items



ENWIKO

ENERGIEWIRTSCHAFTSKOMPASS

Ausgabe September 2026 vom 16.09.2026

INHALT

REGULIERUNGSKOMPASS: THEMENÜBERBLICK **4**

UNSER BLICK – WELCHE THEMEN DOMINIERTEN IN DEN VERGANGENEN WOCHEN? **5**
Die neue Systemkette: Warum die Niederspannung jetzt steuerbar werden muss (Teil 1) (11.09.2026) 5
Warum End-To-End Prozesse nicht erst mit der IT beginnen: Das Beispiel Gebäudemodernisierungsgesetz (25.08.2026) 12

PRAXISIMPULSE **15**
Volleinspeisungsbonus nur mit klarer Anmeldung (04.09.2026) 15
Fernwärme wird messbar! Sachsenenergie verbindet Smart Meter und Wärmebetrieb (04.09.2026) 16
EEG-Vergütung für verspäteten Zählereinbau? (28.08.2026) 19
E-Rechnungspflicht wird ab 2027 ausgeweitet (27.08.2026) 20
Anrechenbarkeit von Wärmepumpen im Rahmen der Quoten nach dem Wärmeplanungsgesetz (18.08.2026) 21

IN EIGENER SACHE: NÄCHSTE KURSE UND SEMINARE ZUR ENERGIEWIRTSCHAFT **23**
Für Kurzentschlossene: Vom Blackout zum Energiesystem: Grundlagenwerkstatt für kommunale Energieversorger - von der Theorie in die Praxis, vom 23.-24.09.2026, items, Münster 23
Refresher Energiewirtschaft für items-KollegInnen und -Kollegen: Energiewirtschaftliche Praxiswerkstatt 25

FRISTEN, TERMINE & ESW-VERANSTALTUNGEN **27**

ENERGIE-KAUDERWELSCH: UNSER ESW-BEGRIFF DES MONATS **28**
Und täglich (halbjährig) grüßt das Murmeltier – der Formatwechsel in SAP IS-U 29

SEKTORÜBERGREIFEND **31**

Sektorübergreifend – Regulatorik **31**
EEG-Novelle 2027 auf dem Weg in den Bundestag: die wichtigsten Neuerungen (10.09.2026) 31
BNetzA Data Hub startet den Hochlauf: Umstellung des Monitorings 2027 (03.09.2026) 33

Sektorübergreifend – Marktentwicklung **34**
EU schafft neue Förder-Spielräume für Photovoltaik, Wärmepumpen und Speicher (25.08.2026) 34

STROM **36**

Strom – Regulatorik **36**
Bundeskabinett billigt Übertragungsnetzkosten in den Jahren 2027 bis 2029: Netzbetreiber müssen für Transparenz sorgen (03.09.2026) 36
WindSeeG-Novelle beschlossen: Reaktionen der Branche (03.09.2026) 38
Netzentwicklungsplan: Verbände äußern Kritik (28.08.2026) 39
Kurzupdate Kundenanlage: Steht nach Energy Sharing und der Gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung auch der Mieterstrom auf der Kippe? (27.08.2026) 40

Strom - Marktentwicklung **43**
Kartenübersicht „Stromnetzbetreiber in Deutschland“: Transparenz für die dezentrale Energiewende (15.08.2026) 43

GAS **45**

Gas – Regulatorik **45**
EU-Kommission genehmigt Gaskraftwerke und Kapazitätsmarkt ab 2031 – Auktion deutlich überzeichnet (10.09.2026) 45

WÄRME **48**

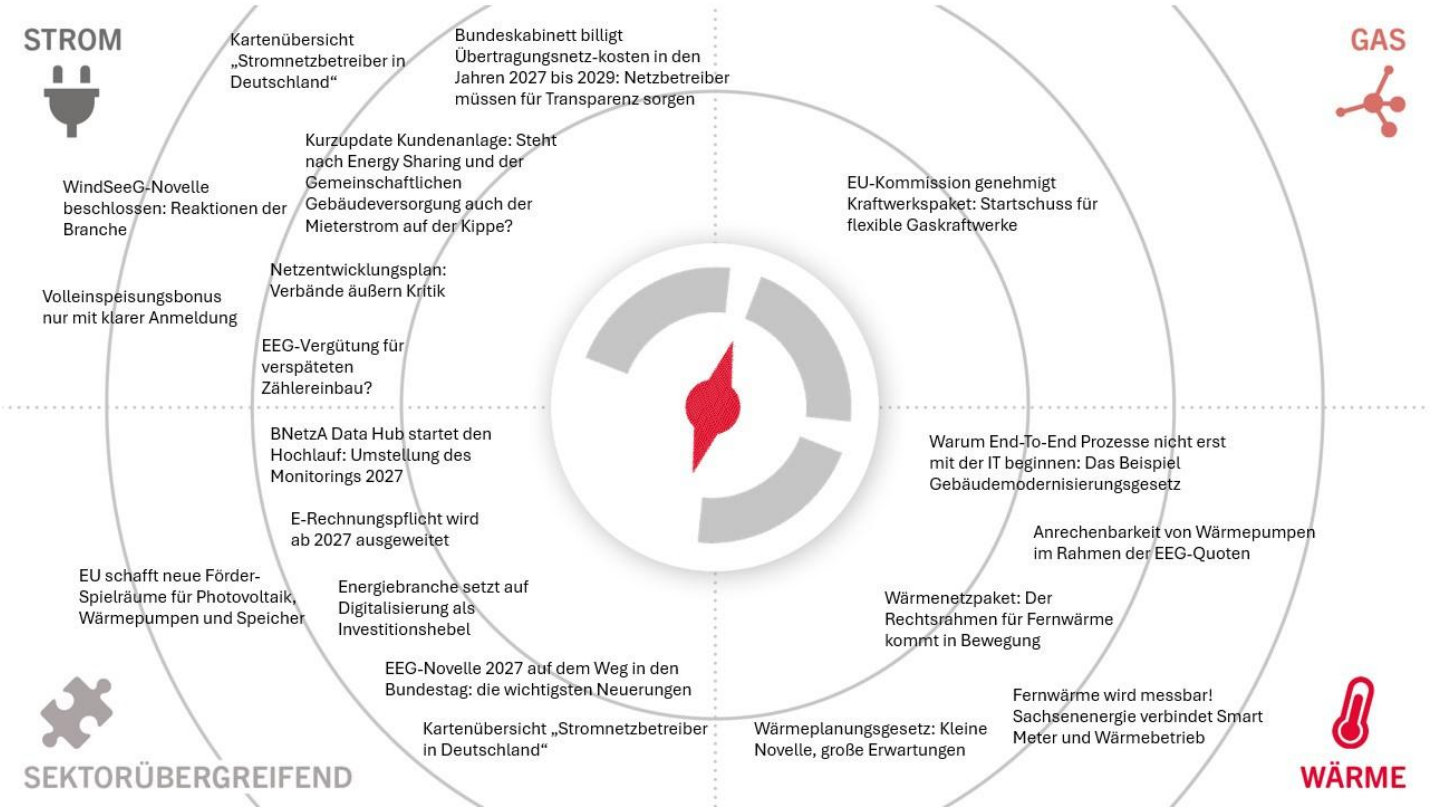
Wärme - Regulatorik **48**
Wärmeplanungsgesetz: Kleine Novelle, große Erwartungen (09.09.2026) 48
Wärmenetzpaket: Der Rechtsrahmen für Fernwärme kommt in Bewegung (03.09.2026) 50

STUDIEN & ANALYSEN **54**
Energiebranche setzt auf Digitalisierung als Investitionshebel (02.09.2026) 54
Studie der Verbraucherzentrale zum Smart-Meter-Rollout & Marktkommunikation: Wo sehen die MSBs Probleme? (20.08.2026) 56

ANWENDUNGSHILFEN **57**
BDEW-Checkliste zur Krisenvorsorge (14.09.2026) 57

ENWIKO ABONNEMENTS, KONTAKT UND REDAKTIONSTEAM **58**
Kontakt 59

REGULIERUNGSKOMPASS: THEMENÜBERBLICK



Hinweis:

Einige unserer Quellen stehen hinter einer Paywall. Wir bitten hier um Verständnis.

Disclaimer: Teile des ENWIKO wurden mithilfe von KI generiert.

- Items AI zur inhaltlichen Auswertung und grafischen Darstellung
- DeepL zur Übersetzung von anderssprachigen Quellen

Alle generierten Inhalte werden vom Redaktionsteam geprüft, um die Richtigkeit der Angaben zu gewährleisten. Viel Freude beim Lesen!

UNSER BLICK – WELCHE THEMEN DOMINIERTEN IN DEN VERGANGENEN WOCHEN?

Die neue Systemkette: Warum die Niederspannung jetzt steuerbar werden muss (Teil 1) (11.09.2026)

Warum Netzbetreiber, Messstellenbetreiber und ihre Systeme enger zusammenarbeiten müssen

Die Energiewende verändert nicht nur die Art, wie Strom erzeugt wird. Sie verändert vor allem die Art, wo und von wem Strom erzeugt wird, und damit entwickelt sich ein neues Anforderungsprofil an die Verteilnetze. Über viele Jahrzehnte war die Aufgabe klar: Strom wurde überwiegend zentral erzeugt und über die Netze zu den Verbraucherinnen und Verbrauchern transportiert. Am Hausanschluss erfasste ein Zähler, wie viel elektrische Energie verbraucht wurde. Für Abrechnung und langfristige Netzplanung war diese Welt gut beherrschbar. Heute reicht dieses Bild allerdings nicht mehr aus, denn Wärmepumpen, Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge, Photovoltaikanlagen und Batteriespeicher verändern Lastflüsse und Einspeisung im Verteilnetz. Regulatorisch sind dabei unterschiedliche Steuerungsregime zu beachten: Für steuerbare Verbrauchseinrichtungen ist insbesondere § 14a EnWG relevant. Für Erzeugungsanlagen gelten daneben die Vorgaben des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, kurz EEG. Gerade in der Niederspannung, also in dem Netzbereich, an dem Haushalte, kleinere Gewerbebetriebe und viele dezentrale Anlagen angeschlossen sind, entstehen dadurch neue Herausforderungen.

Für den Netzbetrieb zählt daher nicht mehr nur, wie viel Kilowattstunden im Jahr verbraucht oder eingespeist werden. Entscheidend ist zunehmend, wo, wann und mit welcher Leistung dies geschieht. Genau deshalb entsteht eine neue Systemkette für die netzorientierte Steuerung.

Und damit willkommen zu unserer dreiteiligen Serie zum Thema Systemkette. Der hier vorgelegte erste Artikel beschreibt das große Bild: Warum die Niederspannung steuerbar werden muss und warum Netzbetreiber, Messstellenbetreiber und ihre Systeme zusammenwachsen müssen.

Der zweite Artikel, im ENWIKO Oktober lesbar, geht einen Schritt tiefer. Er erklärt, wie Netzlokation, Marktlokation, Messlokation, technische Ressource, steuerbare Ressource und Steuereinrichtung zusammenhängen und warum die Netzlokations-ID zum zentralen Verbindungspunkt zwischen Netzmodell, Kundenanlage und Steuerweg wird.

Von der Abrechnungswelt zur Betriebswelt: Die bisherige Zählerwelt reicht nicht mehr aus

Die Veränderung ist nicht nur eine Frage zusätzlicher Anlagen. Sie ist vor allem eine Frage der Gleichzeitigkeit. Wenn an einem kalten Winterabend viele Wärmepumpen gleichzeitig arbeiten und zugleich zahlreiche Elektrofahrzeuge geladen werden, können innerhalb kurzer Zeit hohe Lasten in einem einzelnen Netzbereich entstehen. Für den Netzbetreiber zählt dann nicht der durchschnittliche Jahresverbrauch, sondern die aktuelle Leistung an einem konkret betroffenen Netzbereich.

Diese Situationen können sich schnell entwickeln und alle Prozesse müssen, wie Zahnräder ineinandergreifen. Deshalb sollte die neue Systemkette, also das Zusammenspiel von Daten, Systemen, Zuständigkeiten und Technik vom Netz bis zur steuerbaren Anlage, nicht nur vollständig, sondern auch zuverlässig und weitgehend automatisiert funktionieren. Eine Entscheidung darf nicht an fehlenden Daten, unerreichbarer Steuertechnik oder unklaren Zuständigkeiten scheitern.

Ein traditionell verbauter Ferrariszähler war für die bisherige Aufgabe richtig und zuverlässig. Er erfasst die entnommene elektrische Arbeit, also die verbrauchten Kilowattstunden. Diese Information bleibt für Abrechnung und Energiebilanzierung wichtig.

Für die moderne Netzführung genügt sie jedoch nicht mehr allein. Ein klassischer Zähler kann nicht beantworten:

- Ist ein bestimmter Ortsnetztransformator aktuell stark belastet?
- Laden an einem Niederspannungsabgang viele Elektrofahrzeuge gleichzeitig?
- Welche Wärmepumpen, Ladeeinrichtungen oder Speicher liegen hinter den betroffenen Hausanschlüssen?
- Welche dieser Anlagen können ihre Leistung im Bedarfsfall zeitlich begrenzt anpassen?
- Über welchen technischen Weg kann die jeweilige Anlage erreicht werden?
- Ist dieser Steuerweg aktuell verfügbar?
- Hat die Maßnahme die erwartete Entlastung im Netz bewirkt?

Die frühere Welt war deshalb vor allem eine Abrechnungswelt. Die neue Welt muss zusätzlich eine Betriebswelt werden: Netzsituationen erkennen, Risiken bewerten, geeignete Anlagen identifizieren, Maßnahmen umsetzen und ihre Wirkung beobachten.

Warum die Niederspannung in den Mittelpunkt rückt

Die Belastung im Niederspannungsnetz kann sich heute sehr schnell verändern. Ein typischer Abend in einem Wohngebiet zeigt dies beispielhaft:

- Viele Menschen kommen nach Hause und schließen ihre Elektrofahrzeuge an.
- Wärmepumpen arbeiten gleichzeitig bei kalten Temperaturen mit höherer Leistung.
- Batteriespeicher laden oder entladen.
- Die Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen sinkt mit dem Sonnenuntergang.

Dann können einzelne Kabel, Niederspannungsabgänge oder Ortsnetztransformatoren stark belastet werden, selbst wenn der Jahresverbrauch im Gebiet insgesamt unauffällig ist. Das Problem ist also nicht zwingend die gesamte Energiemenge. Es ist häufig die Gleichzeitigkeit der Leistung an einem konkreten Ort im Netz.

Genau darin liegt die neue Herausforderung für die Netzführung: Kritische Situationen können örtlich begrenzt sein und sich schnell entwickeln. Ein einzelner Ortsnetztransformator, ein

Niederspannungsabgang oder ein Kabelabschnitt kann betroffen sein, während das übrige Netz unauffällig arbeitet. Hier kommt die Steuerung ins Spiel. Sie muss gezielt, automatisiert und mit einer durchgängigen technischen Rückmeldung erfolgen, um als letzte Instanz örtlich sehr gezielt Anlagen zu dimmen.

Mit dem Übergang zum netzorientierten Steuern zum 01.01.2029 steigt der Druck, Steuerungsprozesse technisch und organisatorisch durchgängig vorzubereiten. Gemeint ist damit keine pauschale oder dauerhafte Abschaltung von Anlagen. Es geht um eine zeitlich begrenzte, nachvollziehbare Maßnahme, wenn im Netz tatsächlich ein kritischer Zustand droht oder besteht.

Das erhöht den Handlungsdruck, denn bis zu diesem Datum müssen Netzbetreiber, Messstellenbetreiber und ihre Systeme in der Lage sein, die gesamte Kette ohne manuelle Zwischenschritte zuverlässig zu unterstützen.

Der Netzausbau bleibt dabei unverzichtbar. Neue Leitungen, leistungsfähigere Transformatoren und zusätzliche Stationen werden weiterhin benötigt. Steuerung ist kein Ersatz für Ausbau. Sie ist ein zusätzliches Werkzeug, um örtliche und zeitlich begrenzte Engpässe sicher zu bewirtschaften. Dies darf es nur in einem sehr klaren typisierenden Seminar.

Kurze Übersicht zu den beteiligten Bereichen und der wesentlichen Aufgabe:

Beteiligter Bereich	**Wesentliche Aufgabe**
Netzbetreiber	Verantwortet die Netzsicherheit. Er legt Steuerstrategie, Regeln, Grenzen und Prioritäten fest und verantwortet die Bewertung der Netzwirkung.
Netzleitsystem	Erkennt kritische Netzzustände, bewertet Handlungsoptionen, erzeugt Steueranweisungen nach den vorgegebenen Regeln und verarbeitet Rückmeldungen.
Messstellenbetreiber	Stellt Mess- und Steuertechnik sowie den technischen Kommunikationsweg in seinem Zuständigkeitsbereich bereit und verarbeitet die Steueranweisung prozessual.
Anschlussnutzer oder Anlagenbetreiber	Stellt die Anlage und die erforderliche technische Ausstattung in der Kundenanlage bereit.
Geoinformationssystem und Netzdokumentation	Beschreiben, wie Stationen, Transformatoren, Kabel, Niederspannungsabgänge und Hausanschlüsse im Netz verbunden sind.
Netzanschlussmanagement und Stammdatensysteme	Führen Informationen zu Hausanschlüssen, Anlagen, Leistungen, Gültigkeitszeiträumen und Änderungen.
Marktkommunikation und Messstellenbetriebs-Systeme	Führen die Marktobjekte, Zuordnungen und Informationen zum Mess- und Steuerweg.

Für die netzfachliche Entscheidung und die Bewertung der Netzwirkung trägt der Netzbetreiber die Verantwortung. Für Mess- und Steuertechnik in seinem Zuständigkeitsbereich trägt der Messstellenbetreiber Verantwortung.

Warum Netzbetreiber netzführungsfähige Systeme benötigen

- Ein Netzleitsystem, kurz NLS, unterstützt den Netzbetreiber bei der Überwachung und Führung des Stromnetzes. Es verarbeitet Netzmodelle, Messwerte und Betriebszustände. Damit kann es beispielsweise erkennen, dass ein Transformator oder ein Niederspannungsabgang kritisch belastet ist.
- Das Netzleitsystem beantwortet zunächst die Frage:
  - Wo muss im Netz gehandelt werden?
- Damit daraus eine wirksame Maßnahme wird, muss es aber zusätzlich wissen:
  - Welche Hausanschlüsse liegen im betroffenen Netzbereich?
  - Welche Anlagen befinden sich hinter diesen Anschlüssen?
  - Welche Anlagen sind grundsätzlich steuerbar?
  - Welche Leistung kann voraussichtlich beeinflusst werden?
  - Welcher Messstellenbetreiber ist zuständig?
  - Ist der technische Steuerweg verfügbar?
  - Welche Rückmeldung liegt zur Umsetzung vor?

Ein Netzleitsystem allein steuert also noch keine Anlage. Es erkennt den Bedarf und unterstützt die Entscheidung. Die tatsächliche Steuerung wird erst durch eine vollständige Systemkette möglich.

Die Steuerkette

Die Systemkette verbindet das Stromnetz mit der Anlage beim Anschlussnutzer. Sie besteht nicht nur aus Technik, sondern auch aus Daten, klaren Zuständigkeiten und abgestimmten Prozessen. Voraussetzung: Der Steuerweg ist zuvor eingerichtet, zugeordnet und verfügbar. Netzlokation, Anlage, Steuerbarkeit und Steuertechnik sind bekannt.



Die Darstellung zeigt: Netzorientierte Steuerung ist eine Ende-zu-Ende-Aufgabe. Sie funktioniert nur, wenn Netzführung, Netzmodell, Anschluss- und Anlagendaten, Marktkommunikation, Messstellenbetrieb und technische Steuerung durchgängig zusammenwirken. Bildquelle: Eigene Abbildung

Warum die Systemkette mehr ist als ein Technikprojekt

Viele Netzbetreiber wählen derzeit ein Netzleitsystem aus oder erweitern ihre vorhandene Netzführung. Das ist notwendig, reicht aber allein nicht aus.

Ein Netzleitsystem kann nur so zuverlässig arbeiten wie die Daten und technischen Verbindungen, auf die es zugreift. Es benötigt deshalb eine abgestimmte Sicht auf:

- Das Netzmodell und die Netzdokumentation,
- Hausanschlüsse und technische Anlagen,
- Mess- und Marktobjekte,
- steuerbare Anlagen und ihre Leistungsgrenzen,
- den zuständigen Messstellenbetreiber,
- den aktuellen Zustand des technischen Steuerwegs.

- Die Systeme dürfen nicht nur nebeneinander bestehen. Sie müssen dieselbe reale Situation eindeutig beschreiben.

Das Geoinformationssystem muss beispielsweise erkennen lassen, an welchem Transformator und Niederspannungsabgang ein Hausanschluss liegt. Das Netzanschlussmanagement muss die angeschlossenen Anlagen und ihre Leistungsdaten führen. Der Messstellenbetrieb muss den Steuerweg der Anlage zuordnen können. Das Netzleitsystem muss diese Informationen zusammenführen, um aus einem Engpass eine gezielte und automatisierte Maßnahme abzuleiten.

Ab 2029 steigt die Anforderung zusätzlich: Die netzorientierte Steuerung muss vollautomatisiert erfolgen. Das setzt voraus, dass nicht nur einzelne Schnittstellen funktionieren. Die gesamte Kette muss vom Netzereignis bis zur Rückmeldung verlässlich durchlaufen.

Datenqualität ist eine Voraussetzung für sichere Steuerung

Datenqualität ist in der neuen Systemkette kein Nebenthema der Informationstechnik. Sie wird zu einer Voraussetzung für einen sicheren Netzbetrieb.

Eine Steuerung kann nur dann gezielt erfolgen, wenn die Daten vollständig, aktuell und widerspruchsfrei sind. Das betrifft insbesondere:

- Die Zuordnung eines Hausanschlusses zum aktuellen Netzbereich,
- die Netzlokations-ID,
- die Art und Nennleistung der angeschlossenen Anlagen,
- die Zuordnung einer technischen Anlage zu einer steuerbaren Ressource,
- den zuständigen Messstellenbetreiber,
- den Status von Smart-Meter-Gateway, Kommunikationskanal und Steuereinrichtung,
- die zeitliche Gültigkeit aller Zuordnungen.

Fehlt eine dieser Informationen oder widersprechen sich die Daten verschiedener Systeme, kann das Netzleitsystem keine belastbare Entscheidung treffen. Es besteht dann das Risiko, dass eine geeignete Anlage nicht berücksichtigt wird, eine nicht erreichbare Anlage ausgewählt wird oder die erwartete Entlastung ausbleibt.

Transformation im laufenden Betrieb

Wettbewerbliche Messstellenbetreiber können neue Mess- und Steuerlösungen häufig mit einer vergleichsweise schlanken Systemlandschaft aufbauen. Sie haben oft weniger historisch gewachsene Anwendungen, weniger individuelle Schnittstellen und einen stärkeren Fokus auf digitale Mess- und Steuerleistungen.

Verteilnetzbetreiber und grundzuständige Messstellenbetreiber stehen vor einer anderen Aufgabe. Sie müssen die neue Welt aufbauen, während die bestehende Welt sicher weiter funktionieren muss. Dazu gehören insbesondere:

- Große Bestände an Zählern und unterschiedlichen Messkonzepten,
- bestehende Abrechnungs- und Marktprozesse,
- historisch gewachsene kaufmännische und technische Systeme,
- viele individuelle Anschluss- und Anlagenkonstellationen,
- unvollständige oder unterschiedlich gepflegte Datenbestände,
- hohe Anforderungen an Versorgungssicherheit und Verfügbarkeit.

Die Herausforderung besteht deshalb nicht nur darin, neue Technik einzuführen. Es geht darum, Daten, Prozesse, Organisation und Systeme im laufenden Betrieb weiterzuentwickeln.

Dabei entsteht auch eine wirtschaftliche Aufgabe. Die erforderlichen Investitionen in Mess- und Steuertechnik, Datenqualität, Schnittstellen und Betrieb müssen langfristig tragfähig sein. Grundzuständige Messstellenbetreiber und Verteilnetzbetreiber benötigen deshalb eine Zielarchitektur, die nicht nur regulatorische Pflichten erfüllt, sondern auch spätere zusätzliche Leistungen und Produkte technisch ermöglicht.

Eine Architektur, die Veränderungen übersteht

Bei der Gestaltung der Systemlandschaft sollte nicht jede Verbindung als individuelle Einzellösung gebaut werden. Sinnvoller ist eine gemeinsame Integrationsschicht zwischen den führenden Quellsystemen und dem Netzleitsystem.

Die Integrationsschicht ist dabei nicht zwingend ein neues führendes Fachsystem. Sie kann Daten zusammenführen, prüfen, zeitlich einordnen und in einer einheitlichen Struktur für die Netzführung bereitstellen. Das ist auch bei einem möglichen Wechsel der kaufmännischen Unternehmenssoftware wichtig. Wird zum Beispiel ein bestehendes SAP R/3 später durch SAP S/4HANA ersetzt, sollte nicht das Netzleitsystem vollständig neu angebunden werden müssen. Die fachliche Schnittstelle zum Netzleitsystem sollte möglichst stabil bleiben.

Für die Instandhaltung ist die Bezeichnung SAP Plant Maintenance im bisherigen SAP-Umfeld üblich. Im Zielbild von SAP S/4HANA wird in der Regel von SAP S/4HANA Asset Management gesprochen. Entscheidend ist jedoch nicht der Produktname, sondern dass Anlagen-, Netz- und Instandhaltungsdaten eindeutig in die Systemkette eingebunden werden.

Die Energiewende macht das Niederspannungsnetz dynamischer. Die Herausforderung besteht nicht mehr nur darin, Energie zu messen und langfristig Netze zu planen. Netzbetreiber müssen zunehmend erkennen, wo kurzfristig Belastungen entstehen und wie sie darauf reagieren können.

Dafür braucht es:

- Ein leistungsfähiges Netzleitsystem,

- ein aktuelles Netzmodell,
- verlässliche Anschluss- und Anlagendaten,
- sichere Mess- und Steuertechnik,
- abgestimmte Prozesse zwischen Netzbetreiber und Messstellenbetreiber,
- und eine durchgängige Systemkette.

Fazit

Die Steuerbarkeit der Niederspannung wird nicht an einer einzelnen Steuerbox, einem einzelnen Datenformat oder einem neuen Netzleitsystem entschieden. Sie entsteht erst dort, wo Netzmodell, Anschluss- und Anlagendaten, Marktkommunikation, Messstellenbetrieb und technische Steuerung dieselbe reale Situation zuverlässig abbilden.

Für Netzbetreiber und Messstellenbetreiber ist das keine isolierte IT-Aufgabe. Es ist eine Betriebs- und Architekturfrage, die im laufenden Betrieb beantwortet werden muss. Wer die Systemkette frühzeitig Ende zu Ende plant, schafft nicht nur Voraussetzungen für die netzorientierte Steuerung, sondern auch für weitere digitale Leistungen im Verteilnetz. [GW]

Quellen:

BDEW: Codeliste der Lokationsbündelstrukturen, Version 1.0, Fehlerkorrektur, Konsolidierte Lesefassung mit Fehlerkorrekturen Stand: 13.12.2024, abgerufen am 11.09.2026

BDEW: UTILMD-Struktur Strom, Version S2.1, Konsolidierte Lesefassung mit Fehlerkorrekturen Stand: 02.03.2026, abgerufen am 11.09.2026

BNetzA: Festlegung zur Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a EnWG, Az. BK6-22-300, Beschluss vom 27.11.2023, abgerufen am 11.09.2026

➔ Zurück zum Inhaltsverzeichnis

Warum End-To-End Prozesse nicht erst mit der IT beginnen: Das Beispiel Gebäudemodernisierungsgesetz (25.08.2026)

Nachdem sein Vorgänger, das Gebäudeenergiegesetz (GEG) oder auch „Heizungsgesetz“ die Ampel-Koalition an ihre Belastungsgrenze getrieben hat, ist das Gebäudemodernisierungsgesetz (GModG) am 29.07.2026 fast geräuschlos in Kraft getreten. Damit hat die aktuelle Koalition ein zentrales Versprechen eingelöst: Das Gesetz ist technologieoffener und hat seinen Namen geändert. Allerdings birgt es für kommunale Energieversorger erhebliche Implikationen und offenbart grundlegende Schwächen in der Prozesskette zwischen Gesetzgebung und operativer Umsetzung.

Von der politischen Absicht zur rechtlichen Unsicherheit: Die Grüngasquote als Beispiel

Am Beispiel der geplanten Einführung einer Grüngas- bzw. Grünheizölquote in § 42a GModG wird eine Tendenz deutlich, die besorgniserregend wird: Es ist nichts Neues, dass Gesetze inhärent weitere Verfahrensschritte nach sich ziehen, man denke an die Festlegungskompetenzen, die die

Bundesnetzagentur mit der Ausgestaltung einzelner Details beauftragt. Im § 42a GModG geht es allerdings um verfassungs- und EU-rechtliche Fragestellungen, die nicht nur eine Menge rechtlicher, wirtschaftlicher sondern vor allem finanzielle Risiken und Planungsunsicherheiten mit sich bringen. Neben einem bisher nicht abschätzbaren bürokratischen Aufwand stellt sich an diesem beispielhaft herausgegriffenen Fall eine viel grundlegendere Frage, nämlich die der Qualität von Rechtssetzungsprozessen. Wenn von kommunalen Energieversorgern mit zunehmender Regulatorik-Tiefe und damit verbunden auch IT-technischer Integration eine hohe Umsetzungsqualität und -geschwindigkeit gefordert ist, sollte die Frage erlaubt sein, ob die vorgelagerten Gesetzgebungsprozesse dies überhaupt ermöglichen.

Worum geht es?

Die geplante Quote soll Anbieter von Gas, Öl und Flüssiggas ab 2045 verpflichten, ausschließlich klimaneutrale Brennstoffe für die Gebäudewärme bereitzustellen. Fossile Heizungen werden damit nicht explizit verboten, aber faktisch ab 2045 nicht mehr betreibbar, da die Brennstoffe schlicht nicht mehr verfügbar wären.

Genau hier beginnt das regulatorische Dilemma: § 42a führt die Quote nicht unmittelbar ein, sondern verpflichtet die Bundesregierung, bis zum 01.12.2026 ein entsprechendes Gesetz vorzulegen, das 2028 in Kraft treten soll. Theoretisch. Denn was passiert, wenn die Bundesregierung diese Frist verstreichen lässt? Das Gesetz bleibt dann ein politisches Versprechen ohne rechtlich verbindliche Wirkung.

Als Zwischenfazit ist daher festzuhalten: Das GModG soll Technologieoffenheit und Investitionssicherheit schaffen, da sie de facto die bisherige 65-Prozent Regelung im GEG ersetzt, lässt aber begründete Zweifel offen hinsichtlich Klimaschutzwirkung, Planungssicherheit und Kostenrisiken. Hinzukommt die Frage der Verfügbarkeit der Biokraftstoffe und damit verbunden die Kostenfrage.

Was zur Debatte steht, ist mehr als Form, es ist solides Handwerk

Ein Gutachten der Wissenschaftlichen Dienste des Deutschen Bundestages vom 14.08.2026 bestätigt diese Einwände. Im Zentrum steht die Frage, ob der neu eingefügte § 42a die verfassungsrechtlichen und europarechtlichen Zweifel am ursprünglichen Gesetzesentwurf ausräumt. Zwar soll er den Weg zu einem ab 2045 vollständig klimaneutralen Brennstoffmarkt eröffnen, doch nach Einschätzung der Wissenschaftlichen Dienste bleibt dies vor allem ein politisches Versprechen. Eine rechtlich belastbare Garantie für eine spätere Grüngasquote oder einen verbindlichen Ausstieg aus fossilen Brennstoffen entsteht dadurch nicht.

Insbesondere bleibt das Initiativrecht der Bundesregierung nach Art. 76 Abs. 1 Grundgesetz unberührt: Der Bundestag kann die Regierung politisch auffordern, ein Gesetz einzubringen, sie aber nicht rechtlich dazu zwingen. Eine verfassungsschonende Auslegung von § 42a sieht die Vorschrift daher lediglich als unverbindliche Aufforderung. Das könnte dazu führen, dass die angekündigte Grüngasquote zum Papiertiger wird.

Auch aus europarechtlicher Sicht bleibt die Regelung problematisch: Die EU-Gebäuderichtlinie verlangt einen Ausstieg aus fossilen Heizkesseln bis 2040, hohe Standards für Nullemissionsgebäude bei Neubauten und einen deutlich steigenden Anteil erneuerbarer Energien im Gebäudesektor bis 2030. Das GModG setzt dagegen erst ab 2045 an und bleibt in seiner Verbindlichkeit vage. Damit ist ein Vertragsverletzungsverfahren gegen Deutschland nicht ausgeschlossen.

Klimapolitisch bleibt das Kernproblem damit bestehen: Notwendige Emissionsminderungen könnten weiter in die Zukunft verschoben werden. Wenn fossile Heizungen noch längere Zeit mit vergleichsweise niedrigen Anforderungen eingebaut oder betrieben werden können, steigt das Risiko eines später abrupten und kostspieligen Umstiegs. § 42a schafft keine unmittelbar geltende Vorgabe, die diese Entwicklung im kurzfristigen oder mittelfristigen Zeitraum wirksam begrenzen würde.

Das Bundesverfassungsgericht hat zudem bereits 2021 betont, dass heutige Entscheidungen nicht zu besonders einschneidenden Freiheits- und Belastungseffekten für jüngere und künftige Generationen führen dürfen. Das vorliegende Gutachten, der Bundesrat und ExpertInnen bewerten dies als Rückschritt für die Wärmewende. Kommunale Unternehmen und Stadtwerke fordern daher zurecht mehr Planungssicherheit. Beispielsweise wird die Frage aufgeworfen, welche Rolle welche Quote für das Stilllegungsoptimum für Gasnetze bedeutet.

Auswirkungen auf kommunale Energieversorger: Zwischen Unsicherheit und Handlungsdruck

Für kommunale Unternehmen und Stadtwerke bedeutet diese Gemengelage vor allem eines: Unsicherheit. Investitionen in Gasnetze, Beschaffung klimaneutraler Brennstoffe, Anpassung der Kostenstruktur und Kundenkommunikation müssen unter Vorbehalt geplant werden. Die Frage, wie die Grüngasquote in die Gasnetzplanung und in die eigene Produktstrategie integriert werden können, bleibt offen, solange die rechtlichen Vorgaben nicht klar und verbindlich sind.

Hinzu kommt der bürokratische Aufwand: Neue Quoten, Nachweis- und Berichtspflichten oder mögliche Sanktionen bei Verstößen erfordern neben strategisch-organisatorischen vor allem IT-seitige Anpassungen. End-to-End-Prozesse, also durchgängige Abläufe von der Gesetzesvorgabe bis zur IT-technischen Umsetzung, setzen voraus, dass die regulatorischen Anforderungen klar, verbindlich und ausreichend detailliert sind. Das ist beim GModG derzeit nicht der Fall. Doch wie soll eine IT-Architektur auf Anforderungen reagieren, die politisch angekündigt, aber rechtlich nicht garantiert sind? Die Gefahr: Prozesse werden mehrfach angepasst, Ressourcen gebunden und Investitionen in IT-Systeme laufen ins Leere, wenn die rechtlichen Grundlagen sich erneut verschieben.

Fazit: Rechtssicherheit als Fundament für die Wärmewende

Am Beispiel GModG zeigt sich exemplarisch eine besonders in letzter Zeit aufkommende Charakteristik von Gesetzgebungsprozessen, die ich mit „agil“ bezeichnen möchte: Ein Gesetz, das bereits verabschiedet ist, beinhaltet noch eine Reihe gesetzlicher oder prozessualer Unklarheiten, so dass mit dem Gesetz selbst kein Kompass für neue Business Cases gegeben ist. Der entscheidende Punkt ist: Ein späteres Gesetz wird angekündigt, aber nicht wirksam garantiert. Deshalb kann § 42a GModG weder sicherstellen, dass der Brennstoffausstieg tatsächlich kommt, noch die bestehenden Anforderungen aus Verfassungs- und EU-Recht zuverlässig erfüllen. [CA]

➔ Zurück zum Inhaltsverzeichnis

PRAXISIMPULSE

Volleinspeisungsbonus nur mit klarer Anmeldung (04.09.2026)

Der Volleinspeisungsbonus nach § 100 Abs. 14 Satz 2 EEG 2021 und § 48 Abs. 2a EEG 2023 wird nur gezahlt, wenn drei Voraussetzungen erfüllt sind:

- Der gesamte in der Anlage erzeugte Strom wird ins Netz eingespeist. Ausgenommen ist lediglich der technische Eigenverbrauch der Solar- sowie Neben- und Hilfsanlagen.
- Der Anlagenbetreiber meldet die Inanspruchnahme fristgerecht beim Netzbetreiber an: im Jahr vor der Inbetriebnahme, danach bis zum 1. Dezember des Vorjahres.
- Die Erklärung erfolgt in Textform.

Was liegt dem zugrunde?

- Entscheidend ist nicht allein, dass die Anlage technisch als Volleinspeiseanlage betrieben wird. Auch ein entsprechendes Messkonzept, eine Zählerbestellung oder Angaben zur Direktvermarktung reichen nach der dargestellten Auffassung nicht aus.
- Aus der Mitteilung muss eindeutig hervorgehen, dass der Betreiber den erhöhten Vergütungssatz für Volleinspeisung beansprucht.
- Die Clearingstelle EEG|KWKG hatte dies bereits im Verfahren 2024/14-II klargestellt.
- Das Amtsgericht Stuttgart bestätigte diese Linie mit rechtskräftigem Urteil vom 21.05.2026 (Az. 14 C 3780/25): Die Angabe „Messkonzept 1: Volleinspeisung“ und die Bestellung eines passenden Zählers ersetzen keine ausdrückliche Erklärung zur Inanspruchnahme des Bonus.
- Auch das LG Halle entschied am 18.05.2026 (Az. 6 O 226/25), dass die gewünschte Vergütungskategorie klar erkennbar sein muss. Das Ankreuzen von „Volleinspeise“ und „geförderte Direktvermarktung“ genügt danach nicht. Eine rückwirkende Anmeldung ist nach Auffassung des Gerichts ausgeschlossen; der Bonus kann nur für die Zukunft beansprucht werden. Gegen dieses Urteil läuft eine Berufung beim OLG Naumburg, es ist daher nicht rechtskräftig.
- Eine Hinweis- oder Beratungspflicht des Netzbetreibers zu Voraussetzungen und Fristen des Bonus besteht nach der dargestellten Rechtsprechung und der Clearingstelle nicht. Die Verantwortung für eine vollständige und rechtzeitige Anmeldung liegt beim Anlagenbetreiber. [CA]

Quelle:

BDEW: EEG-Basics: Rechtsprechung zum „PV-Volleinspeisungsbonus“ | BDEW Plus, abgerufen am 04.09.2026

➔ Zurück zum Inhaltsverzeichnis

Fernwärme wird messbar! Sachsenenergie verbindet Smart Meter und Wärmebetrieb (04.09.2026)

Die digitale Energiewende endet nicht am Stromzähler. Sachsenenergie zeigt in Dresden, wie sich die Infrastruktur des Smart-Meter-Rollouts für die Fernwärme nutzen lässt: Seit Mitte 2026 fließen Messdaten aus 43 Hausstationen in den regulären Betrieb ein. Der Ansatz verbindet Strom- und Wärmewelt technisch und macht zugleich sichtbar, worauf es bei einer skalierbaren Mehrsparten-Digitalisierung ankommt.

- Fernwärmenetze sind ein wichtiger Baustein der kommunalen Wärmewende. Für ihren effizienten Ausbau und Betrieb fehlen jedoch häufig belastbare Daten aus den Gebäuden: Wie entwickeln sich Wärmemengen, Volumenströme sowie Vor- und Rücklauftemperaturen an den Übergabestationen? Wo deutet ein auffälliger Verlauf auf technische Probleme hin? Ohne entsprechende Messwerte bleibt das Sekundärnetz, also der Teil zwischen Netz und Gebäude, in vielen Fällen eine digitale Blackbox.
- Sachsenenergie nutzt deshalb den laufenden Rollout intelligenter Messsysteme (iMSys). Ein iMSys verbindet eine moderne Messeinrichtung oder einen digitalen Stromzähler mit einem Smart Meter Gateway (SMGW). Das Gateway ist eine sichere Kommunikationseinheit, über die Messdaten übertragen werden können. Der grundzuständige Messstellenbetreiber DIGImeto bindet zusätzlich zum Stromzähler einen Fernwärmezähler an diese Infrastruktur an.
- Technisch erfolgt die Verbindung über Wireless M-Bus (wM-Bus), einen Funkstandard für die Zählerkommunikation. Erfasst werden stündlich sechs Werte: Wärmezählerstand, Volumenzählerstand, Wärmestrom, Volumenstrom sowie Vor- und Rücklauftemperatur. Um die Daten über das Smart Meter Gateway weiterzugeben, werden sie in OBIS-Kennzahlen überführt. Das Object Identification System (OBIS) dient der eindeutigen Kennzeichnung von Messwerten.
- Die Übertragung an Sachsenenergie erfolgt zunächst täglich über die Backend-Systeme von DIGImeto. Perspektivisch ist ein 15-Minuten-Rhythmus vorgesehen. Die praktische Herausforderung liegt dabei nicht allein in der Datenverarbeitung, sondern auch in der Funkverbindung: Stromzähler und Gateway befinden sich üblicherweise im Zählerschrank, der Wärmezähler dagegen am Hausanschluss. Für größere Distanzen können Repeater eingesetzt werden, bei anspruchsvollen baulichen Bedingungen wie Stahlbeton-Tiefgaragen wird laut Projektbeschreibung auch LTE 450 MHz genutzt.
- Die Daten sind bereits betrieblich verwertbar. Sachsenenergie konnte nach Auswertung der Messwerte und Vor-Ort-Prüfungen defekte Regelventile identifizieren sowie Einstellungen an Hausstationsreglern verbessern. Damit wird deutlich: Der Nutzen liegt nicht nur in einer späteren Fernablesung. Temperatur- und Durchflusswerte können insbesondere helfen, fehlerhafte Betriebszustände früh zu erkennen, Wärme bedarfsgerechter bereitzustellen und Investitionen im Netz gezielter zu planen.
- Sachsenenergie plant, rund 10.000 Wärmemengenzähler über die Infrastruktur des iMSys anzubinden. Langfristig soll der Wärmezählerstand auch für Abrechnungszwecke bereitgestellt werden. Darüber hinaus wird die Anbindung weiterer Medien wie Wasser und Gas als mögliche Perspektive genannt.

Das Gateway ist Anker, nicht Alleinherrscher

- Das Pilotprojekt liefert ein überzeugendes Bild davon, wie ein Gebäude als integriertes Energie-Asset betrachtet werden kann. Das iMSys kann dabei ein sicherer und regulierter Mess- sowie Kommunikationsanker sein. Es sollte jedoch nicht zwangsläufig sämtliche Gebäudefunktionen technisch beherrschen müssen.
- Das passendere Zielbild ist eine übergeordnete Gebäude-Energieplattform. Sie verknüpft verlässliche Messdaten mit Daten und Vertragslogiken rund um Fernwärme, Photovoltaik, Batteriespeicher, Ladeinfrastruktur und Tarife. So lässt sich die regulierte Stromwelt klar von bilateral vereinbarten Contracting- und Energiedienstleistungen trennen, ohne dass die KundInnen mehrere unverbundene Datensilos erleben.
- Für Stadtwerke und Mehrspartenanbieter ergeben sich daraus mehrere Anforderungen:
  - Ein gemeinsames Datenmodell muss Gebäude, Messlokationen, Strom- und Wärmezähler, Erzeugungsanlagen, Speicher, Ladepunkte und Verträge eindeutig miteinander verknüpfen. Diese Objekte dürfen dabei fachlich nicht gleichgesetzt werden.
  - Abrechnungsrelevante Messwerte und Betriebsdaten sollten getrennt behandelt werden. Ein geeichter Zählerstand kann Grundlage einer Rechnung sein; eine Rücklauftemperatur ist dagegen besonders wertvoll für Optimierung, Wartung und Fehlererkennung.
  - KundInnen können ein integriertes Angebot erhalten, etwa aus Wärmeversorgung, Photovoltaik, Speicher, Ladepunkt und digitalem Reporting. Die jeweiligen Leistungen, Preislogiken und Verantwortlichkeiten müssen dennoch transparent und nachvollziehbar bleiben.
  - Künstliche Intelligenz (KI) kann Zeitreihen plausibilisieren, Auffälligkeiten markieren und Optimierungsvorschläge erstellen. Die verbindliche Abrechnung darf sie jedoch nicht als Black Box ersetzen: Rechnungspositionen müssen weiterhin reproduzierbar aus Messwerten, Vertragsparametern und Preisregeln entstehen.
- Das Dresdner Projekt zeigt, dass der Smart-Meter-Rollout mehr sein kann als ein Stromvorhaben mit Pflichtcharakter. Er kann zum Einstieg in eine medienübergreifende Dateninfrastruktur werden. Die entscheidende Wertschöpfung entsteht aber nicht durch das Gateway allein. Sie liegt in einer belastbaren Architektur aus sauber zugeordneten Assets, interoperablen Daten, nachvollziehbaren Vertrags- und Abrechnungsregeln sowie erklärbarer Optimierung. Wer diese Ebenen zusammenbringt, macht aus einzelnen Zählern ein steuerbares Energie-Asset Haus.

Fazit und eigene Sicht: Wärme-Contracting braucht zwei Datenketten – und eine gemeinsame Sicht auf das Gebäude

Das Zielbild ist keine zentrale Lösung, die sämtliche Aufgaben eines Stadtwerks übernimmt. Zielführender sind zwei klar abgegrenzte, über belastbare Schnittstellen verbundene Systemwelten.

Im Netz übernimmt das Niederspannungsnetzleitsystem (NLS) die operative Rolle. Es führt netzrelevante Zustände zusammen und kann um eine Datensenke für Werte aus dem Tarifanwendungsfall 10 (TAF 10) ergänzt werden. Damit entsteht eine Grundlage, um die Niederspannung netzdienlich zu beobachten und die Steuerung steuerbarer Anlagen eindeutig im Netzbetrieb zu verorten.

Daneben benötigt das Stadtwerk eine eigenständige Asset- und Datenebene mit einer zentralen Visualisierungsfunktion. Eine solche Plattform kann Daten aus Wärme, Wasser und Internet-of-Things-Anwendungen (IoT) zusammenführen. Dazu zählen beispielsweise Messwerte von Heizkostenverteilern (HKV), die über Long Range Wide Area Network (LoRaWAN) übertragen werden, ebenso wie Daten aus Photovoltaikanlagen, Ladeinfrastruktur, Heizanlagen oder weiteren gebäudetechnischen Anlagen. Ergänzt um Geoinformationssystem-Daten (GIS), Vertrags-, Objekt- und Abrechnungsinformationen entsteht ein digitales, medienübergreifendes Bild der Gebäude- und Kunden-Assets.

Auch Messwerte aus dem Tarifanwendungsfall 7 (TAF 7) lassen sich in diesem Zielbild mit technischen und kaufmännischen Informationen verknüpfen. Für das Wärmepumpen-Contracting kann die Plattform damit sichtbar machen, welche Anlage zu welchem Gebäude gehört, welche Verbrauchs- und Betriebsdaten vorliegen, welchen technischen Zustand die Anlage aufweist und welche Leistungen abzurechnen oder zu optimieren sind.

So stehen zwei große Systeme nebeneinander, aber nicht unverbunden:

- Das Niederspannungsnetzleitsystem beim Netzbetreiber bildet den netztechnischen Zustand ab und unterstützt die sichere Betriebsführung.
- Eine medienübergreifende Asset- und Visualisierungsplattform beim Stadtwerk bündelt Wärme-, Wasser-, IoT-, Geodaten sowie Vertrags- und Objektinformationen und schafft eine nachvollziehbare Sicht auf Gebäude, Anlagen und Contracting-Leistungen.

Entscheidend ist die Aufgabenteilung: Das NLS bleibt für netzbetriebliche Entscheidungen und regulatorisch geprägte Stromprozesse zuständig. Die Asset- und Datenebene wird nicht zum zweiten Netzleitsystem. Sie dient vielmehr als digitales Abbild kommunaler Energie- und Gebäude-Assets – mit der Möglichkeit, Daten aus unterschiedlichen Gewerken und Prozessen verständlich zu visualisieren und für Betrieb, Kundenservice, Abrechnung und Optimierung nutzbar zu machen.

Die eigentliche Chance liegt daher nicht in einer Plattform-Alleinherrschaft, sondern in einem gemeinsamen Objektmodell, klaren Datenverantwortlichkeiten und belastbaren Schnittstellen. So können Stadtwerke Stromnetz, Wärme, Wasser, Gebäude und Wärme-Contracting zusammen betrachten, ohne die erforderliche Trennung zwischen Netzbetrieb und Vertrieb zu verwischen. [GW]

Quellen:

ZfK: Wie Sachsenenergie die Fernwärme mit Smart Metern digitalisiert, abgerufen am 11.09.2026

Civitas Connect e. V.: CIVITAS/CORE, abgerufen am 11.09.2026

items GmbH & Co. KG: Urban Data, abgerufen am 11.09.2026

➔ Zurück zum Inhaltsverzeichnis

➔

EEG-Vergütung für verspäteten Zählereinbau? (28.08.2026)

Die Clearingstelle EEG|KWKG hat ein Votum zu der Frage veröffentlicht, ob ein Anlagenbetreiber einer PV-Anlage, ein Recht auf die EEG-Vergütung hat, wenn der Zweirichtungszähler nach Inbetriebnahme eingebaut wird.

- Es geht um eine Photovoltaikanlage mit rund 30 kWp Leistung. Der Betreiber nahm sie im Juli 2023 in Betrieb und speiste bereits Strom ins öffentliche Netz ein.
- Der notwendige Zweirichtungszähler wurde aber erst am 17.08.2023 eingebaut.
- Der Anlagenbetreiber wollte auch für den vorher eingespeisten Strom, insgesamt rund 2.126 Kilowattstunden (kWh) die EEG-Vergütung erhalten.

Warum wurde die Vergütung abgelehnt?

Nach Auffassung der Clearingstelle reicht es nicht aus, dass:

- die Anlage beim Netzbetreiber angemeldet ist,
- die Inbetriebnahme gemeldet wurde oder
- ein neuer Zähler beantragt wurde.

Der Netzbetreiber muss außerdem wissen, dass die Anlage tatsächlich bereits Strom in sein Netz einspeist. Genau diese Kenntnis konnte der Anlagenbetreiber für den Zeitraum vor dem Zählertausch nicht nachweisen.

- Die Mitteilung „Anlage ist in Betrieb“ bedeutet rechtlich nicht automatisch „Anlage speist bereits ins Netz ein“. Auch der Auftrag zum Einbau eines Zweirichtungszählers war keine eindeutige Einspeisemitteilung.

Was ist das Ergebnis?

- Der Anlagenbetreiber erhält für den Zeitraum von der Inbetriebnahme bis zum 16.08.2023 keine EEG-Vergütung. Ob seine nachträgliche Berechnung der eingespeisten Strommenge technisch korrekt war, musste deshalb nicht mehr geprüft werden.
- Auch ein Schadensersatzanspruch wegen eines vermeintlich verspäteten Zählereinbaus besteht nicht: Der Zähler wurde nach Auftragseingang innerhalb der gesetzlichen Monatsfrist eingebaut.

Daraus folgt

- Wer vor dem Einbau des passenden Zählers Strom einspeist, sollte dem Netzbetreiber ausdrücklich und nachweisbar mitteilen, dass die Einspeisung bereits begonnen hat. Die bloße Anlagenanmeldung oder Inbetriebnahmemeldung genügt dafür nach diesem Votum nicht. [CA]

Quelle:

Clearingstelle EEG KWKG: Votum 2026/4-IX, abgerufen am 28.08.2026

➔ Zurück zum Inhaltsverzeichnis

E-Rechnungspflicht wird ab 2027 ausgeweitet (27.08.2026)

Für inländische Umsätze zwischen Unternehmen gelten ab 2027 strengere Vorgaben für den Rechnungsversand: Unternehmen, deren Gesamtumsatz im vorangegangenen Kalenderjahr mehr als 800.000 Euro betrug, müssen ab dem 01.01.2027 E-Rechnungen nach der europäischen Norm EN 16931 ausstellen.

- Ab dem 01.01.2028 gilt diese Pflicht grundsätzlich für alle Unternehmen im inländischen B2B-Geschäft. Ausnahmen bleiben insbesondere für bestimmte Kleinbetragsrechnungen und Fahrausweise bestehen.
-
- Eine E-Rechnung ist seit dem 01.01.2025 gesetzlich als Rechnung in einem strukturierten, elektronisch verarbeitbaren Format definiert. Reine PDF-Rechnungen erfüllen diese Voraussetzungen nicht, da ihre Daten nicht strukturiert und maschinell auslesbar vorliegen.
- Geeignete Formate sind insbesondere XRechnung und ZUGFeRD, sofern sie die Anforderungen der EN 16931 erfüllen. Diese strukturierten Rechnungsdaten ermöglichen eine automatisierte Übermittlung, Verarbeitung und Archivierung.
- Unternehmen sollten ihre Rechnungsprozesse frühzeitig prüfen. Neben einer geeigneten technischen Lösung sind insbesondere Datenqualität, Rechnungseingang, Archivierung und die Anbindung an bestehende ERP- und Buchhaltungssysteme relevant. [CA]

Quelle:

Stadt+Werk: Versandpflicht wird ausgeweitet, abgerufen am 27.08.2026

➔ Zurück zum Inhaltsverzeichnis

Anrechenbarkeit von Wärmepumpen im Rahmen der Quoten nach dem Wärmeplanungsgesetz (18.08.2026)

Es geht um die Frage, ob und inwieweit durch den Wärmeversorger bereitgestellte Wärmepumpen zur individuellen Gebäudebeheizung im Rahmen der Quoten für Erneuerbare Energien nach dem Wärmeplanungsgesetz (§§ 29 ff. WPG) angerechnet werden können.

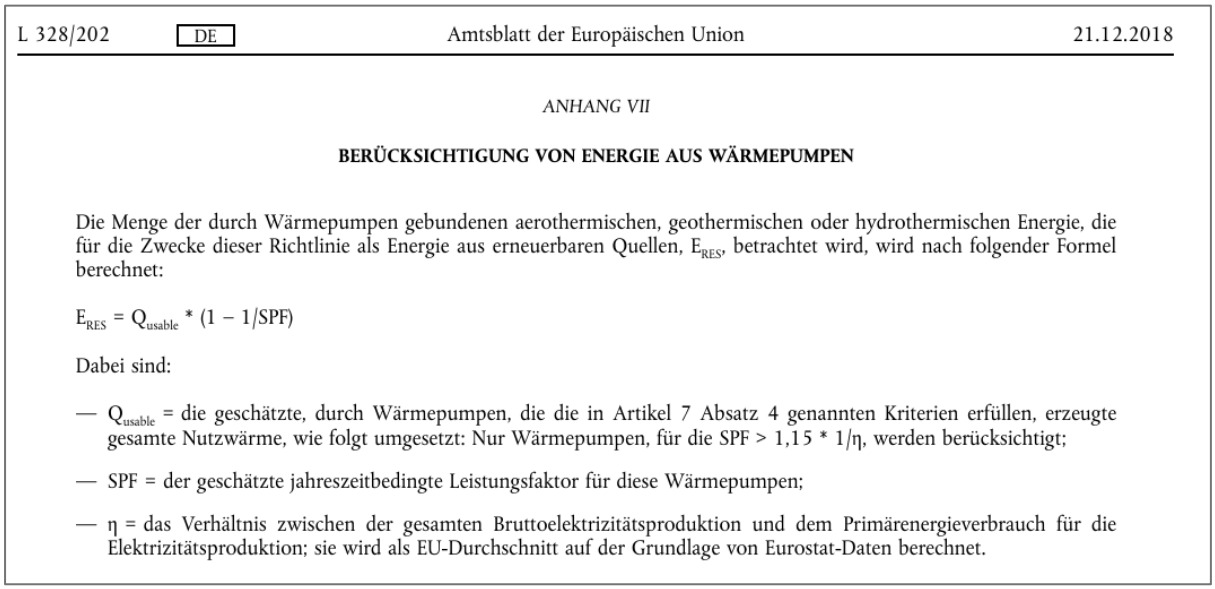
- Für die Erfüllung der gesetzlichen Quoten können nach Einschätzung des Verband Kommunaler Unternehmen (VKU) nur Wärmepumpen berücksichtigt werden, die Wärme tatsächlich in ein Wärmenetz einspeisen. Dafür spricht der eindeutige Wortlaut von § 3 Nr. 15 Buchst. g WPG.

Anrechnung nur bei tatsächlicher Einspeisung ins Wärmenetz

- Entscheidend ist der Energiemix des jeweiligen Wärmenetzes (vgl. BT-Drs. 20/8654, S. 108).
- Versorgt eine Wärmepumpe hingegen ausschließlich ein einzelnes Gebäude, verändert sie diesen Energiemix nicht. Eine Anrechnung auf die Netzquote erscheint damit systematisch ausgeschlossen.

Die technische Einbindung ist entscheidend

- Damit eine Wärmepumpe angerechnet werden kann, muss sie technisch so eingebunden sein, dass sie Wärme tatsächlich, statt nur theoretisch, in das allgemeine Wärmenetz einspeist. Nur dann wird die erzeugte Wärme Bestandteil des Energiemixes des Netzes.
- Das zeigt auch ein Blick auf das Preisrecht: Der Energiemix eines Wärmenetzes muss sich im Kostenelement der Preisänderungsklausel nach § 24 Abs. 4 AVBFernwärmeV widerspiegeln. Es wäre schwer zu begründen, warum die dezentrale Wärmeversorgung einzelner Kunden Einfluss auf Preis- und Preisänderungsmechanismen für andere, an das Wärmenetz angeschlossene Kunden haben sollte.
- Zudem ist zu beachten, dass nach § 3 Nr. 15 Buchst. g WPG ausschließlich die eingespeiste Energie solcher Wärmepumpen berücksichtigt werden darf, die zum Zeitpunkt ihrer Installation die in Anhang VII der Richtlinie (EU) 2018/2001 festgelegten Mindesteffizienzkriterien erfüllen:



L 328/202 DE Amtsblatt der Europäischen Union 21.12.2018

ANHANG VII

BERÜCKSICHTIGUNG VON ENERGIE AUS WÄRMEPUMPEN

Die Menge der durch Wärmepumpen gebundenen aerothermischen, geothermischen oder hydrothermischen Energie, die für die Zwecke dieser Richtlinie als Energie aus erneuerbaren Quellen, E_{RES}, betrachtet wird, wird nach folgender Formel berechnet:

$E_{RES} = Q_{usable} * (1 - 1/SPF)$

Dabei sind:

— Q_{usable} = die geschätzte, durch Wärmepumpen, die die in Artikel 7 Absatz 4 genannten Kriterien erfüllen, erzeugte gesamte Nutzwärme, wie folgt umgesetzt: Nur Wärmepumpen, für die SPF > 1,15 * 1/η, werden berücksichtigt;

— SPF = der geschätzte jahreszeitbedingte Leistungsfaktor für diese Wärmepumpen;

— η = das Verhältnis zwischen der gesamten Bruttoelektrizitätsproduktion und dem Primärenergieverbrauch für die Elektrizitätsproduktion; sie wird als EU-Durchschnitt auf der Grundlage von Eurostat-Daten berechnet.

Vertragliche Ausnahmen ändern daran nichts

- § 10 Abs. 1 Satz 2 AVBFernwärmeV erlaubt zwar grundsätzlich abweichende Vereinbarungen zum Hausanschluss. Nach unserem Verständnis betrifft diese Regelung jedoch nicht die Reichweite des Verteilungsnetzes.
- Sie regelt vielmehr, wer für bauliche Maßnahmen und Einwirkungen im Umfeld des Hausanschlusses verantwortlich ist. Eine individuelle Vereinbarung kann daher die gesetzliche Abgrenzung zwischen Wärmenetz und dezentraler Versorgung nicht verändern.

Klare Trennung von Wärmenetz und dezentraler Versorgung

- Die unterschiedliche Behandlung von Wärmenetzen und dezentralen Wärmepumpen folgt erkennbar der Systematik des Gesetzgebers: Dezentrale Technologien benötigen zwar ein ausreichend leistungsfähiges Stromnetz, aber keine zusätzliche Infrastruktur zur Verteilung von Wärme.
- Selbst kleinere Gebäudenetze mit bis zu 16 Gebäuden oder 100 Wohneinheiten gelten nach § 3 Nr. 17 WPG und § 3 Abs. 1 Nr. 9a GEG nicht als Wärmenetz. Diese Abgrenzung soll ein geschlossenes, kohärentes System für die Dekarbonisierung der leitungsgebundenen Wärmeversorgung schaffen und zugleich Regelungskonflikte vermeiden (BT-Drs. 20/8654, S. 83). [CA]

Quelle:

VKU-Recht: Anrechnung von Wärmepumpen bei den WPG-Quoten, abgerufen am 18.08.2026

➔ Zurück zum Inhaltsverzeichnis

IN EIGENER SACHE: NÄCHSTE KURSE UND SEMINARE ZUR ENERGIEWIRTSCHAFT



Für Kurzentschlossene: Vom Blackout zum Energiesystem: Grundlagenwerkstatt für kommunale Energieversorger - von der Theorie in die Praxis, vom 23.-24.09.2026, items, Münster

Nach der Grundlagenwerkstatt im März mit sehr viel positivem Feedback werden wir unseren Kurs „Vom Blackout zum Energiesystem“ im September wiederholen. Hintergrund: Stadtwerke, Energieversorger, Netzbetreiber und Dienstleister sehen sich mit einer immer höheren Prozess- und Regulierungsdichte konfrontiert. Die zunehmende Komplexität im Arbeitsalltag bedeutet nicht nur ständige Agilität, Anpassungsbereitschaft, neue Schnittstellen und Themen. Gleichzeitig eröffnen sich zahlreiche Möglichkeiten, neue Synergien zu schaffen und damit Prozesse effizienter zu gestalten. Grundlegende Voraussetzung dafür sind energiewirtschaftliche Basiskenntnisse.

Wir laden ein zu einem Grundlagenkurs für Newbies, QuereinsteigerInnen und alle, die ihr energiewirtschaftliches Wissen auf den neuesten Stand bringen möchten. Sichern Sie sich Ihren Wissensvorsprung durch eine praxisnahe Einführung in die Grundlagen der Energiewirtschaft!

Wann: 2 Tage (ca. 16 Stunden)

Wo: Der Kurs ist ein Präsenzkurs und findet bei der items GmbH & CO. KG in der Hafen-Lounge, Hafenweg 7, 48155 Münster statt.

TeilnehmerInnen: 10 -18

WAS KÖNNEN SIE ERWARTEN?

Wir erarbeiten uns das energiewirtschaftliche Handwerkszeug für den Arbeitsalltag. Ziel der Lernwerkstatt ist es, zentrale Begriffe und Zusammenhänge der Energiewirtschaft auf den Punkt zu bringen. Aus der

Praxis für die Praxis. Es geht unter anderem um ein Verständnis für die Aufgaben, die Funktion und Organisation von Stadtwerken und Netzbetreibern, die Verantwortlichkeiten und das Zusammenspiel der unterschiedlichen Marktrollen, die Funktion und das Funktionieren des Energiemarktes und der Sektoren Strom, Wärme, Gas und Verkehr und ihrer politischen und rechtlichen Rahmenbedingungen. Interaktive Methoden sollen dabei ein nachhaltiges Verstehen ermöglichen. Es geht um „Aha-Momente“ und ein mit- und voneinander Lernen auf Augenhöhe, um die direkte Anwendung im Alltag und Job zu ermöglichen.

Der Kurs kombiniert dafür Theorie, Praxis, Gruppenarbeit & Reflexion. Der Schlüssel ist, Komplexität verständlich zu machen, ohne sie zu banalisieren – mit vielen visuellen und anwendungsbezogenen Elementen statt einer Folienschlacht.

ZIELGRUPPE & VORKENNTNISSE

Wir begrüßen neue KollegInnen, QuereinsteigerInnen oder KollegInnen aus Stadtwerken, von Energieversorgern, Netzbetreibern, IT-Dienstleistern und kommunalen Akteuren, die ihr (Nicht-) Wissen auffrischen möchten.

Vorkenntnisse sind explizit nicht erforderlich. Wir setzen auf Ihre Neugier und auch Themen und Fragen, die Sie aus Ihrem Arbeitsalltag mitbringen.

LEITUNG



Dr. Constanze Adolf leitet den Stabsbereich Energiewirtschaft: Strategie und Wissen bei items und ist Autorin und Bloggerin. Nach über 16 Jahren Erfahrung in Brüssel, wo sie sich auf EU-Energiepolitik und nachhaltige Finanzstrategien spezialisierte, war sie zunächst in einem Energiespeicher Start-Up für das Business Development verantwortlich, ehe sie in mehreren Kommunikationsagenturen die Bereiche Energie und EU Affairs aufbaute. Constanze hat langjährige Erfahrung als Lehrbeauftragte und Referentin an verschiedenen Instituten und Universitäten und große Freude am Konzipieren von neuen Lernkonzepten, die effektives gemeinsames Lernen ermöglichen. Außerdem erwarten wir einen Überraschungsgast!

PREISE

- Regulär: 2.499,- Euro
- Reduziert: 2.349,- Euro für items-Gesellschafter
- Studierende: 1.250,- Euro
- Kostenlos: für items-MitarbeiterInnen

ANMELDESCHLUSS: 20. September 2026

ANMELDUNG UND WEITERE INFORMATIONEN finden Sie hier.

INTERESSE an einer individuellen Lernwerkstatt bei Ihnen im Haus? Melden Sie sich dazu gern!

KONTAKT: Haben Sie noch Fragen? Schreiben Sie gern an Constanze Adolf, c.adolf@itemsnet.de, 0152 52 375639

➔ Zurück zum Inhaltsverzeichnis



Refresher Energiewirtschaft für items-KollegInnen und -Kollegen: Energiewirtschaftliche Praxiswerkstatt

11.12.2026 – 09:00-17:30h – Münster Hafenlounge

Liebe items-Kolleginnen und Kollegen,

Unsere zweite energiewirtschaftliche „Refresher"-Praxiswerkstatt richtet sich gezielt an erfahrene items-IT-Spezialistinnen und -Spezialisten, Kolleginnen und Kollegen, die tagtäglich mit energiewirtschaftlichen Prozessen arbeiten und ihr bestehendes Praxis- und gesundes Halbwissen auffrischen, einordnen und vernetzen möchten.

Ziel ist es, bekannte Inhalte neu zu sortieren, Hintergründe zu beleuchten und Zusammenhänge verständlich zu machen, jenseits von reiner Prozessabfolge oder technischer Implementierung.

Was Euch erwartet

- Ein strukturierter Überblick über zentrale energiewirtschaftliche Zusammenhänge – ohne Scheu, auch die Anfänge noch einmal zu betrachten
- Einordnung von Marktrollen, Prozessen und Datenflüssen der Energiewirtschaft
- Das „Warum" hinter dem „Wie" der Energiewirtschaft
- Austausch auf Augenhöhe mit KollegInnen, die ähnliche Fragen bewegen

Ziele

Ziel der Refresher-Werkstatt ist es, zentrale Begriffe und Zusammenhänge der Energiewirtschaft auf den Punkt zu bringen. Aus der Praxis für die Praxis. Es geht unter anderem um ein Verständnis für die Aufgaben, die Funktion und Organisation von Stadtwerken und Netzbetreibern, die Verantwortlichkeiten und das Zusammenspiel der unterschiedlichen Marktrollen, die Funktion und das Funktionieren des Energiemarktes und ihrer politischen und rechtlichen Rahmenbedingungen. Interaktive Methoden sollen

dabei ein nachhaltiges Verstehen ermöglichen. Es geht um „Aha-Momente“ und ein mit- und voneinander Lernen auf Augenhöhe, um die direkte Anwendung im Alltag/Job zu ermöglichen.

💡 Eure Themen sind ausdrücklich erwünscht

Wenn es Themen gibt, an denen ihr schon lange „geknabbert“ habt – sei es ein bestimmter Prozess, eine Marktrolle, ein Sonderfall oder eine Regelwerkslogik – könnt ihr diese gerne im Vorfeld einreichen. Wir versuchen, möglichst viele dieser Punkte im Kurs aufzugreifen und gemeinsam zu durchdringen.

🗓️ Termin: Freitag, 11.12.2026

📍 Ort: items Hafenlounge in Münster

⏱️ Dauer: 09:00 – 17:30 Uhr

Anmeldung nur für items-Kolleginnen und Kollegen in der items Akademie → LINK

Fragen & Anregungen? Bitte kommt gern auf uns zu: c.adolf@itemsnet.de

Wir freuen uns auf einen tiefgehenden, praxisnahen und ehrlichen Austausch mit Euch!

➔ Zurück zum Inhaltsverzeichnis

FRISTEN, TERMINE & ESW-VERANSTALTUNGEN

Hier findet ihr alle wichtigen Termine des kommenden Monats – von Deadlines bis Highlights. Unsere ESW-Events sind ebenfalls mit dabei – verpasst nichts und bleibt bestens informiert!

Frist	Beschreibung	Infos
23. bis 24.09.2026	**ESW Grundlagenwerkstatt Energiewirtschaft: Vom Blackout zum Energiesystem: Praxiswerkstatt für kommunale Energieversorger - von der Theorie in die Praxis**	Hier gibt es nähere Infos und den Anmeldungslink.
Save the Date: **Q3 2026**	**Webinar: Update MiSpel – Das Was, Wann und WIE für bidirektionale Speicher** Am 01.10.2026 tritt die Festlegung zur „Marktintegration von Speichern und Ladepunkten“ (MiSpel) in Kraft. Was bedeutet dies und worauf müssen Energieversorger vorbereitet sein?	→ Infos folgen! Bitte kontaktieren Sie bei Fragen: c.adolf@itemsnet.de
Save the Date: **Q3 2026**	**Webinar: AgNes QUARTERLY III: UPDATE ZUR NETZENTGELTSYSTEMATIK STROM** Vorstellung des Festlegungsentwurfs der BNetzA und Diskussion der Konsultationsergebnisse: Was kommt 2029 und was müssen wir bis dahin tun?	→ Infos folgen! Bitte kontaktieren Sie bei Fragen: c.adolf@itemsnet.de
11.12.2026 **09-17:30 Uhr**	**Refresher Energiewirtschaft für items-KollegInnen und -Kollegen** Eine eintägige Intensiv-Praxiswerkstatt, um energie-wirtschaftliches Wissen für Deinen Berufsalltag upzudaten und einzuordnen	→ Nur für items Kolleginnen und Kollegen. Bitte meldet Euch über die items Akademie an. Vielen Dank.

➔ Zurück zum Inhaltsverzeichnis

ENERGIE-KAUDERWELSCH: UNSER ESW-BEGRIFF DES MONATS

Liebe Leserin, lieber Leser,

Redispatch 3.0, Residuallast, UTILMD, RLM-KundInnen, Fahrplanmanagement, WaKandA, Marktstabilitätsreserve, Lastflussanalyse, Unbundling, Windhundprinzip, Geli Gas, Kapazitätsreserve vs. Netzreserve – *WHAAAAAAT?*

Stolpern Sie auch über Begriffe, die Sie schon immer einmal einfach erklärt auf den Punkt gebracht haben möchten? Zugegeben, bei Ihrem nächsten Stammtisch werden Sie damit vielleicht nicht unbedingt punkten. Aber vielleicht hilft es ein wenig, sich im Dickicht der energiewirtschaftlichen Komplexität zurechtzufinden?

Was ist Ihr kuriosestes Wort oder Konzept? Schreiben sie uns gern an enwiko@itemsnet.de und wir werden uns bemühen, der Komplexität gehörig auf die Pelle zu rücken.



Und täglich (halbjährig) grüßt das Murmeltier – der Formatwechsel in SAP IS-U

Es ist wieder so weit. Der Kalender zeigt Mitte September, die Tage werden kürzer, die Projektpläne länger – und in den IT- und Fachbereichen der Energiewirtschaft beginnt jenes vertraute Ziehen in der Magengegend, das zuverlässig alle sechs Monate auftritt. Nein, kein saisonaler Effekt. Formatwechsel!

- Am 1. Oktober 2026 sollen die angepassten Datenformate der Marktkommunikation verbindlich angewendet werden. Gut zwei Wochen vor dem Stichtag ist das eine Nachricht mit ungefähr dem Überraschungswert von Weihnachtsgebäck im September. Jeder wusste, dass es kommt. Nur, dass sich niemand freut, dass der Formatwechsel schon im Flur steht.
- Unser Murmeltier heißt SAP IS-U. Es wacht auf, blinzelt in den Monitor und stellt dieselben Fragen wie im Frühjahr: Welche Prozesse ändern sich? Welche EDIFACT-Nachrichten sind betroffen? Welche Prüfidentifikatoren haben ein neues Eigenleben entwickelt? Welche Regulatorik funkt diesmal dazwischen?
- Ein Formatwechsel ist schließlich kein dekoratives Update, bei dem sich ein paar Feldbezeichnungen ändern und danach alles etwas moderner aussieht. Er ist die verbindliche Übersetzung regulatorischer Vorgaben in produktive Marktprozesse. Wenn die Bundesnetzagentur Datenformatversionen, Nachrichtentypen oder Prozessregeln anpasst, müssen Marktrollen diese Änderungen zum Stichtag praktisch beherrschen. Netzbetreiber, Lieferanten und Messstellenbetreiber können sich nicht darauf zurückziehen, die neue Version zunächst „im kleinen Kreis zu evaluieren“. Die Marktkommunikation nimmt keine Pilotphase. Sie nimmt Nachrichten an – oder eben nicht.
- Und genau hier beginnt der Spaß, den außerhalb der Branche erstaunlich wenige Menschen als solchen erkennen. Eine Nachricht kann technisch korrekt versendet sein und dennoch fachlich scheitern. Sie kann syntaktisch sauber aussehen, aber an einer Prüfung abprallen. Sie kann beim Empfänger ankommen und dort in einer Fehlerwarteschlange verschwinden, die sich mit der Geschwindigkeit eines Behördenbriefs leert. Das Resultat: Prozesse stocken, Folgeprozesse warten, und irgendwann fragt jemand aus der Fachseite, weshalb ausgerechnet jetzt Stammdatenänderung, Lieferantenwechsel oder Abrechnung nicht so recht vorankommen.
- Die Antwort lautet selten: „Weil das System kaputt ist.“ Häufiger lautet sie: „Weil ein Segment fehlt, eine Version nicht passt oder eine kundeneigene Zusatzlogik beschlossen hat, die Realität regulatorisch neu zu interpretieren.“
- Damit ist SAP IS-U mitten in der Handlung. Das System bildet nicht nur Stammdaten und Abrechnungslogik ab, sondern hängt über Marktkommunikationskomponenten, Schnittstellen und Umsysteme tief im Prozessgeschehen. Ein geänderter Nachrichtentyp kann daher mehr berühren als eine einzelne Schnittstelle: Customizing, Prozesssteuerung, Stammdatenmodelle, Belegungslogiken, Eigenentwicklungen, Monitoring und die Übergabe an Nachbarsysteme. Der berühmte kleine Change steht dann im Projektplan, verhält sich in der Realität aber wie ein Möbeltransport durchs Treppenhaus: theoretisch machbar, praktisch mit erstaunlich vielen Schrammen an der frisch gestrichenen Wand.

- Darum beginnt der halbjährliche Murmeltiertag mit Analyse. Welche regulatorischen Änderungen gelten zum 1. Oktober? Welche Nachrichtentypen und Geschäftsprozesse sind konkret betroffen? Wo ist die Logik im Standard abgebildet – und wo hat das Unternehmen in den vergangenen Jahren eigene Spuren hinterlassen?
- Danach folgen Umsetzung und Test. Und zwar nicht bloß der Test, ob eine Nachricht irgendwie erzeugt wird. Entscheidend ist der Ende-zu-Ende-Blick: Wird sie im richtigen Prozess ausgelöst? Enthält sie die richtigen Daten? Besteht sie die fachlichen Prüfungen? Kann der Marktpartner sie verarbeiten? Löst sie anschließend die korrekte Folgeaktion aus? Eine formal perfekte Nachricht mit falschem fachlichen Inhalt ist keine gelungene Marktkommunikation. Sie ist lediglich sehr ordentlich formatierter Ärger.
- Jetzt, kurz vor dem Stichtag, läuft die letzte Runde: Transporte, Freigaben, Betriebsdokumentation, Monitoring, Eskalationswege und Hypercare. Auch das kennt das Murmeltier. Es weiß nur leider nicht, dass diesmal wirklich alles getestet wurde.

Die gute Nachricht: Der Formatwechsel kommt nicht überraschend. Die schlechte: Genau deshalb gibt es keine überzeugende Ausrede. Wer Fachlichkeit, SAP IS-U, Umsysteme und Marktkommunikation gemeinsam steuert, übersteht den 1. Oktober routiniert. Alle anderen sehen sich im April wieder. Das Murmeltier wartet bereits. [JP]

➔ Zurück zum Inhaltsverzeichnis

SEKTORÜBERGREIFEND

SEKTORÜBERGREIFEND – REGULATORIK

EEG-Novelle 2027 auf dem Weg in den Bundestag: die wichtigsten Neuerungen (10.09.2026)

Die Bundesregierung hat den Entwurf für eine umfassende Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) vorgelegt. Die sogenannte **EEG-Novelle 2027** soll den Ausbau erneuerbarer Energien im Stromsektor künftig planbarer, kosteneffizienter, netzverträglicher und stärker am Markt ausrichten. Sie ist in enger Verbindung mit dem sog. Netzanschlusspaket zu betrachten, das eine ambitionierte Digitalisierungsagenda enthält (s. ENWIKO 08/2026).

Ziel

- Im Zentrum der EEG-Novelle stehen Bezahlbarkeit, Versorgungssicherheit und ein effizienterer Einsatz öffentlicher Mittel.
- Zwar bleibt das Ziel bestehen, den Anteil erneuerbarer Energien am deutschen Stromverbrauch bis 2030 auf 80 Prozent zu erhöhen. Der Ausbau soll jedoch stärker an den Anforderungen des Stromsystems und den tatsächlichen Kosten ausgerichtet werden, was wiederum auch auf das Netzanschlusspaket verweist, das dazu konkrete Regelungen beinhaltet (s. ENWIKO 08/2026).

Die wichtigsten Vorschläge der Bundesregierung im Einzelnen

- Die bisherigen Ausbaupfade sollen fortgeführt, die daraus abgeleiteten Ausschreibungsmengen für die Jahre 2027 bis 2032 jedoch angepasst werden. Für neue Anlagen, die in diesem Zeitraum nach dem EEG gefördert werden, kalkuliert der Bund mit Gesamtausgaben von rund 12,8 Milliarden EUR. Der jährliche Finanzierungsbedarf soll bis 2032 auf etwa 4,6 Milliarden Euro steigen und aus dem Bundeshaushalt gedeckt werden.
- Kern der Reform ist die Abkehr von der bisherigen festen Einspeisevergütung für neue Anlagen. Stromerzeuger sollen ihren Strom künftig grundsätzlich verpflichtend direkt vermarkten.
- Besonders deutlich betreffen die Änderungen kleinere Photovoltaik-Anlagen auf Hausdächern. Für Neuanlagen soll auch hier die Direktvermarktung verpflichtend werden. Für Photovoltaik-Anlagen mit einer Leistung von weniger als 25 Kilowatt sollen dabei feste Vergütungssätze für eingespeisten Strom noch bis Ende 2028 gelten. Allerdings wäre die Förderung deutlich reduziert: Statt bislang 20 Jahre würde sie nur noch für drei Jahre gezahlt. Der Vergütungssatz soll bei 5,2 Cent je Kilowattstunde liegen, nachdem zuletzt rund acht Cent gezahlt wurden.

- Auch für größere Anlagen ab 100 Kilowatt sieht der Entwurf ein neues Fördermodell vor. Künftig sollen sogenannte Differenzverträge oder Contracts for Difference (CfDs) zur Anwendung kommen. Sie sichern den Anlagenbetreibern weiterhin Einnahmen ab. Erzielen sie am Strommarkt jedoch überdurchschnittlich hohe Erlöse, etwa bei hohen Preisen, müssen sie einen Teil dieser Zusatzeinnahmen wieder abführen.
- Ergänzend plant die Bundesregierung einen Mechanismus zur Abschöpfung zusätzlicher Erlöse, den sogenannten Refinanzierungsbeitrag. Hinzu kommen Änderungen bei Ausschreibungsmengen sowie vereinfachte Förder- und Nachweispflichten.
- Für den Ausbau der Windenergie an Land plant die Bundesregierung zusätzliche Ausschreibungsmengen. Um die installierte Leistung bis 2030 auf 115 Gigawatt zu erhöhen, sollen insgesamt weitere zwölf Gigawatt ausgeschrieben werden.
- Bei der Photovoltaik soll sich der Ausbau stärker auf kostengünstigere Freiflächenanlagen verlagern. Die bisherige Aufteilung zwischen Dachanlagen und Anlagen auf Freiflächen soll entsprechend angepasst werden. Gleichzeitig will die Bundesregierung die Netzanschlüsse neu ordnen: Bei begrenzten Netzkapazitäten soll nicht länger allein der Zeitpunkt des Antrags entscheidend sein. Netzbetreiber dürfen Vorhaben künftig unter anderem danach priorisieren, wie weit die Planung fortgeschritten ist und welchen Nutzen das Projekt für das Stromnetz hat.
- Für neue Wind- und Solarparks in besonders belasteten Netzregionen sind zudem Einschränkungen beim finanziellen Ausgleich vorgesehen. Wird Strom wegen Netzengpässen abgeregelt, soll für einen Teil dieser Mengen kein Ausgleich gezahlt werden. Nach dem Regierungsbeschluss soll dieser Entschädigungsverzicht zwischen 18 und 20 Prozent der Jahresstrommenge betreffen und grundsätzlich auf sechs Jahre begrenzt sein. Letzteres wird in dem Netzanschlusspaket geregelt, das parallel mit der EEG-Novelle in den Bundestag eingebracht wurde.

Nächste Schritte:

- Der Deutsche Bundestag wird sich voraussichtlich in der Woche ab dem 24.09.2026 in erster Lesung mit der EEG-Novelle 2027 und dem Netzpaket befassen.
- Das Gesetz soll 2027 in Kraft treten. Dafür ist neben der Zustimmung des Bundestags auch die beihilferechtliche Genehmigung durch die Europäische Kommission erforderlich.

Fazit: Digitalisierung wird zum entscheidenden Umsetzungsfaktor

Die EEG-Novelle 2027 würde die Förderung erneuerbarer Energien deutlich stärker an Marktpreisen, Netzsituation und tatsächlichen Systemkosten ausrichten. Für kommunale Energieversorger bedeutet dies vor allem einen wachsenden Bedarf an belastbaren Vermarktungs-, Abrechnungs- und Steuerungsprozessen, wobei insbesondere die verpflichtende Direktvermarktung, Differenzverträge und neue Regeln bei netzbedingten Abregelungen die fachliche und operative Komplexität erheblich erhöhen.

IT-technisch müssen Lösungen und Schnittstellen darauf vorbereitet werden, neue Förder- und Vermarktungsmodelle, zusätzliche Nachweis- und Abrechnungsdaten sowie eine präzisere Verarbeitung netzbezogener Informationen zuverlässig abzubilden. Einmal mehr sind automatisierte, revisionssichere und möglichst standardisierte Prozesse mit hoher Datenqualität gefragt. [CA]

Quelle:

Deutscher Bundestag: Bundesregierung legt EEG-Novelle vor, abgerufen am 10.09.2026

➔ Zurück zum Inhaltsverzeichnis

BNetzA Data Hub startet den Hochlauf: Umstellung des Monitorings 2027 (03.09.2026)

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) stellt ihre Datenübermittlungsprozesse schrittweise auf den neuen BNetzA Data Hub um. Für das Monitoring nach § 35 EnWG zur Markttransparenz im Elektrizitäts- und Gasmarkt, einschließlich Kapazitätsmanagement, Netzzugang, Speicherbedingungen und Verbraucherpreisen, ist bereits 2027 eine wesentliche Änderung vorgesehen. Die Datenerhebung soll erstmals über den Data Hub erfolgen, die somit das bislang genutzte System MonEDa ablösen.

- Der BNetzA Data Hub dient also künftig als zentraler Eingangskanal für Datenmeldungen an die Bundesnetzagentur. Unternehmen können Erhebungen dort sowohl automatisiert über Schnittstellen als auch über Web-Formulare bearbeiten.
- Ziel ist es, bestehende und künftige Meldeverfahren technisch zu vereinheitlichen, nutzerfreundlicher zu gestalten und effizienter abzuwickeln.
- Die Plattform ist seit dem 31.08.2026 in zunächst begrenztem Umfang verfügbar. Perspektivisch sollen auch weitere Meldungen, die heute beispielsweise über MonEDa oder das Energiedatenportal eingereicht werden, auf den BNetzA Data Hub überführt werden.

Handlungsbedarf: Zugang frühzeitig vorbereiten

Der Zugang zum BNetzA Data Hub erfolgt ausschließlich über das ELSTER-Unternehmenskonto „Mein Unternehmenskonto“.

Unternehmen, die noch nicht über die erforderlichen Organisationszertifikate verfügen, sollten diese daher zeitnah beantragen. Eine frühzeitige technische und organisatorische Vorbereitung reduziert das Risiko von Verzögerungen bei der Umstellung des Monitorings 2027.

Der direkte Zugang zum BNetzA Data Hub ist unter datahub.bnetza.de erreichbar.

Aktuelle Informationen zum Entwicklungsstand, zum Testbetrieb sowie Handbücher zur Anwendung, zum Anmeldeprozess und zu den benötigten ELSTER-Zertifikaten stellt die Bundesnetzagentur unter www.bnetza.de/datahub bereit. Für Rückfragen steht das Team des BNetzA Data Hub unter Data-Hub@BNetzA.DE zur Verfügung. [CA]

Quelle:

VKU: Regulierungsnetzwerk: Inbetriebnahme BNetzA Data Hub & Monitoring 2027, abgerufen am 03.09.2026

➔ Zurück zum Inhaltsverzeichnis

SEKTORÜBERGREIFEND – MARKTENTWICKLUNG

EU schafft neue Förder-Spielräume für Photovoltaik, Wärmepumpen und Speicher (25.08.2026)

Die EU-Kommission gibt ihren Mitgliedstaaten zwischen 2026 und 2028 mehr haushaltspolitischen Spielraum, um Investitionen in Energiesicherheit und Energiewende zu fördern. Möglich wird das über eine Erweiterung der nationalen Ausnahmeregelung, die bislang vor allem Verteidigungsausgaben betraf.

Was wird gefördert?

- Gefördert werden können unter anderem Projekte für erneuerbare Energien, Batterie- und andere Energiespeicher, Wärmepumpen, Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge sowie energetische Gebäudesanierungen. Auch Investitionen in Kernkraftwerke sind grundsätzlich in der Liste möglicher Maßnahmen enthalten.
- Der zusätzliche Spielraum ist allerdings klar begrenzt: Die erlaubte Abweichung vom empfohlenen Nettoausgabenpfad bleibt insgesamt bei maximal 1,5 Prozent des Bruttoinlandsprodukts (BIP). Für Maßnahmen zur Energiesicherheit dürfen die Mitgliedstaaten jährlich höchstens 0,3 Prozent des BIP und über den gesamten Zeitraum maximal 0,6 Prozent des BIP einsetzen.
- Voraussetzung ist, dass die Maßnahmen nach dem 28.02.2026 beschlossen wurden und nachweislich zur langfristigen Widerstandsfähigkeit des europäischen Energiesystems beitragen.
- Zudem müssen sie zusätzliche Investitionen auslösen, wirksam ausgestaltet sein und die Tragfähigkeit der öffentlichen Finanzen berücksichtigen.
- Die Kommission will die Förderfähigkeit nicht pauschal, sondern jeweils im Einzelfall bewerten. Mitgliedstaaten müssen dafür eine vorläufige Liste der geplanten Maßnahmen sowie eine Schätzung der entstehenden Haushaltskosten einreichen.

Fazit

Mit den neuen Leitlinien reagiert die Kommission auf die anhaltend angespannte geopolitische Lage und den daraus resultierenden Handlungsdruck bei Energieversorgung und Versorgungssicherheit. Was allerdings bei den Kommunen letztlich aktiviert werden kann, hängt von den auf Bundesebene geplanten Maßnahmen ab. [CA]

Quelle:

energate messenger: EU beschließt Leitlinien für mehr Flexibilität bei Förderung von Photovoltaik, Wärmepumpen und Batteriespeichern - pv magazine Deutschland, abgerufen am 26.08.2026

➔ Zurück zum Inhaltsverzeichnis

STROM

STROM – REGULATORIK

Bundeskabinett billigt Übertragungsnetzkosten in den Jahren 2027 bis 2029: Netzbetreiber müssen für Transparenz sorgen (03.09.2026)

Am 02.09.2026 hat das Bundeskabinett die Fortführung des staatlichen Zuschusses zur Senkung der Netzentgelte im Strombereich beschlossen.

Ziel

- Ziel ist es, 2027-2029 die Liquidität der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zu sichern, damit gleichzeitig die Netzentgelte für EndkundInnen zu senken und Transparenz über die Entlastungswirkung herzustellen.
- Die Umlage verringert sich im kommenden Jahr laut Kabinettsbeschluss um eine Milliarde Euro von 6,5 Mrd. Euro in diesem Jahr auf 5,5 Mrd. Euro.

Wie funktioniert der Mechanismus?

- 2027 bis 2029 soll ein jährlicher Zuschuss in Höhe von 5,525 Milliarden Euro pro Jahr für die Übertragungsnetzbetreiber zur Senkung der Übertragungsnetzkosten eingeführt werden.
- Anders gesagt sollen insgesamt 16,575 Milliarden Euro aus dem Klima- und Transformationsfonds (KTF) finanziert werden. Ein öffentlich-rechtlicher Vertrag zwischen Bund und ÜNB regelt die Details der Zuschusszahlungen.
- Der staatliche Zuschuss wird in zehn monatlichen Raten pro Jahr an die ÜNB ausgezahlt, um deren Liquidität im Einklang mit dem Abrechnungsrhythmus sicherzustellen.
- Die Zuschusshöhe wird anteilig nach dem jeweiligen Anteil der ÜNB an der Erlösobergrenze des Kalenderjahres verteilt. Die ÜNB sind ihrerseits verpflichtet, den Zuschuss rechnerisch von der Erlösobergrenze abzuziehen, sodass die Netzentgelte sinken.
- Stromlieferanten müssen ihre KundInnen über den Zuschuss und die veröffentlichten Informationen der Netzbetreiber auf der Rechnung informieren.
- Es bestehen verbindliche Fristen zur Veröffentlichung der vorläufigen Netzentgelte (ÜNB bis 1. Oktober, Verteilnetzbetreiber bis 15. Oktober), jeweils unter Berücksichtigung des Zuschusses.
- Bei Ausbleiben oder Wegfall des Zuschusses ist eine unterjährige Anpassung der Netzentgelte möglich.

- Die Transparenzpflichten werden ausgeweitet: ÜNB müssen Netzentgelte mit und ohne Zuschuss veröffentlichen; Verteilnetzbetreiber müssen ein fiktives Netzentgelt ohne Zuschuss für typische Kundengruppen berechnen und dem tatsächlichen Netzentgelt gegenüberstellen.

Rekationen

- Der Stadtwerkeverband VKU begrüßt, dass die Bundesregierung den Zuschuss zu den Übertragungsnetzkosten fortführen möchte. Zugleich kritisiert der Verband die vorgesehene Verteilung der Mittel, das das geplante Gesetz in seinen Augen weiterhin in erster Linie eine Entlastung der Großindustrie sieht. Mit Blick auf den Wirtschaftsstandort sei dies zwar nachvollziehbar, erforderlich sei jedoch eine breiter angelegte Entlastung bei den Stromkosten.
- Der VKU regt daher an, einen Teil der Bundesmittel auch für bundesweit erhobene netzbezogene Umlagen einzusetzen. Davon könnten nach Einschätzung des Verbands nicht nur mittelständische Unternehmen profitieren, sondern auch kommunale Einrichtungen wie Schulen und Krankenhäuser sowie private Haushalte.
- Auch der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) begrüßt in seiner Stellungnahme die Fortführung der Regelung. Der Verband weist jedoch darauf hin, dass die Stromlieferanten den Netzentgeltzuschuss ab dem 01.01.2027 zuverlässig an ihre Kundinnen und Kunden weitergeben können müssen. Dies könne nur effizient und rechtssicher gelingen, wenn die gesetzliche Regelung möglichst zeitnah vom Bundestag verabschiedet werde.

Nächste Schritte

- Das Verfahren wird nun in das parlamentarische Verfahren geleitet und könnte Ende Oktober beschlossen sein.

Fazit

Der eigentliche regulatorische Aufwand zur Fortführung des staatlichen Zuschusses zu den Netzentgelten entsteht weniger durch die Zuschusszahlung selbst als durch die saubere Übersetzung in Lieferpreise und Rechnungen, die zum Jahreswechsel operativ konsistent aufgesetzt werden müssen. Je später das Gesetz beschlossen wird, desto größer werden manuelle Übergangslösungen, Korrekturrisiken und Kommunikationsaufwand. [CA]

Quellen:

BDEW: Stellungnahme Gesetz zum Übertragungsnetzkostenzuschuss 2027-2029, abgerufen am 03.09.2026

Tagesspiegel Background Energie & Klima: Bundesregierung beschließt abgesenkten Zuschuss, abgerufen am 03.09.2026

ZfK: Kabinett beschließt Entlastung bei Netzkosten und Änderungen am Offshore-Gesetz, abgerufen am 03.09.2026

➔ Zurück zum Inhaltsverzeichnis

WindSeeG-Novelle beschlossen: Reaktionen der Branche (03.09.2026)

Die Novelle des Windenergie-auf-See-Gesetzes (WindSeeG) soll den Rahmen für den weiteren Ausbau der Offshore-Windkraft in Deutschland neu ordnen. Die Neuerungen im Detail können Sie im ENWIKO 08/2026 nachlesen. Ein zunächst geplanter Kabinettsbeschluss war wegen noch offener interner Abstimmungen verschoben worden, inzwischen hat das Bundeskabinett den Gesetzentwurf am 02. September 2026 beschlossen.

- Die Reform ist insbesondere eine Reaktion auf zuletzt erfolglose Offshore-Ausschreibungen, bei denen teilweise keine Gebote eingingen. Sie muss nun zügig im parlamentarischen Verfahren weiterbehandelt werden, da das geltende Gesetz zum Jahreswechsel seine beihilferechtliche Genehmigung verliert und die Ausschreibungen im kommenden Jahr nach dem neuen Regelwerk stattfinden sollen.
- Zentraler Streitpunkt ist das Ausschreibungs- und Fördermodell. Die Bundesregierung hält zunächst am bisherigen System fest und möchte erst dann auf zweiseitige Differenzverträge, sogenannte Contracts for Difference (CfD), umstellen, falls künftig erneut Ausschreibungen scheitern. Branchenverbände kritisieren diesen zweistufigen Ansatz als deutschen Sonderweg und fordern überwiegend, CfDs direkt als Standardmodell einzuführen. Sie erwarten davon verlässlichere Investitionsbedingungen, da Einnahmen besser gegen Marktrisiken abgesichert würden.
- EnBW unterstützt dagegen grundsätzlich das zweistufige Modell, möchte es aber um die Option ergänzen, Teile eines Windparks nach einem CfD-Zuschlag förderfrei umzusetzen.
- Positiv dagegen bewertet die Branche, dass die Bundesregierung eine Indexierung der Zuschlagswerte prüfen will, durch die sich Fördersätze an die allgemeine Preisentwicklung anpassen könnten. Aus Sicht der Verbände sollte daraus im parlamentarischen Verfahren allerdings eine verbindliche Regelung werden.
- Auch beim Umfang des Offshore-Ausbaus gibt es unterschiedliche Positionen: Die Verbände BEE und BDEW begrüßen, dass die Bundesregierung am Ziel von 70 Gigawatt (GW) Offshore-Leistung bis 2045 beziehungsweise einem durchschnittlichen jährlichen Zubau von 3 GW festhalten will.
- Der VKU fordert hingegen, das Ziel in deutschen Gewässern auf rund 50 GW zu reduzieren. Aus Sicht kommunaler Unternehmen sei entscheidend, nicht allein möglichst viel Leistung zu installieren, sondern die tatsächlichen Stromerträge und die gesamten Systemkosten zu optimieren. Bei einer zu dichten Bebauung der verfügbaren Flächen könnten sich Windparks gegenseitig abschatten. Dadurch sinke der Ertrag, während zugleich mehr Netzkapazitäten benötigt würden.
- Der VKU begrüßt deshalb, dass die Reform eine stärkere Überbauung der Netzanschlüsse vorsieht. So könnten die sehr kostspieligen Offshore-Leitungen und die Infrastruktur an Land besser ausgelastet werden.
- Ebenso positiv sieht der Verband die stärkere Einbindung von Projekten in den Hoheitsgewässern europäischer Partnerländer, weil dies den Druck auf deutsche Seeflächen verringern könnte.

- Nachbesserungsbedarf besteht aus VKU-Sicht bei der Marktstruktur: Zuschläge seien in den vergangenen Jahren vor allem an wenige große Akteure gegangen. Der Verband fordert daher kleinere Ausschreibungsflächen mit höchstens 1 GW Netzanschlusskapazität und eine breitere Verteilung der Projekte, um Wettbewerb, Realisierungswahrscheinlichkeit und Risikostreuung zu verbessern.

Mit dem Kabinettsbeschluss liegt die WindSeeG-Novelle nun beim Parlament. Die Grünen fordern dort grundlegende Nachbesserungen, insbesondere ein verlässliches und direkt anwendbares CfD-Modell. Die Grünen hoffen damit auf besser abgesicherte Investitionen und eine Erhaltung der Arbeitsplätze in der Offshore-Branche. [PZ]

Quellen:

Tagesspiegel Background Energie & Klima: WindSeeG-Novelle ist vom Kabinett beschlossen, abgerufen am 03.09.2026

Tagesspiegel Background Energie & Klima: Beschluss der WindSeeG-Novelle verschoben, abgerufen am 27.08.2026

VKU: WindSeeG-Novelle beschlossen: VKU begrüßt Fortschritte und fordert mehr Augenmaß beim Offshore-Ausbau, abgerufen am 02.09.2026

➔ Zurück zum Inhaltsverzeichnis

Netzentwicklungsplan: Verbände äußern Kritik (28.08.2026)

Der zweite Entwurf des Netzentwicklungsplans (NEP) 2037/2045 stößt bei Energieverbänden auf deutliche Kritik. Zwar hat die Bundesnetzagentur (BNetzA) 118 von insgesamt 159 vorgeschlagenen Maßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber als sinnvoll bestätigt, aus Sicht von BNE und BEE setzt die zugrunde liegende Planung jedoch zu stark auf ein Szenario mit verlangsamter Elektrifizierung. Die Maßnahmen des Entwurfs haben wir im ENWIKO/07 für Sie aufbereitet.

- Dieses Szenario A geht von einem vergleichsweise geringen Ausbaubedarf aus, unterschreitet nach Einschätzung des BNE aber die Ausbauziele des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) und stützt sich zu stark auf unsichere Wasserstoffimporte.
- Der BEE kritisiert zudem konservative Annahmen beim künftigen Stromverbrauch, beim Ausbau von Windenergie, heimischer Elektrolyse und Bioenergie.
- Beide Verbände befürchten deshalb, dass der Bedarf an Übertragungs- und Verteilnetzen unterschätzt wird und die Netzplanung den Weg zu einem klimaneutralen Energiesystem im Jahr 2045 nicht ausreichend abbildet. Sie fordern eine stärkere Orientierung an direkter Elektrifizierung mit erneuerbarem Strom sowie eine umfassendere Berücksichtigung von Speichern und anderen Flexibilitätsoptionen.
- Diese und ähnliche Kritik äußerten die Verbände bereits im Juli, das können Sie im ENWIKO 07/2026 nachlesen.
- Die Wasserstoffwirtschaft äußerte ebenfalls Einwände: Abweichend von den Erneuerbarenverbänden setzt das Wasserstoffbündnis Aquaventus stärker auf die Umwandlung

von Offshore-Windstrom in Wasserstoff direkt auf See. Der Verein stellt zusätzliche Stromkabel für weit entfernte Nordsee-Windparks infrage und plädiert stattdessen für Offshore-Elektrolyseure sowie Wasserstoffpipelines. Dies könne den Stromnetzausbau reduzieren und laut Aquaventus kostengünstiger sein.

- Parallel sieht der NEP für Gas- und Wasserstoffnetze bis 2037 den Aufbau eines 9.241 Kilometer langen Wasserstofftransportnetzes mit Investitionen von 24,3 Milliarden Euro vor. Zusätzlich sollen Teile der Erdgasinfrastruktur für Gaskraftwerke und Industrie erhalten und ausgebaut werden.

Nach Abschluss der Konsultation entscheidet die BNetzA über die weiteren Ausbaumaßnahmen, die anschließend in das Bundesbedarfsplangesetz aufgenommen werden können (Die Hintergründe dazu können Sie im ENWIKO 08/2026 nachlesen). Ab dem kommenden Jahr soll zudem erstmals eine Systementwicklungsstrategie Strom-, Gas- und Wasserstoffnetze gemeinsam betrachten. Damit gewinnt die Frage an Bedeutung, wie Netze, Erzeugung, Speicher, Verbrauchsflexibilitäten und Wasserstoffinfrastruktur so aufeinander abgestimmt werden können, dass die Energiewende zuverlässig, wirtschaftlich und europäisch koordiniert vorankommt. [PZ]

Quelle:

Tagesspiegel Background Energie & Klima: Netzentwicklungsplan lässt zu wünschen übrig, abgerufen am 28.08.2026

➔ Zurück zum Inhaltsverzeichnis

Kurzupdate Kundenanlage: Steht nach Energy Sharing und der Gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung auch der Mieterstrom auf der Kippe? (27.08.2026)

Kundenanlagen nach § 3 Nr. 24a EnWG 2005 (seit der Energierechtsnovelle 2025 § 3 Nr. 65 EnWG 2026) sowie Kundenanlagen zur betrieblichen Eigenversorgung nach § 3 Nr. 24b EnWG 2005 (nunmehr § 3 Nr. 66 EnWG 2026) bildeten über Jahrzehnte eine wesentliche Grundlage für wettbewerbliche Stromverteilungs- und Eigenerzeugungskonzepte außerhalb der allgemeinen Energieversorgung in Deutschland.

Was sind Kundenanlagen?

- Davon profitierten insbesondere Industrie- und Gewerbeareale, Flughafen- und Einkaufszentren, Wohnquartiere mit KWK- oder EE-basierten Mieterstrommodellen, Krankenhäuser sowie kommunale Einrichtungen.

- Sie können ihre internen Stromverteilanlagen als Kundenanlagen betreiben und sind damit weitgehend von den regulatorischen Pflichten eines Verteilernetzbetreibers ausgenommen. Dies betrifft unter anderem die Netzentgeltkalkulation, Anschluss- und Zugangspflichten, Marktkommunikation, Messstellenbetrieb und Anreizregulierung. Zugleich entfallen insbesondere Netzentgelte vorgelagerter Netzebenen sowie netzentgeltbezogene Abgaben und Umlagen. Die Besonderheit: dieses Modell gibt es nur in Deutschland.

Warum hat sich die EU eingeklinkt?

- Das EuGH-Urteil vom 28.11.2024 (Rs. C-293/23) hat die bisherige deutsche Kundenanlagenpraxis weitgehend infrage gestellt: Das Gericht hat klargestellt, dass ein Verteilernetz im Sinne von Art. 2 Nr. 28 der Richtlinie (EU) 2019/944 allein anhand der jeweiligen Spannungsebene sowie der Kundengruppe beurteilt wird, an die Strom weitergeleitet wird.
- Zusätzliche nationale Abgrenzungskriterien, etwa räumliche Beschränkungen oder energiewirtschaftliche Schwellenwerte zur Bewertung einer vermeintlich geringen wettbewerblichen Relevanz, sind mit dem Unionsrecht nicht vereinbar. Stromleitungen, über die Strom zum Verkauf weitergeleitet wird, gelten unionsrechtlich grundsätzlich als Verteilernetze.
- Die bisherigen deutschen Abgrenzungskriterien für Kundenanlagen nach § 3 Nr. 65 und 66 EnWG sind damit nur noch stark eingeschränkt anwendbar. Dies stellt unter anderem Mieterstrommodelle vor große Herausforderungen, da sie zumeist als Kundenanlagen ausgestaltet werden und daran ein Teil der Wirtschaftlichkeit hängt.
- In der Konsequenz würde die Abschaffung des Kundenanlagenmodells bedeuten, dass Mieterstrombetreiber zu Netzbetreibern mit allen damit in Verbindung stehenden Pflichten würden.

Bestandsschutz bis Ende 2028

- Für Bestandskundenanlagen besteht durch § 118 Abs. 7 EnWG noch ein Übergangsschutz bis zum 31.12.2028. Neue Anlagen sowie wesentliche Änderungen oder Erweiterungen bestehender Modelle profitieren hiervon nicht in gleicher Weise.

Stand der Diskussion: Parlament gegen Rat

- Im Zuge des europäischen Gesetzgebungsverfahrens zur Änderung der Strombinnenmarktrichtlinie hat das EU-Parlament die Änderungsanträge 715 und 718 eingebracht. Sie sollen Mitgliedstaaten ermöglichen, räumlich, wirtschaftlich und wettbewerblich abgegrenzte Stromnetze weitgehend von regulatorischen Pflichten zu befreien.
- Damit könnte eine neue europarechtliche Grundlage für kundenanlagenähnliche Modelle geschaffen werden.
- Die Vorschläge unterscheiden sich in ihrer Systematik:
  - Änderungsantrag 715 erweitert den Ansatz des bestehenden geschlossenen Verteilernetzes und zielt stärker auf Eigenerzeugungs- und Abgabenentlastungsmodelle.
  - Änderungsantrag 718 schafft mit dem „abgeschlossenen Verteilernetz“ eine neue Unterkategorie und orientiert sich stärker an vertriebsneutralen Industrie- und Gewerbenetzen.
- Der Rat der EU hat am 26.06.2026 eine deutlich restriktivere Position beschlossen: Privilegierungen sollen nur für sehr kleine, geschlossene Strukturen gelten, bei denen mehr als 90 % des Stroms an Eigentümer, Betreiber oder verbundene Unternehmen geliefert werden und

weniger als 20 Kunden versorgt werden. Für Wohnanlagen ist eine Grenze von weniger als 100 Haushalten vorgesehen.

Nächste Schritte

- Die Trilogverhandlungen zwischen der EU-Kommission, dem Rat und dem EU-Parlament zur abschließenden Entscheidungsfindung laufen seit Juli 2026. Ihr konkreter Stand ist nicht öffentlich.
- Zwar wird eine Einigung noch 2026 angestrebt, ob und in welcher Form eine europäische Regelung rechtzeitig vor Ablauf der deutschen Übergangsfrist umgesetzt wird, bleibt offen.
- Wahrscheinlicher wäre eine stärker eingeschränkte Regelung oder eine Überführung in einen europarechtlich privilegierten Verteilernetzbegriff. Insbesondere die Kundenanlage zur betrieblichen Eigenversorgung nach § 3 Nr. 66 EnWG könnte darin aufgehen.

Fazit: Eine dauerhafte Fortführung des bisherigen deutschen Kundenanlagenbegriffs ist nicht gesichert

Die EU-Initiativen sind ein wichtiges positives Signal für Bestandskundenanlagen, bieten aber noch keine verlässliche Lösung. Betreiber sollten frühzeitig prüfen, ob ihre Anlagen unter möglichen neuen Schwellenwerten weiterhin privilegiert wären und welche regulatorischen Folgen ein Verlust des Kundenanlagenstatus hätte. Wir werden Sie hierzu auf dem Laufenden halten. [CA]

Quellen:

RSM Ebner Stolz: Novellierung der EU-Stromrichtlinie könnte Lösung für Kundenanlagen bringen, abgerufen am 27.08.2026

ZfK: EU-Netzpaket: Expertin fordert "mehr Realitätssinn", abgerufen am 07.08.2026

➔ Zurück zum Inhaltsverzeichnis

STROM - MARKTENTWICKLUNG

Kartenübersicht „Stromnetzbetreiber in Deutschland“: Transparenz für die dezentrale Energiewende (15.08.2026)

Die neue Kartenübersicht „Stromnetzbetreiber in Deutschland“ der Initiative evu+ im edna Bundesverband Energiemarkt & Kommunikation macht die Leistungen der Verteilnetzbetreiber räumlich und datenbasiert sichtbar.

Was die Karte bietet

- Grundlage sind öffentliche Daten des Marktstammdatenregisters mit Stand April 2026. Künftig soll sie im halbjährlichen Turnus upgedated werden.
- Die Anwendung visualisiert die deutschen Netzgebiete und erlaubt einen schnellen Blick auf die dort angeschlossenen Energieanlagen. Per Auswahl eines Netzgebiets wird sichtbar,
  - wie viele Erzeugungsanlagen angeschlossen sind,
  - welche installierte Leistung diese Anlagen aufweisen,
  - wie sich die Anlagen auf Photovoltaik, Windenergie, Biomasse, Wasserkraft, Geothermie und konventionelle Erzeugungstechnologien verteilen.
- Auch Batteriespeicher werden berücksichtigt. Ergänzend stehen Auswertungen zur Verfügung, mit denen sich die Daten unter anderem nach Netzbetreiber, Bundesland, Erzeugungsart und weiteren Kriterien analysieren lassen. Damit verbindet die Karte räumliche Orientierung mit einer strukturierten, vergleichbaren Datenauswertung.

Bedeutung für Resilienz und Netzdigitalisierung

- Im Kontext der fortschreitenden Netzdigitalisierung ist die Kartenübersicht vor allem ein Beispiel dafür, wie öffentlich verfügbare Energiedaten nutzbar gemacht werden können.
- Die Energiewende erhöht die Anforderungen an Transparenz, Datenqualität und ein gemeinsames Lagebild: Millionen dezentraler Anlagen, volatile Einspeisung und wachsende Speicherkapazitäten machen die Verteilnetze zu einem zentralen Steuerungsraum des Energiesystems. Intuitiv aufbereitete Daten helfen, diese Realität verständlich zu kommunizieren und datenbasierte Diskussionen über Netzausbau, Flexibilität und Versorgungssicherheit zu führen.

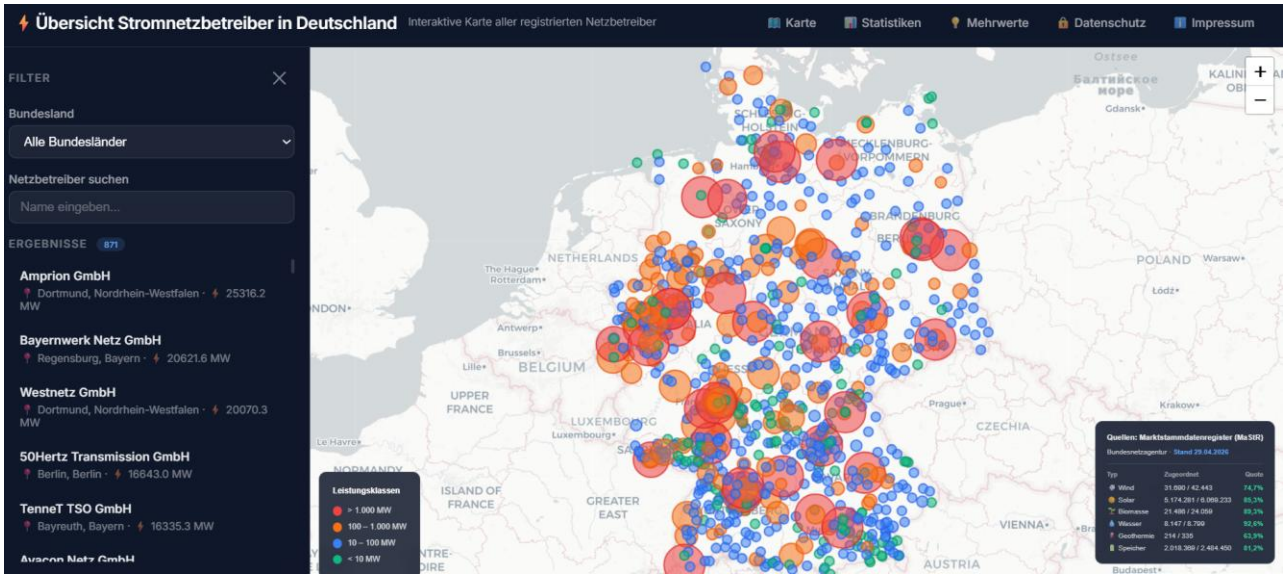


Abbildung: Übersicht Stromnetzbetreiber in Deutschland, Bildquelle: Edna: Übersichtskarte „Stromnetzbetreiber in Deutschland“, abgerufen am 15.08.2026

Datenbasis und Einordnung

- Die Karte wurde von Martin Käßler, Fraunhofer IOSB-AST, mit KI-Unterstützung erstellt und basiert auf den öffentlichen Daten des Marktstammdatenregisters. Ihre Aussagekraft hängt daher von deren Aktualität und Vollständigkeit ab. Unvollständige oder fehlerhafte Registerdaten können sich in den Darstellungen und Auswertungen widerspiegeln. Die Karte ist damit ein wertvolles Transparenz- und Analyseinstrument, ersetzt jedoch keine netztechnische Detailbewertung oder die fachliche Prüfung einzelner Datensätze. [CA]

Quelle:

Edna: Übersichtskarte „Stromnetzbetreiber in Deutschland“, abgerufen am 15.08.2026

➔ Zurück zum Inhaltsverzeichnis

GAS

GAS – REGULATORIK

EU-Kommission genehmigt Gaskraftwerke und Kapazitätsmarkt ab 2031 – Auktion deutlich überzeichnet (10.09.2026)

Kurz vor Torschluss hat die Europäische Kommission das Strom-Versorgungssicherheits- und Kapazitätengesetz (StromVKG) beihilferechtlich genehmigt und damit den Weg für die staatliche Förderung neuer Gaskraftwerkskapazitäten geebnet (s. ENWIKO 08/2026, ENWIKO 07/2026, ENWIKO 06/2026).

Erste Ausschreibung deutlich überzeichnet

- Die Genehmigung war zeitkritisch, weil am 08.09.2026 die erste Ausschreibung über 4,5 Gigawatt (GW) neuer Kraftwerksleistung gestartet ist. Diese ist nach ersten Angaben der Bundesnetzagentur (BNetzA) deutlich überzeichnet.
- Die Ausschreibung ist formal technologieoffen mit der Vorgabe, mindestens zehn Stunden durchgehend Leistung in Höhe von mindestens 80 Prozent ihrer installierten Leistung bereitzustellen, wobei die Anlagen bis zu 15 Jahre für die Versorgungssicherheit bereitstehen sollen.
- Im Vorfeld hatten die Bedingungen für Kritik gesorgt, da Batteriespeicher diese Anforderung kaum erfüllen können.
- Die Kraftwerke sollen zunächst mit Erdgas betrieben werden, langfristig aber auf klimaneutrale grüne Gase wie Wasserstoff oder Biomethan umgestellt werden.

Kommunale Unternehmen scheinbar zurückhaltend: Beispiel Bremen

- Die Bremer SWB hat entgegen erster Bekräftigungen doch nicht an der ersten Ausschreibungsrunde teilgenommen. Zwar hatte die EWE-Tochter eine Teilnahme offenbar geprüft, bewertete die Bedingungen für kleinere Projekte jedoch als zu risikoreich. Insbesondere die erforderlichen Vorleistungen seien angesichts der bestehenden Unsicherheiten nicht wirtschaftlich vertretbar gewesen.
- SWB warnt zudem: Bleiben die Rahmenbedingungen in künftigen Ausschreibungen unverändert, könnten kleinere Energieversorger faktisch von der Teilnahme ausgeschlossen werden. Ob sich das Unternehmen später beteiligt, hängt daher von verbesserten Ausschreibungsbedingungen sowie der Wirtschaftlichkeit konkreter Projekte ab.

Kosten & Finanzierung

- Die geschätzten Gesamtkosten der Kapazitätszahlungen liegen zwischen 15,6 und 35,2 Milliarden Euro.
- Die Ausgestaltung der Refinanzierung des Kapazitätsmechanismus ab 2031 ist bislang nicht abschließend festgelegt. Insbesondere eine zusätzliche Umlage wird kritisch gesehen, da sie sowohl VerbraucherInnen als auch Unternehmen finanziell belasten und somit dem politischen Ziel sinkender Strompreise zuwiderlaufen könnte.
- Vor diesem Hintergrund hat der Bundesrat die Bundesregierung aufgefordert, Wege zu prüfen, wie eine Finanzierung ohne Einführung einer neuen Umlage realisiert werden kann. Sollte eine Umlage dennoch unvermeidlich sein, ist sicherzustellen, dass die daraus resultierende Mehrbelastung durch entsprechende Entlastungen bei anderen Strompreisbestandteilen kompensiert werde.

Reaktionen

- Der Verband Kommunaler Unternehmen (VKU) begrüßt die EU-Genehmigung als wichtigen Schritt für Versorgungssicherheit und Investitionsplanung. Kommunale Unternehmen und Stadtwerke prüften eine Teilnahme an den Ausschreibungen. Der Verband fordert ein faires und diskriminierungsfreies Verfahren, damit auch kommunale Akteure neben großen Marktteilnehmern zum Zug kommen. Zugleich müssten die Anlagen von Beginn an für den späteren Betrieb mit grünen Gasen ausgelegt sein.
- Der Bundesverband neue Energiewirtschaft (bne) sieht die Genehmigung kritisch und begrüßt eine gerichtliche Überprüfung ausdrücklich. Gegen das StromVKG bestehen bereits europarechtliche Bedenken, gegen die Green Planet Energy und die Deutsche Umwelthilfe Beschwerde eingelegt haben.

Nächste Schritte

- Die BNetzA prüft derzeit, ob die Bieter alle Teilnahmevoraussetzungen erfüllen und keine Ausschlussgründe vorliegen. Die Zuschläge will die Behörde spätestens am 03.11.2026 bekannt geben.
- Laut Gesetz folgt eine zweite Ausschreibung am 29.12.2026. Dieser Termin ist allerdings noch nicht von der Bundesnetzagentur förmlich bestätigt.
- Eine weitere Ausschreibung über zwei Gigawatt Erzeugungskapazität ist für Mai 2027 vorgesehen.
- Im Dezember 2027 und im Jahr 2029 folgen weitere Ausschreibungsrunden, die neben Kapazitäten wie z.B. Kraftwerken und Speichern auch flexible Nachfrager und Bestandsanlagen einschließen. [CA]

Quellen:

bne: EU genehmigt StromVKG: Bis zu 35,2 Milliarden Euro für neue Gaskraftwerke, abgerufen am 04.09.2026

energate messenger: Erste Kraftwerksauktion deutlich überzeichnet | energate messenger [+], abgerufen am 10.09.2026

Tagesspiegel Background Energie & Klima: EU-Kommission genehmigt Kraftwerksbeihilfen, abgerufen am 04.09.2026

VKU: EU-Kommission genehmigt Kraftwerkspaket: Weg frei für neue flexible Gaskraftwerke, abgerufen am 04.09.2026

➔ Zurück zum Inhaltsverzeichnis

WÄRME

WÄRME - REGULATORIK

Wärmeplanungsgesetz: Kleine Novelle, große Erwartungen (09.09.2026)

Die geplante Änderung des Wärmeplanungsgesetzes (WPG) soll vor allem kleine Kommunen entlasten. Für den 09.09.2026 ist dazu eine öffentliche Anhörung im Deutschen Bundestag vorgesehen. In den vorliegenden Stellungnahmen wird deutlich: Die Vereinfachung findet grundsätzlich Zustimmung. Energieverbände und Klimaschutzorganisationen sehen jedoch offenen Nachbesserungsbedarf – bei Datenqualität, Beteiligung, Förderabsicherung und der Rolle von Gas- sowie Wasserstoffnetzen.

- Das Wärmeplanungsgesetz verpflichtet die Länder, eine flächendeckende Wärmeplanung sicherzustellen. Die Aufgabe wird in der Regel durch Landesrecht an die Kommunen übertragen. Kommunen mit mehr als 100.000 EinwohnerInnen müssen ihre Wärmepläne bis zum 30.06.2026 vorlegen, für kleinere Kommunen läuft die Frist bis zum 30.06.2028. Wärmepläne sollen aufzeigen, welche Formen der Wärmeversorgung in einem Gebiet langfristig sinnvoll sein können. Sie ersetzen jedoch keine individuelle Investitionsentscheidung und begründen für sich genommen noch keinen Anspruch auf einen Wärmenetzanschluss.
- Die jetzt im parlamentarischen Verfahren befindliche „kleine Novelle“ des WPG soll die Planung insbesondere für Kommunen mit bis zu 15.000 EinwohnerInnen vereinfachen und beschleunigen. Der Regierungsentwurf sieht dafür ein neues Verfahren der kleinen Wärmeplanung vor. Das beplante Gebiet soll dabei im Regelfall als Gebiet für dezentrale Wärmeversorgung ausgewiesen werden. Wenn belastbare Anhaltspunkte für eine wirtschaftliche Versorgung durch ein Wärme-, Wasserstoff- oder Netz für grünes Methan bestehen, können Kommunen davon abweichend Prüfgebiete darstellen. Eine vertiefte Untersuchung soll anschließend erfolgen.

Beteiligung der Energiewirtschaft bleibt ein Kernpunkt

- Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) begrüßt, dass das WPG als zentrales Instrument der Wärmewende erhalten bleiben soll. Auch die Entlastung kleiner Kommunen wird unterstützt. Der Verband verbindet dies jedoch mit einer klaren Bedingung: Die Beteiligung von Energieversorgern und Netzbetreibern darf durch vereinfachte Verfahren nicht geschwächt werden.
- Das ist für die Praxis entscheidend. Kommunale Wärmeplanung benötigt Informationen über bestehende Wärme-, Strom- und Gasnetze, über Erzeugungsanlagen sowie über absehbare Transformationspfade. Stadtwerke, Netzbetreiber und Wärmeversorger sind damit nicht nur Datenlieferanten. Sie müssen die Planergebnisse auch in Investitions-, Ausbau- und Stilllegungsentscheidungen einordnen können.

- Der BDEW fordert deshalb über die laufende Novelle hinaus eine umfassendere Weiterentwicklung des Gesetzes. Wärmeplanung soll sich nach Auffassung des Verbands zu einer integrierten Energieinfrastrukturplanung entwickeln. Gemeint ist eine abgestimmte Betrachtung von Wärme-, Strom-, Gas- und Wasserstoffinfrastruktur statt voneinander getrennter Planungswelten.
- Diese Forderung gewinnt an Gewicht, weil die nationale Umsetzung der europäischen Gasbinnenmarktvorgaben neue Anforderungen an die Entwicklung von Gas- und Wasserstoffverteilernetzen erwarten lässt. Wenn Gasnetze perspektivisch umgewidmet oder stillgelegt werden können, müssen kommunale Wärmepläne für KundInnen und Infrastrukturunternehmen eine belastbare Orientierung geben. Die kleine WPG-Novelle löst diese strategische Aufgabe noch nicht.

Förderabsicherung bleibt außerhalb des Entwurfs

- Der BDEW fordert zudem, die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) gesetzlich abzusichern. Die BEW unterstützt unter anderem Investitionen in Neubau, Ausbau und Dekarbonisierung von Wärmenetzen. Eine entsprechende Regelung ist im vorliegenden Entwurf zur Änderung des WPG nicht enthalten.
- Auch die Eckpunkte zum Wärmenetzpaket vom 26.08.2026 enthalten keine Zusage zur gesetzlichen Absicherung der BEW. Damit bleibt die Förderfrage getrennt von der laufenden WPG-Novelle. Für Wärmeversorger ist dies relevant: Ein kommunaler Wärmeplan kann Investitionsfelder sichtbar machen, ersetzt aber keine langfristig verlässliche Finanzierungsgrundlage.

Streitpunkt Prüfgebiete und Vergleichbarkeit

- Die Stiftung Klimaneutralität unterstützt die grundsätzliche Zielrichtung, kleine Kommunen zu entlasten. Sie kritisiert jedoch, dass eine verbindliche Mindestmethodik für die Wärmeplanung fehle. Ohne einen gemeinsamen methodischen Kern könnten Wärmepläne nur eingeschränkt vergleichbar sein. Für Versorger, Netzbetreiber und kommunale EntscheidungsträgerInnen erschwert das die Einordnung von Ergebnissen über Gemeindegrenzen hinweg.
- Kritisch bewertet die Stiftung auch die geplanten Prüfgebiete für Wasserstoff- und Methannetze. Aus ihrer Sicht können solche Gebiete Erwartungen an Technologien wecken, deren Verfügbarkeit und Wirtschaftlichkeit noch nicht gesichert sind. Die Kritik verweist auf einen Zielkonflikt: Prüfgebiete sollen Optionen offenhalten, dürfen aber nicht mit einer belastbaren Versorgungsperspektive verwechselt werden.
- Für kommunale Unternehmen folgt daraus ein doppelter Prüfauftrag. Sie sollten vereinfachte Planungsverfahren unterstützen, zugleich aber auf ausreichende Datenqualität, nachvollziehbare Annahmen und eine frühzeitige Beteiligung der betroffenen Infrastrukturen achten. Besonders bei möglichen Wasserstoff- oder Methanpfaden braucht es eine klare Kommunikation darüber, was geprüft wird – und was noch nicht entschieden ist.

- Das WPG bestimmt vor allem die räumlich-strategische Frage, welche Wärmeoptionen vor Ort untersucht und vorbereitet werden. Das Wärmenetzpaket behandelt dagegen die späteren Regeln für Fernwärmeverträge, Preisbildung, Transparenz und Aufsicht. Beide Verfahren greifen ineinander, sollten rechtlich aber nicht vermischt werden. [GW]

Quellen:

BDEW: Stellungnahme zur kleinen Novelle Wärmeplanungsgesetz, abgerufen am 03.09.2026

Deutscher Bundestag: Gesetz zu Wärmeplanung für kleine Kommunen beraten, abgerufen am 03.09.2026

Kompetenzzentrum Kommunale Wärmewende: Warten oder Starten: Die Novellierung des Wärmeplanungsgesetzes 2026, abgerufen am 03.09.2026

➔ Zurück zum Inhaltsverzeichnis

Wärmenetzpaket: Der Rechtsrahmen für Fernwärme kommt in Bewegung (03.09.2026)

Das Bundeskabinett hat am 26.08.2026 die Eckpunkte für das Wärmenetzpaket beschlossen. Damit soll der bislang auf mehrere Verordnungen verteilte Rechtsrahmen für Fernwärme und Wärmecontracting grundlegend neu aufgestellt werden. Vorgesehen sind bessere Möglichkeiten zur Refinanzierung von Netzausbau und Dekarbonisierung, zugleich aber neue Transparenz-, Aufsichts- und Verbraucherschutzpflichten. Verbindliches Recht ist das Paket noch nicht. Für kommunale Wärmeversorger und ihre IT-Dienstleister wird der künftige Umsetzungsbedarf jedoch deutlich sichtbarer.

Ein Gesetz statt vieler Einzelregelungen

- Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) will die Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme (AVBFernwärmeV), die Wärmelieferverordnung (WärmeLV) sowie die Fernwärme- oder Fernkälte-Verbrauchserfassungs- und Abrechnungsverordnung (FFVAV) in einem gemeinsamen Gesetzgebungsverfahren überarbeiten. Die AVBFernwärmeV und die FFVAV sollen in ein neues Wärmenetzgesetz überführt und anschließend aufgehoben werden. Auch das Bürgerliche Gesetzbuch (BGB), insbesondere § 556c BGB zum Kostenneutralitätsgebot bei gewerblicher Wärmelieferung, soll angepasst werden.
- Das geplante Wärmenetzgesetz soll grundsätzlich sowohl für Fernwärme als auch für Wärmecontracting gelten. Beim Betriebsführungscontracting will die Bundesregierung die konkrete Anwendbarkeit noch prüfen. Damit bleibt für diese Vertragsform eine offene Frage bestehen.
- Die Eckpunkte knüpfen an mehrere in der vorangegangenen Legislaturperiode nicht abgeschlossene Anläufe zur Novellierung der AVBFernwärmeV an. Ein Referentenentwurf liegt nicht vor. Die Bundesregierung strebt den Abschluss des Gesetzgebungsverfahrens im Jahr 2026 an.

Preisänderungen sollen Investitionen besser abbilden

- Im Zentrum steht eine gesetzliche Regelung für die einseitige Anpassung von Ausgangspreisen und Preisänderungsklauseln. Wärmeversorger sollen diese anpassen können, wenn sie in Maßnahmen zur Dekarbonisierung oder in einen dem Klimaschutz dienenden Netzausbau investieren. Die Preisänderung darf erst ab Inbetriebnahme der neuen Anlage erfolgen. Bei der Umlage von Investitionen sollen angemessene Abschreibungszeiträume entsprechend der Nutzungsdauer berücksichtigt werden.
- Preisänderungsklauseln sollen weiterhin ein Kosten- und ein Marktelement enthalten. Gas-Börsenindizes sollen im Marktelement ausgeschlossen sein. Ergänzend soll es möglich werden, die Klausel an der tatsächlichen Kostenstruktur statt an einem Kostenindex auszurichten. Sie muss zudem Kostensenkungen zugunsten der KundInnen berücksichtigen.
- Neu ist auch die vorgesehene Pflicht, Preisänderungsklauseln bei einer Änderung des Erzeugungsmixes anzupassen. Damit würde der Wechsel etwa von fossilen Brennstoffen zu Geothermie, Großwärmepumpen oder unvermeidbarer Abwärme nicht nur investiv, sondern auch in der Preislogik nachvollziehbar werden müssen.
- Für KundInnen sind mehrere Schutzmechanismen vorgesehen:
  - Einseitige Preiserhöhungen müssen mit angemessener Frist angekündigt werden.
  - Bei einer einseitigen Erhöhung der Ausgangspreise soll ein Sonderkündigungsrecht bestehen.
  - KundInnen sollen außerdem außerordentlich kündigen können, wenn sie ihre Wärmeversorgung vollständig durch erneuerbare Energien ersetzen und das Wärmenetz die Anforderungen des Wärmeplanungsgesetzes (WPG) nicht erfüllt.
  - Bei einer Kündigung innerhalb der ersten zehn Jahre nach dem ersten Vertragsschluss kann der Wärmeversorger einen angemessenen Ausgleich für nicht amortisierte kundenspezifische Investitionen verlangen. Baukostenzuschüsse und Hausanschlusskosten sind dabei anzurechnen.

Leistungsanpassung erhält einen neuen Rahmen

- Die Eckpunkte sehen zusätzlich ein Leistungsanpassungsrecht vor. KundInnen sollen nach einer Energieberatung eine Verringerung der vertraglichen Leistung verlangen können, wenn sie Effizienzmaßnahmen durchführen, erneuerbare Energien einsetzen oder eine Überdimensionierung vorliegt. Bei einer Überdimensionierung soll dieses Recht auf die ersten drei Jahre der Vertragslaufzeit begrenzt sein.
- Eine spätere Leistungserhöhung soll nur im Einvernehmen mit dem Wärmeversorger möglich sein. Für kleine Netze, besondere Abnahmesituationen von Großverbrauchern und Mindestschwellen bei reduzierter Leistung sind Sonderregelungen angekündigt. Die konkreten Schwellenwerte bleiben offen.

50-Cent-Regel im Mietbestand aber mit Grenzen

- Das Kostenneutralitätsgebot nach § 556c BGB soll modifiziert werden. Bei erheblichen Investitionen des Vermieters oder eines Dritten in eine Heizungsanlage oder in den Anschluss an ein Wärmenetz soll eine monatliche Mehrbelastung von bis zu 0,50 Euro je Quadratmeter Wohnfläche auf MieterInnen umgelegt werden können. Der Anschluss an ein Wärmenetz sowie

die Errichtung einer neuen Heizungsanlage durch Dritte sollen in der Gesetzesbegründung typischerweise als erhebliche Investitionen eingeordnet werden.

- Fehlt eine solche Investition, etwa beim Betriebsführungscontracting, soll das bisherige Kostenneutralitätsgebot weitergelten. Bei Anwendung der modifizierten Kostenneutralität soll eine Modernisierungsmieterhöhung nach §§ 559 und 559e BGB für dieselbe Maßnahme ausgeschlossen sein.
- Außerdem soll der Anwendungsbereich von § 556c BGB und der WärmeLV auf selbstversorgende MieterInnen erweitert werden, insbesondere bei Gasetagenheizungen. Ob Kappungsgrenzen für Modernisierungsmieterhöhungen und die ortsübliche Vergleichsmiete um bis zu 0,50 Euro je Quadratmeter abgesenkt werden, will die Bundesregierung erst im Gesetzgebungsverfahren prüfen. Eine Evaluierung der Regelung ist für 2030 vorgesehen.

Transparenz, Aufsicht und Datenhaushalt

- Neben den Investitionserleichterungen sollen neue Kontrollinstrumente entstehen. Vorgesehen sind:
  - Eine gesetzlich verankerte Preistransparenzplattform bei einer Bundesbehörde, auf der Preise, Tarifstrukturen und Strukturparameter grundsätzlich jährlich veröffentlicht werden sollen,
  - Ausnahmen für kleine Netze, etwa Gebäudenetze,
  - eine ex-post ausgestaltete Preisaufsicht auf Bundesebene, also eine nachträgliche Prüfung von Preisen, Kosten- und Erlösstrukturen,
  - standardisierte Offenlegungspflichten für Preise und zentrale Kostenbestandteile, beispielsweise im Rahmen der Jahresabrechnung, bei einseitigen Preisänderungen oder auf Anforderung der Behörde,
  - Vorgaben für interne Rechnungslegung und Buchführung,
  - die Möglichkeit, geplante Investitionen, Netzausbauvorhaben sowie Preisanpassungen freiwillig vorab prüfen und genehmigen zu lassen,
  - eine branchenspezifische Verbraucherschlichtungsstelle für Streitigkeiten über Anschluss, Belieferung, Messung und Leistungsanpassung.
- Die Bundesregierung will bestehende Meldepflichten aus AVBFernwärmeV, FFVAV, WPG und Energiestatistikgesetz bündeln oder ersetzen. Ob dies tatsächlich zu weniger Aufwand führt, hängt wesentlich von den noch offenen Datenstandards, Meldeintervallen und Prüfkriterien ab.

IT und Prozesse frühzeitig prüfen

- Die Eckpunkte begründen noch keine unmittelbar geltenden IT-Vorgaben. Wärmeversorger, Contracting-Unternehmen und IT-Dienstleister sollten dennoch ihre Betroffenheit analysieren. Besonders relevant werden voraussichtlich versionierte Preisblätter und Preisänderungsklauseln, nachvollziehbare Kosten- und Investitionszuordnungen, Fristenmanagement für Preisänderungen und Sonderkündigungen sowie Datenhaushalte für Transparenzplattform und Preisaufsicht.
- Hinzu kommen mögliche Anpassungen in Vertragsverwaltung, Abrechnung, Kundenkommunikation, Messung, Beschwerdebearbeitung und Rechnungslegung. Die angekündigte Übergangsregelung soll grundsätzlich auch bestehende Verträge in den neuen Rechtsrahmen einbeziehen. Ausnahmen sind dort vorgesehen, wo die Ausübung eines Rechts an bestimmte Fristen gebunden ist – etwa beim Leistungsanpassungsrecht.

Das Wärmenetzpaket ist noch kein fertiger Rechtsrahmen. Die Eckpunkte setzen jedoch ein klares Signal: Die Bundesregierung will Investitionen in Wärmenetze mit weitergehenden Transparenz-, Aufsichts- und Verbraucherschutzvorgaben verbinden. Stadtwerke und Wärmeversorger sollten den angekündigten Gesetzentwurf deshalb nicht allein energiepolitisch beobachten. Sinnvoll ist es, frühzeitig mit Vertrieb, Abrechnung, Regulierung und IT zu prüfen, welche Daten, Vertragslogiken und Prozesse für Preisänderungen, Meldungen und KundInnenkommunikation künftig belastbar nachweisbar sein müssen. [GW]

Quellen:

Berliner Mieterverein: Eckpunkte zum „Wärmenetzpaket“ der Bundesregierung, abgerufen am 28.08.2026

Deutscher Mieterbund: Bundeskabinett verabschiedet Eckpunkte zum „Wärmenetzpaket“, abgerufen am 28.08.2026

Tagesspiegel Background Energie & Klima: Fernwärmeversorger dürfen künftig Preise einseitig anpassen, abgerufen am 28.08.2026

VKU: Sachstand und Bewertung der Eckpunkte zum Wärmenetzpaket, abgerufen am 28.08.2026

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Eckpunkte zum „Wärmenetzpaket“, abgerufen am 03.09.2026

➔ Zurück zum Inhaltsverzeichnis

STUDIEN & ANALYSEN

Energiebranche setzt auf Digitalisierung als Investitionshebel (02.09.2026)

Die Energiebranche rechnet 2026 mit deutlich sinkenden Erträgen: Die erwartete EBIT-Marge, also der Gewinn vor Zinsen und Steuern, fällt laut der Managementberatung Horváth von 13,2 auf 11,1 Prozent. Belastend wirken vor allem geopolitische Unsicherheit durch den Krieg im Nahen Osten sowie niedrigere Strompreise.

- Die Antwort der Unternehmen sei jedoch nicht Rückzug, sondern ein Dreiklang aus Kostendisziplin, gezieltem Kapitaleinsatz und Digitalisierung**.** 92 Prozent der befragten Führungskräfte sehen digitale Prozessexzellenz als wesentlichen Hebel, um die anstehenden Investitionen bewältigen zu können.
- Im Zentrum steht dabei ein Perspektivwechsel: Energieversorger betrachten KI nicht mehr primär als einzelne Effizienzlösung, etwa für Prognosen oder Kundenservice. Entscheidend werden vielmehr durchgängig digitalisierte End-to-End-Prozesse, die von der Planung und Genehmigung über Netzanschlüsse bis zur Steuerung von Anlagen und Kundenschnittstellen reichen.

KI braucht Prozesse, Daten und Fachkräfte

- Die Studie macht deutlich: Der kurzfristig größere Produktivitätseffekt entsteht nicht allein durch KI-Tools, sondern durch weniger Medienbrüche, schnellere Genehmigungen und automatisierte Abläufe. KI kann diese Prozesse unterstützen und skalieren. Ihren Nutzen entfaltet sie aber erst auf einer belastbaren Datenbasis.
- Genau dort identifiziert die Studie eine zentrale Schwachstelle der Branche: Neben dem Fachkräftemangel gilt die fehlende Datenqualität beziehungsweise Datenverfügbarkeit als wichtigster Bremsfaktor.
- Damit wird Digitalisierung zur Führungsaufgabe: Unternehmen müssen Daten, IT-Architekturen, Cybersicherheit und Qualifikationen zusammenbringen, statt isolierte Pilotprojekte zu verfolgen.

Flexibilität wird zum neuen Wertschöpfungsmodell

- Die wirtschaftliche Logik verschiebt sich zugleich von der reinen Energieerzeugung hin zur Systemflexibilität**.**
- 96 Prozent der Führungskräfte erwarten, dass die Fähigkeit zum Ausgleich von Stromangebot und -nachfrage künftig ein zentraler Wertschöpfungsfaktor sein wird. Gemeint sind unter anderem Batteriespeicher, intelligente Laststeuerung, digital vernetzte Netze und flexible Verbrauchslösungen.
- Folgerichtig wollen 92 Prozent der Unternehmen in Batterietechnologien investieren. Speicher werden damit nicht nur als Infrastruktur für die Energiewende verstanden, sondern als digitale Geschäftsplattform: Wer Erzeugung, Netze, Speicher und Verbrauch intelligent koordinieren

kann, schafft neue Erlösquellen, stabilisiert das System und verbessert die Auslastung vorhandener Anlagen.

Wachstum trotz Effizienzdruck

- Bemerkenswert ist, dass die Branche trotz Margendrucks ein Personalwachstum von 6,5 Prozent für 2026 plant.
- Das zeigt: KI und Digitalisierung ersetzen Fachkräfte kurzfristig nicht. Sie erhöhen zwar die Produktivität, können den demografisch bedingten Engpass bei technischen, digitalen und energiewirtschaftlichen Kompetenzen aber bislang nicht vollständig auffangen.

Fazit

Die Studie beschreibt eine Branche, die unter wirtschaftlichem Druck nicht an der Transformation spart, sondern sie priorisiert. Digitale Kernprozesse, sichere Dateninfrastrukturen, KI-fähige Organisationen und Speicherlösungen werden zu miteinander verbundenen Investitionsfeldern. Der Wettbewerbsvorteil entsteht künftig weniger durch einzelne Technologien als durch die Fähigkeit, sie zu einem skalierbaren, flexiblen und datengetriebenen Energiesystem zu verbinden.

Die Studie findet Ihr hier: Horváth-Studie: Energiebranche: Unternehmen investieren gezielt in Energiewende - Horváth

Über die Studie

Für die Horváth-Studie „Industry Insights 2026“ wurde eine repräsentative Auswahl von Vorstandsmitgliedern und Geschäftsführern befragt. Die Stichprobe umfasst über 50 Befragte, mit denen persönliche Tiefeninterviews geführt wurden. Die Interviews fanden im Rahmen der internationalen und branchenübergreifenden Horváth-Studie „CxOs Priorities 2026“ statt, für die insgesamt mehr als 1.000 Unternehmensverantwortliche branchenübergreifend befragt wurden. [CA]

Quelle:

Horváth-Studie: Energiebranche: Unternehmen investieren gezielt in Energiewende, abgerufen am 03.09.2026

➔ Zurück zum Inhaltsverzeichnis

Studie der Verbraucherzentrale zum Smart-Meter-Rollout & Marktkommunikation: Wo sehen die MSBs Probleme? (20.08.2026)

Der Bundesverband der Verbraucherzentralen (VZB) hat zwischen Mai und Juni 2026 1.162 Messstellenbetreiber (MSB) nach ihrer Meinung zum Rollout von intelligenten Messystemen bzw. Smart-Metern befragt. 199 MSBs haben sich beteiligt.

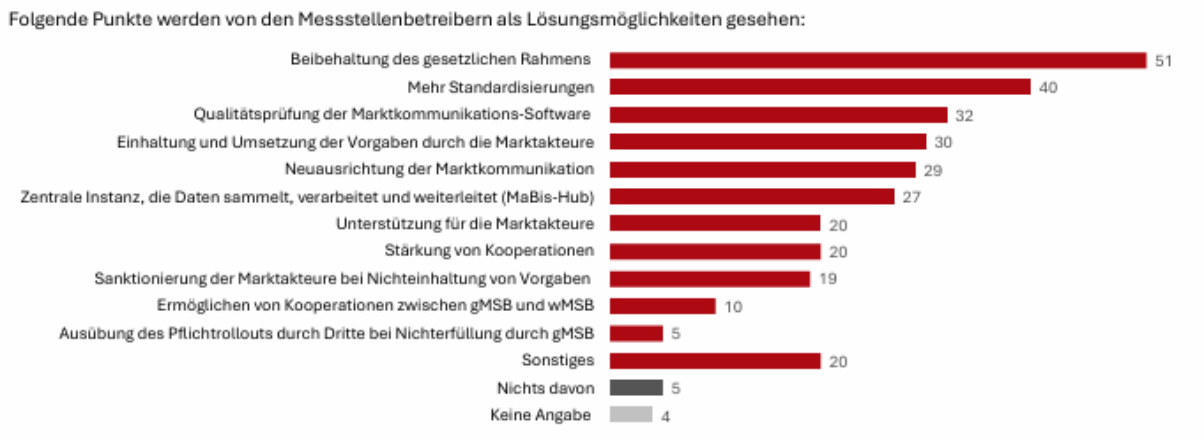
Der Smart-Meter Rollout bleibt herausfordernd

- An der Befragung nahmen 172 ausschließlich grundzuständige Messstellenbetreiber (86 Prozent) teil, 19 ausschließlich wettbewerbliche Messstellenbetreiber (10 Prozent) und 8 Messstellenbetreiber, die sowohl als grundzuständige als auch als wettbewerbliche Messstellenbetreiber tätig sind (4 Prozent).
- 91 Prozent der Befragten sehen deutliche Probleme beim Smart-Meter-Rollout in Deutschland. Nur etwa fünf Prozent der Befragten gaben an, keine Probleme beim Rollout zu haben.
- Gründe seien vor allem die Komplexität der gesetzlichen Vorfahren aber auch die häufigen Gesetzesänderungen.
- Darauf folgt die technische Komplexität. Vor allem für Ersteres wünschen sich die MSB praxisnahe Unterstützung, auch durch IT-Dienstleister und Software-Hersteller. Problem hier wäre allerdings der Fachkräftemangel sowie eine starke Abhängigkeit von vergleichbare wenig IT-Dienstleistern.
- Wahrgenommene Probleme wären in der IT-Welt vor allem fehlende Schnittstellen und Kompatibilität.
- Aber auch die Marktkommunikation stelle viele MSB vor Herausforderungen, durch komplizierte und unausgereifte Prozessabläufe entstünde ein hoher Clearing-Aufwand.
- Ferner wurde auch die fehlende Wirtschaftlichkeit bei kleinen Einbauzahlen und die fehlende Standardisierung und Vereinheitlichung der Prozesse genannt.
- Lieferengpässe, bzw. lange Lieferzeiten für Gateways und Steuerboxen belasteten den Fortschritt weiter.



- Auf die Frage, wie Lösungswege aussehen könnten, antworteten ein Großteil der Befragten, dass eine klare Gesetzeslage und mehr Standardisierungen viele Schritte erleichtern könnten.

- Vor allem bei der IT-Architektur und der Marktkommunikation würden einheitliche Prozesse ein klares Beschleunigungspotential erwecken.
- Abschließend fordern viele eine stärkere Unterstützung durch die Verbände durch mehr Praxisanleitung und Schulungsangeboten für die MSB. [PZ]



Quelle:

Verbraucherzentrale Bundesverband: Smart-Meter-Rollout und Marktkommunikation, abgerufen am 10.09.2026

➔ Zurück zum Inhaltsverzeichnis

ANWENDUNGSHILFEN

Hier sammeln wir für Sie alle Anwendungshilfen, Prozessdokumente und Fragenkataloge des BDEW und / oder des VKU, welche in diesem Sprint überarbeitet oder neu veröffentlicht wurden.

BDEW-Checkliste zur Krisenvorsorge (14.09.2026)

Der BDEW hat in einer Checkliste alle Anwendungshilfen, Prozessdokumente und Positionspapier gesammelt, die bei der Überprüfung der eigenen Krisenvorsorge unterstützen können.

➔ Zurück zum Inhaltsverzeichnis

ENWIKO ABONNEMENTS, KONTAKT UND REDAKTIONSTEAM

Unser Ziel mit dem ENWIKO Energiewirtschaftskompass ist es, Transparenz zu schaffen, Komplexität zu reduzieren und einen Kommunikationsraum mit Ihnen zu eröffnen. Wir ordnen die Topthemen ein und wagen einen fachlichen Ausblick auf deren Auswirkungen auf unser tägliches Arbeiten.

ENWIKO erscheint immer zur Mitte des Monats und fokussiert auf vier Kernthemen: Strom, Gas, Wärme und sektorübergreifende Diskussionen. Wir qualifizieren für Sie die relevantesten Themen aus den Bereichen Regulatorik und Marktentwicklung vor und stellen sie themenspezifisch und kommentierend dar.

ENWIKO sieht es auch als seine Aufgabe, ausgewählte Neuigkeiten aus der Wissenschaft zusammenzustellen, um den Blick ein wenig zu weiten. Weiterhin stellen wir Ihnen die laufenden Gesetzgebungsverfahren und die neuesten Anwendungshilfen des BDEW zusammen - auf einen Blick und klar verständlich.

ENWIKO Leaks – Originaldokumente schnell zugänglich gemacht

Das Leben in der derzeitigen Energiewirtschaft ist zu dynamisch, als dass ein monatlich einordnender Überblick ausreicht. Daher werden wir Ihnen jeweils situativ und unkommentiert Leaks (Gesetzesnovellen, Grundsatzpapiere, bisher noch nicht veröffentlichte Entwürfe, BNetzA Dokumentationen und Festlegungen, etc.) und Dokumente als „ENWIKO Leaks“ zusenden, so dass Sie „hands-on“ mit den neuesten Nachrichten versorgt sind.

ENWIKO im Abo

Gern laden wir Sie und Dich ein, den ENWIKO an Kolleginnen und Kollegen weiterzuempfehlen. Wir bieten dem items-Gesellschafterkreis an, sich vorerst exklusiv und kostenlos einzuschreiben.

Wir bieten Ihnen und Euch bei Interesse einen kurzen Videoaustauch an und stellen unsere ENWIKO-Formate vor.

Wenn Sie den ENWIKO und / oder die ENWIKO Leaks abonnieren möchten, bitten wir Sie, sich hier* zu registrieren.

Mit herzlichen Grüßen

Ihr Stabsteam Energiewirtschaft: Strategie & Wissen

*Sollte der Link sich nicht öffnen lassen, klicken Sie bitte hier: „ENWIKO“ – Der neue Energiewirtschaftskompass der items - items GmbH & Co. KG

Kontakt

Für sämtliche Fragen, Anregungen und Themenwünsche freuen wir uns auf Ihre Nachricht an enwiko@itemsnet.de

Das Redaktionsteam



Dr. Constanze Adolf
Stabsbereichsleitung



Gerald Willeke
Manager Energiewirtschaft



Jörg Pommeranz
Content Manager



Paula Ziegler
Werkstudentin