

02 Finanz- und Stromlogik

Haushalt, Konzessionsabgabe, lokale Wertbindung, Stromverbrauch und Stromlagebilder.

- Kapitel 3: Stromverbrauch, lokale Erzeugung und Importkosten
- Kapitel 2: Haushalt, Konzessionsabgabe und lokale Wertbindung
- Kapitel 4: Energy Sharing nach § 42c EnWG als kommunaler Prüfauftrag
- Rechenbeispiele Stromlagebild

Kapitel 3: Stromverbrauch, lokale Erzeugung und Importkosten

Fachliche Erstfassung v0.9. Diese Seite ist ein Orientierungs- und Prüfraum; sie ersetzt keine Rechts-, Steuer-, Vergabe- oder Wirtschaftlichkeitsprüfung im Einzelfall.

Kapitel 3: Stromverbrauch, lokale Erzeugung und Importkosten

Leitgedanke für die Kämmerei

Strom ist in der kommunalen Haushaltssteuerung kein einfacher Kostenblock. Er ist Betriebsaufwand, Beschaffungsrisiko, Infrastrukturfrage, Messstellenfrage, Anlagen- und Betreiberfrage, Vertragsfrage und politischer Indikator zugleich. Genau deshalb führen einfache Stromzahlen schnell in die Irre. Eine Jahresrechnung zeigt, was bezahlt wurde. Sie zeigt nicht, wann der Strom verbraucht wurde, welche Leistungsspitzen entstanden, welcher Zählpunkt betroffen war, ob zeitgleich lokale Erzeugung vorhanden war, ob diese Erzeugung der Kommune rechtlich zugeordnet werden durfte und welcher Preisbestandteil am Ende im Haushalt wirkte.

Die Grundregel dieses Kapitels lautet:

Eine kommunale Stromaussage ist erst dann haushaltsfest, wenn Verbrauch, Last, Messpunkt, Erzeugung, Zeitfenster, Vertrag, Betreiberrolle und Haushaltsstelle gemeinsam geprüft sind.

Damit verschiebt sich der Blick. Die entscheidende Frage ist nicht, ob im Gemeindegebiet rechnerisch genug erneuerbarer Strom erzeugt wird. Die entscheidende Frage lautet: Welche

konkrete kommunale Marktllokation bezog in welchem Zeitfenster welchen Reststrom, welche lokale Erzeugung war dort rechtlich und messseitig zuordenbar, welcher Vertrag galt und welche Haushaltsposition wurde dadurch verändert?

Wer diese Ebenen nicht trennt, erzeugt Scheinpräzision. Typische Beispiele sind Aussagen wie "die Gemeinde deckt 50 Prozent ihres Strombedarfs selbst", "der lokale PV-Ausbau senkt die Importkosten um X Euro" oder "der Day-Ahead-Preis ist der kommunale Strompreis". Solche Aussagen können politisch verständlich wirken, sind aber ohne Messpunkt-, Zeit- und Vertragsbezug nicht beschlussreif.

Die Stromakte als Arbeitsinstrument

Für eine Kämmerei sollte das kommunale Stromlagebild als Stromakte geführt werden. Diese Akte ist kein Energiebericht mit schönen Jahresgrafiken, sondern ein Nachweissystem. Sie muss jede relevante Zahl einer Quelle, einem Zeitraum, einer Rolle und einer Haushaltswirkung zuordnen.

Die Stromakte besteht aus acht Ebenen:

Ebene	Leitfrage	Mindestnachweis
Objekt	Welche Liegenschaft, Anlage oder Organisationseinheit ist betroffen?	Objekt-ID, Adresse, Nutzung, Kostenstelle
Messpunkt	Wo wird energiewirtschaftlich gemessen und abgerechnet?	Marktllokation, Messlokation, Zählernummer, Messstellenbetreiber
Verbrauch	Welche Energiemenge wurde bezogen?	Jahres-, Monats- und möglichst Viertelstundenwerte
Last	Wann entstehen Leistungsspitzen?	Lastgang, Spitzenlast, Nutzungsprofil, Sonderereignisse
Erzeugung	Welche lokale Anlage ist relevant?	MaStR-Nummer, Anlagenakte, Betreiber, Leistung, Inbetriebnahme
Zuordnung	Darf Erzeugung dem kommunalen Verbrauch zugerechnet werden?	Messkonzept, Eigenverbrauchs-, Liefer-, Pacht-, Contracting- oder Sharing-Vertrag
Preis	Welche Preisbestandteile wirken?	Liefervertrag, Netzentgelt, Leistungspreis, Messentgelt, Steuern, Umlagen, Abgaben, Vergütung
Haushalt	Wo landet die Wirkung?	Haushaltsstelle, Investitionsnummer, Ergebnis-/Finanzhaushalt, Vertragslaufzeit

Diese Struktur schützt vor einer verbreiteten Verwechslung: Strom im Gemeindegebiet ist nicht automatisch Strom der Gemeinde. Eine Photovoltaikanlage auf einem kommunalen Dach kann einem Dritten gehören. Eine Anlage eines Eigenbetriebs kann nicht ohne Weiteres der Kernverwaltung zugerechnet werden. Eine Einspeisung ins Netz kann einen Systemnutzen haben, aber keine unmittelbare Senkung einer kommunalen Lieferrechnung auslösen. Eine Strompreiszeitreihe kann Marktrisiko sichtbar machen, aber nicht ohne Vertrag und Lastgang zur Haushaltszahl werden.

Verbrauch, Last und Reststrom

Der Unterschied zwischen Verbrauch und Last ist für kommunale Entscheidungen zentral. Verbrauch beschreibt eine Energiemenge über einen Zeitraum. Last beschreibt Leistung zu einem Zeitpunkt oder in einem Intervall. Eine Liegenschaft mit moderatem Jahresverbrauch kann hohe Lastspitzen haben. Eine Anlage mit hohem Jahresverbrauch kann gut steuerbar sein. Für Beschaffung, Netzanschluss, Eigenverbrauch, Speicher, § 14a EnWG und dynamische Tarife entscheidet deshalb nicht nur die Menge, sondern der Verlauf.

Typische kommunale Profile unterscheiden sich stark:

- Verwaltungsgebäude sind meist werktags tagsüber geprägt.
- Schulen und Kitas folgen Unterrichts-, Ferien- und Küchenzeiten.
- Sporthallen, Kulturhäuser und Bäder erzeugen Abend-, Wochenend- und Lüftungslasten.
- Bauhöfe werden durch Werkstatt, Maschinen, Ladeinfrastruktur und saisonale Einsätze geprägt.
- Kläranlagen, Wasserwerke und Pumpwerke haben prozessnahe Dauer- und Spitzenlasten.
- Straßenbeleuchtung folgt Nacht-, Jahreszeiten- und Schaltprofilen.

Für die Kämmerei ist daraus eine harte methodische Konsequenz abzuleiten: Jahresverbrauch reicht für eine erste Priorisierung, aber nicht für Investitions-, Beschaffungs- oder Eigenverbrauchsentscheidungen. Sobald lokale Erzeugung, Speicher, Wärmepumpen, Ladepunkte, Gebäudestrommodelle oder spotmarktnahe Tarife geprüft werden, braucht die Verwaltung Viertelstundenwerte oder muss die Aussage als Schätzung kennzeichnen.

Der wichtigste Begriff ist deshalb nicht Autarkie, sondern Reststrom. Reststrom ist der Strom, der nach lokaler Erzeugung, zulässiger Eigenverbrauchszuordnung, Speicherentladung, Lastverschiebung und sonstiger Vertragszuordnung weiterhin aus dem Netz bezogen wird. Er entscheidet über Kosten, Preisrisiko, Leistungsspitzen und Beschaffungsstrategie.

Eine Reststromrechnung darf nicht mit Jahreswerten gefüllt werden, wenn die Entscheidung vom Zeitfenster abhängt. Der einfache Prüfansatz lautet:

$$\text{Reststrom je Intervall} = \text{Verbrauch je Intervall} - \text{zuordenbare lokale Erzeugung je Intervall} - \text{zuordenbare Speicherentladung je Intervall} + \text{Speicherladung je Intervall}$$

Diese Formel ist nur eine Arbeitsformel. Sie wird erst belastbar, wenn alle vier Mengen demselben Intervall, derselben Messlogik und derselben Betreiber- und Vertragszuordnung folgen. Installierte Leistung ist keine Erzeugung. Erzeugung ist noch kein Eigenverbrauch. Eigenverbrauch ist noch keine Haushaltsersparnis, solange Preisbestandteile, Investition, Betreiberkosten und Vertragsrisiken nicht eingeordnet sind.

Marktstammdatenregister: Anlagenhinweis, nicht Erzeugungsbeweis

Das Marktstammdatenregister ist der wichtigste öffentliche Einstieg in lokale Anlagenrecherche. Die Bundesnetzagentur beschreibt das Register als zentrales Verzeichnis energiewirtschaftlicher Stammdaten; fast alle Daten sind öffentlich zugänglich, können gefiltert, ausgewertet und heruntergeladen werden. Der Gesamtdatenauszug wird im XML-Format bereitgestellt und nach Angaben des Registers regelmäßig morgens aktualisiert.

Rechtlich ist vor allem die Marktstammdatenregisterverordnung relevant. § 5 MaStRV verpflichtet Betreiber, ihre Einheiten sowie EEG- und KWK-Anlagen im Marktstammdatenregister zu registrieren. Für Einheiten und EEG-Anlagen gilt grundsätzlich eine Frist von einem Monat nach Inbetriebnahme. § 13 MaStRV regelt die Überprüfung gespeicherter Daten durch Netzbetreiber nach Aufforderung durch die Bundesnetzagentur; Netzbetreiber teilen das Prüfergebnis der Bundesnetzagentur mit, und die erfolgte Prüfung kann im Register gekennzeichnet werden.

Für kommunale Stromakten bedeutet das:

- Das MaStR ist ein starker Stammdatenanker.
- Es ist kein vollständiges kommunales Anlageninventar.
- Es beweist keine Viertelstunden-Erzeugung.
- Es beweist keine kommunale Eigentümer- oder Betreiberrolle.
- Es ersetzt keine Einspeise-, Eigenverbrauchs- oder Abrechnungsdaten.

Die Kämmerei sollte MaStR-Daten in vier Stufen verwenden:

1. **Registerfund:** Welche Erzeugungsanlagen, Speicher und energiewirtschaftlichen Akteure sind im Gemeindegebiet oder an kommunalen Adressen auffindbar?
2. **Objektabgleich:** Welche Einträge gehören zu kommunalem Eigentum, kommunaler Nutzung, Eigenbetrieben, Beteiligungen, Stadtwerken oder Dritten?
3. **Betreiberabgleich:** Wer ist energiewirtschaftlicher Betreiber, wer ist Eigentümer, wer trägt Kosten und wer darf Erlöse vereinnahmen?

4. **Erzeugungsabgleich:** Welche Zeitreihen, Zählerstände, Einspeiseabrechnungen oder Eigenverbrauchsdaten belegen die tatsächliche Strommenge?

Erst die vierte Stufe erlaubt eine Erzeugungsaussage. Vorher ist der Registereintrag eine qualifizierte Hypothese. Das ist für Beschlussvorlagen entscheidend: Eine Kommune darf aus einem MaStR-Fund keine Einsparung berechnen, solange nicht klar ist, ob die Anlage überhaupt der Kommune, ihrer Liegenschaft, ihrem Verbrauch und ihrer Haushaltsstelle zugeordnet werden kann.

SMARD: Marktdaten, keine kommunale Rechnung

SMARD ist die Informationsplattform der Bundesnetzagentur für Strom- und Gasmarktdaten. Die gesetzliche Grundlage liegt in § 111d EnWG. Danach betreibt die Bundesnetzagentur eine elektronische Plattform, um der Öffentlichkeit aktuelle Informationen insbesondere zu Erzeugung, Last, Importen, Exporten, Netz- und Anlagenverfügbarkeit sowie grenzüberschreitenden Kapazitäten bereitzustellen. Die Plattform arbeitet für die Gebotszone Deutschland in aggregierter Form; Daten müssen frei zugänglich sein und gespeichert werden können.

Für die Kämmerei folgt daraus eine wichtige Quellenregel: SMARD ist ein belastbarer Anker für nationale und marktbezogene Stromdaten, aber keine lokale Rechnung. SMARD beantwortet Fragen zur Gebotszone, zu Marktpreisen, Erzeugung, Last und Außenhandel. SMARD beantwortet nicht, was eine konkrete Schule, Kläranlage oder Straßenbeleuchtung bezahlt hat.

Besonders wichtig ist die Unterscheidung zwischen kommerziellem Außenhandel und physikalischem Stromfluss. Handelsdaten zeigen geplante Marktpositionen. Physikalische Flüsse folgen Netzgesetzen. Strom lässt sich aus diesen öffentlichen Marktdaten nicht so auf ein Rathaus zurückverfolgen, dass daraus eine lokale Herkunfts- oder Importkostenbehauptung entstünde. Wer schreibt, eine Kommune habe Strom aus einem bestimmten Nachbarland "importiert", braucht dafür einen anderen Nachweis als SMARD-Außenhandelsdaten.

Strommarkt 2025 als Systemkontext

Die Bundesnetzagentur veröffentlichte am 5. Januar 2026 Strommarktdaten für das Jahr 2025. Danach betrug die realisierte Stromerzeugung 437,6 TWh; 257,5 TWh entfielen auf erneuerbare Energieträger, entsprechend 58,8 Prozent. Photovoltaikanlagen speisten 74,1 TWh ins Netz der allgemeinen Versorgung ein. Die Behörde weist ausdrücklich darauf hin, dass bei privaten Photovoltaikanlagen in der SMARD-Erzeugung nur eingespeiste Strommengen erfasst werden;

direkt im Haushalt verbrauchter PV-Eigenverbrauch ist dort nicht enthalten.

Für Großhandelsstrompreise meldete die Bundesnetzagentur einen durchschnittlichen Day-Ahead-Preis von 89,32 EUR/MWh im Jahr 2025. Negative Großhandelspreise traten in 573 von 8.760 Stunden auf. Preise über 300 EUR/MWh traten in 40 Stunden auf. Im kommerziellen Außenhandel importierte Deutschland 76,2 TWh und exportierte 54,3 TWh; der Nettoimport sank gegenüber 2024 auf 21,9 TWh.

Diese Zahlen gehören in Kapitel 3, aber nur als Systemkontext. Sie erlauben Aussagen wie:

- Deutschland war 2025 im kommerziellen Außenhandel Nettoimporteur.
- Der Day-Ahead-Markt zeigte im Jahresverlauf erhebliche Preisunterschiede.
- PV-Eigenverbrauch ist in bestimmten SMARD-Erzeugungswerten nicht vollständig abgebildet.

Sie erlauben ohne lokale Zusatzdaten nicht:

- eine kommunale Importkostenrechnung,
- eine Herkunftsaussage für den Strom einzelner Liegenschaften,
- eine automatische Einsparrechnung durch lokale PV,
- eine Aussage über Haushaltsentlastung ohne Liefervertrag und Lastgang.

Gerade die SMARD-Fußnote zum PV-Eigenverbrauch ist für Kämmerer wichtig. Wenn nationale Erzeugungsdaten eingespeiste Mengen erfassen, aber Eigenverbrauch teilweise nicht, darf eine Kommune nicht unbesehen nationale PV-Werte mit lokalen Eigenverbrauchsannahmen vermischen.

Day-Ahead-Preise als Zeitfenster-Signal

Day-Ahead-Preise machen sichtbar, dass Strom kein Jahresmittelprodukt ist. Die Bundesnetzagentur ordnet Day-Ahead-Großhandelspreise als wichtigen Referenzwert für den Strommarkt ein. SMARD erläutert, dass Börsenstrompreise trotz begrenztem Börsenhandelsanteil als Indikator für allgemeine Großhandelspreise gelten.

Für diesen Lauf wurde zusätzlich read-only über Cernion der DE-LU-Day-Ahead-Zeitreihenbereich vom 14. bis 15. Juli 2026 abgefragt. Der Endpunkt `/api/entsoe/day-ahead-prices` lieferte 96 Viertelstundenwerte in EUR/MWh mit folgenden Kennwerten:

Kennwert	Wert
Minimum	45,30 EUR/MWh
Maximum	194,12 EUR/MWh

Kennwert	Wert
Durchschnitt	125,95 EUR/MWh
Median	133,55 EUR/MWh
Auflösung	15 Minuten
Region	DE-LU

Diese Werte werden nicht als kommunaler Strompreis verwendet. Sie belegen nur die methodische Notwendigkeit einer Zeitfensteranalyse. Am selben Tag lagen niedrige Preisfenster um die Mittagszeit und hohe Preisfenster am Abend. Eine kommunale PV-Anlage, ein Speicher, ein Ladepark oder eine Wärmepumpe wirkt haushaltsseitig deshalb nicht nach Jahresertrag, sondern nach zeitlicher Überdeckung, Vertrag und Preisbestandteil.

Für Beschlussvorlagen sollte daraus eine klare Sperrregel folgen:

Day-Ahead-Preise dürfen als Marktsignal verwendet werden. Sie werden erst durch Liefervertrag, Lastgang, Preisbestandteile und Messkonzept zur kommunalen Kosteninformation.

Dynamische Tarife und kommunale Beschaffung

§ 41a EnWG verankert lastvariable, tageszeitabhängige oder dynamische Stromtarife. Stromlieferanten müssen, soweit technisch machbar und wirtschaftlich zumutbar, Tarife anbieten, die Anreize zur Energieeinsparung oder Steuerung des Verbrauchs setzen. Seit dem 1. Januar 2025 gilt die Pflicht, Stromlieferverträge mit dynamischen Tarifen anzubieten, für alle Stromlieferanten, wenn Letztverbraucher über ein intelligentes Messsystem verfügen. Die Norm enthält zudem Informationspflichten zu Kosten, Vorteilen, Nachteilen und Risiken.

Für Kommunen ist daraus keine Pflicht zur dynamischen Beschaffung abzuleiten. Es entsteht aber ein Prüfauftrag. Dynamische oder spotmarktnahe Modelle können bei steuerbaren Lasten, Speichern, Ladeinfrastruktur, Wärmepumpen oder planbaren Betriebsprozessen sinnvoll sein. Sie können aber auch Haushaltsrisiken erhöhen, wenn Betrieb und Steuerung nicht klar geregelt sind.

Eine Kommune sollte dynamische Beschaffung nur prüfen, wenn mindestens sieben Voraussetzungen erfüllt sind:

1. intelligentes Messsystem oder belastbare Viertelstundenmessung,
2. repräsentative Verbrauchszeitreihe,
3. geklärte Betriebsgrenzen und Verantwortlichkeit für Steuerung,
4. Simulation gegen Festpreis-, Tranchen- oder Bestandsvertrag,

5. getrennte Darstellung von Energiepreis, Netzentgelt, Messentgelt, Steuern, Umlagen und Abgaben,
6. Risikoregel für extreme Preise, negative Preise, Prognosefehler und Steuerungsausfall,
7. haushaltsrechtliche Einordnung von Mehr- und Minderkosten.

Ohne diese Voraussetzungen ist ein dynamischer Tarif keine Innovation, sondern eine offene Wette. Mit ihnen kann er ein Baustein der Beschaffungsstrategie sein. Der Kämmerer sollte deshalb nicht fragen, ob dynamische Tarife modern sind. Er sollte fragen, welche Verbrauchsstellen tatsächlich steuerbar sind, wer die Steuerung verantwortet und wie Preisrisiken begrenzt werden.

Lokale Erzeugung richtig zuordnen

Lokale Erzeugung kann haushaltswirksam sein, muss es aber nicht. Eine Anlage kann vollständig einspeisen, teilweise Eigenverbrauch decken, einem Dritten gehören, über Pacht betrieben werden, Teil eines Contractingmodells sein oder in ein Gebäudestrom-, Mieterstrom-, Direktlieferungs- oder Energy-Sharing-Modell eingebunden sein. Jede Variante verändert andere Zahlungsströme und Pflichten.

Für Kapitel 3 genügt eine strenge Grundgliederung:

Verwendungsart	Haushaltsfrage
Eigenverbrauch hinter dem Netzanschlusspunkt	Mindert die Anlage tatsächlich den Bezug an einer kommunalen Lieferstelle?
Einspeisung	Wer erhält Vergütung oder Vermarktungserlös?
Pacht oder Contracting	Welche Zahlungen, Pflichten und Risiken liegen bei der Kommune?
Direktlieferung	Wer ist Lieferant, wer Letztverbraucher, welcher Vertrag gilt?
Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung nach § 42b EnWG	Liegen 15-Minuten-Messung, Gebäudestromnutzungsvertrag und Aufteilungsschlüssel vor?
Energy Sharing nach § 42c EnWG	Sind Rollen, Bilanzierung, Plattformprozess, Reststrom und Messung geklärt?

§ 42b EnWG zeigt besonders deutlich, warum Jahreswerte nicht reichen. Die gemeinschaftliche Gebäudeversorgung setzt unter anderem viertelstündliche Messung voraus. Die rechnerisch aufteilbare Strommenge ist auf die geringere Menge aus Erzeugung und Verbrauch innerhalb eines 15-Minuten-Intervalls begrenzt. Diese Logik ist ein guter allgemeiner Merksatz für kommunale Stromprojekte: **Zuordnung entsteht im Zeitintervall, nicht im Jahresmittel.**

KAV, GEG und WPG als Grenzprüfungen

Kapitel 3 ist kein Konzessionsabgaben-, Gebäudeenergie- oder Wärmeplanungskapitel. Trotzdem müssen KAV, GEG und WPG als Grenzprüfungen mitgeführt werden, weil Stromprojekte häufig an ihren Schnittstellen scheitern.

Die Konzessionsabgabenverordnung betrifft die Entgelte für die Einräumung von Wegerechten zur Verlegung und zum Betrieb von Leitungen für die unmittelbare Versorgung von Letztverbrauchern. § 2 KAV arbeitet mit Höchstbeträgen je gelieferter Kilowattstunde und unterscheidet Tarfkunden und Sondervertragskunden. Für Sondervertragskunden nennt § 2 Absatz 3 KAV bei Strom einen Höchstbetrag von 0,11 Cent je Kilowattstunde. § 2 Absatz 7 KAV enthält die wichtige Niederspannungsabgrenzung: Stromlieferungen aus dem Niederspannungsnetz gelten konzessionsabgabenrechtlich als Tarfkundenlieferungen, es sei denn, die gemessene Leistung überschreitet in mindestens zwei Monaten des Abrechnungsjahres 30 kW und der Jahresverbrauch beträgt mehr als 30.000 kWh.

Für Kapitel 3 folgt daraus: Konzessionsabgabe ist ein Preis- und Haushaltsbestandteil, aber keine Erzeugungs- oder Eigenverbrauchskennzahl. Bei großen kommunalen Abnahmestellen muss geprüft werden, ob Tarfkunden-, Sondervertragskunden- oder Schwachlastlogik greift und wie die Konzessionsabgabe im Liefervertrag oder Netzentgelt ausgewiesen wird.

Das Gebäudeenergiegesetz wird relevant, wenn Stromverbrauch durch Wärmepumpen, Stromdirektheizungen oder elektrische Warmwasserbereitung steigt. § 71 GEG ordnet die 65-Prozent-Erneuerbare-Energien-Anforderung für Heizungsanlagen ein und nennt unter anderem elektrisch angetriebene Wärmepumpen als Erfüllungsoption. Für die Kämmerei bedeutet das: Elektrifizierung kann GEG-seitig sinnvoll oder geboten sein, erzeugt aber neue Last-, Mess-, Netzanschluss- und Beschaffungsfragen. Eine Wärmepumpe ist haushaltsseitig nicht nur Wärmetechnik, sondern eine neue Stromlast.

Das Wärmeplanungsgesetz wird relevant, weil der kommunale Wärmeplan nach WPG den Rahmen für Gebietsentwicklungen, Wärmenetzoptionen und dezentrale Lösungen liefert. Für Strom bedeutet das: Wenn Wärmeplanung zu dezentraler Elektrifizierung führt, muss Kapitel 3 die Folgelast in der Stromakte aufnehmen. Wenn ein Wärmenetzpfad plausibel wird, darf die Strombedarfsprognose für Wärmepumpen nicht unkritisch fortgeschrieben werden.

Diese Grenzprüfung verhindert Doppelzählungen. Ein Heizungsprojekt kann nicht gleichzeitig als sichere Wärmenetzlösung, als sichere Wasserstoffoption und als sichere elektrische Last angesetzt werden. Die Stromakte muss den jeweils beschlossenen oder geprüften Wärmepfad ausweisen.

Lokale Beispiele nur mit Datenpaket

Heidelberg, Mauer und Stuttgart sind als mögliche Lokalbeispiele im Projektkontext genannt. Sie dürfen im Kapitel aber erst mit belastbarem Datenpaket verwendet werden. Ein Ortsname ist kein Nachweis. Ein Presseartikel ist kein Lastgang. Eine MaStR-Liste ist keine Eigenverbrauchsquote. Eine Day-Ahead-Zeitreihe ist kein kommunaler Strompreis.

Für jedes Lokalbeispiel braucht es mindestens:

- definierte Gebietskulisse oder konkrete Liegenschaft,
- Datenstand und Zeitraum,
- MaStR-Filter mit Exportdatum,
- Zuordnung der Anlagen zu Betreiber, Eigentümer, Standort und Rolle,
- Verbrauchsdaten oder Lastgänge,
- Messpunkt-/Zählerbezug,
- Liefer-, Einspeise-, Pacht-, Contracting- oder Reststromvertrag,
- Preisbestandteile und Haushaltsstelle,
- Gegenprüfung durch Kommune, Netzbetreiber, Messstellenbetreiber oder Betreiberunterlage,
- Kennzeichnung, welche Werte öffentlich, intern, geschätzt oder gesperrt sind.

Cernion wurde in diesem Lauf read-only als zusätzliche Evidenzquelle geprüft. Der Evidence Router empfahl Marktsignal-Endpunkte. Die Knowledge-RAG-Treffer waren für harte kommunale Stromlagebildaussagen unscharf und hatten niedrige Konfidenz. Ein OSM-Grid-Kontext für Heidelberg im Mittelspannungsbereich lieferte keine belastbare Substations-Evidence und darf nicht als Netzkapazitäts-, Anschluss- oder Standortnachweis verwendet werden. Für lokale Lastgänge, Anlagen-/Asset-Tabellen, MaStR-Filter, Haushaltsstellen und Netzbetreiberantworten lag in diesem Lauf keine belastbare Cernion-Evidence vor.

Das ist keine Schwäche des Kapitels, sondern eine notwendige Grenze. Das Kapitel soll Kämmerer davor schützen, aus verfügbaren Marktdaten lokale Sicherheit abzuleiten.

Rechenweg mit Abbruchpunkten

Ein kämmereitauglicher Rechenweg beginnt mit der Frage, wann nicht weitergerechnet werden darf. Jede Rechenstufe braucht einen Abbruchpunkt.

Schritt	Rechnung	Abbruchpunkt
---------	----------	--------------

1. Lieferstellenliste	alle Stromlieferstellen mit Kostenstelle erfassen	Marktllokation, Messlokation oder Zählerbezug fehlt
2. Verbrauch	Jahres-, Monats- und Viertelstundenwerte erfassen	nur Summenrechnung ohne Zeitraum oder Quelle
3. Last	Spitzenlast und Lastfenster bestimmen	kein Lastgang für relevante Verbraucher
4. Erzeugung	MaStR-Fund mit Anlagenakte abgleichen	Betreiberrolle oder Standortzuordnung ungeklärt
5. Zeitgleichheit	Verbrauch und Erzeugung im gleichen Intervall abgleichen	unterschiedliche Intervalle oder keine Messdaten
6. Zuordnung	Eigenverbrauch, Einspeisung, Direktlieferung, Speicher und Reststrom trennen	Messkonzept oder Vertrag fehlt
7. Preis	Preisbestandteile ergänzen	nur Börsenpreis ohne Liefervertrag
8. Haushalt	Ergebnis-/Finanzhaushalt, Kostenstelle und Folgekosten zuordnen	keine Haushaltsstelle oder kein Bewirtschaftungsverantwortlicher

Die Regel lautet: Wenn ein Abbruchpunkt erreicht ist, wird nicht weitergerechnet, sondern der nächste Prüfschritt beschlossen. Eine Vorlage kann dann weiterhin sinnvoll sein, aber sie muss anders heißen. Statt "Umsetzung der lokalen Stromautarkie" lautet der Beschluss dann etwa "Beauftragung eines prüffähigen Stromlagebilds mit Lastgang-, Anlagen- und Vertragsabgleich".

Datenanforderung an Verwaltung und Dienstleister

Die Kämmerei sollte ein Standardpaket anfordern, das wiederholbar und revisionsfähig ist. Es sollte nicht als einmalige Excel-Sammlung verstanden werden, sondern als Datenmodell für Energieentscheidungen.

Erforderlich sind mindestens:

- Liste aller Stromlieferstellen mit Marktllokation, Messlokation, Zählernummer, Adresse, Kostenstelle, Lieferant, Vertragslaufzeit und Jahresverbrauch.
- Viertelstundenlastgänge für große Verbraucher, Eigenerzeugungsstandorte, steuerbare Verbrauchseinrichtungen und geplante Projektstandorte.
- Stromrechnungen und Preisblätter mit Arbeitspreis, Leistungspreis, Netzentgelt, Messentgelt, Steuern, Umlagen, Abgaben und sonstigen Bestandteilen.
- MaStR-Export oder Anlagenliste für kommunale und potenziell kommunal relevante Erzeugungs- und Speichieranlagen.

- Betreiber-, Eigentums- und Vertragsunterlagen zu PV, KWK, Speichern, Ladepunkten und sonstigen Anlagen.
- Einspeise-, Eigenverbrauchs- und Reststromabrechnungen.
- Netzanschlussverträge, Netzbetreiberantworten, Messkonzepte und MSB-Unterlagen.
- Haushaltsstellen, Investitionsnummern, Bewirtschaftungstitel, Fördermittelbescheide und interne Leistungsverrechnungen.

Jede Datei braucht vier Metadaten: Quelle, Zeitraum, Erstellungsdatum und Verantwortlicher. Zusätzlich sollte der Freigabestatus markiert werden: öffentlich, intern, vertraulich oder gesperrt. Nur so kann später entschieden werden, welche Zahl in eine öffentliche Vorlage, welche in eine nicht öffentliche Anlage und welche nur in die interne Prüfsakte gehört.

Beschlussreife-Gate

Ein Stromprojekt oder eine Importkostenanalyse ist beschlussreif, wenn zwölf Fragen beantwortet sind:

1. Welche Lieferstellen, Marktllokationen, Messlokationen und Kostenstellen sind betroffen?
2. Für welchen Zeitraum liegen Verbrauchs- und Lastdaten vor?
3. Welche lokalen Erzeugungsanlagen sind relevant?
4. Wer ist Betreiber, Eigentümer und wirtschaftlich Begünstigter dieser Anlagen?
5. Liegen MaStR-Nummern, Inbetriebnahmedaten, Leistungen und Zählerkonzepte vor?
6. Gibt es tatsächliche Erzeugungs-, Einspeise- oder Eigenverbrauchsdaten?
7. Wie werden Verbrauch und Erzeugung zeitlich zusammengeführt?
8. Welcher Reststrom bleibt je relevantem Zeitfenster?
9. Welcher Liefervertrag und welche Preisbestandteile gelten für diesen Reststrom?
10. Welche Investitions-, Betriebs-, Wartungs-, Mess- und Steuerungskosten entstehen?
11. Welche Haushaltsstellen, Vertragslaufzeiten und Zuständigkeiten sind betroffen?
12. Welche Rechts-, Vergabe-, Steuer-, Beteiligungs-, Datenschutz- oder Beihilfefragen sind offen?

Wenn eine Frage offen bleibt, muss die Vorlage nicht scheitern. Aber die Entscheidung muss begrenzt werden. Der Gemeinderat kann ein Datenpaket, eine Planung, eine Ausschreibungsvorbereitung oder einen Prüfauftrag beschließen. Er sollte keine Einsparung, Autarkie oder Importkostenminderung beschließen, die nicht auf Messpunkt, Zeitfenster, Vertrag und Haushalt zurückgeführt ist.

Ampel für Stromzahlen

Für die tägliche Arbeit hilft eine einfache Ampel:

Status	Bedeutung	Verwendung
Grün	Messpunkt, Zeitraum, Quelle, Vertrag, Betreiberrolle und Haushaltsstelle sind belegt	Beschlussfähige Haushalts- oder Projektzahl
Gelb	Quelle und Zeitraum sind bekannt, aber Zuordnung, Vertrag oder Preisbestandteil fehlt	Prüfwert, Szenario oder nicht öffentliche Anlage
Rot	Zahl stammt aus Jahresmittel, Presseangabe, MaStR-Fund, Börsenpreis oder Ortsbezug ohne lokale Zuordnung	Keine Haushalts- oder Einsparbehauptung

Diese Ampel ist streng, aber praktisch. Sie erlaubt Fortschritt, ohne Scheingenauigkeit zu produzieren. Ein roter Wert kann ein guter Rechercheanlass sein. Ein gelber Wert kann eine Planung begründen. Ein grüner Wert kann in die Wirtschaftlichkeits- und Haushaltsprüfung.

Zusammenfassung für Kämmerer

Kapitel 3 liefert die methodische Grundlage für alle strombezogenen Entscheidungen im Buch. Die wichtigsten Regeln sind:

- Jahresverbrauch ist ein Einstieg, aber keine Lastanalyse.
- MaStR zeigt Stammdaten und Anlagenhinweise, nicht automatisch kommunale Erzeugung oder Eigenverbrauch.
- SMARD zeigt nationale und marktbezogene Stromdaten, nicht die kommunale Rechnung.
- Nationale Importzahlen sind Systemkontext, keine lokale Herkunfts- oder Kostenbehauptung.
- Day-Ahead-Preise sind Marktsignale; sie werden erst über Vertrag, Lastgang und Preisbestandteile zur Haushaltsinformation.
- Lokale Erzeugung muss nach Betreiberrolle, Eigenverbrauch, Einspeisung, Vertragsmodell und Haushaltswirkung getrennt werden.
- GEG, WPG und KAV sind Grenzprüfungen: Sie verändern Lastannahmen, Preisbestandteile und Projektlogik, ersetzen aber keine Stromakte.
- Lokale Beispiele dürfen erst mit reproduzierbarem Datenpaket in das Kapitel.

Für die Kämmerei heißt das: Nicht jede Stromzahl gehört sofort in eine Beschlussvorlage. Aber jede Stromzahl braucht einen Platz in der Stromakte. Aus dieser Akte entsteht die Fähigkeit, lokale Erzeugung realistisch zu bewerten, Reststromrisiken sichtbar zu machen und Haushaltsentscheidungen gegen Scheinpräzision zu schützen.

Quellen- und Prüfnotizen

- EnWG § 111d: nationale Informationsplattform der Bundesnetzagentur für Strommarktdaten, aggregierte Veröffentlichung für die Gebotszone Deutschland, freie Zugänglichkeit und Speicherbarkeit der Daten.
- EnWG § 41a: lastvariable, tageszeitabhängige und dynamische Stromtarife; seit 1. Januar 2025 Angebotspflicht dynamischer Tarife für alle Stromlieferanten bei Letztverbrauchern mit intelligentem Messsystem; Informationspflichten zu Kosten, Vorteilen, Nachteilen und Risiken.
- EnWG § 42b: gemeinschaftliche Gebäudeversorgung, viertelstündliche Messung, Gebäudestromnutzungsvertrag und rechnerische Aufteilung innerhalb eines 15-Minuten-Zeitintervalls.
- EnWG § 14a: steuerbare Verbrauchseinrichtungen als Querbezug für Wärmepumpen, Ladepunkte, Speicher und neue elektrische Lasten; Detailprüfung in Kapitel 10.
- MaStRV § 5: Registrierungspflicht für Einheiten sowie EEG- und KWK-Anlagen im Marktstammdatenregister, grundsätzlich innerhalb eines Monats nach Inbetriebnahme.
- MaStRV § 13: Netzbetreiberprüfung gespeicherter Daten nach Aufforderung durch die Bundesnetzagentur.
- KAV § 2: Konzessionsabgaben als Höchstbeträge je gelieferter Kilowattstunde; Sondervertragskundenhöchstbetrag Strom 0,11 Cent/kWh; Niederspannungsabgrenzung mit 30-kW-/30.000-kWh-Schwelle.
- GEG § 71: 65-Prozent-Erneuerbare-Energien-Anforderung für Heizungsanlagen und elektrisch angetriebene Wärmepumpe als Erfüllungsoption; Relevanz für neue Stromlasten.
- WPG: Wärmeplanung als Rahmen für Wärmenetz-, dezentrale und Elektrifizierungsentscheidungen; Relevanz für Strombedarfsprognosen, aber kein Ersatz für lokale Lastdaten.
- Bundesnetzagentur Marktstammdatenregister: öffentliche Filter-, Download- und Auswertungsmöglichkeiten; Gesamtdatenauszug im XML-Format.
- Bundesnetzagentur SMARD/Strommarktdaten 2025: realisierte Stromerzeugung 437,6 TWh; erneuerbare Energieträger 257,5 TWh beziehungsweise 58,8 Prozent; Day-Ahead-Durchschnitt 89,32 EUR/MWh; 573 Stunden mit negativen Großhandelspreisen; 40 Stunden über 300 EUR/MWh; kommerzieller Außenhandel mit 76,2 TWh Importen, 54,3 TWh Exporten und 21,9 TWh Nettoimport; Hinweis, dass PV-Eigenverbrauch privater Anlagen in der SMARD-Erzeugung nicht erfasst ist.
- Bundesnetzagentur/SMARD Großhandelspreise: Day-Ahead-Börsenstrompreise für das relevante Marktgebiet als Indikator für allgemeine Großhandelspreise.
- Cernion Energy Tools, read-only, 2026-07-14: Evidence Router empfahl Marktsignal-Endpunkte; `/api/entsoe/day-ahead-prices` lieferte DE-LU-15-Minutenwerte für 2026-07-14/15 mit Minimum 45,30 EUR/MWh, Maximum 194,12 EUR/MWh, Durchschnitt 125,95 EUR/MWh und Median 133,55 EUR/MWh. Nutzung ausschließlich als methodisches Marktsignal, nicht als kommunaler Kosten-, Erlös-, Rechts-, Anschluss-, Kapazitäts- oder Standortnachweis. Knowledge-RAG mit niedriger Primärquellen-Eignung; OSM-Grid-Kontext Heidelberg ohne belastbare MS-Evidence.

Kapitel 2: Haushalt, Konzessionsabgabe und lokale Wertbindung

Fachliche Erstfassung v0.9. Diese Seite ist ein Orientierungs- und Prüfraum; sie ersetzt keine Rechts-, Steuer-, Vergabe- oder Wirtschaftlichkeitsprüfung im Einzelfall.

Kapitel 2: Haushalt, Konzessionsabgabe und lokale Wertbindung

Zweck des Kapitels

Dieses Kapitel übersetzt die Energiewende in die Sprache der Kämmerei. Es behandelt nicht die Frage, welche Technik politisch gewünscht ist, sondern welche Werte im Haushalt ankommen, welche bei Eigenbetrieben oder Beteiligungen liegen, welche bei privaten Akteuren entstehen und welche nur als Prüfwert in ein Energie-Lagebild gehören.

Der Kernsatz lautet:

Eine Energiezahl ist erst dann haushaltsfähig, wenn sie einem Zahlungspfad, einer Rolle, einer Rechtsgrundlage, einer Kostenstelle und einem Nachweis zugeordnet ist.

Das klingt formal. In der kommunalen Praxis ist es aber der Unterschied zwischen einer belastbaren Vorlage und einer addierten Potenzialgeschichte. Lokale Erzeugung,

Konzessionsabgabe, vermiedene Stromkosten, Stadtwerkerträge, Fördermittel, Aufträge an lokale Betriebe und vermiedene Fehlentscheidungen können alle wichtig sein. Sie dürfen nur nicht so dargestellt werden, als wären sie derselbe frei verfügbare Haushaltsertrag.

1. Die fünf Geldarten der kommunalen Energiewende

Für die Kämmerei ist es hilfreich, Energieeffekte nicht zuerst nach Technologie zu sortieren, sondern nach Geldart. Ein Photovoltaikprojekt, ein Wärmenetz, ein Ladeinfrastrukturprogramm oder eine Gasnetzentscheidung kann mehrere Geldarten gleichzeitig berühren. Jede Geldart hat eine andere Haushaltsnähe.

Erstens: Einnahmen der Kernkommune. Dazu gehören etwa Konzessionsabgaben, Pachten, Erstattungen, Zuschüsse, Gebühren oder Entgelte, soweit sie rechtlich zulässig, vertraglich vereinbart und buchhalterisch der Kommune zugeordnet sind. Einnahmen sind die haushaltsnächste Kategorie, aber sie sind nicht automatisch frei verfügbar. Zweckbindungen, Aufwand, Gegenleistungen, Abrechnungsrisiken und Haushaltsrecht bleiben zu prüfen.

Zweitens: vermiedene Ausgaben. Wenn eine Liegenschaft weniger Strom oder Wärme einkauft, kann der Ergebnishaushalt entlastet werden. Diese Wirkung ist anders zu behandeln als eine neue Einnahme. Sie setzt voraus, dass die betroffene Kostenstelle, der Vertrag, der Messpunkt und die Verbrauchsänderung bekannt sind. Eine rechnerische Erzeugungsmenge ist noch keine vermiedene Ausgabe.

Drittens: Beteiligungswirkungen. Stadtwerke, Netzgesellschaften, Wärmeengesellschaften oder Zweckverbände können Ergebnisbeiträge liefern, Investitionen tragen, Risiken übernehmen oder strategische Infrastruktur sichern. Eine Beteiligungswirkung ist nicht gleich Kernhaushalt. Erst wenn Ausschüttung, Kapitalbedarf, Risikovorsorge und kommunalrechtliche Steuerung geklärt sind, lässt sich ein Haushaltseffekt ableiten.

Viertens: lokale Wertbindung. Darunter fallen lokale Aufträge, Pacht- und Flächennutzungen, Bürgerbeteiligung, Standortvorteile, lokale Energieerzeugung, regionale Dienstleister und vermiedene externe Kaufkraftabflüsse. Diese Effekte können politisch und wirtschaftlich erheblich sein. Sie sind aber nur teilweise direkte Haushaltswerte.

Fünftens: Risikovermeidung und Entscheidungsqualität. Eine gute Netzanschlussklärung, ein belastbares Messkonzept oder eine früh erkannte Gasnetz-Sperre erzeugen nicht sofort Einnahmen. Sie vermeiden aber Fehlinvestitionen, Nachträge, Rechtsrisiken und falsche Haushaltsansätze. Für Kämmereien ist diese Kategorie besonders wichtig, weil sie in klassischen Potenzialrechnungen oft fehlt.

Eine gute Vorlage nennt deshalb nicht nur eine Summe. Sie sagt, welche Geldart gemeint ist.

2. Warum Addieren gefährlich ist

Kommunale Energie-Lagebilder arbeiten häufig mit beeindruckenden Zahlen: jährlicher Stromverbrauch, lokale PV-Erzeugung, rechnerischer Marktwert, Konzessionsabgabe, Wärmeinvestitionsbedarf, Förderquote, vermiedene CO₂-Kosten, Stadtwerkergebnis oder lokale Auftragsvolumina. Diese Zahlen sind nützlich, wenn sie getrennt bleiben. Sie werden gefährlich, wenn sie zu einer einzigen Potenzialsomme zusammengezogen werden.

Ein einfaches Beispiel zeigt das Problem:

- Der lokale Marktwert erneuerbarer Stromerzeugung entsteht bei Anlagenbetreibern oder Vermarktungsstrukturen.
- Die Konzessionsabgabe entsteht aus der Wegenutzung für Strom- und Gasleitungen und aus gelieferten Kilowattstunden.
- Eine vermiedene Stromaussgabe entsteht nur an der konkreten kommunalen Lieferstelle.
- Ein Stadtwerkertrag entsteht in der Gesellschaft und ist nur unter Voraussetzungen ausschüttungsfähig.
- Ein Fördermittelbescheid mindert Investitionslasten, erzeugt aber Eigenanteile, Folgekosten und Zweckbindungen.

Diese Werte können im selben Lagebild stehen. Sie dürfen aber nicht als "kommunales Potenzial" addiert werden, ohne die Ebenen offenzulegen. Für den Rat entsteht sonst der Eindruck, die Kommune könne frei über Werte verfügen, die rechtlich, wirtschaftlich oder bilanziell ganz woanders liegen.

Die Arbeitsregel für dieses Buch lautet daher:

Jede Energiezahl braucht einen Ort.

Der Ort kann Kernhaushalt, Eigenbetrieb, Beteiligung, private Dritte, Netzbetreiber, Letztverbraucher, Standort oder reines Lagebild sein. Erst danach wird entschieden, ob die Zahl als Ist-Wert, Schätzung, Prüfwert, Szenario oder Zielwert in die Vorlage gehört.

3. Die Konzessionsabgabe als Haushaltsanker

Die Konzessionsabgabe ist für viele Kommunen der sichtbarste energiebezogene Haushaltsposten. Sie ist aber kein allgemeiner Energiewendebonus. § 48 Absatz 1 EnWG und § 1 KAV beschreiben ihren Kern: Energieversorgungsunternehmen entrichten Entgelte für das Recht, öffentliche Verkehrswege für die Verlegung und den Betrieb von Leitungen zu nutzen, die der unmittelbaren Versorgung von Letztverbrauchern im Gemeindegebiet mit Energie beziehungsweise Strom und

Gas dienen.

Daraus folgt für die Kämmerei:

- Die Konzessionsabgabe knüpft an Wegenutzung, Leitungen und Lieferung an.
- Sie ist kein Ertrag aus lokaler Stromerzeugung.
- Sie ist kein Ersatz für Netzentgelte, Beteiligungserträge oder Pachten.
- Sie ist abhängig von der gelieferten Kilowattstunde, der Kundengruppe, der Einwohnerzahl und der konkreten Vertrags- und Abrechnungslage.

§ 2 Absatz 1 KAV gibt die Rechenform vor: Konzessionsabgaben dürfen nur als Centbeträge je gelieferter Kilowattstunde vereinbart werden. Damit ist die Mengenbasis zentral. Wer eine Konzessionsabgabenprognose erstellt, muss nicht zuerst über Klimaziele sprechen, sondern über Liefermengen, Kundengruppen, Abnahmestellen, Tarifstatus und Abrechnung.

Für Tarifikunden nennt § 2 KAV gestaffelte Höchstbeträge. Bei Strom außerhalb Schwachlaststrom reichen sie je nach amtlich fortgeschriebener Einwohnerzahl der Gemeinde von 1,32 Cent/kWh bis 2,39 Cent/kWh. Schwachlaststrom ist mit 0,61 Cent/kWh gesondert geregelt. Bei Gas unterscheidet die KAV unter anderem zwischen Gas ausschließlich für Kochen und Warmwasser und sonstigen Tariflieferungen; die Höchstbeträge liegen je nach Gemeindegröße deutlich niedriger als beim Strom. Für Sondervertragskunden nennt § 2 Absatz 3 KAV 0,11 Cent/kWh bei Strom und 0,03 Cent/kWh bei Gas.

Diese Werte sind Höchstbeträge, keine Prognose. Die tatsächliche Einnahme ergibt sich aus Vertrag, Kundengruppen, Menge, Grenzpreisregeln, Abrechnung, Durchleitungskonstellationen und lokalen Daten. Eine Vorlage sollte daher nie nur schreiben: "Konzessionsabgabe Strom: x Cent mal Verbrauch." Sie muss offenlegen, welche Liefermengen als Tarifikundenmenge, welche als Sondervertragskundenmenge und welche möglicherweise gar nicht konzessionsabgabefähig behandelt werden.

4. Tarifikunden, Sondervertragskunden und die 30/30-Regel

Für kommunale Haushaltsplanung ist die Unterscheidung zwischen Tarifikunden und Sondervertragskunden nicht nur juristische Feinheit. Sie entscheidet über Größenordnungen.

§ 1 KAV definiert Tarifikunden über bestimmte Lieferverhältnisse nach dem EnWG; Sondervertragskunden sind alle Kunden, die nicht Tarifikunden sind. § 2 Absatz 7 KAV enthält für Stromlieferungen aus dem Niederspannungsnetz eine wichtige Zuordnungsregel: Lieferungen aus

dem Niederspannungsnetz gelten konzessionsabgabenrechtlich als Lieferungen an Tarifikunden, es sei denn, die gemessene Leistung überschreitet in mindestens zwei Monaten des Abrechnungsjahres 30 kW und der Jahresverbrauch liegt über 30.000 kWh. Maßgeblich ist die einzelne Betriebsstätte oder Abnahmestelle.

Für die Kämmerei bedeutet das: Der Blick auf den Gesamtverbrauch einer Kommune oder eines Gewerbebetriebs genügt nicht. Entscheidend sind Abnahmestellen, Messung, Leistungsspitzen, Jahresverbrauch und Vertragsstatus. Gerade größere kommunale Liegenschaften, Eigenbetriebe, Bäder, Kläranlagen, Pumpwerke oder Gewerbestandorte können anders einzuordnen sein als Haushaltskunden.

Eine belastbare Konzessionsabgabenakte enthält deshalb mindestens:

1. Konzessionsvertrag Strom und Konzessionsvertrag Gas.
2. Abrechnung der Konzessionsabgaben nach Jahren.
3. Liefermengen getrennt nach Strom, Gas, Tarifikunden, Sondervertragskunden und sonstigen Kategorien.
4. Einwohnerzahl, die für die Höchstbetragsstufe verwendet wurde.
5. Übersicht großer Abnahmestellen und Sondervertragskunden.
6. Hinweise auf Grenzpreis- und Grenzmengenprüfungen.
7. Dokumentation von Abschlagszahlungen, Schlussabrechnung und Korrekturen.
8. Zuständigkeit in Verwaltung, Beteiligung, Netzgesellschaft und Kämmerei.

Ohne diese Akte bleibt jede Prognose ein Prüfwert.

5. Nebenleistungen: § 3 KAV als Sperre gegen politische Wunschlogik

Konzessionsverträge sind attraktiv, weil sie langfristige Infrastruktur, Haushaltsnähe und örtliche Gestaltung berühren. Gerade deshalb ist § 3 KAV wichtig. Die Vorschrift begrenzt, welche anderen Leistungen neben oder anstelle von Konzessionsabgaben vereinbart oder gewährt werden dürfen.

Zulässig sind nach § 3 Absatz 1 KAV nur bestimmte Kategorien, darunter Preisnachlässe für den in Niederspannung oder Niederdruck abgerechneten Eigenverbrauch der Gemeinde bis zu 10 Prozent des Rechnungsbetrags für den Netzzugang, soweit sie in der Rechnung offen ausgewiesen werden, außerdem notwendige Kosten im Zusammenhang mit Bau- und Unterhaltungsmaßnahmen an öffentlichen Verkehrswegen sowie Verwaltungskostenbeiträge für Leistungen der Gemeinde zugunsten des Versorgungsunternehmens.

§ 3 Absatz 2 KAV sperrt insbesondere sonstige Finanz- und Sachleistungen, die unentgeltlich oder zu einem Vorzugspreis gewährt werden. Leistungen bei kommunalen oder regionalen Energiekonzepten bleiben nur außerhalb des Zusammenhangs mit Abschluss oder Verlängerung von Konzessionsverträgen unberührt. Ebenfalls untersagt sind Verpflichtungen zur Übertragung von Versorgungseinrichtungen ohne wirtschaftlich angemessenes Entgelt.

Für Kämmerer ist das eine klare Warnlinie: Die Konzession darf nicht als versteckte Finanzierungsquelle für beliebige Energie-, Klimaschutz- oder Standortleistungen behandelt werden. Wenn ein Anbieter im Konzessionsverfahren zusätzliche Leistungen verspricht, muss die Verwaltung prüfen, ob diese Leistungen konzessionsabgabenrechtlich zulässig sind, ob sie vergabe- und kartellrechtlich bewertet werden dürfen und ob sie nicht die Auswahlentscheidung verzerren.

In einer Beschlussvorlage sollte deshalb ein eigener Prüfpunkt stehen:

Sind neben der Konzessionsabgabe weitere Leistungen vorgesehen, und sind sie nach § 3 KAV zulässig, offen ausgewiesen und nicht mit dem Konzessionsabschluss unzulässig verknüpft?

Diese Frage schützt nicht nur die Kommune. Sie schützt auch das Verfahren.

6. Abschläge, Vorauszahlungen und Belege

Die Konzessionsabgabe wirkt im Haushalt oft wie eine verlässliche Einnahme. Trotzdem bleibt sie abrechnungsabhängig. § 5 KAV erlaubt Abschlagszahlungen nur für abgelaufene Zeitabschnitte; Vorauszahlungen dürfen nicht geleistet werden. § 6 KAV gibt der zuständigen Behörde die Möglichkeit, von Versorgungsunternehmen und Gemeinden Auskünfte und Belege zu verlangen, die zur Überwachung der Einhaltung der KAV erforderlich sind.

Für die Kämmerei entsteht daraus eine einfache Praxisregel:

Konzessionsabgaben sind nicht nur zu planen, sondern zu belegen.

Die Jahresrechnung sollte zur Haushaltsplanung passen. Abweichungen gehören erklärt: Mengenänderung, Kundengruppenverschiebung, Preis- oder Grenzpreisprüfung, Rückrechnung, Netzbetreiberwechsel, Vertragsende, Fehlerkorrektur oder Sondereffekt. Wenn Gasabsatz sinkt, Industrieabnahmestellen ihre Lieferstruktur ändern oder größere Stromkunden anders eingruppiert werden, kann eine Fortschreibung des Vorjahreswerts zu optimistisch sein.

Eine Haushaltsnotiz zur Konzessionsabgabe sollte daher fünf Zeilen enthalten:

Zeile	Inhalt	Warum sie wichtig ist
Ist-Einnahme Vorjahr	tatsächlich vereinnahmte Konzessionsabgabe	Ausgangspunkt, aber keine automatische Prognose
Mengenbasis	gelieferte kWh nach Sparte und Kundengruppe	erklärt Einnahmeveränderungen
Rechts-/Vertragsbasis	KAV, EnWG, Konzessionsvertrag, Abrechnung	schützt vor unzulässigen Ansätzen
Veränderungstreiber	Gasrückgang, Elektrifizierung, Sonderkunden, Netzgebiet	macht Prognoserisiken sichtbar
Prüfstatus	belegt, plausibilisiert, offen	zeigt Haushaltsreife

Diese Notiz ist kurz genug für die Vorlage und konkret genug für Rückfragen.

7. Wegenutzungsverträge: 20 Jahre, Verfahren, Bewertungsrisiken

Die Konzessionsabgabe steht nicht isoliert. § 46 EnWG regelt Wegenutzungsverträge. Gemeinden haben öffentliche Verkehrswege für Leitungen zur unmittelbaren Versorgung von Letztverbrauchern im Gemeindegebiet diskriminierungsfrei durch Vertrag zur Verfügung zu stellen. Verträge über Energieversorgungsnetze der allgemeinen Versorgung dürfen höchstens für 20 Jahre abgeschlossen werden.

Für die Kämmerei sind vier Punkte entscheidend.

Erstens: Laufzeit ist Haushalts- und Strategierisiko. Zwanzig Jahre reichen über mehrere Haushaltsperioden. Konzessionsverfahren sind daher nicht nur Rechtsamtsthemen. Sie berühren Netzinvestitionen, Beteiligungsstrategie, Wärmeplanung, Stromnetzausbau, Gasnetztransformation und lokale Wertbindung.

Zweitens: Verfahren braucht Zeit. § 46 Absatz 3 EnWG verlangt spätestens zwei Jahre vor Ablauf die Bekanntmachung des Vertragsendes und den Hinweis auf zu veröffentliche Daten; bei mehr als 100.000 angeschlossenen Kunden kommt eine Bekanntmachung im Amtsblatt der Europäischen Union hinzu. Für die Kämmerei bedeutet das: Wer das Verfahren erst kurz vor Ablauf als Formalie behandelt, riskiert Zeitdruck, Datenmängel und schwache Steuerung.

Drittens: Auswahl darf nicht nur finanziell gedacht werden. Nach § 46 Absatz 4 EnWG ist die Gemeinde bei der Auswahl den Zielen des § 1 EnWG verpflichtet. Versorgungssicherheit und Kosteneffizienz sind ausdrücklich zu wahren; Angelegenheiten der örtlichen Gemeinschaft können

berücksichtigt werden. Die Kämmerei darf daher finanzielle Wirkungen betrachten, aber sie darf das Verfahren nicht auf maximale Nebenwerte oder bloße Haushaltsvorteile verkürzen.

Viertens: Netzübertragung kann Bewertungsfragen auslösen. Wird ein Vertrag nicht verlängert, regelt § 46 Absatz 2 EnWG die Übereignung oder Besitzüberlassung notwendiger Verteilungsanlagen gegen wirtschaftlich angemessene Vergütung. Maßgeblich ist der objektivierte Ertragswert, soweit keine andere Vergütung vereinbart wird. Das kann Beteiligungsmanagement, Finanzierung, Bewertung, Risiko und kommunale Steuerung erheblich berühren.

Ein Konzessionskalender sollte deshalb Bestandteil des Energie-Lagebilds sein:

Prüffeld	Mindestinhalt
Vertragsende	Strom, Gas, gegebenenfalls getrennte Netzgebiete
Bekanntmachungsfrist	Zeitpunkt zwei Jahre vor Ablauf, Datenveröffentlichung
Datenlage	Netzgebietsdaten, Kunden-/Mengenstruktur, Abrechnung
Auswahlkriterien	Versorgungssicherheit, Kosteneffizienz, örtliche Belange
Beteiligungsbezug	Stadtwerk, Netzgesellschaft, Eigenbetrieb, Inhouse-Fragen
Haushaltsbezug	Konzessionsabgabe, Verfahrenskosten, Beratungsbedarf
Transformationsbezug	Stromnetzausbau, Gasrückgang, Wärmeplanung

Dieser Kalender ist kein Ersatz für Rechtsberatung. Er verhindert aber, dass die Kämmerei erst beteiligt wird, wenn wesentliche Weichen bereits gestellt sind.

8. Gasrückgang: Einnahme, Netz, Beteiligung und Sozialfrage

Sinkender Gasbedarf ist für kommunale Haushalte nicht nur ein Klimathema. Er kann Konzessionsabgaben, Netzgesellschaften, Stadtwerke, Wärmeplanung, Sozialpolitik und Standortentwicklung gleichzeitig berühren.

Die haushaltsnahe Logik beginnt bei der KAV: Wenn Konzessionsabgaben je gelieferter Kilowattstunde vereinbart werden, kann eine sinkende relevante Liefermenge die Einnahmebasis verändern. Das gilt nicht automatisch linear, weil Kundengruppen, Grenzwerte, Vertrag, Durchleitung und Abrechnung eine Rolle spielen. Aber die Richtung ist klar genug, um sie als Prüfpunkt aufzunehmen.

Daneben steht die Netzlogik. Ein Gasverteilnetz hat Fixkosten, Restbuchwerte, Investitionsentscheidungen, Instandhaltungspflichten und mögliche Rückbau- oder Umwidmungsfragen. Wenn Mengen sinken, verändern sich nicht nur Konzessionsabgaben. Es kann

auch die Tragfähigkeit des Netzes, die Kostenverteilung auf verbleibende Kunden und die Beteiligungsstrategie betroffen sein.

Für die Kämmerei ist daher eine Gas-Szenarioakte sinnvoll. Sie sollte nicht pauschal "Ausstieg" oder "Weiterbetrieb" behaupten, sondern Gebiete, Kundengruppen und Zeitfenster unterscheiden:

1. Wohngebiete mit absehbarer Wärmepumpen- oder Wärmenetzperspektive.
2. Gebiete mit hoher Gebäudedichte und möglicher Fern- oder Nahwärme.
3. Gewerbe- und Prozesswärmekunden.
4. kommunale Liegenschaften mit Gasheizung.
5. soziale Brennpunkte oder Quartiere mit besonderer Kostenempfindlichkeit.
6. Netzabschnitte mit hohem Erneuerungsbedarf.
7. Gebiete mit behaupteter Wasserstoffperspektive, die gegen § 71k GEG, Wärmeplanung und Netzstrategie zu prüfen ist.

Jede Kategorie braucht andere Daten. Für die Konzessionsabgabe reichen Liefermengen und Kundengruppen. Für Beteiligungsrisiken braucht es Wirtschaftsplan, Investitionsbedarf, Restbuchwerte und regulatorische Einordnung. Für soziale Folgen braucht es Gebäudestruktur, Miet- und Wohnkostenbezug. Für Wärmeplanung braucht es den Stand nach WPG und Landesrecht.

Die wichtigste Haushaltsregel lautet:

Ein sinkender Gasabsatz darf weder als automatische Haushaltskatastrophe noch als kostenloser Transformationsgewinn dargestellt werden. Er ist ein Szenario mit Mengen-, Netz-, Beteiligungs- und Sozialprüfung.

9. Strom wächst, aber die Konzessionsabgabe wächst nicht automatisch mit

Elektrifizierung kann den Stromverbrauch erhöhen: Wärmepumpen, Ladeinfrastruktur, Speicherperipherie, Klimatisierung, Rechen- und Steuerungstechnik, Pumpwerke und neue Anlagen können zusätzliche Lasten erzeugen. Daraus darf die Kämmerei aber nicht automatisch steigende Konzessionsabgaben ableiten.

Erstens hängt die Konzessionsabgabe von gelieferter Kilowattstunde und Einordnung ab. Eigenverbrauch, Direktlieferung, Energy Sharing, Gebäudestrom, Speicherbezug, Sondervertragskunden und Durchleitung können unterschiedlich wirken. Zweitens kann mehr Stromverbrauch zugleich neue Ausgaben, Netzanschlusskosten, Messkosten, Steuerungsanforderungen und Investitionsbedarf auslösen. Drittens kann lokale Erzeugung den

externen Bezug senken, ohne dass der lokale Verbrauch sinkt.

Eine Kommune mit vielen neuen Wärmepumpen oder Ladepunkten sollte deshalb drei Fragen getrennt beantworten:

1. Welche neuen Strommengen werden aus dem Netz geliefert und an welchen Marktlifikationen?
2. Welche dieser Mengen sind konzessionsabgabenrelevant und wie werden sie abgerechnet?
3. Welche zusätzlichen Kosten entstehen durch Energiebezug, Netzanschluss, Messstellenbetrieb, Steuerung und Betrieb?

Erst danach lässt sich beurteilen, ob die Elektrifizierung die Haushaltslage verbessert, verschlechtert oder nur Risiken verschiebt. Kapitel 10 behandelt die Detailprüfung zu steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und Netzentgeltmodulen. Kapitel 3 behandelt Stromverbrauch, lokale Erzeugung und Importkosten. Für Kapitel 2 genügt die Grundregel: Mehr Strom ist nicht automatisch mehr frei verfügbare Einnahme.

10. Lokale Wertbindung: der richtige Begriff für die politische Ebene

Lokale Wertbindung ist der bessere Begriff, wenn nicht sicher ist, dass ein Effekt als kommunaler Haushaltsertrag ankommt. Er beschreibt, dass Energieausgaben, Investitionen, Datenkompetenz, Betrieb und Nutzen stärker im lokalen Raum bleiben.

Typische Formen sind:

- kommunale Dachpacht oder Flächennutzung,
- Stromkostensenkung in eigenen Liegenschaften,
- Erzeugung durch Stadtwerke oder kommunale Gesellschaften,
- Beteiligung von Bürgerinnen, Bürgern oder lokalen Unternehmen,
- lokale Planung, Installation, Wartung und Betrieb,
- Standortvorteile für Gewerbe,
- Entlastung von Vereinen, Haushalten oder Quartieren,
- bessere Daten für Wärmeplanung, Netzausbau und Gebäudestrategie,
- vermiedene Fehlinvestitionen durch frühere Evidenzprüfung.

Diese Liste ist bewusst breit. Sie zeigt, warum lokale Wertbindung politisch relevant ist. Für die Kämmerei muss sie aber in eine Wirkungsmatrix übersetzt werden:

Wirkung	Ort des Werts	Haushaltsnähe	Belastbarer Nachweis
Konzessionsabgabe Strom/Gas	Kernhaushalt	hoch, aber mengen- und rechtsabhängig	Konzessionsvertrag, KAV, Abrechnung
Stromkostensenkung Liegenschaft	Kostenstelle/Eigenbetrieb	hoch, wenn Messpunkt und Vertrag passen	Rechnung, Lastgang, Liefervertrag
PV-Dachpacht	Kernkommune oder Eigenbetrieb	mittel bis hoch	Pachtvertrag, Eigentumsnachweis
Eigenbetriebliches PV-Projekt	Eigenbetrieb/Liegenschaft	mittel bis hoch	Investitionsrechnung, Messkonzept, Betreiberrolle
Stadtwerkeprojekt	Beteiligung	mittel, abhängig von Ausschüttung und Kapitalbedarf	Wirtschaftsplan, Gremienbeschluss, Risikobericht
Bürgerenergie	Standort/private Dritte	niedrig für Kernhaushalt, hoch für lokale Akzeptanz	Beteiligungsmodell, lokale Zeichnung
Wärmenetzinvestition	Beteiligung, Haushalt, Anschlussnehmer	stark fallabhängig	Betreiberkonzept, Tarifmodell, Förderbescheid
vermiedene Importkosten	Lagebild/Standort	Prüfwert	Verbrauch, Erzeugung, Zeitgleichheit, Preisbezug

Diese Matrix ersetzt keine Wirtschaftlichkeitsrechnung. Sie sorgt dafür, dass der Rat die Wirkungsebene versteht.

11. Fördermittel: Finanzierungshilfe, nicht Haushaltsbeweis

Fördermittel können Investitionen ermöglichen, aber sie lösen die Haushaltsfrage nicht. Sie verändern die Finanzierung, nicht automatisch die Tragfähigkeit. Eigenanteil, Vorfinanzierung, Personal, Vergabe, Betrieb, Wartung, Instandsetzung, Ersatzinvestitionen, Zweckbindung und Rückforderungsrisiko bleiben.

Für Energieprojekte ist diese Warnung besonders wichtig, weil Förderquoten oft stärker wirken als Folgekosten. Eine geförderte Wärmepumpe braucht Strom, Wartung und Betriebsführung. Ein gefördertes Wärmenetz braucht Anschlussnehmer, Preislogik, Betreiberfähigkeit und Dekarbonisierungspfad. Eine geförderte Ladeinfrastruktur braucht Netzanschluss, Backend, Abrechnung, Unterhaltung und Stellplatzmanagement. Eine geförderte Datenplattform braucht Datenhalter, Pflegeprozess und Rollen.

Die Kämmerei sollte deshalb keine Energievorlage ohne Folgekostenzeile akzeptieren. Eine sinnvolle Mindeststruktur lautet:

Kostenart	Frage
Investition	Welche Gesamtkosten sind geschätzt, welche bepreist, welche offen?
Förderung	Welche Quote, welcher Bescheid, welche Zweckbindung, welche Frist?
Eigenanteil	Aus welchem Haushalt, welcher Kostenstelle, welchem Jahr?
Betrieb	Wer betreibt, wartet, bilanziert, misst, rechnet ab?
Ersatz	Welche Komponenten müssen wann ersetzt werden?
Personal	Welche Verwaltungskapazität ist dauerhaft nötig?
Risiko	Welche Rückforderung, Preisänderung, Mengenabweichung oder Nachtragsgefahr besteht?

Ein Förderbescheid kann ein starkes Argument sein. Er ist aber kein Ersatz für Beschlussreife.

12. Beteiligungen und Stadtwerke: Ausschüttung ist nicht der einzige Wert

Kommunale Stadtwerke und Beteiligungen sind häufig die natürlichen Umsetzungsakteure der Energiewende. Sie betreiben Netze, entwickeln Wärmelösungen, bauen Erzeugung, organisieren Vertrieb, betreiben Mess- und Datenprozesse oder stellen Projektkompetenz bereit. Für die Kämmerei entsteht daraus eine doppelte Aufgabe: Sie muss Ergebnisbeiträge und Ausschüttungen bewerten, gleichzeitig aber Investitions- und Risikotragfähigkeit sichern.

Eine rein kurzfristige Ausschüttungslogik kann in der Transformation falsch sein. Wenn ein Stadtwerk in Stromnetze, Digitalisierung, Wärmenetze, Erzeugung, Speicher, steuerbare Verbrauchseinrichtungen oder Messsysteme investieren muss, kann kurzfristig weniger ausschüttungsfähig sein, obwohl der strategische Wert steigt. Umgekehrt darf die Energiewende nicht als pauschale Begründung dienen, jede Investition ohne Markt-, Rechts- und Risikoprüfung als unvermeidlich zu behandeln.

Für Beteiligungsvorlagen empfiehlt sich eine Fünf-Felder-Prüfung:

1. **Rolle:** Betreiber, Investor, Dienstleister, Netzbetreiber, Lieferant, Messstellenakteur, Projektentwickler oder Datenhalter?
2. **Wirkung:** Ergebnisbeitrag, Versorgungssicherheit, lokaler Wert, Klimaziel, Datenkompetenz, Netzstabilität oder Standortpolitik?
3. **Kapital:** Eigenkapitalbedarf, Kreditbedarf, Fördermittel, Investitionsplan und Konkurrenz zu Ausschüttungen?
4. **Risiko:** Preis-, Mengen-, Bau-, Netzanschluss-, Regulierungs-, Rechts-, Vergabe- und Betriebsrisiken?
5. **Rückwirkung:** Kann ein Risiko auf die Kommune, den Kernhaushalt, Bürgschaften, Verlustausgleich oder politische Steuerung zurückfallen?

Diese Prüfung macht die Beteiligung nicht langsamer. Sie macht sie steuerbar.

13. Wärmeplanung: Planungsrahmen statt Haushaltstitel

Die kommunale Wärmeplanung ist ein zentrales Instrument der Energiewende, aber sie ist kein automatischer Investitionsbeschluss. § 13 WPG beschreibt den Ablauf der Wärmeplanung: Beschluss oder Entscheidung über die Durchführung, Eignungsprüfung, Bestandsanalyse, Potenzialanalyse, Zielszenario, Gebietseinteilung, Darstellung von Wärmeversorgungsarten und Umsetzungsstrategie. Der Wärmeplan wird nach Durchführung des Verfahrens durch das zuständige Gremium oder die zuständige Stelle beschlossen und veröffentlicht.

Für die Kämmerei folgt daraus:

- Der Wärmeplan erzeugt Orientierungs- und Priorisierungswissen.
- Er ersetzt nicht die Objektentscheidung für eine Liegenschaft.
- Er ersetzt nicht die Wirtschaftlichkeitsrechnung eines Wärmenetzes.
- Er ersetzt nicht den Betreibervertrag, die Vergabeprüfung oder die Anschlussentscheidung.
- Er kann aber Investitionsprogramme, Haushaltsjahre und Beteiligungsstrategie strukturieren.

Kapitel 6 behandelt Wärme, Nahwärme und Fernwärme im Detail. Kapitel 7 behandelt Gasnetztransformation. Für Kapitel 2 ist entscheidend: Wärmeplanung verschiebt Energieentscheidungen näher an den Haushalt, weil sie Investitionspfade, Anschlussfragen, soziale Wirkungen und Beteiligungsrisiken sichtbar macht. Sie macht daraus aber noch keine buchbare Einnahme oder Ausgabe.

14. Mini-Beispiel: Eine Million Euro Energiepotenzial

Eine Kommune erstellt ein Energie-Lagebild und findet folgende Werte:

- 420.000 Euro Konzessionsabgabe Strom und Gas im letzten abgerechneten Jahr.
- 1,1 Millionen Euro Strom- und Wärmekosten der kommunalen Liegenschaften.
- 900.000 Euro rechnerischer Marktwert lokaler erneuerbarer Stromerzeugung.
- 250.000 Euro möglicher jährlicher Erzeugungswert neuer PV-Anlagen auf kommunalen Dächern.
- 3,5 Millionen Euro geplante Wärmenetzinvestition der Stadtwerke.
- 45 Prozent Förderquote für ein Teilprojekt.

Eine schlechte Vorlage würde diese Zahlen zu einer großen Chance verdichten. Eine gute Vorlage ordnet sie:

Zahl	Einordnung	Haushaltsreife
420.000 Euro Konzessionsabgabe	Ist-Einnahme Kernhaushalt	hoch für Ist, offen für Prognose
1,1 Millionen Euro Energiekosten	Ausgabenbasis Liegenschaften	hoch, wenn Kostenstellen und Verträge belegt
900.000 Euro lokaler Erzeugungswert	Standort-/Betreiberwert	nicht Kernhaushalt ohne Betreiberrolle
250.000 Euro PV-Prüfwert	Szenario für kommunale Dächer	offen bis Dach, Statik, Messung, Betreiber, Vergabe
3,5 Millionen Euro Wärmenetz	Beteiligungs-/Investitionsprojekt	offen bis Betreiber-, Tarif- und Anschlussmodell
45 Prozent Förderung	Finanzierungsparameter	offen bis Bescheid, Eigenanteil, Betrieb, Zweckbindung

Die Beschlussempfehlung wäre nicht: "Die Kommune erschließt ein Potenzial von x Millionen Euro." Sie wäre:

Die Verwaltung wird beauftragt, die haushaltsnahen Energieeffekte nach Kernhaushalt, Liegenschaften, Beteiligungen und lokaler Wertbindung getrennt aufzubereiten. Für Konzessionsabgaben sind Abrechnung, Kundengruppen, Liefermengen und Vertragsgrundlagen vorzulegen. Für PV- und Wärmeprojekte sind Betreiberrolle, Messkonzept, Investitions- und Folgekosten, Förderbedingungen, Vergabeweg und Rückwirkung auf Haushalt und Beteiligungen vor einer Umsetzungsentscheidung zu klären.

Das ist weniger spektakulär. Es ist aber beschlussfähig.

15. Datenanforderung für die Kämmerei

Die Kämmerei kann ihre Rolle nur erfüllen, wenn sie die richtigen Daten früh anfordert. Für Kapitel 2 ist ein kompakter Datenkatalog ausreichend:

Datenblock	Quelle	Mindestinhalt
Konzessionsvertrag Strom	Rechtsamt/Kämmerei/Netzbetreiber	Laufzeit, Entgeltregel, Nebenleistungen, Abrechnung
Konzessionsvertrag Gas	Rechtsamt/Kämmerei/Netzbetreiber	Laufzeit, Entgeltregel, Mengenbezug, Transformationshinweise
KA-Abrechnung	Netzbetreiber/Kämmerei	Jahre, Sparte, Menge, Kundengruppe, Korrekturen
Einwohnerzahl	statistisches Landesamt	amtlich fortgeschriebene Einwohnerzahl für KAV-Stufe
Liegenschaftskosten	Gebäudemanagement/Kämmerei	Kostenstelle, Vertrag, Zähler, Jahreskosten
große Abnahmestellen	Netzbetreiber/MSB/Verwaltung	Leistung, Jahresverbrauch, Tarif-/Sonderstatus
Beteiligungsdaten	Beteiligungsmanagement	Wirtschaftsplan, Investitionen, Ausschüttung, Risiken
Wärmeplanstatus	planungsverantwortliche Stelle	WPG-Stand, Gebietsausweisung, Umsetzungsstrategie
Gasabsatztrend	Netzbetreiber/Stadtwerk	Absatz, Kunden, Netzgebiet, Szenario, Restbuchwerte
Projektliste Energie	Fachämter	Vorhaben, Rolle, Haushaltsstelle, Entscheidungsgate

Fehlt ein Datenblock, muss die Vorlage nicht scheitern. Sie muss den Block aber als offene Evidenz markieren und den nächsten Beschluss entsprechend begrenzen.

16. Prüffragen vor Haushaltsansatz oder Beschluss

Vor jeder größeren Energievorlage sollte die Kämmerei folgende Fragen stellen:

1. Ist die genannte Zahl Einnahme, vermiedene Ausgabe, Beteiligungswirkung, lokale Wertbindung, Risiko oder Szenario?
2. Betrifft die Wirkung den Kernhaushalt, einen Eigenbetrieb, eine Beteiligung, private Dritte oder nur das Lagebild?
3. Welche Rechtsgrundlage, welcher Vertrag oder welche Abrechnung trägt die Aussage?
4. Welche Mengengröße wurde verwendet: gelieferte kWh, Verbrauch, Erzeugung, Lastgang, Anschlussleistung oder Marktwert?
5. Sind Tarifkunden, Sondervertragskunden, Niederspannung, Gas-Kundengruppen und große Abnahmestellen getrennt?
6. Ist die Konzessionsabgabe aus Ist-Abrechnung, Vertrag und KAV-Systematik abgeleitet oder nur fortgeschrieben?
7. Sind Nebenleistungen nach § 3 KAV geprüft?
8. Gibt es Abschlüsse, Schlussabrechnungen, Korrekturen oder offene Belege?
9. Welche Folgen hat sinkender Gasabsatz für Einnahmen, Netz, Beteiligungen und soziale Übergänge?
10. Welche Folgen hat Elektrifizierung für Stromkosten, Netzanschluss, Messung und mögliche Konzessionsabgabe?
11. Welche Fördermittel sind nur Finanzierungsparameter und welche Folgekosten bleiben?
12. Welche Beteiligungsrisiken können auf den Haushalt zurückfallen?
13. Welche Annahmen sind vor einer Veröffentlichung oder einem Haushaltsansatz rechtlich zu prüfen?
14. Welcher nächste Beschluss ist angemessen: Kenntnisnahme, Prüfauftrag, Planungsauftrag, Investitionsentscheidung oder Beteiligungsentscheidung?

Wenn diese Fragen beantwortet sind, ist die Vorlage nicht automatisch positiv. Aber sie ist ehrlich.

17. Typische Fehler

Fehler 1: Konzessionsabgabe und lokaler Erzeugungswert werden addiert.

Das vermischt eine haushaltsnahe Wegenutzungsabgabe mit einem Betreiber- oder Marktwert.

Fehler 2: Gasrückgang wird nur als Klimapfad erzählt.

Für die Kämmerei ist er auch Mengen-, Konzessions-, Netz-, Beteiligungs- und Sozialpfad.

Fehler 3: Fördermittel werden als Wirtschaftlichkeit behandelt.

Sie mindern Investitionslasten, ersetzen aber nicht Betriebs- und Folgekostenprüfung.

Fehler 4: Stadtwerke gelten automatisch als Haushaltsertrag.

Beteiligungen brauchen Kapital, Risikovorsorge und langfristige Investitionsfähigkeit.

Fehler 5: Konzessionsverfahren werden zu spät haushaltsfachlich begleitet.

§ 46 EnWG macht daraus langfristige Infrastruktur- und Verfahrensentscheidungen, nicht nur

Fehler 6: Nebenleistungen werden als kommunaler Zusatznutzen überdehnt.

§ 3 KAV setzt enge Grenzen. Unzulässige Kopplungen gefährden Verfahren und Ansatz.

Fehler 7: Elektrifizierung wird als Einnahmechance ohne Kostenblock dargestellt.

Neue elektrische Lasten können Strommengen erhöhen, erzeugen aber auch Netz-, Mess-, Steuerungs- und Betriebskosten.

18. Merksätze für die kommunale Praxis

- Konzessionsabgaben sind haushaltsnah, aber mengen-, kunden-, vertrags- und rechtsabhängig.
- Lokale Erzeugung ist nicht automatisch kommunaler Haushaltsertrag.
- Vermiedene Ausgaben sind anders zu behandeln als neue Einnahmen.
- Nebenleistungen im Konzessionskontext brauchen eine §-3-KAV-Prüfung.
- Sinkender Gasbedarf ist zugleich Einnahme-, Netz-, Beteiligungs- und Sozialfrage.
- Elektrifizierung erhöht nicht automatisch frei verfügbare Einnahmen.
- Fördermittel sind Finanzierungsparameter, keine Wirtschaftlichkeitsgarantie.
- Stadtwerke können strategisch wichtiger werden, auch wenn kurzfristige Ausschüttungen sinken.
- Wärmeplanung ist ein Planungsrahmen, kein fertiger Haushaltstitel.
- Jede Energiezahl braucht einen Ort, einen Nachweis und ein Entscheidungsgate.

19. Quellen- und Evidenznotizen

Primär- und Behördenquellen für diese Neufassung:

- Konzessionsabgabenverordnung, § 1 KAV, "Anwendungsbereich", Gesetze im Internet: https://www.gesetze-im-internet.de/kav/__1.html
- Konzessionsabgabenverordnung, § 2 KAV, "Bemessung und zulässige Höhe der Konzessionsabgaben", Gesetze im Internet: https://www.gesetze-im-internet.de/kav/__2.html
- Konzessionsabgabenverordnung, § 3 KAV, "Andere Leistungen als Konzessionsabgaben", Gesetze im Internet: https://www.gesetze-im-internet.de/kav/__3.html
- Konzessionsabgabenverordnung, § 5 KAV, "Abschlagszahlungen, Vorauszahlungen", Gesetze im Internet: https://www.gesetze-im-internet.de/kav/__5.html

- Konzessionsabgabenverordnung, § 6 KAV, "Aufsichtsrechte und -maßnahmen", Gesetze im Internet: https://www.gesetze-im-internet.de/kav/__6.html
- Energiewirtschaftsgesetz, § 46 EnWG, "Wegenutzungsverträge", Gesetze im Internet: https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/__46.html
- Energiewirtschaftsgesetz, § 48 EnWG, "Konzessionsabgaben", Gesetze im Internet: https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/__48.html
- Wärmeplanungsgesetz, § 13 WPG, "Ablauf der Wärmeplanung", Gesetze im Internet: https://www.gesetze-im-internet.de/wpg/__13.html
- Bundesnetzagentur, Glossar "Konzessionsabgabe": https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/A_Z_Glossar/K/Konzessionsabgabe.html
- Interne Arbeitsgrundlage: `data/book-projects/kaemmerer-energiewende/Redaktionsbereich-1-bucharchitektur-2026-06-29.md`
- Interne Arbeitsgrundlage: `data/book-projects/kaemmerer-energiewende/Redaktionsbereich-4-review-gegenpruefung-2026-06-29.md`

20. Cernion- und Datenprüfung in diesem Kapitel

Für diese Neufassung wurden Cernion Energy Tools read-only als sachliche Kontextquelle geprüft. Die Knowledge-RAG-Abfrage zu Konzessionsabgabe, KAV, EnWG § 46, Haushaltswirkung und lokaler Wertbindung lieferte am 2026-07-13 nur niedrige Primärquellen-Eignung für harte Rechts- oder Verfahrensaussagen. Der Evidence Router fand keinen passenden read-only Evidenzendpunkt für kommunale Konzessionsabgaben, lokale Strom- und Gasabsätze, Konzessionsverträge oder Beteiligungsdaten.

Daraus folgt für den Text:

- Keine Cernion-Rechtsaussage wurde als Primärquelle übernommen.
- Keine Cernion-Zahl wurde als kommunaler Haushalts-, Konzessions-, Strom- oder Gaswert verwendet.
- Cernion wurde nur als methodischer Hinweis auf Evidenzgrenzen und fehlende Datenklassen dokumentiert.
- Harte Aussagen stützen sich auf KAV, EnWG, WPG und Bundesnetzagentur.

Die fehlenden Evidenzklassen bleiben: lokaler Konzessionsvertrag, lokale KA-Abrechnung, Liefermengen nach Kundengruppe, amtlich fortgeschriebene Einwohnerzahl, Gasabsatztrend, Sondervertragskunden, Beteiligungswirtschaftsplan, Wärmeplanstatus, Netzbetreiberstrategie, Restbuchwerte und kommunalrechtliche Prüfung.

21. Evidenzprüfung für Review

Aussage im Kapitel	Status	Prüfbedarf
Konzessionsabgaben knüpfen an Wegenutzung, Leitungen und unmittelbare Versorgung von Letztverbrauchern an	durch § 48 EnWG und § 1 KAV gestützt	aktuelle Fassung vor Veröffentlichung erneut prüfen
Konzessionsabgaben werden als Centbeträge je gelieferter kWh vereinbart	durch § 2 Abs. 1 KAV gestützt	lokale Abrechnung und Vertrag prüfen
Höchstbeträge unterscheiden Strom/Gas, Tarif-/Sonderkunden und Einwohnerstufen	durch § 2 KAV gestützt	amtlich fortgeschriebene Einwohnerzahl und lokale Kundengruppen prüfen
Strom-Sondervertragskunden und Gas-Sondervertragskunden haben deutlich niedrigere Höchstbeträge	durch § 2 Abs. 3 KAV gestützt	Grenzpreis-/Grenzmengenprüfung und Abnahmestellen prüfen
Niederspannungsstrom gilt grundsätzlich als Tarifikundenlieferung, außer bei Leistung über 30 kW in mindestens zwei Monaten und Jahresverbrauch über 30.000 kWh	durch § 2 Abs. 7 KAV gestützt	Messwerte je Betriebsstätte/Abnahmestelle prüfen
Nebenleistungen sind eng begrenzt	durch § 3 KAV gestützt	konkrete Konzessionsvertrags- und Vergabeprüfung erforderlich
Abschläge nur für abgelaufene Zeitabschnitte, keine Vorauszahlungen	durch § 5 KAV gestützt	lokale Zahlungs- und Abrechnungslogik prüfen
Wegenutzungsverträge dürfen höchstens 20 Jahre laufen	durch § 46 Abs. 2 EnWG gestützt	lokalen Vertragskalender prüfen
Bekanntmachung spätestens zwei Jahre vor Ablauf	durch § 46 Abs. 3 EnWG gestützt	Verfahrensstand und Veröffentlichungen prüfen
Wärmeplanung ist Planungsrahmen, kein automatischer Haushaltstitel	aus § 13 WPG-Systematik abgeleitet	Landesrecht, lokaler Wärmeplan und Einzelprojekt prüfen

22. BookStack-Notizen

BookStack-Ort:

- Book: Der Kaemmerer und die Energiewende
- Chapter: 02 Finanz- und Stromlogik
- Page: Kapitel 2: Haushalt, Konzessionsabgabe und lokale Wertbindung
- Page ID: 314

Interne Linkkandidaten auf corrently.io für spätere redaktionelle Freigabe:

- <https://corrently.io/books/energiwirtschaft-transformation-2025>
- <https://corrently.io/books/marktdaten-strompreis>

Externe Fachbrücken nur sparsam setzen:

- Gesetze im Internet für KAV und EnWG als Primärquellen.
- Bundesnetzagentur nur als Behördeneinordnung zur Konzessionsabgabe.
- Cernion nur als methodisches Evidenz- und Datenwerkzeug nennen, wenn konkrete Datenketten geprüft sind. Keine werbliche Nennung im Haupttext.

Lokales Änderungsprotokoll

- 2026-07-13 16:30 UTC: Kapitel 2 vollständig redaktionell neu gefasst und vertieft. Schwerpunktverschiebung von allgemeiner Haushaltslogik zu Konzessionsabgabenakte, KAV-Prüfpunkten, §-3-KAV-Nebenleistungsgrenze, §-46-EnWG-Verfahrenskalender, Gasrückgang, Elektrifizierung, Beteiligungssteuerung, Fördermittel-Folgekosten und Wirkungsmatrix. Keine lokalen Zahlen und keine Cernion-Rechts- oder Haushaltsbehauptungen übernommen.

Kapitel 4: Energy Sharing nach § 42c EnWG als kommunaler Prüfauftrag

Fachliche Erstfassung v0.9. Diese Seite ist ein Orientierungs- und Prüfraum; sie ersetzt keine Rechts-, Steuer-, Vergabe- oder Wirtschaftlichkeitsprüfung im Einzelfall.

Kapitel 4: Energy Sharing nach § 42c EnWG als kommunaler Prüfauftrag

Energy Sharing ist seit dem 1. Juni 2026 kein bloßes Schlagwort mehr, sondern ein eigener Rechtsrahmen im Energiewirtschaftsgesetz. Für Kommunen ist das attraktiv: Strom aus lokalen erneuerbaren Anlagen soll nicht nur bilanziell in den Markt gehen, sondern vor Ort genutzt werden können. Gerade deshalb ist das Modell für die Kämmererei anspruchsvoll. Es verbindet politische Teilhabe, erneuerbare Erzeugung, Marktkommunikation, Messstellenbetrieb, Stromlieferung, Reststrombeschaffung, Netznutzung, Konzessionsabgabe, Datenschutz, Vergabe und Beteiligungssteuerung.

Der entscheidende Satz für die kommunale Praxis lautet: Energy Sharing ist keine haushalterische Abkürzung zum billigen Gemeindestrom. Es ist eine regulierte Stromliefer- und Abwicklungsform über das öffentliche Elektrizitätsverteilernetz. Wer daraus eine Einsparung, ein Beteiligungsmodell oder ein Bürgerstromangebot ableiten will, muss zuerst zeigen, dass Betreiber, Abnehmer, Gebiet, Messung, Verträge, Reststrom, Netzentgelte, Umlagen, Abgaben, Steuern und Haushaltsbuchung zusammenpassen.

Für Kämmerer ist § 42c EnWG deshalb kein Umsetzungsautomatismus. Die Norm ist ein Prüfauftrag mit harten Sperrpunkten. Ein Ratsbeschluss kann eine Untersuchung, einen Pilot oder eine

Projektentwicklung beauftragen. Er sollte aber keinen wirtschaftlichen Dauerbetrieb unterstellen, solange die lokalen Marktlokationen, Messwerte, Verträge und Netzbetreiberprozesse nicht belastbar vorliegen.

1. Was § 42c EnWG eröffnet und was nicht

§ 42c EnWG erlaubt dem Betreiber einer Anlage zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien oder einer bestimmten Energiespeicheranlage, die erzeugte oder zwischengespeicherte erneuerbare Elektrizität mit anderen Letztverbrauchern gemeinsam zu nutzen. Diese gemeinsame Nutzung erfolgt unter Nutzung des öffentlichen Elektrizitätsverteilernetzes.

Damit unterscheidet sich Energy Sharing grundlegend vom einfachen Eigenverbrauch hinter einem Netzanschluss. Der Strom bleibt nicht innerhalb einer Kundenanlage oder eines Gebäudes. Er wird über das Netz geliefert, gemessen, bilanziert und abgerechnet. Aus Sicht der Kämmerei ist das eine andere Welt: Netznutzung, Marktkommunikation, Lieferantenrollen, Reststrom, Messstellenbetrieb und Abgabenlogik bleiben Teil des Vorgangs.

Die Norm eröffnet insbesondere:

- eine gemeinsame Nutzung erneuerbarer Strommengen zwischen einem Anlagenbetreiber und mehreren Letztverbrauchern,
- eine Belieferung über das öffentliche Verteilernetz,
- eine viertelstündliche Zuordnung von Erzeugung beziehungsweise gespeicherter erneuerbarer Energie und Verbrauch,
- eine vertragliche Aufteilung der Nutzungsrechte,
- die Einbindung von Dienstleistern für Abwicklung, Abrechnung, Direktvermarktung, Messung und Wartung,
- eine stufenweise Gebietserweiterung: ab 1. Juni 2026 innerhalb eines Bilanzierungsgebiets eines Elektrizitätsverteilernetzbetreibers, ab 1. Juni 2028 zusätzlich in direkt angrenzenden Bilanzierungsgebieten in derselben Regelzone.

Die Norm eröffnet nicht:

- kommunalen Eigenverbrauch über das ganze Stadtgebiet,
- eine automatische Netzentgelt- oder Umlagenbefreiung,
- eine pauschale Befreiung von Konzessionsabgabe, Stromsteuer oder Umsatzsteuer,
- eine Vollversorgung der teilnehmenden Liegenschaften,
- eine automatische Nutzung von Jahresstrommengen ohne Viertelstundenmessung,
- eine Ersatzlösung für fehlende Wärmepumpen-, Ladeinfrastruktur- oder Liegenschaftsdaten,

- ein kommunales Einnahmemodell ohne Betreiber-, Lieferanten-, Steuer- und Vergabeprüfung.

Diese Begrenzung muss in jeder kommunalen Vorlage sichtbar sein. Wenn Energy Sharing politisch als lokaler Stromkreislauf beschrieben wird, muss die Kämmerei ergänzen: energiewirtschaftlich handelt es sich um eine geregelte Stromlieferung mit Teilversorgungscharakter.

2. Die Zulässigkeitskette

Für die kommunale Prüfung eignet sich eine Zulässigkeitskette mit sieben Gliedern. Fällt ein Glied aus, ist die Wirtschaftlichkeitsrechnung zu stoppen.

Prüfschritt	Kernfrage	Sperrpunkt
Betreiber	Wer betreibt die erneuerbare Anlage oder den zulässigen Speicher?	Keine passende Betreiberstruktur, keine §-42c-Rechnung
Abnehmer	Wer ist Letztverbraucher der Sharing-Menge?	Kein Abnehmerstatus oder kein zulässiger Rechtsträger, keine Teilnahme
Gebiet	Liegen Anlage und Verbrauchsstelle im zulässigen Bilanzierungsgebiet?	Keine Netzbetreiberbestätigung, keine Beschlussreife
Messung	Werden Erzeugung und Verbrauch viertelstündlich erfasst?	Jahreswerte, SLP-Werte oder Schätzungen reichen nicht
Verträge	Gibt es Liefervertrag und Vertrag zur gemeinsamen Nutzung?	Ratsbeschluss oder Absichtserklärung ersetzt keinen Vertrag
Reststrom	Wer liefert die nicht gedeckten Mengen?	Ohne Reststromangebot keine Haushaltsrechnung
Kosten- und Abgabenlogik	Welche Netzentgelte, Umlagen, KAV-, Steuer-, Mess- und Dienstleisterkosten fallen an?	Keine lokale Preis- und Abgabenprüfung, keine Einsparbehauptung

Diese Reihenfolge ist bewusst streng. Viele kommunale Energy-Sharing-Ideen starten mit einer PV-Potenzialkarte oder einer Bürgerbeteiligungsidee. Für die Kämmerei beginnt die Prüfung jedoch nicht mit Kilowattpeak, sondern mit Rollen, Gebiet, Messung und Verträgen.

3. Betreiberfähigkeit und kommunale Rechtsform

§ 42c EnWG setzt am Betreiber der Anlage an. Betreiber kann eine natürliche Person sein. Daneben kommen eine rechtsfähige Personengesellschaft oder eine juristische Person des Privatrechts in Betracht, deren sämtliche Gesellschafter oder Mitglieder Letztverbraucher oder juristische Personen des öffentlichen Rechts sind. Der Betrieb der Anlage darf weder überwiegend der gewerblichen noch überwiegend der selbständigen beruflichen Tätigkeit des Betreibers dienen. Bei Gesellschaften wird auf die Tätigkeit der beteiligten Letztverbraucher oder juristischen Personen des öffentlichen Rechts abgestellt.

Für Kommunen ist dieser Punkt heikel. Eine Gemeinde, ein Landkreis, eine Anstalt öffentlichen Rechts, ein Eigenbetrieb, eine GmbH, eine Genossenschaft, eine Bürgerenergiegesellschaft und ein Zweckverband sind keine austauschbaren Hüllen. Sie unterscheiden sich in Rechtsform, wirtschaftlicher Tätigkeit, Haftung, Vergabebindung, Beteiligungssteuerung, Steuerstatus, Zuständigkeit und Rechnungslegung.

Die Kämmerei sollte deshalb für jede Energy-Sharing-Idee eine Betreiberakte verlangen:

- Name und Rechtsform des Anlagenbetreibers,
- Eigentümer- oder Mitgliederstruktur,
- Nachweis, dass die Beteiligten in die zulässige §-42c-Struktur passen,
- Beschreibung der Tätigkeit des Betreibers und Abgrenzung zu überwiegend gewerblichem oder beruflichem Anlagenbetrieb,
- kommunalrechtliche Zuständigkeit für Beteiligung, Mitgliedschaft, Gründung oder Vertragsabschluss,
- steuerliche Einordnung der Betreiberrolle,
- Zuordnung von Investition, Wartung, Versicherung, Betriebsführung, Direktvermarktung und Messung,
- Vertretungs- und Zeichnungsbefugnisse,
- Verfahren bei Eintritt und Austritt von Abnehmern.

Besonders sorgfältig ist die Konstellation zu prüfen, in der die Kommune selbst oder ein kommunales Unternehmen Anlagen betreibt und zugleich kommunale Liegenschaften oder Bürgerinnen und Bürger beliefert. Das kann sinnvoll sein. Es darf aber nicht als interne Verrechnung verharmlost werden. Sobald Strom über das öffentliche Netz an Letztverbraucher geliefert wird, entstehen energiewirtschaftliche Rollen und Pflichten.

4. Abnehmerkreis und Letztverbraucherstatus

Sharing-Abnehmer sind Letztverbraucher, die sich vom Anlagenbetreiber mit Sharing-Mengen beliefern lassen. Unternehmen gelten im Rahmen des § 42c nur dann als Letztverbraucher im einschlägigen Sinn, wenn sie Kleinstunternehmen, kleine oder mittlere Unternehmen im Sinne der EU-KMU-Empfehlung sind; die übliche Verbundbetrachtung nach Artikel 3 Absatz 4 des Anhangs

der Empfehlung wird nach dem Normtext nicht angewendet.

Für kommunale Projekte entstehen daraus mehrere Prüfgruppen:

- natürliche Personen, etwa Bürgerinnen und Bürger,
- kommunale Liegenschaften der Kernverwaltung,
- Eigenbetriebe und eigenbetriebsähnliche Einrichtungen,
- kommunale GmbHs,
- kommunale Wohnungsunternehmen,
- Vereine, Stiftungen und lokale Einrichtungen,
- kleine und mittlere Unternehmen im Gemeindegebiet.

Nicht jeder politisch gewünschte Teilnehmer ist automatisch ein zulässiger oder sinnvoller Teilnehmer. Die Kämmerei muss unterscheiden:

- Wer ist rechtlich Letztverbraucher an der konkreten Marktlotation?
- Wer ist Vertragspartner des Liefervertrags?
- Wer trägt die Reststromkosten?
- Wer erhält die Rechnung?
- Welche Haushaltsstelle oder welcher Wirtschaftsplan ist betroffen?
- Welche Datenschutzfreigabe besteht für Messwerte?
- Welche Kündigungs-, Eintritts- und Austrittslogik ist vorgesehen?

Bei kommunalen Liegenschaften ist zusätzlich zu prüfen, ob die Verbrauchsstelle Teil der Kernverwaltung, eines Eigenbetriebs, einer Gesellschaft, eines verpachteten Objekts oder eines Mietverhältnisses ist. Die Stromrechnung liegt nicht immer dort, wo die politische Verantwortung vermutet wird.

5. Räumlicher Rahmen: Bilanzierungsgebiet statt Gemeindegrenze

§ 42c Absatz 4 EnWG verwendet keine kommunalpolitische Gebietskarte. Maßgeblich ist das Bilanzierungsgebiet eines Elektrizitätsverteilernetzbetreibers. Ab dem 1. Juni 2026 muss die gemeinsame Nutzung innerhalb dieses Bilanzierungsgebiets möglich sein. Ab dem 1. Juni 2028 erweitert sich der Rahmen auf direkt angrenzende Bilanzierungsgebiete eines Elektrizitätsverteilernetzbetreibers in derselben Regelzone; der direkt angrenzende Netzbetreiber muss dann im erforderlichen Umfang mitwirken.

Für eine Kommune bedeutet das:

- Gemeindegebiet, Gemarkung, Landkreis, Stadtwerke-Marke und Konzessionsgebiet sind keine ausreichenden Nachweise.
- Eine Schule kann energiewirtschaftlich anders zugeordnet sein als ein Bauhof oder eine Kläranlage.
- Eine kommunale Tochtergesellschaft kann andere Marktllokationen, andere Vertragsbeziehungen und andere Netzbetreiberkontakte haben als die Kernverwaltung.
- Ab 2028 wird der räumliche Rahmen weiter, aber nicht beliebig. Er bleibt an direkte Angrenzung, Bilanzierungsgebiet und Regelzone gebunden.

Der harte Mindestnachweis lautet:

Für jede teilnehmende Anlage und jede teilnehmende Verbrauchsstelle liegt eine Netzbetreiberbestätigung vor, die Marktllokation, Messlokation, Bilanzierungsgebiet, zuständigen Netzbetreiber und die grundsätzliche Umsetzbarkeit der gemeinsamen Nutzung nach § 42c EnWG ausweist.

Ohne diese Bestätigung darf eine Vorlage nur von einer Prüfidée sprechen. Sie darf keine Haushaltsentlastung, keinen Bürgerstromtarif und keinen Starttermin als gesichert darstellen.

6. Abgrenzung zu § 42b EnWG, Mieterstrom, Eigenverbrauch, GEG und WPG

Energy Sharing wird in Diskussionen häufig mit anderen Modellen vermischt. Für ein Nachschlagewerk muss die Abgrenzung hart bleiben.

Modell	Kern	Netz der allgemeinen Versorgung	Kämmerei-Frage
Eigenverbrauch hinter einem Netzanschluss	Erzeugung und Verbrauch liegen hinter demselben Anschluss	Nein	Sind Technik, Steuer, Betreiberrolle und Vertrag hinter dem Anschluss geklärt?
Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung nach § 42b EnWG	Gebäudestromanlage versorgt Letztverbraucher im selben Gebäude oder in Nebenanlagen ohne Netzdurchleitung	Nein	Gibt es Gebäude-/Nebenanlagenbezug, Viertelstundenmessung und Gebäudestromnutzungsvertrag?

Modell	Kern	Netz der allgemeinen Versorgung	Kämmerei-Frage
Mieterstrom	Stromlieferung im räumlichen Zusammenhang mit eigener Lieferanten- und Kundenlogik	Modellabhängig	Wer trägt Vollversorgung, Kundenrechte, Abrechnung und Lieferantenpflichten?
Energy Sharing nach § 42c EnWG	Gemeinsame Nutzung erneuerbarer Strommengen über das öffentliche Verteilernetz	Ja	Sind Betreiber, Abnehmer, Gebiet, Messung, Liefervertrag, Sharing-Vertrag und Reststrom nachgewiesen?
GEG-Heizungsentscheidung	Gebäudebezogene Anforderungen an Heizungsanlagen, insbesondere erneuerbare Wärme	Nicht stromlieferbezogen	Welche Stromfolgen entstehen, wenn Wärmepumpen oder andere elektrische Systeme eingesetzt werden?
Wärmeplanung nach WPG	Strategische Einteilung, Analyse und Umsetzungsplanung für Wärmeversorgung	Nicht stromlieferbezogen	Welche Wärmegebiete und Maßnahmen beeinflussen künftigen Strombedarf, aber nicht die §-42c-Zulässigkeit?

§ 42b EnWG ist die wichtigste Abgrenzung, weil er ebenfalls mit Aufteilungsschlüsseln und Viertelstundenwerten arbeitet. Der Unterschied ist jedoch fundamental: § 42b betrifft gemeinschaftliche Gebäudeversorgung ohne Durchleitung durch das Netz. § 42c betrifft Belieferung über das öffentliche Verteilernetz.

GEG und WPG sind ebenfalls nur Prüfkriterien, keine Energy-Sharing-Erlaubnis. Eine Wärmeplanung nach WPG kann zeigen, dass in einem Quartier viele dezentrale Wärmepumpen zu erwarten sind. § 71 GEG kann gebäudebezogene Heizungsentscheidungen auslösen. Daraus folgt aber nicht, dass der zusätzliche Strombedarf über Energy Sharing gedeckt werden kann. Die Wärmeakte erzeugt Strombedarf; die Stromlieferung bleibt EnWG-, Mess- und Vertragsfrage.

7. Messung: Viertelstundenwerte als harte Mindestbedingung

Energy Sharing ist ein Viertelstundenmodell. § 42c verlangt für die belieferten Verbrauchsstellen und für die erzeugte oder gespeicherte Elektrizität entweder Zählerstandsgangmessung nach dem Messstellenbetriebsgesetz oder viertelstündliche registrierende Leistungsmessung. Die Bundesnetzagentur beschreibt die Abwicklung ebenfalls auf Basis viertelstündlicher Messwerte; in der Praxis ist regelmäßig ein intelligentes Messsystem erforderlich.

Für die Kämmerei folgt daraus ein einfaches Verbot:

Jahresverbrauch, Monatsabschläge, Standardlastprofile, PV-Ertragsprognosen und Summenzähler reichen nicht für eine belastbare Energy-Sharing-Wirtschaftlichkeit.

Mindestens erforderlich ist eine Messstellenliste mit folgenden Feldern:

Feld	Zweck
Objekt oder Teilnehmer	Zuordnung zur kommunalen Energieakte
Marktlotation	energiewirtschaftlicher Ort der Belieferung
Messlokation	technische Messstelle
Zählernummer	Abgleich mit Rechnung, MSB und Netzbetreiber
Messstellenbetreiber	Datenzugriff und Entgelt
Netzbetreiber	Gebiet, Netznutzung, Marktkommunikation
Messverfahren	ZSG, RLM, iMSys oder Umrüstbedarf
Zeitreihenstatus	vorhanden, angefordert, unvollständig, Ersatzwerte
Datenfreigabe	Datenschutz und Vertragsgrundlage
Zuordnungsschlüssel	Anteil an der Sharing-Menge

Die Ausstattungspflichten des MsbG helfen bei der Einordnung, ersetzen aber nicht die operative Verfügbarkeit. Zwischen gesetzlicher Rolloutlogik, tatsächlichem Zählereinbau, Datenfreigabe, Marktkommunikation und abrechnungsfähiger Viertelstundenzeitreihe kann eine erhebliche Lücke liegen.

8. Plattform, Registrierung und Marktkommunikation

§ 20b EnWG verpflichtet Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen zur Errichtung und zum Betrieb einer gemeinsamen, bundesweit einheitlichen Internetplattform für die Abwicklung des Netzzugangs. Über diese Plattform müssen unter anderem Bestellung, Änderung oder Abbestellung von Zählplananordnungen, Verrechnungskonzepte hinter einem Netzanschluss und die Registrierung von Vereinbarungen nach § 42c abgewickelt werden können. Die Bundesnetzagentur kann nähere Bestimmungen zu Zeitpunkt, Anwendungsfällen, Nutzergruppen und Berechtigungskonzepten treffen.

Für Kommunen ist diese Plattformdimension aus zwei Gründen wichtig.

Erstens: Energy Sharing ist kein Excel-Modell zwischen Rathaus, Bürgerenergiegesellschaft und Stadtwerk. Die Vereinbarung muss in marktfähige Daten- und Prozesswege übersetzt werden. Zweitens: Die praktische Umsetzbarkeit kann zeitlich vom Rechtsanspruch abweichen, wenn Netzbetreiber-, Messstellenbetreiber- oder Plattformprozesse lokal noch nicht eingespielt sind.

Eine beschlussreife Vorlage sollte deshalb nicht nur den Gesetzestext zitieren, sondern konkrete Prozessantworten enthalten:

- Welcher Netzbetreiber ist für Anlage und Abnehmer zuständig?
- Welche Plattform- oder Übergangsprozesse benennt der Netzbetreiber?
- Wer registriert die Vereinbarungen?
- Welche Datenobjekte sind einzureichen?
- Welche Fristen gelten für Aufnahme, Änderung und Beendigung?
- Wie werden Aufteilungsschlüssel geändert?
- Wie werden Messwertkorrekturen verarbeitet?
- Welche Marktkommunikationsrolle übernimmt ein Dienstleister?

Fehlen diese Antworten, bleibt der Projektstand "Prozessklärung", nicht "Umsetzung".

9. Vertragsebene: Liefervertrag und Vertrag zur gemeinsamen Nutzung

§ 42c verlangt zwei Vertragsebenen. Erstens muss der Anlagenbetreiber den Abnehmer auf Grundlage eines Liefervertrags beliefern. Zweitens muss zusätzlich ein Vertrag zur gemeinsamen Nutzung abgeschlossen werden. Dieser Vertrag muss mindestens den Umfang der Nutzung, den Aufteilungsschlüssel und eine etwaige Gegenleistung in Cent pro Kilowattstunde regeln.

Für die Kämmerei ist das mehr als Juristerei. Die Verträge bestimmen, ob die Zahlen in der Vorlage überhaupt buchbar sind.

Ein vollständiger Vertragsprüfstand umfasst:

- Liefervertrag je Abnehmer oder je zulässiger Abnehmergruppe,
- Vertrag zur gemeinsamen Nutzung mit Aufteilungsschlüssel,
- Preislogik in Cent pro Kilowattstunde,
- Regelung zu Messwertausfällen, Ersatzwerten und Korrekturen,
- Eintritt, Austritt und Wechsel von Teilnehmern,
- Informationspflichten bei Ausfall der Anlage,
- Datenschutz- und Messwertfreigaben,

- Abrechnungsperioden und Zahlungswege,
- Zuständigkeit für Reklamationen,
- Haftung und Leistungsstörungen,
- Verhältnis zu Direktvermarktung und Reststrombelieferung,
- Laufzeit, Kündigung und Anpassungsrechte.

§ 42c Absatz 6 ist haushalterisch besonders bedeutsam. Der Betreiber muss keine umfassende Versorgung sicherstellen. Er muss den Abnehmer jedoch vor Abschluss des Vertrags zur gemeinsamen Nutzung in Textform darüber informieren, dass die Anlage den Bedarf nicht vollständig und nicht jederzeit decken kann, dass ergänzender Strombezug notwendig ist und dass die Kosten des ergänzenden Strombezugs über den durchschnittlichen Kosten eines Vertrags zur umfassenden Versorgung liegen können. Das ist ein Kostenwarnhinweis direkt im Gesetz.

Die Kämmerei sollte deshalb jede Vorlage zurückweisen, die Energy Sharing nur mit einem günstigen Sharing-Preis rechnet, aber keinen Reststrompreis nachweist.

10. Reststrom: der unterschätzte Haushaltshebel

Energy Sharing ist Teilversorgung. Jede teilnehmende Verbrauchsstelle benötigt ergänzenden Reststrom. Die Bundesnetzagentur beschreibt diese Rollen ausdrücklich: Sharing-Lieferant, Sharing-Abnehmer, Reststrom-Lieferant und gegebenenfalls Sharing-Dienstleister.

Der Reststrom ist kein technischer Restposten. Er kann den wirtschaftlichen Effekt drehen. Das gilt besonders bei kommunalen Liegenschaften:

- Schulen haben Erzeugung und Verbrauch oft nicht vollständig zeitgleich.
- Sporthallen und Veranstaltungsgebäude haben Abend- und Wochenendlasten.
- Kläranlagen, Pumpwerke oder kritische Einrichtungen haben eigene Lastprofile.
- Wärmepumpen verschieben Strombedarf in kalte und oft ertragsschwächere Zeiten.
- Ladeinfrastruktur erzeugt neue Spitzen, die nicht zwingend mit PV-Erzeugung zusammenfallen.

Eine seriöse Wirtschaftlichkeitsrechnung muss deshalb je Viertelstunde trennen:

1. erzeugte oder aus zulässigem Speicher abgegebene Sharing-Menge,
2. verbrauchte Menge je Abnehmer,
3. nach Aufteilungsschlüssel zuordenbare Sharing-Menge,
4. nicht gedeckte Reststrommenge,
5. überschüssige Einspeisemenge,
6. Preis und Kostenbestandteile je Stromfluss.

Der Satz "lokaler PV-Strom kostet weniger als Netzstrom" ist keine kommunale Wirtschaftlichkeitsrechnung. Belastbar wird sie erst, wenn die Reststromkosten, Dienstleisterkosten, Messentgelte, Abgaben und Zeitreihenrisiken einbezogen sind.

11. Direktvermarktung, Dienstleister und Speicher

Nach den Hinweisen der Bundesnetzagentur erfolgt die Einspeisung aus einer zum Energy Sharing genutzten EE-Anlage oder aus einem Speicher, der ausschließlich diesen erneuerbaren Strom zwischenspeichert, in der EEG-Veräußerungsform der Direktvermarktung. Praktisch wird daher häufig ein Marktpartner benötigt, der Einspeisung, Bilanzierung, Abrechnung, Vermarktung überschüssiger Mengen und gegebenenfalls Reststromversorgung organisiert.

§ 42c Absatz 5 erlaubt dem Betreiber, Dritte mit mehreren Dienstleistungen zu beauftragen, darunter Pflichten aus Netzzugang und Festlegungen der Bundesnetzagentur, Dienstleistungen im Zusammenhang mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen oder Flexibilitätsdienstleistungen, Vertragsabschluss und Abrechnung sowie Installation, Betrieb, Messung und Wartung der Anlage.

Für Kommunen ist daraus keine Vergabefreiheit abzuleiten. Die Dienstleisterrolle ist fachlich möglich, aber kommunal zu prüfen:

- Liegt ein öffentlicher Auftrag vor?
- Welche Leistungsart wird beschafft?
- Gibt es Losbildung oder ein funktionales Leistungsbild?
- Besteht eine Inhouse-Konstellation oder eine Beteiligungsnahe?
- Werden Direktvermarktung, Plattform, Abrechnung, Messstellenbetrieb und Reststrom in einem Paket vergeben?
- Wer trägt Bilanzierungs-, Ausfall- und Preisrisiken?
- Gibt es Vorbefassungsrisiken durch Projektentwickler?

Speicher sind im §-42c-Kontext nur dann Teil der gemeinsamen Nutzung, wenn sie ausschließlich aus erneuerbaren Energien stammende Elektrizität zwischenspeichern und die weiteren Voraussetzungen erfüllen. Für die Kämmererei ist daher eine Speicherakte erforderlich: Ladequelle, Messung, Zuordnung zur Anlage, Betriebsstrategie, Abgrenzung zu § 14a EnWG, Eigenverbrauch, Netzbezug, Speicherverlusten und Vermarktung.

12. Netzentgelte, Umlagen, Konzessionsabgabe und Steuern

Energy Sharing nutzt das öffentliche Netz. Die Bundesnetzagentur stellt klar, dass für den gesamten Strombezug aus dem Netz, also sowohl Sharing-Lieferung als auch ergänzende Reststrom-Lieferung, die üblichen Zahlungen für Netzentgelte und Umlagen nach den jeweiligen Vorgaben anfallen.

Für die Kämmerei ist dies der zentrale Gegensatz zur politischen Erzählung vom "billigen lokalen Strom". Lokale Herkunft ersetzt keine Netznutzung. Eine Vorlage muss daher mindestens prüfen:

- Netzentgelte je Netzgebiet und Abnahmefall,
- Umlagen und sonstige Preisbestandteile,
- Messstellenentgelte,
- Dienstleister- und Plattformkosten,
- Konzessionsabgabe nach KAV und Wegenutzungsvertrag,
- Stromsteuer,
- Umsatzsteuer,
- Buchungslogik im Ergebnishaushalt, Finanzhaushalt oder Wirtschaftsplan.

KAV § 2 ist besonders relevant. Die Konzessionsabgabenverordnung regelt Höchstbeträge je gelieferter Kilowattstunde, Sondervertragskundenlogik und Durchleitungstatbestände. § 2 Absatz 6 KAV adressiert ausdrücklich Lieferungen Dritter im Wege der Durchleitung an Letztverbraucher. Daraus folgt keine pauschale Antwort für jedes Energy-Sharing-Modell. Daraus folgt aber sehr wohl eine Prüfpflicht: Sharing-Mengen dürfen nicht als konzessionsabgabenfrei angesetzt werden, nur weil der Strom lokal erzeugt wurde.

Bei Steuern gilt derselbe Grundsatz. Dieses Kapitel trifft keine Steuerberatung. Es setzt aber einen Sperrvermerk: Stromweitergabe, Lieferbeziehung, Dienstleisterentgelt, Beteiligung, Bürgerbeteiligung oder kommunale Eigenstruktur dürfen nicht steuerfrei, umsatzsteuerneutral oder stromsteuerlich privilegiert dargestellt werden, solange dies nicht projektspezifisch geprüft ist.

13. Rechenlogik für die Kämmerei

Die haushalterische Grundrechnung darf nicht mit installierter Leistung beginnen. Sie muss mit Zeitreihen und Verträgen beginnen.

Mindestformel:

Haushaltswirkung = abrechnungsfähige Sharing-Menge je Viertelstunde x Sharing-Preis plus Reststrommenge je Viertelstunde x Reststrompreis plus Netzentgelte, Umlagen, Konzessionsabgabe, Messentgelte, Dienstleisterkosten, Direktvermarktungs-/Abrechnungskosten, Steuerwirkungen, interne Verwaltungskosten und Risikozuschläge im Vergleich zur geprüften Referenzbeschaffung.

Diese Formel enthält bewusst kein pauschales "Einsparpotenzial". Sie zwingt die Vorlage, jede Zahl einer Datenquelle zuzuordnen.

Baustein	Zulässige Quelle	Sperre
Anlagenstammdaten	MaStR, Anlagenvertrag, technische Dokumentation	MaStR ersetzt keine Erzeugungszeitreihe
Erzeugungszeitreihe	Messung, Prognose mit Datenstand, später reale ZSG/RLM-Werte	Jahresertrag reicht nicht
Verbrauchszeitreihe	ZSG/RLM/iMSys-Werte je Marktlokation	Abschläge und SLP reichen nicht
Aufteilungsschlüssel	Vertrag zur gemeinsamen Nutzung	politischer Schlüssel ohne Vertrag reicht nicht
Sharing-Preis	Vertrag oder belastbarer Entwurf	Wunschpreis reicht nicht
Reststrompreis	Angebot oder Vertrag eines Lieferanten	Standard-Vollversorgungspreis nicht ungeprüft übernehmen
Netzentgelte/Umlagen	Preisblatt und Lieferanten-/Netzbetreiberangaben	lokale Erzeugung nicht als Befreiung behandeln
KAV	KAV, Wegenutzungsvertrag, Netzbetreiberabrechnung	Konzessionsabgabe nicht pauschal streichen
Steuer	Steuerliche Projektprüfung	Netto-/Bruttoannahmen nicht raten
Haushalt	Haushaltsstelle, Produkt, Kostenstelle, Wirtschaftsplan	keine Entlastung ohne Buchungslogik

Ein Pilot kann auch dann sinnvoll sein, wenn er kurzfristig keine hohe Einsparung zeigt. Dann muss er aber als Lern-, Datenqualitäts- oder Beteiligungsprojekt begründet werden. Die Kämmerei sollte einen solchen Pilot nicht schlechter stellen, sondern ehrlicher beschließen lassen.

14. Kommunale Prüfarhitektur

Ein belastbarer kommunaler Prüfauftrag gliedert sich in fünf Stufen.

Stufe 1: Projektsteckbrief

- Welche Anlage soll genutzt werden?
- Wer ist Betreiber?
- Welche Abnehmer sollen teilnehmen?
- Welches Ziel verfolgt der Pilot: Einsparung, Bürgerbeteiligung, Liegenschaftsstrategie, Datenqualität, Klimaschutz, Marktprozesslernen?
- Welche Gremienzuständigkeit besteht?

Stufe 2: Zulässigkeit und Gebiet

- Betreiberstruktur nach § 42c prüfen.
- Letztverbraucherstatus der Abnehmer prüfen.
- Bilanzierungsgebiet und Marktllokationen durch Netzbetreiber bestätigen lassen.
- Abgrenzung zu § 42b EnWG, Eigenverbrauch, Mieterstrom und klassischer Lieferung dokumentieren.
- Ab 2028 gegebenenfalls angrenzende Bilanzierungsgebiete in derselben Regelzone prüfen.

Stufe 3: Messung und Prozesse

- Marktllokationen, Messlokationen und Zähler erfassen.
- ZSG-/RLM-/iMSys-Status prüfen.
- Datenfreigaben und Datenschutzgrundlage dokumentieren.
- §-20b-Plattform- oder Übergangsprozess klären.
- Messwertübermittlung, Ersatzwertbildung und Korrekturprozesse beschreiben.

Stufe 4: Verträge und Wirtschaftlichkeit

- Liefervertrag und Vertrag zur gemeinsamen Nutzung entwerfen.
- Aufteilungsschlüssel und Entgeltlogik festlegen.
- Reststromangebot einholen.
- Dienstleister-/Direktvermarktungsmodell prüfen.
- Netzentgelte, Umlagen, KAV, Stromsteuer, Umsatzsteuer, Mess- und Abwicklungskosten erfassen.
- Vergabe-, Beteiligungs-, Beihilfe-, Datenschutz- und Kommunalwirtschaftsprüfung durchführen.

Stufe 5: Entscheidung und Wiedervorlage

- Kostenrahmen und Prüfbudget beschließen.
- Abbruchpunkte festlegen.
- Verantwortliche benennen.
- Wiedervorlage mit Netzbetreiber-, MSB-, Lieferanten- und Dienstleisterantworten terminieren.
- Pilotbetrieb nur bei vollständiger Akte freigeben.

15. Muster einer beschlussreifen Formulierung

Eine zu weiche Formulierung lautet:

Die Verwaltung wird beauftragt, Energy Sharing umzusetzen und den lokalen Solarstrom für kommunale Einrichtungen und Bürger nutzbar zu machen.

Diese Formulierung ist gefährlich, weil sie Zulässigkeit, Wirtschaftlichkeit und Prozessfähigkeit unterstellt.

Besser ist:

Die Verwaltung wird beauftragt, die Voraussetzungen eines Energy-Sharing-Piloten nach § 42c EnWG für die Anlagen [A] und die Verbrauchsstellen [B] zu prüfen. Vor einer Umsetzungsentscheidung sind dem Gremium mindestens vorzulegen: Betreiber- und Abnehmerstruktur, Netzbetreiberbestätigung zu Bilanzierungsgebiet und Marktllokationen, Messstellenliste mit ZSG-/RLM-/iMSys-Status, Entwurf des Liefervertrags und des Vertrags zur gemeinsamen Nutzung, Aufteilungsschlüssel, Reststromangebot, Dienstleister- und Direktvermarktungsmodell, Prüfung der Netzentgelte, Umlagen, Konzessionsabgabe, Strom- und Umsatzsteuer, Vergabe- und Beteiligungsprüfung, Datenschutzprüfung, haushaltsmäßige Darstellung, Abbruchpunkte und Wiedervorlagekalender. Bis zur Vorlage dieser Unterlagen werden keine Einsparungen im Haushalt angesetzt.

Diese Formulierung schützt das Gremium. Es beschließt nicht versehentlich einen energiewirtschaftlichen Dauerbetrieb, sondern eine qualifizierte Prüfung.

16. Typische Fehler und Korrekturen

Fehler	Warum problematisch	Korrektur
--------	---------------------	-----------

Gemeindegebiet mit Bilanzierungsgebiet gleichsetzen	§ 42c knüpft an Netzbetreiber-Bilanzierungsgebiete an	Netzbetreiberbestätigung einholen
PV-Leistung als teilbare Strommenge verwenden	Maßgeblich ist viertelstündliche Zeitgleichheit	Erzeugungs- und Verbrauchszeitreihen modellieren
Reststrom vergessen	Reststrom kann teurer sein als Vollversorgung	Reststromangebot als Pflichtanlage
§ 42b und § 42c vermischen	Gebäudeversorgung ohne Netz ist anderes Modell	Abgrenzung in Vorlage aufnehmen
Netzentgelte/KAV pauschal streichen	Nutzung des öffentlichen Netzes bleibt relevant	Preisblatt-, KAV- und Wegenutzungsprüfung
Dienstleister als Formalie sehen	Abwicklung ist Marktprozess	Leistungsbild, Vergabe und Haftung prüfen
Bürgerbeteiligung und Stromlieferung vermischen	Mitgliedschaft, Liefervertrag und Nutzung sind verschiedene Rechtsbeziehungen	Rollenmatrix erstellen
Pilot als Einsparprogramm verkaufen	Datenqualität und Lernwert können Ziel sein, aber keine garantierte Entlastung	Pilotziel ehrlich beschreiben

17. Cernion- und Marktdaten-Einordnung

Cernion Energy Tools wurden am 2026-07-15 read-only genutzt. Der Evidence Router fand keinen passenden read-only Evidenzendpunkt für lokale Energy-Sharing-Lastgänge, Anlagen-/Asset-Tabellen, Netzbetreiberantworten, Marktlokationslisten, KAV-Abrechnungen oder kommunale Vertragsdaten. Die Knowledge-RAG-Abfrage lieferte methodische Orientierung zur Trennung von Rollen, Bilanzierung, Messung, Lieferlogik, Direktvermarktung und Reststrom, aber keine ausreichende primärquellengestützte Evidence für harte Rechts- oder Verfahrensaussagen. OSM-Grid-Kontext Heidelberg lieferte keine belastbare MS-Evidence und wurde nicht als Netz- oder Kapazitätsnachweis verwendet.

Der früher genutzte Cernion-Endpunkt `/api/entsoe/day-ahead-prices` war im Lauf vom 2026-07-15 nicht verfügbar und lieferte `SERVICE_NOT_FOUND`. Daher wurden keine aktuellen Cernion-Day-Ahead-Werte übernommen. Für dieses Kapitel reicht die methodische Aussage aus: Energy Sharing ist zeitabhängig; belastbare Wirtschaftlichkeit verlangt Viertelstundenzeitreihen. Eine konkrete Marktdatenzahl ist dafür nicht erforderlich und würde ohne lokale Last- und Vertragsdaten ohnehin keine kommunale Einsparung belegen.

18. Quellen- und Prüfanke

- EnWG § 42c, gemeinsame Nutzung elektrischer Energie aus Anlagen zur Erzeugung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien: https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/__42c.html
- EnWG § 20b, gemeinsame Internetplattform für die Abwicklung des Netzzugangs und Registrierung von §-42c-Vereinbarungen: https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/__20b.html
- EnWG § 42b, gemeinschaftliche Gebäudeversorgung als Abgrenzung ohne Netzdurchleitung: https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/__42b.html
- MsbG § 2, Begriffsbestimmung Zählerstandsgangmessung und intelligentes Messsystem: https://www.gesetze-im-internet.de/messbg/__2.html
- MsbG § 29, Ausstattung von Messstellen mit intelligenten Messsystemen: https://www.gesetze-im-internet.de/messbg/__29.html
- KAV § 2, Bemessung und zulässige Höhe der Konzessionsabgaben einschließlich Durchleitungstatbestand: https://www.gesetze-im-internet.de/kav/__2.html
- GEG § 71, Anforderungen an Heizungsanlagen als Abgrenzung zur Stromlieferprüfung: https://www.gesetze-im-internet.de/geg/__71.html
- WPG § 13, Ablauf der Wärmeplanung als Abgrenzung zur Energy-Sharing-Prüfung: https://www.gesetze-im-internet.de/wpg/__13.html
- Bundesnetzagentur, Energy Sharing: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Vportal/Energie/Energy_Sharing/start.html

19. Offene Prüfstellen

- lokale Netzbetreiberbestätigung zum Bilanzierungsgebiet und ab 2028 gegebenenfalls zu direkt angrenzenden Bilanzierungsgebieten in derselben Regelzone;
- Liste der betroffenen Marktllokationen, Messlokationen, Zähler und Messverfahren;
- iMSys-/Zählerstandsgang-/RLM-Status je Verbrauchsstelle, Erzeugungsanlage und gegebenenfalls Speicher;
- konkrete Betreiberrechtsform und Beteiligungsstruktur;
- Letztverbraucherstatus und KMU-Status der teilnehmenden nichtkommunalen Abnehmer;
- Entwurf von Liefervertrag und Vertrag zur gemeinsamen Nutzung;
- Aufteilungsschlüssel, Entgeltlogik, Änderungs- und Korrekturverfahren;
- Reststromangebot und Direktvermarktungs-/Dienstleistermodell;
- Netzentgelte, Umlagen, Konzessionsabgabe, Stromsteuer, Umsatzsteuer, Mess- und Plattformkosten;
- Vergabe-, Beihilfe-, Beteiligungs-, Datenschutz- und Kommunalwirtschaftsprüfung;
- lokale Last- und Erzeugungszeitreihen in Viertelstundenauflösung;
- Haushaltsstellen, Buchungslogik und Wiedervorlagekalender;

- redaktionelle Gegenprüfung gegen Kapitel 3, 5, 8, 9, 10, 11, 12, Nachweisregister und Muster-Beschlussvorlage.

BookStack-Notizen

BookStack-Ort:

- Book: `Der Kaemmerer und die Energiewende`, Book ID 24
- Page: `Kapitel 4: Energy Sharing nach § 42c EnWG als kommunaler Prüfauftrag`, Page ID 316

Änderungsnotiz:

- 2026-07-15 05:31 UTC: Kapitel 4 redaktionell vollständig neu gefasst und auf den Rechts- und Prozessstand nach Inkrafttreten der §-42c-Umsetzung zum 1. Juni 2026 gehoben. Schwerpunkte: Teilversorgungscharakter, Zulässigkeitskette, Betreiberfähigkeit, Abnehmer- und KMU-Status, Bilanzierungsgebiet statt Gemeindegebiet, Abgrenzung zu § 42b EnWG, GEG und WPG, Viertelstundenmessung als harte Mindestbedingung, §-20b-Plattform- und Marktkommunikationslogik, Liefervertrag plus Vertrag zur gemeinsamen Nutzung, Reststrom als Haushaltshebel, Direktvermarktungs-/Dienstleistermodell, Speichergrenzen, Netzentgelte/KAV/Steuern, Rechenlogik, kommunale Prüfarchitektur und beschlussfähige Musterformulierung. Cernion Energy Tools nur read-only genutzt; keine Cernion-Rechts-, Kosten-, Erlös-, Anschluss-, Kapazitäts-, Asset-, Haushalts- oder lokalen Standortwerte übernommen. Keine Veröffentlichung, keine inhaltliche Einzelfallfreigabe.

Rechenbeispiele

Stromlagebild

Fachliche Erstfassung v0.9. Diese Seite ist ein Orientierungs- und Prüfraum; sie ersetzt keine Rechts-, Steuer-, Vergabe- oder Wirtschaftlichkeitsprüfung im Einzelfall.

Rechenbeispiele Stromlagebild

Zweck der Anlage

Diese Anlage zeigt, wie aus öffentlichen Energie- und Registerdaten ein kommunales Stromlagebild vorbereitet werden kann, ohne aus einzelnen Zahlen vorschnell eine Haushaltswirkung abzuleiten. Sie ergänzt Kapitel 3 und Kapitel 9. Kapitel 3 erklärt die fachliche Logik von Verbrauch, Last, Erzeugung, Reststrom und Importkosten. Kapitel 9 erklärt die Datenarchitektur. Diese Anlage übersetzt beides in prüfbare Rechenwege.

Der wichtigste Satz lautet:

Ein Rechenbeispiel ist nicht dadurch belastbar, dass die Daten öffentlich sind. Belastbar wird es erst, wenn Quelle, Gebiet, Zeitraster, Messpunkt, Betreiberrolle, Vertrag und Haushaltsstelle zusammenpassen.

Die Anlage arbeitet deshalb mit drei Ebenen:

1. einem methodischen Grundschema für jede Stromrechnung,
2. einem echten öffentlichen Teildatensatz zur Ladeinfrastruktur in Heidelberg,
3. einem aktuellen Marktsignal aus Cernion/ENTSO-E für den DE-LU-Day-Ahead-Markt.

Die Zahlen sind bewusst als Prüfwerte gekennzeichnet. Sie zeigen, wie eine Kämmerei Daten liest, sperrt, weiterverarbeitet oder in eine lokale Prüfaufgabe überführt. Sie zeigen nicht, was Heidelberg, eine andere Kommune oder eine einzelne Liegenschaft bezahlt, spart oder erlöst.

Grundregel für jedes Rechenbeispiel

Jedes Stromlagebild muss vier Ebenen trennen:

Ebene	Frage	Mindestnachweis	Typischer Fehler
Register oder öffentliche Quelle	Was ist öffentlich gemeldet oder marktseitig beobachtbar?	Datenstand, Quelle, Filter, Lizenz, Gebiet	Registerwert wird als kommunaler Eigentums- oder Verbrauchswert gelesen
Lokaler Messpunkt	Welche Marktllokation, Messlokation oder welcher Zähler ist betroffen?	Messpunktliste, Zählernummer, Messstellenbetreiber, Zeitraum	Ortsbezug ersetzt Messpunktbezug
Vertrag und Rolle	Wer ist Betreiber, Lieferant, Letztverbraucher, Eigentümer oder wirtschaftlich Begünstigter?	Vertrag, Betreiberakte, Lieferrechnung, Netzanschlussunterlage	technische Anlage wird automatisch der Kommune zugerechnet
Haushalt	Welche Kostenstelle, Haushaltsstelle oder Beteiligungsposition ändert sich?	Haushaltskonto, Bewirtschaftungsverantwortlicher, Folgekosten, Beschlussbezug	Marktpreis oder Registerleistung wird als Einsparung gebucht

Wenn eine dieser Ebenen fehlt, bleibt die Zahl ein Prüfwert. Sie kann eine gute nächste Frage auslösen. Sie darf aber nicht als Einsparung, Importkostenminderung, Eigenverbrauchsquote, Autarkiegrad oder Haushaltsentlastung in eine Beschlussvorlage übernommen werden.

Rechts- und Quellenanker

Für die Rechenbeispiele sind vor allem sieben Quellen- und Rechtsanker relevant:

Anker	Bedeutung für das Rechenbeispiel	Grenze
EnWG § 111d	SMARD/Bundesnetzagentur als nationale Informationsplattform für Strommarktdaten	aggregierte Markt- und Systemdaten, keine kommunale Rechnung
EnWG § 41a	dynamische Tarife als Prüfauftrag bei geeigneter Mess- und Steuerungsinfrastruktur	keine Pflicht zur dynamischen kommunalen Beschaffung

Anker	Bedeutung für dasRechenbeispiel	Grenze
EnWG § 42b	15-Minuten-Logik bei gemeinschaftlicher Gebäudeversorgung	gilt nicht automatisch für jedes kommunale PV- oder Ladeprojekt
EnWG § 14a	steuerbare Verbrauchseinrichtungen wie Ladepunkte, Wärmepumpen und Speicher als Netzprozess	Netzentgeltvorteil ist kein Investitions- oder Betriebsergebnis
MaStRV §§ 5 und 13	MaStR als Stammdaten- und Prüfkriterien für energiewirtschaftliche Einheiten	kein Erzeugungs-, Eigentums- oder Eigenverbrauchsbeweis
KAV § 2	Konzessionsabgabe als Preis- und Einnahmebestandteil; Niederspannungsabgrenzung mit 30 kW und 30.000 kWh	keine Erzeugungs- oder Flexibilitätskennzahl
GEG/WPG	Elektrifizierung von Wärme und Wärmeplanung verändern Stromlastannahmen	kein Ersatz für Lastgänge und Netzanschlussprüfung

Die öffentliche Datenlage muss entsprechend streng behandelt werden. Die Bundesnetzagentur weist bei der Ladesäulenkarte darauf hin, dass die Karte Ladeeinrichtungen zeigt, deren Anzeigeverfahren vollständig abgeschlossen ist, dass die LSV aber keine lückenlose Erfassung der gesamten deutschen Ladeinfrastruktur ermöglicht. Für die MaStR-Daten weist die MaStR-Webhilfe darauf hin, dass junge Meldungen ungeprüft oder fehlerhaft sein können und dass vertrauliche Datenfelder nicht in öffentlichen Exporten enthalten sind. Diese Hinweise sind keine Formalität. Sie sind Sperrvermerke gegen Scheingenauigkeit.

Beispiel 1: Öffentliche Ladeinfrastruktur Heidelberg als Last-Hypothese

Datenquelle und Filter

Für diesen Lauf wurde die CSV-Liste der Bundesnetzagentur zur öffentlich zugänglichen Ladeinfrastruktur verwendet.

Merkmal	Wert
Quelle	Bundesnetzagentur, Ladesäulenregister / Ladesäulenkarte

Merkmal	Wert
Datei	Liste der Ladesäulen (CSV)
Datenstand	07.07.2026
Abruf und Auswertung	15.07.2026
Filter	Ort gleich Heidelberg oder heidelberg
Ergebniszeilen	401 Ladeeinrichtungen
Status	alle 401 Zeilen In Betrieb
Ladepunkte	766
Summe gemeldete Nennleistung	16.161 kW
Typen	370 Normalladeeinrichtungen, 31 Schnellladeeinrichtungen

Diese Zahlen sind echte öffentliche Registerwerte. Sie sind trotzdem noch keine kommunale Lastrechnung.

Die gefilterten Zeilen zeigen zusätzlich eine typische Datenqualitätsfrage: Zwei Treffer tragen zwar als Ort Heidelberg oder heidelberg, aber auffällige Postleitzahlen (06912 und 69066). Das ist kein Grund, die Quelle zu verwerfen. Es ist ein Grund, die Gebietskulisse zu dokumentieren und eine Plausibilitätsprüfung einzubauen. Für eine kommunale Vorlage müsste entschieden werden, ob nur PLZ-Bereiche 69115, 69117, 69118, 69120, 69121, 69123, 69124, 69126 und weitere korrekt zuordenbare lokale Adressen verwendet werden oder ob abweichende Einträge einzeln geprüft werden.

Betreiberstruktur als Prüfwert

Die zehn häufigsten Betreiber im gefilterten Datensatz:

Betreiber	Ladeeinrichtungen
Stadtwerke Heidelberg Energie GmbH	201
Universitätsklinikum Heidelberg Anstalt öffentlichen Rechts	66
Wattif Europe GmbH	19
HEG Heidelberger Energiegenossenschaft eG	10
TankE GmbH	10
Q-Park Recharge Germany GmbH	10
Mercedes-Benz AG - Niederlassung Mannheim-Heidelberg-Landau	8
CUBOS Service GmbH	8

Betreiber	Ladeeinrichtungen
smopi - Multi Chargepoint Solution GmbH	7
EnBW mobility+ AG und Co.KG	6

Für die Kämmerei ist diese Tabelle nicht deshalb interessant, weil sie eine Einnahme oder Ausgabe zeigt. Sie ist interessant, weil sie Rollen trennt:

- Stadtwerke können Beteiligungs-, Netz-, Liefer- oder Betreiberbezug haben, müssen aber nicht automatisch kommunaler Haushalt sein.
- Universitätsklinikum, Parkhausbetreiber, Wohnungswirtschaft, private Mobilitätsanbieter und Genossenschaften können örtlich wichtig sein, ohne in der Kernverwaltung zu liegen.
- Ladeinfrastruktur auf kommunalem Grund, kommunalem Dach, kommunalem Parkplatz oder im Stadtwerkekonzern braucht je eine eigene Betreiber- und Haushaltsprüfung.

Der Datensatz erzeugt deshalb keine Beschlusszahl, sondern eine Priorisierungsliste für Rückfragen: Welche Ladepunkte betreffen kommunale Liegenschaften, kommunale Beteiligungen, Wegerechte, Stromlieferung, §-14a-Prozesse, Netzausbau oder Parkraumbewirtschaftung?

Warum 16.161 kW keine Lastprognose sind

Die Summe der gemeldeten Nennleistung beträgt im Filterlauf 16.161 kW. Diese Zahl darf nicht als gleichzeitige Last angesetzt werden.

Sie ist keine gesicherte Last, weil:

- Nennleistung nicht Nutzung ist,
- Ladepunkte nicht gleichzeitig mit voller Leistung laden,
- Betreiber, Tarif, Lastmanagement und Netzanschlusspunkt fehlen,
- öffentliche Ladeinfrastruktur nicht automatisch kommunale Infrastruktur ist,
- einzelne Ladeeinrichtungen mehrere Ladepunkte enthalten können,
- der Datensatz keine Viertelstundenlastgänge enthält,
- der Netzbetreiberstatus, die §-14a-Einordnung und das Messkonzept fehlen.

Die Zahl ist dennoch nützlich. Sie zeigt die Größenordnung der öffentlich gemeldeten technischen Ladeleistung und damit eine plausible Suchrichtung für das Stromlagebild: Ladeinfrastruktur ist in Heidelberg kein Randthema. Für eine Kämmerei folgt daraus aber nicht "16 MW neue Last", sondern "Ladeinfrastruktur als eigener Datenblock im Stromlagebild führen".

Rechenweg für die Ladeinfrastruktur

Ein kämmereitauglicher Rechenweg würde in dieser Reihenfolge arbeiten:

Schritt	Rechnung oder Prüfung	Ergebnisstatus
1. Registerfilter	Anzahl Ladeeinrichtungen, Ladepunkte und Nennleistung nach Ort, PLZ, Betreiber und Typ	öffentlicher Prüfwert
2. Plausibilitätsprüfung	auffällige PLZ, doppelte Standorte, Mehrfachmeldungen und Betreiberbezeichnungen prüfen	Datenqualitätsnotiz
3. Kommunalen Bezug	Abgleich gegen kommunale Liegenschaften, Parkhäuser, Stadtwerke, Konzessionsflächen, Straßenraum	lokale Quelle erforderlich
4. Netzanschluss	Netzanschlusspunkt, Spannungsebene, Anschlussleistung, Steuerbarkeit, §-14a-Status	VNB-/MSB-Unterlagen erforderlich
5. Zeitreihe	tatsächliche Ladeleistung je Viertelstunde, Lastmanagement, Belegung, Betriebszeiten	Messdaten erforderlich
6. Preis und Vertrag	Liefervertrag, Netzentgelt, Leistungspreis, Messentgelt, Abgaben, Betreibervertrag	Vertragsunterlagen erforderlich
7. Haushalt	Kostenstelle, Beteiligungsergebnis, Parkraumerlöse, Investition, Betrieb, Wartung	Haushalts- und Beteiligungsakte erforderlich

Erst nach Schritt 7 kann aus dem Registerfund eine kommunale Haushaltsaussage werden.

Beispiel 2: Day-Ahead-Marktsignal für denselben Arbeitstag

Für den Lauf wurde Cernion Energy Tools read-only als Marktsignalquelle verwendet. Der Evidence Router empfahl den Endpunkt `/api/entsoe/day-ahead-prices`. Die Ausführung für DE-LU und den Zeitraum 15.07.2026 bis 16.07.2026 lieferte folgende Kennwerte:

Merkmal	Wert
Region	DE-LU
Währung	EUR
Auflösung	15 Minuten
Datenpunkte	95
Minimum	48,97 EUR/MWh

Merkmal	Wert
Maximum	203,78 EUR/MWh
Durchschnitt	132,10 EUR/MWh
Median	140,00 EUR/MWh
Zeitstempel der Cernion-Abfrage	2026-07-15T08:33:26Z

Das niedrigste Preisfenster lag im Datenlauf am 15.07.2026 um 12:00 UTC mit 48,97 EUR/MWh. Das höchste Preisfenster lag um 18:45 UTC mit 203,78 EUR/MWh. Die Differenz beträgt 154,81 EUR/MWh. Genau diese Spreizung ist methodisch relevant: Lastverschiebung, Ladeinfrastruktur, Speicher und Wärmepumpen sind nicht nach Tagesmittel zu bewerten, sondern nach Zeitfenster, Vertrag und Steuerbarkeit.

Trotzdem gilt:

Der Day-Ahead-Preis ist kein kommunaler Strompreis.

Er wird erst dann haushaltsrelevant, wenn mindestens sechs weitere Informationen vorliegen:

1. Lastgang der betroffenen Marktlotation,
2. Liefervertrag oder Beschaffungsmodell,
3. Preisbestandteile neben Energiepreis,
4. Messentgelt und Messstellenbetrieb,
5. Netzentgelt- und Leistungspreislogik,
6. Haushaltsstelle und Bewirtschaftungsverantwortung.

Für die Ladeinfrastruktur bedeutet das: Selbst wenn öffentliche Ladepunkte in Heidelberg theoretisch in günstige Zeitfenster verschoben würden, kann daraus ohne Betreiberdaten, Lastmanagement, Kundenverhalten, Preis- und Vertragsmodell keine kommunale Entlastung berechnet werden.

Beispiel 3: Warum MaStR nur der zweite Datenblock ist

Für Stromlagebilder wird häufig zuerst das Marktstammdatenregister abgefragt. Das ist richtig, aber unvollständig. Der MaStR-Datendownload war am 15.07.2026 verfügbar; der Gesamtdatenauszug vom Vortag war im XML-Format angegeben und mit letzter Aktualisierung 15.07.2026 00:00:00 ausgewiesen. Die MaStR-Webhilfe beschreibt zudem Export- und Filtermöglichkeiten, weist aber auf Datenumfang, Datenstruktur, Prüflücken und vertrauliche Felder hin.

Für das Rechenbeispiel bedeutet das:

- MaStR ist der richtige Einstieg für PV, Wind, KWK, Speicher und sonstige energiewirtschaftliche Einheiten.
- MaStR ist nicht der richtige Einstieg für normale öffentliche Ladepunkte; Ladepunkte sind Verbrauchseinheiten und erscheinen nur in besonderen Fällen im MaStR, etwa bei Hoch- oder Höchstspannungsbezug.
- Für Ladeinfrastruktur ist das BNetzA-Ladesäulenregister deshalb ein passender öffentlicher Spezialdatensatz.
- Für eine vollständige kommunale Stromakte braucht die Kämmerei beide Welten: MaStR für Erzeugung und Speicher, Ladesäulenregister beziehungsweise lokale Betreiberakten für Ladeinfrastruktur.

Eine spätere vollständige Heidelberg-Beispielrechnung müsste deshalb drei Registerblöcke nebeneinanderstellen:

Datenblock	Zweck	Offene lokale Ergänzung
MaStR-Auszug Heidelberg	PV, Speicher, KWK und sonstige energiewirtschaftliche Einheiten identifizieren	kommunales Eigentum, Betreiberrolle, Messkonzept, Einspeise-/Eigenverbrauchsdaten
BNetzA-Ladesäulenregister Heidelberg	öffentliche Ladeinfrastruktur als Last- und Betreiberhypothese erfassen	kommunaler Bezug, Netzanschluss, Lastgang, §-14a-/Messstatus
SMARD/Cernion/ENTSO-E	Marktpreis- und Systemkontext für Zeitfensteranalyse	Liefervertrag, Preisbestandteile, Haushaltswirkung

Nur diese Kombination verhindert, dass Erzeugungsregister, Verbrauchsregister und Marktpreiszeitreihe vermischt werden.

Kontrollrechnung: Was aus dem Datensatz gerechnet werden darf

Aus dem öffentlichen Ladeinfrastruktur-Datensatz dürfen folgende Werte gerechnet werden:

Kennzahl	Rechenweg	Zulässige Aussage
Anzahl Ladeeinrichtungen	Zeilenzahl nach Ort-Filter	Anzahl öffentlich gemeldeter Ladeeinrichtungen im gefilterten Datensatz
Anzahl Ladepunkte	Summe der Spalte <code>Anzahl Ladepunkte</code>	gemeldete Ladepunktzahl im öffentlichen Register
Nennleistung	Summe der Spalte <code>Nennleistung Ladeeinrichtung [kW]</code>	technische gemeldete Nennleistung der Ladeeinrichtungen

Kennzahl	Rechenweg	Zulässige Aussage
Typenmix	Gruppierung nach Art der Ladeeinrichtung	Verhältnis Normal-/Schnellladeeinrichtungen im Register
Betreiberhäufigkeit	Gruppierung nach Betreiber	Registersicht auf Betreiberlandschaft

Nicht zulässig sind ohne lokale Ergänzung:

Unzulässige Ableitung	Warum gesperrt
gleichzeitige Maximallast = 16.161 kW	keine Gleichzeitigkeits-, Lastmanagement- oder Messdaten
kommunaler Stromverbrauch der Ladeinfrastruktur	kein Messpunkt- und Vertragsbezug
kommunale Einsparung durch Preisfenster	kein Liefervertrag, keine Steuerungsdaten, keine Haushaltsstelle
Netzausbaubedarf	keine Netzverträglichkeitsprüfung, keine Anschlusskapazität, keine Netzbetreiberantwort
§-14a-Netzentgeltwirkung	keine Steuerbarkeitsakte, kein Modul, kein Preisblatt, kein VNB-/MSB-Prozess
Beteiligungsertrag der Stadtwerke	keine Beteiligungs-, Ergebnis- oder Ausschüttungsunterlagen

Diese Trennung ist der Kern einer kämmereitauglichen Rechnung. Eine Zahl kann wahr und trotzdem nicht haushaltsfest sein.

Plausibilitätsnotiz zur Gebietskulisse

Der Filter liefert eine schnelle, reproduzierbare Erstabgrenzung. Er ist aber nicht abschließend. Für eine belastbare kommunale Beispielrechnung müssten mindestens fünf Plausibilitätsprüfungen folgen:

- PLZ-Prüfung:** auffällige Postleitzahlen und Schreibweisen prüfen.
- Adressprüfung:** Straße, Hausnummer und Standortbezeichnung gegen lokale Geodaten oder Liegenschaftsliste prüfen.
- Betreiberprüfung:** Betreiberbezeichnungen normalisieren und Konzern-/Stadtwerke-/Beteiligungsbezüge getrennt markieren.
- Mehrfachstandorte:** mehrere Ladeeinrichtungen an derselben Adresse nicht versehentlich als mehrere Standorte interpretieren.
- Kommunalbezug:** öffentliche Ladeinfrastruktur nicht automatisch als kommunales Vermögen oder kommunale Kostenstelle behandeln.

Für eine öffentliche Buchfassung wäre ein Tabellenanhang mit Rohzeilen nicht sinnvoll. Für die nicht öffentliche Arbeitsakte wäre er hingegen erforderlich, damit die Filterentscheidung nachvollzogen werden kann.

Beschlussreife-Gate für ein echtes Stromlagebild

Ein Rechenbeispiel aus öffentlicher Ladeinfrastruktur, MaStR und Marktsignalen ist beschlussreif, wenn zwölf Fragen beantwortet sind:

1. Welche Gebietskulisse wurde gewählt und wie wurden fehlerhafte oder auffällige Orts-/PLZ-Einträge behandelt?
2. Welche Ladepunkte, Erzeugungsanlagen, Speicher oder Verbrauchseinrichtungen sind tatsächlich kommunal relevant?
3. Welche Marktllokationen, Messlokationen und Zähler sind betroffen?
4. Welche Betreiber-, Eigentümer-, Lieferanten- und Letztverbraucherrollen bestehen?
5. Welche Netzanschlussleistung und Spannungsebene gilt je Standort?
6. Welche Viertelstundenwerte liegen für Verbrauch, Erzeugung, Speicherladung oder Ladeleistung vor?
7. Welche Steuerung oder welches Lastmanagement ist installiert oder vertraglich möglich?
8. Welche Liefer- und Netzentgeltmodelle gelten?
9. Welche KAV-, §-14a-, GEG-, WPG- oder §-42b-/§-42c-EnWG-Bezüge sind einschlägig?
10. Welche Kostenstellen, Haushaltsstellen, Investitionsnummern oder Beteiligungspositionen sind betroffen?
11. Welche Daten dürfen öffentlich, nicht öffentlich oder nur intern verwendet werden?
12. Welche Entscheidung soll der Gemeinderat tatsächlich treffen: Kenntnisnahme, Prüfauftrag, Planungsauftrag, Vergabevorbereitung oder Investitionsbeschluss?

Wenn diese Fragen offen sind, darf die Vorlage trotzdem weitergehen. Sie muss dann aber als Prüfauftrag formuliert werden. Ein zulässiger Beschluss wäre beispielsweise:

Die Verwaltung wird beauftragt, für die kommunal relevanten Ladeinfrastruktur-, Erzeugungs- und Speicherstandorte ein prüffähiges Stromlagebild mit Messpunktliste, Lastgangdaten, Betreiberrollen, Vertragslogik, Haushaltsstellen und Netzbetreiberabgleich zu erstellen. Öffentliche Registerdaten und Marktsignale werden als Quellen dokumentiert, aber nicht als Haushaltswirkung übernommen.

Muster-Tabelle für die lokale Arbeitsakte

Für die nächste interne Datenrunde sollte die Kämmerei keine freie Excel-Liste anlegen, sondern eine prüfbare Tabelle mit Mindestspalten:

Spalte	Inhalt	Quelle
Objekt-ID	kommunale Liegenschaft, öffentlicher Standort oder Beteiligungsbezug	Gebäudeliste, GIS, Liegenschaftsakte
Registerquelle	MaStR, Ladesäulenregister, SMARD, Cernion, Betreiberliste	Datenquelle mit Abrufdatum
Register-ID	MaStR-Nr., Ladeeinrichtungs-ID oder sonstige eindeutige ID	Registerexport
Adresse	Straße, Hausnummer, PLZ, Ort	Register und lokale Gegenquelle
Betreiber	energiewirtschaftlicher Betreiber	Register, Vertrag, Betreiberakte
Eigentümer	Eigentümer von Grundstück, Gebäude oder Anlage	Liegenschaftsakte
Messpunkt	Marktlotation, Messlotation, Zähler	Lieferant, MSB, VNB
Leistung	Nennleistung, Anschlussleistung oder vertragliche Leistung	Register, Netzanschluss, Vertrag
Zeitreihe	Verbrauch, Erzeugung, Ladeleistung je Intervall	Messdaten
Preislogik	Festpreis, dynamisch, Tranchen, Netzentgeltmodul	Vertrag, Preisblatt
Haushaltsstelle	Ergebnis-/Finanzhaushalt, Kostenstelle, Beteiligung	Kämmerei
Status	grün, gelb, rot	Datenqualitätsentscheidung

Die Statuslogik lautet:

- **Grün:** Messpunkt, Rolle, Vertrag, Zeitreihe und Haushaltsstelle sind belegt.
- **Gelb:** öffentlicher Registerwert oder Marktsignal mit lokalem Bezug, aber ohne vollständige Vertrags- oder Messpunktkette.
- **Rot:** Orts-, Presse-, Register- oder Marktwert ohne lokale Gegenprüfung.

Der Heidelberger Ladeinfrastruktur-Datensatz steht nach diesem Schema auf **gelb** für die lokale Betreiber- und Last-Hypothese. Er ist besser als eine bloße Annahme, aber noch keine Haushaltszahl.

Umgang mit Cernion-Evidence

Cernion wurde in diesem Lauf read-only genutzt. Der Evidence Router fand einen passenden Marktsignalfad für Day-Ahead-Preise, aber keinen passenden read-only Endpunkt für kommunale MaStR-Filter, lokale Lastgänge, Messpunktlisten, Anlagen-/Asset-Tabellen, Betreiberverträge, Haushaltsstellen oder kommunale Netzbetreiberantworten. Die Knowledge-RAG-Abfrage lieferte methodische Orientierung, aber niedrige Primärquellen-Eignung für harte Rechts- oder Verfahrensaussagen. Der OSM-Grid-Kontext Heidelberg im Mittelspannungsbereich lieferte keine belastbare Netz- oder Kapazitätsevidenz und wurde nicht als Netzanschlussnachweis verwendet.

Die Cernion-Day-Ahead-Werte werden deshalb ausschließlich als Marktsignal verwendet. Es wurden keine Cernion-Rechts-, Kosten-, Erlös-, Anschluss-, Kapazitäts-, Haushalts-, Asset- oder lokalen Standortwerte übernommen.

Nächster Datenlauf

Der nächste sinnvolle Datenlauf sollte die öffentliche Registerebene verlassen und in die lokale Gegenprüfung gehen:

1. Export der 401 Heidelberg-Zeilen aus dem Ladesäulenregister als nicht öffentliche Arbeitsanlage speichern.
2. PLZ- und Adressauffälligkeiten bereinigen oder begründet sperren.
3. Betreibergruppen normalisieren: Stadtwerke, kommunale Beteiligung, Klinik, private Betreiber, Parkhaus, Genossenschaft.
4. Abgleich gegen kommunale Liegenschaften, Parkhäuser, Straßenraum, Konzessionsflächen und Beteiligungsakte.
5. Für 5 bis 10 kommunal relevante Standorte Messpunkt, Netzanschluss, Lastgang und Vertrag anfordern.
6. Parallel MaStR-Filter für PV, Speicher und KWK in derselben Gebietskulisse vorbereiten.
7. Erst danach eine echte Viertelstundenrechnung für einen Standort durchführen.

Dieser Ablauf ist langsam, aber belastbar. Er verhindert, dass ein öffentliches Register zu einer Scheingenauigkeit im Haushalt wird.

Quellen- und Prüfnotizen

- Bundesnetzagentur, Ladesäulenkarte und CSV-Liste der Ladesäulen, Stand 07.07.2026; Nutzung als öffentlicher Registerdatensatz, nicht als vollständiges Abbild aller Ladeinfrastruktur.
- Bundesnetzagentur, Ladesäulenkarte: Hinweis, dass das Anzeigeverfahren abgeschlossen sein muss und die LSV keine lückenlose Erfassung der gesamten deutschen

Ladeinfrastruktur ermöglicht.

- Bundesnetzagentur, Daten zum Strommarkt 2025, Pressemitteilung vom 05.01.2026: realisierte Stromerzeugung, erneuerbare Anteile, Day-Ahead-Durchschnitt, negative Preise, hohe Preise und grenzüberschreitender Handel als Systemkontext.
- Marktstammdatenregister, Datendownload, Abruf 15.07.2026: Gesamtdatenauszug im XML-Format, tägliche Aktualisierung in der Regel um 5:00 Uhr; Datenstand vom 15.07.2026 00:00:00 auf der Downloadseite ausgewiesen.
- Marktstammdatenregister-Webhilfe: Filter-, Export- und Downloadhinweise; Hinweis auf Datenumfang, begrenzte öffentliche Felder und mögliche ungeprüfte oder fehlerhafte junge Meldungen.
- EnWG §§ 111d, 41a, 42b und 14a; MaStRV §§ 5 und 13; KAV § 2; GEG § 71; WPG § 13 als methodische Prüfkriterien.
- Cernion Energy Tools, read-only, 2026-07-15: Evidence Router empfahl `/api/entsoe/day-ahead-prices`; DE-LU-Day-Ahead-Werte für den Lauf mit Minimum 48,97 EUR/MWh, Maximum 203,78 EUR/MWh, Durchschnitt 132,10 EUR/MWh und Median 140,00 EUR/MWh. Nutzung nur als Marktsignal.