

Kapitel 8: Netzbetreiber-Kommunikation und Prozessrisiken

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

Kapitel 8: Netzbetreiber-Kommunikation und Prozessrisiken

Warum Netzbetreiber-Kommunikation eine Haushaltsfrage ist

Kommunale Energieprojekte werden häufig als Anlagenprojekte beschlossen: Photovoltaik auf Schuldächern, Ladepunkte am Bauhof, Wärmepumpe im Rathaus, Batteriespeicher für Eigenverbrauch, Ladeinfrastruktur für den Fuhrpark, ein elektrisches Pumpwerk für ein Wärmenetz oder ein Energiemanagementsystem für mehrere Liegenschaften. In der Umsetzung sind diese Vorhaben aber nicht nur technische Anlagen. Sie sind Netzanschluss-, Messstellen-, Steuerungs-, Marktkommunikations-, Vertrags-, Daten- und Fristenprozesse.

Für die Kämmerei ist diese Unterscheidung zentral. Ein Projekt kann fachlich sinnvoll sein und dennoch nicht beschlussreif sein, wenn der Netzanschluss nicht bestätigt ist, das Messkonzept fehlt, die steuerbare Verbrauchseinrichtung nicht eingeordnet wurde, der Messstellenbetreiber

nicht eingebunden ist oder der Haushaltsplan eine Netzbetreiberantwort unterstellt, die noch nicht vorliegt. Umgekehrt schützt eine frühe und vollständige Kommunikation mit Netzbetreiber und Messstellenbetreiber den Haushalt: Kostenarten werden getrennt, Fristen werden dokumentiert, Rückfragen werden sichtbar, und politische Beschlüsse werden nicht versehentlich auf technische Annahmen gestützt.

Die zentrale Regel dieses Kapitels lautet:

Kommunale Energieprojekte sind erst dann haushaltsfest, wenn Netzanschluss, Messung, Steuerung, Marktkommunikation, Betreiberrolle und Kostenfolge als Prozesskette dokumentiert sind.

Der Netzbetreiber ist dabei nicht als Gegner der kommunalen Energiewende zu verstehen. Er ist eine regulierte Prozesspartei. Der Verteilnetzbetreiber prüft Netzanschluss, Netzverträglichkeit, Anschlussnutzung, Steuerbarkeit, Netzzustand und technische Voraussetzungen. Der Messstellenbetreiber stellt Messsysteme, Datenkommunikation und gegebenenfalls Steuerungseinrichtungen bereit. Lieferant, Direktvermarkter, Installateur, Fachplaner, Anlagenbetreiber, Anschlussnehmer und Anschlussnutzer haben weitere Rollen. Die Kämmerei muss diese technischen Rollen nicht selbst ausfüllen. Sie muss aber verlangen, dass jede beschlussrelevante Aussage einer Rolle, einem Nachweis und einem Prozessstand zugeordnet ist.

Die sieben Kommunikationsachsen

Eine kämmererταugliche Vorlage zu Erzeugung, Ladeinfrastruktur, Wärmepumpe, Speicher oder größerer elektrischer Last sollte sieben Kommunikationsachsen sichtbar machen.

Erstens: Netzanschluss. Geht es um einen bestehenden Anschluss, eine Leistungserhöhung, einen neuen Netzanschluss, einen geänderten Netzverknüpfungspunkt, Einspeisung, Bezug oder beides? Ein PV-Projekt auf einer Schule hat andere Anschlussfragen als ein Bauhof mit Ladepunkten, eine Großwärmepumpe, ein Speicher mit Netzladefähigkeit oder ein Wärmenetzpumpwerk.

Zweitens: Netzverträglichkeit. Welche Daten braucht der Netzbetreiber, um die Maßnahme zu prüfen? Dazu gehören Standort, Spannungsebene, vorhandene Anschlussleistung, geplante Bezugsleistung, geplante Einspeiseleistung, technische Datenblätter, Schutzkonzept, Zählerschrank, Betriebsweise, Gleichzeitigkeiten, Steuerung und gewünschter Inbetriebnahmetermine.

Drittens: Messkonzept. Welche Marktlokation, Messlokation, Zähler, Erzeugungszähler, Einspeisezähler, Unterzähler, Lastgangmessung, Zählerstandgangmessung oder intelligente Messsysteme sind betroffen? Eine Wirtschaftlichkeitsrechnung ohne Messkonzept ist nur ein Szenario. Sie zeigt nicht, ob Eigenverbrauch, Direktvermarktung, Energy Sharing, Gebäudestrom, Netzentgeltmodul oder interne Kostenverrechnung tatsächlich abgerechnet werden können.

Viertens: Steuerung. Betrifft die Maßnahme § 14a EnWG, eine Einspeisebegrenzung, eine flexible Netzanschlussvereinbarung, eine Steuerbox, ein Energiemanagementsystem, Direktvermarktung, Redispatch oder eine andere Steuerungsanforderung? Steuerbarkeit ist keine allgemeine Komfortfunktion, sondern ein geregelter Prozess mit technischen, rechtlichen und abrechnungstechnischen Folgen.

Fünftens: Marktkommunikation. Welche Informationen müssen zwischen Netzbetreiber, Lieferant, Messstellenbetreiber, Anlagenbetreiber, Direktvermarkter und Dienstleister ausgetauscht werden? Seit dem 6. Juni 2025 sind insbesondere der beschleunigte werktägliche Lieferantenwechsel nach BK6-22-024 und die Datenübermittlung von Zählerstandsgängen nach BK6-24-174 zu beachten. Für die Kommune bedeutet das nicht, dass die Kämmerei Marktkommunikationsformate bearbeiten muss. Es bedeutet aber, dass Betreiberrolle, Marktllokation, Messlokation, Lieferverhältnis, Datenzugriff und Wechselprozesse nicht nachträglich erfunden werden dürfen.

Sechstens: Verteilnetzausbauplanung. EnWG § 14d macht Verteilnetzausbauplanung seit 2026 zu einem wichtigen Orientierungspunkt. Regionalszenarien und Netzausbaupläne enthalten Angaben zu erwarteten Anschlüssen von Erzeugungskapazitäten und Lasten, Verkehr, Gebäudewärme, Engpassregionen, Ausbaumaßnahmen, Flexibilitätsdienstleistungen und Kosten. Diese Planungen ersetzen keine konkrete Netzverträglichkeitsprüfung für ein kommunales Projekt. Sie helfen aber, kommunale Vorhaben in den regionalen Netzkontext einzuordnen und Rückfragen an den Netzbetreiber präziser zu stellen.

Siebtens: Haushaltsfolge. Welche Kosten und Risiken entstehen aus Anschluss, Baukostenzuschuss, Netzverstärkung, Zählerschrankumbau, Messstellenbetrieb, Gateway, Steuerungseinrichtung, Datenkommunikation, Inbetriebsetzung, Wartung, Backend, Nachrüstung, Verzögerung oder Vergabeänderung? Diese Punkte sind nicht nebensächlich. Sie können den Unterschied zwischen belastbarer Wirtschaftlichkeit und Scheingenauigkeit ausmachen.

Die sieben Achsen sollten in der Projektakte getrennt bleiben. Wenn Netzanschluss unter "Technik", Messung unter "Betrieb" und Steuerbarkeit unter "später klären" verschwindet, verliert die Kämmerei Kontrolle über Mittelbindung, Fristen und Folgekosten.

Rollen: Wer muss sprechen?

Netzbetreiber-Kommunikation scheitert oft nicht am fehlenden guten Willen, sondern an unklaren Rollen. Eine Kommune ist nicht immer dieselbe energiewirtschaftliche Rolle. Sie kann Grundstückseigentümerin, Gebäudeeigentümerin, Anschlussnehmerin, Anschlussnutzerin, Letztverbraucherin, Anlagenbetreiberin, Verpächterin, Auftraggeberin, Gesellschafterin eines Stadtwerks, Trägerin eines Eigenbetriebs oder nur politische Beschlussgeberin sein.

Für die Projektakte sind mindestens folgende Rollen zu benennen:

Rolle	Typische Frage	Haushaltsrisiko bei Unklarheit
-------	----------------	--------------------------------

Anschlussnehmer	Wer ist Vertragspartner für den Netzanschluss?	Anschlusskosten, Baukostenzuschuss, Haftung und Zustimmungspflichten landen falsch.
Anschlussnutzer/Letzterverbraucher	Wer nutzt Strom am Zählpunkt?	Verbrauch, Netzentgelt, Liefervertrag und §-14a-Einordnung werden falsch zugeordnet.
Anlagenbetreiber	Wer betreibt PV, Speicher, Ladepunkt, Wärmepumpe, Kälteanlage oder KWK-Anlage?	MaStR, EEG/KWKG, Wartung, Direktvermarktung und Betreiberpflichten bleiben offen.
Netzbetreiber	Welcher VNB ist zuständig, in welcher Spannungsebene und welchem Netzgebiet?	Portal, TAB, Formular, Netzverträglichkeitsprüfung und Preisblatt werden verwechselt.
Messstellenbetreiber	Wer stellt Messsystem, Steuerungseinrichtung und Datenkommunikation bereit?	Messkonzept, iMSys, Steuerbox, Zusatzleistungen und Fristen werden nicht belastbar.
Lieferant/Direktvermarkter	Wer bilanziert und rechnet Energieflüsse ab?	Eigenverbrauchs-, Liefer-, Reststrom- und Vermarktungsaussagen tragen nicht.
Fachplaner/Installateur	Wer liefert technische Unterlagen und Inbetriebsetzungsnachweise?	Nachforderungen und Abnahmen verzögern Mittelabfluss und Nutzung.
Kommune/Kämmerei	Welche Aussage wird haushaltswirksam beschlossen?	Prüfwerte werden als sichere Einsparung oder Einnahme missverstanden.

Die wichtigste Arbeitsregel lautet:

Keine Wirtschaftlichkeitszahl ohne Rollenangabe.

Wenn die Kommune nur Dachfläche bereitstellt, ist ihre Haushaltswirkung eine andere als bei eigener Investition. Wenn das Stadtwerk Betreiber ist, liegt die Wirkung anders als bei einem Eigenbetrieb. Wenn ein Contractor die Wärmepumpe betreibt, muss die Vorlage Vertrag, Laufzeit, Preisänderungslogik, Messpunkt und Betriebsverantwortung abbilden. Wenn mehrere Liegenschaften gemeinsam betrachtet werden, ist zu klären, ob sie dieselbe energiewirtschaftliche Rolle haben oder nur politisch in einem Programm gebündelt werden.

Rechtsrahmen als Prüflogik

Dieses Kapitel ersetzt keine Rechtsberatung. Es übersetzt die wichtigsten Rechtsanker in eine kommunale Prüflogik.

EnWG § 17: Netzanschluss und flexible Anschlussvereinbarung

EnWG § 17 verpflichtet Betreiber von Energieversorgungsnetzen, unter anderem Letztverbraucher, Ladepunkte, Erzeugungsanlagen und Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie zu angemessenen, diskriminierungsfreien und transparenten Bedingungen anzuschließen. Eine Ablehnung ist in Textform zu begründen; bei Kapazitätsmangel kann die Begründung aussagekräftige Informationen zu erforderlichen Ausbaumaßnahmen und Kosten enthalten.

Seit der Aufnahme von § 17 Absatz 2b EnWG ist für Speicher, Verbrauchsanlagen und andere Anschlusskonstellationen außerdem die flexible Netzanschlussvereinbarung als eigenes Instrument zu beachten. Sie kann eine statische oder dynamische Begrenzung der maximalen Entnahme- oder Einspeiseleistung enthalten. In ihr müssen insbesondere Höhe, Zeitraum, Dauer, technische Anforderungen und Haftung geregelt werden.

Für die Kämmerei heißt das: Flexible Netzanschlussvereinbarung ist kein bloßes technisches Schlagwort. Sie ist ein Vertrags- und Betriebsrisiko. Eine Vorlage muss ausweisen, ob nur eine Möglichkeit geprüft wird oder ob eine konkrete Vereinbarung vorliegt. Sie muss außerdem zeigen, welche Leistung begrenzt wird, wann die Begrenzung gilt, wie sie technisch umgesetzt wird, wer die Einhaltung überwacht und welche Folgen eine Überschreitung hat.

NAV § 19 und § 20: Ladepunkte, zusätzliche Lasten und TAB

Für Niederspannungsanschlüsse ist NAV § 19 ein zentraler Einstieg. Erweiterungen und Änderungen von Anlagen sowie zusätzliche Verbrauchsgeräte sind dem Netzbetreiber mitzuteilen, soweit sich die vorzuhaltende Leistung erhöht oder mit Netzurückwirkungen zu rechnen ist. Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge sind vor Inbetriebnahme mitzuteilen. Überschreitet die Summen-Bemessungsleistung je elektrischer Anlage 12 kVA, braucht die Inbetriebnahme zusätzlich die vorherige Zustimmung des Netzbetreibers. Der Netzbetreiber muss sich in diesem Fall innerhalb von zwei Monaten nach Eingang der Mitteilung äußern. Bei Nichtzustimmung muss er Hinderungsgrund, mögliche Abhilfemaßnahmen und erforderlichen Zeitbedarf darlegen. Seit dem 1. Januar 2024 muss der Netzbetreiber ermöglichen, dass die erforderlichen Mitteilungen auch über seine Internetseite erfolgen können.

NAV § 20 ergänzt, dass der Netzbetreiber technische Anschlussbedingungen festlegen kann, soweit dies für sichere und störungsfreie Versorgung notwendig ist. Der Anschluss bestimmter Verbrauchsgeräte kann in den TAB von vorheriger Zustimmung abhängig gemacht werden. Für kommunale Projekte sind TAB deshalb keine Anlage zum Technikordner, sondern eine Kosten- und Fristenquelle.

Für den Haushalt folgt: Ladeinfrastruktur ist vor der Tiefbauphase ein Netzprozess. Ein Haushaltsansatz für Ladepunkte sollte nicht nur Hardware und Installation enthalten, sondern auch Portalprozess, Zustimmungserfordernis, mögliche Abhilfemaßnahmen, Zählerschranksbau, Anschlussverstärkung, Steuerbarkeit, Inbetriebsetzungsfristen und Verzögerungsrisiko.

EEG § 8 und § 8a: Anschlussanspruch, Fristen und flexible Einspeisung

Für erneuerbare Erzeugungsanlagen ist EEG § 8 der zentrale Anschlussanker. Netzbetreiber müssen Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien unverzüglich vorrangig an geeigneter Stelle anschließen. Nach Eingang eines Netzanschlussbegehrens muss der Netzbetreiber einen Zeitplan für die Bearbeitung übermitteln. Nach Eingang der erforderlichen Informationen muss er unverzüglich, spätestens innerhalb von acht Wochen, unter anderem Ergebnis der Netzverträglichkeitsprüfung, Zeitplan für die Herstellung des Anschlusses, erforderliche Informationen zum Verknüpfungspunkt und einen nachvollziehbaren Kostenvoranschlag übermitteln. Für kleinere Anlagen mit bestehendem Grundstücksanschluss gelten besondere Portal- und Fristenregeln.

EEG § 8a regelt flexible Netzanschlussvereinbarungen für erneuerbare Erzeugungsanlagen. Vereinbart werden kann eine anschlussseitige Begrenzung der maximalen Wirkleistungseinspeisung. Die Vereinbarung muss unter anderem Höhe, Zeitfenster, Dauer, technische Sicherstellung, Haftung und gegebenenfalls das Einverständnis anderer Anlagen- oder Speicherbetreiber am selben Netzverknüpfungspunkt regeln.

Für kommunale Beschlüsse bedeutet das: Ein Anschlussanspruch ersetzt nicht die Projektakte. Die Kommune muss das Anschlussbegehren prüffähig stellen und dokumentieren, welche Unterlagen eingereicht wurden, wann relevante Fristen beginnen, welche Rückfragen offen sind und ob eine flexible Anschlussvereinbarung bereits vertraglich geprüft ist. Eine flexible Einspeisebegrenzung kann helfen, Netzanschluss zu ermöglichen oder zu beschleunigen. Sie kann aber auch Erzeugungs-, Speicher-, Direktvermarktungs- und Wirtschaftlichkeitsannahmen verändern.

EnWG § 14a und BNetzA-Festlegungen: Steuerbarkeit ist kein Rabattetikett

EnWG § 14a gibt der Bundesnetzagentur Festlegungskompetenzen für bundeseinheitliche Regeln zur netzorientierten Steuerung steuerbarer Verbrauchseinrichtungen und steuerbarer Netzanschlüsse im Gegenzug für Netzentgeltreduzierungen. Der Gesetzestext nennt insbesondere Wärmepumpen, nicht öffentlich zugängliche Ladepunkte für Elektromobile, Anlagen zur Erzeugung von Kälte, Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie und Nachtstromspeicherheizungen, soweit die Bundesnetzagentur nichts anderes vorsieht. Sobald die Messstelle mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet wurde, hat die Steuerung nach den Vorgaben des

Messstellenbetriebsgesetzes, der BSI-Vorgaben und der BNetzA-Festlegungen über ein Smart-Meter-Gateway zu erfolgen.

Die Bundesnetzagentur hat zu § 14a die Verfahren BK6-22-300 zur Integration steuerbarer Verbrauchseinrichtungen und BK8-22/010-A zur Netzentgeltreduzierung geführt. In ihrer Verbraucherinformation beschreibt sie die Logik so: Neue steuerbare Verbrauchseinrichtungen wie Wärmepumpen, Klimageräte, Stromspeicher oder private Ladeeinrichtungen sollen nicht mehr mit Verweis auf mögliche lokale Überlastung abgelehnt oder verzögert werden. Im Gegenzug darf der Netzbetreiber bei konkreter Gefahr einer Überlastung den netzwirksamen Leistungsbezug temporär reduzieren.

Für die Kämmerei ist entscheidend: § 14a ist nicht nur ein Netzentgeltvorteil. Er ist eine Prozesskette aus Anlage, Leistung, Niederspannungsanschluss, Steuerbarkeit, Messsystem, Steuerungseinrichtung, Betreiberrolle, Preisblatt, Modulwahl, Lieferantenprozess und Betriebspriorität. Wenn eine Vorlage "§-14a-fähig" oder "reduzierte Netzentgelte" enthält, muss sie mindestens sagen:

- welche steuerbare Verbrauchseinrichtung betroffen ist,
- welche Netzanschlussleistung und welcher netzwirksame Leistungsbezug gemeint sind,
- ob Direktansteuerung oder Energiemanagementsystem vorgesehen ist,
- welches Netzentgeltmodul angesetzt wird,
- welche Marktllokation und welches Messkonzept zugrunde liegen,
- welcher Messstellenbetreiber die technische Umsetzung bestätigt,
- wer das Modul wählt oder im Lieferantenprozess abbildet,
- welche kommunale Betriebsfunktion im Steuerungsfall betroffen ist.

MsbG §§ 29 und 34: Mess- und Steuerungsinfrastruktur als Projektbestandteil

Das Messstellenbetriebsgesetz macht aus Energiewendeprojekten Daten- und Steuerungsprojekte. Nach MsbG § 29 hat der grundzuständige Messstellenbetreiber Messstellen an ortsfesten Zählpunkten unter den gesetzlichen Voraussetzungen mit intelligenten Messsystemen auszustatten; bei Letztverbrauchern mit Vereinbarung nach § 14a EnWG geht es um intelligente Messsysteme und eine Steuerungseinrichtung am Netzanschlusspunkt.

MsbG § 34 zeigt, dass Messstellenbetrieb nicht nur Zählerwechsel bedeutet. Zu den Standardleistungen gehören unter anderem Datenkommunikation, viertelstundengenaue Netzzustandsdaten, tägliche Übermittlung an den Netzbetreiber über das Smart-Meter-Gateway, Einbau und Betrieb einer Steuerungseinrichtung am Netzanschlusspunkt, Anbindung an Smart-Meter-Gateway, Energiemanagementsysteme, Anlagen oder steuerbare Verbrauchseinrichtungen sowie Konfiguration und Parametrierung. Zusatzleistungen können zum Beispiel vorzeitige

Ausstattung mit intelligenten Messsystemen, zusätzliche Steuerungseinrichtungen oder Datenübermittlung an Dritte betreffen.

Für kommunale Projekte folgt daraus: Das Messkonzept ist Teil der Investitions- und Betriebslogik. Wer Speicher, Ladepunkt, Wärmepumpe, Kälteanlage oder Energy-Sharing-Modell beschließt, muss fragen, ob Messstelle, Gateway, Steuerungseinrichtung, Zusatzleistung, Datenbereitstellung, Parametrierung und Messstellenbetreiberprozess im Kosten- und Zeitplan enthalten sind.

BNetzA-Marktkommunikation: GPKE, WiM und Zählerstandsgänge

Die energiewirtschaftliche Abrechnung wird nicht frei per E-Mail gestaltet. Sie folgt Marktkommunikationsprozessen. Für Kapitel 8 ist besonders relevant, dass die Bundesnetzagentur mit BK6-22-024 den beschleunigten werktäglichen Lieferantenwechsel in 24 Stunden festgelegt hat. Die BNetzA weist darauf hin, dass dieser Prozess ab dem 6. Juni 2025 nach dem Beschluss und den Anlagen abzuwickeln ist. Gleichzeitig treten Anpassungen durch BK6-24-174 zur Übermittlung von Zählerstandsgängen in Kraft; die Bundesnetzagentur beschreibt ab diesem Zeitpunkt die umfassende Versendung von Last- oder Zählerstandsgängen für iMS-Marktlösungen.

Für die Kämmerei ist das keine Detailfrage der Marktkommunikation. Es betrifft die Beschlussreife bei allen Projekten, die neue Marktlösungen, Lieferantenwechsel, Messstellenbetreiberwechsel, Zählerstandsgänge, zeitvariable Netzentgelte, Energy Sharing, gemeinschaftliche Gebäudeversorgung oder interne Kostenverrechnung benötigen. Eine Vorlage muss deshalb unterscheiden:

- Welche Daten werden technisch gemessen?
- Welche Daten werden energiewirtschaftlich kommuniziert?
- Welche Daten dürfen kommunal für Controlling, Haushaltssteuerung oder Betriebsoptimierung genutzt werden?
- Welche Daten sind für Abrechnung oder Bilanzierung verbindlich?
- Welche Daten sind nur Prognose, Simulation oder Monitoring?

EnWG § 14d: Netzausbauplanung als Kontext, nicht als Anschlusszusage

EnWG § 14d verpflichtet bestimmte Elektrizitätsverteilnetzbetreiber ab 2026 alle zwei Jahre zur Vorlage von Netzausbauplänen. Das Regionalszenario berücksichtigt unter anderem erwartete Anschlüsse von Erzeugungskapazitäten und Lasten, Ein- und Ausspeisungen, Verkehr, Gebäudewärme und andere Sektoren. Der Netzausbauplan enthält unter anderem Netzkarten des Hochspannungs- und Mittelspannungsnetzes sowie Umspannstationen auf Mittelspannung und Niederspannung mit Engpassregionen, geplante Optimierungs-, Verstärkungs-, Erneuerungs- und

Ausbaumaßnahmen, Flexibilitätsdienstleistungen, Alternativen und Kosten.

Für Kommunen ist das ein neuer Prüfanker. Ein Netzausbauplan ist keine Zusage für eine Schule, einen Bauhof oder ein Quartier. Er kann aber helfen, kommunale Projektlisten an regionalen Netzenspässen, erwarteten Lasten, Ladeinfrastruktur, Wärmepumpenhochlauf und Flexibilitätsbedarf zu spiegeln. Der richtige Umgang lautet: aus Netzausbauplänen Fragen ableiten, keine Anschlussfähigkeit behaupten.

GEG, WPG und KAV als Grenzprüfungen

Kapitel 8 ist ein Stromnetz- und Prozesskapitel. Trotzdem müssen GEG, WPG und KAV als Grenzprüfungen mitlaufen.

GEG § 71 ordnet die Heizungsentscheidung. Wenn eine Kommune eine Wärmepumpe beschließt, ist der Netzanschluss nur eine von mehreren Voraussetzungen. Die Anlage muss in die GEG-Logik der 65-Prozent-Anforderung, der Nachweise und der Gebäudestrategie passen. Ein Netzbetreiberprozess ersetzt keine Gebäudeentscheidung.

WPG § 13 ordnet die Wärmeplanung. Wenn ein Wärmenetzpumpwerk, eine Großwärmepumpe, Power-to-Heat oder eine Wärmeversorgungslösung netzseitig geprüft wird, muss die Vorlage zwischen Wärmeplan, konkreter Objektentscheidung und Netzanschluss unterscheiden. Der Wärmeplan ersetzt nicht die Anschlusszusage und die Anschlusszusage ersetzt nicht den Wärmeplan.

KAV § 2 ordnet Konzessionsabgaben nach gelieferten Kilowattstunden, Kundengruppen, Einwohnergrößenklassen und Sondervertragskundenlogik. Für neue Ladepunkte, Wärmepumpen, Speicher oder Liefermodelle darf eine Vorlage keine pauschale Konzessionsabgabewirkung behaupten. Entscheidend sind Lieferbeziehung, Abnahmestelle, Tarif-/Sondervertragskundeneinordnung, Durchleitung, Zählpunkt und lokaler Konzessionsvertrag.

Der kommunale Netzprozess: Von der Idee zur belastbaren Antwort

Eine kämmerertaugliche Projektakte sollte Netzkommunikation in Phasen führen.

Phase 1: Vorprüfung vor politischer Zusage

Vor einem Grundsatzbeschluss sollte die Verwaltung keine Einsparung, Erlöse oder Anschlussfähigkeit als gesicherte Tatsache darstellen. Zulässig sind Prüfaussagen: erwartete Leistung, potenzielle Nutzung, grobe Kostenkorridore, vermuteter Anschluss, offene Unterlagen und Prozessrisiko.

Die Vorprüfung braucht mindestens:

- Standort und Objektidentität,
- Eigentums- und Betreiberrolle,
- vorhandene Anschlussdaten,
- geplante Bezugs- und Einspeiseleistung,
- vorhandene Messpunkte und Zähler,
- gewünschte Inbetriebnahme,
- erste Einordnung nach EnWG, NAV, EEG, MsbG, TAB, GEG, WPG und KAV,
- zuständiger Netzbetreiber und Messstellenbetreiber,
- Datenhalter in der Verwaltung.

Das Ergebnis ist keine Ausführungsfreigabe, sondern ein Prüfauftrag.

Phase 2: Prüffähiges Anschlussbegehren

Das Anschlussbegehren muss so gestellt werden, dass der Netzbetreiber fachlich antworten kann. Ein unvollständiges Portalformular ist kein belastbarer Fristanker, wenn wesentliche Angaben fehlen. Die Projektakte sollte deshalb dokumentieren:

- Datum der Einreichung,
- Portal- oder Vorgangsnummer,
- eingereichte Unterlagen,
- verantwortlicher Fachplaner oder Installateur,
- offene Rückfragen,
- Vollständigkeitsstatus,
- Beginn relevanter Fristen nur soweit belastbar,
- erwartete Antwortarten: Zustimmung, Netzverträglichkeitsprüfung, Zeitplan, Kosten, Abhilfemaßnahmen, flexible Vereinbarung oder Ablehnung mit Begründung.

Für die Kämmerei ist diese Dokumentation wichtiger als technische Detailtiefe. Sie zeigt, ob ein Haushaltsansatz in einem realen Prozess hängt oder nur auf Planungsannahmen beruht.

Phase 3: Mess- und Steuerungskonzept

Viele Projekte wirken in Konzeptfolien einfach und werden am Messkonzept kompliziert. Das gilt besonders für PV mit Eigenverbrauch, Speicher, Ladepunkte, Wärmepumpen, gemeinschaftliche Gebäudeversorgung, Energy Sharing, Direktvermarktung und mehrere Nutzer hinter einem Anschluss.

Ein Mess- und Steuerungskonzept muss mindestens beantworten:

- Welche Marktllokation und Messlokation sind betroffen?
- Welche Zähler sind vorhanden, welche müssen ersetzt, ergänzt oder neu gesetzt werden?
- Gibt es getrennte Messung für allgemeine Gebäudelast, steuerbare Verbrauchseinrichtung, Erzeugung, Einspeisung oder Unterverbrauch?
- Wird ein intelligentes Messsystem benötigt oder vorgezogen?
- Wird eine Steuerungseinrichtung benötigt?
- Wer ist grundzuständiger oder wettbewerblicher Messstellenbetreiber?
- Welche Werte werden für Abrechnung, Netzzustand, Lastmanagement, Eigenverbrauch oder interne Kostenverteilung benötigt?
- Welche Daten dürfen an wen gehen?
- Welche Kosten entstehen aus Messstellenbetrieb, Zusatzleistungen, Umbau, Gateway, Steuerbox und Datenkommunikation?

Ohne Messkonzept bleibt eine Wirtschaftlichkeitsrechnung vorläufig. Sie kann zeigen, was möglich wäre, aber nicht, was abgerechnet wird.

Phase 4: Netzbetreiberantwort als Haushaltsdokument

Die Netzbetreiberantwort gehört nicht nur in die technische Akte. Sie gehört als Haushaltsdokument in die Projektabakte. Aus ihr sind fünf Fragen abzuleiten:

1. Welche Aussage ist bestätigt?
2. Welche Bedingung ist genannt?
3. Welche Kostenart entsteht?
4. Welcher Zeitbedarf folgt?
5. Welche offene Frage blockiert Beschlussreife?

Wenn der Netzbetreiber Abhilfemaßnahmen, Netzverstärkung, Anschlussumbau, Messanforderungen, Steuerbarkeit, Baukostenzuschuss oder flexible Begrenzung nennt, muss die Vorlage diese Punkte sichtbar machen. Sie dürfen nicht in der Fachplanung verschwinden.

Phase 5: Beschlussfassung mit Rückkehr-Gate

Viele kommunale Energieprojekte brauchen einen zweistufigen Beschluss. Der erste Beschluss beauftragt Prüfung, Planung und Netzkommunikation. Der zweite Beschluss gibt Investition, Vergabe oder Betreiberentscheidung frei. Dazwischen liegt ein Rückkehr-Gate:

- Netzbetreiberantwort liegt vor oder ist als offene Sperre dokumentiert.
- Messstellenbetreiberprozess ist geklärt.
- Mess- und Steuerungskonzept ist beschrieben.
- Kostenarten sind getrennt.
- Risiken sind bewertet.
- Vergabeumfang enthält Netz-, Mess-, Daten- und Betriebsleistungen.
- Haushaltsstelle und Mittelbindung sind eindeutig.
- Betreiberrolle und Vertragsmodell sind zugeordnet.

Dieses Gate ist keine Bürokratie. Es verhindert, dass ein politischer Zielbeschluss als technische Ausführungsfreigabe missverstanden wird.

Typische Prozessrisiken und Gegenmaßnahmen

Risiko	Typisches Symptom	Gegenmaßnahme
Anschlussannahme ohne Antwort	Vorlage nennt Inbetriebnahmetermin, aber keine VNB-Antwort	Anschlussstatus als rot/gelb/grün ausweisen; keine Anschlussfähigkeit behaupten.
Leistung falsch gelesen	kWp, kW, kVA, Anschlussleistung und Ladeleistung werden vermischt	Leistungsbegriffe getrennt in der Projekttakte führen.
Messkonzept fehlt	Eigenverbrauch oder Einsparung wird berechnet, aber Zählpunkte fehlen	Wirtschaftlichkeit nur als Szenario markieren, bis Messkonzept bestätigt ist.
§ 14a nur als Rabatt verstanden	Netzentgeltreduzierung wird angesetzt, Steuerungs- und Messpflichten fehlen	§-14a-Akte mit Einrichtung, Leistung, Steuerungsweg, Preisblatt und MSB-Prozess führen.
Portalprozess unklar	E-Mail liegt vor, aber kein Vorgang im Netzbetreiberportal	Portalnummer, Einreichdatum und Unterlagenliste dokumentieren.
TAB-Nachforderung	Zählerschrank, Schutztechnik oder Steuerbarkeit passen nicht	TAB/Formular vor Vergabe prüfen; Fachplanerleistung eindeutig beauftragen.
Baukostenzuschuss fehlt	Investitionsansatz enthält nur Anlage und Tiefbau	Netzanschlusskosten, Baukostenzuschuss und Netzverstärkung als eigene Kostenarten führen.
Flexible Vereinbarung unklar	Begrenzung wird als Anschlusslösung genannt, aber nicht vertraglich gefasst	Höhe, Zeitraum, Dauer, Haftung und technische Umsetzung dokumentieren.

Risiko	Typisches Symptom	Gegenmaßnahme
Betreiberrolle offen	Stadtwerk, Kommune, Contractor und Eigenbetrieb werden austauschbar behandelt	Rollenmatrix vor Wirtschaftlichkeit und Vergabe beschließen.
Fristen falsch gestartet	Verwaltung zählt ab Idee statt ab vollständiger Einreichung	Fristen nur mit Eingangsbestätigung und Vollständigkeitsstatus führen.
Datenzugang ungeklärt	Lastgänge werden für Optimierung unterstellt, sind aber nicht verfügbar	MSB-/Lieferanten-/VNB-Datenrechte vor Planung klären.

Lokales Prüfmuster: Ladepunkte am Bauhof

Der Bauhof ist ein gutes Prüfmuster, weil hier Fuhrpark, Ladezeiten, Lastspitzen, Arbeitsschutz, Betriebsbereitschaft, Tiefbau, Zählerschrank, Netzanschluss und Vergabe zusammenlaufen.

Die Ausgangsfrage lautet: Die Kommune möchte Ladepunkte für leichte Nutzfahrzeuge, Pkw und perspektivisch einzelne Arbeitsmaschinen schaffen. Politisch klingt die Aufgabe einfach: Fahrzeuge ersetzen, Ladepunkte beschaffen, Strom möglichst lokal erzeugen. Für den Haushalt ist sie komplexer:

- Reicht der bestehende Anschluss?
- Welche Ladeleistung wird wirklich benötigt?
- Muss die Summenleistung nach NAV § 19 gemeldet oder genehmigt werden?
- Fallen die Ladepunkte unter § 14a EnWG?
- Wird Direktansteuerung oder Energiemanagementsystem genutzt?
- Ist ein intelligentes Messsystem erforderlich?
- Welches Netzentgeltmodul wird angenommen?
- Gibt es ein kommunales Betriebsrisiko, wenn der Netzbetreiber temporär reduziert?
- Werden Ladepunkte öffentlich oder nicht öffentlich betrieben?
- Wer ist Betreiber: Kernverwaltung, Eigenbetrieb, Stadtwerk oder Dienstleister?

Eine beschlussreife Vorlage sollte daraus keine Scheingenauigkeit bauen. Sie sollte drei Stufen unterscheiden.

Prüfbeschluss: Die Verwaltung darf Standort, Fuhrparkbedarf, Ladefenster, grobe Leistung, mögliche PV-Kopplung und Netzkommunikationsbedarf darstellen. Kosten sind als Korridor zu führen. Anschlussfähigkeit ist offen.

Planungsbeschluss: Netzbetreiberportal, TAB, vorhandener Anschluss, Messstellenbetreiber, Zählerschrank, Lastmanagement und §-14a-Einordnung sind geprüft. Kostenarten sind getrennt. Vergabeunterlagen enthalten Mess-, Steuerungs- und Datenanforderungen.

Investitionsbeschluss: Netzbetreiberantwort, MSB-Prozess, Messkonzept, Steuerungsweg, Preisblatt, Betreiberrolle, Haushaltsstelle, Vergabeumfang und Rückfalloption liegen vor. Erst dann sind Betriebskosten, Netzentgeltreduzierung oder Einsparungen haushaltsfähig anzusetzen.

Lokales Prüfmuster: PV, Speicher und Wärmepumpe in einer Schule

Eine Schule mit PV, Batteriespeicher und Wärmepumpe verbindet Erzeugung, Verbrauch, Wärme, Speicher und Steuerung. Sie ist deshalb ein typischer Fall für falsche Addition.

Die PV-Anlage braucht ein EEG-Anschlussbegehren, MaStR-Registrierung, Erzeugungs- und Einspeiselogik, gegebenenfalls Direktvermarktung und ein Messkonzept. Der Speicher kann Eigenverbrauch erhöhen, Lastspitzen verändern oder Resilienz unterstützen. Er kann aber hinsichtlich seines netzwirksamen Leistungsbezugs auch in §-14a-Fragen geraten. Die Wärmepumpe gehört zur GEG- und Wärmeakte; netzseitig ist sie eine zusätzliche Last und möglicherweise steuerbare Verbrauchseinrichtung. Das Energiemanagementsystem kann Betriebsprioritäten setzen, ist aber selbst ein Beschaffungs-, Daten- und Haftungsthema.

Für die Kämmerei sind vier getrennte Aussagen nötig:

1. Die PV erzeugt Strom in einer bestimmten Anlagenrolle.
2. Der Speicher verändert Zeitbezug, Eigenverbrauch und gegebenenfalls Netzbezug.
3. Die Wärmepumpe verändert elektrische Last und Gebäudewärme.
4. Das Mess- und Steuerungskonzept entscheidet, was davon abgerechnet, gesteuert und nachgewiesen werden kann.

Erst wenn diese vier Aussagen getrennt sind, darf die Vorlage eine gemeinsame Wirtschaftlichkeit bilden. Andernfalls addiert sie technische Möglichkeiten, die energiewirtschaftlich nicht zusammenpassen.

Beschlussreife-Matrix für Netzbetreiber-Kommunikation

Prüffeld	Rot	Gelb	Grün
Netzanschluss	kein Vorgang, keine VNB-Antwort	Portalvorgang läuft, Rückfragen offen	Antwort mit Bedingungen, Kosten und Zeitplan liegt vor

Prüffeld	Rot	Gelb	Grün
Messkonzept	Zählpunkte unklar	Konzeptentwurf, MSB nicht bestätigt	Marktllokation, Messlokation, Zähler, iMSys und Datenflüsse bestätigt
Steuerung	§ 14a/flexible Begrenzung pauschal genannt	Einordnung offen, Modul oder EMS in Prüfung	Steuerungsweg, Modul, Preisblatt und Betriebspriorität dokumentiert
Marktkommunikation	Lieferant/MSB/Direktvermarkter unklar	Rollen benannt, Prozesse offen	GPKE/WiM/ZSG-relevante Prozesse zugeordnet
Kosten	Investitionssumme ohne Netz-/Messkosten	Kostenarten grob getrennt	Anschluss, BKZ, Messung, Steuerung, Betrieb und Verzögerung getrennt
Rechtsanker	Fachrecht vermischt	EnWG/NAV/EEG/MsbG/GEG/WPG/KAV eingeordnet	Rechtsprüfung oder Prüfvorbehalt dokumentiert
Haushalt	Einsparung/Erlös als Fakt	Szenario mit Vorbehalt	haushaltsfähige Annahme mit Nachweis und Sperren

Die Matrix soll keine Projekte blockieren. Sie soll verhindern, dass eine Verwaltung aus fachlich plausiblen Ideen zu früh haushaltswirksame Zusagen macht.

Mindestunterlagen für die Projektakte

Für netzrelevante kommunale Energieprojekte sollte die Projektakte mindestens enthalten:

- Standortdaten und Objekt-ID,
- vorhandene Anschlussdaten und Netzebene,
- Anschlussnehmer und Anschlussnutzer,
- Betreiberrolle je Anlage,
- geplante Bezugs- und Einspeiseleistung,
- Last- und Nutzungsprofil,
- vorhandene Marktllokationen, Messlokationen und Zähler,
- Netzbetreiberportal-Vorgang mit Datum und Vorgangsnummer,
- eingereichte Unterlagen,
- Netzbetreiberantwort mit Bedingungen,
- TAB- und Formularprüfung,
- Mess- und Steuerungskonzept,
- MSB-Antwort oder MSB-Prüfstatus,
- §-14a-Einordnung je steuerbarer Verbrauchseinrichtung,
- flexible Netzanschlussvereinbarung oder ausdrücklicher Prüfstatus,

- Preisblatt und Netzentgeltmodul, soweit angesetzt,
- Baukostenzuschuss, Netzanschlusskosten und Zählerschrankkosten,
- Datenzugriffs- und Datenschutzstatus,
- Vergabeumfang und Schnittstellen,
- Haushaltsstelle, Mittelbindung und Sperrvermerke.

Eine Vorlage, die diese Unterlagen nicht vollständig hat, kann trotzdem politisch sinnvoll sein. Sie sollte dann aber als Prüf-, Planungs- oder Vorbereitungsbeschluss formuliert werden, nicht als endgültige Investitionsfreigabe.

Cernion, OSM und Marktdaten: Was sie leisten und was nicht

In der Recherche zu diesem Kapitel wurden Cernion Energy Tools read-only genutzt. Die Knowledge-RAG-Abfrage lieferte methodische Orientierung zu § 14a, Netzanschluss, Messung und Rollen, aber keine ausreichende Primärquellenbasis für harte Rechts- oder Verfahrensaussagen. Der Evidence Router empfahl Marktsignal-Endpunkte. Die Day-Ahead-Preise für Deutschland für den 14. Juli 2026 wurden als 15-Minuten-Zeitreihe geliefert; Minimum 45,30 EUR/MWh, Maximum 194,12 EUR/MWh, Durchschnitt 125,95 EUR/MWh, Median 133,55 EUR/MWh. Diese Werte sind für Kapitel 8 nur methodischer Kontext: Sie zeigen, warum Viertelstundenwerte, Steuerbarkeit und Marktkommunikation für flexible Lasten relevant sind. Sie sind kein kommunaler Kosten-, Einspar-, Erlös-, Rechts-, Anschluss- oder Standortnachweis.

Der OSM-Grid-Kontext für Heidelberg lieferte keine belastbare Mittelspannungs-Evidence. Selbst wenn OSM sichtbare Umspannwerke oder Leitungen zeigen würde, wäre das nur Hypothesenkontext. OSM ersetzt keine Netzverträglichkeitsprüfung, keine Anschlusszusage, keine Schutzprüfung und keine Kapazitätsauskunft des Netzbetreibers.

Für Kämmerer ist die Grenze wichtig: Digitale Tools können Fragen besser stellen helfen. Sie dürfen aber nicht die Rolle des Netzbetreibers, Messstellenbetreibers, Rechtsamts oder Vergabestelle ersetzen.

Quellen- und Linknotizen

- EnWG § 17 Netzanschluss und flexible Netzanschlussvereinbarung: https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/__17.html
- EnWG § 14a steuerbare Verbrauchseinrichtungen und steuerbare Netzanschlüsse: https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/__14a.html
- EnWG § 14d Verteilnetzausbauplanung: https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/__14d.html

- NAV § 19 Betrieb elektrischer Anlagen, Verbrauchsgeräte und Ladeeinrichtungen: https://www.gesetze-im-internet.de/nav/__19.html
- NAV § 20 Technische Anschlussbedingungen: https://www.gesetze-im-internet.de/nav/__20.html
- EEG § 8 Anschluss: https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/__8.html
- EEG § 8a Flexible Netzanschlussvereinbarungen: https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/__8a.html
- MsbG § 29 Ausstattung mit intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen: https://www.gesetze-im-internet.de/messbg/__29.html
- MsbG § 34 Standard- und Zusatzleistungen des Messstellenbetreibers: https://www.gesetze-im-internet.de/messbg/__34.html
- GEG § 71 Anforderungen an Heizungsanlagen: https://www.gesetze-im-internet.de/geg/__71.html
- WPG § 13 Ablauf der Wärmeplanung: https://www.gesetze-im-internet.de/wpg/__13.html
- KAV § 2 Bemessung und zulässige Höhe der Konzessionsabgaben: https://www.gesetze-im-internet.de/kav/__2.html
- Bundesnetzagentur § 14a EnWG / BK6-22-300 und BK8-22/010-A: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK06/BK6_83_Zug_Mess/841_S teuVE/BK6_SteuVE_node.html
- Bundesnetzagentur Verbraucherinformation steuerbare Verbrauchseinrichtungen: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Vportal/Energie/SteuerbareVBE/artikel.html>
- Bundesnetzagentur BK6-22-024 Lieferantenwechsel in 24 Stunden: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2022/BK6-22-024/BK6-22-024_Verfahren.html
- Bundesnetzagentur BK6-24-174 Datenübermittlung Zählerstandsgang: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2024/BK6-24-174/BK6-24-174_Verfahren.html
- Bundesnetzagentur Netzanschluss EE-Anlagen: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/Netzanschluss/start.html>
- Bundesnetzagentur Netzanschluss und flexible Netzanschlussvereinbarungen: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Netzanschluss/start.html>
- VDE FNN TAR Niederspannung / VDE-AR-N 4100: <https://www.vde.com/de/fnn/themen/tar/tar-niederspannung>

Revision #10

Created 29 June 2026 23:10:51 by Thorsten Zoerner

Updated 15 July 2026 15:26:26 by Thorsten Zoerner