

Energy Sharing: Eine Umsetzungsoption mit virtueller Bilanzierung

Stand: Juli 2024

Energy Sharing wurde in der Europäischen Richtlinie 2024/1747 eingeführt und muss von den Mitgliedsstaaten in nationales Recht umgesetzt werden. Regulatorisch gilt es jetzt die richtigen Leitplanken zu setzen, um schnell angeschlussfähig an bestehende energiewirtschaftliche Prozesse zu sein, gesellschaftlich leicht umsetzbare Wege aufzuzeigen und das Potential der Energiewendebeschleunigung in Energy Sharing Gemeinschaften zu nutzen. Dazu unterbreiten wir hier einen pragmatischen Umsetzungsvorschlag, der sofort pilotiert und mit überschaubarem Aufwand flächendeckend umgesetzt werden kann.

Executive Summary

Energy Sharing sollte nicht nur regional die gesellschaftliche Teilhabe stärken, sondern auch die Verknüpfung von erneuerbarer Erzeugung und flexiblem Verbrauch. So trägt die gesellschaftliche Aktivierung unmittelbar zur Energiesystemtransformation bei. Zentraler Baustein dafür ist ein energiewirtschaftliches Betriebssystem für Energy Sharing Gemeinschaften, welches diese komplementären Ziele abzubilden vermag und sich gleichzeitig möglichst niederschwellig in bestehende energiewirtschaftliche Systeme und Prozesse einfügt. Diese Anforderungen erfüllt ein Umsetzungsvorschlag auf der Grundlage des virtuellen Bilanzierungsgebiets.

Eine Energiegemeinschaft, die Energy Sharing umsetzt, muss dazu innerhalb der Gemeinschaft geteilte Energiemengen ebenso ausweisen können, wie darüber hinaus eingespeiste Erzeugungsmengen und sonstigen Netzbezug der Teilnehmenden. Die Teilnahme ist freiwillig, auch hinter dem gleichen Netzverknüpfungspunkt können nicht alle Verbrauchs- oder Erzeugungsanlagen zur Teilnahme verpflichtet werden. Die Wahl des Reststromlieferanten ist frei.

Ein Betriebssystem für Energy Sharing Gemeinschaften muss nicht nur diese zentralen Parameter umsetzen, sondern sollte auch weitere Anforderungen der Gemeinschaft wie die individuelle Aufteilung der Erzeugungsmengen auf Teilnehmende flexibel abbilden können.

Energy Sharing Gemeinschaften stärken regionale gesellschaftliche Zusammenhänge und verknüpfen diese gleichzeitig mit einem Gesamtsystemnutzen für die Energiesystemtransformation. Das Betriebssystem sollte deshalb den gesellschaftlichen Zusammenhang priorisieren und abbilden: auch über Verteilnetzgrenzen hinweg, mit unterschiedlichen Messstellenbetreibern, Bilanzkreisverantwortlichen und Reststromlieferanten. Die Funktion bestimmt die Form, nicht umgekehrt.

Das virtuelle Bilanzierungsgebiet erfüllt als Betriebssystem für Energy Sharing Gemeinschaften als einzige der aktuell diskutierten Umsetzungsalternativen diese Anforderungen. Gleichzeitig kann es weitgehend auf bereits bestehende, standardisierte Prozesse des energiewirtschaftlichen Datenaustausches aufsetzen, sodass für beteiligte Markakteure – insbesondere Verteilungsnetzbetreiber und Lieferanten – der Anpassungsbedarf so weit wie möglich reduziert wird. Die Umsetzung wird erleichtert und beschleunigt, ohne auf Funktionsumfang zu verzichten. Die transparente Energiemengenausweisung legt gleichzeitig die Grundlage für mögliche weitere Veränderungen wie differenzierte Entgelte und Umlagen, ohne diese Entscheidung vorwegzunehmen.

Warum Energy Sharing?

Energy Sharing bedeutet für uns, dass Personen in einem geografisch abgegrenzten Gebiet gemeinschaftlich Energie erzeugen und verbrauchen und dazu auch bestehende Netzinfrastruktur nutzen. Solche *Energiegemeinschaften* unterstützen zwei zentrale und komplementäre Ziele der Energiesystemtransformation:

Regional gesellschaftliche Teilhabe an der Energiewende stärken. Energiegemeinschaften beschleunigen den Ausbau und die Nutzung erneuerbarer Energien (EE) und stärken dabei die gesellschaftliche Mitgestaltung und Mitbestimmung der Energiesystemtransformation. Wenn Menschen mehr Bezug zu der vor Ort erzeugten Energie gewinnen, steigt die Zustimmung zur Errichtung der dazu nötigen Anlagen wobei vermehrt auch lokales Kapital und Flächen von Bürger:innen bereitgestellt werden. Das bewegt wichtige Hebel für Investitionen in erneuerbare Erzeugung und die direkte Elektrifizierung von Wärme und Verkehr. In Energiegemeinschaften wird die lokale Wertschöpfung gestärkt und der Betrieb der Anlagen erfolgt langfristig und aufgrund des engen Bezugs zu den lokalen Werten und Prioritäten der Gemeinschaft oft besonders nachhaltig.

Regional erneuerbare Erzeugung und flexiblen Verbrauch verknüpfen. Energiegemeinschaften stärken messbar die Bereitschaft von Bürger:innen, ihren Stromverbrauch zu reduzieren oder zeitlich zu verschieben zum Beispiel in Zeiten mit viel erneuerbarer Erzeugung. Durch die zeitlich koordinierte Nutzung vor Ort erzeugter Energie werden der Transportbedarf über große Entfernung reduziert, Lastspitzen in den betroffenen Verteilungsnetzen verringert, lokale Anlagen und Betriebsmittel besser ausgelastet und Anreize geschaffen, in der Fläche EE-Erzeugungsanlagen zuzubauen. Die Aktivierung der lokalen Flexibilität im Stromverbrauch ist ein wichtiger Schlüssel, um schneller mehr erneuerbare Erzeugung und neue Stromlasten in der Wärme und im Verkehr in das bestehende Stromnetz zu integrieren, auch wenn der Stromnetzausbau nicht im gleichen Tempo voranschreiten kann. So wird volkswirtschaftlich der effizienteste Weg der Systemtransformation beschritten.

Die Erzeugungs- und Verbrauchsstellen einer Energiegemeinschaft sind weiterhin an das Verbundnetz angeschlossen und somit in das europäische Energiesystem eingebunden. Energy Sharing stärkt die regionale Teilhabe am Energiesystem, ohne dabei den Bezug zu den Vorteilen der Einbindung in das Netz der öffentlichen Versorgung zu verlieren. Im Gegenteil: Die weitgehende gemeinschaftliche Auslastung der Anlagen vor Ort kann mit der richtigen Umsetzungs- und Anreizstruktur unmittelbar einen Gesamtsystemnutzen erzeugen.

Was muss eine Energy Sharing Gemeinschaft leisten?

Um diese Ziele zu erreichen, muss eine Energiegemeinschaft...

1. ...Erzeugung und Verbrauch innerhalb der Gemeinschaft vom restlichen Netzbezug und der restlichen Einspeisung abgrenzen können. Alle Mitglieder sind weiterhin regulär an das Netz der öffentlichen Versorgung angeschlossen. Diese Abgrenzung definiert die Gemeinschaft.
2. ...Erzeugungs- und Verbrauchsstellen mit regionalem Bezug zueinander und
5. ...ein gleichwertiges Erlöspotenzial der Erzeugung innerhalb der Gemeinschaft erwirtschaften als bei der Einspeisung nach EEG oder der sonstigen Direktvermarktung. So entstehen Anreize, sowohl bestehende Anlagen in die Gemeinschaft einzubringen als auch in neue Anlagen für die Gemeinschaft zu investieren.
6. ...die freiwillige Teilnahme erlauben. Weder

netztopologisch in geringer Entfernung verknüpfen. Der regionale Bezug stärkt die Identifikation mit der Gemeinschaft. Die netztopologische Nähe ist technisch sinnvoll, damit die Energieflüsse innerhalb der Gemeinschaft Betriebsmittel der höheren Netzebenen wenig belasten.

3. ...die Gleichzeitigkeit von Erzeugung und Verbrauch innerhalb der Gemeinschaft anreizen und nachweisen, um Netze und Betriebsmittel der höheren Netzebenen zu entlasten. Je höher die zeitliche Auflösung, mit der die Gemeinschaft ihre Erzeugung und ihren Verbrauch koordiniert, desto geringer ist das Risiko einer Überlastung. Pragmatisch wäre es, Erzeugung und Verbrauch innerhalb einer *Registrierperiode* (15 Minuten) als gleichzeitig anzusehen.
4. ...geringere Gesamtkosten des Energiebezugs für Mitglieder der Energiegemeinschaft realisieren als bei der regulären Versorgung außerhalb der Gemeinschaft. Diese Vergünstigung braucht jedoch nicht pauschal zu gelten, sondern kann zum Beispiel von Mitgliedern erfordern, ihren Verbrauch der (lokalen) Erzeugung der Gemeinschaft anzupassen.

alle Erzeugungsanlagen noch Abnahmestellen hinter einem bestimmten Netzanschluss dürfen verpflichtet werden, einer dort tätigen Energiegemeinschaft beizutreten. Es muss möglich sein, einer Energiegemeinschaft erst nach deren Etablierung beizutreten, oder sie vor ihrer Auflösung wieder zu verlassen. Insbesondere müssen in einer Liegenschaft, zum Beispiel in einem Mehrparteienhaus, Einzelne sowohl teilnehmen als auch nicht teilnehmen können.

7. ...unterschiedliche Verbrauchsarten miteinbeziehen, vor allem auch flexible Verbraucher wie Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen oder Batteriespeicher. E-Fahrzeuge bieten kurzfristig das größte Flexibilitäts- und Speicherpotenzial. Sie sollten an teilnehmenden Ladepunkten auch individuell als Flexibilität bewirtschaftet werden können.
8. ...nicht die vollständige Energieversorgung ihrer Mitglieder sicherstellen können. Die europäische Energiemarktrichtlinie (Energy Markets Directive – EMD) fordert die freie Wahl eines regulären Stromlieferanten für den Residualbezug aller Mitglieder der Energiegemeinschaft. Energy Sharing muss also keine Gesamtversorgung sicherstellen.

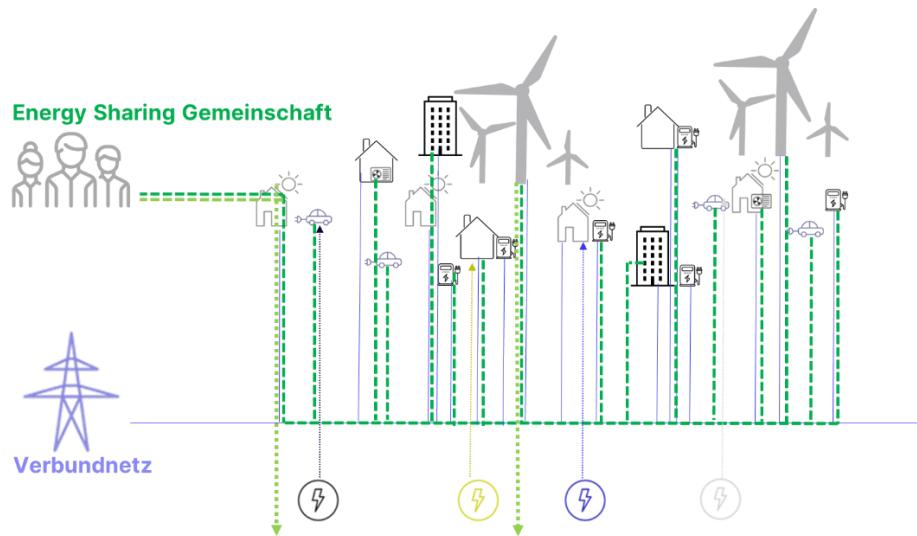


Abbildung 1 Energy Sharing Gemeinschaft grenzt Energieflüsse in der Gemeinschaft vom Netzbezug ab, weist eingespeiste Energiemengen aus, ermöglicht individuelle Teilnahme/Opt out auch am gleichen Netzanschluss und erlaubt freie Lieferantenwahl.

Energy Sharing soll gesellschaftliche und energiesystemische Ziele erfüllen können. Es ist deshalb sinnvoll, dass sich eine Energiegemeinschaft über mehrere benachbarte Netzgebiete erstrecken kann. Deutschland weist eine Vielzahl, teilweise sehr kleiner Netzgebiete auf, die oft auf Städte und Kommunen zugeschnitten sind. So erstrecken sich Windparks und Freiflächen-Solaranlagen oft über mehrere Gemarkungen. Ebenso typisch ist die Konstellation, dass viele potenzielle Mitglieder einer Energiegemeinschaft in einem Stadtgebiet wohnen, die gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen aber im Umland erreicht werden sollen, welches zu einem oder mehreren anderen Netzgebiet gehört. Gleichzeitig sollten mehrere Energiegemeinschaften im gleichen geografischen und netztopologischen Gebiet existieren können, auch um Wettbewerb zwischen den Gemeinschaften zu ermöglichen.

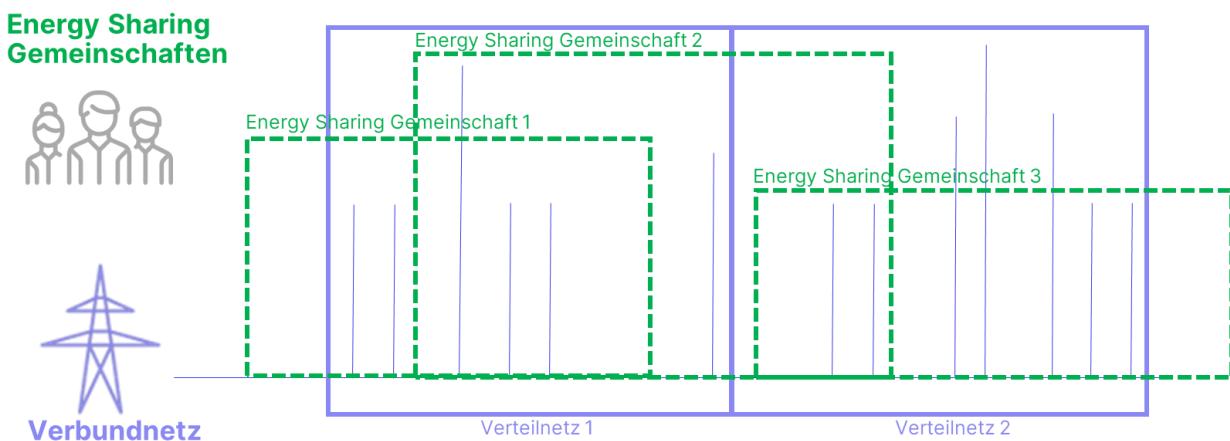


Abbildung 2 Energy Sharing Gemeinschaften schaffen neue Möglichkeiten, gesellschaftliche Zusammenhänge mit Energiesystemnutzen zu verknüpfen.

Das Betriebssystem zur Umsetzung von Sharing in der Energiegemeinschaft sollte in der Lage sein, die über das Netz der öffentlichen Versorgung ausgetauschten Sharing-Energiemengen separat auszuweisen, so dass auf diese zum Beispiel auch differenzierte Abgaben und Umlagen erhoben oder eine andere Entgeltsystematik angewendet werden könnten. Netzentgelte sind zwar nicht Gegenstand der gesetzlichen Regulierung von Energiegemeinschaften, sondern liegen in der Hoheit der Bundesnetzagentur (BNetzA); jedoch kann diese nur dann überhaupt eine differenzierte Behandlung von Sharing-Mengen in Betracht ziehen, wenn die zugehörigen Energieflüsse abgegrenzt, erhoben und nachgewiesen werden können. Differenzierte Netzentgelte bieten in Verbindung mit dynamischen Strompreisen, wie sie in einer Energiegemeinschaft mit regionalem Bezug besonders sinnvoll zum Einsatz kommen können, einen effektiven Hebel, um flexiblen Stromverbrauch anzureizen und so Gesamtsystemnutzen zu realisieren.

Was ist zur virtuellen Bilanzierung bereits durch die Bundesnetzagentur festgelegt?

Grundgedanke der virtuellen Bilanzierung ist, dass die Zuordnung von Energiemengen aus Unterzählern zu Bilanzkreisen von einem anderen **Bilanzierungsgebietsverantwortlichen** (BGV) übernommen werden kann als dem lokalen Netzbetreiber. Dieser BGV betreibt ein eigenes **virtuelles Bilanzierungsgebiet** (vBG), welches sich auf Untermessstellen in Kundenanlagen erstreckt und messtechnisch vom Bilanzierungsgebiet des vorgelagerten NB abgegrenzt ist. Das Modell der virtuellen Bilanzierung wurde von der BNetzA in der Netzzugangsregelung zur ladevorgangsscharfen bilanziellen Energiemengenzuordnung für die Elektromobilität (NZR EMob

gemäß [BK6-20-160](#)) festgelegt; die zugehörigen Prozesse sowie die Datenformate der MaKo wurden daraufhin vom BDEW und der Arbeitsgruppe edi@energy ausgestaltet und als [Anwendungshilfe](#) veröffentlicht.

Für einen einzelnen Netzanschluss sieht der Aufbau ist wie folgt aus:

- Netzseitig werden Bezug und Einspeisung der Kundenanlage viertelstundenscharf gemessen (RLM oder iMSys mit Tarifanwendungsfall (TAF) 7).
- Der zugehörige Zählpunkt wird zum **Netzkoppelpunkt**. Hinter diesem Netzkoppelpunkt beginnt das virtuelle Bilanzierungsgebiet. Der zugehörige Betreiber ist kein Netzbetreiber (NB) gemäß Energiewirtschaftsgesetz; er nimmt jedoch an der Marktkommunikation (MaKo) in der Rolle NB teil und erfüllt alle Pflichten der Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom (MaBiS) für den Ausgleich des Bilanzierungsgebiets. Insbesondere ist er verantwortlich für seinen Differenzbilanzkreis, das heißt es gibt einen starken Anreiz das Bilanzierungsgebiet auszugleichen und teure Ausgleichsenergiemengenbeschaffung zu vermeiden.
- Gegenüber dem vorgelagerten NB tritt der BGV auf wie ein benachbarter Netzbetreiber. Folglich erstellt der vorgelagerte NB aus der 15-Minuten-Messung am Netzkoppelpunkt täglich eine Netzgangzeitreihe (NGZ) und übermittelt diese dem BGV. Monatlich aggregiert der NB alle NGZs aller Netzkoppelpunkte zu einer Netzzeitreihe (NZR) und stimmt diese mit dem BGV ab.
- Jeder Netzkoppelpunkt hat eine Marktlokations-ID (MaLo-ID). Diese ist typischerweise identisch zur MaLo-ID der Kundenanlage vor deren „Umzug“ ins vBG. Allerdings muss der vorgelagerte NB die Energiemengen dieser MaLo nicht mehr bilanzieren, sondern lediglich die zugehörige NZR dem BIKO übermitteln.
- Zusätzlich zur Marktrolle NB tritt der Betreiber des virtuellen Bilanzierungsgebiets gemäß BDEW-Anwendungshilfe für die MaKo auch in der Marktrolle Lieferant (LF) an. In dieser Rolle empfängt er vom vorgelagerten NB die monatliche Netznutzungsabrechnung (NNA) für jeden Netzkoppelpunkt – je nach Verbrauch als Grundpreis/Arbeitspreis oder Arbeitspreis/Leistungspreis.
- Für alle Energiemengen hinter dem jeweiligen Netzkoppelpunkt übernimmt der BGV die Zuordnung zu Bilanzkreisen, so dass eine echte energiewirtschaftliche Belieferung möglich ist. Dabei ist der BGV in der Ausgestaltung weniger Beschränkungen unterworfen und kann so beispielsweise Ladevorgänge¹ unterschiedlicher Nutzer jeweils auf den Bilanzkreis des zugehörigen Lieferanten buchen, um somit Elektrofahrzeuge energiewirtschaftlich zu beliefern (“ladevorgangsscharfe Bilanzierung”).

Ein vBG kann viele Kundenanlagen beinhalten, welche jeweils durch einen Netzkoppelpunkt vom vorgelagerten Netzgebiet abgegrenzt werden. Für den jeweils vorgelagerten NB ergibt sich der Vorteil, dass alle Verbräuche im vBG viertelstundenscharf über die NZR erfasst sind und somit nicht in dessen Bilanzierungsrisiko eingehen. Ein vBG kann benachbart sein zu mehreren Netzgebieten, jeweils mit einer eigenen NZR, und sich somit über eine komplette Regelzone erstrecken.

¹ Ladesäulen erfassen individuelle Ladevorgänge gemäß der Vorgaben für „Messgeräte im Anwendungsbereich der Elektromobilität“

Mit der Festlegung BK6-20-160 führte die Bundesnetzagentur (BNetzA) 2020 das Konstrukt des virtuellen Bilanzierungsgebiets ein als „Modell 2“ – gegenüber der Bilanzierung einer MaLo durch den Netzbetreiber („Modell 1“). Im Wortlaut der Festlegung geht es um die oben skizzierte ladevorgangsscharfe Belieferung von Elektrofahrzeugen (EV) – damit EVs über mehrere Netzgebiete hinweg einheitlich beliefert werden können. Die zugehörigen Prozesse wurden vom BDEW im Rahmen einer Anwendungshilfe erarbeitet, die Datenformate der MaKo stehen seit Oktober 2023 in den IT-Systemen der Marktpartner zur Verfügung. Insbesondere existieren Prozesse und Datenformate,

- um eine bestehende MaLo mit 15-Minuten-Messung in das Modell 2 zu verschieben und somit einen Netzkoppelpunkt einzurichten;
- um eine NGZ einer NZR zuzuordnen;
- sowie um die Zuordnung zu beenden und eine MaLo des Modell 2 wieder in eine reguläre MaLo („Modell 1“) zurückzuführen.

Vorschlag für die Erweiterung des Modells 2 für Energy Sharing

Das Konstrukt des virtuellen Bilanzierungsgebiets nach „Modell 2“ könnte ein Betriebssystem anbieten, um sowohl über Verteilnetzgrenzen hinweg als auch für einzelne Anlagen und Wohnungen hinter Netzanschlüssen Energy Sharing wettbewerblich zu organisieren – ohne dabei den beteiligten Netzbetreibern Bilanzierungsrisiken und komplexe neue Prozesse aufzubürden. Mit dem virtuellen Bilanzierungsgebiet können sowohl die gesellschaftlichen Ziele des Energy Sharings in Energiegemeinschaften gestärkt als auch ihr Energiesystemmehrwert realisiert werden. Die Energiemengenzuordnung im virtuellen Bilanzierungsgebiet kann entsprechend der Anforderungen der Gemeinschaft erfolgen, „form follows function“ und nicht umgekehrt. Gleichzeitig werden regional Erzeugung und Verbrauch direkt miteinander verknüpft und durch den Gemeinschaftsbezug zu Erzeugungsanlagen besondere Anreize zur Lastverschiebung, auch über monetäre Impulse hinaus, möglich.

Grundgedanke der Energiegemeinschaft mittels virtueller Bilanzierung ist, alle Marktlokationen der Mitglieder in ein gemeinsames vBG zu verschieben, so dass der BGV innerhalb des vBG eigene Marktlokations-IDs für den Residualbezug und die Sharing-Mengen vergeben, viertelstundenscharf die erzeugte Energiemenge aufteilen und den Residualbezug Bilanzkreisen zuordnen kann – entsprechend den Geschäftsprozessen zur Kundenbelieferung mit Elektrizität (GPKE) und den Marktregeln zur Bilanzierung von Strom (MaBiS). Innerhalb der gleichen Regelzone kann eine Vielzahl von Bilanzierungsgebietsverantwortlichen aktiv sein. Die Energiegemeinschaft kann selbst BGV sein oder einen BGV wählen.

Die Funktionsweise des Modells erläutern wir in drei Modulen – angefangen vom einfachsten Aufbau mit reinen Verbrauchern und Erzeugern in einem Netzgebiet, über die Ausdehnung auf mehrere Netzgebiete bis hin zu komplexen Kundenanlagen mit sowohl Erzeugung als auch Verbrauch hinter einem gemeinsamen Netzanschluss.

Modul 1: Energy Sharing in einem Netzgebiet mit getrennter Erzeugung und Bezug

Wir betrachten den einfachsten Fall einer mit dem Verteilungsnetz über eine Messlokation (MeLo) verbundenen Erzeugungsanlage² und einem im gleichen Netzgebiet angeschlossenen und ebenfalls messtechnisch einzeln erfassten Verbraucher.

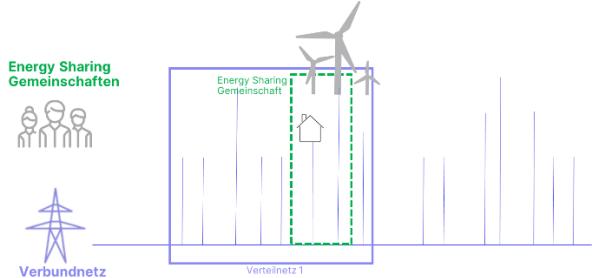


Abbildung 3 Modul 1, Energy Sharing in einem Netzgebiet

Grundlegende Umsetzung

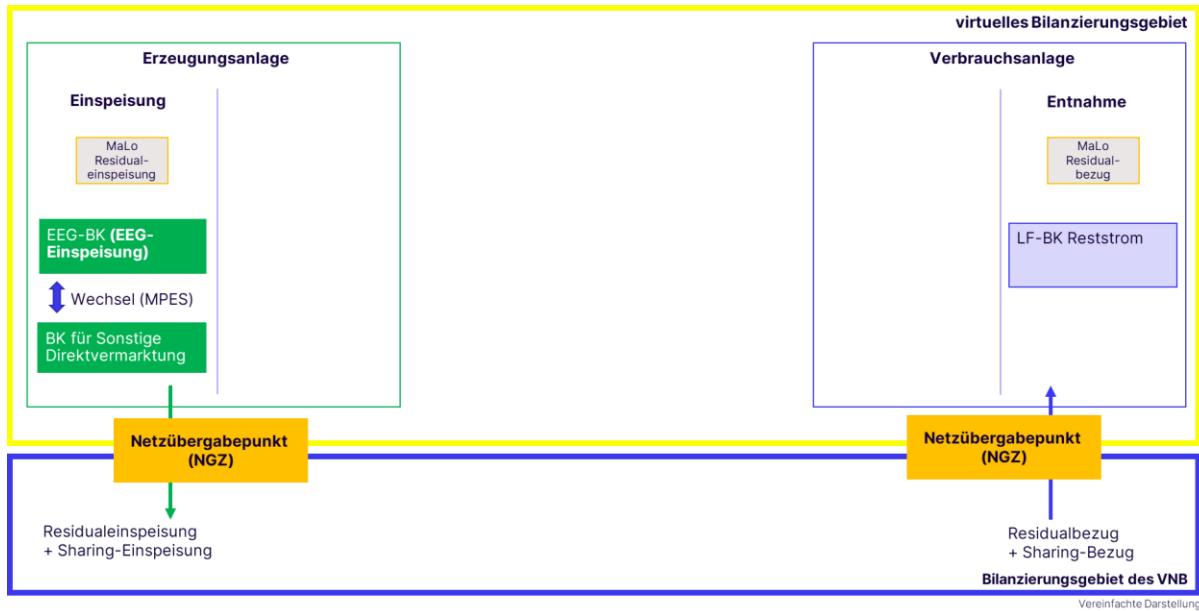
Beide Messungen erfolgen viertelstundenscharf, also mittels iMSys und TAF 7 oder RLM. Der Messstellenbetrieb kann jeweils durch den grundzuständigen MSB (gMSB) erfolgen oder wettbewerblich (wMSB). Der Ablauf zur Etablierung und für den Betrieb dieser Zweier-Energiegemeinschaft mittels virtueller Bilanzierung sähe folgendermaßen aus:

- Die beiden Teilnehmer:innen bilden eine Energiegemeinschaft, oder gehören einer bestehenden Energiegemeinschaft an. Diese Gemeinschaft kann als Bilanzierungsgebietsverantwortlicher (BGV) den Betrieb selbst abwickeln, oder einen Dienstleister beauftragen. Untereinander oder mit dem Dienstleister legen sie die Aufteilung der Sharing-Energiemengen, der Kosten für die Erzeugung und ggf. für den Dienstleister fest.
- Der BGV meldet für eine Regelzone beim BDEW ein virtuelles Bilanzierungsgebiet (vBG) an. Der zuständige BIKO richtet das vBG ein. Für dieses vBG muss der BGV einen Deltabilanzkreis benennen sowie einen EEG-Bilanzkreis für die Aufnahme der EEG-Einspeisemengen.
- Die beiden Kundenanlagen werden gemäß dem Prozess zum Wechsel in das Modell 2 in das vBG umgezogen. Dadurch werden die beiden MeLos zu jeweils einem *Netzkoppelpunkt*. Netzkoppelpunkte sind in den Prozessen und der MaKo grundsätzlich bidirektional, identifizieren also eine Einspeisezeitreihe und eine Bezugszeitreihe. Im vorliegenden Fall wäre jeweils eine Richtung immer Null, da eine Erzeugungsanlage mit einem Verbraucher verknüpft wird.
- Der vorgelagerte Netzbetreiber ordnet die beiden Netzkoppelpunkte einer Netzezeitreihe zwischen dem vorgelagerten VNB und dem BGV zu.
- Ab diesem Zeitpunkt übermittelt der jeweils zuständige MSB immer am Folgetag den Lastgang pro MeLo an den zuständigen NB, welcher daraus für jeden Netzkoppelpunkt eine tägliche Netzauslastungszeitreihe (NGZ) bildet und diese dem BGV schickt. Gemäß NZR EMob ist die NGZ in Bezugsrichtung Grundlage für die monatliche Netznutzungsabrechnung des Netzbetreibers gegenüber dem BGV.

² Zur Veranschaulichung gehen wir davon aus, dass die Erzeugungsanlage nur einspeist, also keinen Eigenverbrauch aufweist.

- Jeweils zum Monatsende berechnet der NB die Netzzeitreihe (NZR) als viertelstundenscharfen Saldo der NGZs der beiden Netzkoppelpunkte der Energiegemeinschaft.
- Ebenfalls monatlich berechnet der BGV sein Differenzbilanzaggregat (DBA) als Saldo der NZR und den bilanzierten Einspeisungen und Entnahmen innerhalb des vBG³ und schickt das DBA dem BIKO.

Ohne Profilbewirtschaftung im virtuellen Bilanzierungsgebiet geht das DBA vollständig in die Deltazeitreihen (DZR) ein, deren Abweichung vom BIKO überwacht und ggf. der BNetzA gemeldet wird.⁴ So wird sichergestellt, dass ein unabhängig vom regulierten Netzbetreiber agierender BGV sein virtuelles Bilanzierungsgebiet korrekt führt und die BNetzA ihre Aufsichtsfunktion wahrnehmen kann.



Bilanzierung

Eine NZR ungleich Null entsteht im Beispiel hier immer dann, wenn hinter dem einen Netzkoppelpunkt in einer Viertelstunde mehr erzeugt als hinter dem anderen Netzkoppelpunkt entnommen wird, oder umgekehrt. Damit diese Residualeinspeisung oder Residualentnahme nicht zu Lasten des BGV in das DBA einfließt, muss der BGV sowohl Residualeinspeisung als auch Residualbezug *bilanzieren*. Dies funktioniert im vorgestellten Modell folgendermaßen:

- Zur Identifikation der Residualeinspeisung und des Residualbezugs vergibt der BGV jeweils eine MaLo-ID.
- Zur Belieferung von Residual-MaLos schließt der BGV LF-Rahmenverträge mit Lieferanten und der BKV des jeweiligen Lieferanten erteilt dem BGV die Zuordnungsermächtigung für einen Bilanzkreis.

³ Siehe MaBiS, Kapitel 3.4

⁴ MaBiS, Kapitel 3.4: „Der BIKO informiert die Bundesnetzagentur, wenn für einen NB oder ÜNB im Laufe eines Jahres in mehr als drei Monaten eine DZR ausgewiesen wird, deren Energiemengen mehr als ein Prozent der Gesamtentnahme im jeweiligen BG (NB) bzw. in der RZ (ÜNB) im Monat entsprechen.“

- Das Mitglied der Energiegemeinschaft in der Rolle Verbraucher kann aus den verfügbaren Lieferanten einen auswählen, um seinen Residualbezug zu dessen Konditionen beliefern lassen.
- Der beauftragte Lieferant meldet dem BGV den Lieferbeginn gemäß GPKE mittels MaKo; der BGV bestätigt dem Lieferanten den Lieferbeginn.
- In gleicher Weise schließt der BGV Rahmenverträge mit Vermarktern in der Marktrolle Lieferant und erhält von deren BKV die Zuordnungsermächtigung für Einspeisungen. Alternativ wäre auch die Einspeisung nach EEG möglich, indem der BGV die Einspeisemengen in seinen EEG-Bilanzkreis aufnimmt und per EEG-Überführungszeitreihe an den zuständigen ÜNB zur Vermarktung weiterreicht.
- Anhand der täglichen NGZ berechnet der BGV am Folgetag, in welcher Viertelstunde mehr erzeugt als verbraucht wurde, erstellt daraus eine viertelstundenscharfe Einspeisegang-Zeitreihe und ordnet diesen der Residual-Einspeise-MaLo zu. In gleicher Art ermittelt der BGV, in welcher Viertelstunde mehr verbraucht als erzeugt wurde, erstellt daraus eine Lastgangzeitreihe und ordnet diese der Residual-Bezugs-MaLo zu.
- Die täglichen Residualzeitreihen übermittelt der BGV per MaKo den verantwortlichen Lieferanten.
- Gemäß MaBiS berechnet der BGV am Monatsende sowohl für den Einspeisebilanzkreis als auch für den Lieferantenbilanzkreis aus den täglichen Lastgängen die jeweilige Bilanzkreis-Summenzeitreihe (BK-SZR) und übermittelt diese dem BIKO; ebenso erstellt er für jeden Lieferanten eine Lieferanten-Summenzeitreihe (LF-SZR) und übermittelt diese dem jeweiligen Lieferanten.
- Der BGV berechnet nun für die monatliche Bilanzkreisabrechnung sein DBA als Saldo aus den BK-SZR und der NZR. Die DBA übermittelt der BGV dem zuständigen BIKO. Wurden alle Energiemengen korrekt bilanziert, resultiert eine Null-Zeitreihe als DBA.

In einer realen Energiegemeinschaft würden mehrere Mitglieder Erzeugungsanlagen einbringen, und viele Mitglieder wären Verbraucher. In diesem realen Fall bliebe das skizzierte Vorgehen weitestgehend bestehen, abgesehen von einem Punkt: Die Summe der Erzeugung muss nun auf mehrere Verbraucher aufgeteilt werden. Wie dies geschieht, kann innerhalb der Energiegemeinschaft geregelt werden – z.B. als fixer Anteil der Erzeugung, oder dynamisch entsprechend des prozentualen Anteils am Gesamtbezug in einer Viertelstunde. Ein großer Vorteil der Abwicklung dieser Aufteilung durch den BGV ist, dass Aufteilungsschlüssel nicht reguliert, im Vorhinein festgelegt und in Datenformate überführt und dann zwischen Energiegemeinschaft und Netzbetreiber ausgetauscht werden müssen. Die Energiegemeinschaft gestaltet die Aufteilung entsprechend ihrer Anforderungen und findet ein adaptives Betriebssystem dafür vor.

Gemeinschaftliche Einspeisung und Optimierung innerhalb der Energiegemeinschaft

Wenn in einer Viertelstunde die Anlagen der Gemeinschaft in Summe mehr erzeugen als gemäß dem vereinbarten Verfahren auf die verbrauchenden Mitglieder aufgeteilt werden kann, so sind zwei Verfahren möglich – abhängig vom rechtlichen Rahmen:

- Entweder speist jede Erzeugungsanlage über ihre Residual-MaLo auf eigene Rechnung ein – als EEG-Einspeisung oder über einen frei gewählten direktvermarktenden Lieferanten. In diesem Fall muss innerhalb der Gemeinschaft geklärt werden, wie die individuellen Erzeugungsmengen jeder Anlage aufgeteilt werden in Sharing-Strom und Einspeisung.
- Oder die Gemeinschaft übernimmt die Vermarktung der gesamten Residualeinspeisung aller Anlagen. In diesem Fall ist die Gemeinschaft freier in der Aufteilung der Mengen, sie

muss aber bei unterschiedlichen Typen von Erzeugungsanlagen (Wind, PV) weiterhin eine sortenreine Einspeisung gewährleisten.

Die Wahl der Einspeisung spielt eine große Rolle. Ein negativer Preis am Spotmarkt könnte beispielsweise direkt auf die Vermarktung der Residualerzeugung wirken. Hier kann eine Gemeinschaft – oder ein fähiger Dienstleister – über die Bilanzierung hinaus Energiemanagement-Leistungen anbieten: Die Momentanleistung von PV-Anlagen reduzieren oder erhöhen und anlagennahe Speicher bewirtschaften, um die Auslastung und den Ertrag innerhalb der Gemeinschaft zu maximieren – entsprechend der übergreifenden Zielsetzung für die Einführung von Energiegemeinschaften.

Netznutzungsabrechnung

Die Netznutzungsabrechnung erfolgt entsprechend der Regelung der NZR EMob vom VNB an den BGV, individuell für den Bezug jedes Netzkoppelpunkts. Hierbei ist zu beachten, dass die Netznutzungsabrechnung dabei sowohl Sharing-Bezug als auch Residualbezug umfasst: Während der Sharing-Bezug durch Saldierung in der NZR nicht auftaucht, enthält die NGZ eines Netzkoppelpunkts den kompletten Energiefluss – unabhängig davon, ob dieser aus einer Erzeugungsanlage der Gemeinschaft hinter einem anderen Netzkoppelpunkt stammt, oder es sich um Residualbezug aus dem Netz handelt. Da jedoch die Residual-MaLo und deren zugehöriger Lastgang hinter jedem Netzkoppelpunkt bekannt ist, kann jeweils Sharing-Anteil und Residualanteil ausgewiesen werden – um z.B. darauf reduzierte Netzentgelte zu berechnen oder eine Sharing-Prämie auszuschütten.

Modul 2: Energy Sharing über mehrere Netzgebiete hinweg

Wir erweitern das Modul 1 dahingehend, dass die beiden Mitglieder der Mustergemeinschaft nun in zwei unterschiedlichen Netzgebieten bei unterschiedlichen Netzbetreibern innerhalb der gleichen Regelzone angesiedelt sind.

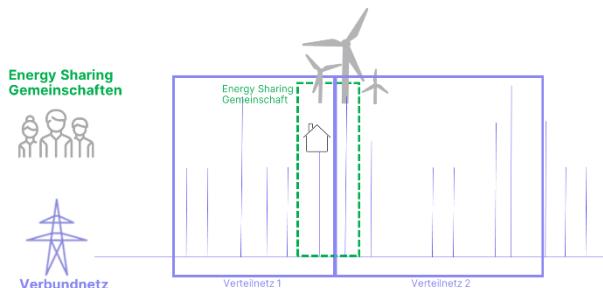


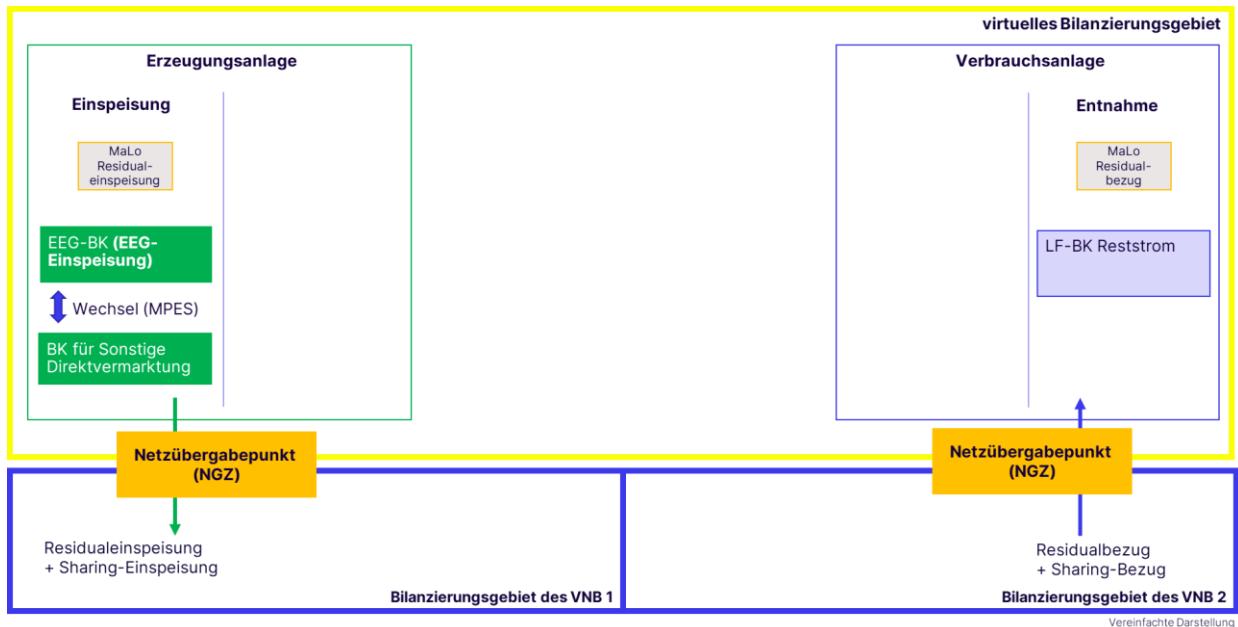
Abbildung 4 Modul 2, Energy Sharing Verteilnetzübergreifend innerhalb einer Regelzone

Da das virtuelle Bilanzierungsgebiet die komplette Regelzone umfassen kann, sind für Mitglieder in unterschiedlichen vorgelagerten Netzgebieten keine Änderungen am oben skizzierten Vorgehen nötig.

- In jedem beteiligten Netzgebiet wird pro Teilnehmer ein Netzkoppelpunkt mit zugehöriger NGZ etabliert.
- Pro vorgelagertem Netzgebiet erstellt der verantwortliche VNB weiterhin eine NZR.
- Anders als zuvor ist diese NZR nun selbst dann nicht mehr Null, wenn Erzeugung und Entnahme innerhalb der Gemeinschaft perfekt koordiniert sind. Da jedoch die NZRs verschiedener vorgelagerter Netzgebiete bei der Berechnung des DBA saldiert werden,

würde weiterhin ein Null-DBA resultieren. Alle zuvor angestellten Überlegungen zur Bilanzierung, zur Verrechnung von Ausgleichsenergie durch den BIKO und zur Aufsicht über die Ausgeglichenheit des vBG gelten somit weiterhin.

Wichtig ist, dass für die Ausweitung einer Energiegemeinschaft auf mehrere Netzgebiete mit den Mitteln der virtuellen Bilanzierung keine neuen Prozesse zur Koordinierung der Sharing-Mengen zwischen den betroffenen Netzgebieten eingeführt werden müssen. Es reicht aus, wenn der BGV die bereits etablierten Prozesse zum Austausch von NGZ und NZR mit jedem der virtuell benachbarten Netzbetreiber befolgt.



Netznutzungsabrechnung

Erst, wenn die zwischen den Netzgebieten ausgetauschte Sharing-Menge separat ausgewiesen werden soll, z.B. für eine differenzierte Behandlung bei der Netznutzungsabrechnung zwischen den beteiligten Netzbetreibern, muss die oben bereits auf Ebene der NGZs vorgestellte Aufteilung in Sharing und Residualbezug bzw. Einspeisung bei der Aggregation der NGZs zur jeweiligen NZR berücksichtigt werden. Da Sharing-Energiemengen innerhalb eines Netzgebiete sich bei der Saldierung der NGZs aufheben, bliebe nur die Sharing-Menge übrig, welche bilanziell mit benachbarten Netzgebieten ausgetauscht wird.

Modul 3: Ausdehnung auf Prosumer-Liegenschaften und gemeinschaftlich versorgte Gebäude

Modul 3 betrachtet Energiegemeinschaften, die sowohl Prosumer Liegenschaften umfassen als auch gemeinschaftlich versorgte Liegenschaften. Ziel des Betriebssystems ist es dabei, die bisher dominante Eigenverbrauchsoptimierung um die Teilnahme an Energiegemeinschaften und systemorientierte Bewirtschaftung von Flexibilität zu erweitern.

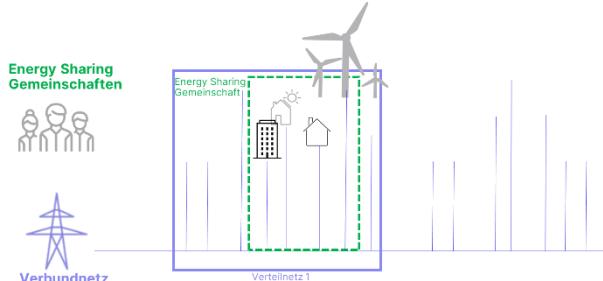


Abbildung 5 Modul 3, Energy Sharing mit Prosuming und gemeinschaftlicher Gebäudeversorgung

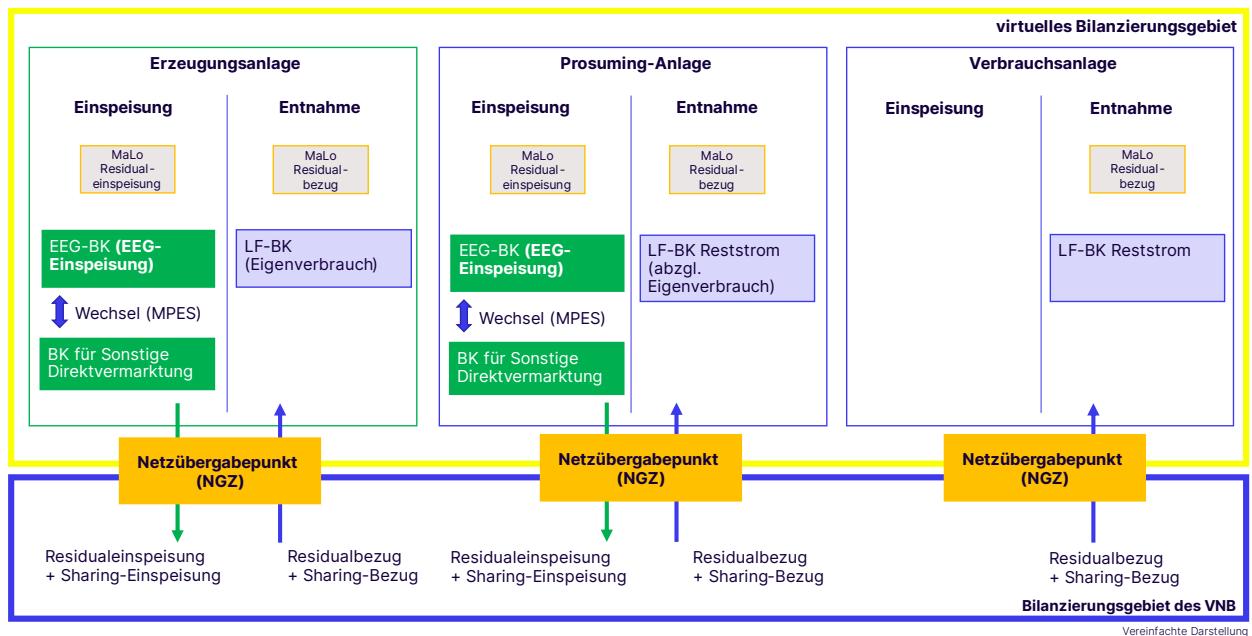
Bislang wurden Anschlusssituationen beschrieben, bei denen Erzeugungsanlagen und Verbraucher direkt über jeweils eine MeLo an das jeweilige Verteilungsnetz angeschlossen sind. Bereits heute sind jedoch einige Privat- und Gewerbeimmobilien mit PV-Anlagen ausgestattet und zukünftig sollen möglichst alle geeigneten Dachflächen für den Zubau von PV-Anlagen genutzt werden. So entstehen immer mehr *Prosumer-Liegenschaften* mit Erzeugung *und* Verbrauch hinter einem Netzanschluss – und zwar nicht nur bei Eigenheimen, sondern auch im Geschosswohnungsbau und bei gemischter Gewerbe- und Wohnungsnutzung. Diese Prosumer-Anlagen dienen derzeit der Optimierung des Eigenverbrauchs, da auf die hinter dem Netzanschlusszähler erzeugten und verbrauchten Mengen keine Netzentgelte anfallen. Vor die Wahl gestellt, ob Erzeugungsanlagen und Speicher zur Optimierung des Eigenverbrauchs genutzt werden oder im Rahmen einer Energiegemeinschaft, würde die Wahl derzeit den ökonomischen Anreizen folgend meist zugunsten des Eigenverbrauchs ausfallen, obwohl die Anlagen und Speicher damit systematisch unternutzt werden. Folglich sollte die Teilnahme an einer Energiegemeinschaft parallel zur Eigenverbrauchsoptimierung möglich sein, um dem Ziel der besseren lokalen Auslastung von Erzeugungsanlagen und Flexibilitäten näherzukommen. Virtuelle Bilanzierung in Kombination mit dem sog. *virtuellen Summenzähler* kann dies leisten. Im Folgenden entwickeln wir das Modell in zwei Stufen.

Erzeugung und Bezug hinter einem Netzkoppelpunkt

Wir betrachten zuerst den Fall eines Prosumer-Eigenheims mit PV-Anlage und einem iMSys mit Zweirichtungszähler. Beide Zählrichtungen müssen für Zählerstandsgangmessung konfiguriert sein (TAF 7).

- Der Zähler registriert hier nur dann einen Residualbezug, wenn die Eigenerzeugung nicht zur Deckung des Energiebedarfs ausreicht, oder Residualeinspeisung im umgekehrten Fall. Somit ist hinter dem Zähler die Optimierung des Eigenverbrauchs wie gewohnt möglich.
- Die Anschlussnutzer:in tritt vertraglich einer Energiegemeinschaft bei. Dabei bringt sie sowohl die lokale Residualeinspeisung ein die Gemeinschaft ein und beteiligt sich am gemeinschaftlichen Bezug. Die Gemeinschaft regelt Aufteilung und Konditionen.
- Wiederum wird mittels Standardprozess gemäß NZR EMob die Liegenschaft ins Modell 2 verschoben – die MeLo wird zum Netzkoppelpunkt. Diesmal sind sowohl Einspeisezeitreihe wie auch Bezugszeitreihe zeitweise ungleich Null.

- Für den Umzug in das vBG der Energiegemeinschaft muss bei einer bestehenden Liegenschaft sowohl die bisherige Einspeisung als auch die Belieferung zum Stichtag der Aufnahme in die Energiegemeinschaft (und damit dem Wechsel ins Modell 2) beendet werden.
- Der BGV vergibt sodann im virtuellen Bilanzierungsgebiet zwei MaLos – eine für die Residualeinspeisung außerhalb der Energiegemeinschaft und eine für den Residualbezug aus dem Netz.
- Bilanzierung und Bewirtschaftung beider MaLos erfolgt wie bereits zuvor beschrieben: Die Anschlussnutzer:in kann für den Residualbezug frei einen im vBG angemeldeten Lieferanten wählen; ihre Residualerzeugung speist sie als EEG-Menge oder Direktvermarktung ein oder lässt die Einspeisung über die Gemeinschaft abwickeln.



In dieser Eigenheim-Energiegemeinschafts-Kaskade registriert die MeLo nur die Einspeisung und den Bezug, welcher nach Eigenverbrauchsoptimierung übrigbleibt. Diese Menge wiederum wird innerhalb der Gemeinschaft geteilt, so dass nur das Residuum nach der Aufteilung innerhalb der Energiegemeinschaft regulär bilanziell eingespeist oder beliefert werden muss.

Wie zuvor berechnet der vorgelagerte VNB Netznutzungsentgelte auf die Bezugsrichtung der NGZ. Dies entspricht der Netznutzungsabrechnung für eine Prosumer-Liegenschaft ohne Teilnahme an einer Energiegemeinschaft. Die Ausführungen in Modul 1 zur separaten Ausweisung des Sharing-Anteils am Netzbezug gelten hier analog.

Erzeugung und Bezug in einer Mehrparteien-Liegenschaft

Bislang sind Prosumer-Liegenschaften zumeist Eigenheime. Darüber hinaus entstehen aber viele weitere Anwendungsfälle, in denen es sinnvoll ist, sowohl den Eigenverbrauch zu optimieren als auch einer Energiegemeinschaft anzugehören – von der Doppelhaushälfte mit PV-Anlage auf einer Dachhälfte, dem Wohnblock mit einer PV-Anlage aber mehreren Aufgängen und separaten Netzanschlüssen pro Aufgang bis zu Gebäuden, deren PV-Erzeugung den lokalen Mietparteien

netzentgeltfrei im Rahmen der gGV bereitgestellt werden und die verbleibende Überschusserzeugung einer Energiegemeinschaft zufließen soll.

Um gleichzeitig an der gGV und einer Energiegemeinschaft teilnehmen zu können, kombinieren wir die bereits ausführlich dargestellte virtuelle Bilanzierung mit den zum April 2025 neu in Kraft tretenden Prozessen und Datenformaten⁵ zur Einrichtung des Objekts der *Kundenanlage*. Mit der Kundenanlage können mehrere MeLos eines Gebäudes zusammengefasst werden; die Lastgänge der beteiligten MeLos ergeben aufaddiert einen sog. virtueller Summenzähler. Über Stammdaten-Nachrichten der MaKo können ab April 2025 einzelne MeLos in die virtuelle Summe der Kundenanlage integriert oder wieder herausgelöst werden. Die vom zuständigen Netzbetreiber den einzelnen Verbrauchs- oder Erzeugungseinheiten (typischerweise Wohnungen) zugewiesenen MaLo-IDs gehen bei der Integration nicht verloren, sondern werden „ruhend“ gestellt. Damit ist es möglich, eine MeLo mittels GPKE-Lieferantenwechsel aus einer Kundenanlage herauszulösen, um wieder regulär im BG des zuständigen NB beliefert zu werden.

Kern unseres Vorschlags zur Kombination von Energy Sharing und gGV ist, eine Kundenanlage einzurichten mit einem virtuellen Zweirichtungs-Summenzähler, in dessen Berechnung nur die an der gGV teilnehmenden Erzeugungsanlagen und Verbraucher eingehen.

- Jede teilnehmende Erzeugungsanlage und jede teilnehmende Einheit (Wohnung, Hausstrom, Ladestationen, etc.) wird separat viertelstundenscharf gemessen.
- Ein für die Kundenanlage frei wählbarer MSB (gMSB/wMSB) ermittelt die Zeitreihen für Bezug und Erzeugung der Kundenanlage jeweils als viertelstündlichen Saldo der MeLos der teilnehmenden Einheiten und der PV-Anlage. Die Übermittlung der MeLo-Zeitreihen erfolgt entsprechend bestehenden Prozessen nach WiM.
- Durch die viertelstündliche Saldierung der Einspeiselastgänge und Bezugslastgänge verbleibt als virtuelle Einspeisesumme nur die Erzeugungsmenge, welche nicht innerhalb der Kundenanlage verbraucht wird.
- Ebenso verbleibt als virtueller Bezug nur der tatsächlich aus dem Netz bezogenen Lastgang zur Deckung des über die Erzeugung hinausgehenden Bezugs der teilnehmenden Einheiten.
- Nicht teilnehmende Einheiten gehen nicht in die Berechnung ein und werden wie gewohnt beliefert.
- Der virtuelle Summenzählpunkt der Kundenanlage wird zum Netzkoppelpunkt gemäß Modell 2. D.h., der vorgelagerte Netzbetreiber erstellt nun aus den Zeitreihen der Kundenanlage zwei tägliche NGZs (Bezug und Einspeisung), und übermittelt diese dem BGV.
- Alle existierenden MaLos der teilnehmenden Wohn- und Gewerbeeinheiten stellt der NB ruhend entsprechend den Prozessen zur Kundenanlage. Da eine derart ruhende MaLo jederzeit wieder aktiviert werden kann, ist sichergestellt, dass teilnehmende Einheiten jederzeit aus der gGV ausscheiden und wieder durch den NB bilanziert werden können.

⁵ Siehe: [Mitteilung Nr. 42 der BNetzA zu den Datenformaten zur Abwicklung der MaKo](#)

- Der BGV in der Rolle NB erhält die Lastgänge der teilnehmenden Einheiten sowie der PV-Anlage vom MSB der MeLo gemäß WiM. Anhand eines zuvor mit dem Anlagenbetreiber, WEG, Gebäudeverwalter o.ä. vereinbarten Aufteilungsverfahrens berechnet er daraus am Folgetag die jeder teilnehmenden Einheit viertelstundenscharf zugeteilte Energiemenge sowie ggf. die Residualeinspeisung.
- Für jede Einheit berechnet der BGV den viertelstündlichen Residualbezug, wenn die PV-Erzeugung nicht zur Deckung des Verbrauchs ausreicht.

Bei eigenständigem Betrieb der Kundenanlage als gGV würde die ermittelte Einspeisezeitreihe der Kundenanlage über den EEG-BK des BGV oder eines Direktvermarkters bilanziell eingespeist, und der Residualbezug der Einheiten würde jeweils einer MaLo im vBG zugewiesen, so dass die Anschlussnutzer:innen innerhalb der gGV ihren jeweiligen Restromlieferanten frei wählen können. In der Kaskade mit einer Energiegemeinschaft jedoch ergibt sich eine weitere Verrechnung:

- Die für die Kundenanlage ermittelte Einspeisezeitreihe wird der Energiegemeinschaft bereitgestellt, wie in Modul 2 beschrieben. Nur die nach Abzug des Bezugs der Energiegemeinschaft noch verbleibende Restmenge weist der BGV sodann einer Residual-Einspeise-MaLo zu, welche entweder durch den Betreiber der Anlage oder durch die Gemeinschaft vermarktet wird.
- Die Verbrauchseinheiten (Wohnungen, etc.) der Kundenanlage können individuell wählen, ob sie Teil der Energiegemeinschaft werden möchten.
 - Wenn nicht, so weist der BGV den jeweiligen gGV Residualbezug dem BK des individuell gewählten Lieferanten zu.
 - Bei Teilnahme an der Energiegemeinschaft wird der gGV-Restbezug nochmals reduziert entsprechend des Bezugs aus der Gemeinschaft. Dazu wird die innerhalb der Gemeinschaft vereinbarte Aufteilungsregelung angewendet. Nur den dann noch verbleibenden Restlastgang weist der BGV dem BK eines vom Mitglied frei wählbaren Lieferanten zu.
- Für die Abrechnung innerhalb der gGV berücksichtigt der BGV, dass für die gGV-Mengen keine Netzentgelte anfallen.
- Die aus der Energiegemeinschaft bezogene Menge hingegen geht in die virtuelle Bezugs-MeLo und somit in die NGZ ein – womit der vorgelagerte NB darauf regulär Netzentgelte berechnet.

Die Kaskade aus gGV und Energiegemeinschaft, also die Verrechnung der gGV-Mengen und der Sharing-Mengen erfolgt freiwillig. Es besteht kein technischer Grund zur verpflichtenden Teilnahme – weder zur Teilnahme an der gGV als Partei der Liegenschaft noch zur Teilnahme an der Energiegemeinschaft als Partei der gGV. Auch muss eine Energiegemeinschaft nicht verpflichtet werden, die Kaskade zu integrieren.

Unterschiede zum Modell 2

Die Regelungen des EnWG zum Netzzugang sowie die Prozesse der NZR EMob schließen die Anwendung des Konstrukts der virtuellen Bilanzierung auch über die in der 2020 festgelegten Verpflichtung für öffentlich zugängliche Ladeinfrastruktur hinaus grundsätzlich nicht aus. Die

vorgeschlagene Methode zur Umsetzung von Energiegemeinschaften mittels virtueller Bilanzierung erweitert die Festsetzung BK6-20-160 der BNetzA inhaltlich in drei Punkten:

1. Anwendung außerhalb der öffentlich zugänglichen Ladeinfrastruktur für Elektromobilität,
2. Einspeisung nach MPES oder EEG im virtuellen Bilanzierungsgebiet,
3. Nutzung eines virtuellen Summenzählers zur Abgrenzung zwischen dem vorgelagerten Bilanzierungsgebiet und dem virtuellen Bilanzierungsgebiet.

Unserer Auffassung nach sind diese Erweiterungen zwar nicht gemäß der BNetzA-Festlegung BK6-20-160 *verpflichtend* umzusetzen, da sich diese Festlegung explizit auf die öffentlich zugängliche Ladeinfrastruktur bezieht. Sie sind aber zulässig, da die Grundsätze der MaBiS eingehalten werden wonach alle Energiemengen zu jeder Zeit eindeutig einem Bilanzkreis zugeordnet werden, und über das DBA des vBG auch Bilanzierungsfehler jederzeit klar verantwortet werden. Weiterhin besteht für alle Parteien der jeweiligen Liegenschaft jederzeit Wahlfreiheit, sowohl bezüglich der Teilnahme am beschriebenen Modell als auch bei der Wahl des Residuallieferanten innerhalb des vBG.

Abgrenzung der Umsetzung mit virtueller Bilanzierung von anderen Modellen für Energy Sharing

Energiegemeinschaften können auch auf anderen Wegen realisiert werden. Wir möchten die Umsetzung mit virtueller Bilanzierung im Folgenden von Alternativen abgrenzen, die derzeit ebenfalls diskutiert werden. Unser Bezugspunkt sind dabei jeweils die oben formulierten Anforderungen, denen Energy Sharing genügen sollte, um den Aufwand der Einführung zu rechtfertigen. Diese Anforderungen werden von den Alternativen nicht alle erreicht.

Bilanzkreismodell

Dieses Modell ist heute schon möglich, und gilt unter anderem in der juristischen Einschätzung der Stiftung Umwelt- und Energierecht als die bisherige Erfüllung des Basisanwendungsfalls für Energy Sharing. Kern des Modells ist ein gemeinsamer Sharing-Bilanzkreis, in welchen alle Erzeugung der Gemeinschaft im Rahmen der Direktvermarktung eingestellt wird, und über welchen die Marktlokationen (MaLos) der Mitglieder versorgt werden. Das Bilanzkreismodell ist im Rahmen bestehender Regelungen und der aktuell verfügbaren Marktprozesse umsetzbar. Allerdings müssen alle Mitglieder denselben Lieferanten und Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) für ihre MaLos gewählt haben, eine Unterscheidung zwischen Sharing und Residualbelieferung ist nicht möglich, und somit auch keine freie Lieferantenwahl.

Das Modell ist bisher wenig verbreitet, was nahelegt, dass es für Beteiligte und Interessenten nicht ausreichend attraktiv ist. Durch die Vollversorgung – also die Beschaffung der Residualmengen über den gleichen Bilanzkreis (BK), über den auch die Sharing-Mengen abgewickelt werden, unterliegt der Sharing-Lieferant allen Lieferantenpflichten; eine privilegierte Behandlung der Sharing-Mengen ist nicht möglich.

MSB-Modell

In diesem Modell werden die Marktlokationen aller Mitglieder der Energiegemeinschaft von einem gemeinsamen Messstellenbetreiber (MSB) verwaltet. Dieser Sharing-MSB legt pro Abnahmestelle zwei MaLos an – eine für die Sharing-Mengen und eine für die Residualbelieferung. Anhand eines

Verteilungsschlüssels berechnet er die Lastgänge der Sharing-MaLos und Residual-MaLos und leitet diese Lastgänge gemäß der bestehenden Prozesse an den zuständigen Verteilungsnetzbetreiber (VNB) weiter, welche die Lastgänge bilanziert: Die Lastgänge der Sharing-MaLos bucht der VNB auf den Sharing-BK der Energiegemeinschaft, die Lastgänge der Residual-MaLos auf den BK des vom jeweiligen Mitglied beauftragten Residuallieferanten.

Dieses Modell kann potenziell über mehrere Netzgebiete hinweg betrieben werden, da Bilanzkreise, insbesondere der Sharing-BK, nicht auf ein Netzgebiet beschränkt sind. Allerdings müssen alle Mitglieder Kunde desselben MSB sein, damit dieser alle Erzeugungslastgänge kennen und daraus die Aufteilung auf die Sharing-MaLos der Gemeinschaft berechnen kann. Nach den heute gültigen Regeln und Prozessen die vom MSB anzuwendenden Berechnungsformeln für Sharing- und Residual-MaLos vom jeweiligen VNB erstellt und an den MSB übermittelt werden müssen, damit dieser die Berechnungen für die Netznutzungsabrechnung der berechneten MaLos nachvollziehen kann. Das ist insofern eine Herausforderung, als dass für die netzgebietsübergreifende Anwendung neue Austauschprozesse zwischen den beteiligten VNB geschaffen werden müssten.

Das MSB-Modell kann nicht ohne Weiteres mit gemeinschaftlicher Gebäudeversorgung (gGV) kombiniert werden, da jede MaLo separat behandelt wird – auch wenn sie Teil eines Gebäudes mit lokaler PV-Erzeugung ist.

VNB-Modell

Im Unterschied zum MSB-Modell ist hier der lokale Netzbetreiber zuständig für die Aufteilung der Sharing-Mengen auf Sharing-MaLos. Ein ähnliches Modell wird in Österreich bereits eingesetzt. Vorteil ist die geringere Komplexität an der Schnittstelle zwischen VNB und den MSB, sowie für die Mitglieder der Gemeinschaft die freie Wahl des MSB. Nachteilig hingegen ist die Monopolstellung des VNB, so dass die Ausgestaltung einer Energiegemeinschaft nicht wettbewerblich erfolgen kann, sondern im Detail reguliert werden müsste. Dementsprechend schwierig wären auch Energiegemeinschaften über Netzgebiete mehrerer VNBs hinweg.

Virtuelle Bilanzierung

Das Konzept der virtuellen Bilanzierung ermöglicht es, ein Bilanzierungsgebiet (BG) vom zu Grunde liegenden Netzgebiet zu abstrahieren und somit die Zuordnung von Energiemengen zu Bilanzkreisen über mehrere Netzgebiete hinweg einheitlich zu handhaben. Somit kann ein Bilanzierungsgebietsverantwortlicher (BGV) über mehrere Netzgebiete hinweg Erzeugung und Entnahmen auf Bilanzkreise aufteilen, um damit wettbewerblich und für mehrere VNBs gleichzeitig Energiegemeinschaften realisieren – unter Nutzung etablierter Prozesse Datenformate der Marktkommunikation (MaKo).

Unserer Ansicht nach ist die virtuelle Bilanzierung das derzeit einzige praktisch umsetzbare Modell, das alle oben gestellten Anforderungen in vollem Umfang erfüllt und darüber hinaus noch „Reserven“ bietet für weitere kundenorientierte Funktionalität, die von BGVs wettbewerblich zur Differenzierung genutzt werden können.

Die Bilanzierung der Sharing Mengen ist dabei nicht zwingend. In der Beschreibung des Vorgehens oben werden nur die Residuallastgänge über jeweils eine Residual-MaLo identifiziert und bilanziert. Im Unterschied zu den anderen kurz vorgestellten Modellen (BK-Modell, MSB-Modell, VNB-Modell) ist es für die Konsistenz und Korrektheit der Bilanzkreisabrechnung nicht erforderlich, die Sharing-

Lastgänge einem Bilanzkreis zuzuordnen.⁶ Dies ist möglich – z.B. als zusätzlicher Nachweis gegenüber dem BIKO, dass die Sharing-Erzeugung in jeder Viertelstunde genau der Sharing-Entnahme entspricht. Wenn die Regelung für Energiegemeinschaften die Sharing-Mengen nicht als Belieferung betrachtet, sondern z.B. analog der Regelung zur gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung (gGV) als Überlassung, ist ein Bilanzkreis zur Abwicklung jedoch nicht zwingend.

Kritik und Diskussion der Umsetzung mit virtueller Bilanzierung

In Beratungen und Diskussionen des oben vorgestellten Modells haben wir einige wichtige Bedenken und Einwände kennengelernt. Diese stellen wir im Folgenden in eigenen Worten zusammen und legen unsere Einschätzung dar.

Wenige teure Lieferanten für den Residualbezug

Die virtuelle Bilanzierung ermöglicht die freie Lieferantenwahl für den Residualbezug. Da dieser Residualbezug im vBG jedoch zwingend als Lastgang bereitgestellt und auf somit auf der Basis von Werten bilanziert wird, liegt das Beschaffungsrisiko komplett beim BKV des Lieferanten anstatt beim VNB⁷. Wegen des hohen Risikos könnte es daher sein, dass sich kaum BKV finden, welche bereit sind das Risiko zu tragen.

Der Wandel von der SLP-Bilanzierung zur Bilanzierung auf der Basis von Werten ist notwendig für flexible Anlagen, also auch bei der Nutzung von Eigenerzeugung oder Sharing. Nur durch Bilanzierung der tatsächlichen Lastgänge können Preissignale bei Knaptheit oder Überangebot wirksam werden. Dass diese Preissignale bei den Endkunden ankommen, ist vom Gesetzgeber gewünscht – wie die Verpflichtung von Lieferanten zum Angebot dynamischer Tarife zeigt. Lieferanten und deren BKV werden daher bald flächendeckend in der Lage sein, mit den Risiken aus der Bilanzierung von Werten umzugehen und entsprechende Tarifmodelle anbieten. Diese Lieferanten können mit den gleichen Verfahren zur Verbrauchsprognose auch Tarifmodelle für die Residualbelieferung anbieten. Je besser sie dabei das lokale Angebot von Wind und Sonne in ihren Modellen berücksichtigen, desto attraktiver ist ihr Angebot im Wettbewerb.

Für Kunden einer Energiegemeinschaft steigen absehbar die Kosten pro kWh für die Residualbelieferung. Allerdings können sie den Großteil ihres Bedarfs günstiger über Sharing decken. Somit entsteht der gewünschte Anreiz für lokale Lastverschiebung zu Zeiten eines lokal hohen Angebots an EE-Erzeugung. Darüber hinaus entstehen Anreize, in einer Energiegemeinschaft in flexible Verbrauchsanlagen oder Speicher zu investieren, die durch die breitere Nutzerbasis besser ausgelastet werden können als Speicher für die reine Eigenbedarfsoptimierung im Eigenheim heute.

⁶ Allerdings fordert die MaBiS, dass „eine vollständige Zuordnung der in einem BG erzeugten und verbrauchten Energiemengen zu BK zu gewährleisten [ist]“.

⁷ Bei der heute noch üblichen Belieferung auf der Basis von Profilen erscheint die Abweichung des aggregierten tatsächlichen Bezugs vom angenommenen Lastprofil über das DBA im Differenz-BK des Netzbetreibers und muss von diesem bewirtschaftet werden.

Kaum Abnehmer für die Vermarktung der Einspeisung

Die Residualeinspeisung ist erst am Folgetag bekannt, nachdem Sharing- und gGV-Mengen aufgeteilt und somit die einzelnen Residuallastgänge berechnet sind. Diese Residualeinspeisung kann sehr schlecht prognostiziert werden, so dass sich für den abnehmenden Vermarkter (MPES-Rolle Lieferanten) ein hohes Markt- und Bilanzkreisrisiko ergibt. Es ist daher zweifelhaft, ob sich überhaupt Vermarkter für diese Residualmengen finden werden.

Insgesamt nimmt mit der Netzintegration erneuerbarer Erzeugung die Volatilität an den Strommärkten zu, weil Prognosen auf der Grundlage von Sonne und Wind kurzfristiger sind als beim Einsatz fossiler Kraftwerke. Kernaufgabe der Energiewende ist, das Energiesystem für die Handhabung dieser Volatilität zu befähigen.

Die Ausgangslage heute ist in dieser Hinsicht alles andere als optimal: Die Überschusserzeugung in Prosumer-Haushalten nach Eigenverbrauchsoptimierung wird zumeist nach EEG eingespeist und über Standard-Einspeiseprofile (SEP) prognostiziert. Das Bilanzierungsrisiko liegt beim VNB, das Marktrisiko trägt der ÜNB mit den bekannten Folgen negativer Börsenpreise. Wenn die Residualeinspeisung einer Energiegemeinschaft oder gGV weiterhin gemäß EEG zulässig ist, wird sich an dieser Situation nichts ändern.

Bei verpflichtender Direktvermarktung der Residualeinspeisung einer Energiegemeinschaft ergibt sich die Chance, besser mit der Volatilität der Erzeugung und des Prosumer-Verhaltens umzugehen. Das Risiko wird verschoben von der Allgemeinheit hin zum Vermarkter. Dadurch entsteht für diesen ein Anreiz zum vorausschauenden Energiemanagement der Erzeugungsanlagen der Gemeinschaft. Anstatt zu negativen Preisen einzuspeisen ist es sinnvoller, in Speicher für die Gemeinschaft zu investieren oder die Erzeugung angepasst auf den Bedarf der Gemeinschaft zu drosseln. Energiegemeinschaften und gGV leisten dadurch den gewünschten Beitrag zur lokalen Koordination von Erzeugung und Bezug ohne Notwendigkeit von Eingriffen durch den VNB.

Ersatz- oder Grundversorgung (EoG)

Was passiert, wenn ein:e Kund:in für deren MaLo im virtuellen Bilanzierungsgebiet die Belieferung kündigt? Wer übernimmt dann die Ersatz- oder Grundversorgung?

Anders als der zuständige Netzbetreiber (und somit im Unterschied zum MSB-Modell oder VNB-Modell) verfügt der Betreiber eines virtuellen Bilanzierungsgebiets nicht über ein natürliches Monopol. Egal ob im Rahmen der gGV oder einer Energiegemeinschaft – in beiden Fällen ist die Teilnahme freiwillig. Somit ist es möglich und sinnvoll, in diesem Vertrag den Kunden zum Abschluss eines Liefervertrages zu verpflichten, eine Default-Belieferung durch einen vom BGV gewählten Lieferanten vorzusehen, oder aus dem Modell 2 auszuscheiden. Die Ausgestaltung ist Sache des jeweiligen BGV.

Zum Wechsel einer MeLo aus einem vBG zurück in das Modell 1 sind die nötigen Prozesse in der Anwendungshilfe zur NZR EMob spezifiziert. Zum Ausscheiden aus einer Kundenanlage sind in der Mitteilung Nr. 42 der BNetzA ebenfalls die Prozesse und Datenformate festgelegt. Wenn Fristen nicht eingehalten werden oder aus anderen Gründen der Wechsel zurück ins Modell 1 nicht unverzüglich erfolgen kann, ist trotzdem die Energieversorgung sichergestellt. Sämtliche dann nicht bilanzierten Energiemengen gehen zu Lasten des Differenzbilanzkreises des BGV.

Im Modell 1 besteht keine Notwendigkeit mehr zur Bilanzierung auf der Basis von Werten, so dass die zugehörige MaLo regulär als SLP beliefert werden kann und damit für den Lieferanten der EoG kein außergewöhnliches Risiko darstellt.