

Datenaustausch bei der Umsetzung von Energy Sharing nach § 42c EnWG

Optionen zur Abbildung der Netznutzung, zur Bilanzierung
und zur Abrechnung von Energy Sharing Strommengen

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

ptj projektträger
jülich

Kurzzusammenfassung

Wer sollte das Whitepaper lesen?

- **Energieversorger, Energiedienstleister, Netzbetreiber und Messstellenbetreiber**
- **Behörden und Verbände**, die an der Entwicklung von **Standards** beteiligt sind
- **Verbände**, die eine Rolle in der Entwicklung von **Informationsmaterialien für Energy Sharing** Teilnehmende einnehmen möchten

Energy Sharing nach § 42c EnWG erlaubt die Belieferung eines Verbrauchers durch zwei Lieferanten, die beide das öffentliche Netz nutzen, wobei einer dieser Akteure kein professioneller Marktteilnehmer ist. Dementsprechend ist die Umsetzung von § 42c EnWG im Vergleich zu herkömmlichen Vollbelieferungen, oder Teilbelieferungen im Rahmen der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung nach § 42b EnWG, mit einer erheblich höheren Komplexität verbunden.

Ein zentrales Ziel der Energiebranche sollte sein, die Umsetzung von Energy Sharing nach § 42c EnWG für Teilnehmende möglichst niederschwellig zu ermöglichen, dabei jedoch, im Sinne der Effizienz des Gesamtsystems, möglichst auf existierende Standards und Prozesse aufzubauen, und den Mehraufwand für professionelle energiewirtschaftliche Akteure so gering wie möglich zu halten.

Aus unserer Sicht muss Energy Sharing nach § 42c EnWG im aktuellen Rechtsrahmen zwingend auf Basis eines Netznutzungsvertrags nach § 20 EnWG erfolgen. Die aus unserer Sicht einfachste Lösung, dies zu realisieren, ist, dass der Direktvermarkter des Anlagenbetreibers die Lieferung der geteilten Strommengen im Auftrag des Anlagenbetreibers übernimmt. Eine Umsetzung nach dem österreichischen Modell, in dem Energy Sharing außerhalb des Bilanzierungssystems umgesetzt wird, wird aktuell in der Branche diskutiert. Falls dieses Modell in Deutschland umgesetzt werden sollte, um den Aufwand für Energy Sharing Teilnehmende auf ein Minimum zu reduzieren, wären aus unserer Sicht erst regulatorische Anpassungen oder Klarstellungen notwendig.

Neben dem Netznutzungsvertrag ist eine zweite zentrale Frage bei Energy Sharing die der korrekten Allokation der Strommengen eines Verbrauchers auf zwei Lieferanten. Aus unserer Sicht können Prozesse aus der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung eingesetzt werden, sofern eine Erweiterung dieser auf mehrere Netzanschlusspunkte stattfindet.

Eine solche Umsetzungsform wird innerhalb des kürzlich vorgestellten BDEW-Konzepts dargestellt. Die darin beschriebenen neuen Prozesse für Berechnungsformeln und Verwendungszwecke, sowie die Aufgabenzuordnung hin zu einem zentralen MSB können Energy Sharing, perspektivisch, wenn auch nach jetzigem Zeitplan um 15-Monate verspätet, teilweise ermöglichen.

Spätestens mit der Erweiterung von Energy Sharing auf benachbarte Bilanzierungsgebiete am 01.06.2028 wird dieses Modell erneut angepasst werden müssen. Virtuelle Bilanzierungsgebiete hingegen könnten heute schon eine Lösung zur Umsetzung von Energy Sharing mit mehreren Messstellenbetreibern (und mehreren Bilanzierungsgebieten) anbieten, setzen aber eine Zusammenarbeit mit den Netzbetreibern voraus. Der für 2029 geplante MaBiS-Hub wird neue Optionen bei der Messwertverarbeitung öffnen, wodurch die Umsetzung von § 42c EnWG über standardisierte Prozesse ermöglicht werden sollte.

Außerdem sollte ein Rahmen geschaffen werden, der es Energy Sharing Teilnehmenden ermöglicht, so einfach wie möglich Informationen zu Energy Sharing zu finden, Verträge abzuschließen, und ihre Vereinbarung bei den relevanten energiewirtschaftlichen Akteuren anzumelden. Die geplante nationale Internetplattform nach § 20b EnWG sollte in dieser Hinsicht einen wichtigen Beitrag leisten. Darüber hinaus sollte sehr wahrscheinlich eine nationale Informationsstelle zu Energy Sharing eingeführt werden, die Informationen und Musterverträge niederschwellig und neutral zur Verfügung stellt.

Gemeinsam mit ihren Projektpartnern arbeitet die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. an allen hier genannten Themen. Insbesondere wird die Umsetzung von Energy Sharing nach § 42c EnWG im Forschungsprojekt SkIES pilotiert. Wir freuen uns auf den Austausch mit Akteuren, die an der Umsetzung von Energy Sharing beteiligt sind oder sein werden.

Inhaltsverzeichnis

Kurzzusammenfassung	2
Einleitung	4
1. Aufgaben von Verbrauchern zur Umsetzung von Energy Sharing	5
1.1. Informationsbedarf	5
1.1.1. Generelle Informationen zu Energy Sharing	5
1.1.2. Personalisierte Informationen und Matching-Plattform für Energy Sharing Communities	5
1.1.3. Musterverträge und Informationen zur konkreten Umsetzung von Energy Sharing	5
1.2. Optionen zur Bereitstellung der Informationen	6
1.2.1. Der Lieferant als natürliche Anlaufstelle	6
1.2.2. Der Verteilnetzbetreiber als natürliche neutrale Partei	6
1.2.3. Nationale Energy-Sharing-Koordinierungsstelle	6
1.3. Liefervertrag und Vertrag zur gemeinsamen Nutzung der Anlage	7
1.4. Beauftragung von energiewirtschaftlichen Akteuren als Dienstleister zur Umsetzung von Energy Sharing	7
1.5. Anmeldung bei dem Netzbetreiber und mögliche Rolle der Internetplattform zur Abwicklung des Netzzugangs nach § 20b EnWG	8
2. Grundlagen zur Messwertverarbeitung, Bilanzierung und Abrechnung und Besonderheiten im Energy Sharing Kontext	9
2.1. Grundlagen Netzzugang, Bilanzierung und Abrechnung	9
2.2. Energiewirtschaftliche Umsetzung der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung	11
2.3. Besonderheiten und Fragen im Kontext von Energy Sharing nach § 42c EnWG	12
3. Optionen zur Bilanzierung und Abrechnung von Energy Sharing Strommengen	13
3.1. Eigener vollwertiger Netznutzungsvertrag für Sharing-Mengen	14
3.2. Dienstleister übernimmt Lieferung der Sharing-Mengen im Auftrag des Anlagenbetreibers	15
3.3. Reststromlieferant übernimmt Lieferung der Sharing-Mengen im Auftrag des Verbrauchers	15
3.4. Verteilnetzbetreiber verantwortet die Sharing-Mengen ohne Netznutzungsvertrag	16
3.5. Modell virtuelle Bilanzierung	19
3.6. Fazit	21
4. Optionen zur Bildung abrechnungsrelevanter Werte bei der Umsetzung von § 42c EnWG 23	
4.1. Messwertverarbeitung durch zentralen MSB	23
4.2. Messwertverarbeitung nach österreichischem Vorbild	24
4.3. BDEW-Modell	24
4.4. Messwertverarbeitung im Fall der virtuellen Bilanzierung	26
4.5. Quo Vadis? – Energy Sharing über den MaBiS-Hub	27
4.6. Fazit	27
Diskussion	29

Einleitung

Dieses Whitepaper ist das dritte in unserer Veröffentlichungsserie zu den Chancen, Optionen und Fragen rund um den neuen § 42c EnWG und dem aktuellen Rechtsrahmen.

1. Gesetzliche Premiere für Energy Sharing – Rahmenbedingungen & nächste Schritte
2. Perspektiven für Kundenanlage, Mieterstrom & Quartiere
3. **Datenaustausch bei der Umsetzung von Energy Sharing nach § 42c EnWG**
4. Zusammenspiel von Energy Sharing mit anderen energiewirtschaftlichen Mechanismen

Nach § 42c EnWG sollen Privatpersonen und KMU ab dem 01.06.2026 die Möglichkeit bekommen, Strom aus gemeinschaftlichen Anlagen zu verbrauchen. Zwei Hauptparteien sind an dieser Form des Energy Sharings beteiligt. Ein Verbraucher schließt mit einem Anlagenbetreiber (der eine Privatperson, also ein Prosumer, oder auch eine rechtliche Person, wie zum Beispiel eine Energiegenossenschaft sein kann) einen Vertrag ab.¹ Dieser Vertrag gibt dem Verbraucher zu jedem Zeitpunkt einen Anspruch auf einen algorithmisch definierten Anteil des von der Anlage erzeugten Stroms. Da dieser Energy Sharing Strom nicht den Gesamtbedarf des Verbrauchers deckt, muss der Verbraucher zusätzlich einen Reststromlieferanten beauftragen. Analog dazu beauftragt der Anlagenbetreiber für den Stromüberschuss seiner Anlage einen Direktvermarkter.

Im Vergleich zu einer normalen Vollversorgung durch einen Stromlieferanten entsteht durch Energy Sharing als Teilversorgungsmodell, wie es in § 42c EnWG eingeführt wird, **zusätzlicher Informations- und Austauschbedarf**. Auch im Vergleich zur gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung nach § 42b EnWG führt Energy Sharing nach § 42c EnWG eine erhöhte Komplexität ein, da beide Lieferanten des Verbrauchers das öffentliche Netz nutzen.

Dieses Whitepaper verfolgt das Ziel, den gesamten Austauschbedarf im Kontext von Energy Sharing nach § 42c EnWG aufzuschlüsseln. Dabei werden jeweils **Optionen** und **Prozesse, die bereits im Einsatz sind**, noch **offene Fragen und Lücken**, und mögliche Optionen zur Umsetzung von § 42c EnWG vorgestellt. Aktuell laufende **Verfahren und Diskussionen**, wie beispielsweise zum MaBiS-Hub, und die damit verbundenen Perspektiven, werden mitberücksichtigt.

Das Whitepaper ist nach folgender Struktur organisiert:

- Das erste Kapitel adressiert **Aufgaben von Seiten der Energy Sharing Teilnehmenden und mögliche Informationsquellen**. Dabei werden insbesondere Informationsbedarfe, das Matching mit potenziellen Teilnehmenden, abzuschließende Verträge, Anmeldeprozess und benötigte Dienstleister thematisiert.
- Das zweite Kapitel liefert **Grundlagen zur Netznutzung und zur Bilanzierung der Energiemengen im deutschen Energiesystem** und präzisiert die **Besonderheiten im Kontext von § 42c EnWG** und die damit einhergehenden Fragestellungen.
- Das dritte Kapitel stellt **Optionen zur Nutzung des öffentlichen Netzes**, und den damit verbundenen **Fragen im Bereich Bilanzierung und Abrechnung der Strommengen** dar. Der Fokus liegt dabei auf den Beziehungen zwischen Energy Sharing Teilnehmenden, Verteilnetzbetreiber, Direktvermarkter, Reststromlieferant und möglichen Dienstleistern.
- Das vierte Kapitel stellt **Optionen zur Allokation der Strommengen und zur korrekten Ermittlung der geteilten Strommengen** dar. Der Fokus liefert dabei auf den Beziehungen zwischen den beteiligten Messstellenbetreibern und den anderen energiewirtschaftlichen Akteuren.

¹ Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. [Gesetzliche Premiere für Energy Sharing – Regulatorische Rahmenbedingungen und nächste Schritte](#).

1. Aufgaben von Verbrauchern zur Umsetzung von Energy Sharing

In diesem Kapitel werden die Schritte dargestellt, die ein Verbraucher durchläuft, um einen Energy Sharing Vertrag nach § 42c EnWG zu schließen. Dabei wird insbesondere der **mögliche Beitrag einer nationalen Informations- oder Koordinierungsstelle** nach dem österreichischen Vorbild diskutiert.

1.1. Informationsbedarf

Ein erster wichtiger Punkt zur erfolgreichen und skalierbaren Umsetzung von Energy Sharing ist, dass Interessenten ausreichend informiert sind. Dabei sind folgende Ebenen relevant.

1.1.1. Generelle Informationen zu Energy Sharing

Für eine Mehrheit der Endkunden sind viele Funktionsweisen des Energiesystems unklar. Aus Kundensicht ist der Lieferant der einzige Ansprechpartner, der sicherstellt, dass sie mit Strom beliefert werden und alle damit verbundenen Prozesse übernimmt. Da Energy Sharing eine deutlich höhere Komplexität mit sich bringt ist wichtig, dass pädagogische Inhalte verfügbar sind, die das Grundprinzip, sowie mögliche Mehrwerte von Energy Sharing deutlich kommunizieren.

Insbesondere muss klar dargestellt werden, dass Verbraucher einen Liefervertrag und einen Vertrag zur gemeinsam Nutzung einer erneuerbare Energienanlage mit einem Anlagenbetreiber abschließen müssen. Außerdem sollten Verbraucher darüber informiert werden, dass sie einen Reststrom-Liefervertrag abschließen müssen bzw. ihr aktueller Lieferant eine Vertragsanpassung vornehmen wird. Anlagenbetreiber müssen darüber informiert werden, dass Energy Sharing eine Anpassung der Veräußerungsform ihrer Anlage bedeutet, auch für den nicht in der Energy Sharing Community geteilten Stromüberschuss.

1.1.2. Personalisierte Informationen und Matching-Plattform für Energy Sharing Communities

Nach § 42c EnWG ist Energy Sharing ab dem 01.06.2026 innerhalb eines Bilanzierungsgebiets eines Verteilnetzes erlaubt – ab 01.06.2028 auch im Bilanzierungsgebiet eines benachbarten Verteilnetzes. Wie bereits in unserem ersten Whitepaper angemerkt ist diese Information nicht einfach zugänglich.² Ein Verbraucher, der beispielsweise Mitglied einer Energiegenossenschaft ist, und im Rahmen von § 42c EnWG direkt mit Strom der Genossenschaftsanlage beliefert werden möchte, muss zunächst sicherstellen können, dass dies auch gesetzlich möglich ist.

Neben Fällen, in denen sich Anlagenbetreiber und Verbraucher bereits kennen und von vornherein gemeinsam eine Energy-Sharing-Community gründen wollen (etwa Mitglieder einer Genossenschaft oder bekannte Prosumer-Verbraucher-Paare), ist davon auszugehen, dass auch andere Prosumer und Verbraucher grundsätzlich Interesse am Energy Sharing haben und aktiv nach passenden Partnern suchen werden. Für diesen Fall könnte eine **Matching-Plattform**, auf welcher sich Interessenten anmelden können und vernetzt werden, erheblich zur Skalierung von Energy Sharing beitragen. Orientiert werden kann sich hier an der Plattform *Strom verbindet* der österreichischen Koordinierungsstelle für Energiegemeinschaften.³

Denkbar ist dabei zum Beispiel, dass Interessenten die Möglichkeit bekommen, Informationen zu ihrer Erzeugungsanlage oder ihrem Verbrauchsverhalten einzutragen zu können⁴ und auf dieser Basis ein Matching der Erzeugungs- und Verbrauchszeitreihen erfolgt, um die geteilten Strommengen im Energy Sharing Konstrukt zu maximieren.

1.1.3. Musterverträge und Informationen zur konkreten Umsetzung von Energy Sharing

Auf einer dritten Ebene ist wichtig, dass Kunden ausreichend über die konkreten Schritte, die sie zur

² Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. [Gesetzliche Premiere für Energy Sharing - Regulatorische Rahmenbedingungen und nächste Schritte](#).

³ Österreichische Koordinationsstelle für Energiegemeinschaften [Strom verbindet - Energiegemeinschaft suchen & finden](#)

⁴ Beispielsweise orientiert am [HEA/BDEW §14a-Informationstool](#)

Umsetzung von Energy Sharing planen müssen, informiert sind.

Insbesondere wäre ein **Katalog an möglichen Aufteilungsschlüsseln** hilfreich. Basierend auf geschätzten Erzeugungs- und Lastgängen der Teilnehmenden könnten automatisiert passende Muster-Aufteilungsschlüssel vorgeschlagen werden. Sehr hilfreich wäre ebenfalls die Umsetzung von Artikel 15a Absatz 4 Buchstabe b der Richtlinie zur Verbesserung des Elektrizitätsmarktdesigns hinsichtlich der Bereitstellung von **Musterverträgen**, die faire und transparente Vertragsbedingungen für Energy Sharing Teilnehmenden enthalten.⁵

Darüber hinaus ist wichtig, dass der Anlagenbetreiber über seine Pflichten informiert ist, und einfach einen Überblick möglicher Dienstleister zur Erfüllung dieser Pflichten bekommt. Generell ist wünschenswert, dass Leitfäden zu den konkreten Schritten zur Gründung einer Energy Sharing Community zur Verfügung stehen.

1.2. Optionen zur Bereitstellung der Informationen

Folgend werden mögliche Kanäle, über welche Energy Sharing Interessenten informiert werden könnten, sowie ihre Vor- und Nachteile, dargestellt.

1.2.1. Der Lieferant als natürliche Anlaufstelle

Wie bereits erwähnt ist der Lieferant der natürliche Ansprechpartner für Endkunden, da mit ihm der bestehende Stromliefervertrag abgeschlossen wurde und sein Name auf den Stromrechnungen steht.

Energielieferanten können über Energy Sharing informieren, eignen sie sich aber vermutlich nicht als neutrale Informationsstelle. Einerseits kann nicht sichergestellt werden, dass alle Kunden Zugriff auf vergleichbare Informationen bekommen (zum Beispiel mit Blick auf mögliche Dienstleister, da Energielieferanten vermutlich selbst Dienstleistungen in diesem Bereich anbieten werden und für diese werben möchten). Andererseits ist gesetzlich vorgegeben, dass grundsätzlich jeder Anlagenbetreiber mit jedem Verbraucher Strom teilen darf (vorausgesetzt sie sind im gleichen oder ab Juni 2028 in benachbarten Bilanzierungsgebieten), unabhängig von ihrem jeweiligen Lieferanten.

Für den Betrieb einer Matching-Plattform kommen Energielieferanten auch deshalb nicht in Betracht, weil kein einzelner Lieferant Zugriff auf alle potenziellen Energy-Sharing-Teilnehmenden erhalten sollte – ein solcher Informationsvorteil würde den Wettbewerb zwischen Lieferanten unzulässig verzerren.

1.2.2. Der Verteilnetzbetreiber als natürliche neutrale Partei

Durch die Orientierung des § 42c EnWG an Bilanzierungsgebiete von Verteilnetzbetreibern würden sich diese grundsätzlich als mögliche Akteure zur Bereitstellung von Informationen zu Energy Sharing eignen. Sie wissen, welche Endkunden Teil ihres Bilanzierungsgebiets sind, und können dadurch die Information bereitstellen, welche Verbraucher Energy Sharing miteinander durchführen dürfen.⁶

Diese Option hat jedoch zwei zentrale Nachteile. Zum einen ist der Betrieb einer Informationsstelle für Energy Sharing klar außerhalb des aktuellen Verantwortungsrahmens von Verteilnetzbetreibern. Es ist zum Beispiel unklar, wie Verteilnetzbetreibern für diese zusätzliche Aufgabe vergütet werden sollten – und wie eine solche Vergütung bei über 800 Verteilnetzbetreibern fair gestaltet werden könnte. Zum anderen wären die Entwicklung und der Betrieb einer Informationsplattform pro Verteilnetzbetreiber systemisch ineffizient. Schließlich ist unwahrscheinlich, dass Energy Sharing Interessenten spontan bei ihrem Verteilnetzbetreiber nach Informationen suchen.

1.2.3. Nationale Energy-Sharing-Koordinierungsstelle

Viel mehr ist zu erwarten, dass Energy Sharing Interessenten nicht gezielt die Website ihres Verteilnetzbetreiber aufsuchen, sondern eine allgemeine Internetsuche durchführen. Um sicherzustellen, dass Interessenten sofort auf korrekte und für sie relevante Informationen treffen, ist eine nationale Anlaufstelle die sinnvollste Lösung.

Eine solche Koordinierungsstelle wurde beispielsweise in Österreich eingeführt und ist seit der Einführung von Energy Sharing im Gesetz 2021 ein zentraler Bestandteil der Umsetzungs- und Skalierungsstrategie. Die österreichische Koordinierungsstelle übernimmt alle hier genannten Aufgaben (Informationsbereitstellung, Beratung, Matching, Zugang zu Musterverträgen).

⁵ Europäische Union [Richtlinie zur Verbesserung des Elektrizitätsmarktdesigns](#)

⁶ Für eine Beschreibung der offenen Fragen hinsichtlich der räumlichen Ausdehnung von Bilanzierungsgebieten, verweisen wir auf das

erste Whitepaper dieser Serie; Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. [Gesetzliche Premiere für Energy Sharing - Regulatorische Rahmenbedingungen und nächste Schritte](#).

In Deutschland haben sich unterschiedliche Akteure bereits für die Einführung einer solchen Koordinierungsstelle geäußert. Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) hebt in seiner Stellungnahme zum Regierungsentwurf der EnWG-Novelle hervor, dass eine Koordinierungsstelle Teil eines erfolgreichen Gesamtkonzepts von Energy Sharing darstellt.⁷ Der Bundesrat verweist auf die Verpflichtung zur Einrichtung einer zentralen Anlaufstelle für Energy Sharing gemäß Artikel 15a Absatz 6 Buchstabe b Doppelbuchstabe ii der Richtlinie zur Verbesserung des Elektrizitätsmarktdesigns⁸ und betont die Notwendigkeit ihrer Einführung – auch vor dem Hintergrund der bisherigen Erfahrungen mit der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung (GGV).⁹ Diese zentrale Koordinierungsstelle hätte den Vorteil, dass nur eine Plattform betrieben werden muss (statt eine pro Lieferant oder Netzbetreiber), und alle Interessenten mit Sicherheit Zugriff auf dieselben ausführlichen, aktuellen und neutralen Informationen hätten.

Zu klären ist, wer in Deutschland konkret diese Koordinierungsstelle betreiben soll, und wie diese finanziert werden soll. In Österreich ist der Klima- und Energiefond – ein Instrument der Bundesregierung – für den Betrieb der Koordinationsstelle verantwortlich. Die Finanzierung erfolgt somit über Bundesmittel.

1.3. Liefervertrag und Vertrag zur gemeinsamen Nutzung der Anlage

Nachdem Anlagenbetreiber und Verbraucher entschlossen haben, Strom zu teilen, müssen Energy Sharing Verträge abgeschlossen werden. Der Anlagenbetreiber wird nach § 42c EnWG – unter Bedingungen – von einem Teil der Lieferantenpflichten befreit. Dennoch trägt er dafür Verantwortung, dass er mit dem Verbraucher einen Liefervertrag und einen Vertrag zur gemeinsamen Nutzung der Anlage abschließt. Beide Dokumente können dabei in einem Vertrag zusammengefasst werden.

Im Vertrag zur gemeinsamen Nutzung der Anlage wird festgelegt:

- Welchen Anteil des erzeugten Stroms der Kunde nutzen darf (inklusive algorithmischer Aufteilungsschlüssel)?
- Wie dieser Strom bepreist wird?

§ 42c Nr 7 EnWG sieht vor, dass Anlagenbetreiber, die Haushaltskunden sind und eine Anlage < 30 kW Leistung betreiben, oder die ein Zusammenschluss mehrerer Haushaltskunden in einem Mehrparteienhaus sind, die eine Anlage < 100 kW Leistung betreiben, keinen vollwertigen Liefervertrag nach § 41 EnWG mit den von ihnen belieferten Verbrauchern abschließen müssen. Da die zugrunde liegenden Sachverhalte strukturelle Parallelen aufweisen, ist davon auszugehen, dass Lieferverträge nach § 42c EnWG sich an bewährten Elementen der Gebäudestromnutzungsverträge nach § 42b EnWG orientieren können.

Für alle anderen Anlagenbetreiber (in der Praxis vermutlich insbesondere Genossenschaften), muss ein vollwertiger Liefervertrag nach § 41 EnWG angeboten und abgeschlossen werden.

Wie bereits im ersten Unterkapitel erwähnt, wäre vorteilhaft, wenn Musterverträge frei zugänglich wären. Dennoch ist zu erwarten, dass die meisten Anlagenbetreiber für den Abschluss der Verträge einen Dienstleister beauftragen werden – was nach § 42c Abs. 5 EnWG explizit erlaubt ist.

1.4. Beauftragung von energiewirtschaftlichen Akteuren als Dienstleister zur Umsetzung von Energy Sharing

Unabhängig davon, wie Energy Sharing nach § 42c EnWG konkret umgesetzt wird (siehe Kapitel 3 und 4) steht fest, dass neben Anlagenbetreiber und Verbraucher auch professionelle energiewirtschaftliche Akteure als Dienstleister an der Umsetzung teilnehmen werden.

§ 42c Abs. 5 EnWG erlaubt den Anlagenbetreiber, Dienstleister zur Erfüllung unterschiedlicher Pflichten, unter anderem mit Bezug auf Netzzugang und Abrechnung zu beauftragen.

⁷ BDEW [Stellungnahme zum Regierungsentwurf zum Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Stärkung des Verbraucherschutzes im Energiebereich sowie zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften](#)

⁸ Europäische Union [Richtlinie zur Verbesserung des Elektrizitätsmarktdesigns](#)

⁹ Deutscher Bundestag [Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Stärkung des Verbraucherschutzes im Energiebereich sowie zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften – Drucksache 21/1497 – Stellungnahme des Bundesrates und Gegenäußerung der Bundesregierung](#)

Darüber hinaus muss der Anlagenbetreiber einen Direktvermarkter zur Vermarktung des Stromüberschuss seiner Anlage beauftragen. Der Gesetzgeber sieht Energy Sharing Mengen künftig als Teil der sonstigen Direktvermarktung. Nicht geteilter Überschussstrom soll über einen Direktvermarkter bspw. über das Marktprämienmodell veräußert werden.¹⁰ Nicht erlaubt ist die Kombination von Energy Sharing mit der unentgeltlichen Abnahme des Überschussstroms (§ 21b Abs. 2 Satz 3 EnWG), wie es in Österreich möglich ist.¹¹

Der Verbraucher muss einen Reststromlieferanten zur Deckung seines Reststrombedarfs beauftragen.

1.5. Anmeldung bei dem Netzbetreiber und mögliche Rolle der Internetplattform zur Abwicklung des Netzzugangs nach § 20b EnWG

Außerdem müssen die Energy Sharing Teilnehmenden ihre vertragliche Beziehung bei ihrem oder ihren Netzbetreiber(n) anmelden. Voraussichtlich kann diese Anmeldung auch durch Dienstleister erfolgen.

Zeitgleich zur Einführung des § 42c in das EnWG wurde auch ein neuer § 20b eingeführt. Dieser verpflichtet Netzbetreiber dazu, gemeinsam eine Internetplattform zu errichten und zu betreiben, über welche mindestens folgende Informationen angemeldet und abgegriffen werden sollen:

- die erstmalige Bestellung, die Änderung oder die Abbestellung von Zählpunktanordnungen hinter einem Netzanschluss,
- die erstmalige Bestellung, die Änderung oder die Abbestellung von Verrechnungskonten hinter einem Netzanschluss sowie
- die Registrierung von Vereinbarungen nach § 42c EnWG

Das in Kapitel 4.2 vorgestellte Konzept des BDEW sieht die Einführung eines Lokationsbündels für Energy Sharing vor. Über die Plattform könnten die Anlagenbetreiber dem VNB sämtliche am Energy Sharing beteiligten MaLos mitteilen und auch die jeweiligen Berechnungsformeln hinterlegen.

Diese nationale Plattform bietet aus unserer Sicht drei erhebliche Vorteile:

- Der administrative Aufwand wird – insbesondere für kleine Netzbetreiber – deutlich reduziert, da Prozesse automatisiert werden
- Dienstleister, die die Anmeldung von Energy Sharing Vereinbarung übernehmen, müssen nur einen Prozess beherrschen, und nicht einen pro Netzbetreiber
- Akteure, die Zugriff auf Daten haben möchten (zum Beispiel weitere Dienstleister zur Abrechnung) haben eine zentrale Anlaufstelle, die als Single-Point-of-Truth agiert. So werden Aufwand und mögliche Fehler reduziert

Die BNetzA arbeitet aktuell noch an einer Konkretisierung der Anforderungen an diese Internetplattform. Es ist nicht davon auszugehen, dass die Plattform bereits am 01.06.2026 verfügbar sein wird, sodass zunächst jeder Netzbetreiber einen eigenen Anmeldeprozess gestalten muss. Dieser kann sich sehr stark an den bereits existierenden Prozessen der GGV (§ 42b EnWG) orientieren.

Welche Informationen auf der Plattform angemeldet werden müssen, hängt auch von der genauen energiewirtschaftlichen Umsetzung von Energy Sharing ab. Optionen dazu werden in den Kapitel 3 und 4 vorgestellt. Sinnvoll wäre jedoch, dass mindestens der Energy-Sharing-Vertrag, der Aufteilungsschlüssel, sowie Direktvermarkter und Reststromlieferant auf dieser Plattform hinterlegt werden.

¹⁰ BMWF [Beschlussempfehlung und Bericht des Ausschusses für Wirtschaft und Energie zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung – Drucksachen 21/1497, 21/2076, 21/2146 Nr. 1.15](#)).

¹¹ Österreichische Koordinationsstelle für Energiegemeinschaften [Energiegemeinschaften für Anlagenbesitzer:innen EEG Factsheet #3](#) und [OeMAG](#)

2. Grundlagen zur Messwerteverarbeitung, Bilanzierung und Abrechnung und Besonderheiten im Energy Sharing Kontext

In diesem Kapitel werden **grundlegende Mechanismen** zur Nutzung des öffentlichen Netzes und die **Pflichten**, die energiewirtschaftliche Akteure erfüllen müssen, vorgestellt. Diese betreffen **die Bildung abrechnungsrelevanter Werte**, die **Zuordnung der Strommengen zu Bilanzkreisen** und die **Abrechnung der Netznutzung**. Dargestellt werden diese Prozesse im Kontext einer herkömmlichen Vollbelieferung und hinsichtlich der GGV.

Anschließend werden **Besonderheiten im Energy Sharing Kontext** vorgestellt, sowie die Fragen die dadurch bei der Bilanzierung, der Zuordnung der Strommengen und der Abrechnung der Netznutzung entstehen. Die am Ende dieses Kapitels identifizierten Fragen leiten Kapitel 3 und 4 ein, in denen mögliche Optionen bei der Umsetzung von Energy Sharing nach § 42c EnWG vorgestellt werden.

2.1. Grundlagen Netzzugang, Bilanzierung und Abrechnung

Im deutschen Energiemarkt werden die Verantwortlichkeiten und Aufgaben nach dem Rollenmodell für die Marktkommunikation im deutschen Energiemarkt Rollen zugeordnet. Entscheidend für die Umsetzung von Energy Sharing sind dabei die Rollen Messstellenbetreiber, Netzbetreiber, Lieferanten und Bilanzkreisverantwortliche. Der Messstellenbetreiber verantwortet den Betrieb der Zähler und die Ermittlung und Aufbereitung von Werten. Der Netzbetreiber schließt bspw. Marktlokationen (MaLo) an sein Netz an, ordnet Marktpartner hinzu und aggregiert Energiemengen von MaLos. Lieferanten beliefern verbrauchende MaLos bzw. nehmen die Energiemengen von erzeugenden MaLos ab. Der Bilanzkreisverantwortliche (BKV) ist verantwortlich für den energetischen und finanziellen Ausgleich von Bilanzkreisen.¹²

Was folgt aus der Nutzung des öffentlichen Stromnetzes?

Nach § 20 EnWG hat jeder Letztverbraucher Anspruch auf einen diskriminierungsfreien Netzzugang. Diese

Netzzugang setzt nach Abs. 1a jedoch voraus, dass ein **Netznutzungsvertrag** mit dem Netzbetreiber abgeschlossen wurde. Dieser kann entweder vom Kunden selbst oder von einem Lieferanten (Lieferantenrahmenvertrag) abgeschlossen werden. In diesem Fall wird allen Kunden des Lieferanten, unabhängig von ihrer Position im Netz, die Netznutzung gewährt. In beiden Fällen setzt der Netznutzungsvertrag voraus, dass die über das Netz fließenden Strommengen in einem Bilanzkreis abgebildet sind, und der dafür zuständige Bilanzkreisverantwortliche das finanzielle Risiko für diesen Bilanzkreis trägt.

Die **Bilanzierung** nach den Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom (MaBiS)¹³ ist das administrative System, um alle Energieflüsse in Deutschland viertelstundenscharf buchhalterisch zu erfassen und auszugleichen. Dabei werden die physikalischen Realitäten des Netzes in ein bilanzielles Modell aus MaLo, Bilanzkreisen und Bilanzierungsgebieten übersetzt. Ergänzt werden diese Regeln durch die Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität (GPKE)¹⁴, welche insbesondere den Datenaustausch im Kontext der Lieferantenwechselprozesse darstellen und die Wechselprozesse im Messwesen Strom (WiM)¹⁵, welche den Datenaustausch im Zusammenhang mit der Durchführung des Messstellenbetriebes beschreiben.

Wofür gibt es Bilanzkreise?

Ein Bilanzkreis lässt sich als virtuelles Energiekonto verstehen, in dem zunächst die geplanten und später die tatsächlichen Einspeise- und Entnahmemengen eines Marktteilnehmers – etwa eines Erzeugers, Versorgers, Händlers oder Großverbrauchers – verbucht werden. Das zentrale Ziel besteht darin, dass Einspeisung und Verbrauch in jedem 15-Minuten-Intervall ausgeglichen sind. Kommt es zu Abweichungen, gleicht der Übertragungsnetzbetreiber diese über Ausgleichsenergie aus und stellt es den für den Bilanzkreis wirtschaftlich verantwortlichen Akteuren, die sogenannten BKV in Rechnung.

¹² BDEW [Rollenmodell für die Marktkommunikation im deutschen Energiemarkt](#)

¹³ Bundesnetzagentur (BNetzA) [Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom \(MaBiS\)](#)

¹⁴ BNetzA [Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität \(GPKE\)](#)

¹⁵ BNetzA [Wechselprozesse im Messwesen Strom \(WiM\)](#)

Der zentrale Anknüpfungspunkt für die kaufmännische Abwicklung von Energielieferung, Netznutzung und Bilanzierung ist die MaLo. Es wird zwischen verbrauchenden und erzeugenden MaLo unterschieden. Der Netzbetreiber vergibt eindeutige Identifikationsnummern (MaLo-ID) und ordnet diese Lieferanten und Bilanzkreisverantwortlichen zu. Bei erzeugenden MaLo kann die Energiemenge in prozentuale Anteile (Tranchen) aufgeteilt werden, wenn sie unterschiedlichen Bilanzkreisen oder Lieferanten zugeordnet werden soll.

Was passiert vor der Belieferung auf Seiten des Lieferanten?

Der BKV ist verpflichtet dem ÜNB vorab zu melden, welche Energiemengen in jeder Viertelstunde in seinen Bilanzkreis eingespeist, daraus entnommen oder mit anderen Bilanzkreisen ausgetauscht werden. Innerhalb eines solchen Fahrplans werden Prognosezeitreihen für Einspeisungen aus Erzeugungsanlagen (FC-PROD) und Entnahmen durch Letztverbraucher (FC-CONS) hinterlegt.¹⁶ Der BKV ist verpflichtet seinen Bilanzkreis ausgeglichen zu halten. Sofern ein Erzeugungs- oder Verbrauchsüberschuss im Fahrplan vorliegt, kann er Strom verkaufen oder kaufen. Die Energiemengen werden dann als Transaktionszeitreihe zu gleichen Teilen in die betroffenen Bilanzkreise geschrieben und die bilanziellen Differenzen ausgeglichen.

Wie werden abrechnungsrelevante MaLo-Daten gebildet?

Der Wert einer MaLo (z.B. ein Lastgang oder eine Arbeitsmenge) wird auf Basis der Messwerte der zugeordneten Messlokationen (MeLo) durch den Messstellenbetreiber (MSB) gebildet. Dabei können hinter einem Netzanschlusspunkt theoretisch beliebige Beziehungstypen von MaLo und MeLo auftreten. Beispielsweise wird im Kontext von Prosumern häufig ein Zweirichtungszähler verbaut, welcher MeLo-Werte für die Einspeise- und Verbrauchs-MaLo liefert (2:1-Beziehung). Sofern für die Berechnung der Werte einer MaLo mehrere MeLo verwendet werden, besteht eine 1:n-Beziehung. Solche Konstellationen werden mit dem Netzbetreiber innerhalb des abgestimmten Messkonzepts inklusive Berechnungsformeln festgelegt und dem MSB vom Verteilnetzbetreiber mitgeteilt. Darin wird veranschlagt, wie die an den Zählpunkten erfassten Werte miteinander verrechnet werden müssen, um die korrekten Werte der MaLo zu bilden. Dies ist Standard bei komplexen

Messkonzepten hinter einem Netzanschlusspunkt, bspw. bei Kaskadenschaltungen, Mieterstrom oder der GGV. Innerhalb der GGV wird die Berechnungsformel auf Basis des Aufteilungsschlüssels erstellt.¹⁷

Wie werden die Werte der MaLo bilanziert?

Der MSB berechnet die Werte der MaLo und sendet sie (sofern mit intelligentem Messsystem (iMSys) gemessen) täglich für den Vortag an den Netzbetreiber. Dieser kennt die Zuordnung der MaLo zu den Lieferanten und BKV und aggregiert sämtliche Last- bzw. Einspeisegänge (Werte der MaLos) zu Summenzeitreihen.¹⁸ Dabei bildet das Aggregat aller MaLos eines Lieferanten in einem Bilanzierungsgebiet die Lieferantensummenzeitreihe (LF-SZR). Das Aggregat aller MaLos eines Bilanzkreises in einem Bilanzierungsgebiet bildet die Bilanzkreissummenzeitreihe (BK-SZR). Beide Zeitreihen werden in nachgelagerten Prozessen für Abrechnungszwecke verwendet.

Damit Zeitreihen zwischen den Marktpartnern, wie Netzbetreiber, ÜNB, Lieferant ausgetauscht werden können, müssen MaBiS-Zählpunkte (MaBiS-ZP) aktiviert werden. Ein MaBiS-ZP repräsentiert dabei eine spezifische Kombination aus beispielsweise Bilanzkreis, Lieferant und Bilanzierungsgebiet. Sie dienen als Ankerpunkte für den Austausch und die Zuordnung von Summenzeitreihen zwischen den Marktpartnern.

Wie werden Bilanzkreise abgerechnet?

Die Bilanzkreisabrechnung ist die administrative und wirtschaftliche Abrechnung von Bilanzkreisen durch den Bilanzkoordinator (BIKO). Sie dient dazu, die Abweichungen zwischen Einspeisungen und Entnahmen innerhalb eines Bilanzkreises festzustellen und finanziell auszugleichen. Der BIKO erhält hierfür vom Netzbetreiber die BK-SZR. Sie bildet die Basis für die Ermittlung des Bilanzkreisabweichungssaldos (BAS), also der Differenz zwischen den angemeldeten Fahrplänen und den tatsächlichen gemessenen Werten. Diese Abrechnungszeitreihe wird zusammen mit dem Ausgleichsenergiepreis an den BKV gesandt und abgerechnet.

Wie wird die Netznutzung abgerechnet?

Sofern das öffentliche Netz für die Belieferung eines Kunden genutzt wird, ist eine Netznutzungsabrechnung zwischen Netzbetreiber und Letztverbraucher bzw. Lieferant durchzuführen. In der Regel schließen Letztverbraucher Vollversorgungsverträge mit ihrem Energieversorger (All-Inklusiv-Liefervertrag), in denen

¹⁶ 4 ÜNB [Fahrplananmeldung in Deutschland](#)

¹⁷ Umsetzungsvarianten dieser Messkonzepte und Berechnungsformeln können den VBEW-Messkonzepten entnommen werden;

Verband der Bayerischen Energie- und Wasserwirtschaft e. V. [Messkonzepte](#)

¹⁸ Die Aggregationsverantwortung kann für viertelstündlich bilanzierte MaLos mit iMSys auch an den ÜNB übertragen werden.

die Netznutzung bereits geregelt ist. Der Lieferant nimmt für die MaLo des Verbrauchers die Rolle des Netznutzers wahr und kümmert sich um alle administrativen und bilanziellen Belange gegenüber dem Netzbetreiber. Grundlage hierfür ist das Abschließen eines Lieferantenrahmenvertrags zwischen Netzbetreiber und Lieferant, in welchem dem Lieferanten der Zugang zum gesamten Netzgebiet gewährt wird.

Die Netznutzungsabrechnung erfolgt dann hochgradig automatisiert und folgt einer festgelegten Abfolge von Datenaustauschschritten zwischen Netzbetreiber und Lieferant. Der Netzbetreiber stellt dem Lieferanten vorab elektronische Preisblätter bereit, die alle relevanten Preise für die Netznutzung enthalten. Im Vorfeld der eigentlichen Rechnungsstellung sendet der Netzbetreiber dem Lieferanten den Lieferschein. Dieser enthält die für den Abrechnungszeitraum auf der Basis der Werte der MaLo ermittelten Energiemengen und ggf. Leistungswerte. Nach Genehmigung des Lieferscheins durch den Lieferanten folgt die eigentliche Netznutzungsabrechnung an den Lieferanten. Daraufhin werden im Kontext der Energielieferabrechnung die Kosten der Netznutzung vom Lieferanten an den Verbraucher durchgereicht. In dieser All-Inklusiv-Rechnung werden die Energielieferkosten, die Netz- und Messstellenbetriebsentgelte, sowie die Umlagen, Abgaben und Steuern veranschlagt.¹⁹

2.2. Energiewirtschaftliche Umsetzung der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung

Die gemeinschaftliche Nutzung von Strom ist heute bereits in Form der GGV hinter einem Netzanschlusspunkt möglich. Verbraucher haben dadurch die Möglichkeit Strom innerhalb einer Kundenanlage zu teilen und dabei einen Reststromlieferanten frei zu wählen. Dieses Modell kann als Inspiration für Energy Sharing nach § 42c EnWG dienen, da es insbesondere Lösungen zur energiewirtschaftlichen Umsetzung einer Teilversorgung und zur entsprechenden Allokation der Messwerte einführt.

Was passiert vor der Belieferung auf Seiten des Lieferanten?

Die Reststromlieferanten müssen die Reststrommengen der Verbraucher prognostizieren und Fahrpläne über ihren BKV an den ÜNB senden. Geteilte Energiemengen verbleiben hinter dem Netzanschlusspunkt und müssen deshalb nicht gemeldet werden. Der Reststromlieferant hat in der Regel keine Informationen über die Verbräuche der anderen Hausbewohner, wodurch die Prognose erschwert wird.

Wie werden abrechnungsrelevante MaLo-Daten gebildet?

Die Teilnehmenden stimmen mit dem Verteilnetzbetreiber ein Messkonzept inklusive Berechnungsformeln ab und etablieren darüber die Zuteilung der Erzeugungsmengen untereinander nach vertraglich festgesetztem Aufteilungsschlüssel. Der Verteilnetzbetreiber sendet diese Informationen an den MSB weiter. Verpflichtende Voraussetzung für die Umsetzung eines solchen Messprodukts ist ein einheitlicher MSB (GPKE Use-Case: Bestellung einer Konfiguration). Über das Liegenschaftsmodell nach § 6 Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) kann ein einheitlicher MSB etabliert werden, der sämtliche Zähler im Haus auf intelligente Messsysteme umstellt und die Anwendung der Berechnungsformel umsetzt. Dabei werden die Werte der MeLos in abrechnungsrelevante Werte der MaLos übersetzt und an die berechtigten Marktpartner versandt. Die geteilten Energiemengen, sowie der ins Netz eingespeiste Strom kann auch vom Energie-Service-Anbieter (ESA-Dienstleister)²⁰ des Betreibers der GGV für die Abrechnung der geteilten Energiemengen standardisiert über die Marktkommunikation abgerufen werden.²¹

Wie werden die Werte der MaLo bilanziert und die Bilanzkreise abgerechnet?

Der Verteilnetzbetreiber ordnet die Werte der MaLo zu den Bilanzkreisen der Lieferanten zu und bildet daraus Summenzeitreihen (BK-SZR und LF-SZR). Hier gibt es keine Besonderheiten gegenüber einer Standardbelieferung von Haushaltskunden.

Wie wird die Netznutzung abgerechnet?

Die geteilten Energiemengen werden vom Verteilnetzbetreiber als Eigenverbrauch gesehen und sind dadurch nicht Teil der Netznutzungsabrechnung. Die Netznutzung für den Reststrombedarf wird weiterhin

¹⁹ BNetzA [Netznutzungsvertrag gemäß Beschluss BK6-20-160 vom 21.12.2020](#)

²⁰ Der Energie-Service-Anbieter (ESA-Dienstleister) ist eine Marktrolle, der im Auftrag des Anschlussnutzers Messwerte beim MSB anfragt und verarbeitet.

²¹ Eine detaillierte Beschreibung der praktischen Umsetzung von GGV ist folgendem Papier von Bündnis Bürgerenergie e.V. zu entnehmen [Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung & Mieterstrom](#)

über den Reststromlieferanten und dessen Lieferantenrahmenvertrag abgerechnet.

2.3. Besonderheiten und Fragen im Kontext von Energy Sharing nach § 42c EnWG

Innerhalb des Energy Sharing nach § 42c EnWG wird ein Endkunde von zwei Lieferanten über das öffentliche Netz beliefert. Dies ist ein zentraler Unterschied zur gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung, bei der das öffentliche Netz nur für die Reststromlieferung benötigt wird. Es stellen sich daraus folgende zentralen Umsetzungsfragen für Energy Sharing:

- Wie wird die **Netznutzung** für den geteilten Strom **abgebildet und abgerechnet**? Wer trägt dabei die Verantwortung für die **Bilanzierung der geteilten Strommengen**?
- Wie werden die **Messwerte verrechnet**, um die **geteilten Strommengen** zu bestimmen, und wie wird diese Information an alle beteiligten Teilnehmer kommuniziert?

Im nachfolgenden Kapitel 3 werden Optionen zur Bilanzierung und Abrechnung von Energy Sharing Strommengen beschrieben. Kapitel 4 beschreibt verschiedene Optionen zur Bildung der abrechnungsrelevanten Werte im Kontext der Umsetzung von Energy Sharing nach § 42c EnWG.

Nach unserem Verständnis des aktuellen Rechtsrahmens fallen bei der Umsetzung von § 42c EnWG alle Regeln mit Bezug zu Netzzugang und Bilanzierung der Strommengen an, insbesondere § 20 EnWG.

§ 42c EnWG ist jedoch die Übersetzung von EU-Vorschriften, insbesondere der Richtlinie zur Verbesserung des Elektrizitätsmarktdesigns in das deutsche Recht. Ziel der EU ist dabei nach den Inhalten der Renewable Energy Directive II²² die **niederschwellige Teilhabe** von Privatpersonen und insbesondere vulnerablen Verbrauchern an der Energiewende – was ebenfalls im neuesten Sonderbericht des Europäischen Rechnungshofs wiederholt wird.²³ Energy Sharing soll, aus Sicht der EU, einen wichtigen Beitrag zur Erfüllung der Klimaziele leisten. Hürden bei der

Umsetzung sollten somit möglichst geringgehalten werden.

Da der Netzzugang nach aktuellem Rechtsrahmen komplex, und realistisch nur mit der Unterstützung von professionellen Dienstleistern möglich ist, diskutiert die Branche in Deutschland, ob eine Vereinfachung notwendig wäre, um der Vision der EU zu entsprechen. Ferner wird diskutiert, wie § 42c Abs. 4 EnWG „*Jeder Betreiber eines Elektrizitätsverteilernetzes hat sicherzustellen, dass die gemeinsame Nutzung von Elektrizität nach Absatz 1 möglich ist...*“ zu interpretieren ist, und was diese „Ermöglichung“ durch den Netzbetreiber genau beinhaltet.

Gleichzeitig wurde den Verteilnetzbetreibern mit Einführung von § 42c EnWG eine – mit Blick auf die üblichen Umsetzungspfade – sehr kurze Umsetzungsfrist vorgeschrieben. Die offene Formulierung erlaubt es Netzbetreibern zudem, auch unkonventionelle Pfade zur Umsetzung zu realisieren und lässt eine größere Freiheit bei der Auswahl des Wegs zu.

In allen Fällen ist zu erwarten, dass die BNetzA – basierend auf Vorschläge der Branche – Klarheit zur energiewirtschaftlichen Umsetzung von § 42c EnWG schaffen wird.

In den folgenden Kapiteln werden die Optionen entlang der zwei Metriken „Aufwand für Teilnehmende“ und „Kompatibilität mit dem aktuellen deutschen Rechtsrahmen“ eingeordnet.

²² Europäisches Parlament und Rat [Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG](#)

²³ Europäischer Rechnungshof [Energiegemeinschaften – Potenzial ist noch nicht voll ausgeschöpft](#)

3. Optionen zur Bilanzierung und Abrechnung von Energy Sharing Strommengen

In diesem Kapitel werden folgende eng miteinander verbundenen Fragen adressiert und mögliche Optionen vorgestellt:

- Auf welcher vertraglichen Grundlage erfolgt die Netznutzung für den geteilten Strom?
- Wie werden die entsprechenden Netznutzungsentgelte – sowie weitere Steuern, Abgaben, Umlagen – kommuniziert und abgerechnet?
- Wer trägt die Verantwortung für die Bilanzierung der geteilten Strommengen?

Unser Verständnis des aktuellen Rechtsrahmens ist, dass Energy Sharing nach § 42c EnWG eine **Belieferung** ist, und die Netznutzung somit auf Basis eines Netznutzungsvertrags nach § 20 EnWG zu erfolgen hat. Die Kapitel 3.1 bis 3.3 beschreiben Optionen zur Verteilung der Verantwortlichkeiten zwischen den beteiligten Akteuren sowie mögliche Vertragsstrukturen für Netzzugang, Bilanzierung und Netznutzungsabrechnung.

Kapitel 3.4 diskutiert die Möglichkeit, **Energy Sharing wie in Österreich außerhalb des Bilanzierungssystems** umzusetzen. Falls dies auch die gewünschte Umsetzung in Deutschland sein sollte, sollte aus unserer Sicht eine Anpassung von § 20 EnWG in diesem Sinne erfolgen. An dieser Entscheidung müssten, neben den VNB, auch die ÜNB, in ihrer Rolle als Bilanzkreiskoordinatoren, beteiligt sein.

Kapitel 3.5 erläutert den möglichen Beitrag **virtueller Bilanzierungsgebiete**, wie sie bereits zur Umsetzung des Durchleitungsmodells nach BNetzA Festlegung zur Netzzugangsregulierung Elektromobilität (BK6-20-160)²⁴ eingesetzt werden dürfen. Die virtuelle Bilanzierung könnte insbesondere für Verteilnetzbetreiber die Komplexität des Umgangs mit Energy Sharing Vereinbarungen reduzieren und die Realisierung für Energiegemeinschaften damit beschleunigen. Die Umsetzung von Energy Sharing im virtuellen

Bilanzierungsgebiet erfordert keine Anpassung des Rechtsrahmens des § 42c EnWG.

Bei allen Optionen stellt sich ebenfalls die Frage, wie **Grundpreis** und (falls zutreffend) Leistungspreis der Netznutzungsentgelte bei einer Versorgung durch zwei Lieferanten abgerechnet werden können, bzw. sollen. Da die Teilnahme an Energy Sharing nach § 42c EnWG den Abschluss eines Vertrags mit einem Reststromlieferanten voraussetzt, ist die aus unserer Sicht einfachste Lösung, dass diese Preiskomponenten immer vollständig über die Reststrom-Rechnung abgebildet werden. Im Folgenden wird implizit immer nur von der Arbeitskomponente der Netznutzung, sowie verbrauchsbezogene Stromnebenkosten (Steuern, Abgaben, Umlagen) die für den geteilten Strom anfallen, diskutiert.

Unabhängig von den in diesem Kapitel beschriebenen Umsetzungsformen der Bilanzierung, tragen die Reststromlieferanten und Direktvermarkter der Anlagenbetreiber das **Prognoserisiko für die übrigen nicht über Energy Sharing abgewickelten Energiemengen**. Ein einzelner Reststromlieferant kennt dabei nicht die Messdaten der anderen Teilnehmer, wenn diese durch einen anderen Lieferanten beliefert werden. Der Direktvermarkter des Anlagenbetreibers kennt ebenfalls nicht die Lastgänge, der zu beliefern den Teilnehmer. Dadurch wird die Prognose der Rest- bzw. Einspeiseüberschussstrommengen komplizierter und es fallen voraussichtlich **höhere Ausgleichsenergiekosten als bei einer Vollversorgung an**. Es ist davon auszugehen, dass diese Risiken an die Energy Sharing Community über Preisanpassungen weitergegeben werden. Der Anlagenbetreiber muss nach § 42c Abs. 5 EnWG den Verbraucher darüber informieren, dass der Reststrombezug über den durchschnittlichen Kosten einer umfassenden Versorgung liegen dürfte.

Zudem wird davon ausgegangen, dass die korrekte Zuordnung der Strommengen (Energy Sharing Strom, Reststrom und Einspeiseüberschuss) bereits erfolgt ist. Optionen dazu werden im Kapitel 4 detailliert.

²⁴ BNetzA [Netzzugangsregeln zur Ermöglichung einer ladevorgangsscharfen bilanziellen](#)

[Energiemengenzuordnung für Elektromobilität \(NZR-EMob\)](#)

3.1. Eigener vollwertiger Netznutzungsvertrag für Sharing-Mengen

Falls Energy Sharing nach § 42c EnWG als normale Stromlieferung gilt, fallen nach unserem Verständnis die Pflichten nach § 20 EnWG an. Dies bedeutet, dass die Netznutzung für den geteilten Strom auf Grundlage eines Netznutzungsvertrag erfolgen muss. Dieser setzt wiederum voraus, dass die Strommengen einem Bilanzkreis zugeordnet sind, und ein Bilanzkreisverantwortlicher die finanzielle Verantwortung für Abweichungen trägt.

Die erste Option ist, dass der Anlagenbetreiber, der nach § 42c EnWG ein Lieferant ist, einen **Lieferantenrahmenvertrag** mit dem Verteilnetzbetreiber abschließt, auf dessen Basis die Netznutzung erfolgt. In diesem Fall stellt der Verteilnetzbetreiber dem Anlagenbetreiber eine Rechnung für die Netznutzung aller Lieferungen – auf Ebene der einzelnen MaLos. Der Anlagenbetreiber stellt dem Verbraucher anschließend eine Rechnung, die sowohl die Kosten des geteilten Stroms, als auch die Netznutzungsentgelte für den geteilten Strom enthält.

Eine zweite Option ist, dass jeder Verbraucher **einen eigenen Netznutzungsvertrag** mit dem Verteilnetzbetreiber abschließt. Dies ist nach § 20 EnWG möglich, und ist im Industrie-Kontext, beispielsweise für Unternehmen, die ihren Strombedarf teilweise über Power-Purchase-Agreements (PPA) decken, üblich. In diesem Fall würde der Verbraucher vom Netzbetreiber direkt eine Rechnung mit den für den geteilten Strom anfallenden Netznutzungsentgelten bekommen. Der Anlagenbetreiber würde dem Verbraucher nur die Stromkosten in Rechnung stellen.

In beiden Fällen stellen sich zahlreiche Fragen, die dazu führen, dass diese Lösungen aus unserer Sicht nicht praxistauglich sind:

- Sowohl der Anlagenbetreiber als auch der Verbraucher müsste, um einen Netznutzungsvertrag abzuschließen, einen BKV als Dienstleister beauftragen. Wenn ohnehin ein professioneller Dienstleister involviert ist, wäre es vermutlich einfacher, die Netznutzung direkt über dessen Vertrag abzubilden.

- Die Kommunikation zwischen dem Verteilnetzbetreiber und dem Anlagenbetreiber, bzw. Verbraucher, würde auf Basis von nicht-standardisierten, Prozessen erfolgen, da weder Anlagenbetreiber noch Verbraucher Teil der Marktkommunikation sind.

Dieser zweite Punkt ist aus unserer Sicht besonders kritisch. In dem Beschluss BK6-20-160²⁵ schreibt die BNetzA vor, dass die Abwicklung der Netznutzung standardmäßig unter Anwendung der von BNetzA erlassenen Festlegungen zu erfolgen hat. Dies umfasst die MaKo Prozesse GPKE, MaBiS und WIM. Weiterhin müssen die Datenformate zwingend in den von der BNetzA vorgegebenen Nachrichtenformaten (Edifact)²⁶ erfolgen. Dabei sind die Spezifikationen von edi@energy anzuwenden.

Ausnahmen sind zulässig, falls Letztverbraucher und Netzbetreiber gemeinsam den höheren Aufwand für eine manuelle Kommunikation in Kauf nehmen. Die BNetzA schließt jedoch explizit aus, dass ein Letztverbraucher dem Netzbetreiber gegenüber einen Anspruch auf eine manuelle Abrechnung hätte „Die Teilnahme am System setzt für Jedermann gleichermaßen auch die Annahme der geltenden Marktbedingungen und –regeln voraus. Der damit verbundene Aufwand, sich die Kenntnis und Technik anzueignen, ist insoweit systembedingt erforderlich und hinzunehmen“. Ferner schreibt die BNetzA: „Erst recht würde das System ad absurdum geführt, wenn auch Letztverbraucher aus der Niederspannung eine Ausnahme verlangen könnten. Der Aufwand wäre dem Netzbetreiber nicht zuzumuten“ (BK6-20-160, Kap. 6.2). Die BNetzA begründet die Pflicht so, dass nur durch **einheitliche massengeschäftstaugliche Abrechnungs- und Kommunikationssysteme** die **Transaktionskosten** für den Netzzugang **gering gehalten werden können**.

Energy Sharing auf Basis eines gesonderten Netznutzungsvertrag umzusetzen, erscheint somit als eine sehr **ineffiziente Lösung**. Auf Basis des aktuellen Rechtsrahmens müssten Energy Sharing Teilnehmer – ohne neue Festlegung der BNetzA in diesem Bereich, um einen Netznutzungsvertrag mit dem Netzbetreiber abzuschließen, MaKo-Prozesse beherrschen. Der damit verbundene Aufwand ist keinesfalls zumutbar.

Es ist ebenfalls nicht davon auszugehen, dass Netzbetreiber die Netznutzung mit jedem Energy Sharing

²⁵ BNetzA https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2020/BK6-20-160/BK6-20-160_beschluss_vom_21.12.2020.pdf?__blob=publicationFile&v=1 Beschluss in dem Festlegungsverfahren Beschluss zur Weiterentwicklung der Netzzugangsbedingungen Strom

²⁶ Edifact - Electronic Data Interchange for Administration, Commerce and Transport - ist ein Datenformat, dass in Marktkommunikationsprozessen standardmäßig verwendet wird.

Teilnehmenden manuell abrechnen werden, da der damit verbundene Aufwand bereits durch die BNetzA als „nicht zumutbar“ eingestuft wurde.

3.2. Dienstleister übernimmt Lieferung der Sharing-Mengen im Auftrag des Anlagenbetreibers

Falls Energy Sharing Strommengen bilanziert werden müssen, wäre somit eine realistischere Alternative, dass ein Dienstleister die Stromlieferung im Auftrag des Anlagenbetreibers übernimmt. Auch hier sind zwei Optionen möglich.

Eine erste Option ist, dass **der Direktvermarkter auch die Lieferung der Energy Sharing Strommengen übernimmt**.²⁷ Die Erzeugung wird in dem von ihm benannten Bilanzkreis abgebildet. Ein Teil der Strommengen wird von dem oder den Verbraucher(n) in diesem Bilanzkreis verbraucht. Der Überschuss wird von dem Direktvermarkter anderweitig vermarktet.

In diesem Fall wird die Netznutzung für den geteilten Strom durch den Lieferantenrahmenvertrag des Direktvermarkters abgebildet. Der Netzbetreiber schickt dem Direktvermarkter Rechnungen für alle durch den Anlagenbetreiber belieferten Verbraucher und der Direktvermarkter schickt jedem Verbraucher, im Auftrag des Anlagenbetreibers, eine kombinierte Rechnung für Energy Sharing Strom und Stromnebenkosten.

Alternativ kann der Anlagenbetreiber sowohl einen Direktvermarkter als auch einen **weiteren Dienstleister** beauftragen, den wir zum besseren Verständnis Energy Sharing Lieferant nennen. Dieser betreibt einen separaten Bilanzkreis. Geteilte Strommengen werden, basierend auf dem Aufteilungsschlüssel, in den Bilanzkreis des Energy Sharing Lieferanten gebucht. Der Direktvermarkter trägt nur die Verantwortung für die Vermarktung des Stromüberschuss.

Die Energy Sharing Mengen werden über den Lieferantenrahmenvertrag des Energy Sharing Lieferanten abgebildet, der die Verantwortung für deren Bilanzierung trägt. Der Netzbetreiber stellt dem Energy Sharing Lieferanten Rechnungen für alle von ihm belieferten Energy Sharing Verbraucher. Der Energy Sharing Lieferant schickt jedem Kunden, im Auftrag des

Anlagenbetreibers, eine kombinierte Rechnung für Energy Sharing Strom und Stromnebenkosten.

Dieses Modell ähnelt dem Drittkontraktmodell aus dem Industrie- bzw. Off-Site-PPA-Kontext, sodass Direktvermarkter und Lieferanten, die als Dienstleister die Lieferung der Energy Sharing Mengen übernehmen möchten, auf intern bereits existierende Prozesse aufbauen könnten.

Diese Lösung ist nach unserem Verständnis im aktuellen Rechtsrahmen abbildbar. § 42c Abs. 5 EnWG Nr. 1 erlaubt dem Anlagenbetreiber explizit, einen Dienstleister für diese Verantwortungen zu beauftragen.

Auch der Aufwand für die Teilnehmenden ist in dieser Lösung verhältnismäßig gering. Ein Fragezeichen betrifft die Kosten, die der Direktvermarkter oder der Dienstleister zur Erbringung dieser Leistung verlangen würde, und wie dies die Wirtschaftlichkeit einer Teilnahme an § 42c EnWG für Privatpersonen beeinflussen würde.²⁸

3.3. Reststromlieferant übernimmt Lieferung der Sharing-Mengen im Auftrag des Verbrauchers

Eine weitere Möglichkeit, die ebenfalls im Kontext von Off-Site-PPAs zum Einsatz kommt, ist, dass der Reststromlieferant des Verbrauchers die Lieferung der Sharing Mengen übernimmt.

Losgelöst von § 42c EnWG existieren bereits Modelle, in denen Anlagenbetreiber und Verbraucher bilaterale Lieferverträge abschließen, die die Belieferung mit Strom aus erneuerbaren Erzeugungsanlagen und Reststromversorgung in einer Vollversorgung integrieren, und die Nutzung der Erzeugungsanlagen ebenfalls als Energy Sharing bezeichnen.²⁹ In den meisten Fällen übernimmt ein einziger energiewirtschaftlicher Akteur (meistens ein Lieferant), alle Verantwortungen: Er integriert die Erzeugung der Anlage in seinen Lieferantenbilanzkreis; der Lastgang für den gesamten Verbrauch der teilnehmenden Liegenschaft wird vom Netzbetreiber dem Bilanzkreis des Lieferanten zugeordnet und als reguläre Lieferung bilanziert. Oft übernimmt dieser Lieferant dann auch die Vermarktung verbleibender Überschusserzeugung.

²⁷ Der Direktvermarkter übernimmt standardmäßig für die erzeugende MaLo die Aufgaben und Verantwortlichkeiten eines Lieferanten und hat hierfür einen Lieferantenrahmenvertrag mit dem Netzbetreiber abgeschlossen.

²⁸ Hierfür bedarf es der flächendeckenden Umsetzung der standardisierten MaKo durch die Netzbetreiber, was aktuell nicht gegeben ist; Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE [Dezentrale PV als Säule der Energiewende](#)

²⁹ Beispielsweise [WeShareEnergy](#)

Der Lieferant oder Community Dienstleister kann, meistens auf dem Wege von nicht bilanzierungs-relevanten eigenen Unterzählern, die Erzeugungsmenge aus den teilnehmenden Anlagen für teilnehmende Verbraucher:innen im Zuge der Abrechnung transparent machen.

§ 42c EnWG schreibt explizit vor, dass der Verbraucher die freie Wahl des Reststromlieferanten haben muss. Grundsätzlich muss also davon ausgegangen werden, dass der Direktvermarkter des Anlagenbetreibers und der Reststromlieferant des Verbrauchers zwei unterschiedliche Akteure sind. Ausschlaggebend im hier beschriebenen Modell ist, dass der **Reststromlieferant im Auftrag des Verbrauchers** (und nicht des Anlagenbetreibers) die Lieferung des Energy Sharing Stroms übernimmt.

In diesem Modell werden die Energy Sharing Mengen vom Bilanzkreis des Direktvermarkters (der vom Anlagenbetreiber dazu beauftragt wird) in den Bilanzkreis des Reststromlieferanten umgebucht. In diesem Modell würde der Verbraucher seinen Stromlieferanten quasi beauftragen, ihn mit einer **teilweise vorge-schriebenen Beschaffung** zu beliefern.

Alle vom Verbraucher verbrauchten Strommengen werden über den Lieferantenrahmenvertrag des Reststromlieferanten abgebildet, und alle Strommengen werden seinem Bilanzkreis zugeordnet.

Da aktuell keine gesonderten Netzentgelte für Energy Sharing nach § 42c EnWG geplant sind, könnte der Netzbetreiber für jeden Verbraucher die Netznutzungsabrechnung auf Basis des Gesamtverbrauchs durchführen (unabhängig von der Herkunft des Stroms). Der Reststromlieferant würde dem Kunden eine kombinierte Rechnung mit Kosten für Reststrom, sowie den gesamten Stromnebenkosten schicken. Da es sich in diesem Modell effektiv um eine Vollbelieferung mit Beschaffungsbindung handelt, könnte der Reststromlieferant auch die Abrechnung der geteilten Strommengen übernehmen. Diese Lösung wäre auf Basis bestehender Prozesse einfach umzusetzen.

Dennoch ist unklar, ob die Abbildung der geteilten Strommengen im Bilanzkreis des Reststromlieferanten, und die Abrechnung der Netznutzung über den Reststromlieferanten, mit der Vision einer Teilversorgung nach § 42c EnWG kompatibel ist. Aus unserer Sicht sind die Kernziele von § 42c EnWG jedoch erfüllt: der Verbraucher darf seinen Reststromlieferanten frei

auswählen, und verpflichtet ihn, einen Teil des Stroms gemäß einem bilateralen Liefervertrag, den er mit dem Anlagenbetreiber abgeschlossen hat, zu beschaffen.

Ein weiteres Problem ist, dass § 42c EnWG explizit erlaubt, dass der Anlagenbetreiber Dritte mit der Umsetzung von Energy Sharing beauftragt, dieses Recht aber nicht in dieser Form für den Verbraucher einführt. In der ersten Version des § 42c EnWG (Novelle des 27.08.2024), war diese Umsetzung noch im Abs. 6 geplant: „*Ein mitnutzender Letztverbraucher kann von seinem Stromlieferanten verlangen, dass auch Steuern, Abgaben, Umlagen und Netzentgelte, die auf verbrauchte Strommengen im Rahmen einer Vereinbarung nach Absatz 1 anfallen, über den bestehenden Stromliefervertrag abgerechnet werden.*“³⁰ Dieser Abschnitt ist jedoch nicht Teil der finalen Version des Gesetzes. Dies ist vermutlich darauf zurückzuführen, dass Lieferanten die Inkassoverantwortung für Stromnebenkosten für nicht von ihnen gelieferte Strommengen nicht einnehmen wollten. Im hier beschriebenen Modell würden jedoch tatsächlich alle Strommengen durch den Reststromlieferant an den Endkunden geliefert. Ob ein Stromlieferant diese Leistung anbieten darf, sollte aus unserer Sicht noch präzisiert werden.

3.4. Verteilnetzbetreiber verantwortet die Sharing-Mengen ohne Netznutzungsvertrag

§ 42c Abs. 4 EnWG verpflichtet die Verteilnetzbetreiber, sicherzustellen, dass Energy Sharing ab 01.06.2026 innerhalb ihres Bilanzierungsgebiets „möglich ist“ (ab 01.06.2028 auch zwischen zwei angrenzenden Bilanzierungsgebieten).

In der Branche wird aktuell diskutiert, ob diese Formulierung so interpretiert werden kann (bzw. soll), dass der Netzbetreiber die Nutzung des öffentlichen Netzes, um Strom nach § 42c EnWG zu teilen, grundsätzlich zu erlauben hat, ohne Abschluss eines Netznutzungsvertrags nach § 20 EnWG, und ohne, dass die geteilten Strommengen einem Bilanzkreis zugeordnet werden. Der BDEW hat am 26.03.2026 ein Konzept vorgestellt, das Energy Sharing innerhalb eines Bilanzierungsgebiets ohne Bilanzierung des geteilten Stroms ermöglichen soll.

³⁰ Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) [Referentenentwurf Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des](#)

[Energiewirtschaftsrechts im Bereich der Endkundenmärkte, des Netzausbaus und der Netzregulierung: Bearbeitungsstand 27.08.2024](#)

Exkurs automatische Bilanzierung der Energy Sharing Mengen

Im Rahmen der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung nach § 42b EnWG wird explizit sichergestellt, dass in jeder Viertelstunde die einem Verbraucher zugeordneten Strommengen maximal seinem Verbrauch entsprechen. Diese Regelung ist nicht explizit in § 42c EnWG formuliert, es kann jedoch davon ausgegangen werden, dass dies auch für § 42c EnWG gilt (da sonst der Verbraucher die Verantwortung für die Vermarktung überallokierter Strommengen tragen müsste, was nicht zumutbar wäre). Entsprechend führt der Aufteilungsschlüssel dazu, dass die in einem „Energy Sharing Bilanzkreis“ verbrauchten Mengen immer exakt den erzeugten Mengen entsprechen. Nicht gleichzeitig verbrauchte Erzeugung wird in den Bilanzkreis des Direktvermarkters gebucht. Eine Fahrplan-Anmeldung für die Sharing Mengen ist überfällig, da auch bei Abweichungen vom Fahrplan das Saldo innerhalb des Bilanzkreises immer Null ist und somit keine Ausgleichsenergiekosten entstehen. In dem hier beschriebenen Modell würde immer genauso viel Strom vom der Erzeugung der Anlage subtrahiert, als dem Verbraucher auf der Verbrauchsseite zugeordnet wird. Fehler bei der Prognose von Erzeugung oder Verbrauch innerhalb der Energy Sharing Community spiegeln sich lediglich in den Bilanzkreisen des Direktvermarkters und des Reststromlieferanten, die dafür die finanzielle Verantwortung tragen.

Konkret wird in diesem Modell der geteilte Strom auf Erzeugungsseite keinem Bilanzkreis zugeordnet. Nur der Überschuss wird dem Bilanzkreis des Direktvermarkters zugeordnet. Auf der Verbrauchsseite bildet der Reststromlieferant nur den Reststrom über seinen Bilanzkreis ab. Die geteilten Strommengen werden vom Lastgang des Verbrauchers subtrahiert. Aus Sicht der energiewirtschaftlichen Akteure ist es, als ob der geteilte Strom hinter dem Netzanschlusspunkt erzeugt und verbraucht wurde (Eigenverbrauch).

Dies wäre kaufmännisch möglich, da das finanzielle Risiko, bei Abweichungen zwischen der geplanten Erzeugung (bzw. dem geplanten Verbrauch) und der Realität auch ohne Bilanzierung der Energy Sharing

Mengen vollständig von Direktvermarkter und Reststromlieferanten getragen wird (siehe Exkurs).

In **Österreich** wird seit 2021 mit der Novellierung des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (ELWOG, insbesondere §§ 16a-16e) und des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG, insbesondere §§ 79-80), das Teilen von Strom mit Nutzung des öffentlichen Netzes, erlaubt.

Die Umsetzung ruht dabei größtenteils auf den Netzbetreibern, analog zum hier beschriebenen Modell, sodass Österreich als Vorbild zur Umsetzung von Energy Sharing in Deutschland dienen könnte. Da sich **die Rechtsrahmen jedoch erheblich unterscheiden**, denken wir, dass diese Übertragung dieses Modells auf Deutschland erst regulatorische Anpassungen erfordern würde.

Nach § 16e ElWOG haben Netzbetreiber in Österreich, basierend auf den Aufteilungsschlüsseln, die in einer Energiegemeinschaft geteilten Strommengen *„den beteiligten Netznutzern zuzuordnen“* und diese Information den relevanten energiewirtschaftlichen Akteuren (insbesondere Reststromlieferant) zur Verfügung zu stellen. Ferner werden Energiegemeinschaften **explizit aus der Definition eines „Lieferanten“** in § 7 Abs. 1 Nr. 45 ElWOG **ausgeschlossen**. Laut Koordinierungsstelle Energiegemeinschaften **stehen Energiegemeinschaften in Österreich „grundsätzlich außerhalb des Bilanzgruppensystems“**.³¹

In Deutschland ist Energy Sharing nach § 42c EnWG dagegen **explizit eine Stromlieferung**. Der aktuelle § 20 Abs. 1a EnWG sieht keine Ausnahme bei der Netznutzung vor: jede Netznutzung setzt einen Netznutzungsvertrag voraus, der wiederum einen Bilanzkreisvertrag voraussetzt. Auch die Gesetzesbegründung zu § 42c EnWG identifiziert den Bedarf neuer Prozesse zur *„Erfüllung der im Rahmen des Netzzugangs notwendigen Pflichten und ordnungsgemäße Abrechnungen [...] beispielsweise die Verpflichtung zur Bilanzierung eingespeister und entnommener Energiemengen, die sich aus § 20 Absatz 1a ergibt“*. Eine Befreiung der Pflichten nach § 20 EnWG wird nicht thematisiert.³²

Sollten das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), und vor allem die BNetzA, die den Rahmen zur Umsetzung von § 42c EnWG festlegen wird, eine Umsetzung nach dem österreichischen

³¹ Österreichische Koordinationsstelle für Energiegemeinschaften [Registrierung als Marktpartner](#)

³² Deutscher Bundestag [Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Stärkung des Verbraucherschutzes im](#)

[Energiebereich sowie zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften](#).

„Verteilnetzbetreiber-Modell“ im Sinn haben, müssen aus unserer Sicht mindestens folgende Fragen im aktuellen Rechtsrahmen adressiert werden:

Gibt es einen Anspruch der Energy Sharing Teilnehmenden auf eine Umsetzung durch den Netzbetreiber?

§ 42c Abs. 4 EnWG formuliert eine Pflicht der Verteilnetzbetreiber, Energy Sharing „zu ermöglichen“. Da diese Pflicht jedoch, im Gegensatz zu Österreich, nicht präzisiert wird, sind zahlreiche Interpretationen möglich, beispielsweise die Verpflichtung zur Umsetzung des Verteilnetzbetreiber-Modells oder lediglich die Ermöglichung von Konstrukten mit zwei Lieferanten und zwei Netznutzungsverträgen.

Darf ein Netzbetreiber freiwillig Energy Sharing ohne eigenen Netznutzungsvertrag erlauben?

Da § 20 Abs. 1 EnWG Netzbetreiber zu einem diskriminierungsfreien Netzzugang verpflichtet, und keine Ausnahme zu § 20 Abs. 1a EnWG vorgesehen ist, könnte die unilaterale Befreiung vom Netznutzungsvertrag durch einen Netzbetreiber als Diskriminierung gegen andere Netznutzer (bspw. PPA-Konstrukte, von denen unter Umständen auch argumentiert werden könnte, dass sie immer bilanziert sind) wahrgenommen werden.

Müssen geteilte Energiemengen auf einen separaten Bilanzkreis gebucht werden?

Offen ist zudem die Frage, ob die geteilten Energiemengen zwingend einem Bilanzkreis zugeordnet werden müssen. Unter der Annahme, dass ein solcher Bilanzkreis stets ausgeglichen ist, ließe sich argumentieren, dass Anlagenbetreiber von einer eigenen Bilanzierungspflicht befreit werden könnten. Aufgrund der künftigen Aggregationsverantwortung³³ von den ÜNB für die per iMSys gemessenen Zählpunkte, sowie deren Rolle als BIKO, sehen wir hier die Entscheidung über eine verpflichtende Bilanzkreiszuordnung jedoch klar in der Zuständigkeit der ÜNB.

Auch im Kontext des vorgestellten BDEW-Konzepts ist diese Fragestellung noch offen und sollte in den nachfolgenden Überarbeitungen klargestellt werden.

Wie würde den Kunden die Netznutzung in Rechnung gestellt?

Der Netzbetreiber muss in diesem Modell jedem Verbraucher die für den Energy Sharing Strom

anfallenden Netzentgelte, Umlagen, Abgaben und Steuern in Rechnung stellen. Die Option, dass die Rechnung direkt den Verbrauchern gestellt wird, wurde bereits in Kapitel 3.1 als unrealistisch eingeordnet (basierend auf der Festlegung BK-20-160 der BNetzA). Alternativ müsste die Netznutzungsabrechnung für den geteilten Strom über einen Dritten (bspw. den Reststromlieferanten) abgebildet werden.

Wie könnte Strom mit dem benachbarten Bilanzierungsgebiet geteilt werden?

Ab 01.06.2028 soll Energy Sharing auch mit dem benachbarten Bilanzierungsgebiet erlaubt sein, sofern diese innerhalb einer Regelzone liegen. Da die energetische Bewirtschaftung und der bilanzielle Ausgleich durch den BKV auf der Ebene der gesamten Regelzone erfolgen, bleiben solche netzübergreifenden Transaktionen für das Gesamtsystem bilanzneutral. Dennoch müssten zur Zuordnung der Strommengen die Verteilnetzbetreiber miteinander kommunizieren. Aktuell gibt es dafür jedoch keine etablierten Prozesse.

Das Verteilnetzbetreiber-Modell hätte den Vorteil, dass es **aus Sicht der Energy Sharing Teilnehmenden**, die in großer Mehrzahl vermutlich keine professionellen energiewirtschaftlichen Marktteilnehmer und von den Anforderungen des §20 EnWG folglich größtenteils überfordert sind, **vermutlich am niedrigschwelligsten** wäre, wie auch die Erfahrungen aus Österreich zeigen.

Die gesetzliche Grundlage unterscheidet sich zwischen beiden Ländern jedoch stark, sodass zum jetzigen Zeitpunkt nicht davon ausgegangen werden kann, dass das österreichische Modell auf Deutschland umgesetzt werden soll oder sogar darf.

Aus unserer Sicht wäre es wünschenswert, dass zeitnah klargestellt wird, welche Rolle Verteilnetzbetreiber bei der Umsetzung von Energy Sharing nach § 42c EnWG einnehmen müssen, bzw. sollen. Insbesondere die aktuelle Formulierung des § 42c Abs 4 EnWG („Jeder Betreiber eines Elektrizitätsverteilernetzes hat sicherzustellen, dass die gemeinsame Nutzung von Elektrizität nach Absatz 1 **möglich ist**“) könnte, orientiert am österreichischen Beispiel (§§ 16a-16e ElWOG) präziser formuliert sein.

³³ Diese Verantwortung besteht heute schon, wird jedoch in der Praxis noch nicht gelebt.

3.5. Modell virtuelle Bilanzierung

Eine mögliche Lösung zur Implementierung von Energy Sharing als zwei unabhängige Teilbelieferungen (Sharingstrom und Reststrom) innerhalb der bereits etablierten energiewirtschaftlichen Prozesslandschaft können virtuelle Bilanzierungsgebiete (vBG) liefern. In diesem Modell wird die Bilanzierungsverantwortlichkeit für alle Strommengen innerhalb der Energy Sharing Community vom Netzbetreiber auf einen spezialisierten Dienstleister verlagert. Voraussetzung ist der Abschluss eines standardisierten **Netznutzungsvertrags zwischen dem Netzbetreiber und dem Betreiber des vBG**, einschließlich der Anlage 6 der BNetzA Festlegung zur NZR-Emob (BK6-20-160).³⁴

Der Anlagenbetreiber oder die Energy Sharing Gemeinschaft beauftragen den virtuellen Bilanzierungsdienstleister. Am Netzanschluss der teilnehmenden Liegenschaften bildet der vorgelagerte, physische Verteilnetzbetreiber einen Netzkoppelpunkt zum Betreiber des vBG. Die Abgrenzung zwischen dem physischen und dem vBG erfolgt auf Basis einer physischen Messung oder eines virtuellen Summenzählers. Am Netzkoppelpunkt tauschen der Netzbetreiber und der Betreiber des vBG über standardisierte MaKo-Prozesse folgende Daten aus:

- Summe aller Verbrauchsmengen hinter dem Netzkoppelpunkt und
- Summe der Einspeisung am Netzkoppelpunkt aus dem vBG in das BG des vorgelagerten Verteilnetzbetreibers.

Der Datenaustausch am Netzkoppelpunkt erfolgt **standardisiert über die MaKo** als täglicher Austausch der Netzgangzeitreihe und monatlicher Austausch der Netzzeitreihe.

Erzeugungs- und Verbrauchsmengen der Sharing Teilnehmenden gehen in die Bilanzierungsverantwortung des Betreibers des vBG über. Der Betreiber des vBG vergibt dazu hinter dem Netzkoppelpunkt eigene MaLo für Einspeisung und Verbrauch. Er teilt die Erzeugungsmengen teilnehmender Anlagen entsprechend dem von der Energy Sharing Gemeinschaft festgelegten Aufteilungsschlüssel zu jeder Viertelstunde auf teilnehmende Verbrauchsstellen auf. Schließlich ordnet er die Strommengen den korrekten

Bilanzkreisen zu (Sharing-Lieferant, Reststromlieferant und Direktvermarkter für den Einspeiseüberschuss).

Die bestehende MaLo des vorgelagerten Netzbetreibers am Netzkoppelpunkt wird dem Betreiber des vBG zugeordnet und nicht mehr bilanziert, bleibt zur Abrechnung der Netznutzung jedoch bestehen. Eventuell dahinterliegende MaLo des vorgelagerten Netzbetreibers werden ruhend gestellt, analog zu den Prozessen im Mieterstrom.

Die Netznutzung für alle innerhalb der Sharing Gemeinschaft bezogenen Energiemengen (sowohl der Sharing-Mengen, als auch der Reststrommengen) erfolgt durch den vorgelagerten Netzbetreiber an der MaLo am Netzkoppelpunkt gegenüber dem Betreiber des vBG. Der Betreiber des virtuellen Bilanzierungsgebiets kann diese gegenüber dem Sharing Lieferanten und den Reststromlieferanten weiterverrechnen, die diese wiederum mit Endkund:innen abrechnen können. Die Abwicklung der Netznutzungsabrechnung erfolgt **zwischen Netzbetreiber und Betreiber des vBG vollständig automatisiert** über die MaKo, kann **zwischen dem Betreiber des vBG und Sharing- oder Reststromlieferanten** jedoch auch über **andere Datenschnittstellen** realisiert werden.

Für den Verteilnetzbetreiber ist der Vorteil dieser Realisierung zweifach: die Umsetzung der komplexen Messstelle für Sharing Teilnehmende ist nicht mehr seine bilanzielle Verantwortung, gleichzeitig ist die Abrechnung der gesamten Netznutzung über standardisierte Prozesse sichergestellt. Der Aufwand wird also reduziert, bei gleichbleibender Kostenstruktur.

Lieferanten erhalten stets nur Daten zur Netznutzungsabrechnung von Verbrauchsmengen, die den ihnen zugeteilten MaLo zuzuordnen sind. Insbesondere kann in diesem Modell der vBG auch nicht professionellen Akteuren, wie den Anlagenbetreibern, über manuelle Prozesse Netznutzungsentgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen für den geteilten Strom kommunizieren, damit diese an die Verbraucher weitergeleitet werden. In dieser Lösung muss also, im Gegensatz zu anderen Modellen, keine integrierte Abrechnung der Netznutzung von Sharing-Mengen durch den Reststromlieferanten übernommen werden. Den Reststromlieferanten können durch den Betreiber des vBG weitere Messwerte der Lokationsbündelstruktur zur Verfügung gestellt werden, um ihr Prognoserisiko zu reduzieren, auch bei der Realisierung von Energy Sharing mit unterschiedlichen

³⁴ BNetzA [Netzzugangsregeln zur Ermöglichung einer ladevorgangsscharfen bilanziellen Energiemengenzuordnung für Elektromobilität \(NZR-EMob\)](#)

Messstellenbetreibern oder über Verteilnetzgrenzen hinweg.

Auch die Realisierung von Energy Sharing über Verteilnetzgrenzen hinweg wäre, sofern die betreffenden Netzgebiete innerhalb der gleichen Regelzone liegen, mit vBG heute bereits möglich, da ein vBG stets regelzonenweit betrieben wird. Der Betreiber des vBG kann teilnehmende Verbrauchsstellen und Anlagen auch netzübergreifend zu einer Sharing Gemeinschaft zusammenfassen; die Prozesse zur Energiemengenordnung und Netznutzungsabrechnung bleiben gleich.

In allen Fällen müssen teilnehmende Anlagen bzw. Verbrauchsstellen durch die Bildung eines Netzkoppelpunkts in die Bilanzierungsverantwortung des vBG wechseln. Dies setzt zwei Bedingungen voraus:

Voraussetzung 1: Energy Sharing Teilnehmende realisieren ihren Netzzugang und die Teilnahme am Energy Sharing, im Wege der virtuellen Bilanzierung

Der Wechsel der Bilanzierungsverantwortung am Netzanschluss erfolgt im Auftrag des Anschlussnehmers oder durch einen von ihm dazu ermächtigten Dritten. Der Auftrag für eine Sharing Belieferung durch einen Teilnehmenden ist in diesem Fall daher auch mit dem Auftrag zum Wechsel der Bilanzierungsverantwortung verknüpft. Es ist davon auszugehen, dass die Bilanzierungsdienstleistung ein Preisbestandteil der Sharing Belieferung wird. Die Teilnahme an dem betreffenden Energy Sharing Lieferangebot ohne Wechsel der Bilanzierungsverantwortung ist dann nicht möglich, der Wechsel aus dem vBG heraus ist daher auch mit einem Austritt aus der Energy Sharing Belieferung verbunden. Da die MaLo des vorgelagerten Verteilnetzbetreibers am Netzkoppelpunkt stets bestehen bleibt, ist ein Wechsel aus dem vBG heraus in das BG des vorgelagerten Netzbetreibers jederzeit möglich.

Voraussetzung 2: Der Verteilnetzbetreiber muss den Netzkoppelpunkt einrichten

Die Realisierung des Netzzugangs im Wege der virtuellen Bilanzierung ist sowohl für Verbrauchsliegenschaften als auch für Liegenschaften mit Erzeugung möglich und in unterschiedlichen Netzgebieten bereits realisiert. Mit der Festlegung BK6-20-160 hat die BNetzA klargestellt, dass für Ladepunkte im öffentlichen Raum der vorgelagerte Netzbetreiber den

Wechsel in die virtuelle Bilanzierung (sog. Modell 2, BK6-20-160) nicht verweigern darf. Mit dem Beschluss BK6-24-267 wurde klargestellt, dass diese Verpflichtung auf für private Liegenschaften mit Ladepunkt gilt. Netzbetreiber können einer Energy Sharing Gemeinschaft die Realisierung im virtuellen Bilanzierungsgebiet durch die Bildung von Netzkoppelpunkten ermöglichen, es ist aktuell jedoch unklar, ob Energy Sharing Teilnehmende einen Anspruch gegenüber ihrem Netzbetreiber zur Einrichtung des Netzkoppelpunkts für die Teilnahme an Energy Sharing haben. Der Beschluss BK6-24-267³⁵ der BNetzA gibt einen Einblick in die Voraussetzungen für einen solchen Anspruch:

- Das gewünschte Netznutzungs- bzw. Bilanzierungskonzept ist durch Standardprozesse nicht abgedeckt.
- Es gibt ein berechtigtes Interesse für dieses Netznutzungskonzept.
- Die Umsetzung ist für den Verteilnetzbetreiber nicht technisch oder wirtschaftlich unzumutbar.

Folgend sind Elemente zur Beantwortung dieser Fragen im Kontext von § 42c EnWG dargestellt:

- **Standardprozesse:** Energy Sharing ist bisher durch Standardprozesse nicht abgedeckt. Die Kommunikation der Netznutzungsentgelte für die Sharing Belieferung an den Anlagenbetreiber durch den Verteilnetzbetreiber außerhalb der MaKo ist nach BK-20-160 voraussichtlich als nicht zumutbar einzuordnen.
- **Berechtigtes Interesse:** Es besteht mit Einführung von §42c EnWG ein Recht auf Energy Sharing. Hier könnte sich der Anlagenbetreiber auf § 42c EnWG, und insbesondere Abs. 4 beziehen: der Netzbetreiber würde in diesem Modell seine Pflicht zur „Ermöglichung“ von Energy Sharing durch die Realisierung des Netzzugangs im Wege der virtuellen Bilanzierung erfüllen.

³⁵ BNetzA [Beschluss BK6-24-267](#)

- **Zumutbarkeit:** Die Bildung des Netzkoppelpunkts ist ein in der NZR-EMob bereits eingeführter Prozess, den der Verteilnetzbetreiber beherrschen sollte, wie auch in dem Beschluss BK6-24-267 angemerkt wird. Zwar beschreibt die NZR-EMob die Einrichtung des Netzkoppelpunkts mit Bezug auf Verbrauchsprozesse, da ein Netzkoppelpunkt jedoch stets mit zwei OBIS Codes für Einspeisung und Verbrauch ausgeführt wird (die Einspeiseseite wird bei einem Ladepunkt schlicht stets mit 0 angegeben), bestehen anschlussfähige Prozesse. Es ist daher weder technisch unmöglich die Umsetzung zu realisieren, noch kann von einer übermäßigen wirtschaftlichen Belastung ausgegangen werden.

Dieses Modell könnte auch als Ausprägung des Verteilnetzbetreiber-Modells zum Einsatz kommen. Dabei kann der Netzbetreiber sowohl die Umsetzung mit einem Dienstleister mit vBG unterstützen als auch ein eigenes virtuelles BG zu diesem Zweck ausprägen (lassen). Bei der Umsetzung mit einem eigenen vBG ist davon auszugehen, dass Netzbetreiber einen Dienstleister mit dem Aufbau eines mandantenfähigen vBG beauftragen. Dies könnte die Kritik heilen, dass Sharing Interessierte selbst einen entsprechenden Dienstleister suchen und bezahlen müssen. Es würde allerdings voraussichtlich, ähnlich den sonstigen IT-Dienstleistungskosten des Netzbetreibers, mit der Anrechnung der Kosten des vBG auf die dauerhaft nichtbeeinflussbaren und damit netzentgeltwirksamen Kosten des Netzbetreibers einhergehen. Außerdem wäre das vBG in diesem Fall auf das Bilanzierungsgebiet des Netzbetreibers begrenzt, wodurch keine Möglichkeit bestünde, netzgebietübergreifendes Energy Sharing zu realisieren.

Zusammengefasst hat dieses Modell den Vorteil, dass Energy Sharing nach § 42c EnWG **bereits heute, auf Basis von existierenden Prozessen** und mit einem für Netzbetreiber **deutlich reduzierten Aufwand** umgesetzt werden könnte, einschließlich **netzgebietübergreifender Konstrukte**.

Ein Nachteil ist, dass dieses Modell noch einen weiteren Dienstleister zur Umsetzung von Energy Sharing einführt. Neben dem vBG wären nach wie vor ein BKV für den geteilten Strom, ein Direktvermarkter und ein Reststromlieferant erforderlich. Dieses Modell löst somit Fragen im Bereich der Netznutzungsabrechnung, der Kommunikation zwischen Verteilnetzbetreiber und Anlagenbetreiber und vor allem Fragen im Bereich der Bildung abrechnungsrelevanter Werte, wie im folgenden Kapitel dargestellt, nicht aber die Frage

der Bilanzkreisverantwortung für geteilte Strommengen.

3.6. Fazit

Aktuell ist nicht vorgeschrieben, über welchen Netznutzungsvertrag der Energy Sharing Strom geteilt werden soll, wer die Verantwortung für die Bilanzierung dieser Strommengen trägt, und über welchen Weg die Netznutzungsabrechnung erfolgen soll.

Eine Umsetzung durch den Verteilnetzbetreiber, am österreichischen Beispiel orientiert, wird innerhalb des kürzlich vorgestellten BDEW-Konzepts diskutiert. Zur skalierbaren und robusten Umsetzung dieses Modells sind aus unserer Sicht jedoch Anpassungen des Rechtsrahmens notwendig.

Die virtuelle Bilanzierung wäre eine mögliche Option zur organisatorischen Entlastung der Verteilnetzbetreiber, indem bilanzielle Aufgaben an einen Dienstleister übergehen. Allerdings führt dieser Ansatz zu zusätzlicher Akteurskomplexität und klärt zentrale Fragen der Bilanzkreisverantwortung nur teilweise. Zudem hängt seine praktische Einsatzfähigkeit maßgeblich davon ab, ob Netzbetreiber die Bildung entsprechender Netzkoppelpunkte tatsächlich zulassen.

Im aktuell geltenden Rahmen ist aus unserer Sicht die pragmatischste Lösung, dass der Direktvermarkter des Anlagenbetreibers die Lieferung des Sharing Stroms an teilnehmende Verbraucher übernimmt. Die Netznutzung wird durch seinen Netznutzungsvertrag abgebildet. Der Netzbetreiber stellt dem Direktvermarkter Netznutzungsentgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen für den Sharing Strom über Standardprozesse in Rechnung. Der Direktvermarkter schickt dem Verbraucher eine Rechnung für den geteilten Strom, die die Stromkosten und die weiteren Komponenten abbildet. Der Reststromlieferant verantwortet nur den Reststrom.

Auch in diesem Modell sind noch Fragen zu klären. Insbesondere sollten Netzbetreiber und BNetzA klären, wie der Grundpreis für die Netzentgelte abgebildet wird. Außerdem setzt die Umsetzung in diesem Modell voraus, dass die Messdaten korrekt verarbeitet wurden, und die Energy Sharing-, die Reststrom- und die Überschussstrommengen korrekt allokiert wurden. Lösungen dazu werden im nächsten Kapitel vorgestellt.

Tabelle 1: Vergleich der möglichen Optionen zur Abbildung der Netznutzung und zur Bilanzierung für Energy Sharing Strommengen

Modell	Über welchen Netznutzungsvertrag wird Strom geteilt?	Wer bilanziert die geteilten Strommengen?	Wie funktioniert die Netznutzungsabrechnung?	Aufwand für Anlagenbetreiber und Verbraucher	Aufwand für Netzbetreiber	Anpassungsbedarf bei Prozessen/Gesetzen
Eigener Lieferantenrahmenvertrag (Anlagenbetreiber)	Anlagenbetreiber schließt einen Lieferantenrahmenvertrag ab	Dienstleister im Auftrag des Anlagenbetreibers	Anlagenbetreiber bekommt Rechnung von Netzbetreiber für Strommengen, die er an Kunden geliefert hat	Unzumutbarer Aufwand für Anlagenbetreiber	Hoher Aufwand für Netzbetreiber (Kommunikation mit Anlagenbetreiber außerhalb der MaKo)	Falls gewollt, Anpassung der Kommunikation zwischen Netzbetreiber & Privatpersonen notwendig
Eigener Netznutzungsvertrag (Verbraucher)	Verbraucher schließt, für den geteilten Strom, einen Netznutzungsvertrag ab	Dienstleister im Auftrag des Anlagenbetreibers oder des Verbrauchers	Verbraucher kriegt direkt Rechnung von Netzbetreiber zugeschickt	Unzumutbarer Aufwand für Verbraucher	Hoher Aufwand für Netzbetreiber (Kommunikation mit Verbraucher außerhalb der MaKo)	Falls gewollt, Anpassung der Kommunikation zwischen Netzbetreiber & Privatpersonen notwendig
Direktvermarkter verantwortet Lieferung der Energy-Sharing-Mengen	Netznutzung erfolgt über den Lieferantenrahmenvertrag des Direktvermarkters	Direktvermarkter (bzw. sein BKV)	Netzbetreiber schickt Direktvermarkter Rechnung für geteilten Strom, und Reststromlieferant Rechnung für Reststrom	Gering: Anlagenbetreiber beauftragt seinen DV zur Abwicklung der Lieferung	Netzbetreiber verantwortet Energiemengenaufteilung, Kommunikation über Standardprozesse.	Keine Anpassung notwendig
Anlagenbetreiber beauftragt Dienstleister für Lieferung	Netznutzung erfolgt über den Lieferantenrahmenvertrag des Dienstleisters	Dienstleister (bzw. sein BKV)	Netzbetreiber schickt Dienstleister Rechnung für geteilten Strom, und Reststromlieferant Rechnung für Reststrom	Anlagenbetreiber beauftragt einen Dienstleister für den Lieferanten(-Bilanzkreis) und ggf. zusätzliche einen Direktvermarkter	Netzbetreiber verantwortet Energiemengenaufteilung, Kommunikation über Standardprozesse	Keine Anpassung notwendig
Verbraucher schreibt seinem Stromlieferanten einen Teil der Beschaffung vor	Netznutzung erfolgt über den Lieferantenrahmenvertrag des Reststromlieferanten	Reststromlieferant (bzw. sein BKV)	Netzbetreiber schickt Reststromlieferant die Rechnung für die gesamte Netznutzung	Gering für Sharing Kund:innen da integrierte Belieferung Anlagenbetreiber verkauft Strom an Lieferanten	Sehr gering für Netzbetreiber, da integrierte Lieferung (keine Energiemengenaufteilung notwendig)	Unklar, ob dieses Modell nach §42c EnWG zulässig ist (Anlagenbetreiber ist dadurch kein Lieferant)
Energy Sharing außerhalb des Bilanzierungssystems	Der Netzbetreiber erlaubt die Netznutzung für den geteilten Strom ohne Netznutzungsvertrag	Geteilte Strommengen sind per Konstruktion bilanziert und werden keinem Bilanzkreis zugeordnet	Verbraucher erhält direkt Rechnung von Netzbetreiber zugeschickt (alternativ: über Reststromlieferant)	Sehr gering für Anlagenbetreiber und Verbraucher	Netzbetreiber (ggf. ÜNB) verantwortet Energiemengenaufteilung. Neuer Kommunikation notwendig für ES über 2 Bilanzierungsgebiete	Aktuell kein Rahmen, der eine Ausnahme von § 20 EnWG erlauben würde
Virtuelle Bilanzierung	Betreiber des vBG schließt Netznutzungsvertrag ab	Dienstleister im Auftrag des Anlagenbetreibers	Netzbetreiber schickt Dienstleister Rechnung für gesamten Bezug am Netzkoppelpunkt (geteilten Strom, Reststrom)	Anlagenbetreiber benötigt zusätzlich zum Lieferanten einen Bilanzierungsdienstleister	Netzbetreiber muss Netzkoppelpunkt bilden. Anschließend sehr geringer Aufwand (Standardprozesse und keine Energiemengenaufteilung)	Aktuell kein klarer Anspruch zur Bildung eines Netzkoppelpunkts durch den NB für Energy Sharing

4. Optionen zur Bildung abrechnungsrelevanter Werte bei der Umsetzung von § 42c EnWG

Im Kontext von Energy Sharing nach § 42c EnWG diskutiert die Branche derzeit noch, wie die geteilten Energiemengen im Standardprozess berechnet werden. Entscheidend ist dabei die Aufteilung der Messwerte am Zähler (MeLo-Werte) unter Verwendung des Aufteilungsschlüssels zur Abbildung der abrechnungsrelevanten Werte der MaLo. In diesem Kapitel soll deshalb anhand von möglichen Umsetzungsformen folgende Frage adressiert werden:

- Wie können die abrechnungsrelevanten Daten berechnet werden und wer trägt dafür die Verantwortung?

4.1. Messwertverarbeitung durch zentralen MSB

Sofern die geteilten Strommengen bilanziert werden sollen, ist die Bildung von Sharing- und Reststrom-MaLos notwendig. Diese würden je Verbraucher beim Netzbetreiber angelegt werden. Auf Erzeugungsseite würde die Einspeisung des Anlagenbetreibers auf zwei Tranchen aufgeteilt werden – Sharing-Tranche und Überschuss-Tranche. Der Bilanzkreisverantwortliche des Lieferanten bzw. Direktvermarkters erteilt dem Netzbetreiber die Zuordnungsermächtigung für die MaLos bzw. Tranchen auf die entsprechenden Bilanzkreise.

Der Anlagenbetreiber bzw. die Energy Sharing Community legt den Aufteilungsschlüssel für die Messwertverrechnung fest und teilt sie dem Netzbetreiber mit. Angelehnt an heutige Standardprozesse ist zunächst nur folgender nächster Schritt denkbar: Ein zentraler Messstellenbetreiber (in der Regel der grundzuständige MSB) erhält anschließend die daraus abgeleitete Berechnungsformel vom Netzbetreiber. In dieser Konstellation ist der MSB – analog zu den standardisierten MaKo-Prozessen – dafür verantwortlich, auf Basis dieser Formel die Werte der einzelnen MaLo innerhalb der Community zu ermitteln und sie an den Verteilnetzbetreiber sowie die beteiligten Lieferanten zu übermitteln.

Für den Verteilnetzbetreiber ändern sich die nachgelagerten Prozesse nicht: Bilanzkreiszuordnung, die Bildung von Summenzeitreihen sowie die Netznutzungsabrechnung laufen standardisiert ab. Die erforderliche Zuordnung der MaLo und Tranchen zu den jeweiligen Bilanzkreisen ist im Vorfeld bereits mit den beteiligten Marktakteuren abgestimmt, sodass der Verteilnetzbetreiber die Werte anschließend problemlos zu Bilanzkreis- und Lieferanten-Summenzeitreihen (BK-SZR und LF-SZR) aggregieren kann. Die spätere Netznutzungsabrechnung erfolgt – abhängig von der konkreten Ausgestaltung des Netzzugangs (vgl. Kapitel 3) – für jede Marktllokation anhand der etablierten Standardprozesse.

Die Anwendung des hier beschriebenen MSB-Modells setzt jedoch folgende Bedingungen voraus:

Voraussetzung 1: Zwei MaLos pro Verbrauchsstelle
Netzbetreiber müssen zwei verbrauchende MaLos bilanzieren und abrechnen können, Sharing- und Reststrom-MaLo. Grundsätzlich ist in § 20 Abs. 1d EnWG geregelt, dass Netzbetreiber sicherstellen müssen, dass auch eine rechnerische Zuteilung von geteilten Energiemengen und eine gleichzeitige Belieferung mit Reststrom möglich ist. Auch Artikel 4 der Richtlinie zur Verbesserung des Elektrizitätsmarktdesigns sieht vor, dass Kunden den Anspruch auf mehrere Stromlieferverträge haben und zu diesem Zweck auch mehr als einen Zähl- und Abrechnungspunkt haben dürfen.³⁶ Standardisierte Prozesse hat die BNetzA hierfür in der MaKo angelegt. Erfahrungen aus der Branche zeigen jedoch, dass einzelne Verteilnetzbetreiber dies bislang nicht umsetzen können.

Voraussetzung 2: Einheitlicher MSB innerhalb der Energy Sharing Community

Grundlegende Voraussetzung für die Umsetzung dieses Modells ist die Verfügbarkeit aller relevanten Messwerte der MeLos für die Berechnung der Werte der MaLos beim MSB. Nach den aktuellen Regeln der MaKo hat ein MSB jedoch nur Zugriff auf die Messdaten der Lokationen, die er selbst verwaltet. Es besteht zudem kein standardisierter MaKo-Prozess, der es

³⁶ Europäische Union [Richtlinie zur Verbesserung des Elektrizitätsmarktdesigns](#)

zwei unterschiedlichen MSB erlaubt, Messdaten auszutauschen, um die Berechnungen durchzuführen.

Dieser Pfad ist aus unserer Sicht derzeit nur dann praktikabel, wenn ein einheitlicher MSB die Verantwortung für alle MeLos und MaLos innerhalb der Energy-Sharing-Community übernimmt. Innerhalb eines einzelnen Bilanzierungsgebiets ist diese Voraussetzung häufig erfüllt, insbesondere wenn beim Kunden der grundzuständige MSB tätig ist. Sobald Energy Sharing jedoch über mehrere benachbarte Bilanzierungsgebiete hinweg erfolgt, trifft dieses Kriterium nicht mehr zwingend zu – insbesondere dann, wenn in den angrenzenden Netzgebieten unterschiedliche grundzuständige MSB tätig sind.

Hinzu kommt, dass nach § 5 MsbG jeder Letztverbraucher bereits heute einen wettbewerblichen Messstellenbetreiber beauftragen kann. Damit wäre selbst innerhalb eines Bilanzierungsgebiets die Einheitlichkeit nicht garantiert. Aus unserer Sicht ist eine Lösung, die nur mit einem einheitlichen MSB umgesetzt werden kann, somit nicht im Sinne der Teilnahme an und der Skalierung von Energy Sharing nach § 42c EnWG, steht im Konflikt mit dem Recht auf die freie Wahl des MSB und sollte höchstens eine Übergangslösung darstellen.

Voraussetzung 3: Prozessanpassungen in der MaKo

Wenn ein einheitlicher Messstellenbetreiber die Messwertverarbeitung übernimmt, sind in der MaKo zusätzliche Anpassungen erforderlich. Bisher existieren Berechnungsformeln ausschließlich für Lokationen hinter einem einzelnen Netzanschlusspunkt. Das ist für Modelle wie Mieterstrom oder die GGV funktional, reicht jedoch nicht aus, sobald Lokationsbündel über mehrere Netzanschlusspunkte hinweg gebildet werden sollen. Für Energy Sharing müssen daher weiterentwickelte, netzanschlusspunktübergreifende Berechnungslogiken definiert werden. Diese sollten künftig auch über die Internetplattform zur Abwicklung des Netzzugangs nach § 20b EnWG vom Anlagenbetreiber niederschwellig an den Netzbetreiber kommuniziert werden können.

4.2. Messwertverarbeitung nach österreichischem Vorbild

Im Gegensatz zur deutschen Struktur übernimmt in Österreich der Verteilnetzbetreiber selbst die Rolle

des MSB und damit auch die vollständige Messwertverarbeitung. Für Energy Sharing über mehrere Netzgebiete hinweg existieren bereits etablierte Prozesse, über die Verteilnetzbetreiber Messdaten untereinander austauschen können.³⁷ Zudem sind die Verteilnetzbetreiber gemäß § 16e Abs. 2 EIWOG verpflichtet, „automationsunterstützte Datenverarbeitungsprozesse“ zu verwenden.

Die Energiegemeinschaft übermittelt dem Verteilnetzbetreiber im Vorfeld den Aufteilungsschlüssel, den dieser bei der Erstellung der abrechnungsrelevanten Werte anwendet. Auf dieser Grundlage berechnet der Verteilnetzbetreiber die jeweiligen Sharing-Mengen. Anschließend werden die abrechnungsrelevanten Daten über standardisierte Prozesse spätestens am Folgetag an die jeweils berechtigten Marktteilnehmer weitergeleitet.

Um in Deutschland dieses Modell umzusetzen, müsste der Verteilnetzbetreiber alle relevanten Messwerte der beteiligten MSB abrufen und auf dieser Basis die Messwertverarbeitung zur Allokation der Strommengen übernehmen. Dies entspricht jedoch nicht der aktuellen Rolle der Netzbetreiber. Alternativ müssten die MSBs, die zur Bildung der geteilten Strommengen notwendigen Messdaten untereinander teilen und aggregiert verrechnen. Eine solche Lösung beschreibt das Konzept, welches kürzlich im Rahmen eines BDEW Webinars besprochen wurde.

4.3. BDEW-Modell

Das am 26.03.2026 vom BDEW vorgeschlagene Modell soll Energy Sharing innerhalb eines Bilanzierungsgebiets über die MaKo prozessual ermöglichen. Es folgt im Grundsatz dem in Abschnitt 4.1 beschriebenen Ansatz der zentralen Messwertverarbeitung durch einen führenden MSB, adressiert jedoch mehrere der dort skizzierten Einschränkungen durch die Einführung neuer MaKo-Elemente und präzisierter Verantwortlichkeiten.

Kern des BDEW-Modells ist die Festlegung eines einheitlichen MSB, der für die Erzeugungs-MaLo zuständig ist und zugleich als zentraler Messwerteverarbeiter für alle verbrauchenden MaLos innerhalb der Energy-Sharing-Community fungiert.

Anders als im MSB-Modell aus Kapitel 4.1 bleibt die freie MSB-Wahl der Letztverbraucher dennoch gewahrt. Die MSB der einzelnen MeLos bleiben

³⁷ Österreichs E-Wirtschaft [ebutilities](https://ebutilities.at)

unverändert; lediglich die Berechnungshoheit (Messwertverarbeitung und Formelanwendung) wird dem MSB der Erzeugungs-MaLo zugeordnet. Dieser wird durch den Anlagenbetreiber bzw. die Energy-Sharing-Community vorgegeben und ist für einzelne Teilnehmer nicht wählbar.

Ein zentrales Element des BDEW-Modells ist der neue MaKo-Anwendungsfall „Lokationsbündel für Energy Sharing“. Er schafft erstmals einen formalisierten Rahmen, über den Lokationen verschiedener Netzanschlusspunkte gemeinsam betrachtet und mit Berechnungslogiken hinterlegt werden können. Damit wird eine in Kapitel 4.1 beschriebene Lücke geschlossen: Bisher standen solche Formeln nur für Modelle zur Verfügung, die sich auf einen einzigen Netzanschlusspunkt beziehen (z. B. GGV oder Mieterstrom).

Ein weiterer zentraler Bestandteil des Modells ist die Erweiterung der MaKo um die Möglichkeit, Berechnungsformeln explizit nach Verwendungszwecken zu hinterlegen.³⁸ Erst dadurch können an einer MaLo mehrere Datensätze (Register bzw. OBIS-Kennzahlen) parallel für unterschiedliche Geschäftsprozesse verarbeitet werden – etwa zur getrennten Abbildung von Energy-Sharing-Mengen und Reststrombezug. Ergänzend wird hierfür der neue Verwendungszweck „Energy-Sharing-Abrechnung“ eingeführt, über den künftig die Berechnung und Übermittlung der Sharing-Mengen erfolgt. Dieses Zielbild entspricht den im Mabis-Hub vorgesehenen Mehrfach-Verwendungszwecken und macht eine künstliche Trennung in Sharing-MaLo und Reststrom-MaLo, wie sie in 4.1 notwendig wäre, künftig überflüssig.

Auf dieser Grundlage gestaltet sich die Bildung der abrechnungsrelevanten Messwerte wie folgt: Für die verbrauchenden MaLos der Energy-Sharing-Community sind jeweils eigene Berechnungsformeln für die Verwendungszwecke Netznutzungsabrechnung³⁹, Energy-Sharing-Abrechnung sowie Bilanzierung⁴⁰ und Endkundenabrechnung⁴¹ hinterlegt. Die Werte für Bilanzierung und Endkundenabrechnung sind dabei identisch.

Für den Anlagenbetreiber sind insbesondere der Verwendungszweck Bilanzierung sowie die Abrechnung der Marktprämie⁴² relevant; auch hier sind die Werte übereinstimmend.

Im ersten Schritt erfassen die MSB der MeLo die Lastgänge für den Vortag (Einspeisung bzw. Verbrauch) und übermitteln diese Werte an den MSB der MaLo. Dieser führt die Berechnungen entsprechend der definierten Formeln je Verwendungszweck durch und ermittelt insbesondere für die verbrauchenden MaLos:

- Lastgang Sharing-Mengen (Verwendungszweck Energy-Sharing-Abrechnung),
- Lastgang Reststrommengen (Verwendungszweck Bilanzierung & Endkundenabrechnung),
- Monatsarbeitsmengen und ggf. Maximalleistungen (Verwendungszweck Netznutzungsabrechnung).

Und für die erzeugenden MaLos:

- Lastgang Überschussstrommengen (Verwendungszweck Bilanzierung & Marktprämienabrechnung).⁴³

Die Daten werden an den Verteilnetzbetreiber und die Marktakteure per BDEW-Web-API übertragen.

Das BDEW-Modell sieht einen Vorlauf von 15 Werktagen für die Umstellung auf Energy Sharing vor. Innerhalb dieser Frist erfolgen die zwingend benötigten Stammdatenänderungen durch den Netzbetreiber:

- Zuordnung aller verbrauchenden MaLos zum MSB der Erzeugungs-MaLo,
- Anlage und/oder Anpassung der Lokationsbündel,

³⁸ Ein Verwendungszweck wird in der MaKo angegeben, um festzulegen, für welche Geschäftsprozesse ein übermittelter Messwert genutzt werden darf.

³⁹ Der Verwendungszweck Netznutzungsabrechnung wird für die Berechnung der Entgelte für den Netzzugang verwendet.

⁴⁰ Der Verwendungszweck Bilanzierung dient der Zuordnung von Energiemengen zu Bilanzkreisen und damit der Bilanzkreisabrechnung.

⁴¹ Der Verwendungszweck Endkundenabrechnung umfasst die direkte Rechnungsstellung des Lieferanten gegenüber dem

Letztverbraucher für die gelieferte Energie. In der Regel basiert sie auf derselben Datenbasis wie die Netznutzungsabrechnung, kann jedoch im Kontext von zeitvariablen Tarifen Anwendung finden.

⁴² Der Verwendungszweck Abrechnung der Marktprämie bezieht sich auf den Zahlungsanspruch des Anlagenbetreibers gegenüber dem Netzbetreiber im Kontext des Marktprämienmodells.

⁴³ Des Weiteren werden Werte der MaLo für den Verwendungszweck der Plausibilisierung der Werte beim Netzbetreiber und Lieferant gebildet.

- Bereitstellung der zu verwendenden Berechnungsformeln und Konfigurationen.

Zur Umsetzung des Konzepts skizziert der BDEW folgenden Fahrplan:

- Q2 2026: Veröffentlichung einer Anwendungshilfe Energy Sharing, die die neuen Prozesse definiert.
- 01.08.2026 Konsultation der neuen Prozesse
- Oktober 2026: Bereitstellung und Implementationsstart der BDEW Web API.
- bis Oktober 2027: Implementierungsfrist für alle Marktteilnehmer.
- ab Oktober 2027: Wirkbetrieb des BDEW-Energy-Sharing-Modells.

Einschränkungen des Modells

In der vorgestellten Implementierung sieht das BDEW-Konzept aktuell vor, dass keine der beteiligten MaLos Bestandteil von GGV, Modell 2 (Durchleitungsmodell), MiSpeL oder Mieterstrom sein dürfen. Diese Einschränkungen sind formal nachvollziehbar und entsprechen dem Wunsch vieler Netzbetreiber, komplexe Messstellen- und Abrechnungsstrukturen zunächst auszuschließen. Gleichzeitig zeigt der hinterlegte Zeitplan, dass es sich weiterhin um einen frühen Diskussionsstand handelt – nicht zuletzt, weil die Konsultation der Anwendungshilfe erst am 1.8.2026 beginnen soll.

Aus Sicht der Bürgerenergie, die voraussichtlich zu den ersten praktischen Anwendern von Energy Sharing gehören wird, ist jedoch zu hinterfragen, ob ein pauschaler Ausschluss solcher Anwendungsfälle zielführend für eine spätere Skalierung ist. Als derzeit besonders relevanter Anwendungsfall wird die Nutzung von Überschussstrom aus Bürgerenergie-Mieterstromanlagen diskutiert. Diese könnte Mitgliedern bzw. Netzkunden einen stärkeren Bezug zu den eigenen Anlagen ermöglichen und gleichzeitig eine – wenn auch geringe – finanzielle Entlastung gegenüber regulärem Netzbezug schaffen. Für bereits aktive Energiegenossenschaften kann dieser Ansatz zudem wirtschaftlich interessanter sein als eine reine Einspeisung, insbesondere wenn vorhandene Lieferanteninfrastrukturen genutzt werden können.

§ 42c Abs. 5 Nr. 2 EnWG erlaubt zudem explizit die Beauftragung eines Aggregators zur Nutzung lokaler Flexibilität. Der Einsatz von Flexibilität innerhalb einer Energy Sharing Community zur Optimierung des

gemeinschaftlichen Eigenverbrauchs könnte voraussichtlich ein wichtiger Bestandteil eines wirtschaftlichen Betriebs sein. In diesem Kontext könnte ein pauschaler Ausschluss von Energy Sharing Teilnehmenden von Vereinbarungen nach der MiSpeL-Festlegung einen negativen Einfluss auf die Teilhabe an Energy Sharing haben.

Abschließend stellt sich die Frage, wie die geplante Verschiebung der Inbetriebnahme des Energy-Sharing-Modells um 15 Monate sowie der grundsätzliche Ausschluss netzübergreifender Anwendungen einzuordnen sind. Beide Punkte könnten die Einführung und Verbreitung von Energy Sharing deutlich hemmen und sollten daher im Rahmen der laufenden Diskussion nicht lediglich hingenommen, sondern offen und nachvollziehbar adressiert werden.

4.4. Messwertverarbeitung im Fall der virtuellen Bilanzierung

Bei der Umsetzung von Energy Sharing übernimmt der Betreiber des vBG die Energiemengenzuordnung für alle hinter dem physisch gemessenen Übergabepunkt liegenden Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen. Er erhält dazu für alle hinter dem Netzkoppelpunkt Erzeugungs- oder Verbrauchsanlagen Lastgangdaten als Netzgangzeitreihe und verarbeitet diese weiter. Als MSB der MaLo erhält er im Falle von komplexen Messstellen hinter dem Netzkoppelpunkt ferner vom jeweiligen MSB der MeLo die Messwerte der Kundenanlage. Dabei ist unerheblich, ob hinter den Netzkoppelpunkten liegende Anlagen den gleichen MSB gewählt haben, und ob dieser der gMSB oder ein wMSB ist. Es ist auch unerheblich, ob die Netzkoppelpunkte innerhalb des gleichen Verteilnetzegebiets liegen.

Die Kommunikation der Messdaten erfolgt über Standardprozesse.

Die Umsetzung mit einem vBG ermöglicht zudem die Möglichkeit, komplexere Konstellationen abzubilden, und unterschiedliche Formen der dezentralen Energieversorgung miteinander zu kombinieren. Der Netzkoppelpunkt kann auch ohne physische Übergabemessung, zum Beispiel an einem virtuellen Summenzähler umgesetzt werden. In diesem Fall übernimmt der Betreiber des vBG die bilanzielle Verantwortung erst für am Netzkoppelpunkt in das vBG eingespeiste Mengen. Die bilanzielle Verantwortung der komplexen Messstelle hinter dem virtuellen Summenzähler verbleibt beim vorgelagerten Netzbetreiber, mit allen Einschränkungen, die dies mit sich

bringen kann wie beispielsweise der verpflichtenden Wahl eines einheitlichen MSB.

Die Kommunikation der Messdaten erfolgt auch in dieser Konstellation über Standardprozesse (GPKE, MaBiS, WIM).

Ein Anwendungsbeispiel dieser Konstellation könnte die Integration von nicht vor Ort genutzten Erzeugungsmengen einer Mieterstromliegenschaft in eine Energy Sharing Gemeinschaft sein. Insbesondere in der Bürgerenergie-Community wird dieser Anwendungsfall intensiv diskutiert. Bürgerenergieakteure, die bereits Mieterstromlieferanten sind, verfügen häufig über die notwendige Infrastruktur (z.B. Bilanzkreisbewirtschaftung) um eine Sharing Lieferung zu realisieren und können mit dem Vertrieb von Überschussmengen als Sharing Strom nicht nur Genossenschaftsmitgliedern ohne Solaranlagen auf dem Dach eine Teilhabeperspektive bieten, sondern auch potenziell ihre Refinanzierungskalkulation gegenüber der Einspeisung als Direktvermarktung verbessern.

4.5. Quo Vadis? – Energy Sharing über den MaBiS-Hub

Die Implementierung des MaBiS-Hubs stellt eine fundamentale Transformation der MaKo dar, die den Übergang von einer dezentralen, bilateral geprägten Kommunikation hin zu einer zentralisierten Datenarchitektur markiert.⁴⁴ Der Hub fungiert als Single Point of Truth, der die Komplexität netzübergreifender Datenströme durch eine Bündelung von Verantwortlichkeiten bei den ÜNB reduzieren kann. Die Architektur des Hubs basiert auf der funktionalen Trennung in zwei neue energiewirtschaftliche Marktrolle: Messwertverarbeiter und Bilanzierungs- und Aggregierungsverantwortlichen.

In der Prozesslogik erhält der Messwertverarbeiter die Rohdaten der MeLo direkt von den MSB, während er die erforderlichen Stammdaten und Berechnungsformeln von den Verteilnetzbetreiber bezieht. Ein wesentlicher Mehrwert dieses Modells liegt in der Standardisierung der Berechnungslogik. Innerhalb des Hubs erfolgen automatisierte Plausibilisierungen sowie eine einheitliche Ersatzwertbildung nach festgelegten Regeln, wie dem Metering Code, was die Datenkonsistenz im Vergleich zu dezentralen Lösungen signifikant erhöht. Unter Anwendung der vom Verteilnetzbetreiber gelieferten Formeln generiert der Hub die abrechnungsrelevanten Werte für MaLo und

Tranchen. Der Bilanzierungs- und Aggregierungsverantwortliche überführt diese Werte anschließend in Summenzeitreihen, wie die Bilanzkreis- und Lieferantensummenzeitreihen (BK-SZR/LF-SZR), die als Basis für eine rollierende Bilanzkreisabrechnung dienen.

Für Energy Sharing Gemeinschaften nach § 42c EnWG kann der MaBiS-Hub eine technische Lösung für das Skalierungsproblem bieten, wenn er konzeptionell darauf ausgelegt wird, Berechnungsformeln über mehrere Netzanschlusspunkte und Bilanzierungsgebiete hinweg anzuwenden. Dies würde ebenso die prozessuale Abwicklung von netzgebietsübergreifendem Energy Sharing ab dem Jahr 2028 ermöglichen. Ein weiterer relevanter Aspekt ist die Wahrung des Datenschutzes durch Pseudonymisierung gemäß § 52 MsbG: Daten werden im Hub ausschließlich auf Basis der MaLo-ID verarbeitet, wodurch die Anonymität der Letztverbraucher gewahrt bleibt.

Das Festlegungsverfahren zum MaBiS-Hub soll erst 2026 abgeschlossen werden, wobei eine Produktivsetzung erst für Ende 2028 bzw. ein Einführungsszenario ab Januar 2029 avisiert ist.⁴⁵ Energy Sharing soll jedoch schon ab Juni 2026 möglich werden, weshalb bis zum Go-Live des Hubs andere Lösungen in der Branche etabliert werden müssen. Wichtig ist dabei insbesondere, dass die Entwicklung dieser Lösungen nicht mit Verweis auf die Erwartung des Hubs nicht verzögert wird.

4.6. Fazit

Die erfolgreiche Umsetzung von Energy Sharing nach § 42c EnWG steht und fällt mit der systematischen Bildung abrechnungsrelevanter Werte, die über einzelne Netzanschlusspunkte und Bilanzierungsgebiete hinweg konsistent ermittelt werden müssen. Die Analyse der verschiedenen Optionen verdeutlicht, dass die aktuelle MaKo vor erheblichen Anpassungsbedarfen steht:

- **Herausforderung der Datenaggregation:** Ein dezentrales Modell über die MSB ist derzeit nur praktikabel, wenn ein einheitlicher MSB die gesamte Energy Sharing Community verwaltet, da standardisierte Prozesse zum Datenaustausch zwischen verschiedenen MSB fehlen. Zudem müssten netzanschlusspunktübergreifende Berechnungslogiken erst noch in der MaKo definiert werden.

⁴⁴ BNetzA [BK6-24-210](#)

⁴⁵ BDEW [Einführungsszenario zur Produktivsetzung des MaBiS-Hub](#)

- **Arbeitsstand nach BDEW-Modell:** Der BDEW hat am 26.03.2026 ein erstes Konzept vorgelegt, das Energy Sharing über neue MaKo-Elemente und einen zentral berechnenden MSB der Erzeugungs-MaLo ermöglichen soll. Das Modell befindet sich jedoch noch in einem frühen Diskussionsstand: Die Anwendungshilfe soll erst im Q2/2026 erscheinen, die Konsultation beginnt am 01.08.2026, und ein Wirkbetrieb ist erst ab Oktober 2027 vorgesehen. Damit liegt der Entwicklungsstand deutlich hinter dem gesetzlichen Starttermin 01.06.2026, was seine praktische Relevanz für die Einführung in 2026 erheblich einschränkt. Die Branche muss bis zum Wirkbetrieb des Konzepts Übergangslösungen zur Umsetzung von Energy Sharing finden. Gleichzeitig schließt das Konzept aktuelle Formen der Teilhabe von Bürgern, wie Mieterstrom, aus und berücksichtigt noch nicht die Möglichkeit von Energy Sharing über benachbarte Netzgebiete.
- **Das österreichische Modell als alternative Referenz:** Ein Blick auf Österreich zeigt einen Weg, bei dem der Verteilnetzbetreiber selbst die Rolle des MSB und die vollständige Messwertverarbeitung übernimmt. Auf Basis automatisierter Plattformen ordnet der Verteilnetzbetreiber die Mengen direkt den Teilnehmern zu. In Deutschland ist diese Lösung auf Grund der Trennung der Rollen Verteilnetzbetreiber und MSB jedoch aktuell nur mit erheblichen regulatorischen Anpassungen möglich.
- **Virtuelle Bilanzierung als pragmatische (Übergangs-)Lösung:** Das Modell der virtuellen Bilanzierung stellt bereits heute eine technisch machbare Lösung dar, um die Bilanzierungsverantwortung auf spezialisierte Dienstleister zu übertragen. Erzeugungs- und Verbrauchsmengen können auch über Verteilnetzgrenzen hinweg standardisiert zugeordnet werden, ohne den physischen Netzbetreiber mit neuen komplexen Prozessen zu belasten. Energy Sharing mit virtueller Bilanzierung kann im gleichen Netzgebiet auch parallel zu Energy Sharing ohne virtuelle Bilanzierung umgesetzt werden.
- **Zentralisierung als Chance:** Der geplante MaBiS-Hub bietet das Potenzial, als zentrale Stelle die Messwertaufbereitung zu übernehmen. Dies würde die Komplexität für die Teilnehmer reduzieren, erfordert jedoch, dass der Hub in der Lage ist, individuelle Aufteilungsschlüssel und Berechnungsformeln über Gebietsgrenzen hinweg dynamisch zu verarbeiten.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass für einen massenmarkttauglichen Rollout ab Juni 2026 eine klare Festlegung der Verantwortlichkeiten für die Zeitreihenverarbeitung durch die BNetzA unumgänglich ist. Während der MaBiS-Hub eine langfristige Zielarchitektur darstellt, bieten Modelle wie die virtuelle Bilanzierung oder die stärkere Einbindung der Verteilnetzbetreiber nach österreichischem Vorbild mögliche Pfade, um die gesetzlichen Fristen einzuhalten und die von der EU geforderte niederschwellige Teilhabe von Bürgern an erneuerbaren Energien zu ermöglichen.

Diskussion

Zur Umsetzung von Energy Sharing nach § 42c EnWG entsteht somit auf unterschiedlichen Ebenen der Bedarf für zusätzlichen Austausch und neuen Schnittstellen.

Energy Sharing verfolgt das Ziel, Privatpersonen zu aktiveren Teilnehmern des Energiesystems zu machen. Um sie dazu zu befähigen ist wichtig, dass sie ausreichend informiert sind. Im Kontext von Energy Sharing wäre eine nationale Informationsstelle, am Beispiel der österreichischen Koordinierungsstelle Energiegemeinschaften orientiert, sicherlich wünschenswert. Diese Informationsstelle sollte insbesondere generelle Informationen zu Energy Sharing und zu den Schritten zur Gründung einer Energy Sharing Community, sowie Musterverträge und Muster-Aufteilungsschlüssel, und ggf. eine Matching-Plattform für Interessenten bereitstellen.

Die Anmeldung der Energy Sharing Vereinbarungen bei den Netzbetreibern wird über eine noch zu entwickelnde nationale Internetplattform stattfinden (§ 20b EnWG). Es ist wichtig, dass in diesem von den Netzbetreibern und der BNetzA durchgeführten Prozess alle Abhängigkeiten berücksichtigt werden und die Anforderungsdefinition einfließen. Insbesondere kann diese Plattform als Single-Point-of-Truth für alle an der Umsetzung der Energy Sharing Vereinbarung beteiligten Akteure dienen (Direktvermarkter, Reststromlieferant, MSB, weitere Dienstleister).

Ein wichtiger Diskussionspunkt in der Branche betrifft die Optionen zur Abbildung der Netznutzung für den geteilten Strom. Nach aktuellem Rechtsrahmen ist Energy Sharing eine Stromlieferung. Somit fallen alle in § 20 EnWG definierten Pflichten und Rechte zur Netznutzung an. Es muss ein Gleichgewicht gefunden werden, um den Aufwand für Energy Sharing Teilnehmende – die keine professionellen Akteure sind und bspw. keine MaKo-Prozesse anwenden können – so gering wie möglich zu halten, ohne den Aufwand für andere Akteure – insbesondere Netzbetreiber – unangemessen zu erhöhen. Aus unserer Sicht sind Klarstellungen durch die BNetzA, insbesondere zur Rolle der Netzbetreiber bei der Umsetzung von § 42c EnWG, notwendig. Unter den aktuellen Rahmenbedingungen scheint uns eine Lieferung der geteilten Strommengen durch den Direktvermarkter des

Anlagenbetreibers als die einfachste Lösung, die auch im heutigen Rechtsrahmen möglich wäre.

Eine weitere Herausforderung bei Energy Sharing ist, dass zwei Lieferanten einen Verbraucher beliefern. Die korrekte Aufteilung der Strommengen auf den Energy-Sharing- und den Reststromlieferant benötigt neue Prozesse. Die GGV bietet bereits eine Blaupause für den Fall, wo alle Energy Sharing Teilnehmenden denselben MSB haben. Im Gegensatz zur GGV wird für Energy Sharing jedoch das öffentliche Netz genutzt, wodurch Prozessanpassungen notwendig werden. Das Konzept des BDEW adressiert diese über neue MaKo-Elemente wie Energy-Sharing-Lokationsbündel und den neuen Verwendungszweck Energy-Sharing-Abrechnung. Es besteht jedoch eine kritische zeitliche Umsetzungslücke gegenüber dem gesetzlich vorgeschriebenen Start von § 42c EnWG. Insbesondere ist diese Lösung für Energy Sharing über mehr als ein Bilanzierungsgebiet, so wie es ab 01.06.2028 erlaubt sein soll, ebenfalls noch nicht ausgelegt.

Die Einführung des MaBiS-Hubs sollte Lösungen zur Bildung von abrechnungsrelevanten Werten in komplexen Konstellationen, wie Energy Sharing mit unterschiedlichen Messstellenbetreibern, ermöglichen. Virtuelle Bilanzierungsgebiete, wie sie bereits zur Umsetzung des Durchleitungsmodells im Elektromobilitäts-Kontext zum Einsatz kommen, könnten heute schon eine Lösung zur Allokation der Strommengen und zur Netznutzungsabrechnung bilden. Diese Lösung könnte insbesondere das Problem der Kommunikation zwischen Netzbetreiber (standardisierte Prozesse) und Anlagenbetreiber (Privatperson, nicht Teil der MaKo) adressieren. Es wird jedoch vorausgesetzt, dass der Anlagenbetreiber einen zusätzlichen Dienstleister (Betreiber des virtuellen Bilanzierungsgebiets) beauftragt, und der Netzbetreiber die Kopplung zwischen physischem und virtuellem Netz zulässt. Dies ist im aktuellen Rechtsrahmen nicht sichergestellt.

Zusammengefasst ist im heutigen Rechtsrahmen aus unserer Sicht die Umsetzung von Energy Sharing bereits möglich, vorausgesetzt:

- der Direktvermarkter des Anlagenbetreibers (oder ein Dritter) übernimmt die Lieferung der geteilten Strommengen im Auftrag des Anlagenbetreibers und

- alle beteiligten haben einen einheitlichen MSB.

Diese Umsetzung kann auf Basis komplett standardisierter Prozesse stattfinden, sofern eine pragmatische Lösung für die Bildung der netzanschlusspunkt-umfassenden Berechnungsformeln mit Netzbetreiber und MSB abgestimmt wird.

Es muss geklärt werden, ob die Umsetzung von Energy Sharing für die Teilnehmenden noch weiter vereinfacht werden soll. Falls dies der Fall sein soll, sind auch andere Optionen denkbar, die aus unserer Sicht jedoch Festlegungen durch die BNetzA voraussetzen.

Die vollständige Umsetzung von § 42c EnWG – einschließlich der freien Wahl des Messstellenbetreibers nach § 5 MsbG und der Möglichkeit, Strom über mehrere Bilanzierungsgebiete hinweg zu teilen – erscheint derzeit nur mithilfe vBG realisierbar. Allerdings ist aktuell noch offen, ob vBG in diesem Kontext zulässig sind bzw. ob Energy-Sharing-Teilnehmende gegenüber dem Netzbetreiber einen Anspruch auf deren Einrichtung haben. Perspektivisch könnte zudem die Einführung des MaBiS-Hub eine alternative technische Grundlage für eine solche Umsetzung bieten.

Wir freuen uns auf den Austausch mit Akteuren aus der Branche, die sich mit den unterschiedlichen Modellen zur Umsetzung von § 42c EnWG auseinandersetzen und ggf. Pilotprojekte durchführen oder planen, sowie über Diskussionen zu den hier dargestellten Argumenten und Überlegungen. Kommen Sie gerne auf uns zu!



Impressum

Herausgeber



Am Blütenanger 71
80995 München
+49 (0)89 158121-0
info@ffe.de
www.ffe.de

Whitepaper

Datenaustausch bei der Umsetzung von Energy Sharing nach § 42c EnWG

Veröffentlicht am

31.03.2026

Autor:innen

Dr. Erwan Taillanter
Alexander Heyder
Nicole Keller

Unterkapitel 3.5 und 4.4 wurden im Rahmen des Projekts unter Einbezug der technischen Expertise der decarbon1ze GmbH geschrieben.

Projekt

SkIES – Skalierbare Integration von Energy Sharing

Projektleitung

Louisa Wasmeier
Dr. Erwan Taillanter

Stellv. wissenschaftlicher Leiter

Dr.-Ing. Serafin von Roon

Geschäftsleitung

Dr.-Ing. Serafin von Roon
Dr.-Ing. Christoph Pellingner
Dr.-Ing. Anna Gruber
Dr.-Ing. Andrej Guminski

Bitte zitieren als

FfE (2026): Datenaustausch bei der Umsetzung von Energy Sharing nach § 42c EnWG - Optionen zur Abbildung der Netznutzung, zur Bilanzierung und zur Abrechnung von Energy Sharing Strommengen. DOI: 10.34805/ffe-10-26

DOI: 10.34805/ffe-10-26

Förderkennzeichen 03EI6142A

