

# Stadt Riedstadt Zwischenbericht zur Phase I der Machbarkeitsstudie Energy Sharing

Ein gemeinsames Projekt hessischer Kommunen, der  
LandesEnergieAgentur Hessen und der nobile

Dezember 2025

**Erstellerin:**

Monika Hohenecker  
monika.hohenecker@nobile.energy  
NIG GmbH  
Handelskai 388/4/431, 1020 Wien

**LandesEnergieAgentur Hessen:**

Johannes Salzer / Martin Severin  
Martin.Severin@lea-hessen.de  
Mainzer Straße 118  
65189 Wiesbaden

## Inhalt

Vorwort .....	3
1 Executive Summary .....	4
2 Grundlagen zum Projekt.....	11
2.1 Erwartungen an das Projekt .....	11
2.2 Erwartungen an Energy Sharing allgemein .....	12
2.3 Gesellschaftlicher und klimapolitischer Kontext .....	13
2.4 Politische und wirtschaftliche Bedeutung .....	13
2.5 Argumente für Entscheidungsträger:innen für den Einstieg in ein Energy-Sharing mit Hilfe von separater Portfoliobewirtschaftung im Bilanzkreis .....	14
2.6 Herausforderungen für den Einstieg in das Energy Sharing mittels separater Portfoliobewirtschaftung im Bilanzkreis.....	15
3 Politischer und regulatorischer Rahmen für Energy Sharing in Deutschland.....	16
3.1 Aktueller Stand & rechtliche Grundlage .....	16
3.2 Systemische Herausforderungen im aktuellen Energiesystem .....	17
4 Projektverlauf: Phasen, Vorgehen und Methodik.....	18
4.1 Phase 1: Machbarkeitsstudie .....	18
4.2 Phase 2: Umsetzung und laufender Betrieb (optional ab 2026) .....	19
5 Ergebnisse aus Projektphase 1 .....	21
5.1 Erwartete Ergebnisse .....	21
5.2 Zählpunkte, Messstruktur und Datenformate .....	21
5.3 Überblick Simulationsergebnisse .....	22
6 Finanzplan und Tarifierung: Wirtschaftlichkeit und Kostenstruktur.....	25
6.1 Struktur.....	25
6.2 Beschreibung der Ergebnisse .....	26
6.3 Ausbaustufen und Potenziale für Skalierung.....	28
7 Umsetzungsroadmap.....	29
7.1 Zielbild der Umsetzung .....	29
7.2 Betriebsprozess im Pilotprojekt .....	29
7.3 Konkrete Arbeitsschritte.....	30
7.4 Verantwortlichkeiten.....	31
7.5 Vertragliche Struktur .....	32
7.6 Ausgleichsmechanismus & Reststrombezug .....	32
7.7 Technische und regulatorische Voraussetzungen .....	33
7.8 Erfolgskriterien und Monitoring .....	34
7.9 Perspektive und Weiterentwicklung .....	34
8 Anhang.....	35

## Vorwort

Der Umbau unseres Energiesystems hin zu mehr Dezentralität, Beteiligung von Bürger:innen und Klimaschutz stellt Kommunen, Energieversorger:innen und politische Entscheidungsträger:innen gleichermaßen vor neue Herausforderungen und eröffnet zugleich enorme Chancen. In einer Zeit, in der die Energiewende nicht mehr nur ein abstraktes Ziel, sondern gelebte Realität vor Ort sein muss, gewinnen Modelle wie Energy Sharing zunehmend an Bedeutung.

Im vorliegenden Projekt wurde in Riedstadt ein innovativer und praxisnaher Weg simuliert, gemeinschaftlich erzeugten Strom vor Ort zu nutzen – jenseits klassischer Einspeisemodelle und innerhalb des bestehenden Markt- und Ordnungsrahmens. Der Einsatz von Portfolios im bestehenden Bilanzkreis (Energy Sharing) bietet hierbei eine technische und rechtlich machbare Übergangslösung für die gemeinschaftliche Nutzung erneuerbarer Energie. Das Projekt zeigt eindrucksvoll, wie Klimaschutz, wirtschaftliche Vorteile und soziale Teilhabe in Einklang gebracht werden können. Vorausgesetzt, die passenden Strukturen, Partner:innen und Rahmenbedingungen sind vorhanden.

Dieses Dokument soll nicht nur die Erkenntnisse und Erfahrungen aus dem Simulationsprojekt Riedstadt transparent machen, sondern auch Impulse für die Weiterentwicklung von Energy Sharing in Deutschland geben. Es ist als Handreichung für Kommunen, Stadtwerke, Energieversorger:innen, Plattformanbieter:innen und politische Entscheider:innen gedacht, die bereit sind, neue Wege in Hinblick auf eine stärker regionalisierte Energiezukunft zu gehen.

Wien, Dezember 2025

Lorena Skiljan

Peter Gönitzer

# 1 Executive Summary

Dieses Dokument fasst die zentralen Ergebnisse des Pilotprojekts zur Umsetzung von **Energy Sharing über Portfolios im bestehenden Bilanzkreis** in der Stadt Riedstadt zusammen. Das Projekt wurde im Zeitraum von Q1 2025 bis Q4 2025 gemeinsam mit der Landesenergieagentur Hessen, Fachbereich Klimaschutzmanagement, der Stadt Riedstadt und nobile entwickelt.

## Ausgangssituation und Zielsetzung

Im Pilotprojekt wurde die Umsetzung von Energy Sharing mittels separater Portfoliobewirtschaftung im Bilanzkreis in Riedstadt simuliert. Ziel ist es, erneuerbare Energie lokal effizienter zu nutzen und gemeinschaftlich erzeugten Strom innerhalb von Gemeinschaften zu verteilen. Aufgrund fehlender gesetzlicher Regelungen erfolgt die technische Umsetzung aktuell über die Zuweisung der lokalen Verbrauchs- und Erzeugungsmengen in den Bilanzkreisen der Energieversorger, um die Vorteile des Energy Sharings bereits jetzt ohne klare regulatorische Regelungen zum Energy Sharing umzusetzen und Empfehlungen für die Regulatorik herzuleiten. Zudem dient das Projekt als **Startpunkt für reale Energy Sharing Anwendungsfälle**, etwa durch eine gezielte Weiterentwicklung der Plattform nobile:connected die bereits in Österreich operiert.

## Ergebnisse Simulation – Empfehlung für die Pilotierung des Energy Sharing

Basierend auf den Ergebnissen der durchgeführten Simulationen und der Betrachtung aller relevanten wirtschaftlichen, regulatorischen und technischen Parametern können wir hiermit eine **klare Empfehlung für die Umsetzung des Pilotprojekts Energy Sharing in Riedstadt** aussprechen. Die Empfehlung für die Durchführung basiert vor allem auf

- der **wirtschaftlich positiven Betrachtung** des Projekts, vor allem bezogen auf die Einsparpotenziale für die Teilnehmer:innen des Energy Sharing.
- der **technischen Machbarkeit** des Pilotprojekts Energy Sharing unter Einbeziehung der aktuellen und künftigen Verbraucher:innen und Erzeuger:innen, wie im Simulationsprojekt aufgezeigt und unter Einbeziehung entsprechender Plattformlösungen wie nobile:connected.
- der heute schon gegebenen **regulatorische Machbarkeit** mittels Umsetzung des Energy Sharing in Form einer separaten Portfoliobewirtschaftung im Bilanzkreis des Energieversorgers.

## Details zur regulatorischen Machbarkeit

**Rechtliche Übergangslösung vorhanden:** Bis zur tatsächlichen praktischen Umsetzung des im November 2025 beschlossenen § 42c EnWG zeigt das Pilotprojekt, dass die Umsetzung von Energy Sharing mit Hilfe der separaten Portfoliobewirtschaftung im Bilanzkreis möglich ist und eine pragmatische Übergangslösung zur Umsetzung gemeinschaftlicher Energienutzung bietet.

## Berücksichtigung von Energy-Sharing-Aspekten in künftigen

**Bündelausschreibungen:** Für die der Stadt Riedstadt bevorstehende Bündelausschreibung für Energieversorgung empfehlen wir, Energy-Sharing-Modelle explizit zu verankern. Folgende Aspekte sind hierfür in der Ausschreibung zu beachten:

- die Berücksichtigung aller Implikationen – vom möglichen Wegfall bzw. der Anpassung von Energiemengenverpflichtungen bis hin zu kooperativen Modellen zwischen Energieversorgern und spezialisierten Dienstleistern für Energy Sharing (Messdatenmanagement, Bilanzierung/Subbilanzkreise, Abrechnung/Plattformbetrieb, Flexibilitätsnutzung),
- entsprechende Eignungs- und Zuschlagskriterien (z. B. Fähigkeit zur Integration von Subbilanzkreisen, Smart-Meter-Daten, Enterprise Resource Planning - Schnittstellen (ERP), Energiedatenmanagement-Schnittstellen (EDM), transparente Community-Tarifierung),
- klare Schnittstellen- und Compliance-Vorgaben (Datenschutzgrundverordnung (DSGVO), Marktregeln für die Bilanzierung von Strom (MaBiS), Geschäftsprozesse für die Kundenbelieferung mit Elektrizität (GPKE), Wechselprozesse im Messwesen (WiM), Datensicherheit) sowie Skalierungsoptionen für weitere Erzeuger- und Verbrauchsgruppen.

Nobile steht Riedstadt hierbei als Partner zur Seite – von der Formulierung der Ausschreibungsunterlagen über die technische und prozessuale Konzeption bis zur praktischen Umsetzung (Plattform *nobile:connected*, Integration, Betrieb, Monitoring).

**Flexibilität des Modells Energy Sharing:** Mit dem Einsatz von Energy Sharing mittels separater Portfoliobewirtschaftung im bestehenden Bilanzkreis erfolgt eine Umverteilung der Kontrollmechanismen von den Energieversorgungsunternehmen hin zu den dezentralen Energiegemeinschaften. Daher ist das Modell Energy Sharing flexibel genug, um auf Neuerungen in Regulatorien adäquat und zeitgemäß reagieren zu können.

## Details zur technischen Machbarkeit

**Smart Meter:** Der aktuell noch sehr schleppend voranschreitende Smart Meter Roll Out ist bekannt, stellt jedoch aktuell kein technisches Hindernis für die Umsetzung von Energy Sharing mittels Portfoliobewirtschaftung im Subbilanzkreis dar.

Es kann davon ausgegangen werden, dass mit der praktischen Umsetzung des Beschlusses des § 42c EnWG auch der Smart Meter Ausbau der Energieversorgungsunternehmen deutlich an Fahrt aufnehmen wird. Die Energieversorgungsunternehmen sind zumindest teilweise auch heute schon angehalten, ihre Ausbaupläne für den Smart Meter Roll Out vorzulegen. Die heute im Einzelfall separat angeforderte Umrüstung auf Smart Meter ist aktuell noch kostspielig – diese Zusatzkosten werden mit dem flächendeckenden Smart Meter Roll Out für die Kommunen entfallen.

**Speicher:** Die Integration von Speichern in das Energy Sharing mittels Portfoliobewirtschaftung im Subbilanzkreis ist zwar in der Theorie möglich, wird aber von nobile im Rahmen der aktuellen Möglichkeiten des Energy Sharing nicht empfohlen und somit in der Konzeption der Energy Sharing Modelle auch nicht forciert. Gründe dafür:

- Auch mit dem vollständigen Smart Meter Roll Out kann das Management der im Energy Sharing getauschten Energiemengen nicht live erfolgen, da die Daten aus den Smart Metern mit wenigen Tagen Verzögerung geliefert werden. Für den optimalen Bezug und die optimale Weiterverteilung der gespeicherten Energiemenge müssten die Daten aber in Echtzeit vorliegen und die Speicher in Echtzeit angesteuert werden, dies ist aktuell nicht möglich bzw. würde den Einbau von kostspieliger zusätzlicher Messinfrastruktur bedeuten. Dies lässt sich aktuell wirtschaftlich nicht sinnvoll darstellen
- Erzeugte Energiemengen, die nicht in das Energy Sharing eingespeist, sondern gespeichert werden, gehen für den Tausch der Energiemengen im Energy Sharing verloren – dies beeinträchtigt die durchgehende sinnvolle Modellierung des Energiemengentausches
- Der Ausbau von Speichern verursacht mitunter recht hohe Investitionskosten, die Verteilung der verfügbaren Energie über das Energy Sharing jedoch nicht
- Für den Bezug der Energie aus dem Speicher und die Einspeicherung der Energie in den Speicher fallen doppelte Netzkosten an – ein weiterer Aspekt, der keine positive wirtschaftliche Betrachtung des Einsatzes von Speichern nach sich zieht

## Details zur wirtschaftlichen Machbarkeit

**Wirtschaftlichkeit der Energy Sharing Modelle:** Wie im Kapitel 7.2 dargestellt, zeigt sich für die Simulation des Energy Sharing für die Stadt Riedstadt eine positive Beurteilung. Entscheidend für diese positive Beurteilung ist, dass das Energy Sharing auch im Status Quo ohne Berücksichtigung zusätzlicher Erzeuger:innen und Verbraucher:innen bereits ein Einsparungspotenzial für die Kommune ausweist. Die preislichen Annahmen für Arbeitspreise und Einspeisevergütungen sind seitens der nobile für die Simulationen konservativ angesetzt, im Regelfall ergibt sich somit ein zusätzliches Einsparpotenzial. Weiters steigt die Wirtschaftlichkeit des Modells des Energy Sharing mit der Integration von zusätzlichen Erzeuger:innen und Verbraucher:innen.

**Wirtschaftlicher Überschuss für Kommunen:** Die Novellierung der hessischen Gemeindeordnung (§121 – Wirtschaftliche Betätigung) erlaubt Kommunen die Generierung von finanziellen Überschüssen aus der Energiewirtschaft – die Erlöse aus den positiven Betriebsergebnissen sind somit neben den Ausgaben für den laufenden Betrieb (Abrechnung, Visualisierung, etc.) für Ausbau- oder Optimierungsmaßnahmen verwendbar.

**Wirtschaftliche Optimierung im Energy Sharing:** Mit Hilfe des laufenden Monitoring und der stetigen Evaluierung der Ergebnisse aus dem Energy Sharing lassen sich zum einen Optimierungspotenziale ableiten und umsetzen, und zum anderen lässt sich proaktiv feststellen, ob sich eventuell bevorstehende „Kippunkte“ (z.B. Erzeugungsspitzen versus Verbrauchskurven) im System abfedern und managen lassen

Auch hier kann nobile mit Hilfe der Plattform nobile:connected unterstützen und den Kommunen mit Hilfe der genauen Visualisierung und Abrechnung ein wichtiges Steuerinstrument an die Hand geben

## Einsparpotenziale für das Pilotprojekt Energy Sharing im Überblick

Für die Stadt Riedstadt wurden der Status Quo, sowie 4 Ausbaustufen für Erzeugung und Verbrauch simuliert und analysiert. Ziel für das Energy Sharing ist die Darstellung einer wirtschaftlichen Ersparnis für sämtliche am Energy Sharing teilnehmenden Verbraucher:innen und Erzeuger:innen. In späteren Ausbauszenarien (Szenario 3 und 4) wurde auch die Teilnahme von privaten Einrichtungen (Haushalte und Betriebe) am Energy Sharing simuliert. Die Erzeugungskapazität liegt zwischen 93.000 kWh/a (in Szenario 1) und 6.274.000 kWh/a (in Phase 4) verteilt auf kommunalen Dächern, Blockheizkraftwerken und einem Windpark. Es ist denkbar, weitere ausgeführte PV-Anlagen von z.B. von landwirtschaftlichen Betrieben zu integrieren. Die teilnehmenden Zählpunkte decken über das Modell von 17 % (in Szenario 1) bis hin zu 77 % (in Szenario 4) ihres Stromverbrauchs durch lokal erzeugten Strom.

### Tabellarischer Überblick der simulierten Szenarien:

Szenario	Die größten teilnehmenden Einspeiser	Die größten teilnehmenden Bezieher	Verbrauch in MWh/a	Erzeugung in MWh/a	Einsparpotenzial in EUR/a für Energy Sharing Gesamt*
<b>Status Quo</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Schwimmbad Goddelau</li> <li>Kita an der Riedbahn</li> <li>Bauhof</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Kita Feerwalu Leeheim</li> <li>Kita Kinderinsel Wolfskehlen</li> <li>Kita Pfiffikus Goddelau</li> <li>Rathaus Goddelau</li> <li>Schule Goddelau</li> <li>Zentralkläranlage</li> </ul>	672	93	3.157
<b>1</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Rathaus Goddelau</li> <li>Zentralkläranlage</li> <li>Schwimmbad Goddelau</li> <li>Kita an der Riedbahn</li> <li>Kita am Park</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Rathaus Goddelau</li> <li>Zentralkläranlage</li> <li>Großsporthalle Erfelden Sport- und Kulturhalle Leeheim</li> <li>Heinrich-Bonn-Halle</li> <li>Straßenbeleuchtung</li> </ul>	1.582	579	21.767
<b>2**</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Rathaus Goddelau</li> <li>Zentralkläranlage</li> <li>Schwimmbad Goddelau</li> <li>Kita an der Riedbahn</li> <li>Kita am Park</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Rathaus Goddelau</li> <li>Zentralkläranlage</li> <li>Großsporthalle Erfelden Sport- und Kulturhalle Leeheim</li> <li>Heinrich-Bonn-Halle</li> <li>Straßenbeleuchtung</li> </ul>	1.582	579	26.670
<b>3</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>BHKW</li> <li>Rathaus Goddelau</li> <li>Zentralkläranlage</li> <li>Schwimmbad Goddelau</li> <li>Kita an der Riedbahn</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Rathaus Goddelau</li> <li>Zentralkläranlage</li> <li>Großsporthalle Erfelden</li> <li>Sport- und Kulturhalle Leeheim</li> <li>Heinrich-Bonn-Halle</li> <li>Straßenbeleuchtung</li> <li>Haushalte (insgesamt: 180.000 kWh/a, pro Haushalt: 1.800 kWh/a)</li> </ul>	2.117	1.079	39.256
<b>4</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Rathaus Goddelau</li> <li>Zentralkläranlage</li> <li>Schwimmbad Goddelau</li> <li>Kita an der Riedbahn</li> <li>Kita am Park</li> <li>BHKW</li> <li>Windrad</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Rathaus Goddelau</li> <li>Zentralkläranlage</li> <li>Großsporthalle Erfelden</li> <li>Sport- und Kulturhalle Leeheim</li> <li>Heinrich-Bonn-Halle</li> <li>Straßenbeleuchtung</li> <li>Haushalte (insgesamt 388.000 kWh/a, pro Haushalt: 3.880 kWh/a)</li> <li>Betriebe (insgesamt 776.000 kWh, pro Haushalt: 7.760 kWh/a)</li> </ul>	4.117	6.274	284.411

\* In den hier dargestellten Einsparpotenzialen sind folgende Kosten für nobile Dienstleistungen bereits berücksichtigt und abgezogen:

- Service Fee: 2 ct/kWh
- Zählpunktpauschale: 30 EUR/Zählpunkt/Jahr

Potenzielle Investitionskosten, die z.B. für den Ausbau von Speichern anfallen könnten, sind hier nicht berücksichtigt. Ebenso sind die Kosten für den Set Up des Energy Sharing nicht berücksichtigt. Bei der Darstellung der Einsparpotenziale im Energy Sharing geht es um die Darstellung von Einsparpotenzialen für alle Teilnehmenden des Energy Sharing im laufenden Betrieb, unabhängig davon, ob es sich bei den vom Energy Sharing profitierenden Teilnehmenden um kommunale Einrichtungen, private Haushalte oder Betriebe handelt.

\*\* Das Szenario 2 ist wie das Szenario 1 aufgebaut, inkludiert aber den Einsatz von Speichern. Bei der Kalkulation des Szenarios nicht berücksichtigt sind die durch den Einsatz von Speichern entstehenden Mehrkosten: Investition in Speicher, zusätzliche Messinfrastruktur für Echtzeitbetrieb, doppelte Netzgebühren für Einspeicherung in den und Bezug aus dem Speicher.

## Umsetzungsfahrplan Energy Sharing langfristig

Die Umsetzung erfolgt in vier Phasen mit klar definierten Meilensteinen:

Phase	Zeitraum	Zielsetzung	Aktivitäten	Hauptakteure
<b>1. Projektinitialisierung</b>	Q1 2026	Projektstart und Organisationsaufbau	Gremienbeschluss, Bildung Projektgruppe, Abstimmung mit Stadtwerk/Energieversorger und LEA Hessen	Stadt Riedstadt, LEA Hessen
<b>2. Technische &amp; rechtliche Vorbereitung</b>	Q1 – Q2 2026	Schaffung technischer und vertraglicher Grundlagen	Auswahl Bilanzkreisverantwortlicher (BKV), Definition der Systemarchitektur, Smart-Meter-Konzept, Vertragsentwürfe, Förderanträge	Stadtwerk/Energieversorger, BKV, nobile, MSB
<b>3. Implementierung &amp; Testbetrieb</b>	Q3 – Q4 2026	Aufbau und Test des Portfolios im bestehenden Bilanzkreis (Energy Sharing)	Integration der Plattform nobile:connected, Zählpunktzurordnung, Datenanbindung, Probabilanzierung, Kommunikation an Teilnehmer:innen	nobile, Stadtwerk/Energieversorger, Riedstadt
<b>4. Go-Live &amp; Betrieb</b>	ab Q1 2027	Start des operativen Modells	Aktivierung des Portfolios, laufender Betrieb, Monitoring und Optimierung, Auswertung der Erfahrungswerte	Stadt Riedstadt, Stadtwerk/Energieversorger, Plattformbetreiber

## Die nächsten konkreten Schritte für eine erfolgreiche Umsetzung – kurzfristig Q1/2026

Phase	To Dos	Wer
<b>1. Projektinitialisierung</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Entscheidung im Magistrat</li> <li>- Bildung einer internen Projektgruppe</li> <li>- Einbindung externer Berater</li> </ul>	Riedstadt Politik und Verwaltung, ggf. Bürgerenergiegenossenschaft
<b>2. Stakeholder-Workshops &amp; Projektkonzept</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Workshops mit Stadtwerk/Energieversorger, Netzbetreiber, Plattformanbieter, BKV</li> <li>- Entwicklung eines Betreibermodells (z. B. Kommune + Stadtwerk/Energieversorger)</li> <li>- Festlegung Scope</li> </ul>	Riedstadt, Stadtwerk/Energieversorger, IT-Partner, BKV
<b>3. Technische Zielarchitektur definieren</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Definition Systemlandschaft (Wilken, Schleupen, nobile etc.)</li> <li>- Festlegung der Datenflüsse und Schnittstellen</li> <li>- Auswahl Smart Meter/MSB</li> </ul>	IT, Plattformanbieter, Messstellenbetreiber (MSB), Riedstadt

### Start der Umsetzung des Energy Sharing in Zusammenhang mit bevorstehenden Ausschreibungen

Ziel ist es, die Umsetzung eines Energy Sharing Modells best- und ehestmöglich in für die Kommunen bevorstehende Ausschreibungen zu integrieren. Dafür gibt es drei Möglichkeiten:

**Variante 1:** Der aktuelle Energieversorger der Kommune möchte das Thema Energy Sharing im Rahmen des bestehenden Stromvertrages für Verbraucher:innen und Einspeiser:innen für die Kommune ab 2026 umsetzen.

**Variante 2:** Der aktuelle Energieversorger der Kommune möchte das Thema Energy Sharing für die Kommune noch nicht umsetzen. Im mit dem Energieversorger bestehenden Stromvertrag für Verbraucher:innen und Einspeiser:innen gibt es keine oder keine hundertprozentige Abnahmeverpflichtung für die prognostizierte benötigte Gesamtenergiemenge. In diesem Fall kann mit einem Teil der Anlagen ein Energy Sharing Modell mit einem anderen Stadtwerk/einem anderen Energieversorger gestartet werden.

Beispiel: Aktuelle Bezugsmenge Strom: 1 GWh/a, Abnahmeverpflichtung: 800.000 MWh/a. Anlagen mit einem Stromverbrauch von bis zu 200.000 MWh können für die Umsetzung eines Energy Sharing Modells herangezogen werden und mit Strom aus den eigenen Erzeugern beliefert werden. Nobile ist hierfür aktuell in Abstimmung mit mehreren deutschen Stadtwerken und kann die Umsetzung eines Energy Sharing Modells mit einem dieser Stadtwerke anbieten. Ob für die Kommune für die Vergabe der nicht abnahmepflichtigen Strommenge an ein Energy Sharing Modell eines anderen Energieversorgers eine Ausschreibungspflicht besteht, hängt von der Menge und den individuellen Rahmenbedingungen ab und ist durch einen Rechtsbeistand bzw. die Vergabestelle zu prüfen.

**Variante 3 (Status Quo in Riedstadt):** Der aktuelle Energieversorger der Kommune möchte das Thema Energy Sharing für die Kommune noch nicht umsetzen. Für die Kommune besteht beim aktuellen Energieversorger eine hundertprozentige Abnahmeverpflichtung. In diesem Fall kann nicht unmittelbar mit einem Energy Sharing Modell gestartet werden. Die Kommune muss in diesem Fall die Voraussetzungen für die Integration von Energy Sharing (im Kapitel 1 „Executive Summary“ angeführt) in die kommende Bündelausschreibung für die Stromversorgung der Kommune aufnehmen.

## 2 Grundlagen zum Projekt

### 2.1 Erwartungen an das Projekt

#### 1. Nachweis der praktischen Umsetzbarkeit

- Klare Erwartung, dass Energy Sharing auch unter heutigen Bedingungen (ohne spezifischen Rechtsrahmen) technisch und organisatorisch durchführbar ist.
- Portfolios im bestehenden Bilanzkreis (Energy Sharing) sollen als Übergangslösung erprobt und bewertet werden.

#### 2. Generierung belastbarer Daten und Erfahrungswerte

- Ziel ist es, konkrete Lastprofile, Erzeugungsdaten und Abrechnungsmodelle zu simulieren, um spätere Skalierung zu erleichtern.
- Die Erfahrungen sollen gesetzgeberisch und planerisch verwertbar sein.

#### 3. Weiterentwicklung und Test einer digitalen Plattform

- Erwartet wird die Bereitstellung eines einfach bedienbaren Werkzeugs zur Verwaltung, Abrechnung und Visualisierung von Energy Sharing.
- Die Plattform soll zudem zur Bewusstseinsbildung und Bürgeraktivierung beitragen.

#### **4. Vorbildfunktion für weitere Kommunen**

- Das Projekt soll skalierbar und übertragbar sein – nicht nur als Einzellösung, sondern als Modell für andere Städte und Gemeinden.
- Ziel ist ein Baukasten für Energy Sharing, den andere Kommunen anpassen und übernehmen können.

#### **5. Impulse für Gesetzgebung und Regulierung**

- Das Projekt soll konkrete Handlungsempfehlungen für den Gesetzgeber liefern – etwa zur Ausgestaltung von § 42c EnWG.
- Es wird erwartet, dass Pilotkommunen wie Riedstadt aktive Impulsgeber:innen in der Bundespolitik werden.

## **2.2 Erwartungen an Energy Sharing allgemein**

### **1. Demokratisierung der Energiewende**

- Energy Sharing soll Stadtgesellschaften und kleinere Akteur:innen ermächtigen, selbst aktiv an der Energiewende teilzunehmen – über Eigenverbrauch hinaus.
- Ziel ist eine gemeinschaftsgetragene Energieversorgung.

### **2. Effizientere Nutzung erneuerbarer Energie**

- Lokal erzeugter Strom (v. a. PV) soll nicht ungenutzt ins Netz eingespeist, sondern im Ort genutzt werden.
- Erwartet wird eine Reduzierung von Lastspitzen und Transportverlusten.

### **3. Wirtschaftlicher Nutzen für Teilnehmer:innen**

- Durch gemeinschaftliche Nutzung und faire Abrechnungsmodelle sollen Teilnehmer:innen finanziell profitieren – sowohl Erzeuger:innen als auch Verbraucher:innen.
- Erwartet wird eine Kostensenkung gegenüber herkömmlichen Stromtarifen.

### **4. Innovative Geschäftsmodelle und lokale Wertschöpfung**

- Energy Sharing soll neue Geschäftsmodelle für Kommunen, Energiegenossenschaften und Dienstleister:innen ermöglichen.
- Erwartet wird eine Stärkung der lokalen Ökonomie und der Klimaschutzstruktur vor Ort.

## 5. Kombination mit Speichern und Wärmelösungen

- Energy Sharing soll nicht isoliert betrachtet werden, sondern als Teil integrierter Quartierslösungen – z. B. in Verbindung mit Speichern, Wärmepumpen, Ladeinfrastruktur und verschiedener Erzeugungstechnologien.

## 6. Abbau regulatorischer Hürden

- Erwartet wird, dass bürokratische Hürden (z. B. beim Messwesen oder bei der Abrechnung) signifikant reduziert werden, damit Energy Sharing massentauglich wird.
- Auch Erleichterungen bei Netzentgelten und Steuern stehen auf der Wunschliste vieler Akteur:innen

## 2.3 Gesellschaftlicher und klimapolitischer Kontext

Das Energy Sharing Pilotprojekt greift zentrale Herausforderungen der Energiewende auf: Neben dem massiven Ausbau erneuerbarer Energien wird zunehmend deren lokale Nutzung und soziale Teilhabe entscheidend. Energy Sharing bietet hierfür ein innovatives Modell, das eine gerechte, gemeinschaftsbasierte Nutzung von erneuerbarem Strom ermöglicht. Die Energiewende wird dadurch demokratisiert, Stadtgesellschaften können sich als aktive Erzeuger:innen und Nutzer:innen beteiligen. Das wachsende öffentliche Interesse an Energieautarkie, Bürgerenergie und dezentralen Lösungen bestätigt die gesellschaftliche Relevanz des Themas.

## 2.4 Politische und wirtschaftliche Bedeutung

- **Entlastung der Stromnetze** durch lokale Nutzung erneuerbarer Energie und entsprechendes Lastmanagement.
- **Stärkung lokaler Wirtschaftskreisläufe** durch neue Geschäftsmodelle (z. B. für Speicher, Plattformen, Beratung).
- **Minderung von Energiearmut** durch gemeinschaftlich günstigeren Zugang zu Strom.
- Bereitstellung von **Daten, Prozessen und Empfehlungen für Gesetzgeber:innen** und andere Kommunen.
- Das Projekt fungiert als **übertragbares Modell** für Städte und Gemeinden bundesweit, die Energy Sharing künftig umsetzen möchten.
- Durch die Umsetzung von Energy Sharing Modellen kann ein **verstärkter Zubau von Anlagen für die Produktion von erneuerbarer Energie** erwartet werden.

## **2.5 Argumente für Entscheidungsträger:innen für den Einstieg in ein Energy-Sharing mit Hilfe von separater Portfoliobewirtschaftung im Bilanzkreis**

### **1. Gestaltung der lokalen Energiewende**

- Energy Sharing ermöglicht gemeinschaftliche Nutzung von lokal erzeugtem Strom, z. B. aus PV-Anlagen auf Schulen, Rathäusern oder in Quartieren.
- Wertschöpfung bleibt in der Region – Klimaschutz und Bürgerbeteiligung werden vereint.
- Verstärkter Zubau erneuerbarer Energien sowie Weiterbetrieb ausgeförderter Anlagen durch verbesserte Wirtschaftlichkeit

### **2. Rechtlicher Spielraum bereits heute nutzbar**

- Mit der bevorstehenden Umsetzung des § 42c EnWG in die Praxis entsteht eine gesetzliche Perspektive.
- Bereits jetzt ist eine Umsetzung über Portfolios im bestehenden Bilanzkreis (Energy Sharing) rechtskonform möglich – z. B. durch Stadtwerke/Energieversorger mit entsprechender Bilanzierung.

### **3. Technisch vorbereitet durch Smart Meter & Plattformen**

- Projekte setzen auf intelligente Messsysteme und integrieren sich in bestehende IT-Infrastrukturen, wie einen der führenden Energiedienstleistungssystemprovider (z. B. Wilken, Schleupen).
- Plattformen wie nobile:connected ermöglichen die Anbindung und Marktkommunikation über bestehende Schnittstellen.

### **4. Stromversorgung bleibt gesichert**

- Kein Lieferantenwechsel nötig – Kommune bleibt beim bisherigen Stadtwerk/Energieversorger, sofern dieses/dieser Energy Sharing für die Kommune anbietet
- Portfolio im Bilanzkreis (Energy Sharing) wird innerhalb des bestehenden Versorgungsverhältnisses geführt.

### **5. Kommune als Vorbild**

- Das Projekt zeigt, wie kommunale Energieprojekte gesetzliche Spielräume intelligent nutzen können.
- Signalwirkung für andere Gemeinden, Vorreiterrolle in der Energiewende.

## 6. Wirtschaftliche Vorteile & Förderpotenzial

- Senkung von Energiekosten durch Eigenverbrauch und gemeinsame Nutzung von Speichern.
- Einnahmequellen durch Verteilung des erneuerbaren Stroms im Portfolio im bestehenden Bilanzkreis (Energy Sharing) und Speicherbetrieb denkbar.

## 7. Beitrag zur Netzstabilität

- Lokale Nutzung entlastet die Netze – künftig honorierbar durch Netzentgeltreduktion (§ 14a EnWG).
- Das Projekt ist Teil einer digitalisierten, dezentralen Energielandschaft von morgen.

## 2.6 Herausforderungen für den Einstieg in das Energy Sharing mittels separater Portfoliobewirtschaftung im Bilanzkreis

- **Abgabenrechtlicher Nachteil:** Im Gegensatz zu Mieterstrom gibt es keine Reduktion bei EEG-Umlage, Netzentgelten oder Stromsteuer (Ausnahme: Nahbereich).
- **Hohe Systemkomplexität:** Portfoliomanagement benötigt präzises Messdatenmanagement, klare Rollenverteilung und leistungsfähige IT-Strukturen.
- **Verbrauchsverlagerung:** Die tatsächliche Nutzung des lokal erzeugten Stroms hängt stark vom Lastprofil der Verbraucher:innen ab, insbesondere ohne Speicher und Lastmanagement
- **Keine gesetzliche Marktrolle:** Energy Sharing-Initiativen agieren aktuell im Graubereich zwischen Direktvermarktung und Individualstromlieferung.

## 3 Politischer und regulatorischer Rahmen für Energy Sharing in Deutschland (Stand September 2025)

### 3.1 Aktueller Stand & rechtliche Grundlage

In Deutschland existiert derzeit noch keine vollständige gesetzliche Umsetzung der EU-Vorgaben zu Energy Sharing gemäß Art. 22 RED II. Bislang erfolgt die Realisierung über Portfolios im bestehenden Bilanzkreis (Energy Sharing) nach § 4 Abs. 2 StromNZV, wodurch bereits erste gemeinschaftliche Modelle rechtssicher umgesetzt werden können, solange bestimmte Bedingungen eingehalten werden.

#### § 42c EnWG – Neuer gesetzlicher Anker für Energy Sharing

Mit der EnWG-Novelle 2025 wird § 42c eingeführt – erstmals eine explizite rechtliche Grundlage für Energy Sharing in Deutschland. Der Paragraph erlaubt es, dass Betreiber von erneuerbaren Erzeugungs- oder Speicheranlagen ihren Strom gemeinsam mit anderen Letztverbraucher:innen nutzen („Energy Sharing“), statt ihn nur ins Netz einzuspeisen.

#### Zentrale Inhalte des § 42c EnWG (Entwurf):

Thema	Inhalt
<b>Legaldefinition</b>	Gemeinschaftliche Nutzung lokal erzeugten Stroms durch mehrere Letztverbraucher:innen
<b>Netznutzung</b>	Nutzung des öffentlichen Stromnetzes erlaubt (im Gegensatz zu Mieterstrom)
<b>Vertragsstruktur</b>	Kombination aus Stromliefervertrag mit dem EVU und Gemeinschaftsvertrag
<b>Teilnehmer:innen</b>	Haushalte, KMU, Bürgerenergiegenossenschaften, Kommunen (große Unternehmen ausgeschlossen)
<b>Technische Anforderungen</b>	Smart Meter, viertelstündliche Messung, Teilnahme innerhalb eines Bilanzierungsgebiets
<b>Plattformlösung</b>	Zentrale Plattform der Netzbetreiber für Datenverwaltung, Anmeldung, Abrechnung geplant
<b>Steuer &amp; Netzentgelte</b>	Netzentgeltreduktionen denkbar (§ 14a EnWG, § 19 StromNEV)
<b>Bilanzierung</b>	Über separate Portfolios im Hauptbilanzkreis des Bilanzkreisverantwortlichen (BKV)
<b>Marktstruktur</b>	Neue Rollen möglich: z. B. Aggregator:in, Community Manager:in

Die Umsetzung in der Praxis wird ab frühestens 2026 erwartet, da technische, administrative und organisatorische Voraussetzungen noch geschaffen werden müssen.

### Darstellung im Bilanzkreis vs. Energy Sharing (EU-Vorgabe), inkludiert § 42c EnWG (Entwurf):

Aspekt	Subbilanzkreis	Separate Portfoliobewirtschaftung im bestehenden Bilanzkreis Energy Sharing (EU), inkludiert § 42 c EnWG (Entwurf)
<b>Rechtsrahmen</b>	§ 4 Abs. 2 StromNZV	Art. 22 RED II
<b>Teilnehmer:innen-Kreis</b>	Akteur:innen in gemeinsamer Bilanzgruppe	Haushalte, KMU, Bürger:innen-Energiegenossenschaften
<b>Netzentgelte</b>	Volle Entgelte	Reduktionen möglich bei Netzentlastung
<b>Marktrolle</b>	Bestehende Marktrolle	Bedarf für neue Rollen wie Community Manager:in
<b>Skalierung</b>	Keine gesetzliche Obergrenze, praktisch begrenzt	Derzeit in Ausarbeitung

## 3.2 Systemische Herausforderungen im aktuellen Energiesystem

Das Projekt adressiert bestehende Schwächen des aktuellen Systems:

- **Ineffizienz individueller Prosumer-Lösungen:** Überschüssiger Strom wird häufig billig eingespeist, statt lokal genutzt.
- **Fehlender Rechtsrahmen** für direkte Stromweitergabe zwischen Nachbar:innen oder in Quartieren.
- **Komplexität technischer und regulatorischer Anforderungen**, insbesondere beim Abrechnungs- und Messwesen.
- Portfolios im bestehenden Bilanzkreis (Energy Sharing) **als aktuelle Übergangslösung**, jedoch langfristig nicht flächendeckend skalierbar, da die Teilnehmer:innen des Energy Sharing Kund:innen im ERP-System des entsprechenden Energieversorgers sein müssen – dies könnte sich mit Umsetzung des § 42 des EnWG ändern.
- **Komplexe Vertragsbeziehungen und technische Einstiegshürden** (Messinfrastruktur, Bilanzierungsgrenzen).
- **Unklare Rolle von Energiegemeinschaften** im Gesetz.
- **Fehlende wirtschaftliche Anreize**, etwa Erleichterungen bei Netzentgelten

## 4 Projektverlauf: Phasen, Vorgehen und Methodik

Das Pilotprojekt *Energy Sharing Riedstadt* verfolgt das Ziel, ein übertragbares und rechtskonformes Modell für gemeinschaftliche Stromnutzung in Kommunen zu entwickeln. Es gliedert sich in zwei Phasen:

- **Phase 1:** Machbarkeitsstudie zur Analyse technischer, wirtschaftlicher und rechtlicher Rahmenbedingungen sowie Ableitung von Handlungsempfehlungen.
- **Phase 2 (optional):** Umsetzung und Erprobung im realen Betrieb, u.a. über die Plattform *nobile:connected*.

Im Fokus steht die Frage, wie lokal erzeugter Strom – z. B. aus PV-Anlagen – effizient und gemeinschaftlich genutzt werden kann, auch ohne umfassende gesetzliche Regelung. Ziel ist eine skalierbare Lösung für die kommunale Energiewende.

### 4.1 Phase 1: Machbarkeitsstudie

#### **Projektstart (Februar 2025):**

Riedstadt startete als hessische Modellkommune für Energy Sharing. Gemeinsam mit dem Anbieter nobile wurde ein Konzept entwickelt, um lokal erzeugten Solarstrom fair unter Prosumern zu teilen.

#### **Machbarkeitsstudie (Frühjahr–Herbst 2025):**

Die Studie analysierte technische, wirtschaftliche und regulatorische Grundlagen mittels Datensimulation, Finanzplanung und Roadmap-Entwicklung.

Das Vorgehen ist flexibel und anpassbar an neue technische und gesetzliche Rahmenbedingungen.

## 4.2 Phase 2: Umsetzung und laufender Betrieb (optional ab 2026)

### Umsetzungsphase ab 2026:

Nach der Machbarkeitsstudie startet optional die praktische Umsetzung des Energy Sharing Modells – mit Fokus auf IT-Integration, Plattformbetrieb und Marktanbindung.

### Technische Umsetzung:

- Entwicklung eines Modells zur Synchronisierung von lokaler Erzeugung und Verbrauch.
- Integration der Plattform *nobile:connected* zur Steuerung, Abrechnung und Visualisierung.
- Einsatz von Smart Metern, Einbindung lokaler Energiequellen (z. B. Wind, BHKW, ausgedehnte PV).
- Zusammenarbeit mit Netzakteur:innen und IT-Verantwortlichen.

### Testbetrieb ab 2026:

- Umsetzung über bestehende Bilanzkreisportfolios als rechtssichere Übergangslösung.
- Herausforderung: Auswahl geeigneter Bilanzkreisverantwortlicher (ca. 3.500 bundesweit).

### Systemintegration:

- Analyse und Anbindung bestehender IT- und ERP-Systeme.
- Definition zentraler technischer Prozesse (Daten, Abrechnung, Schnittstellen).
- Weiterentwicklung der Plattform als White-Label-Lösung inkl. Benutzer:innen-Oberfläche und Funktionsumfang

### Testumgebung:

- Reale Erprobung der Plattform mit Fokus auf Datenflüsse, Nutzer:innen-Feedback und Prozessverifizierung.

## Begründung & Methodik

Das Vorgehen basiert auf einem schrittweisen, praxisnahen und risikobewussten Ansatz, um ein realistisches und übertragbares Energy-Sharing-Modell zu entwickeln.

- **Kernprinzipien:** Iterative Umsetzung: Stufenweiser Prozess von Analyse bis Testbetrieb zur Risikominimierung.
- **Praxisorientierung:** Nutzung realer Verbrauchs- und Erzeugungsdaten (¼-stündlich).
- **Bürger:innen-Zentrierung:** Frühe Einbindung sichert Akzeptanz und Beteiligung.
- **Rechtliche Absicherung:** Umsetzung über bestehende Bilanzkreisportfolios als Übergangslösung (§ 42c EnWG).
- **Technische Skalierbarkeit:** Standardisierte Plattform, Smart Meter & Schnittstellen ermöglichen spätere Ausweitung.
- **Transferpotenzial:** Zusammenarbeit mit LEA Hessen und gezielte Dokumentation erleichtern Übertragbarkeit auf andere Kommunen und Ebenen.

## 5 Ergebnisse aus Projektphase 1

Das Kapitel fasst die zentralen Erkenntnisse aus der Machbarkeitsstudie, den technischen Simulationen und den finanziellen Bewertungen zusammen. Ziel ist es aufzuzeigen, unter welchen Bedingungen Energy Sharing in Portfolios im bestehenden Bilanzkreis sinnvoll funktioniert, wie es wirtschaftlich tragfähig umgesetzt werden kann und welche Potenziale für Skalierung und Weiterentwicklung bestehen.

### 5.1 Erwartete Ergebnisse

- **Ergebnisse nach Nutzergruppen:**
  - **Prosumer:** Wie viel Strom kann geteilt werden? Welche Erlöse entstehen im Vergleich zur regulären Einspeisevergütung?
  - **Verbraucher:innen:** Einsparpotenzial durch Bezug von lokalem Strom (vs. klassischer Strompreis).
  - **Gesamtbilanz der Portfolios im bestehenden Bilanzkreis (Energy Sharing):** Deckungsgrad, Eigenverbrauchsquote, Empfehlungen zur optimalen Teilnehmer:innenstruktur
- **Zeitliche Aspekte:** Wirkung je nach Tageszeit, Jahreszeit oder Wetter (Kurzinformatio aus 15-Minuten-Simulation auf Jahresbasis).
- **Schlussfolgerung:** Für welche Konstellationen lohnt sich das Modell besonders? (z. B. kommunale Objekte, Landwirtschaft, hoher PV-Anteil, geringer Eigenverbrauch, hoher Strompreis)

### 5.2 Zählpunkte, Messstruktur und Datenformate

Im Projekt wurden bestehende Messpunkte der beteiligten Gebäude erfasst.

**Ziel:** Aufbau eines lokalen Energy-Sharing-Portfolios zur bilanziellen Vernetzung von Erzeuger:innen und Verbraucher:innen – besonders relevant für kommunale Energiekonzepte und Objekte mit hohem Tagesverbrauch (z. B. Wärmepumpen, E-Mobilität, Warmwasser).

#### **Erforderlich:**

- Smart Meter zur 15-min-genauen Datenerfassung
- Einbindung eines lizenzierten (idealerweise lokalen) Energieversorgers
- Zusammenarbeit mit MSB zur standardisierten Datenübermittlung (Metered Services Consumption-MSCons, CSV, Applicability Statement 4-AS4)

### **Technische Umsetzung:**

- Viertelstundenerfassung und -übertragung von Erzeugungs-/Verbrauchsdaten
- Virtuelle Zusammenfassung zur bilanziellen Verrechnung
- Monatliche Abrechnung auf Messdatenbasis
- Integration in ERP-Systeme mit flexiblen Schnittstellen

### **Rollen:**

EVU: Tarife, Preise, Versorgungslizenz

MSB: Bereitstellung standardisierter Daten

nobile:connected: Abrechnung und Visualisierung

Projektteam: Koordination, ERP-Integration, Dashboard-Entwicklung

### **Fazit:**

Die technische Umsetzung ist grundsätzlich einfach; der Hauptaufwand liegt in Organisation, Datenintegration und Visualisierung. Eine direkte ERP-Anbindung und Nutzung des MSCons-Formats werden empfohlen.

## **5.3 Überblick Simulationsergebnisse**

Für Riedstadt wurden der Status Quo und 4 Ausbaustufen in 4 Szenarien simuliert. Die Übersicht der Szenarien wurde im Kapitel 1 „Executive Summary“ dargestellt. Für die vereinfachte Lesbarkeit des Berichts werden hier nur Detailergebnisse für das Szenario 1 und das Szenario 4 dargestellt. Die Details zu sämtlichen weiteren Ausbauszenarien finden sich in der beigefügten Präsentation mit den Simulationsergebnissen.

### **Vorgeschlagene Tarifierung im Portfolio im bestehenden Bilanzkreis (Energy Sharing)**

Um Anreize für Teilnahme und Fairness zu schaffen, wird folgende Tarifstruktur vorgeschlagen. Die Tarifstruktur richtet sich nach den günstigsten Arbeitspreisen der Verbraucher im Energy Sharing und den besten Einspeisevergütungen der Erzeuger im Energy Sharing, damit beide Seiten profitieren können. So sind auch die Tarife in diesem Fall gewählt worden. Die in der Praxis tatsächlich zur Anwendung kommende Tarifstruktur kann im Rahmen des Portfoliomanagements aber auch frei und abweichend davon gestaltet werden:

**Einspeisung:** 12 ct/kWh (statt bisheriger Vergütung von 7–11 ct/kWh). Bei Einbindung der Erzeugungsanlagen nach Auslaufen der EEG-Vergütung gehen wir von einem Einspeisetarif von 6 ct/kWh aus. Somit ergibt sich ein Mehrerlös von 6 Ct/kWh.

**Bezug:** 16 ct/kWh zzgl. gesetzlicher Steuern, Abgaben und Netzgebühren

**Vergleichspreis Netzbezug:** ca. 21 ct/kWh (angenommener Arbeitspreis). Somit ergibt sich eine Ersparnis von 5 Ct/kWh.

## Szenario 1

<p><b>Erzeugung:</b> Kommunale Objekte, die laut Simulation für eine Einspeisung in das Energy Sharing vorgesehen sind:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Rathaus Goddelau</li> <li>• Zentralkläranlage</li> <li>• Schwimmbad Goddelau</li> <li>• Kita an der Riedbahn</li> <li>• Kita am Park</li> </ul>	<p><b>Verbrauch:</b> Kommunale Objekte mit einem jährlichen Verbrauch von min. 1.000 kWh</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Rathaus Goddelau</li> <li>• Zentralkläranlage</li> <li>• Großsporthalle Erfelden Sport- und Kulturhalle Leeheim Heinrich-Bonn-Halle</li> <li>• Straßenbeleuchtung</li> </ul>
--	--

## Übersicht Einsparungspotenzial im Szenario 1

	Menge [kWh/a]	Einsparung [ct/kWh]	Summe [€/a]
<b>Mehrerlös</b>	252.515	6	15.151
<b>Einsparung</b>	252.515	5	12.625
<b>Summe</b>			27.777
<b>Kosten nobile</b> Service Fee: 2 ct/kWh Zählpunktpauschale: 30 €/Zählpunkt/Jahr			Servicefee: 5.050 ZLP-Pauschale: 960
<b>Summe Einsparung abzgl. Dienstleistungskosten</b>			<b>21.767*</b>

\* Bei der Betrachtung der laufenden Kosten bzw. Einsparpotenziale werden keinerlei Kosten für Investitionen in Speicher oder Ausbau von Energieanlagen berücksichtigt

## Szenario 4

<p>Erzeugung: Kommunale Objekte, die laut Simulation für eine Einspeisung in das Energy Sharing vorgesehen sind:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Rathaus Goddelau</li> <li>• Zentralkläranlage</li> <li>• Schwimmbad Goddelau</li> <li>• Kita an der Riedbahn</li> <li>• Kita am Park</li> <li>• BHKW</li> <li>• Windrad</li> </ul>	<p>Verbrauch: Kommunale Objekte mit einem jährlichen Verbrauch von min. 1.000 kWh</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Rathaus Goddelau</li> <li>• Zentralkläranlage</li> <li>• Großsporthalle Erfelden</li> <li>• Sport- und Kulturhalle Leeheim</li> <li>• Heinrich-Bonn-Halle</li> <li>• Straßenbeleuchtung</li> <li>• Haushalte</li> <li>• Betriebe</li> </ul>
--	--

## Übersicht Einsparungspotenzial im Szenario 4

	Menge [kWh/a]	Einsparung [ct/kWh]	Summe [€/a]
<b>Mehrerlös</b>	2.994.019	6	179.641
<b>Einsparung</b>	2.994.019	5	149.700
<b>Summe</b>			329.341
<b>Kosten nobile</b> Service Fee: 2 ct/kWh Zählpunktpauschale: 30 €/Zählpunkt/Jahr			Servicefee: 34.940 ZLP-Pauschale: 9.990
<b>Summe Einsparung abzgl. Dienstleistungskosten</b>			<b>284.411*</b>

\* Bei der Betrachtung der laufenden Kosten bzw. Einsparpotenziale werden keinerlei Kosten für Investitionen in Speicher oder Ausbau von Energieanlagen berücksichtigt

## 6 Finanzplan und Tarifierung: Wirtschaftlichkeit und Kostenstruktur

Das Ziel des Finanzplans ist die Darstellung der finanziellen Tragfähigkeit, laufender Kosten und des Jahresüberschusses pro Jahr für das Energy Sharing im Portfolio.

### 6.1 Struktur

- **Betriebskosten:**
  - Plattformbetrieb, Datenverarbeitung, Abrechnung, Support.
- **Kostenpositionen im Detail:**
  - Tabelle mit Aufschlüsselung nach Fixkosten, variablen Kosten.
- **Tarifmodell:**
  - Vorschlag für Preisgestaltung (z. B. Prosumertarif, Verbrauchertarif, ggf. Communitygebühr).
  - Vergleich mit Marktpreisen (Reststrombezug, Einspeisevergütung).
- **Wirtschaftlichkeitsbewertung:**
  - Break-even-Betrachtung (ab welcher Menge von verteiltem Strom lohnt sich das Modell?).
  - Darstellung der Auswirkungen von verschiedenen Szenarien.

GuV				2027	2028	2029	2030	2031
Periode		Index.	Anm.	1 - 12	1 - 12	1 - 12	1 - 12	1 - 12
<b>SBK normal</b>								
Energiebedarf (Verbrauch)	kWh/a			543 000	2 117 000	4 117 000	6 875 360	6 875 360
Erzeugung Bestandsanlagen	kWh/a			92 860	92 860	92 860	92 860	92 860
Erzeugung 1. Ausbaustufe	kWh/a			0	986 242	986 242	986 242	986 242
Erzeugung 2. Ausbaustufe				0		5 000 000	5 000 000	5 000 000
Erzeugung 3. Ausbaustufe				0	0	0	1 260 000	1 260 000
Erzeugung kumuliert	kWh/a			92 860	1 079 102	6 079 102	7 339 102	7 339 102
SBK-Verteilung/Einspeisung in den SBK	kWh/a			41 787	474 805	2 917 969	3 229 205	3 229 205
Energie Arbeitspreis SBK für SBK Teilnehmer	€/kWh			0,160	0,160	0,155	0,155	0,155
Einspeisung Arbeitspreis in den SBK	€/kWh			0,120	0,120	0,120	0,120	0,120
Zukauf Netz	kWh/a			396 390	1 397 220	946 910	1 168 811	1 168 811
Energiepreis Reststrombezug	€/kWh			0,21	0,21	0,21	0,21	0,21
Einspeisung ins Netz (kWh)	kWh/a			25 072	431 641	2 978 760	3 963 115	3 963 115
Einspeisung Arbeitspreis ins Netz (€/kWh)	€/kWh			0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
<b>Gewinn- und Verlustrechnung</b>								
Erlöse aus SBK - Tarif (SBK Energievermarktung)	€			6 686	75 969	452 285	500 527	500 527
Erlöse aus SBK- Verrechnungsgebühren	€	2,5%		390	3 780	13 500	13 500	13 500
Erlöse aus EC - Mitgliedsgebühren (Servicepauschale)	€	2,5%		0	0	0	0	0
Erlöse aus Stromvermarktung (€)	€			1 504	25 898	178 726	237 787	237 787
Sonstige Erlöse								
<b>Umsatzerlöse</b>	<b>€</b>			<b>8 580</b>	<b>105 647</b>	<b>644 511</b>	<b>751 814</b>	<b>751 814</b>
Verrechnungsdienstleistung	€	2,5%	30 €/ZLP/a	-390	-3 780	-13 500	-13 500	-13 500
SBK-Verwaltung (Servicepauschale)	€	2,5%		-836	-9 496	-58 359	-64 584	-64 584
Einspeisung Arbeitspreis PV Kundeneigentum in SBK	€			-5 014	-56 977	-350 156	-387 505	-387 505
Einspeisung Arbeitspreis PV Kundeneigentum in Netz	€			-1 504	-25 898	-178 726	-237 787	-237 787
Dienstleistungsgebühren für das Bilanzkreismanagement			0,5 ct/kWh	-209	-2 374	-14 590	-16 146	-16 146
Ausgleichsenergie			10 ct/kWh					
Sonstige Kosten (z.B. IT-Dienstleistungen)	€	2,5%	0,5 ct/kWh	-209	-2 374	-14 590	-16 146	-16 146
<b>Summe sonstige Aufwendungen</b>	<b>€</b>			<b>-8 162</b>	<b>-100 899</b>	<b>-629 921</b>	<b>-735 668</b>	<b>-735 668</b>
<b>Betriebsergebnis</b>	<b>€</b>			<b>418</b>	<b>4 748</b>	<b>14 590</b>	<b>16 146</b>	<b>16 146</b>
Finanzerträge	€							
Finanzaufwand	€							
<b>Finanzergebnis</b>	<b>€</b>			<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Ergebnis vor Steuern</b>	<b>€</b>			<b>418</b>	<b>4 748</b>	<b>14 590</b>	<b>16 146</b>	<b>16 146</b>
Steuern (25% Steuern auf Ergebnis vor Steuern)	€			-104	-1 187	-3 647	-4 037	-4 037
Verlustvorträge	€		0	0	0	0	0	0
<b>Jahresüberschuss</b>	<b>€</b>			<b>313</b>	<b>3 561</b>	<b>10 942</b>	<b>12 110</b>	<b>12 110</b>

Abbildung: Übersicht des Finanzplanes ohne Investitionskosten, Details in der Excel-Datei enthalten

## 6.2 Beschreibung der Ergebnisse

Wesentliche Erkenntnis aus dem Finanzplan soll allen voran die Einstellung der Tarife unter Berücksichtigung der Energieflüsse und der laufenden Kosten sein.

Die bekannten Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen wurden mit den entsprechenden Preisen für Einspeisung und Verbrauch im Energy Sharing und für die Restmengen im Netz berücksichtigt. Reststrommengen werden von den Erzeugern selbst vermarktet zu den Standard Netzeinspeisetarifen. Die Stromabnehmer können frei gewählt werden.

Der Finanzplan ist eine Übersicht darüber, welche Ausnahmen und Eingaben im Portfolio mit Energy Sharing im laufenden Betrieb anfallen und zeigt daher nicht die Ersparnisse im Energy Sharing, die jeweils bei den jeweils bei den Verbraucher:innen und Erzeuger:innen liegen. Die Ersparnisse, die in den Szenarien ersichtlich sind kommen den Verbrauchern und Erzeugern zugute, die an Energy Sharing teilnehmen. Sie beruhen auf den Unterschieden der Strombezugstarife/Einspeisetarife mit und ohne Energy Sharing und der geteilten Menge an Strom (kWh).

Im Finanzplan selbst wird abgebildet, zu welchem Tarif innerhalb des Energy Sharings Strom eingekauft wird (Einspeisetarif) und zu welchem Tarif Strom verkauft wird (Bezugstarif). Die Tariffdifferenz dient der Deckung von Kosten, die für Dienstleistungen anfallen (wie zum Beispiel die Abrechnung). Die Jahresüberschüsse beziehen sich daher darauf, was innerhalb des Energy Sharings übrig bleibt

Ziel für das Energy Sharing muss es sein, im Jahresergebnis ein positives Ergebnis zu erreichen. Über die Tariffdifferenz zwischen Stromeinkauf und -verkauf durch das Energy Sharing im Portfolio werden laufende Kosten gedeckt, die im laufenden Betrieb für das Energy Sharing anfallen.

### **Kosten Nobile**

Die Kosten für die Leistungen der Nobile gliedern sich in Kosten für Set Up und den laufenden Betrieb. Die Kosten für den Set Up belaufen sich auf eine einmalige Fee von 14.500 EUR zzgl. USt. Die Kosten für den Set Up fallen beim Energieversorger bzw. beim Stadtwerk an, welcher/welches das Energy Sharing Modell in die Umsetzung bringt und sind im Finanzplan bzw. in der Berechnung der Szenarien nicht inkludiert.

Die Kosten für den laufenden Betrieb durch die nobile bestehen aus einer Pauschale für die Abrechnung von 30,00 EUR/Zählpunkt/Jahr sowie einer Servicefee von 0,5 bis 2 ct/kWh. Die Höhe der Servicefee wird gestaffelt, richtet sich nach der geteilten Energiemenge im Energy Sharing Modell und nimmt mit der Menge an geteilter Energie ab.

### **Variable Kosten im laufenden Betrieb**

Neben Kosten für den Strombezug aus dem Energy Sharing, als auch aus dem Netz, wurden Kosten für Service Fees von nobile (0,5-2 ct/kWh), je nach im Energy Sharing Modell geteilter Energiemenge) eingerechnet, Standardwerte für das Portfoliomanagement (0,5 ct/kWh) und ein Puffer für IT-Dienstleistungen (0,5 ct/kWh).

In Summe entstehen so laufende variable Kosten von 3 ct/kWh, die im Energy Sharing verteilt werden, und sowohl in den einzelnen Ausbauszenarien als auch im Finanzplan berücksichtigt wurden.

Diese laufenden variablen Kosten können zum einen durch das Delta in der Tarifierung und zum anderen durch die Generierung von Mehrerlösen aufgrund der Einspeisung mit attraktiveren Tarifen gedeckt werden. Ebenso kann der Energieversorger, der das Modell innerhalb des eigenen Bilanzkreises abbildet, einen finanziellen Benefit abrufen.

Für die Rechnungslegung und Plattformnutzung wird vom Plattformbetreiber der nobile:connected ein fixer Betrag von 30 € pro Zählpunkt und Jahr verrechnet. Dieser Betrag wurde ebenfalls in der Darstellung der Szenarien als auch im Finanzplan berücksichtigt.

### 6.3 Ausbaustufen und Potenziale für Skalierung



## 7 Umsetzungsroadmap

### 7.1 Zielbild der Umsetzung

Riedstadt etabliert ein lokales **Energy-Sharing-Modell auf Basis eines separaten Portfolios im bestehenden Bilanzkreis der Energieversorger**, das in mehreren Ausbaustufen umgesetzt wird. Ziel ist es, den lokal erzeugten Strom aus kommunalen PV-Anlagen gemeinsam zu nutzen und über eine digitale Plattform (nobile:connected) transparent abzurechnen.

Das Modell soll frühestmöglich operativ starten und perspektivisch auf weitere kommunale, private und gewerbliche Teilnehmer:innen ausgeweitet werden.

Die Umsetzungsstrategie folgt drei zentralen Leitprinzipien:

1. **Rechtssicher starten:** Nutzung der bestehenden Regelungen für Portfolios im bestehenden Bilanzkreis (Energy Sharing) (§ 4 Abs. 2 StromNZV) als Übergangstechnologie bis zur Einführung des neuen § 42c EnWG.
2. **Schrittweise skalieren:** Beginn mit einem kommunalen Kernkreis, anschließende Integration weiterer Erzeuger- und Verbrauchseinheiten.
3. **Digital und datenbasiert umsetzen:** Zentrale Plattformlösung für Messdaten, Bilanzierung, Abrechnung und Visualisierung.

### 7.2 Betriebsprozess im Pilotprojekt

Der Prozess umfasst die Zuordnung von Zählpunkten zu einem Bilanzkreis, die Anmeldung bei Übertragungsnetzbetreibern und die Integration in die nobile-Plattform für die Messdatenerfassung.

Der Ablauf zur Umsetzung im Pilotprojekt gestaltet sich wie folgt:

1. **Anlage des Portfolios im bestehenden Bilanzkreis (Energy Sharing)** durch den Bilanzkreisverantwortlichen.
2. **Zuordnung geeigneter Zählpunkte** (Prosumer + Verbraucher) zu diesem Kreis.
3. **Anmeldung beim Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)** gemäß Bilanzkreisregeln und MaBiS-Vorgaben.
4. **Integration in die Plattform nobile:connected** zur Messdatenerfassung, Aggregation und Visualisierung.
5. **Definition von Bilanzierungsregeln** (viertelstundenscharf, EEG-konform).
6. **Regelmäßige Datenverarbeitung und -bereitstellung an BKV zur Abrechnung.**

## 7.3 Konkrete Arbeitsschritte

1. **Integration des Themas Energy Sharing in die Ausschreibung** der Energieversorgung entsprechend der gelisteten Anforderungen im Kapitel 1 „Executive Summary“
2. **Organisatorische und politische Vorbereitung**
  - Projektbeschluss im Gemeinderat
  - Bildung einer internen Projektgruppe (Energie, IT, Verwaltung, Recht)
  - Benennung einer kommunalen Projektleitung bzw. einer Koordinationsstelle
  - Einrichtung eines regelmäßigen Projektboards mit LEA Hessen und nobile
3. **Stakeholder- und Partnerabstimmung**
  - Workshop mit Stadtwerk/Energieversorger, Netzbetreiber:in, Portfoliomanager:in und Messstellenbetreiber:in zur Festlegung der Rollen.
  - Auswahl Portfoliomanager:in auf Grundlage technischer und vertraglicher Kriterien
  - Prüfung und Beantragung geeigneter Förderprogramme (LEA, BMWK, EU).
4. **Technische Umsetzung**
  - Festlegung der Systemarchitektur: ERP-Anbindung (z. B. Wilken/Schleupen), EDM-System, Plattformintegration.
  - Smart-Meter-Rollout an Erzeugungs- und Verbrauchszählpunkten.
  - Einrichtung der Datenkommunikation (MSCons, AS4, CSV).
  - Integration der Plattform nobile:connected als zentrale Abrechnungs- und Visualisierungslösung.
5. **Vertragliche und rechtliche Umsetzung**
  - Abschluss Portfolio im bestehenden Bilanzkreis (Energy Sharing)
  - Anpassung der Stromlieferverträge für Teilnehmer:innen
  - Definition interner Verrechnungslogik (Tarifmodell 12 ct Einspeisung / 16 ct Bezug).
  - Datenschutz- und Compliance-Prüfung (DSGVO).
6. **Testphase und Monitoring**
  - Durchführung eines 3-monatigen Testbetriebs mit ausgewählten Teilnehmer:innen
  - Überprüfung der Messdatenübertragung, Abrechnung und Visualisierung
  - Einbindung von Feedbackschleifen mit Endnutzer:innen
  - Technische und wirtschaftliche Evaluierung

## 7. Operativer Start

- Offizielle Inbetriebnahme des Portfolios im bestehenden Bilanzkreis (Energy Sharing).
- Öffentlichkeitsarbeit und Bürger:innen-Kommunikation (z. B. Informationsveranstaltungen).
- Laufender Betrieb, Reporting an Stadt und LEA Hessen.
- Vorbereitung auf Skalierung (Integration weiterer Zählpunkte und Energiequellen).

## 7.4 Verantwortlichkeiten

Akteur:in	Hauptaufgaben
<b>Stadt Riedstadt</b>	Projektleitung, Kommunikation, Verträge, Förderanträge
<b>Stadtwerk / EVU</b>	Technische Integration, Bilanzkreispartner:in, Reststromversorgung
<b>Portfoliomanager:in</b>	Energiemengenbilanzierung, Fahrplanmanagement, Meldungen an ÜNB
<b>Messstellenbetreiber:in (MSB)</b>	Einbau und Betrieb der Smart Meter, Datenbereitstellung
<b>nobile (Plattformanbieter:in)</b>	IT-Integration, Abrechnung, Visualisierung, Datenmanagement
<b>LEA Hessen</b>	Fachliche Begleitung, Wissenstransfer, Förderberatung

## 7.5 Vertragliche Struktur

Die Einbindung eines Portfolios im bestehenden Bilanzkreis (Energy Sharing) erfordert ein mehrschichtiges vertragliches Gefüge:

Vertragstyp	Vertragspartner A	Vertragspartner B	Inhalt
<b>Vertrag für Portfolio im bestehenden Bilanzkreis (Energy Sharing)</b>	BKV	Projektbetreiber / Energiegemeinschaft	Mengenallokation, Prognose, Abrechnung, Datenkommunikation
<b>Messstellen-/Zählpunktvertrag</b>	Netzbetreiber / Messstellenbetreiber	Endkunde, Prosumer, Projektbetreiber	Smart Metering, Messung, Datenbereitstellung
<b>Stromliefervertrag</b>	Versorger oder BKV	Endkund:innen / Verbraucher:innen	Reststromversorgung, Steuern, Entgelte, gesetzl. Umlagen

Hinweis: Die meisten Verträge für Portfolios im bestehenden Bilanzkreis (Energy Sharing) sind individuell ausgehandelt. Eine gesetzlich standardisierte Vertragsform gibt es nicht. Der Vertrag orientiert sich meist am allgemein gültigen Bilanzkreisvertrag.

## 7.6 Ausgleichsmechanismus & Reststrombezug

Die Portfoliobewirtschaftung innerhalb eines bestehenden Bilanzkreises (Energy Sharing) ist nicht unabhängig – sie wird automatisch über den Hauptbilanzkreis ausgeglichen werden. Der Prozess läuft wie folgt:

### Ausgleich im Bilanzkreis

- Der Fahrplanmanager erstellt Fahrpläne mit viertelstündlichen Prognosen für Erzeugung und Verbrauch.
- Abweichungen werden intraday am Strommarkt oder über Regelenergie der Übertragungsnetzbetreiber ausgeglichen.
- Die Kosten für Abweichungen (Ausgleichsenergie) trägt der Bilanzkreisverantwortliche.

### **Reststrom und Überschüsse**

- Wird innerhalb eines Portfolios weniger erzeugt als verbraucht, muss Reststrom durch den Hauptbilanzkreis gedeckt werden.
- Bei Überschüssen fließt der Strom ebenfalls in den Hauptbilanzkreis und wird ggf. an der Börse oder im Direktvermarktungsmodell weitergegeben.
- Das Portfolio im bestehenden Bilanzkreis (Energy Sharing) kann keine Marktrollen übernehmen – nur der BKV darf am Strommarkt handeln.

Der Hauptbilanzkreis ist stets das zentrale Instrument zur bilanziellen Stabilität und zur Deckung der Differenzmengen – Portfolio im bestehenden Bilanzkreis (Energy Sharing) entlastet die Abwicklung, übernimmt aber keine Marktverantwortung.

## **7.7 Technische und regulatorische Voraussetzungen**

### **Zählertechnik & Infrastruktur**

- Pflicht zur viertelstundenscharfen Messung (Smart Meter) an allen Erzeugungs- und Verbrauchszählpunkten.
- Messdatenbereitstellung über zertifizierte Schnittstellen
- Der Messstellenbetrieb erfolgt nach dem Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) – i. d. R. durch den lokalen Netzbetreiber oder einen wettbewerblichen MSB.

### **Stromsteuer & Umlagen**

- Strom aus Energy Sharing unterliegt grundsätzlich der Stromsteuer – Ausnahmen (z. B. §9 StromStG) nur im räumlichen Zusammenhang.
- Netzentgelte und Umlagen müssen ebenfalls korrekt zugeordnet und über die Plattform abgerechnet werden.
- Portfolios im bestehenden Bilanzkreis (Energy Sharing) ändern an der steuerlichen Bewertung nichts, sie sind rein bilanziell.

## 7.8 Erfolgskriterien und Monitoring

Für die Bewertung des Projekterfolgs werden folgende Kriterien vorgeschlagen:

Kategorie	Kennzahl	Zielwert
<b>Technisch</b>	Datenverfügbarkeit	> 95 % viertelstundenscharfe Messdaten
<b>Wirtschaftlich</b>	Einsparung / Mehrerlös	≥ 20 % ggü. Referenzbezug
<b>Ökologisch</b>	Lokaler Deckungsgrad	≥ 30 % in Pilotphase, ≥ 70 % langfristig
<b>Sozial</b>	Anzahl beteiligter Akteur:innen	≥ 5 kommunale + 10 private Teilnehmer:innen (ab 2028)
<b>Organisatorisch</b>	Zeitgerechte Umsetzung	Projektabschluss Phase 1 innerhalb 12 Monate

Das Monitoring erfolgt halbjährlich durch das Projektteam in Abstimmung mit der LEA Hessen.

## 7.9 Perspektive und Weiterentwicklung

Das in Riedstadt umgesetzte Modell dient als **Blaupause für andere Kommunen** in Hessen. Mit der bevorstehenden praktischen Umsetzung des § 42c EnWG ab 2026 kann das Portfolio im bestehenden Bilanzkreis nahtlos in ein vollwertiges Energy-Sharing-Modell überführt werden.

Darüber hinaus bestehen folgende Weiterentwicklungspfade:

- **Integration von Speichern und Elektromobilität** zur Lastverschiebung.
- **Dynamische Tarife** und **lokale Flexibilitätsmärkte** als Erweiterung.
- **Einbindung privater Prosumer und Bürgerenergiegenossenschaften** ab 2027.
- **Erweiterung der Plattform nobile:connected** auf regionale Cluster oder interkommunale Modelle.

Mit dieser schrittweisen Umsetzung wird Riedstadt zum Vorreiter einer digital vernetzten, dezentralen Energiezukunft in Hessen.

## 8 Anhang

Die häufigsten Fragen beim Einbezug von Erzeugungsanlagen sind folgende:

PV	BHKW	Wind
<p>Höhe des Tarifes im Sharing Modell</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Im Modell des <b>Portfolios</b> im bestehenden Bilanzkreis (Energy Sharing) gibt es keinen gesetzlich festgelegten Einspeisetarif wie beim EEG. Der Preis basiert auf einer Vereinbarung zwischen den Beteiligten – typischerweise zwischen den Erzeugern (z. B. PV-Anlagenbesitzern), dem Betreiber des <b>Portfolios</b> im bestehenden Bilanzkreis (Energy Sharing) (z. B. Kommune) und den Verbrauchern innerhalb des Kreises.</li> <li>Üblich sind Vergütungen zwischen 8–12 ct/kWh für den gelieferten Strom (je nach Wirtschaftlichkeit, Stromgestehungskosten, Marktpreis und Beteiligungsmodell)</li> <li>Ziel ist es, dass der Tarif über dem öffentlichen Einspeiseentgelt aber unter dem regulären Reststrombezugspreis liegt.</li> </ul>	<p>Kann mein BHKW in ein Portfolio im bestehenden Bilanzkreis (Energy Sharing) eingebunden werden?</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Ja – besonders gut geeignet, da BHKWs steuerbar sind und oft Residuallast abdecken.</li> </ul> <p>Wichtig: Die Einspeisung muss messtechnisch exakt erfasst und bilanziell zugeordnet werden.</p>	<p>Wie wirkt sich die Einbindung in einem Portfolio im bestehenden Bilanzkreis (Energy Sharing) auf die Vergütungsmodelle aus (EEG-Vergütung, Direktvermarktung etc.)?</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Die klassische EEG-Förderung gilt nur für eingespeisten Strom.</li> <li>Strom, der innerhalb eines Portfolios im bestehenden Bilanzkreis (Energy Sharing) weitergegeben wird, erhält keine Förderung, sondern wird bilanztechnisch verteilt und intern vergütet.</li> <li>EEG-Umlage: Entfällt für den Strom, der lokal verbraucht wird – da keine „Einspeisung“ in den Markt erfolgt. Nur der ins Netz eingespeiste Teil bleibt prämienfähig.</li> <li>Keine EEG-Förderung für lokal genutzten Strom innerhalb des Portfolios im bestehenden Bilanzkreis (Energy Sharing).</li> <li>PPA (Power Purchase Agreement): Kombinierbar, wenn klar getrennt wird zwischen PPA-Strom und lokal weitergegebenem Strom.</li> </ul>
<p>Geeignete Abnehmerstruktur</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Am besten geeignet sind Verbraucher mit hohem Tagesstrombedarf, da sie den lokal erzeugten PV-Strom direkt nutzen können (z. B. öffentliche Gebäude, Gewerbe mit Tagesverbrauch, Landwirtschaftliche Betriebe)</li> <li>Fazit: Eine Mischung aus konstanten und tagesaktiven Verbrauchern erhöht die Effizienz und Wirtschaftlichkeit im Sharing-Modell.</li> </ul>	<p>Was passiert mit der KWK-Förderung (z. B. KWKG)?</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Die Kombination mit einem Portfolio im bestehenden Bilanzkreis (Energy Sharing) ist möglich, aber komplex:</li> <li>KWK-Förderung bleibt erhalten, wenn alle Vorgaben eingehalten werden, z. B. EEG-Umlage auf Eigenverbrauch</li> <li>Achtung bei paralleler Direktlieferung an Dritte: – Abgrenzungspflichten &amp; Umlagepflichten beachten</li> </ul>	<p>Wer trägt das Risiko von Prognoseabweichungen und Ausgleichsenergiekosten bei Fehlprognosen?</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Das Risiko für Prognosefehler und Ausgleichsenergie trägt in der Regel der Bilanzkreisverantwortliche – nicht der Anlagenbetreiber. In der Praxis ist das meist ein Direktvermarkter oder Stadtwerk, das auch die Prognose erstellt.</li> <li>Das Portfolio im bestehenden Bilanzkreis (Energy Sharing) ändert nichts an der grundsätzlichen Verantwortlichkeit – der Betreiber bleibt nicht haftbar, solange er keinen eigenen Bilanzkreis führt.</li> </ul>

<p>Welche Speicher sind an welchem Standort geeignet?</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Standortempfehlungen: Zentraler Speicher beim Erzeuger (z. B. PV-Anlage auf Schule/Rathaus)</li> <li>• Zentrale oder quartiersbezogene Speicher sind im Modell des <b>Portfolios</b> im bestehenden Bilanzkreis (Energy Sharing) am sinnvollsten – insbesondere, wenn sie gut steuerbar und in die Plattform integriert sind. Heimspeicher eignen sich vor allem für individuellen Eigenverbrauch.</li> <li>• Der Speicher wird bilanziell sowohl als Verbraucher (beim Laden) als auch als Erzeuger (beim Entladen) im Portfolio im bestehenden Bilanzkreis (Energy Sharing) erfasst.</li> </ul>	<p>Kann ich den erzeugten Strom direkt an Dritte liefern?</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ja, innerhalb des Portfolios im bestehenden Bilanzkreis (Energy Sharing) ist eine bilanzielle Verknüpfung mit Verbrauchern möglich.</li> <li>• Erfordert aber: Messkonzept mit intelligenten Zählern</li> <li>• Einbindung über Messstellenbetreiber</li> <li>• Vertragliche Regelung mit dem Bilanzkreisverantwortlichen</li> </ul>	<p>Kann ich als Windkraftbetreiber an mehrere Portfolios im bestehenden Bilanzkreis (Energy Sharing) gleichzeitig liefern?</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Theoretisch ja, technisch und abrechnungstechnisch, aber sehr aufwendig. Die Anlage müsste aufgeteilt werden (z. B. über virtuelle Zähler) oder es braucht ein intelligentes Bilanzkreismanagement durch den Direktvermarkter.</li> <li>• Nur sinnvoll, wenn es klare Verbrauchsgruppen gibt, die getrennt versorgt werden sollen, und die Mehrkosten und Komplexität durch eine bessere lokale Nutzung oder Wirtschaftlichkeit ausgeglichen werden.</li> </ul>
<p>Welche Melde- und Registrierungspflichten bestehen für Neu- und Bestandsanlagen (Marktstammdatenregister, Netzbetreiber, Bundesnetzagentur)?</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Auch im <b>Portfolio</b> im bestehenden Bilanzkreis (Energy Sharing) gelten alle Standardpflichten (MaStR, NB), plus Zusatzabstimmungen mit BKV und Plattform.</li> <li>• Bei Portfolios im bestehenden Bilanzkreis (Energy Sharing): Zählpunkt muss eindeutig zugeordnet sein und die Zählpunktmeldung muss an den BKV erfolgen. Die Anlage wird bilanztechnisch zugeordnet und übernimmt keine separate Marktrolle.</li> </ul>	<p>Was muss ich technisch beachten?</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Smart Meter + Steuerbarkeit (Fernzugriff über Steuerbox)</li> <li>• Erzeugungsdaten müssen viertelstundengenau verfügbar sein</li> <li>• Rückspeisung, Eigenverbrauch und Direktlieferung müssen mess- und abrechnungsseitig getrennt erfasst werden</li> </ul>	<p>Können mehrere Windkraftanlagen desselben Betreibers in verschiedene Portfolios im bestehenden Bilanzkreis (Energy Sharing) eingespeist werden?</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ja, grundsätzlich ist die Einspeisung mehrerer Anlagen in unterschiedliche Portfolios im bestehenden Bilanzkreis (Energy Sharing) möglich, wenn die technischen und vertraglichen Voraussetzungen erfüllt sind. Jede Anlage muss separat bilanziert und abgerechnet werden.</li> </ul>
<p>Was muss bei rechtlichen Rahmenbedingungen wie dem EEG sowie neuen Vorgaben (z. B. Solarspitzenengesetz, negative Strompreise) beachtet werden?</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• EEG-Vergütung &amp; Energy Sharing schließen sich meist aus: Für die Nutzung im Portfolio im bestehenden Bilanzkreis (Energy Sharing) ist „echte Direktvermarktung“ nötig (nicht EEG-gefördert). Ausnahme: Anlagen ohne EEG-Förderung (z. B. ausgeförderte Altanlagen oder Neuanlagen mit Verzicht auf EEG).</li> </ul>		<p>Kann ein Windkraftbetreiber durch Portfolios im bestehenden Bilanzkreis (Energy Sharing) Förderungen oder Vergünstigungen erhalten?</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Portfolios im bestehenden Bilanzkreis (Energy Sharing) an sich bieten keine direkten Förderungen, aber durch die bessere Nutzung der erzeugten Energie und Reduzierung von Netzentgelten können wirtschaftliche Vorteile entstehen. Förderungen richten sich weiterhin nach den gesetzlichen Rahmenbedingungen wie EEG.</li> </ul>
		<p>Wie beeinflusst die Teilnahme am Portfolio im bestehenden Bilanzkreis (Energy Sharing) die Abrechnung mit dem Netzbetreiber?</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Die Teilnahme am Portfolio im bestehenden Bilanzkreis (Energy Sharing) verändert die Abrechnung mit dem Netzbetreiber nicht grundsätzlich, denn der Bilanzkreisverantwortliche bleibt der zentrale Ansprechpartner für die Abrechnung und das Bilanzkreismanagement.</li> <li>• Was sich durch das Portfolio im bestehenden Bilanzkreis (Energy Sharing) jedoch ändert, ist die Art und Weise, wie Erzeugung und Verbrauch innerhalb einer definierten lokalen Gemeinschaft bilanziell verknüpft werden. Anstatt einzelne Erzeugungsanlagen und Verbraucher separat gegenüber dem Netzbetreiber abzurechnen, werden diese Werte im Portfolio im bestehenden Bilanzkreis (Energy Sharing) zusammengefasst.</li> <li>• Die gebündelten Daten führen zu weniger Einzelabrechnungen und können so Verwaltungsaufwand reduzieren.</li> </ul>