

Anwendungsfall: Ladeinfrastruktur

Charakteristik des Anwendungsfalls

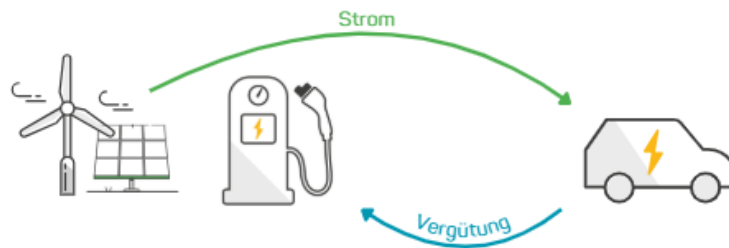


Abbildung 1: Schematische Darstellung des Anwendungsfalls LiS

Der Anwendungsfall Ladeinfrastruktur umfasst die gemeinschaftliche Nutzung erneuerbar erzeugter elektrischer Energie zur Versorgung von öffentlichen und halböffentlichen Ladepunkten für Elektrofahrzeuge. Betrachtet werden dabei sowohl klassische öffentliche AC-Ladepunkte als auch Ladeinfrastruktur auf privaten oder betrieblichen Flächen, die mehreren Nutzergruppen zur Verfügung steht.

Energy Sharing zielt in diesem Anwendungsfall darauf ab, lokal oder regional erzeugten erneuerbaren Strom direkt für Ladevorgänge nutzbar zu machen. Dadurch können Stromkosten gesenkt, Netzbelastungen reduziert und die Integration von Elektromobilität in bestehende Energiesysteme verbessert werden. Im Unterschied zu den vorherigen Anwendungsfällen steht hier nicht der Haushalt oder eine Institution im Mittelpunkt, sondern eine energieintensive, flexible Anwendung, deren Strombedarf zeitlich steuerbar ist.

Charakteristisch für den Anwendungsfall Ladeinfrastruktur sind insbesondere folgende Aspekte:

- **Hohe zeitliche Flexibilität der Nachfrage**, da Ladevorgänge verschoben oder gesteuert werden können.
- **Enge Verknüpfung mit erneuerbarer Erzeugung**, insbesondere Photovoltaik, um lokale Überschüsse direkt zu nutzen.
- **Vielfältige Nutzergruppen**, etwa Anwohnerinnen und Anwohner, Beschäftigte, Kundinnen und Kunden oder Flottenfahrzeuge.
- **Relevanz für Sektorenkopplung**, da Elektromobilität als Bindeglied zwischen Strom- und Verkehrssektor fungiert.
- **Potenzial für netzdienliches Verhalten**, etwa durch Lastmanagement oder perspektivisch bidirektionales Laden.

Potenziale und Herausforderungen

Energy Sharing kann in diesem Kontext dazu beitragen, Ladeinfrastruktur wirtschaftlicher zu betreiben und zugleich einen Beitrag zur regionalen Energiewende zu leisten. Gleichzeitig stellt dieser Anwendungsfall besondere Anforderungen an die Abgrenzung des Teilnehmerkreises, die Organisation der Nutzung sowie an die technische Steuerung und Abrechnung.

Tabelle 1: Potenziale und Herausforderungen "Ladeinfrastruktur"

Potenziale	Herausforderungen
Hohe Flexibilität der Stromnachfrage, da Ladevorgänge zeitlich steuerbar sind und gut an die Erzeugung erneuerbarer Energien angepasst werden können.	Abgrenzung des zulässigen Teilnehmerkreises, insbesondere bei öffentlich zugänglichen Ladepunkten mit wechselnden Nutzerinnen und Nutzern.
Direkte Nutzung lokal erzeugten EE-Stroms, insbesondere aus Photovoltaik, zur Senkung der Betriebskosten von Ladeinfrastruktur.	Komplexe Abrechnung, da Ladevorgänge oft mehreren Fahrzeugen und Nutzergruppen zuzuordnen sind.
Beitrag zur Netzentlastung, wenn Ladevorgänge gezielt in Zeiten hoher Einspeisung verlagert werden.	Hohe Investitionskosten für Ladeinfrastruktur und intelligente Steuerungssysteme.
Kopplung von Energie- und Mobilitätswende, wodurch Energy Sharing zusätzliche gesellschaftliche Relevanz erhält.	Begrenzte wirtschaftliche Anreize im aktuellen Rechtsrahmen für gemeinschaftlich genutzten Strom.
Attraktivität für neue Nutzergruppen, etwa Unternehmen mit Ladeangeboten oder Kommunen im öffentlichen Raum.	

Regionale Besonderheiten im Nordwesten

Für den Anwendungsfall Ladeinfrastruktur weist die Metropolregion Nordwest spezifische Rahmenbedingungen auf, die sowohl Chancen als auch Hemmnisse für Energy Sharing mit sich bringen.

Mittlerer Ausbaugrad der Elektromobilität

Die Verbreitung von Elektrofahrzeugen in der Region liegt insgesamt im bundesweiten Mittelfeld. Während urbane Zentren wie Bremen, Oldenburg oder Osnabrück eine höhere Dichte an Elektrofahrzeugen aufweisen, ist der Bestand in ländlichen Räumen deutlich geringer. Daraus ergibt sich ein differenziertes Bild hinsichtlich des Bedarfs an öffentlicher und halböffentlicher Ladeinfrastruktur.

Ungleich verteilte Ladeinfrastruktur

Öffentliche Ladepunkte konzentrieren sich vor allem auf Städte und zentrale Lagen, während ländliche Landkreise vergleichsweise dünn erschlossen sind. Dies begrenzt aktuell das Potenzial für flächendeckende Energy-Sharing-Modelle im Bereich Ladeinfrastruktur, eröffnet jedoch zugleich Chancen für gezielte Quartiers- oder Unternehmenslösungen und -angebote.

Hoher Anteil an Eigenheimen in ländlichen Räumen

In vielen Teilen der Metropolregion Nordwest ist der Anteil an Ein- und Zweifamilienhäusern hoch. Dies begünstigt private Lademöglichkeiten in Kombination mit Photovoltaik, reduziert jedoch zugleich den unmittelbaren Druck zum Ausbau öffentlicher Ladeinfrastruktur. Energy Sharing kann hier insbesondere dort relevant werden, wo gemeinschaftliche Ladepunkte oder geteilte Erzeugungsanlagen genutzt werden.

Großes zusammenhängendes Netzgebiet

Ein wesentlicher Vorteil der Region liegt erneut in der dominanten Rolle der EWE Netz GmbH als Verteilnetzbetreiber. Die weitgehende Lage der Ladeinfrastruktur innerhalb eines einheitlichen Netzgebiets erleichtert die Umsetzung von Energy Sharing nach § 42c EnWG, da geografische Restriktionen seltener zum Hemmnis werden als in Regionen mit fragmentierter Netzstruktur.

Bezug zur Netzsituation und Flexibilitätspotenzialen

Die hohe Einspeisung erneuerbarer Energien im Nordwesten führt regional zu Netzengpässen. Ladeinfrastruktur bietet hier ein relevantes Flexibilitätspotenzial, da Ladevorgänge zeitlich steuerbar sind. In Verbindung mit Energy Sharing kann dies dazu beitragen, lokal erzeugten Strom gezielt vor Ort zu nutzen und Netze zu entlasten.

Vorstellung des Fallbeispiels Güterverkehrszentrum Bremen

Für den Anwendungsfall Ladeinfrastruktur wurde ein Fallbeispiel ausgewählt, das die besonderen Herausforderungen und Potenziale der Elektromobilität im gewerblich-logistischen Umfeld der Metropolregion Nordwest exemplarisch abbildet. Das Fallbeispiel bezieht sich auf das Güterverkehrszentrum (GVZ) Bremen, in dem rund 160 Unternehmen, überwiegend aus der Logistikbranche, ansässig sind. Aufgrund der hohen Verkehrsintensität mit mehreren hundert bis tausend Lkw-Bewegungen pro Tag besteht ein erheblicher zukünftiger Bedarf an Ladeinfrastruktur für elektrische Nutzfahrzeuge.

Vor diesem Hintergrund wird geprüft, ob sich die ansässigen Unternehmen zusammenschließen und einen gemeinsamen Ladepark für E-Lkw errichten können. Die GVZ Entwicklungsgesellschaft (GVZe) würde dabei eine koordinierende Rolle übernehmen, indem sie die beteiligten Logistikunternehmen zusammenbringt, den Ausbau von Photovoltaik-Aufdachanlagen organisiert und den erzeugten Strom gemeinschaftlich für den Betrieb der Ladeinfrastruktur zur Verfügung stellt. Die Nutzung der Ladepunkte ist dabei auf die eigenen Fahrzeugflotten der beteiligten Unternehmen ausgerichtet.

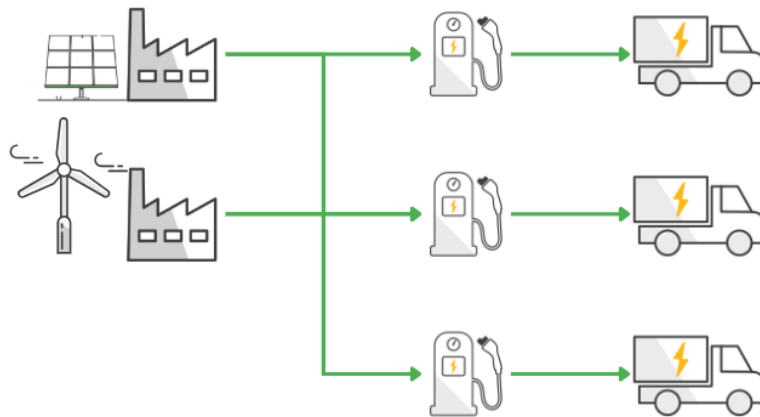


Abbildung 2: Schematische Darstellung des Fallbeispiels Ladeinfrastruktur

Ziel der folgenden Analyse ist es zu prüfen, ob und in welcher Form § 42c EnWG auf dieses Fallbeispiel angewendet werden kann. Dazu wird das Vorhaben entlang der gesetzlichen Rahmenbedingungen eingeordnet. Die Ergebnisse dieser Einordnung sind im Folgenden tabellarisch dargestellt und bilden die Grundlage für die anschließende Bewertung der Umsetzbarkeit von Energy Sharing im Kontext großskaliger Ladeinfrastruktur.

Bewertung des Fallbeispiels Güterverkehrszentrum Bremen

Kategorie 1: Teilnehmerkreis

- Vermutlich nicht erfüllt

Anforderungen (§ 42c EnWG)

- Haushaltskunden, Kleinstunternehmen und KMU
- Stromerzeugung darf nicht Haupttätigkeit sein
- Juristische Personen zulässig, sofern sie eigene Mitglieder/Gesellschafter versorgen
- Große Unternehmen ausgeschlossen

Ausgestaltung im Fallbeispiel

- Ca. 160 Logistikunternehmen als potenzielle Teilnehmende
- GVZ Entwicklungsgesellschaft übernimmt koordinierende Rolle: Organisation des PV-Ausbaus und Bereitstellung des erzeugten Stroms
- Stromnutzung beschränkt auf eigene Fahrzeugflotten der beteiligten Unternehmen
- Überwiegend gewerbliche Betriebe – erheblicher Anteil voraussichtlich nicht als KMU einzustufen
- Stromnutzung dient klar gewerblichem Zweck: Betrieb von Ladeinfrastruktur für schwere Nutzfahrzeuge

Bewertung

Der Teilnehmerkreis des Fallbeispiels überschreitet die nach § 42c EnWG zulässigen Grenzen, da zahlreiche beteiligte Unternehmen voraussichtlich nicht als KMU einzustufen sind.

Kategorie 2: Geografische Beschränkung

- Erfüllt

Anforderungen (§ 42c EnWG)

- Ab 01.06.2026: Energy Sharing nur innerhalb eines Bilanzierungsgebiets (ein Verteilnetzbetreiber)
- Ab 01.06.2028: Erweiterung auf direkt angrenzende Bilanzierungsgebiete möglich
- Bundesweite oder rein virtuelle Gemeinschaften nicht zulässig

Ausgestaltung im Fallbeispiel

- Räumlich klar abgegrenztes, zusammenhängendes Gewerbegebiet
- Unternehmen, Ladeinfrastruktur und PV-Anlagen befinden sich in unmittelbarer räumlicher Nähe
- Geplanter Ladepark in unmittelbarer Nähe zum GVZ
- Alle Standorte in einem Netzgebiet – einheitlicher Verteilnetzbetreiber

Bewertung

Die geografische Beschränkung des Fallbeispiels ist mit den Anforderungen des § 42c EnWG vollständig vereinbar.

Kategorie 3: Zulässige Erzeugungsanlagen (inkl. Leistungsgrenzen für Sonderregelung)

● Erfüllt

Anforderungen (§ 42c EnWG)

- Zulässig: Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sowie EE-Speicheranlagen
- Leistungsgrenzen für Befreiung von Lieferantenpflichten:
 - Einzelanlage eines Haushaltskunden: max. 30 kW
 - Mehrparteienhaus: max. 100 kW

Ausgestaltung im Fallbeispiel

- Bereits installierte PV-Leistung: ca. 16 MWp, verteilt auf zahlreiche Aufdachanlagen
- Keine zentrale Einzelanlage – dezentrale, gebäudenah und gestückelte Erzeugungsstruktur
- Einzelanlagen im typischen Leistungsbereich von Aufdach-PV
- Erhebliches weiteres Ausbaupotenzial auf vorhandenen Dachflächen vorhanden

Bewertung

Die Art der Erzeugungsanlagen ist mit § 42c EnWG vereinbar. Die Leistungsgrenzen für die Sonderregeln sind hier nicht relevant, da aktuell noch keine Integration von Anlagen von Haushaltskunden vorgesehen ist.

Kategorie 4: Technische Voraussetzungen (Messung)

● Teilweise erfüllt

Anforderungen (§ 42c EnWG)

- Verbrauch muss an jeder Verbrauchsstelle per Zählerstandsgangmessung oder viertelstündlicher registrierender Leistungsmessung erfasst werden
- Erzeugung der Anlage: gleiche Messanforderung

Ausgestaltung im Fallbeispiel

- Erzeugter Strom wird gebündelt für einen zentralen Ladepark genutzt – dieser ist der primäre Verbrauchspunkt
- Registrierende Leistungsmessung am Ladepark entscheidend; Ausstattung der einzelnen Unternehmen nachrangig
- Last- und Lademanagementsystem geplant zur Steuerung der Ladevorgänge und Anpassung des Strombezugs an die Erzeugung

Bewertung

Die technischen Voraussetzungen sind grundsätzlich gegeben, erfordern jedoch eine klare Ausgestaltung der Mess- und Abrechnungslogik für den zentralen Ladepark.

Abschließende Gesamtbewertung des Fallbeispiels „Ladeinfrastruktur“

Die Bewertung des Fallbeispiels GVZ Bremen zeigt, dass das Vorhaben aus energiesystemischer und infrastruktureller Sicht ein sehr **hohes** Potenzial besitzt, die Umsetzung von Energy Sharing nach § 42c EnWG jedoch durch den aktuellen Rechtsrahmen deutlich eingeschränkt wird.

Die geografischen Voraussetzungen sind vollständig erfüllt. Das Güterverkehrszentrum bildet ein klar abgegrenztes, zusammenhängendes Gebiet innerhalb eines einheitlichen Verteilnetzgebiets. Auch auf der Erzeugungsseite bestehen sehr gute Voraussetzungen: Die vorhandenen und potenziellen Photovoltaik-Aufdachanlagen sind dezentral, gebäudenah und grundsätzlich geeignet, lokal erzeugten Strom für gemeinschaftliche Zwecke bereitzustellen.

Technisch ist das Konzept grundsätzlich umsetzbar. Die Bündelung des Stromverbrauchs auf einen zentralen Ladepark vereinfacht die messtechnische Abwicklung erheblich. Allerdings zeigt sich eine zeitliche Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch: Der Ladebedarf von Logistikunternehmen fällt üblicherweise überwiegend in die Abend- und Nachtstunden, während die Photovoltaikerzeugung tagsüber stattfindet, da die Fahrzeuge tagsüber unterwegs sind. Damit gewinnt die Einbindung von Speichern oder ergänzenden Flexibilitätsoptionen eine zentrale Bedeutung für die praktische Umsetzung.

Die größte Einschränkung ergibt sich jedoch beim Teilnehmerkreis. Ein erheblicher Teil der im GVZ ansässigen Logistikunternehmen ist voraussichtlich nicht als KMU einzustufen und damit nach § 42c EnWG nicht teilnahmeberechtigt. Diese regulatorische Begrenzung steht einer Umsetzung von Energy Sharing im geplanten Umfang entgegen, obwohl das Projekt aus Sicht der Netzstabilität, der Dekarbonisierung des Schwerlastverkehrs und der lokalen Nutzung erneuerbarer Energien besonders sinnvoll wäre.

Insgesamt verdeutlicht das Fallbeispiel, dass großskalige, gewerbliche Ladeinfrastrukturprojekte ein zentrales Zukunftsfeld für Energy Sharing darstellen, der bestehende Rechtsrahmen jedoch primär auf kleinere, verbrauchernahe Anwendungen ausgerichtet ist. Das GVZ Bremen eignet sich daher weniger als kurzfristig umsetzbares Energy-Sharing-Projekt nach § 42c EnWG, zeigt aber exemplarisch, wo der regulatorische Rahmen perspektivisch weiterentwickelt werden sollte, um die Sektorenkopplung im Schwerlastverkehr zu ermöglichen.

Auf dieser Grundlage lassen sich im nächsten Schritt konkrete Handlungsempfehlungen ableiten, um vergleichbare Ladeinfrastrukturprojekte in der Metropolregion Nordwest gezielt auf eine Umsetzung nach § 42c EnWG vorzubereiten.

Tabelle 2: Zusammenfassung der Bewertung des Fallbeispiels "Ladeinfrastruktur"

Kategorie	Bewertung
Teilnehmerkreis	Vermutlich nicht erfüllt
Geografische Beschränkung	Erfüllt
Zulässige Erzeugungsanlagen	Erfüllt
Technische Voraussetzungen	Teilweise erfüllt
Gesamt	Teilweise erfüllt

Leitfaden / Vorgehensweise

Organisatorische Struktur

Für die Umsetzung von Energy Sharing ist eine **klare organisatorische Struktur** erforderlich, die den Vorgaben des § 42c EnWG entspricht. Zentrale Fragen sind, wer als Anlagenbetreiber auftritt, wer als teilnehmender Letztverbraucher eingebunden wird und wer die energiewirtschaftlichen Prozesse übernimmt. Der Teilnehmerkreis ist dabei gesetzlich eingeschränkt und umfasst insbesondere natürliche Personen, KMU sowie geeignete juristische Personen, sofern der Anlagenbetrieb nicht überwiegend gewerblich geprägt ist.

Energy Sharing wird rechtlich als Stromlieferung eingeordnet. Daher ist neben der internen Organisation der Gemeinschaft auch die **Einbindung in bestehende energiewirtschaftliche Prozesse** zu berücksichtigen. In der Praxis empfiehlt sich häufig eine zentrale Organisationsform, etwa in Form einer Genossenschaft, die den Betrieb und die Koordination übernimmt.

Ergänzend kann die **Einbindung eines Dienstleisters** sinnvoll sein, insbesondere für Aufgaben wie Bilanzierung, Abrechnung oder Datenmanagement. Entscheidend ist, dass Rollen und Verantwortlichkeiten frühzeitig klar definiert werden, um eine rechtssichere und praktikable Umsetzung zu gewährleisten.

Vertragsgestaltung

Die Umsetzung von Energy Sharing erfordert nach § 42c EnWG zwingend eine klare **vertragliche Grundlage**. Dabei sind grundsätzlich zwei Vertragsarten erforderlich: ein Vertrag zur gemeinsamen Nutzung sowie ein Stromliefervertrag. Während der Vertrag zur gemeinsamen Nutzung die interne Organisation regelt – insbesondere den Aufteilungsschlüssel, die Verteilung der Strommengen und die Preisgestaltung –, bildet der Stromliefervertrag die energiewirtschaftliche Grundlage für die Belieferung der teilnehmenden Verbraucher.

Beide Vertragsarten können in einem gemeinsamen Dokument zusammengeführt werden, was die Komplexität für die Teilnehmenden reduziert. Gleichzeitig ist sicherzustellen, dass alle relevanten Aspekte eindeutig geregelt sind. Dazu gehört insbesondere die transparente Information darüber, dass der lokal erzeugte Strom den Bedarf nicht jederzeit vollständig decken kann und daher eine zusätzliche Reststromversorgung erforderlich ist.

In der Praxis kommt der Vertragsgestaltung eine zentrale Rolle zu, da sie sowohl die interne Funktionsweise der Energy-Sharing-Gemeinschaft als auch die Einbindung in das Energiesystem bestimmt. Unklare oder unvollständige Regelungen können zu Abrechnungsproblemen oder rechtlichen Unsicherheiten führen. Eine standardisierte und möglichst einfache Vertragsstruktur ist daher ein wesentlicher Erfolgsfaktor für die Umsetzung.

Technische Umsetzung

Die technische Umsetzung von Energy Sharing erfordert eine **präzise Erfassung und Zuordnung von Erzeugungs- und Verbrauchsdaten**. Grundlage hierfür ist eine viertelstundenscharfe Messung der relevanten Strommengen, die in der Regel über intelligente Messsysteme oder RLM-Zähler erfolgt. Nur so kann die bilanzielle Aufteilung des erzeugten Stroms korrekt abgebildet werden.

Eine zentrale Herausforderung besteht darin, die unterschiedlichen Messdaten zusammenzuführen und den einzelnen Teilnehmenden eindeutig zuzuordnen. Der gesetzliche Rahmen lässt derzeit offen, welcher Akteur diese Aufgabe im Detail übernimmt. In der Praxis ist daher häufig die Einbindung eines zentralen Akteurs oder Dienstleisters erforderlich, der die Datenaggregation, Aufbereitung und Weitergabe übernimmt.

Zudem muss die technische Umsetzung mit den bestehenden Prozessen der Marktkommunikation und Bilanzierung kompatibel sein. Dies betrifft insbesondere die Abstimmung mit Netzbetreibern, Messstellenbetreibern und gegebenenfalls weiteren Marktakteuren. Eine **frühzeitige Klärung der technischen Anforderungen und Schnittstellen** ist daher entscheidend für eine reibungslose Umsetzung.

Aufteilungsschlüssel

Für die Verteilung der erzeugten Strommengen innerhalb der Energy-Sharing-Gemeinschaft ist ein klar definierter Aufteilungsschlüssel erforderlich. Dieser legt fest, welcher Anteil der erzeugten Energie den einzelnen Teilnehmenden in jedem Abrechnungsintervall zugeordnet wird, und ist verbindlich im Vertrag zur gemeinsamen Nutzung zu regeln.

Grundsätzlich lassen sich **statische und dynamische Aufteilungsschlüssel** unterscheiden. Statische Modelle basieren auf festen Anteilen, während dynamische Modelle die Verteilung am tatsächlichen zeitgleichen Verbrauch ausrichten. Letztere ermöglichen in der Regel eine effizientere Nutzung des lokal erzeugten Stroms, da Überschüsse reduziert werden.

Unabhängig vom gewählten Modell muss der Aufteilungsschlüssel eindeutig definiert, transparent nachvollziehbar und technisch umsetzbar sein. Da die bilanzielle Zuordnung auf viertelstundenscharfen Messwerten basiert, sind insbesondere die Anforderungen der Mess- und Abrechnungssysteme zu berücksichtigen. Unklare oder technisch nicht abbildbare Regelungen können zu fehlerhaften Zuordnungen und Abrechnungsproblemen führen.

Schritt-für-Schritt

Für die praktische Umsetzung von Energy Sharing empfiehlt sich ein strukturiertes Vorgehen in mehreren aufeinander aufbauenden Schritten. Dadurch können rechtliche, technische, organisatorische und wirtschaftliche Anforderungen frühzeitig berücksichtigt und spätere Umsetzungshemmnisse vermieden werden.

1. Projektidee und Zielbild entwickeln

Am Anfang steht die Frage, welches Ziel mit dem Energy-Sharing-Modell verfolgt wird. Möglich sind etwa die Senkung von Stromkosten, die bessere lokale Nutzung erneuerbarer Erzeugung, die Beteiligung von Bürgerinnen und Bürgern, die Versorgung kommunaler Liegenschaften oder die Kopplung mit Ladeinfrastruktur. In dieser Phase sollte bereits grob definiert werden, welche Akteursgruppen beteiligt sein sollen, und welches räumliche Gebiet betrachtet wird.

2. Teilnehmende und Rollen identifizieren

Im nächsten Schritt ist zu klären, wer konkret an der Energy-Sharing-Gemeinschaft teilnehmen soll. Dabei ist zu prüfen, welche Akteure als Erzeuger, welche als Verbraucher und welche gegebenenfalls als organisatorische Träger auftreten. Gleichzeitig muss der Teilnehmerkreis mit den Vorgaben des § 42c EnWG abgeglichen werden. Besonders relevant ist dabei die Frage, ob ausschließlich Haushalte, KMU oder zulässige juristische Personen beteiligt sind und ob eine geeignete Trägerstruktur, etwa in Form einer Genossenschaft oder Projektgesellschaft, aufgebaut werden soll.

3. Räumliche und regulatorische Voraussetzungen prüfen

Anschließend ist zu untersuchen, ob das geplante Modell innerhalb des zulässigen geografischen Rahmens umgesetzt werden kann. Maßgeblich ist hierbei insbesondere, ob sich Erzeugung und Verbrauch innerhalb desselben Netzgebiets eines Verteilnetzbetreibers befinden. Parallel dazu sollte geklärt werden, ob die vorgesehenen Erzeugungsanlagen und Akteurskonstellationen grundsätzlich dem Anwendungsbereich des § 42c EnWG entsprechen oder ob rechtliche Unsicherheiten bestehen.

4. Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur analysieren

Im vierten Schritt werden die energiewirtschaftlichen Grundlagen des Projekts erarbeitet. Dazu gehört die Analyse der vorhandenen oder geplanten Erzeugungsanlagen, ihrer Leistung und ihres Lastgangs sowie der zeitlichen Struktur des Stromverbrauchs der potenziellen Teilnehmenden. Ziel ist es, zu prüfen, ob ein sinnvoller zeitlicher und mengenmäßiger Zusammenhang zwischen Erzeugung und Verbrauch besteht. Dabei sollte auch früh bewertet werden, ob zusätzliche Flexibilitätsoptionen wie Batteriespeicher, Wärmepumpen oder Lastmanagement erforderlich sind.

5. Organisations- und Betreiberstruktur festlegen

Auf Basis der bisherigen Ergebnisse ist festzulegen, wie das Projekt organisatorisch aufgebaut werden soll. Zu entscheiden ist insbesondere, wer die Anlage betreibt, wer

Vertragspartner der Teilnehmenden ist und wer Aufgaben wie Bilanzierung, Abrechnung oder Datenmanagement übernimmt. Gerade bei größeren oder komplexeren Vorhaben kann es sinnvoll sein, einen spezialisierten Dienstleister einzubinden.

6. Vertragsmodell und Aufteilungsschlüssel entwickeln

Im nächsten Schritt sind die vertraglichen Grundlagen zu erarbeiten. Dazu gehören insbesondere der Vertrag zur gemeinsamen Nutzung und der Stromliefervertrag. Gleichzeitig ist festzulegen, nach welchem Aufteilungsschlüssel die erzeugten Strommengen den Teilnehmenden zugeordnet werden. Hier ist zu entscheiden, ob ein statischer, dynamischer oder hybrider Schlüssel verwendet werden soll. Die gewählte Logik muss sowohl rechtlich eindeutig als auch technisch umsetzbar sein und sollte zur Struktur des jeweiligen Anwendungsfalls passen.

7. Messkonzept und Datenprozesse definieren

Ein zentraler Umsetzungsschritt ist die technische Konzeption. Es muss geklärt werden, an welchen Punkten die Strommengen gemessen werden, ob intelligente Messsysteme oder RLM-Zähler vorhanden sind und wie die viertelstundenscharfe Zuordnung von Erzeugung und Verbrauch erfolgt. Darüber hinaus ist festzulegen, wer die Messdaten aggregiert, verarbeitet und den beteiligten Akteuren zur Verfügung stellt. Da gerade hier noch offene regulatorische Fragen stehen, ist dieser Schritt für die Praxistauglichkeit besonders relevant.

8. Wirtschaftlichkeit und Preisgestaltung bewerten

Bevor das Projekt umgesetzt wird, ist eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung erforderlich. Dabei sind Investitionskosten, laufende Betriebs- und Abrechnungskosten, Reststrombezug, mögliche Vermarktung von Überschüssen und die Preisgestaltung innerhalb der Gemeinschaft zu berücksichtigen. Da der geltende Rechtsrahmen bislang keine spezifischen finanziellen Anreize für Energy Sharing vorsieht, ist die wirtschaftliche Bewertung ein besonders sensibler Schritt.

9. Umsetzung vorbereiten und Betrieb starten

Im letzten Schritt werden die organisatorischen, vertraglichen und technischen Bausteine zusammengeführt. Dies umfasst die Vertragsunterzeichnung, die technische Inbetriebnahme, die Einrichtung der Mess- und Datenprozesse sowie die Abstimmung mit Netzbetreibern, Messstellenbetreibern und gegebenenfalls weiteren Dienstleistern. Nach dem Start sollte das Modell eng begleitet und regelmäßig überprüft werden, um Aufteilungsschlüssel, Betriebsweise oder Abrechnungsprozesse bei Bedarf anzupassen.

Insgesamt zeigt sich, dass Energy Sharing kein einzelner Umsetzungsschritt, sondern ein mehrstufiger Entwicklungsprozess ist. Für eine erfolgreiche Umsetzung ist es entscheidend, rechtliche Zulässigkeit, technische Machbarkeit, organisatorische Klarheit und wirtschaftliche Tragfähigkeit von Anfang an gemeinsam zu betrachten.