



VISE

Virtuelles Institut Smart Energy

VISE Policy Brief

Q2 / 2026

Smart Data für das Smart Grid

Stand, Hürden und Ansatzpunkte für ein besseres
Engpassmanagement



Technology
Arts Sciences
TH Köln

RUHR
UNIVERSITÄT
BOCHUM



Autoren

Michaele Diehl (Universität zu Köln)
Arne Lilienkamp (Universität zu Köln)
Nils Namockel (Universität zu Köln)
Jakob Junkermann (Universität zu Köln)
Johanna Volk (Ruhr-Universität Bochum)

Kontakt



WISE

Virtuelles Institut Smart Energy

E-Mail: info@smart-energy.nrw

Website: www.smart-energy.nrw

Gefördert durch

Ministerium für Wirtschaft,
Industrie, Klimaschutz und Energie
des Landes Nordrhein-Westfalen



1 Kurzfassung

Die Zunahme dezentraler Erzeuger und flexibler Verbraucher verlangt Koordination auf Verteilnetzebene. Koordinationsmechanismen wie variable Netzentgelte, netzdienliche Steuerung und Redispatch auf untersten Spannungsebenen sind regulatorisch angelegt, jedoch eher grobkörnig gestaltet. Eine präzisere Ausgestaltung der Mechanismen im Rahmen des Engpassmanagements erfordert eine Datenarchitektur, die heute noch nicht vorhanden ist. Dieser Policy Brief identifiziert die Hürden der Datenverfügbarkeit, des Datenaustauschs und der Datennutzung auf der ökonomischen, rechtlichen und infrastrukturellen Ebene und benennt drei zentrale Handlungsfelder für die Politik:

- Datenverfügbarkeit: Die Priorisierung der Dateninfrastruktur durch konsequenten Smart-Meter-Rollout, Modernisierung des Marktstammdatenregisters und Reform der Marktkommunikation.
- Datenaustausch: Datenaustauschprozesse modernisieren, verbindliche, offene API-Standards mit europäischer Anschlussfähigkeit sowie Weiterentwicklung der Marktkommunikation.
- Datennutzung: Anreize schärfen, stärkere Berücksichtigung datenbezogener OPEX in der Anreizregulierung sowie klarere Datenschutz- und Haftungsregeln.

Ohne eine zielgerichtete Architektur bleiben die implementierten Koordinationsmechanismen Instrumente mit eher beschränkter Wirkung. Die Folge wären erhebliche volkswirtschaftliche Mehrkosten in Form teilweise vermeidbaren Netzausbaus.

Inhalt

1	Kurzfassung	1
1.	Hintergrund und Motivation.....	3
2	Status Quo: Daten und Datenflüsse in der Energiewirtschaft	6
2.1	Zentrale Akteure	6
2.2	Aktuelle Dateninfrastruktur	8
3	Barrieren und Lösungsansätze entlang der Datenwertschöpfungskette.....	9
3.1	Datenverfügbarkeit	9
3.1.1	Schwerpunkt Bewegungsdaten	9
3.1.2	Schwerpunkt Stammdaten.....	10
3.2	Datenaustausch	11
3.2.1	Schwerpunkt technische Schnittstellen	11
3.2.2	Rechtlicher Rahmen	12
3.3	Datennutzung.....	13
3.3.1	Schwerpunkt Netz.....	14
3.3.2	Schwerpunkt Markt	15
4	Fazit	17
5	Literaturverweis.....	18

1. Hintergrund und Motivation

Durch den Hochlauf dezentraler Flexibilitäten wie Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Heimspeicher sowie kleinskaliger Erzeuger wie PV-Aufdachanlagen findet ein wesentlicher Teil der Transformation des deutschen Energiesystems auf Verteilnetzebene und dort in Haushalten statt.

Daten können die Effizienz des statischen Engpassmanagements erhöhen

Koordinationsbedarf zwischen Markt und Netz

Die hiermit verbundene Koordinationsaufgabe ist eng mit dem Engpassproblem im Stromsystem verknüpft. Dieses Engpassproblem ist sowohl statisch als auch dynamisch relevant. Statisch geht es um die kurzfristig effiziente Nutzung bestehender Netzkapazitäten, also um Dispatch- und Engpassmanagemententscheidungen innerhalb des vorhandenen Netzes. Dynamisch geht es um die langfristige Struktur des Systems, etwa die Standorte von Erzeugung und Flexibilität sowie Umfang und Richtung des Netzausbaus. Beide Ebenen hängen zusammen, sind analytisch jedoch zu unterscheiden. Dieser Policy Brief fokussiert auf die statische Ebene: Die leitende Frage lautet, wie die bestehenden Verteilnetzkapazitäten durch lokale Koordination von Einspeisung und Nachfrage kurzfristig besser genutzt werden können. Dieser statische Hebel ist zugleich der zentrale Ansatzpunkt für die dynamische Ebene, denn höhere Auslastung vorhandener Kapazität ersetzt bzw. präzisiert Netzausbau. Ein erheblicher Teil ihres volkswirtschaftlichen Nutzens fällt jedoch dynamisch als vermiedener Netzausbau an. Damit die hierfür nötigen Anreizsysteme greifen, braucht es Daten, beim richtigen Akteur, in der richtigen Qualität und zum richtigen Zeitpunkt.

Während sich die Koordinationsaufgabe aus Netzsicht auf die effiziente Nutzung der Netzkapazitäten richtet, werden die zuvor genannten dezentralen Anlagen in erster Linie nach dem Nutzungsinteresse ihrer Betreiber eingesetzt. Die Anlagennutzung geht mit einer Versorgungsaufgabe einher, die zu möglichst geringen Strombezugs-kosten ohne Komforteinbußen, bspw. in Bezug auf Mobilitäts- und Wärmebedürfnisse, erfolgen soll. Durch flexiblen Anlageneinsatz eröffnet sich grundsätzlich die Möglichkeit, Strombezugs-kosten zu reduzieren, beispielsweise durch die Reaktion auf schwankende Strompreise am Strommarkt (Lilienkamp et al., 2025). Dies ist jedoch nur möglich, wenn variable Strompreise in das Betriebskalkül von Anlagen eingehen, sei es durch die Reaktion von Endkunden auf variable Strompreise oder die gebündelte Vermarktung von flexiblen Anlagen durch Aggregatoren. Eine wichtige Grundlage dazu wurde mit §41a EnWG geschaffen. Der Paragraph verpflichtet Stromlieferanten seit dem 01.01.2025 dazu, einen Stromtarif anzubieten, der Letztverbrauchern einen Flexibilitäts- oder Energieeinsparungsanreiz setzt.

Allerdings bildet ein variabler Stromtarif zunächst nur Knappheiten bzw. Überschüsse in der deutschen Gebotszone in Bezug auf Strom als Energieträger ab. Das entstehende Marktgleichgewicht kann physisch nur realisiert werden, sofern die hierfür erforderlichen Energieflüsse keine Engpässe im Netz verursachen. Anderenfalls muss die marktliche Allokation im Wege des Engpassmanagements nachträglich korrigiert werden. Da Netz eine teure Ressource ist, ist es ökonomisch, solche Engpässe in einem bestimmten Umfang zu akzeptieren (Lilienkamp et al., 2025). Mit der Zunahme

variabler Einspeisung aus Wind- und Solarkraftwerken sowie flexibler, volatiler Nachfrage aus E-Ladeinfrastruktur und Wärmepumpen werden Netzengpässe im Systemoptimum voraussichtlich deutlich zunehmen. Dabei sind insbesondere die Verteilnetze überaus heterogen in Bezug auf die Topologie und das Verhältnis von Last und Erzeugung und damit eine lokale Komponente im Hinblick auf die Versorgungsaufgabe. Unabhängig von der Struktur der Verteilnetze besteht für die Erfüllung der Versorgungsaufgabe die Notwendigkeit, Last und Erzeugung auf nationaler, wie auch lokaler Ebene zu koordinieren, um die Netzstabilität nicht zu gefährden. So könnte bspw. eine temporär hohe Erzeugung aus Erneuerbaren Energien (EE) bei gleichzeitig geringer Stromnachfrage innerhalb eines Verteilnetzabschnitts das Netz überlasten. Gleichzeitig könnte eine flexible verbrauchsseitige Reaktion auf variable Strompreise zu „Herding Behavior“, also temporären Lastspitzen führen, die die Infrastruktur, insbesondere in laststarken Verteilnetzen mit wenig EE-Erzeugung, nicht aufnehmen kann.

Bestehende Ansätze zur Behebung von Netzengpässen

In der langen Frist können Netze ausgebaut werden, um Engpässe zu reduzieren. Dies geht allerdings mit hohen Kosten einher. Dabei sind die Kosten für vollumfänglichen Netzausbau deutlich höher als die Kosten, die bei perfekter Koordination über Mengen- oder Preissignal auftreten. Letztere entstehen dadurch, dass bspw. Teile der Nachfrage wegen Netzrestriktionen nicht aus der jeweils günstigsten Erzeugung gedeckt werden können (Lilienkamp und Namockel, 2024; Lilienkamp et al., 2025).

Für die kurzfristige Verringerung von Engpässen beschränkt sich der Maßnahmenkatalog der Verteilnetzbetreiber aktuell vornehmlich auf pauschale mengenbasierte Ansätze. So sieht das Solarspitzengesetz bspw. eine Begrenzung der Einspeiseleistung von PV-Anlagen auf 60% der installierten Leistung vor. Auf Basis des § 14a EnWG können flexible Verbrauchseinrichtungen wie Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen zeitweise auf eine maximale Leistung von 4,2 kW begrenzt werden.

Neben mengenbasierten Signalen können grundsätzlich auch Preissignale zur Behebung von Netzengpässen beitragen. So können bspw. variable Netzentgelte die Knappheiten in der Infrastruktur abbilden und Lastverschiebung anreizen. Variable Netzentgelte werden auf Verteilnetzebene aktuell lediglich als finanzielle Kompensation für Netzbetreibereingriffe im Rahmen von § 14a EnWG vorgesehen. Sie werden jährlich in drei starren Zeitfenstern definiert und entfalten dadurch eine geringe Lenkungswirkung.

Mengen- und preisbasierte Instrumente zur Koordination von Angebot und Nachfrage auf Verteilnetzebene sind also grundsätzlich vorhanden, jedoch fehlt ihnen die Präzision für eine effiziente Anreizwirkung. Eine essenzielle Voraussetzung dafür, die Präzision der Instrumente zu erhöhen, sind Daten und ein effizienter Datenaustausch.

Technische und regulatorische Grundlage

Die Verfügbarkeit von Daten hat eine technische und eine regulatorische Dimension. Die technische Dimension betrifft die Erhebung und Bereitstellung von Daten und betrifft eine bekannte Baustelle der Energiewende, den stockenden Smart-Meter-Roll-

out. Doch auch mit Blick auf die Dimension der Regulatorik sind für die Wirksamkeit von Koordinationsmechanismen die richtigen Rahmenbedingungen notwendig. Oberstes Ziel ist es, ökonomische Anreize zur Nutzung der Koordinationsmechanismen und Bereitstellung von Daten nicht zu verzerren (EWI, 2024).

Ist dies gegeben, ist unabhängig von der konkreten Ausgestaltung des Koordinationsmechanismus die Datenverfügbarkeit und der Austausch von Informationen zwischen Markt- bzw. Netzakteuren eine wichtige Grundlage.

Vor diesem Hintergrund untersucht dieser Policy Brief, wie sich die Effizienz des statischen Engpassmanagements auf Verteilnetzebene erhöhen lässt, ausgehend vom Status-quo des Datenaustauschs zwischen den Akteuren der Energiewirtschaft (Kapitel 2). Da hierfür Anreizsysteme erforderlich sind, die wiederum auf verfügbare und ausgetauschte Daten angewiesen sind, untersucht der Policy Brief in die Barrieren und Lösungsansätze entlang der Datenwertschöpfungskette (Kapitel 3). Betrachtet werden dabei die drei Dimensionen Datenverfügbarkeit (Kapitel 3.1), Datenaustausch (Kapitel 3.2) und Datennutzung (Kapitel 3.3). Übergeordnetes Ziel ist es, die bestehenden Verteilnetzkapazitäten effizienter auszulasten, eine funktionierende Datenwertschöpfungskette ist hierfür die zentrale Voraussetzung.

2 Status Quo: Daten und Datenflüsse in der Energiewirtschaft

In den heutigen Verteilnetzen existieren zahlreiche Datenaustauschbeziehungen zwischen unterschiedlichen Akteuren. Insbesondere die Verteilnetzbetreiber (VNB), Energiedienstleister (EDL), Messstellenbetreiber (MSB) und Verbraucher (bzw. Prosumer/Flexumer) nehmen hierbei eine zentrale Rolle ein. Der rechtliche Rahmen für diesen Datenaustausch wird durch eine Vielzahl gesetzlicher Vorgaben und Verordnungen definiert, darunter das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), Vorgaben zur Marktkommunikation (MaKo) sowie das Messstellenbetriebsgesetz (MsbG). Die Struktur und das Zusammenspiel dieser Akteure werden im Folgenden näher erläutert.

2.1 Zentrale Akteure

Die **Verteilnetzbetreiber (VNB)** fungieren als zentrale Schnittstelle zwischen der Stromerzeugung und den Endverbrauchern. Ihre Hauptverantwortung liegt in der Gewährleistung der Versorgungssicherheit sowie im effektiven Lastmanagement. Laut EnWG sind sie verpflichtet, "ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen" (§ 11 Abs. 1 EnWG). Während die umfassende Systemverantwortung bei den Übertragungsnetzbetreibern liegt (§ 12 EnWG), sind die VNB, soweit sie für die Sicherheit und Zuverlässigkeit in ihrem Netz verantwortlich sind (§ 14 Abs. 1 EnWG), ebenfalls berechtigt und verpflichtet, Gefährdungen oder Störungen durch netz- und marktbezogene Maßnahmen zu beseitigen (§ 13 Abs. 1 i.V.m. § 14 Abs. 1 EnWG). Um diesen Aufgaben gerecht zu werden, sind sie auf präzise Netz- (in Abbildung 1 in blau dargestellt) und Verbrauchsdaten (grün dargestellt) angewiesen.

Energiedienstleister (EDL), insbesondere Stromlieferanten, nehmen eine vermittelnde Rolle im Strommarkt ein. Sie erwerben auf Basis prognostizierter Verbrauchsprofile Strommengen am Markt und verkaufen diese an ihre Kunden. Der zunehmende Einsatz intelligenter Messsysteme (Smart Meter) ermöglicht es ihnen, dynamische Tarife anzubieten, wodurch eine effizientere Energienutzung gefördert wird. Die in Abbildung 1 in orange dargestellten Verbindungen zwischen Verbrauchern und Energiedienstleistern verdeutlichen diese Interaktion.

Der **Messstellenbetreiber (MSB)** ist ein fundamentaler Akteur für die Digitalisierung, da er die Messsysteme betreibt. Seine Aufgaben sind im MsbG geregelt (§ 3 Abs. 1 MsbG). Er ist dabei in der Regel der grundyzuständige Messstellenbetreiber (gMSB), oft in Personalunion mit dem Netzbetreiber (dena, 2021). Ihm ist die Funktion des **Smart-Meter-Gateway-Administrators** zugeordnet, wodurch er für Installation, technischen Betrieb und Wartung des Smart-Meter-Gateways (SMGW) verantwortlich ist (§ 2 Nr. 25 MsbG).

Haushalte als **Endverbraucher** wandeln sich zunehmend von passiven Konsumenten zu aktiven Marktteilnehmern. Sogenannte Prosumer agieren dabei sowohl als Er-

Effiziente und sichere Nutzung der Verteilnetze erfordert ein koordiniertes Zusammenspiel aller Akteure

zeuger (z.B. mit PV-Anlage) als auch als Verbraucher. Flexumer stellen eine Weiterentwicklung dar, die ihre Flexibilität (z.B. E-Fahrzeuge, Wärmepumpen) aktiv und netzdienlich zur Verfügung stellen können. Die Ausstattung mit intelligenten Messsystemen (iMSys) ist die technische Voraussetzung für diese aktive Teilnahme, da sie die Echtzeiterfassung und (automatisierte) Reaktion auf Preissignale (dynamische Tarife) ermöglicht. Haushalte ohne iMSys bleiben auf statische Tarife angewiesen und haben kaum Anreize, flexibel zu agieren. Die Unterschiede in der Datennutzung und -verfügbarkeit werden im Schaubild unter dem Punkt „Verbrauchsdaten“ bei den jeweiligen Verbrauchergruppen dargestellt.

Neue Rollen wie **Aggregatoren** und **Energieserviceanbieter (ESA)** ergänzen diese klassischen Akteure. Aggregatoren (§3 Nr. 1a EnWG) bündeln Flexibilitätspotenziale von dezentralen Einheiten (z.B. von Flexumer), um diese an den Märkten oder den Netzbetreibern anzubieten. Der ESA ist eine in der Marktkommunikation (MaKo 2022) neu definierte Rolle, die als Beauftragter des Endkunden Daten (z.B. vom MSB) anfragt und verarbeitet, um datenbasierte Dienstleistungen zu ermöglichen.

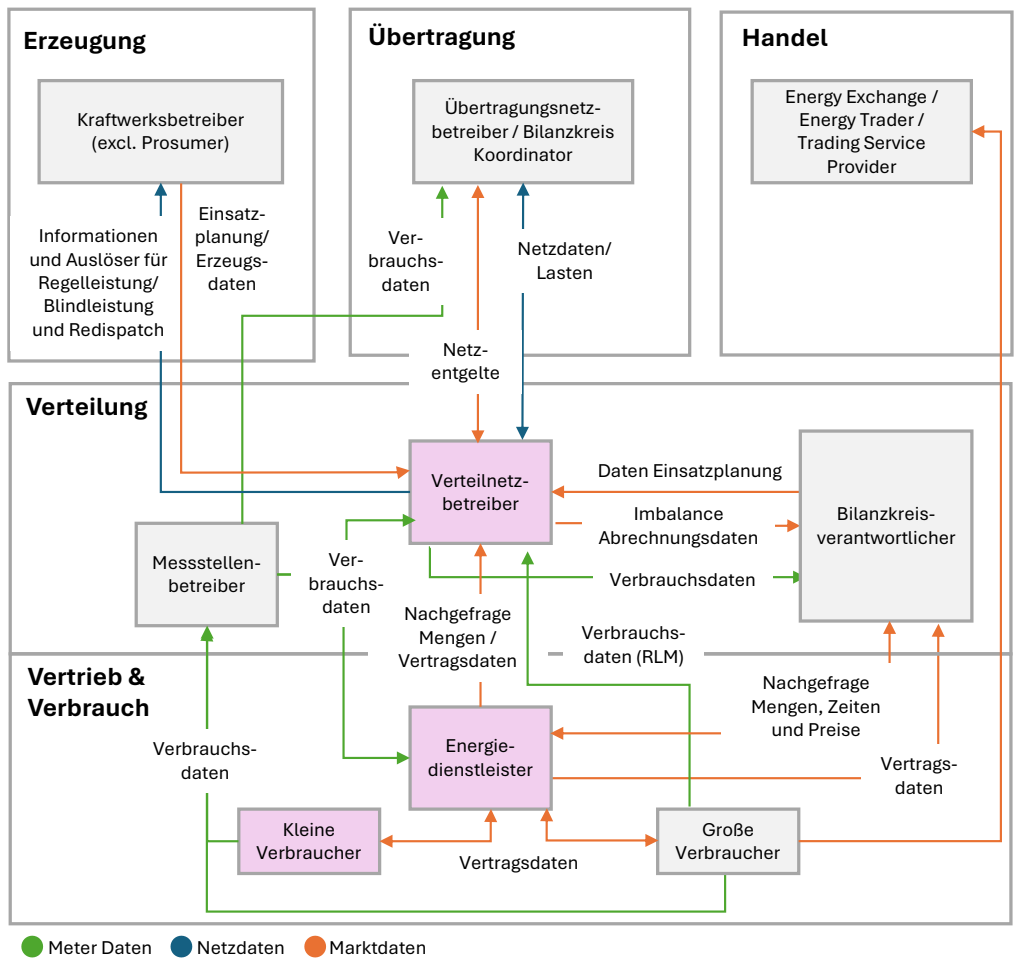


Abbildung 1: Datenflüsse zwischen den verschiedenen Marktakteuren

2.2 Aktuelle Dateninfrastruktur

Mit Blick auf die Daten und Datenbereitstellung sind im Wesentlichen zwei Datenarten zu differenzieren: Stammdaten von Anlagen und Bewegungsdaten.

Stammdaten werden auf Basis von § 111e EnWG seit 2014 im **Marktstammdatenregister (MaStR)** verwaltet. Es ist das von der BNetzA betriebene, zentrale behördliche Register für sämtliche Stammdaten von Anlagen (Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen) und Marktakteuren. Es umfasst alle Anlagen, die über Gas- und Stromnetze miteinander verbunden sind. Die Zahl der erfassten Anlagen summiert sich auf über eine Million.

Für Bewegungsdaten gibt es ein ähnliches zentrales Verzeichnis nicht. Der Umgang mit Bewegungsdaten, wie Lastgängen, ist im Wesentlichen im **Messtellenbetriebsgesetz** geregelt. Es bildet die Grundlage für die Datenaustauschprozesse zwischen den Akteuren der Energiewirtschaft, die sich in der **Marktkommunikation (MaKo)** materialisieren, und regelt unter anderem auch die technischen Vorgaben zur Gewährleistung von Datenschutz, bspw. mit Blick auf das **Smart-Meter-Gateway (SMGW)**.

Der Austausch notwendiger Daten erfolgt über verschiedene etablierte Prozesse und Register, die in der MaKo über eine Festlegung der BNetzA (die sog. MaKo 2022, BNetzA, Beschl. v. 21.12.2020, Az. BK6-20-160) definiert sind. Die MaKo regelt die elektronischen Prozesse (z.B. Lieferantenwechsel) und Datenformate (z.B. EDIFACT) für den standardisierten Austausch zwischen Akteuren.

Das SMGW dient dabei als zentrale, sichere Kommunikations- und Datendrehscheibe. Es verbindet die Akteure (Netz und Markt) mit dem Endkunden (Heimnetz) und ermöglicht über seine Controllable Local System (CLS)-Schnittstelle auch die physische Ansteuerung von Anlagen.

Aktuell fungiert der MSB im Interimsmodell der MaKo 2022 als zentraler Datenkoordinator. In dieser Übergangslösung werden die Daten vom SMGW zunächst an das IT-Backend des Messtellenbetreibers gesendet und von dort an die berechtigten Marktteilnehmer (z.B. EDL, VNB) weitergeleitet.

Damit ist beschrieben, welche Akteure über welche Daten verfügen und über welche Register und Prozesse diese ausgetauscht werden. Ob diese Daten tatsächlich verfügbar sind, ob sie den richtigen Akteur erreichen und ob Anreize zu ihrer Nutzung bestehen, ist Gegenstand des folgenden Kapitels.

Eine funktionierende Koordination im Verteilnetz setzt eine verfügbare, sichere und standardisierte Dateninfrastruktur voraus

3 Barrieren und Lösungsansätze entlang der Datenwertschöpfungskette

Die Barrieren und Lösungsansätze eines effizienten Dateneinsatzes lassen sich drei aufeinander aufbauenden Problemebenen zuordnen, die zugleich die Gliederung dieses Kapitels bilden: (a) Verfügbarkeit: relevante Daten werden gar nicht erhoben oder liegen nicht in hinreichend granularer, digital nutzbarer Form vor; (b) Austausch: vorhandene Daten erreichen den zuständigen Akteur nicht oder nicht in geeigneter Form; (c) Nutzung: verfügbare und austauschbare Daten werden mangels wirtschaftlicher Anreize nicht genutzt. Erst wenn alle drei Ebenen erfüllt sind, entfalten Daten ihre Wirkung für das statische Engpassmanagement.

3.1 Datenverfügbarkeit

Die erste Problemebene betrifft die Verfügbarkeit der Daten selbst, ob sie erhoben werden und in hinreichend granularer, digital nutzbarer Form vorliegen. Entlang der vier für das Verteilnetz relevanten Datenkategorien (Tabelle 1) zeigt sich ein gemischtes Bild: Stammdaten großer Anlagen (MaStR) und Netz-Topologiedaten der Verteilnetzbetreiber liegen weitgehend vor. Die wesentlichen Lücken betreffen die Bewegungs- und Messdaten, insbesondere echtzeitnahe Viertelstundenwerte, die Stammdaten kleiner Flexibilitäten sowie echtzeitnahe Netzzustands- und Flexibilitäts-/Fahrplandaten (BMWK, 2024; dena, 2025a; dena, 2025b). Die beiden relevantesten Lücken, Bewegungs-/Messdaten und Stammdaten kleiner Flexibilitäten, werden im Folgenden vertieft; die übrigen Lücken liegen überwiegend im Austausch und werden in Abschnitt 3.2 aufgegriffen

Datenverfügbarkeit von Bewegungsdaten und Stammdaten

Tabelle 1: Datenverfügbarkeit

Datenkategorie	Konkretisierung	Heutige Verfügbarkeit	Ursache der Lücke
Bewegungs- / Messdaten	Viertelstunden-Lastgänge (Haushalte)	teilweise	iMSys 5,5 %; fehlende aktive Übermittlung
Netzdaten	Topologie- / Anschlussdaten	weitgehend (beim VNB)	
Stammdaten	große Anlagen (MaStR)	weitgehend	seit 2014 zentral; Qualität durch manuelle Eingabe/Redundanz begrenzt
	kleine Flexibilitäten (WP, Ladepunkte, Speicher)	kaum / nicht	keine MaStR-Erfassungspflicht

3.1.1 Schwerpunkt Bewegungsdaten

Bei den Bewegungsdaten, wie z.B. Messwerten, Lastgängen und Steuersignalen, ist der zentrale Engpass auf der Verfügbarkeitsebene der verspätete Smart-Meter-

Rollout, der bereits die Datenerfassung behindert. Die nachgelagerten Hürden beim Austausch dieser Daten, etwa technologisch überholte Marktkommunikationsprozesse und fehlende Interoperabilitätsstandards, werden in Kapitel 3.2 behandelt.

Zum Stichtag 31.12.2025 waren erst rund 5,5 % aller deutschen Messlokationen mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet (BNetzA, 2026). Bei den Pflichteinbaufällen lag die Quote bei ca. 23 %. Das gesetzlich vorgegebene 20%-Ziel haben jedoch 688 von 814 Messstellenbetreibern verfehlt, was die BNetzA zu Bußgeldverfahren gegen 77 Versorger veranlasst hat. Im EU-Vergleich liegt Deutschland weit zurück. Die Durchdringung in der EU-27 inkl. Norwegen, Schweiz und Großbritannien lag Ende 2024 bei rund 63 %. Italien, Spanien, Schweden, Frankreich und Dänemark haben den Rollout faktisch abgeschlossen (IWR, 2026). In Österreich beträgt der Geräte-Rollout zwar rund 97 %, jedoch sind nur rund 13 % der Smart Meter im Opt-In-Modus mit aktiver Viertelstunden-Datenübermittlung konfiguriert. Der Geräte-Rollout ist die notwendige, aber nicht hinreichende Bedingung. Die aktive Datenübermittlung ist ein oft unterschätzter Hebel.

Zur Verbesserung der Datenverfügbarkeit bei Bewegungsdaten-Infrastruktur werden mehrere Hebel diskutiert. Beim Smart-Meter-Rollout könnten konsequente Sanktionen bei Zielverfehlung sowie ein Fokus auf systemkritische Pflichteinbaufälle wie steuerbare Anlagen und Prosumer den Hochlauf beschleunigen. Sinnvoll wäre zudem, neben der reinen Geräteinstallation auch die aktive Datenübermittlung mit Viertelstundenwerten als zweite Kennzahl zu erfassen und zu monitoren.

3.1.2 Schwerpunkt Stammdaten

Das Marktstammdatenregister dient als zentrale Datengrundlage (§ 111e EnWG), weist jedoch systemische Schwächen auf, insbesondere bei Datenkonsistenz und Aktualität. Ein Kernproblem ist die redundante und inkonsistente Datenhaltung. Stammdaten werden sowohl im MaStR als auch zusätzlich von Netzbetreibern im Rahmen ihrer technischen Anschlussbedingungen erhoben. Diese doppelte und nicht abgestimmte Erfassung, die in beiden Fällen auf manuellen Eingaben des Anlagenbetreibers basiert, birgt eine hohe Gefahr von Inkonsistenzen und Fehlern (dena, 2022). Manuelle Eingabefehler, wie etwa die Angabe falscher Leistungseinheiten, verursachen erheblichen Mehraufwand bei Netzbetreibern und der Bundesnetzagentur für nachträgliche Prüfungen und Korrekturen (dena, 2025a). Hinzu kommt, dass Kleinstanlagen wie E-Auto-Ladepunkte oder Wärmepumpen nicht im MaStR erfasst sind. Das erschwert deren effiziente Einbindung in netzdienliche Steuerungsprozesse.

Verschiedene Ansätze zur Modernisierung des MaStR werden diskutiert. Die Einführung digitaler Maschinenidentitäten könnte den Registrierungsprozess vereinfachen und die Datenqualität erhöhen (dena, 2025a). Eine ergänzende Option wäre, Stammdaten direkt aus dem intelligenten Messsystem in das MaStR zu übermitteln, statt sie manuell einzugeben. Darüber hinaus wäre eine verpflichtende Erfassung von Kleinstanlagen wie E-Auto-Ladepunkten, Wärmepumpen und Heimspeichern denkbar, idealerweise automatisiert beim Netzanschluss.

3.2 Datenaustausch

Die zweite Problemebene betrifft den Datenaustausch. Selbst wenn relevante Daten grundsätzlich vorhanden sind, gelangen sie häufig nicht oder nicht in geeigneter Form zu dem Akteur, der sie für ein effizienteres statisches Engpassmanagement benötigt, und umgekehrt erreichen Steuersignale die anzusteuern den Anlagen nur eingeschränkt. Tabelle 2 zeigt exemplarisch, welche koordinationsrelevanten Daten in welche Richtung ihren Zielakteur verfehlen und woran es jeweils liegt. Die Barrieren lassen sich zwei Feldern zuordnen, die im Folgenden vertieft werden: den technischen Schnittstellen (Marktkommunikation, Interoperabilität, offene APIs) und dem rechtlichen Rahmen (Datenschutz, Haftung).

Der Datenaustausch ist in beide Richtungen eingeschränkt

Tabelle 2: Datenaustausch

Daten	Liegt bei	Benötigt von	Erreicht den Akteur?	Zentrale Barriere
Viertelstunden-Lastgänge / Messwerte	MSB / SMGW	VNB (Engpassmgmt.), EDL (Tarife)	nur eingeschränkt / verzögert	Interimsmodell MaKo, EDIFACT, fehlende offene APIs
Lokale Abrufbarkeit / Status von Flexibilität	Aggregator / ESA / Gerät	VNB	weitgehend nicht, auch bei künftiger Erhebung	Keine standardisierten Austauschprozesse, keine automatische Aktualisierung
Steuersignale / netzdienliche Ansteuerung (§14a)	VNB	steuerbare Anlagen (WP, EV, Speicher) via SMGW/CLS	nur eingeschränkt	Kompatibilitätslücken SMGW / Steuerbox / CLS; keine einheitlichen Schnittstellen
Netzzustands- / Auslastungsdaten	VNB	Markt / Dritte (EDL, Aggregatoren)	nur begrenzt	Fehlende offene, diskriminierungsfreie Schnittstellen

3.2.1 Schwerpunkt technische Schnittstellen

Die elektronische Marktkommunikation (MaKo 2022) regelt Datenformate (vor allem EDIFACT) und Prozesse zwischen den Akteuren. Sie steht in der Kritik wegen technologischer Veralterung, Komplexität und hoher Markteintrittsbarrieren. Im aktuellen Interimsmodell fungiert der Messstellenbetreiber als zentrale Datendrehscheibe. Daten werden vom SMGW über sein IT-Backend an die berechtigten Marktteilnehmer weitergeleitet. Das gesetzliche Zielbild der „sternförmigen Kommunikation“ (§ 60 Abs. 2 MsbG) ist auf absehbare Zeit nicht realisierbar. Mit dem MaBiS-Hub-Verfahren

(BK6-24-210) modernisiert die BNetzA stattdessen das Backend-Modell. Das Verfahren ist in zwei Blöcke aufgeteilt. Der Abschluss der Festlegung ist für H1 2026 vorgesehen, die Produktivsetzung für H2 2028 (BNetzA, 2025d). Aus der Branche kommen kritische Stimmen zur Verantwortungs- und Risikoallokation zwischen VNB und Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB).

Innerhalb der Smart-Meter-Infrastruktur bestehen Kompatibilitätslücken zwischen Gateway-Administrator-Systemen, SMGW, Steuerboxen und CLS-Management. Das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) hat hier mit der Aktualisierung technischer Richtlinien reagiert. Die Standards decken primär Sicherheits- und Funktionsanforderungen ab. Verbindliche, offene API-Standards für den Datenzugriff (analog zu Open-Banking) fehlen weiterhin. Initiativen wie GAIA-X, dena-ENDA und energy data-X pilotieren Energy Data Spaces mit dem Anspruch, Interoperabilität auf technischer, organisatorischer, semantischer und rechtlicher Ebene zu gewährleisten (ENTSO-E, 2024; dena, 2024).

Ein verwandtes Schnittstellenproblem betrifft die lokale Abrufbarkeit und den Status von Flexibilitäten: Daten, die bei Aggregatoren, Energieserviceanbietern oder den Endgeräten selbst liegen, erreichen den Verteilnetzbetreiber bislang weitgehend nicht, da standardisierte Austauschprozesse und eine automatische Aktualisierung fehlen.

Bei der Marktkommunikation wird eine Modernisierung über Datenplattformen und API-basierte Architekturen statt EDIFACT diskutiert, idealerweise mit Anschlussfähigkeit an europäische Energy Data Spaces. Die verbindliche Festlegung einheitlicher, offener API-Standards für den diskriminierungsfreien Datenzugang könnte, durch BSI- und BNetzA-koordiniert, ein zentraler Schritt sein. Schließlich wird die Frage diskutiert, wie bei der Verlagerung von Aufgaben vom VNB zum MaBiS-Hub-Betreiber wirtschaftliche Risiken transparent allokiert werden sollten.

3.2.2 Rechtlicher Rahmen

Die rechtlichen Barrieren des Datenaustauschs sind real, aber in ihrer Wirkung überwiegend Auslegungs- und nicht Regelproblem. Empirische Studien belegen, dass datenschutzrechtliche Bedenken das größte wahrgenommene Hemmnis für Unternehmen beim Data Sharing darstellen (Fraunhofer ISST, 2024). Zentral ist dabei nicht die Datenschutz-Grundverordnung (DSGVO) selbst, sondern die Unsicherheit über deren praktische Auslegung in spezifischen energiewirtschaftlichen Kontexten. Die Komplexität der Vorschriften zur Datenhaltung im Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) in Verbindung mit der DSGVO erschwert die rechtskonforme Handhabung zusätzlich (dena, 2021).

Ein spezifisches Problemfeld ist die Pseudonymisierung von Messwerten. Die Gefahr des Personenbezugs bei Lastgangdaten in Kombination mit Stammdaten wird durch die gesetzliche Pflicht zur Pseudonymisierung (§ 52 Abs. 3 MsbG) adressiert. In der praktischen Umsetzung bestehen jedoch weiterhin Unsicherheiten (BMWK, 2024). Hinzu kommt eine Haftungslücke, da das MsbG keine klaren Regelungen zur Haftung

für die Korrektheit von Daten enthält. Dies erhöht das Risiko für Akteure beim Datenaustausch und mindert damit die Bereitschaft zur Datenbereitstellung (Fraunhofer ISST, 2024).

3.3 Datennutzung

Die dritte Problemebene betrifft die Datennutzung. Selbst wenn Daten vorhanden sind und ausgetauscht werden könnten, folgt daraus noch nicht, dass sie tatsächlich für ein effizienteres statisches Engpassmanagement genutzt werden. Entscheidend sind die ökonomischen und regulatorischen Anreize der jeweiligen Akteure. Tabelle 3 fasst die wesentlichen Anreizprobleme nach Akteur zusammen. Sie verdichten sich auf zwei Feldern, die im Folgenden vertieft werden: die Anreize des Verteilnetzbetreibers im Rahmen der Regulierung (Schwerpunkt Netz) und die divergierende Bewertung von Daten zwischen den Marktakteuren (Schwerpunkt Markt).

Anreize entscheiden über die Datennutzung

Tabelle 3: Datennutzung

Akteur	Anreizproblem	Folge
Verteilnetzbetreiber	Regulierung begünstigt CAPEX (Netzausbau) ggü. OPEX (datenbasierte Lösungen)	Datenbasierte Auslastungsoptimierung wird untergenutzt
Verteilnetzbetreiber	Als regulierte Monopolisten haben VNB nur geringe Anreize, Daten wettbewerblichen Akteuren bereitzustellen.	Daten bleiben in interner Prozessoptimierung
Endkunden	Individueller Nutzen der Datenfreigabe < (wahrgenommene) Kosten (Datenschutz, Aufwand)	Geringe Bereitschaft zu netzdienlichem Verhalten
Aggregatoren/Energieserviceanbieter	Datenwert divergiert; Erlösmodelle und Zahlungsbereitschaft fallen auseinander	Volkswirtschaftlich sinnvolle Transaktionen unterbleiben

3.3.1 Schwerpunkt Netz

Verteilnetzbetreiber sind als natürliche Monopolisten der zentrale Datenknoten im Verteilnetz. Sie verfügen über Netzzustands-, Anschluss- und als grundzuständige Messstellenbetreiber auch über Bewegungsdaten. Ob dieser Datenbestand für präzisere Koordinationsmechanismen genutzt wird, hängt maßgeblich von der Anreizregulierung ab.

Die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) erzeugt in ihrer bisherigen Ausgestaltung systematische Verzerrungen zugunsten kapitalintensiver Netzausbaumaßnahmen (CAPEX) gegenüber betriebskostenintensiven, oft digitalen Lösungen (OPEX) (EWI, 2024). Investitionen fließen über den Kapitalkostenabgleich zeitnah in die Erlösobergrenze ein, während Betriebskosten dem Budgetprinzip unterliegen. OPEX unterliegen zudem dem Effizienzvergleich und werden bei Effizienzwerten unter 100 % nicht voll anerkannt. Darüber hinaus beeinflussen CAPEX-Investitionen die Strukturparameter des Effizienzvergleichs positiv, während OPEX-basierte Lösungen die Spitzenlast reduzieren und damit den Effizienzwert verschlechtern können. Schätzungen von ACER deuten darauf hin, dass die Rendite traditioneller Kapazitäten bis zu siebenmal höher liegen kann als diejenige von innovativeren Lösungen (ACER 2021).

Die neue Anreizregulierung RAMEN Strom (Festlegung GBK-25-01-1#1 vom 08.12.2025), die ab der 5. Regulierungsperiode (Beginn 2029) gilt und die ARegV ablöst, adressiert den CAPEX-Bias in Teilen (BNetzA, 2025a) über vier Aspekte. Erstens wird ein OPEX-Anpassungsfaktor eingeführt, der die Betriebskosten jährlich an Veränderungen relevanter Vergleichsparameter anpasst (BNetzA, 2025b). Zweitens werden der Verbraucherpreisindex und der generelle Produktivitätsfaktor künftig nur noch auf OPEX angewandt. Drittens wird mit dem Element „Energiewendekompetenz“ eine neue Qualitätsdimension eingeführt, die auch die Digitalisierung mit Kennzahlen wie Smart-Grid-Reife und Datenmanagement messbar macht (BNetzA, 2025c). Viertens werden die Smart-Meter-Rollout-Pflichtkostenübernahmen zudem als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten anerkannt.

Trotz dieser Reformen bleiben für die spezifischen Anforderungen einer Datenökonomie Lücken bestehen. Der OPEX-Anpassungsfaktor erfasst nur mengeninduzierte Veränderungen bestehender OPEX-Kategorien. Qualitativ neue Aufgaben wie der Aufbau einer Datenrauminfrastruktur, die Pflege offener API-Schnittstellen oder die Beteiligung an förderierten Datenökosystemen fallen nicht systematisch darunter. Für die Qualitätsdimension Digitalisierung sind finanzielle Bonus-Malus-Anreize in einer ersten Stufe nicht vorgesehen. Eine monetäre Hinterlegung wird frühestens für die 6. Regulierungsperiode ab 2034 geprüft (BNetzA, 2025c). Anreize zur Datenbereitstellung an wettbewerbliche Akteure werden nicht adressiert, und der regulatorische Umgang mit hybriden Datenanwendungen, die regulierte und wettbewerbliche Daten verknüpfen, bleibt ungeklärt. Mehrere Ansatzpunkte werden in der Literatur diskutiert, um diese Lücken zu schließen. Denkbar wäre bspw. eine Erweiterung des OPEX-

Anpassungsfaktors um qualitative Treiber wie Datenraumaufbau und API-Pflege. Datenraum-Infrastrukturkosten könnten alternativ als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten anerkannt werden, vergleichbar mit der Behandlung der Smart-Meter-Rollout-Kosten. Eine weitere Option wäre, die Bonus-Malus-Hinterlegung des Energiewendekompetenz-Elements zeitlich vorzuziehen statt sie erst ab 2034 zu prüfen. Schließlich wird vorgeschlagen, Erlöse aus hybriden Datenanwendungen analog zur Praxis bei Redispatch 2.0 von der Anrechnung auf die Kostenbasis auszunehmen (dena, 2022).

Auch unabhängig von der Anreizregulierung gilt, dass ein VNB als reguliertes Monopol strukturell wenig Anreiz hat, Daten für den Wettbewerb bereitzustellen. Daten dienen primär der internen Prozessoptimierung. Wenn ihre Erhebungskosten bereits über Netzentgelte sozialisiert sind, dürfen sie regulatorisch nur diskriminierungsfrei bereitgestellt oder intern genutzt werden. Ein Weiterverkauf ist daher nicht ohne Weiteres möglich (dena, 2022). Diskutiert werden Ansätze, die einen wirtschaftlichen Vorteil aus der Datenbereitstellung ermöglichen, etwa die Etablierung von Innovationsprämien für digitale Geschäftsmodelle oder die Anerkennung von Kosten für eine Adaption an gemeinsame Zielarchitekturen über den Erweiterungsfaktor (dena, 2022).

3.3.2 Schwerpunkt Markt

Marktakteure, wie z.B. Netzbetreiber, Stromlieferanten, Aggregatoren, Energieserviceanbieter, und Endkunden sind mit dem Problem konfrontiert, dass der Wert von Daten unterschiedlich wahrgenommen wird. Aus systemischer Sicht haben Verbrauchsdaten zwar einen hohen Wert, da sie die Voraussetzung für präzisere Prognosen, genauere Tarifgestaltung und netzdienliche Steuerung bilden. Aus individueller Haushaltssicht hingegen ist der Anreiz zur Datenfreigabe gering, da die Kosten der Bereitstellung (z.B. Sorgen über Datenschutz oder kognitiver Aufwand) über dem unmittelbar wahrnehmbaren persönlichen Nutzen liegen.

Daten sind nicht rivalisierend im Konsum, ihr Wert ist stark kontextabhängig, und Bewertungen können stark divergieren. Während ein Dateninhaber den Wert aufgrund der Nähe zu Geschäftsgeheimnissen hoch ansetzt, sieht ein potenzieller Käufer, der die Daten nur zur marginalen Verbesserung seiner Dienste benötigt, einen geringen Wert und ist damit möglicherweise nicht gewillt, einen entsprechenden Preis für diese Daten zu zahlen (VISE-D, 2024; Fraunhofer ISST, 2024).

Empirische Befunde unterstreichen die Schwierigkeit. Nur etwa jede vierte Datentransaktion erfolgt entgeltlich, und nur die Hälfte der beteiligten Unternehmen empfindet es als leicht, einen angemessenen Preis zu finden (Fraunhofer ISST, 2024). Volkswirtschaftlich sinnvolle Transaktionen kommen deshalb häufig nicht zustande, was die Skalierung datengetriebener Geschäftsmodelle hemmt. Eng damit verknüpft ist die Nutzerakzeptanz. Ein hoher Anteil der Bevölkerung äußert Datenschutzbedenken bei intelligenten Messsystemen, insbesondere wenn die Funktionsweise nicht bekannt ist. Auch die neuen Steuerungsmöglichkeiten nach § 14a EnWG sind in der Bevölkerung kaum bekannt, was die Bereitschaft zur Teilnahme an netzdienlichen Tarifen reduziert (Bergsträsser, 2024).

Mehrere Ansätze werden diskutiert, um den Wert von Daten greifbarer zu machen. Ein möglicher Hebel ist die Vermittlung des Nutzens über attraktive Produkte. So können dynamische Stromtarife mit klar ausgewiesener Kostenersparnis als Türöffner für die Datenfreigabe dienen, wobei die Kommunikation primär über das Produkt und nicht über die Technologie erfolgt. Denkbar wäre zudem, Hersteller stärker auf offene und einfach konfigurierbare Schnittstellen zwischen iMSys und Endgeräten wie Wallboxen oder Wärmepumpen zu verpflichten. Verbraucherfreundliche Visualisierungen in Apps und Online-Portalen könnten den Mehrwert des iMSys sichtbar machen (dena, 2024b). Für Unternehmen, insbesondere KMU, könnten standardisierte Datenlizenzen in Form von Best-Practice-Leitfäden und Musterverträgen die Transaktionskosten senken und Rechtssicherheit schaffen (Fraunhofer ISST, 2024).

Zur Erhöhung der Rechtssicherheit werden verschiedene Optionen diskutiert. Aufsichtsbehörden und Branche könnten gemeinsam verbindliche Best-Practice-Auslegungen für typische energiewirtschaftliche Anwendungsfälle der DSGVO erarbeiten. Eine ergänzende Möglichkeit wäre, die Haftungsregeln für Datenkorrektheit im MsbG zu schließen und die Verantwortlichkeiten zwischen Messstellenbetreiber, Verteilnetzbetreiber und Datennutzer klar zu regeln. Schließlich kann der Anschluss an etablierte europäische Vertrauensinfrastrukturen wie GAIA-X und International Data Spaces den individuellen Rechtfertigungsaufwand reduzieren (Fraunhofer ISST, 2024).

4 Fazit

Die Energiewende verlagert wesentliche Teile ihrer Steuerung auf die Verteilnetzebene. Die regulatorischen Rahmenbedingungen für Koordinationsmechanismen, wie z.B. variable Stromtarife (§ 41a EnWG), netzdienliche Steuerung (§ 14a EnWG), Solarspitzenengesetz und das im Aufbau befindliche Redispatch 3.0, sind grundsätzlich angelegt. Diese Mechanismen sind jedoch eher grobkörnig gestaltet. Eine zielgerichtetere Ausgestaltung, die volkswirtschaftlich erhebliche Einsparungen verspricht (zwischen 2 und 10,6 Mrd. EUR jährlich (BMWK, 2024)), erfordert eine Datenarchitektur, die heute noch nicht vorhanden ist.

Entsprechende politische Handlungen können Datenverfügbarkeit, Datenaustausch und Datennutzung verbessern

Die zentralen Hemmnisse im Zuge des Engpassmanagements lassen sich in drei Problemebenen ordnen. Erstens sind relevante Daten teilweise gar nicht vorhanden oder nicht in der erforderlichen Qualität digital verfügbar. Dies betrifft insbesondere viertelstündliche Bewegungsdaten und Stammdaten kleiner Flexibilitäten. Zweitens erreichen vorhandene Daten häufig nicht den richtigen Akteur. Ursachen sind eine technologisch veraltete Marktkommunikation, fehlende offene Schnittstellen sowie rechtliche und organisatorische Unsicherheiten. Drittens werden relevante Daten nicht systematisch genutzt, weil Anreize fehlen. Entsprechend lassen sich auch die politischen Handlungsfelder systematisieren:

- **Erhebung und Digitalisierung relevanter Daten priorisieren:** Einen konsequenten Smart-Meter-Rollout, die Erfassung der aktiven Datenübermittlung sowie die Modernisierung des Marktstammdatenregisters inklusive einer besseren und möglichst automatisierten Erfassung kleiner Flexibilitäten.
- **Datenaustauschprozesse modernisieren:** Verbindliche, offene API-Standards, eine Weiterentwicklung der Marktkommunikation mit europäischer Anschlussfähigkeit sowie klarere Datenschutz- und Haftungsregeln.
- **Anreize zur Datennutzung schärfen:** Eine stärkere Berücksichtigung datenbezogener OPEX in der Regulierung, die Anerkennung von Datenraum-Infrastrukturkosten und eine frühere monetäre Hinterlegung digitalisierungsbezogener Qualitätsparameter.

Ohne eine zielgerichtete Datenarchitektur bleiben bestehende Koordinationsmechanismen Instrumente mit eher beschränkter Wirkung. Mit einer verbesserten Datenverfügbarkeit, einem funktionierenden Datenaustausch und wirksamen Nutzungsanreizen kann dagegen die Effizienz des statischen Engpassmanagements deutlich gesteigert und damit ein Beitrag zur kosteneffizienten Nutzung bestehender und geplanter Verteilnetzkapazitäten geleistet werden. Dies ist nicht nur für die kurzfristige Netzführung relevant, sondern reduziert auch das Risiko langfristig ineffizienter Standort- und Ausbauentscheidungen.

5 Literaturverweis

- ACER (2021).** Position on incentivising smart investments to improve the efficient use of electricity transmission assets. Positionspapier vom 22.11.2021. <https://www.acer.europa.eu/news/infrastructure-efficiency-role-regulation-incentivising-smart-investments-and-enabling-energy-transition>
- Bergsträsser, J. (2024).** Handlungsempfehlungen zur Beschleunigung vom Smart Meter Rollout als Beitrag zur Umsetzung der Energiewende in Deutschland. Kopernikus-Projekt Ariadne, Potsdam. <https://doi.org/10.48485/pik.2024.015>
- BMWK (2024).** Resilienz weiter stärken, den Systemnutzen der Digitalisierung der Energiewende konsequent heben. Analysen und Berichte des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz gemäß § 48 des Messstellenbetriebsgesetzes im Jahr 2024. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Berlin. <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/Energiedaten/digitalisierungsbericht-energiewende.pdf>
- BNetzA (2025a).** Festlegung RAMEN Strom (GBK-25-01-1#1) vom 08.12.2025. Bundesnetzagentur, Bonn. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/Ebene1_Rahmen/RAMEN_Strom/start.html
- BNetzA (2025b).** OPEX-Anpassungsfaktor für Elektrizitätsverteilnetzbetreiber. Bundesnetzagentur, Juni 2025. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/GBK-GZ/2025/GBK-25-01-1x1_RAMEN_Strom/Downloads/OPEX_Anpassung_DL_BF.pdf
- BNetzA (2025c).** Die Bundesnetzagentur will die Energiewendekompetenz und die Digitalisierung der Netzbetreiber stärker in den Fokus rücken. Pressemitteilung vom 19.12.2025. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemittellungen/DE/2025/20251219_GBK_QM.html
- BNetzA (2025d).** Festlegungsverfahren MaBiS-Hub (BK6-24-210). Bundesnetzagentur. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK06/BK6_83_Zug_Mess/845_MaBiS_Hub/BK6_MaBiS_Hub_node.html
- BNetzA (2026).** Roll-out intelligenter Messsysteme: Quartalsweise Erhebungen, Stichtag 31.12.2025. <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NetzzugangMesswesen/Mess-undZaehlweisen/iMSys/artikel.html>
- dena (2021).** Digitale Marktkommunikation für das Energiesystem der Zukunft. Gutachten der umlaut SE inkl. Einordnung der dena. https://future-energy-lab.de/app/uploads/2022/06/Gutachten_Digitale_Markkommunikation_zum_Energiesystem_der_Zukunft.pdf
- dena (2022).** Die Datenökonomie in der Energiewirtschaft: Eine Analyse der Ausgangslage und Wege in die Zukunft der Energiewirtschaft durch die Datenökonomie. Analyse der WIK-Consult inkl. Einordnung der dena. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2022/ANALYSE_Die_Datenoeconomie_in_der_Energiewirtschaft.pdf
- dena (Hrsg.) (2024a).** Grundlagen und Bedeutung von Datenräumen für die Energiewirtschaft. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2024/Grundlagen_und_Bedeutung_von_Datenraeumen_fuer_die_Energiewirtschaft.pdf
- dena (Hrsg.) (2024).** SET Pilot 1: Von Daten zum Mehrwert – Entwicklung und Evaluierung einer Verbrauchsvisualisierung und darauf aufbauender Mehrwertanwendungen unter Einbezug des Smart Meter Gateways. <https://www.dena.de/infocenter/set-pilot-1-von-daten-zum-mehrwert/>
- dena (2025a).** Digitale Identitäten im Energiesektor. Ein Beitrag für eine zukunftsgerichtete Dateninfrastruktur. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2025/Digitale_Identitaeten_im_Energiesektor.pdf
- dena (Hrsg.) (2025b).** SET Pilot 3: Einflussfaktoren auf den Smart Meter Rollout. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2025/Einflussfaktoren_auf_den_Smart_Meter_Rollout.pdf

- ENTSO-E (2024).** Common Energy Data Space - Data Spaces in the Energy Sector. <https://www.entsoe.eu/2024/11/06/data-spaces-in-the-energy-sector-enabling-the-green-energy-transition/>
- EWI (2024).** Kienscherf, P. A.; Ashour Novirdoust, A.; Reinecke, A.: Anreizverzerrungen in der Netzregulierung – Ein Überblick und Diskussion von Reformoptionen. EWI Kurzstudie, Oktober 2024. <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/anreizverzerrungen-in-der-netzregulierung/>
- Fraunhofer ISST (Hrsg.) (2024):** Anreizsysteme und Ökonomie des Data Sharing. Status quo der deutschen Datenwirtschaft und Grundlagen des unternehmensübergreifenden Datenaustausches. www.ieds-projekt.de
- IWR (2026).** Eon installiert eine Million Smart Meter – Deutschland hinkt beim Rollout in Europa weit hinterher. Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien, 18.03.2026. <https://www.iwr.de/news/eon-installiert-eine-million-smart-meter-deutschland-hinkt-beim-rollout-in-europa-weit-hinterher-news39576>
- Lilienkamp, A., Namockel, N. (2024).** Integrating EVs into distribution grids — Examining the effects of various DSO intervention strategies on optimized charging. Applied Energy 378: 124775. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.124775>
- Lilienkamp, A., Namockel, N. & Ruhnau, O. (2025).** Flexibility in electricity wholesale markets and distribution grids: An integrated model and its application to electric vehicles in Germany. EWI Working Paper. <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/flexibility-in-electricity-wholesale-markets-and-distribution-grids-an-integrated-model-and-its-application-to-electric-vehicles-in-germany/>
- WISE-D (2024).** Smart Data: Mehrwertgenerierung durch Energiedaten. VISE Policy Brief Nr. 13. https://smart-energy-nrw.web.th-koeln.de/wp-content/uploads/2024/12/20241211_VISE-D_Policy_Brief_Datengetriebene_Geschaeftsmodelle.pdf