



ENWIKO

ENERGIEWIRTSCHAFTSKOMPASS

Ausgabe Mai 2025 vom 14.05.2025

INHALT

INHALT	2
REGULIERUNGSKOMPASS: THEMENÜBERBLICK	5
 UNSER BLICK – WELCHE THEMEN DOMINIERTEN IN DEN VERGANGENEN WOCHEN?	 6
MaBiS-Hub: Wie sich die neue Welt der Bilanzierung monetär auf den Netzbetreiber auswirken kann (06.05.2025)	6
Rückzahlungsverpflichtungen? - Was das Berliner Urteil für die Preisspaltung der Grundversorgung in der Energiepreiskrise bedeutet (30.04.2025)	17
Katherina Reiche setzt neue Akzente in der deutschen Energiepolitik (12.05.2025)	19
 PRAXISIMPULSE	 23
§12 EnWG: Fahrplan für den Anlagen-TÜV im Überblick (02.05.2025)	23
Flexible Netzanschlüsse: Muss der Vertrag diskriminierungsfrei sein? (30.04.2025)	24
§14a – Gewährungsmöglichkeiten von Modul 1 bis 3 in Mieterstromprojekten (27.04.2025)	25
Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung: Wie ist mit Balkonkraftwerken umzugehen (17.04.2025)	26
§14a – Kostenanerkennung von digitalen ONTs vs. iMS (17.04.2025)	27
 SEKTORÜBERGREIFEND	 30
Sektorübergreifend – Regulatorik	30
Kurzupdate Omnibusverfahren: Nachhaltigkeitsberichterstattung vereinfacht und verschoben (12.05.2025)	30
Die EU drängt auf die Umsetzung der NIS-2-Richtlinie (09.05.2025)	33
Bundesnetzagentur legt neuen IT-Sicherheitskatalog vor (08.05.2025)	34
SPD-geführtes Umweltministerium mit neuem / alten Klimakompetenzen (06.05.2025)	35
Europäischer Emissionshandel 2: Erste Futures handelbar (05.05.2025)	37
Rechenzentren rücken in den Fokus der Politik – Energie und IT-Infrastruktur verzahnen sich (22.04.2025)	38
Sektorübergreifend – Marktentwicklung	39
Kundenanlagen im Fokus: Rechtsunsicherheit durch EuGH-Urteil – Implikationen für Quartierskonzepte und Mieterstrom (25.04.2025)	39
Einschätzung Klima- und Transformationsfonds: Trotz Finanzspritze plant Schwarz-Rot Umschichtungen und Kürzungen (14.04.2025)	42



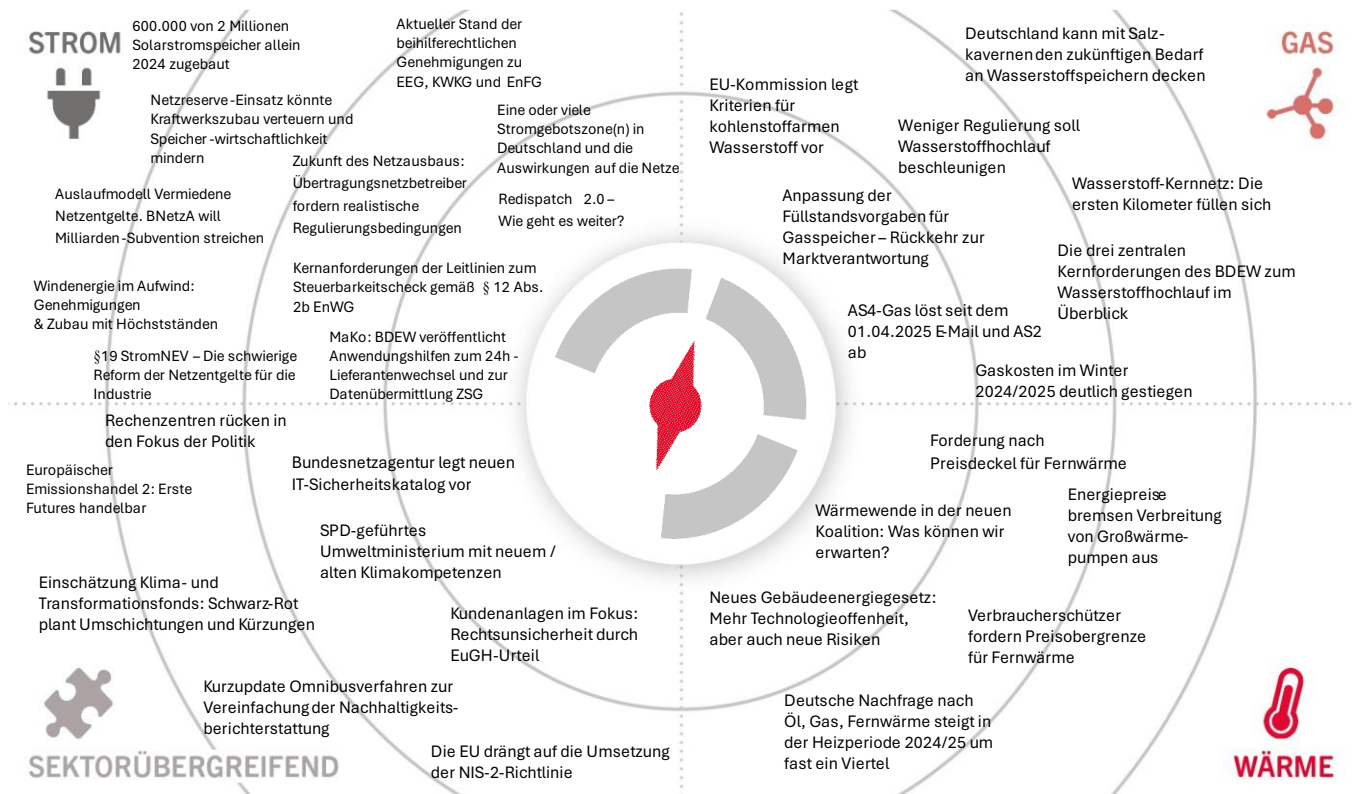
STROM	44
Strom – Regulatorik	44
Aktueller Stand der beihilferechtlichen Genehmigungen zu EEG, KWKG und EnFG (02.05.2025)	44
Eine oder viele Stromgebotszone(n) in Deutschland und die Auswirkungen auf die Netze (25.04.2025)	44
Kernanforderungen der Leitlinien zum Steuerbarkeitscheck gemäß § 12 Abs. 2b EnWG (25.05.2025)	47
Auslaufmodell „vermiedene Netzentgelte“ (24.04.2025)	49
Redispatch 2.0 – Wie geht es weiter? (22-04.2025)	52
§19 StromNEV – Die schwierige Reform der Netzentgelte für die Industrie (17.04.2025)	55
Marktkommunikation: BDEW veröffentlicht Anwendungshilfen zum 24h-Lieferantenwechsel und zur Datenübermittlung ZSG (15.04.2025)	57
Strom - Marktentwicklung	58
600.000 von 2 Millionen Solarstromspeicher allein 2024 zugebaut (07.05.2025)	58
Zukunft des Netzausbaus: Übertragungsnetzbetreiber fordern realistische Regulierungsbedingungen (17.04.2025)	59
Windenergie im Aufwind: Genehmigungen und Zubau mit Höchstständen (17.04.2025)	60
Netzreserve-Einsatz könnte Kraftwerkszubau verteuern und Speicher-wirtschaftlichkeit mindern (16.04.2025)	61
GAS	63
Gas – Regulatorik	63
EU-Kommission legt Kriterien für kohlenstoffarmen Wasserstoff vor (30.04.2025)	63
Anpassung der Füllstandsvorgaben für Gasspeicher – Rückkehr zur Marktverantwortung (28.04.2025)	63
Weniger Regulierung soll Wasserstoffhochlauf beschleunigen (23.04.2025)	65
AS4-Gas löst seit dem 01.04.2025 E-Mail und AS2 ab (14.04.2025)	67
Gas – Marktentwicklung	68
Gaskosten im Winter 2024/2025 deutlich gestiegen (23.04.2025)	68
Deutschland kann mit Salzkavernen den zukünftigen Bedarf an Wasserstoff-speichern decken (22.04.2025)	68
Wasserstoff-Kernnetz: Die ersten Kilometer füllen sich (14.04.2025)	69
Die drei zentralen Kernforderungen des BDEW zum Wasserstoffhochlauf im Überblick (14.04.2025)	70
WÄRME	72
Wärme – Regulatorik	72
Wärmewende in der neuen Koalition: Was können wir erwarten? (08.05.2025)	72
Forderung nach Preisdeckel für Fernwärme (06.05.2025)	74
Neues Gebäudeenergiegesetz: Mehr Technologieoffenheit, aber auch neue Risiken (22.04.2025)	75



Wärme – Marktentwicklung	76
Verbraucherschützer fordern Preisobergrenze für Fernwärme (06.05.2025)	76
Deutsche Nachfrage nach Öl, Gas, Fernwärme steigt in der Heizperiode 2024/25 um fast ein Viertel (22.04.2025)	77
Energiepreise bremsen Verbreitung von Großwärmepumpen aus (14.04.2025)	78
 STUDIEN & ANALYSEN	 80
Neue Analyse zur Regulatorik von Wärmespeichern (07.05.2025)	80
Fortschritte bei netzbildenden Umrichtern (22.04.2025)	80
CfD-Pflicht bei der EEG-Förderung: Wann ist ein Rückzahlungsmechanismus wirklich notwendig? (20.04.2025)	81
Neue Videos des Stabsbereichs Energiewirtschaft: Strategie & Wissen	85
BDEW-Anwendungshilfen	85
 ENWIKO ABONNEMENTS, KONTAKT UND REDAKTIONSTEAM	 87
Kontakt	88



REGULIERUNGSKOMPASS: THEMENÜBERBLICK



Disclaimer: Teile des ENWIKO wurden mithilfe von KI generiert.

- ChatGPT 4o 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?

MaBiS-Hub: Wie sich die neue Welt der Bilanzierung monetär auf den Netzbetreiber auswirken kann (06.05.2025)

Mit dem „MaBiS-Hub“ (Marktprozesse zur Bilanzierung Strom – Hub) plant die Bundesnetzagentur (BNetzA) einen grundlegenden Umbau der Aggregations- und Abrechnungsprozesse bilanzierungsrelevanter Daten im Strommarkt.

Alle Daten in einen Topf – die Hintergründe zur MaBiS-Hub-Konsultation

Der MaBiS-Hub markiert einen bedeutenden Systemwechsel hin zu einem zentralisierten Datenmanagement im Strommarkt. Er verspricht aus Sicht der Regulierungsbehörde mehr Transparenz, höhere Datenqualität und die Einhaltung des Datenschutzes, stellt aber gleichzeitig hohe Anforderungen an technische Umsetzung, Datenschnittstellen, Markttrollen und regulatorische Klarheit.

Ziel ist es, die bisherigen dezentralen Strukturen durch eine zentrale, transparente und effizientere Plattform zu ersetzen. Dies betrifft insbesondere die Verarbeitung und Qualitätssicherung von Viertelstundenwerten, die bislang zwischen Netzbetreibern (NB), Lieferanten, Bilanzkreisverantwortlichen und Messstellenbetreibern über zahlreiche bilaterale Schnittstellen ausgetauscht wurden.

Fokus: Schutz sensibler Daten und mehr Einfluss der ÜNBs

Ein zentrales Anliegen ist dabei die Einhaltung datenschutzrechtlicher Vorgaben. Besonders sensible Daten entstehen bei der Verarbeitung von Lastgängen aus privaten Letztverbraucher-Marktlifikationen. Der MaBiS-Hub setzt daher auf Pseudonymisierung und zentralisierte Messwertverarbeitung, um zu vermeiden, dass Berechtigte Einblick in Messdaten anderer Marktteilnehmer erhalten – ein bedeutender Schritt aus Sicht des Regulierers hin zu datenschutzkonformer Digitalisierung im Energiemarkt.

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat das Festlegungsverfahren [BK6-24-210](#) am 02.10.2024 eröffnet. Die Einführung des MaBiS-Hub soll nicht nur die Datenqualität steigern, sondern auch Effizienzgewinne und Marktentlastung ermöglichen.

In der ersten Konsultationsphase im Herbst 2024 gingen umfangreiche Rückmeldungen aus dem Markt ein. Diese Reaktionen zeigen, wie groß der Klärungsbedarf ist – insbesondere im Hinblick auf technische Umsetzung, Governance, Übergangsfristen und konkrete Anforderungen an Markttrollen. Kein Wunder, dass es daher in Q1 2025 eine [zweite Konsultation](#) gab, welche aber immer noch zeigt, dass weiterhin viel Diskussionsbedarf in der Branche besteht.

Änderungen für Netzbetreiber -> mehr Verantwortung für die ÜNBs

Für die Netzbetreiber würde sich mit der potenziellen Einführung des MaBiS-Hubs so einiges ändern, auch mit Blick auf die bestehenden Prozesse zur Energiebilanzierung, da die zentrale Verantwortung auf die ÜNBs verlagert wird, welche den MaBiS-Hub betreiben.

Die Berechnung und Bereitstellung von Zeitreihen finden im ersten Schritt im Hub statt. Die Verteilnetzbetreiber tragen lediglich mit der Bereitstellung von Stammdaten ihren Teil bei.

Trotz der Kompetenzverlagerung bleibt allerdings ein wichtiges Thema weiterhin in der Verantwortung des Netzbetreibers: die Verantwortung für ihr Bilanzierungsgebiet, wie auch die Optimierung der Differenzzeitreihe und somit auch die kaufmännische Verantwortung.

Die Fragen, welche sich somit stellen, sind folgende:

- Welche Auswirkungen hat der MaBiS-Hub auf die bestehenden Prozesse des Netzbetreibers?
- Wird seine Prognosequalität verschlechtert und wie könnte sich die Einführung des MaBiS-Hubs monetär auswirken?

Genau diesen Fragen wollen wir heute im vorliegenden Newsletter auf den Grund gehen, aber zuerst mit einer grundlegenden Erläuterung der Zusammenhänge der Energiemengenbilanzierung starten, damit alle Leser ein einheitliches Verständnis von der Thematik erhalten. Unsere besondere Aufmerksamkeit liegt dabei auf dem Thema der Differenzzeitreihe.

Energiebilanzierung heute – Wie funktioniert sie? Worauf achtet der Netzbetreiber?

Die Grundlagen der heutigen Energiebilanzierung (ohne MaBiS-Hub) verlaufen in einer Art „Bottom-Up-System“, welches in groben Zügen in Abbildung 1 dargestellt ist. Ziel ist es dabei mit Hilfe der Bilanzierung die Strommengen bilanziell auszugleichen und somit eine Übereinstimmung von Einspeisung und Ausspeisung im Netz zu gewährleisten. Dabei dienen aggregierte Zeitreihen als Grundlage für den finanziellen Ausgleich zwischen den Marktakteuren. Die Aggregation von Energiemengen findet je Akteur in virtuellen Stromkonten, den Bilanzkreisen statt.

GRUNDLAGEN DER BILANZIERUNG

VON DER EINZEL- ZUR BILANZKREISZEITREIHE

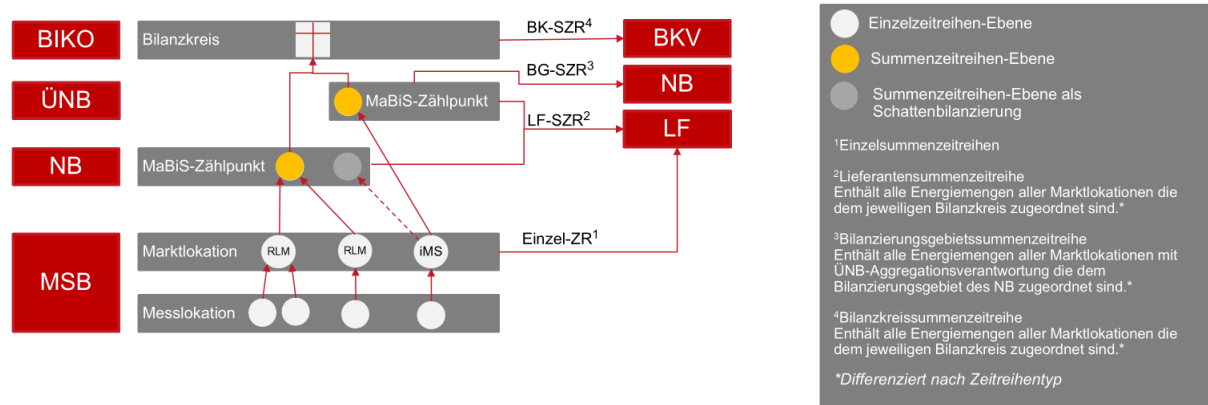


Abbildung 1 Vereinfachte Darstellung der Bilanzierung Strom nach MaBiS Festlegung

Der Prozess zur Bildung der Bilanzkreiszeitreihen beginnt ganz unten auf der Ebene der Messlokation und führt über mehrere Stufen zur finalen Bereitstellung von Summenzeitreihen für die Bilanzierung. Das Beispiel in Abbildung 1 ist sehr stark vereinfacht. Der Lieferant hat im dargestellten Bilanzierungsgebiet 4 Messlokalen die alle auf Basis von Messwerten (Viertelstundenwerten) bilanziert werden und alle beim gleichen MSB liegen.

- Messlokation (MeLo) – Erfassung durch den Messstellenbetreiber (MSB)
 - Der Messstellenbetreiber (MSB) erfasst an der Messlokation die Messwerte auf Basis von viertelstündlichen Lastgänge. Diese Daten bilden die Grundlage für die zeitliche Verbrauchs- oder Einspeiseabbildung eines Kunden.
Falls mehrere Messlokalen zu einer gemeinsamen Marktlokation (MaLo) gebündelt sind, erfolgt die Weiterleitung der Werte gemäß den Vorgaben der WiM-Prozesse (Wechselprozesse im Messwesen) vom MSB der MeLo an den MSB der MaLo.
- Marktlokation (MaLo) – Bildung von Einzelzeitreihen durch den MSB
 - Der MSB der Marktlokation erstellt aus den Messwerten Einzelzeitreihen je MaLo. Anschließend werden diese Daten gemäß WiM-Prozessen sternförmig in den Markt versendet.
- MaBiS-Zählpunkt – Aggregation durch den Netzbetreiber (NB) bzw. Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)
 - Der NB bzw. ÜNB übernimmt die Einzelzeitreihen vom MSB der Marktlokation und aggregiert diese anhand unterschiedlicher Kriterien (Zeitreihentyp und Marktpartner, z.T. Spannungsebene) zu sogenannten Summenzeitreihen (SZR) auf. Die Aggregation erfolgt unter einem spezifischen MaBiS-Zählpunkt, der als virtuelles Verbindungsglied fungiert und zur Kommunikation herangezogen wird. Dadurch werden z. B. alle Kunden eines Lieferanten und einer Netzebene in einer zusammengefassten Zeitreihe abgebildet. Zeitreihen von intelligenten Messsystemen, die nicht mittels synthetischer Profile bilanziert werden, werden nicht mehr vom Netzbetreiber aggregiert, sondern beim ÜNB zu einer Summenzeitreihe zusammengefasst.

- Weiterhin stellen ÜNB und NB für eine entsprechende Lieferanten-Summenzeitreihe (LF-SZR) bereit und übermittelt diese dann direkt an den LF.
- Die Schattenbilanzierung auf Seiten des NB ist kein vorgeschriebener bzw. regulierter Prozess, sondern eher gängige Praxis, um die Zeitreihen des ÜNBs zu überprüfen.
- Bilanzkreis – Bildung der Bilanzkreis-Summenzeitreihen (BK-SZR) durch den NB und Weiterleitung an den LF über den BIKO.
 - Die Bilanzkreissummenzeitreihen werden vom NB bzw. ÜNB gebildet und an den Bilanzkreiskoordinator versendet. Die Bilanzkreiszeitreihe (BK-SZR) umfasst alle MaLos, die einem bestimmten Bilanzkreis zugeordnet sind, differenziert nach Einspeise- und Ausspeisezeitreihen, Bilanzierungsgebiet und weiteren zeitreihenspezifischen Merkmalen.
 - Diese BK-Summenzeitreihen werden schließlich durch den Bilanzkreiskoordinator dem Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) zur Abrechnung des Bilanzkreises zur Verfügung gestellt.

Zusätzliche Hinweise

Wichtig ist hierbei nochmal zu erwähnen, dass das in Abbildung 1 aufgezeigte Beispiel zur Vereinfachung nur Malo/Melos enthält, die über Werte bilanziert werden. Malos, die über Profile bilanziert werden, starten ihre Reise erst auf der Ebene der NB in Abbildung 1 (keine Viertelstundenwerte vom MSB) und fließen über getrennte BK-SZR in die Bilanzkreise ein. Zum 01.05.2025 muss außerdem für alle Malos, deren messtechnische Einordnung ein IMS ist, eine Bilanzierung auf Basis von Werten stattfinden. Daraus ergibt sich, dass auf Seite der ÜNBs keine Bilanzierung mehr auf Basis von Profilen stattfindet.

Zur Identifikation von möglichen Fehlern in den Bilanzierungsdaten hält die MaBiS einen Clearingprozess bereit. Dieser wird hier nicht im Detail beschrieben, sondern es sollen nur die Grundzüge aufgezeigt werden. Für den jeweiligen Bilanzierungsmonat gibt es eine Frist zum 30. Wochentag. Bis zu dieser hat der BKV die Möglichkeit, die Summenzeitreihen zu prüfen und mittels einer Prüfmitteilung abzulehnen oder zu bestätigen. Je nach Zeitraum des ersten Versandes der Zeitreihe hat entweder der BKV oder der NB die Pflicht den jeweils anderen von der Richtigkeit seiner Version zu überzeugen. Erfolgte beispielsweise der erste Versand der Zeitreihe vor dem 12. Wochentag, hat der BKV nur die Möglichkeit durch bilaterale Abstimmung eine Anpassung zu erwirken. Um die Summenzeitreihen entsprechend prüfen zu können, muss der jeweilige Versender sogenannte Clearinglisten, mit Informationen zu den eingeflossenen Malos zur Verfügung stellen. Mögliche Änderungen können bis zum 7. Monat nach abgeschlossenem Bilanzierungsmonat in der Korrekturbilanzkreisabrechnung berücksichtigt werden.

Mengenzuordnung im Bilanzierungsgebiet

Wird diese Bottom-Up-Vorgehensweise nun auf ein Bilanzierungsgebiet übertragen, ergibt sich der Zusammenhang aus Abbildung 2. Das Schema zeigt die zentrale Rolle des Netzbetreibers bei der Zusammenführung und Bilanzierung von Energiemengen innerhalb seines Bilanzierungsgebiets und verdeutlicht die Bedeutung des Gleichgewichts zwischen Einspeisung und Ausspeisung. Alle auftretenden Energiemengen werden erfasst und den jeweiligen Zeitreihen zugeordnet. Die verschiedenen Zeitreihen werden miteinander verrechnet, um Differenzen zu identifizieren und die Gesamtbilanz zu schließen.

GRUNDLAGEN DER BILANZIERUNG (AKTUELL)

SCHEMA DER MENGENZUORDNUNG DURCH DEN NETZBETREIBER

items
hochfrequenz

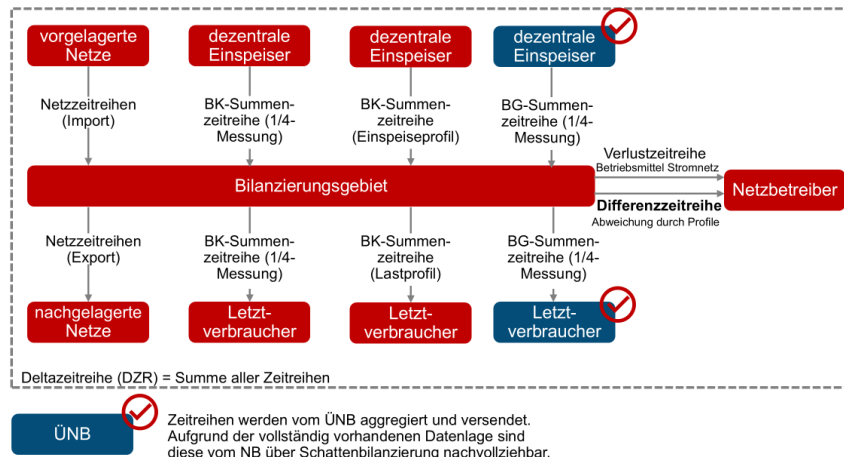


Abbildung 2

Als Input-Parameter sehen wir Netzzeitreihen der vorgelagerten Netze, sowie Bilanzkreissummenzeitreihen der dezentralen Einspeiser, welche entweder auf einer viertelstündlichen Messung oder Einspeiseprofilen basieren. Als Output-Parameter sehen wir wiederum Netzzeitreihen der nachgelagerten Netze sowie die Bilanzkreissummenzeitreihen der Letztverbraucher, welche entweder auf einer viertelstündlichen Messung beruhen oder auf Grundlage von Lastprofilen gebildet werden.

Je nach Netzzustand können die Netzzeitreihen der nachgelagerten Netze auch als Input-Parameter eingestuft werden, wenn eine „Hochtransformation“ überschüssiger Energie erfolgt. Ein Phänomen, welches im Zuge der Energiewende immer häufiger vorkommt. Weiterhin werden noch die Zeitreihen aller Malos, bei denen die Aggregationsverantwortung beim ÜNB liegt, über die Bilanzierungsgebietssummenzeitreihen in die Saldierung mit aufgenommen. Darunter fallen, wie bereits erwähnt, mittlerweile nur noch erzeugende bzw. verbrauchende iMS, die auf Basis von Viertelstundenwerten bilanziert werden.

Abschaffung der Schattenbilanzierung der Netzbetreiber

In der Verantwortung des Netzbetreibers verbleiben somit noch zwei Themen: Die Übernahme der Verlustenergie und die Differenzzeitreihe (DBA). Die aus der Übertragung von Strom resultierende Verlustenergie wird über die sog. Verlustzeitreihe berücksichtigt. Sie kann nicht direkt gemessen werden, kann jedoch in guter Näherung über einen kleinen Anteil der Gesamteinspeiselast mittels Rechenverfahren bestimmt werden.

Die Differenzzeitreihe (DBA) ergibt sich primär auf Basis von Prognoseabweichungen und Fehlern der Einspeise- oder Lastprofile, welche durch den Netzbetreiber in der DBA auszugleichen ist. Die Beschaffung der notwendigen Energie zur Deckung dieser Zeitreihen obliegt dem NB. Er bewirtschaftet hierfür jeweils einen eigenen Netzbetreiberbilanzkreis. Da der NB damit die wirtschaftliche Verantwortung der DBA trägt (keine dauerhaft nichtbeeinflussbaren Kosten) ist die Prognosequalität zur Reduktion der DBA-Zeitreihe essentiell in der Energiemengenbilanzierung.

Dies ist auch ein zentraler Grund für die Schattenbilanzierung von iMS durch die NB, welche durch die ÜNBs verantwortet werden. Da die Netzbetreiber die Daten für ihre Energiemengenbilanzierung entweder zu spät erhalten oder sie die Daten des ÜNB überprüfen wollen, wurde im Regelfall eine parallele Infrastruktur zur sog. Schattenbilanzierung von iMS aufgebaut. Dies erfolgt mit dem Ziel die DBA-Zeitreihe zu plausibilisieren und Differenzen so gering wie möglich zu halten.

Auswirkungen des MaBiS-Hub auf die Prozesse der Energiemengenbilanzierung

Die beiden größten Veränderungen für den NB sind, dass die Erstellung der Summenzeitreihen nahezu vollständig vom NB zum MaBiS-Hub wandern. Hinzu kommt zum zweiten, dass für einige zentrale Summenzeitreihen die Werte der Einzelzeitreihen auf MaLo/MeLo-Ebene fehlen, um eine Schattenbilanzierung durchzuführen

Im aktuellen Modell liegt die Aggregation der meisten Zeitreihen (inkl. DBA) noch beim NB und die übrigen Zeitreihen vom ÜNB können mit tatsächlichen Werten nachgestellt werden. Dies könnte sich grundlegend mit der möglichen Einführung des MaBiS-Hubs ändern. Wie in Abbildung 3 dargestellt, übernimmt der MaBiS-Hub die Aufgaben der Aggregation der Zeitreihen vollständig vom NB. BK-SZR, LF-SZR, NZR, DBA sowie VZR werden zukünftig zentral vom MaBiS-Hub erstellt. Der NB wird offiziell zum reinen Empfänger von Summenzeitreihen und muss lediglich die für die Bilanzierung benötigten bilanzierungsrelevanten Daten sowie sonstige Stammdaten an den MaBiS-Hub übermitteln. (Stichwort ist hier Abrechnungsdaten der Bilanzkreisabrechnung, ein „neuer Prozess“ der im Zuge des Lieferantenwechsels in 24h eingeführt wird und die entsprechenden Informationen zukünftig gebündelt vom NB an LF bzw. ÜNB übermittelt.)

Im [zweiten Eckpunktepapier](#) der BNetzA vom 07.02.2025 wurde die zentrale Messwerteverarbeitung für Werte auf Ebene der Malo spezifiziert. Demnach übernimmt der MaBiS-Hub auch derzeit zentrale Aufgaben des MSB. Auf Basis von Werten der Melo bildet er, unter Berücksichtigung möglicher Berechnungsformeln, die Werte der Malo und versendet diese an berechnete Marktpartner. Neben einer einheitlichen Ersatzwertbildung nach definierten Regeln soll durch eine stetig erfolgende Plausibilisierung eine erheblich gesteigerte Messwertequalität durch den MaBiS-Hub erzielt werden.

GRUNDLAGEN DER BILANZIERUNG IM MABIS-HUB

VON DER EINZEL- ZUR BILANZKREISZEITREIHE

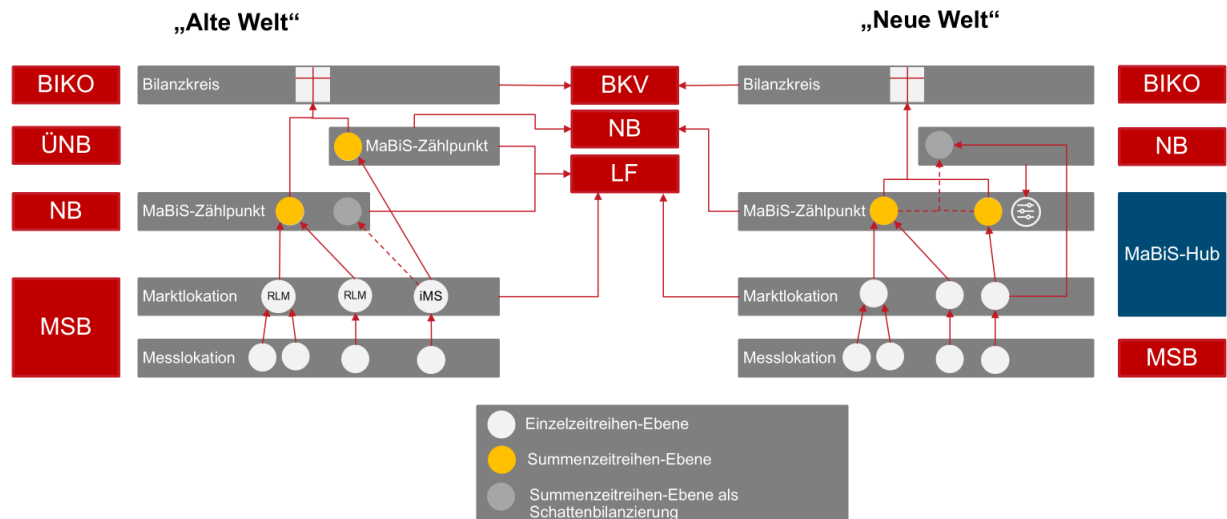


Abbildung 3 Vergleich Bilanzierung nach aktueller MaBiS und dem zukünftigen MaBiS-Hub

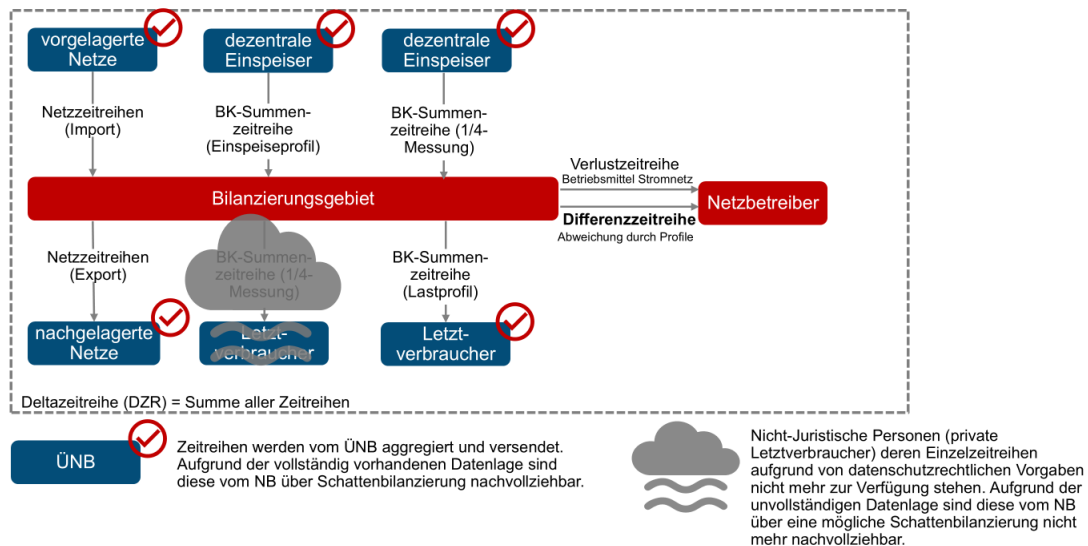
Sieht man von der regulatorisch nicht notwendigen Schattenbilanzierung des NB ab, ist in Abbildung 3 gut erkennbar, dass sich die Bildung und Verteilung der Summenzeitreihen vereinfacht und zentral bei einem Marktakteur gebündelt ist. Durch den Wegfall der aktuell abweichenden Aggregationsverantwortungen von iMS werden die BG-SZR obsolet und auch die Berechnung der Deltazeitreihen vereinfacht sich stark.

Was dies für die Mengenzuordnung für den NB in seinem Bilanzierungsgebiet bedeutet, wird in Abbildung 4 deutlich. Mit den BK-SZR für viertelstundengemessene Letztverbraucher (Ausspeiser) kann der NB eine zentrale Input-Größe für seine DBA nicht mehr genau nachvollziehen. Diese Summenzeitreihen liegen für ihn sprichwörtlich im Nebel. Das hat für ihn zur Folge, dass die vorhandenen Abweichungen zwischen Ein- und Ausspeisung nicht mehr hinreichend genau auf ihre Herkunft analysiert werden können und damit auch im Nebel verschwimmen.

GRUNDLAGEN DER BILANZIERUNG (MABIS-HUB)

SCHEMA DER MENGENZUORDNUNG DURCH DEN NETZBETREIBER

items
hochfrequenz



Aus Gründen des finanziellen Risikos wird das Interesse der NB an der DBA bzw. DZR weiterhin so groß sein, dass sie alles daransetzen werden, eine bestmögliche Schattenbilanzierung aufzubauen. Das führt zwangsläufig zu doppeltem Aufwand und gesamtwirtschaftlichen Kostensteigerung anstatt wie geplant zu Effizienzsteigerungen und Entlastungen.

Die Differenzzeitreihe im Fokus: Wie sich der MaBiS-Hub und die fehlende Kontrollmöglichkeiten auf die Datenqualität auswirken

Die NB haben großes Interesse an qualitativ hochwertigen Daten, sowie deren fristgerechter Bereitstellung. Dies betrifft insbesondere wettbewerbliche Messstellenbetreiber, da sie auf diese Daten, im Gegensatz zu grundzuständigen (eigenen) MSB weniger Zugriffsmöglichkeiten und erschwerte Kommunikationswege haben. Dementsprechend haben viele Netzbetreiber über die Jahre Kompetenzen aufgebaut und Prozesse etabliert, die neben der Qualitätskontrolle auch die gezielte Nachforderung von fehlenden und unplausiblen Werten umfasst.

Diesen Aufwand betreiben sie, da sie für ihren Differenzbilanzkreis verantwortlich sind und die hierfür benötigten Mengen im Bilanzkreis beschaffen müssen. Hier ergibt sich eine Diskrepanz zwischen der wirtschaftlichen Verantwortung, die beim NB verbleibt, und der Aggregation durch den MaBiS-Hub. Die deutlich erschwerte Schattenbilanzierung durch fehlende Zeitreihen verschärft das Thema zudem.

Um die Qualität der Bewirtschaftung der Differenzzeitreihe aufrecht zu halten, muss der NB weiterhin in der Lage sein, die dahintersteckenden Prozesse und Daten zu prüfen und im Detail auf gewisse Daten Einfluss zu nehmen. Dem entgegen steht die geplante Messwertverarbeitung durch den MaBiS-Hub. Dem NB wäre es nicht mehr möglich, die Vollständigkeit und Qualität von Lastgängen zu prüfen und darauf aufbauend unplausible Daten zu reklamieren. Zudem könnten falsch zugeordnete Mengen deutlich schwieriger identifiziert werden.

Kurzum, ohne Informationen zu den Einzelzeitreihen der privaten Ausspeiseanlagen ist weder eine exakte Kontrolle der DBA noch eine qualitativ hochwertige Beschaffung der Mengen für den Differenzbilanzkreis möglich.

Darüber hinaus gestaltet sich eine Plausibilisierung und Ersatzwertbildung ohne tiefgreifende Informationen von MSB und NB äußerst schwierig. Sie kennen neben der Topologie auch das historische Verhalten und haben exakt Kenntnisse über verbaute Anlagen.

Gesteigertes Prognoserisiko für den Differenzbilanzkreis durch Integration der Mehr-/Mindermengenabrechnung über die rollierende Abrechnung.

Die Differenzzeitreihe ist nach den neuen Ausführungen im [2. Eckpunktepapier](#) nicht mehr als statisch anzusehen. Sie wird sich über die Monate mit stetig fortschreitender Aufnahme der Mehr-/Mindermengenabrechnung ändern. Das Ganze resultiert aus dem Vorhaben, die Differenz zwischen Prognose* und tatsächlicher Energiemenge in die rollierende Abrechnung des MaBiS-Hubs zu integrieren. Plan ist die in der rollierenden Abrechnung berücksichtigte Jahresverbrauchsprognose durch die tatsächliche Energiemenge eines Abrechnungszeitraums mit deren Bekanntwerden zu ersetzen.

Da die Mengenveränderungen nach der Abrechnung der Mehr-/ Mindermengen zum Zeitpunkt der Erstellung der Prognose für den Differenzbilanzkreis nicht abschätzbar sind, wird sich die Prognosequalität zwangsläufig verschlechtern. Die rückwirkende Änderung könnte zu Ausgleichsenergiekosten des NB führen.

***VERTIEFUNG:**

Zur Bilanzierung auf Basis von Profilen werden je Kunde individuelle Jahresverbrauchsprognosen herangezogen, mit denen dann die Standardlastprofile multipliziert werden. Die tatsächliche Jahresverbrauchsprognose basiert in der Regel auf den Verbräuchen der vorangegangenen Jahre. Die sich ergebende Differenz zwischen den bilanzierten Mengen und dem tatsächlichen Verbrauch werden in der Mehr-/Mindermengenabrechnung zwischen NB und LF nachgelagert abgerechnet. Die Differenz in der monatlichen Bilanz des Bilanzierungsgebietes werden im Differenzbilanzkreis erfasst, dieser wird vom NB bewirtschaftet.

Was sagen die Netzbetreiber im Rahmen des Konsultationsprozesses zum Thema Datenqualität?

Im Folgenden stellen wir Ihnen eine komprimierte Zusammenfassung des Feedbacks aus [der zweiten Konsultation der BNetzA](#) vor:

Die Netzbetreiber unterstützen ausdrücklich das Ziel, die Datenqualität zu erhöhen – hierin sind sich alle einig: „Das Ziel, die Datenqualität zu erhöhen, befürworten wir.“ Allerdings herrscht Skepsis, ob der vorgeschlagene Weg dies erreicht.

Viele betonen, dass die Qualität vor allem von den vorgelagerten Prozessen abhängt: der Messung vor Ort und der korrekten Übermittlung der Messwerte durch die MSB. „Wesentlich für die Qualität sind Stamm- und Bewegungsdaten, nicht die eigentliche Aggregation.“. Mit anderen Worten: Ein Hub kann nur mit den Daten arbeiten, die eingespeist werden. Wenn diese unvollständig oder fehlerhaft sind, muss auch der Hub mit Ersatzwerten arbeiten.

Die Netzbetreiber äußern zwei Hauptanliegen bezüglich Datenqualität: Vermeidung von Verschlechterung und Schaffung von Anreizen/Regeln für Verbesserung. Ersteres bedeutet, dass durch die Umstellung keine

Informationsverluste auftreten dürfen. Zum Beispiel wurde angemerkt, dass der Hub bei der Ersatzwertbildung alle nötigen Kontextinformationen haben muss – etwa Anlagenausfälle, Zählerstände vor Ort, etc..

Ein technischer Expertenhinweis (vom VDE|FNN) lautet, dass weiterhin die MSB-Backends eingebunden sein müssen, da sie wichtige Gerätedaten haben.

Auch schwierige Messkonzepte mit komplizierten Berechnungsformeln wurden häufiger in der 2. Konsultation thematisiert. Es existieren im Markt komplexe Konstrukte, die auf individuellen Berechnungen basieren und bilateral zwischen NB und MSB ausgetauscht werden müssen. Hier müsste vorab eine entsprechende Marktkommunikation der Berechnungsformel erweitert werden oder eine Einschränkung über standardisierte Anschlusskonzepte stattfinden. Ohne weiteres ist auch eine Plausibilisierung bzw. Ersatzwertbildung gar nicht möglich.

Beim Thema Anreize und Regeln gehen die Stellungnahmen ins Detail: Es wird gefordert, verbindliche Qualitätskennzahlen und Grenzwerte festzulegen, wann z.B. ein Messwert als plausibel gilt, wann Ersatzwertbildung greift etc.

Zudem soll – wie erwähnt – ein Service Level Agreement (SLA) definiert werden, das festschreibt, welche Qualität die Hub-Datenlieferungen haben müssen und was passiert, wenn diese verletzt wird. Insbesondere wollen die VNB, dass bei Datenproblemen der Verursacher identifizierbar ist und haftet. So eine „No Fault“-Situation wie heute - jeder schiebt Schuld auf den anderen - soll vermieden werden. Beispielsweise: Wenn ein MSB ständig verspätete Werte liefert und der Hub daher schätzen muss, sollte der MSB zur Rechenschaft gezogen werden können. Umgekehrt, wenn der Hub Fehler macht, dürfen die VNB nicht darunter leiden. Diese Logik knüpft wieder ans Verantwortungs- und Clearing-Thema an.

Einige Netzbetreiber regen auch Anreizsysteme an: Zum Beispiel könnten Netzbetreiber belohnt werden, die besonders gute Datenqualität liefern, oder MSB, die Ausfälle minimieren. Ebenso sollen Lieferanten Verantwortung übernehmen, indem sie präzisere Prognoseverfahren einsetzen, wenn sie die Referenzprofile erhalten. Kostenwahrheit ist ein Stichwort – schlechte Datenqualität soll irgendwo „wehtun“ (Kosten verursachen), um Verbesserungen zu motivieren.

Die zentrale Messwertverarbeitung an sich sehen viele praktisch veranlagte Netzbetreiber mit gemischten Gefühlen. Positiv: Sie verspricht einheitliche Verfahren (z.B. eine einheitliche Ersatzwertbildung nach MeteringCode) und ggf. schnellere Bereitstellung von bereinigten Werten. Negativ: Sie ist technisch komplex und kommt on top zu den bestehenden MSB-Systemen. Einige fürchten sogar, dass near-real-time Daten (Tarifanwendungsfall 9/10, z.B. Ladepunkte) durch den Hub verzögert werden könnten, wenn erst alles zentral läuft. Hier plädieren Akteure, Echtzeit-Daten direkt weiterzugeben und den Hub nur mit aggregierten Werten zu speisen, um keine Innovationsbremsen einzubauen.

In Summe steht Datenqualität als zentrales Erfolgsmerkmal: Die Netzbetreiber sagen sinngemäß, wenn der Hub nicht mindestens so gute Daten liefert wie das heutige System – eher bessere –, dann ist er gescheitert. Sie erwarten klare Qualitätskonzepte, Überwachungsmechanismen und Verantwortlichkeiten. Gelingt dies, sehen sie eine Chance auf verbesserte Prognosen und weniger Ausgleichsenergie. Gelingt es nicht, droht ein teures Experiment ohne Mehrwert.

Was der MaBiS-Hub für die IT-Systeme bedeutet

Die Einführung des MaBiS-Hubs wird tiefgreifende Auswirkungen auf die IT-Landschaft der Marktteilnehmer haben – insbesondere für Netzbetreiber. Sämtliche bestehenden Systeme, die bislang für bilanzierungsrelevante Prozesse zuständig sind, müssen zukünftig in der Lage sein, mit dem MaBiS-Hub zu kommunizieren. Dies betrifft sowohl die Zählerdatensysteme der Messstellenbetreiber (MSB), die Energiemengen-Datenmanagementsysteme (EDM) der Verteilnetzbetreiber (VNB), als auch die Abrechnungs- und Prognosesysteme der Lieferanten. Jede dieser Systemkomponenten muss mit entsprechenden Schnittstellen zum Hub erweitert werden, was erhebliche Entwicklungs-, Test- und Wartungsaufwände nach sich zieht.

Ein zentrales Problem aus Sicht der Netzbetreiber ist die drohende Entstehung von Doppelstrukturen. Da der MaBiS-Hub nicht sämtliche Aufgaben eines Netzbetreibers übernimmt – beispielsweise bleiben Netzverluste, das interne Berichtswesen sowie die Netznutzungsabrechnung in deren Verantwortung – müssen VNB weiterhin ihre eigenen IT-Lösungen für diese Prozesse vorhalten. Der Hub ergänzt die bestehende Systemlandschaft also lediglich, anstatt Altsysteme vollständig zu ersetzen. Dies führt nicht nur zu erhöhter Systemkomplexität, sondern auch zu zusätzlichen finanziellen Belastungen. Ein häufig geäußelter Kritikpunkt lautet deshalb: „Eine Kostenreduzierung durch die Zentralisierung ist nicht zu erwarten. Stattdessen bedeutet die Einführung beträchtliche zusätzliche Investitionen bei allen Beteiligten.“

Insbesondere kleinere Stadtwerke und Netzbetreiber könnten sich dadurch vor große Herausforderungen gestellt sehen. Sie verfügen oft nicht über die personellen Ressourcen, um sowohl den laufenden Betrieb ihrer bestehenden Systeme sicherzustellen als auch gleichzeitig die Integration des MaBiS-Hubs technisch umzusetzen und zu pflegen. Der zusätzliche Aufwand für IT-Administration, Schulungen und den laufenden Support könnte zur Belastung werden – Kooperationen werden somit gefragter werden.

Neben der technischen Komplexität betrifft die Einführung des MaBiS-Hubs auch die operative IT-Prozesslandschaft. Die Notwendigkeit zur Schattenbilanzierung, die bereits heute aus Gründen der Datenqualität von vielen Netzbetreibern praktiziert wird, bleibt weiterhin bestehen – möglicherweise sogar in verstärktem Maße, da wichtige Einzelzeitreihen im neuen Modell nicht mehr direkt zugänglich sind. Dies bedeutet, dass bestehende bilanzierungsrelevante Systeme angepasst und erweitert werden müssen, um trotz zentralisierter Aggregation weiterhin eigene Plausibilitätsprüfungen durchführen zu können.

Darüber hinaus müssen IT-Systeme in der Lage sein, kurzfristig auf Datenkorrekturen und Clearingprozesse zu reagieren. Hierzu sind hohe Anforderungen an Schnittstellenqualität, Datensynchronisierung und Prozessautomatisierung zu erfüllen. Das geplante Service Level Agreement (SLA) für die Datenlieferung des Hubs verlangt auch auf Seiten der Netzbetreiber eine technische Infrastruktur, die eine ständige Überwachung und Bewertung der gelieferten Daten ermöglicht.

Bisher sind wir davon ausgegangen, dass die NB an ihren bestehenden Kompetenzen festhalten und die Prüfung ihrer aktuellen Prozesse beibehalten. Natürlich ist auch denkbar, dass Ressourcen gezielt abgebaut werden und auf die erhaltenen Daten vertraut werden. Die daraus resultierenden Risiken stehen den dann erzielten Einsparungen entgegen, insbesondere kleinere NB werden sich diese Frage stellen müssen. Denkt man weiter, drängt sich die Frage auf, ob die Einführung des MaBiS-Hubs erst der Anfang ist. Folgt darauf eine fortschreitende Zentralisierung von weiteren Prozessen hin zu den ÜNB und weg von den einzelnen NBs?

Die IT-technische Umsetzung des MaBiS-Hubs wird zum kritischen Erfolgsfaktor für dessen Akzeptanz und langfristige Funktionsfähigkeit. Netzbetreiber fordern daher klare Vorgaben für Schnittstellenstandards, Unterstützungsangebote für kleinere Unternehmen sowie verbindliche Regelungen zur Vermeidung von Mehrfachstrukturen. Ohne entsprechende Unterstützung und klare Rahmenbedingungen droht die zentrale Zielsetzung – nämlich Effizienzsteigerung und Kostensenkung durch Zentralisierung – ins Gegenteil umzuschlagen: steigende IT-Kosten, erhöhte Komplexität und eine Gefährdung der Datenqualität. Alternativ könnte man natürlich darüber nachdenken, alle Funktionen auf den ÜNB zu übertragen, dann wäre der MaBiS-Hub nur ein erster Schritt [ML].

Dieser Beitrag ist entstanden mit Dennis Stelzig von der Hochfrequenz Unternehmensberatung GmbH:

Dennis Stelzig ist seit 2020 Teil des Teams von Hochfrequenz. Seine Schwerpunkte liegen im Energiedatenmanagement sowie in den Prozessen rund um die Bilanzkreisabrechnung für Strom und Gas.

Hochfrequenz Unternehmensberatung GmbH: Hochfrequenz berät seit über 15 Jahren in der deutschsprachigen Energiewirtschaft plattform- und marktrollenübergreifend in den Bereichen Prozesse, Entwicklung und Migration. Der Fokus liegt dabei meist auf der IT-technischen Konzeption und Umsetzung. Energiedatenmanagement und Bilanzierung sind hierbei Schwerpunktthemen.

➔ [Zurück zum Inhaltsverzeichnis](#)

Rückzahlungsverpflichtungen? - Was das Berliner Urteil für die Preisspaltung der Grundversorgung in der Energiepreiskrise bedeutet (30.04.2025)

Am 21.03.2025 hat das Kammergericht (KG) Berlin in einem viel beachteten Urteil entschieden, dass die Preisspaltung in der Grundversorgung rechtswidrig sei. Konkret durften Energieversorger während der Gaspreiskrise Neukunden in der Grund- und Ersatzversorgung keine höheren Preise berechnen als Bestandskunden. Das Gericht stellte fest, dass für alle Kunden in der Grundversorgung ein einheitlicher Preis gelten muss, unabhängig vom Zeitpunkt des Vertragsschlusses. Die Entscheidung betrifft vor allem Belieferungszeiträume vor Juni 2022, da der Gesetzgeber damals klare Regeln zur Preisgestaltung eingeführt hat. Das Urteil ist noch nicht rechtskräftig; die Revision zum Bundesgerichtshof (BGH) wurde ausdrücklich zugelassen. Wir haben uns einmal im Kern angeschaut, was das Urteil konkret besagt, wo wir stehen und was Lieferanten beachten sollten:

Das Urteil einfach erklärt

- Worum ging es?
 - Während der Gaspreiskrise (Ende 2021 bis Frühjahr 2022) haben viele Energieversorger Neukunden in der Grundversorgung höhere Preise berechnet als ihren bestehenden Kunden.
 - Grundversorgung bedeutet: Jeder Haushalt hat das Recht auf eine Mindestversorgung mit Strom oder Gas, selbst wenn er keinen Vertrag abgeschlossen hat.

- Was hat das Gericht entschieden?
 - Diese Preisunterschiede zwischen Neukunden und Bestandskunden in der Grundversorgung sind nicht erlaubt.
 - Für alle Kunden in der Grundversorgung müssen gleiche Preise gelten – egal, wann sie Kunde geworden sind.
 - Das Gericht sagt: Man darf nicht einfach mehr verlangen, nur weil jemand neu ist.
- Ist das endgültig?
 - Nein. Das Urteil ist noch nicht rechtskräftig.
 - Es kann noch vom Bundesgerichtshof (BGH) überprüft werden.

Warum ist das wichtig?

- Vergangene Praxis:
 - Viele Anbieter hatten in der Krise Gas für Neukunden teurer verkauft, um die stark gestiegenen Einkaufspreise abzusichern.
 - Das Kammergericht Berlin sagt jetzt: Das war in der Grundversorgung rechtswidrig.
- Was bedeutet das für alte Fälle?
 - Kunden, die zwischen Dezember 2021 und April 2022 mehr bezahlt haben, könnten unter Umständen Geld zurückfordern.
 - Aber: Nur für diese Zeiträume, weil später eine neue gesetzliche Regelung kam.

Was hat sich für Versorger geändert?

- Ab Juni 2022 gilt ein neues Gesetz:
 - In der Grundversorgung darf es keine Preisspaltung mehr geben.
 - Aber: In der Ersatzversorgung (wenn Kunden plötzlich ohne Anbieter dastehen) dürfen Versorger höhere Preise verlangen.
 - Versorger dürfen diese Ersatzversorgungspreise jetzt flexibel anpassen, auch ohne Vorankündigung, z. B. wenn der Einkaufspreis plötzlich steigt.

Konsequenzen für Lieferanten

- Für Alt-Fälle (vor Juni 2022):
 - Risiko von Rückzahlungen, wenn Neukunden in der Grundversorgung mehr bezahlt haben.
 - Kunden oder Verbände (wie die Verbraucherzentrale) könnten weitere Klagen einreichen.
 - Unternehmen sollten ihre damalige Preispolitik prüfen.
- Für die Zukunft:
 - Keine Preisdifferenzierung mehr in der Grundversorgung zulässig.
 - Ersatzversorgung kann teurer sein – dort haben Versorger mehr Freiheit.



- Rechtssicherheit ist durch das neue Gesetz deutlich gestiegen.
- Wirtschaftlich:
 - Grundversorgung bleibt kostspielig, wenn die Beschaffung teuer ist.
 - Aber durch die flexiblen Preise in der Ersatzversorgung können Anbieter schneller reagieren und Verluste begrenzen [ML].

Quelle: [dejure.org](#) – [Rechtsprechung, KG, 21.03.2025 - MK 1/22 EnWG](#), abgerufen am 30.04.2025.

➔ [Zurück zum Inhaltsverzeichnis](#)

Katherina Reiche setzt neue Akzente in der deutschen Energiepolitik (12.05.2025)

Aus dem BMWK wird das BMWF. Damit einher geht nicht nur eine neue Profilierung des neuen Ministeriums, sondern auch ein Kompetenztransfer zu anderen Ministerien.

Zuständigkeiten und erste Personalien

- Das derzeit noch nicht vollständige Organigramm des neuen Ministeriums unter Katherina Reiche wird kompakter ausfallen als das bisherige BMWK. Die Verantwortlichkeiten für Klimaschutz und Klimapartnerschaften wechseln ins Umweltministerium, die Raumfahrt geht ins Forschungsministerium, und die Bereiche Digitalpolitik sowie Bürokratieabbau werden dem neu gegründeten Digitalministerium zugeordnet.
- Keine Zuständigkeiten wurden hingegen an das Bauministerium abgegeben. Somit bleiben Energie- und Bauministerium weiterhin gemeinsam für die zentralen Vorhaben der Wärmewende, wie das Gebäudeenergiegesetz und das Wärmeplanungsgesetz, verantwortlich.
- Als neuer verbeamteter Staatssekretär für Wirtschaft und Energie hat Ministerin Reiche am 12.05.2025 Frank Wetzel ernannt. Er wird das BMWF auch in der politischen Koordinierung mit dem Bundeskanzleramt vertreten. Genau dort hat er ein politisches Zuhause, denn seit 2007 koordinierte er im Bundeskanzleramt wirtschaftspolitische Themen, insbesondere aus dem Bereich der Industrie- und Innovationspolitik. Im Jahr 2024 übernahm er zusätzlich die Leitung der Gruppe für nationale und internationale Wirtschaftspolitik. Bereits von 2002 bis 2007 war der Jurist als stellvertretender Leiter der Wirtschaftsabteilung bei der Ständigen Vertretung Deutschlands bei der EU in Brüssel tätig.
- Laut Beobachtern hat Wetzel aus dem Kanzleramt heraus hervorragende Arbeit geleistet, als Deutschland nach dem russischen Angriffskrieg in Rekordzeit seine Energieversorgung umstellen musste. Der CDU-nahe Wetzel ist ein erfahrener Krisenmanager im Bereich Versorgungssicherheit. Bereits unter Angela Merkel war er in der großen Koalition im Kanzleramt für Industriepolitik zuständig. In den vergangenen drei Jahren hat er dort zudem enge Kontakte zur SPD geknüpft – ein Vorteil, der in der neuen schwarz-roten Koalition sicherlich von Bedeutung ist.

- Bernhard Kluttig, der als parteiloser seit November 2024 unter anderem die Europapolitik verantwortet, soll zunächst wohl sein Amt behalten. Vorher leitete er die Abteilung für Industriepolitik.
- Als weitere wichtige Personalie ist Stephanie von Ahlefeldt als Energiestaatssekretärin im Gespräch. Ihre Karriere begann im Wirtschaftsministerium und im Bundeskanzleramt, bevor sie in den 2010er-Jahren zur CDU/CSU-Bundestagsfraktion wechselte. Dort arbeitete sie zuletzt unter Carsten Linnemann, heute CDU-Generalsekretär, der damals die Mittelstandsinitiative MIT leitete. Im September 2019 kehrte von Ahlefeldt ins damals CDU-geführte Wirtschaftsministerium zurück und übernahm die Leitung der Abteilung für Strom und Netze. Besonders ihre Unterstützung für restriktive Abstandsregelungen von Windkraftanlagen zu Wohnhäusern hat ihr Kritik eingebracht.
- Nach ihrem Ausscheiden übernahm Volker Oschmann ihre Rolle. Oschmann, Ministeriumsurgestein und EEG-Experte, war unter Habeck in die Leitungsfunktion hochgewechselt und scheidet nun aus.
- Gerüchten zufolge könnte Ahlefeldt auch die Abteilung Wärme übernehmen und damit für die Reform des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) verantwortlich sein, die von der Union gefordert wird. In dieser Rolle könnte sie auf eine deutliche Abschwächung hinarbeiten – eine Linie, die ihrem bisherigen beruflichen Umfeld entspricht.
- Die Mittelstands- und Wirtschaftsunion (MIT), deren Einfluss im BMWF durch die Ernennung ihrer Vorsitzenden Connemann zur parlamentarischen Staatssekretärin gestärkt wurde, setzt sich dafür ein, die Transformation des Wärmesektors vollständig dem Emissionshandel zu überlassen.
- Neben Gitta Connemann ist Stefan Rouenhoff zum zweiten Parlamentarischen Staatssekretär berufen worden. Beide gelten eher als wirtschaftspolitisch konservativ. Die Zahl der parlamentarischen Staatssekretäre wird von drei auf zwei reduziert.
- Die bisherigen Leiter zentraler Abteilungen, z.B. der für Wärme zuständige Christian Maaß oder der für Wirtschaftspolitik verantwortliche Philipp Steinberg, seit Zeiten von Sigmar Gabriel im Ministerium dürften, genau wie Volker Oschmann, der zuletzt für Strom zuständig war, keine Zukunft im neuen BMWF haben.
- Für den Bereich Strom wird Christian Schmidt gehandelt, der bisher im Team von Frank Wetzel zuständig für Energiepolitik und Energiewende ist. Thomas Steffen, der aktuell noch Staatssekretär im Bundesgesundheitsministerium ist, ist ebenfalls im Gespräch ins BMWF zu wechseln.
- Noch offen ist, wer Sprecherin oder Sprecher des BMWF wird.

Energiepolitischer Fokus des neuen BMWFs

- Die neue deutsche Wirtschafts- und Energieministerin, erklärte bei ihrer Antrittsrede, Deutschland müsse „eine neue Vereinbarung über die Grundlagen“ finden, um einen freieren Energiemarkt zu schaffen und mehr Innovation im Sektor zu erreichen, wobei die Energiesicherheit oberste Priorität habe.

- Während der Ausbau von Wind- und Solarenergie Deutschland Fortschritte beim Klimaschutz ermöglicht habe, seien systemische Risiken und Kosten unterschätzt worden.
- In ihrer Antrittsrede im Ministerium sagte Reiche, das Land brauche einen „Realitätscheck“ in der Energiepolitik, was bedeute, dass der weitere Ausbau erneuerbarer Energiequellen besser mit dem Netzausbau abgestimmt werden müsse.
- Sie argumentierte, dass „erneuerbare Energiequellen allein nicht in der Lage sein werden, eine Industrienation wie Deutschland zuverlässig und bezahlbar mit Strom zu versorgen“ und fügte hinzu, dass die geplanten Ausschreibungen für bis zu 20 Gigawatt neue Gaskraftwerkskapazität schnell gestartet würden. Gleichzeitig müsse das Land eine größere Rolle für das Kohlenstoffmanagement (CCS/CCU) zulassen.
- Reiche betonte, sie werde daran arbeiten, die im Koalitionsvertrag vereinbarten Maßnahmen umzusetzen, darunter auch die Nutzung von Reservekraftwerken zur Stabilisierung der Preise anstatt nur zur Gewährleistung der Netzstabilität.
- In ihrer Antrittsrede hätte Reiche [laut Manuskript](#) zum umstrittenen Gebäudeenergiegesetzes unmissverständlich klarstellen sollen. „Das aktuelle Gesetz führt zu Attentismus statt zu der gewünschten Welle an Klimaschutzinvestitionen im Gebäudebestand“, sollte sie demnach unterstreichen: „Wir wollen mit flexiblen Regeln, die sich an der langfristigen CO₂-Reduzierung orientieren, den Investitionsstau im Altbau auflösen.“ Doch tatsächlich ließ Reiche diesen Abschnitt in [ihrer Rede](#) aus.
- Sie spricht sich klar für die Einführung eines Industriestrompreises, die Reform der Netzentgeltsystematik und den Einsatz von Reservekraftwerken zur Stabilisierung der Strompreise aus – alles Vorhaben, bei denen auch die EU-Kommission als Wettbewerbsaufsicht überzeugt werden muss.
- Die neue Ministerin sagte, dass Russlands Krieg sowie die Handelspolitik der US-Regierung unter Präsident Donald Trump die wirtschaftlichen Probleme des Landes verschärften, betonte jedoch, dass die Ursache der Probleme des Landes „Made in Germany“ sei. Gleichzeitig fügte sie hinzu: Das bedeute, dass die Lösung auch ‚Made in Germany‘ sein kann. Ihr Ansatz werde eine Politik sein, die sich nicht primär auf Regulierung stützt, sondern auf Aktivierung und darauf, dass Marktteilnehmer Verantwortung für sich selbst übernehmen.

Neue Ausrichtung auf Markt, Technologieoffenheit und Preisstabilität

- Aus den Zuständigkeiten und Personalien ergibt sich ein Bild, nach dem das neue BMW-Energiepolitische Büro sich energiepolitisch einerseits technologie- und marktoffener positionieren möchte und dafür auch die personellen Grundlagen schafft. Es deutet alles stark darauf hin, dass der wirtschaftskonservative Unionsflügel an Einfluss gewinnt.

- Einige der bisher vorgeschlagenen Initiativen wie die Ausschreibung von 20 Gigawatt an Gaskraftwerken oder dem Einsatz von Reservekraftwerken stehen unter Vorbehalt der EU-Wettbewerbsregelungen. Eine doppelte Infrastruktur durch die geplante Verbindung von Gaskraftwerken mit Kohlenstoffabscheidung und Speicherung (CCS) und des gleichzeitigen Hochlaufs des Wasserstoffkernnetzes könnte finanziell an Grenzen stoßen.
- Unklar ist zurzeit, ob es im Rahmen des Bürokratieabbaus weiterhin vier Verbeamtete Staatssekretäre geben wird. [CA]

➔ [Zurück zum Inhaltsverzeichnis](#)

PRAXISIMPULSE

§12 EnWG: Fahrplan für den Anlagen-TÜV im Überblick (02.05.2025)

Mit Beschluss der kleinen EnWG-Novelle vom 25.02.2025 sind Messtellenbetreiber (MSB), Verteilnetzbetreiber (VNB) und Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) nach §12 Abs.2a-h EnWG verpflichtet, eine jährliche Testung der verbauten Steuerungstechnik wie intelligente Messsysteme (iMS) und Rundsteuertechnik durchzuführen, welche von den ÜNBs jeweils zum 30.11 eines Jahres veröffentlicht werden sollen.

- Das Monitoring dient als Grundlage für die zuständigen Behörden den Einbau und die Funktionsfähigkeit der Steuerungstechnik zu überwachen.
- MSBs und Netzbetreiber müssen daher neue Prozesse und Nachweispflichten umsetzen.
- Da allerdings noch nicht alle Informationen bzgl. der Dokumentations- und Testvorgaben vorliegen, muss dies auf der Projektzeitachse berücksichtigt werden. Das Beratungshaus BET hat diesbezüglich eine Zeitachse auf der Plattform LinkedIn veröffentlicht, welche die wesentlichen Anforderungen und Fristen zusammenfassen [ML]:

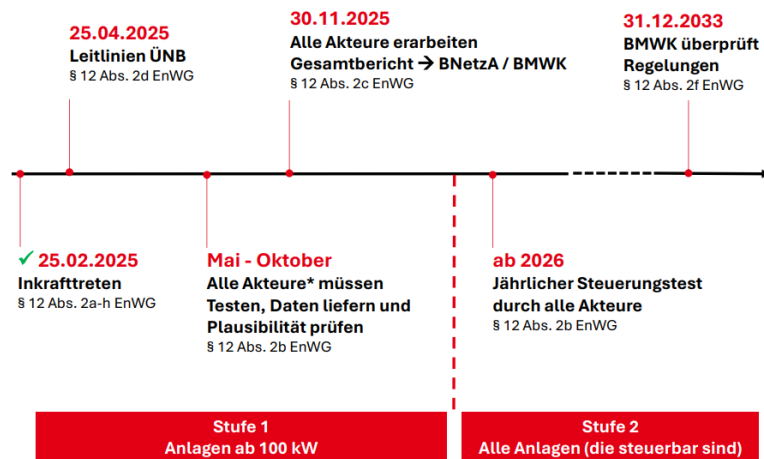
B E T

Der Anlagen-Check muss gemäß § 12 Abs. 2a-h EnWG ab 2025 jährlich durchgeführt werden und vom ÜNB an die BNetzA übermittelt werden

Pflichten für MSB, VNB und ÜNB

- **§ 12 Abs. 2a EnWG**
Jeder VNB muss Anpassungen an den Anlagen vornehmen und die Ist-Einspeisung abrufen können
- **§ 12 Abs. 2b EnWG**
Pflichten müssen durch alle Akteure jährlich erfüllt und die Ergebnisse übermittelt werden
- **§ 12 Abs. 2c EnWG**
MSB, VNB und ÜNBs müssen gemeinsam einen Gesamtbericht erarbeiten und dem BMWK & BNetzA vorlegen
- **§ 12 Abs. 2d EnWG**
ÜNBs müssen auf der Internetseite bis 25.04.25 einheitliche Richtlinien für VNB und MSB bereitstellen
- **§ 12 Abs. 2e,g,h EnWG**
Bei Nichterfüllung der Aufgaben können den Akteuren die Pflichten entzogen werden
- **§ 12 Abs. 2f EnWG**
BMWK überprüft bis Ende 2033 die praktische Anwendung und die Notwendigkeit einer Weitergeltung der Regelungen 2b bis 2e

Zeitplan Anlagen-Check für EE- KWK-Anlagen gemäß BDEW-Novelle



*Alle Akteure beinhalten die MSB, VNB und ÜNB

BET 46

Hinweis: Die ÜNB-Leitlinie ist mittlerweile bei [Netztransparenz](#) zu finden.

Wir beschäftigen uns gerade intensiv mit dem „Anlagen-TÜV“ und halten Sie dazu auf dem Laufenden.

Quelle: BET, [Anlagencheck gem. §12 Abs.2a-h EnWG](#), abgerufen am 30.04.2025

➔ [Zurück zum Inhaltsverzeichnis](#)



Flexible Netzanschlüsse: Muss der Vertrag diskriminierungsfrei sein? (30.04.2025)

Flexible Netzanschlüsse sind ein neues Instrument für Netzbetreiber, welches mit der EnWG-Novelle in §8a EEG für Erzeugungsanlagen und in §17b EnWG für Letztverbraucher geschaffen wurden.

- Flexible Netzanschlussverträge (§ 17 Abs. 2b EnWG) ermöglichen es Netzbetreibern, Netzanschlussnehmern eine Option anzubieten, bei der die maximale Entnahme- oder Einspeiseleistung dynamisch oder statisch begrenzt werden kann.
- Dies erfolgt in Fällen, in denen die Netzanschlusskapazität nicht ausreicht, um die vollständige Leistung der Anlage oder Verbrauchseinrichtung bereitzustellen.
- Der §8a EEG arbeite nach dem gleichen Prinzip, ist allerdings nur anzuwenden für Erzeugungsanlagen. Die Idee ist somit so einfach wie simpel: Durch die Mehrbelastung von Netzanschlüssen unter Beachtung des Netzzustandes (statisch oder dynamisch) können mehr Kunden an das Netz angeschlossen werden und die Auslastung des Netzanschlusses optimiert werden.
- Das Angebot flexibler Netzanschlüsse ist allerdings nicht verpflichtend und kann individuell vom Netzbetreiber angeboten werden. Die Fragen, die sich ergeben, sind: Was ist bei der Vertragsgestaltung zu beachten und wie diskriminierungsfrei sind diese Verträge auszustatten?

Vorgaben für Vertragsmindestdetails sind u.a. im EnWG / EEG zu finden

Hierzu zählen folgende Punkte:

- Höhe der Begrenzung der Entnahme- oder Einspeiseleistung.
- Zeitraum(e) der Begrenzung.
- Vertragsdauer.
- Technische Anforderungen an die Begrenzung.
- Haftung des Anschlussnehmers bei Überschreitung der maximalen Leistung / Einspeisung.

Vorgaben zur Diskriminierungsfreiheit finden sich an dieser Stelle nicht. Natürlich ist der Netzbetreiber im Sinne der Unbundlingvorschriften verpflichtet, diskriminierungsfrei zu agieren. Da aber flexible Netzanschlussverträge jedes Mal individuell zu prüfen und zu bewerten sind - gerade mit Blick auf den technischen Gegebenheiten - besteht für den Netzbetreiber eine gewisse Handlungsfreiheit.

Aus Sicht des Teams ESW sollten lediglich bei gleichen technischen Fällen ähnliche Maßstäbe gelten, was die Gestaltung eines flexiblen Netzanschlussvertrages angeht.

Hinweis: flexible Netznutzungsverträge – speziell das [Cable-Pooling](#) - ordnen wir auch ein in unserem Videoformat EnergiePerspekt [ML].

➔ [Zurück zum Inhaltsverzeichnis](#)



§14a – Gewährungsmöglichkeiten von Modul 1 bis 3 in Mieterstromprojekten (27.04.2025)

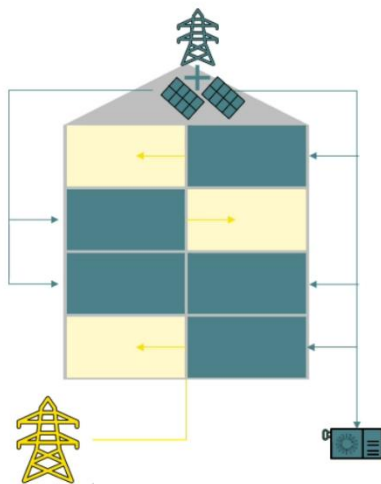
Der Markt für Mieterstrommodelle nimmt an Fahrt auf. Zusätzlich kommen auch komplexere Konstrukte zum Einsatz, bei denen es zur Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen wie z. B. Wärmepumpen oder Wallboxen kommt.

- Gerade bei neuen Inbetriebnahmen von Steuerbaren Verbrauchseinrichtungen (SteuVE), welche unter die §14a-Regelung vom 01.01.2024 fallen, kommt oft die Frage auf, welche Rechte und Möglichkeiten die Betreiber haben die reduzierten Netzentgelte nach Modul 1 bis Modul 3 in Anspruch zu nehmen.
- Hier existieren am Markt unterschiedliche Interpretationen bei denen wir als Team ESW eine mögliche Sichtweise vorstellen möchten, welche wir derzeit vertreten – der Hinweis ist in Kooperation mit der Unternehmensberatung Hochfrequenz entstanden auf Basis einer Fragestellung der ASEW:

ASEW 

2. Wärmepumpe und EnWG §14a

Wärmepumpe und Photovoltaik im MFH



- Situation:
 - PV-Anlage wird im Mieterstrommodell betrieben:
 - 5 Wohneinheiten und die Wärmepumpe nehmen am Mieterstrommodell teil
 - 3 Wohneinheiten erhalten zu 100% Strom aus dem Netz
- Fragestellung:
 - Kann die Wärmepumpe von §14a profitieren?
 - Welche Module stehen zur Verfügung?
 - Wenn ja: Profitieren die WE im Mieterstrom dann ebenfalls?
 - Wenn ja: Haben die Mieter bei Mieterwechsel die Möglichkeit das Modul zu wählen?

Quelle: Fachgespräch der ASEW zum Thema Mieter- und Gebäudestrom vom April 2024

- Beim Mieterstrommodell kennt der Netzbetreiber nur eine Malo, die abrechnungs- und bilanzierungsrelevant ist. Dabei ist es unerheblich, ob es sich um ein physikalisch gemessenes Mieterstrommodell oder um den virtuellen Summenzähler handelt.
- Gibt es eine Wärmepumpe hinter dieser Malo, die unter den §14a fällt, ist diese anmeldepflichtig für eine 14a-Vereinbarung. Damit erhält der Netzbetreiber das Recht zu dimmen und der Anlagenbetreiber das Anrecht auf reduzierte Netzentgelt nach seiner Wahl.
- Da es beim Mieterstrommodell jedoch nur eine Summen-Malo gibt, ist eine getrennte Messung und Abrechnung nicht möglich und daher entfällt auch Modul 2 per Definition. Der einzige Weg ein Modul 2 auf eine Wärmepumpe im Mieterstrommodell zu bekommen ist, dass hinter der Mieterstrommodell-Malo nur die PV-Anlage und die Wärmepumpe hängt. Was sinnbefreit wäre.

- Modul 1 kann sehr wohl auf das Mieterstrommodell Anwendung finden und damit auch die pauschale Reduzierung. Diese wird dem Mieterstrom-Betreiber an der Malo angerechnet. Wie dieser das ggf. an die Mieterstrom-Teilnehmer weiterschlüsselt, ist seine Entscheidung und liegt nicht im Interesse oder Verantwortungsbereich des Netzbetreibers.
- Es kann für die Malo auch Modul 3 beantragt werden. Allerdings muss hier dann die Prüfung auf RLM erfolgen, da das bei Modul 3 nicht zulässig ist. Dieses wird dem Mieterstrom-Betreiber an der Malo angerechnet auf den gesamt verbrauchten Strom an dieser Malo. Wie dieser das ggf. an die Mieterstrom-Teilnehmer weiterschlüsselt, ist seine Entscheidung und liegt nicht im Interesse oder Verantwortungsbereich des Netzbetreibers.
- Die technische Umsetzung des Modul 3 im Mieterstrommodell in den IT-Systemen ist allerdings eine nicht unterkomplexe Angelegenheit und geht in die Richtung Doppeltarif-Abrechnung im Mieterstrommodell, wie wir vor kurzem bereits erläutert hatten.
- Was Eigenes ist dann die gemeinschaftliche Gebäudeversorgung. Dort kann die Malo der separaten Messung für Modul 2 sehr wohl umgesetzt werden, da dort jede einzelne Malo abrechnungs-/bilanzierungsrelevant ist und die Deltastrombelieferung je Malo mit eigenem Lieferanten und Netznutzung abgerechnet wird. Da wäre die Wärmepumpe nur eine „Einheit mehr“ im Konstrukt, wenn sie separat gemessen wird. Da sind dann auf der Wärmepumpe alle drei Module denkbar [ML].

➔ [Zurück zum Inhaltsverzeichnis](#)

Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung: Wie ist mit Balkonkraftwerken umzugehen (17.04.2025)

Anfragen für die Umsetzung von Projekten als gemeinschaftliche Gebäudeversorgung (GemGeV) nehmen in der Energiewirtschaft stetig zu. Hierbei kommt es immer wieder zu Fällen, bei denen die Bewohner entweder schon Balkonkraftwerke besitzen oder nachträglich installieren wollen.

- Da ein Balkonkraftwerk die Einspeiseleistung am Netzanschlusspunkt verändert und GemGeV oft nur über einen virtuellen Summenzähler verfügen, der Netzbetreiber aber im Rahmen der Bilanzierung die gesamte Einspeiseleistung kennen muss, ist eine Lösung erforderlich.

Die Vorgehensweise einzelner Netzbetreiber den Einsatz von Balkonanlagen – im EnWG steckerfertige Solaranlagen genannt – einfach zu verbieten halten wir für nicht praxistauglich und rechtlich für problematisch. Folglich sehen wir drei verschiedene Möglichkeiten wie mit Balkonanlagen umgegangen werden kann:

1. Aufbau einer eigenen MaLo ohne Vergütung des Überschussstroms der steckerfertigen Solaranlage (Hinweis: für jede zusätzliche MaLo fallen zusätzliche Kosten im SAP an),
2. Installation eines physischen Summenzählers am Netzverknüpfungspunkt (Hinweis: Es fallen zusätzliche Kosten im Messkonzept an, welche der Betreiber des Gebäudestromobjektes vermutlich nicht tragen will).

3. Es findet eine einvernehmliche, bilaterale Einigung zwischen dem Gebäudestrombetreiber, Teilnehmern und dem Netzbetreiber statt, dass keine steckerfertigen Solaranlagen installiert werden.

Fazit

Gerade bei größeren Liegenschaften ist der Umgang mit Balkonanlagen mit Blick auf die Netzbelastung zu prüfen. Bsp.: Eine Wohneinheit mit 40 Parteien bei der jeder über ein Balkonkraftwerk von 800W Einspeiseleistung verfügt. In Summe ergibt sich eine Leistung 32 kW Leistung die ggf. der Leistung der PV-Anlage der GemGeV entsprechen kann.

Sollten sie weitere Fragen in diesem Zusammenhang haben, steht das Team ESW gern zur Verfügung und verweist ansonsten auf das bereits erstellte GemGeV-Konzept der items [ML].

➔ [Zurück zum Inhaltsverzeichnis](#)

§14a – Kostenanerkennung von digitalen ONTs vs. iMS (17.04.2025)

Die Digitalisierung des Niederspannungsnetzes ist für viele Netzbetreiber ein großes Thema bei dem die §14a-Regelung und der Aufbau der netzorientierten Steuerung eines der ganz großen Themen ist. Zwei wesentliche Aufgaben welche zur Vorbereitung des netzorientierten Steuerns gehören, sind die Bildung der jeweiligen Netzbereiche im Sinne des §14a und die Umsetzung der Mindestdigitalisierung zur Datenerhebung, welche als Grundlage der Berechnung der Netzzustandsdaten benötigt werden.

- Im Gegensatz zum Ursprungsdokument der BNetzA wo der Netzbetreiber eine Wahl hatte zwischen Trafostationsdigitalisierung und einer Mindestquote von 7 Prozent intelligenter Messsysteme (iMS) je Netzgebiet oder alternativ 15 Prozent iMS je Netzgebiet, sind die Vorgaben durch die Analysen des VDE in 2025 deutlich verschärft worden.
- Laut VDE ist die iMS-Quote nun abhängig von der jeweiligen Netzform. Je nach der Ausgestaltung können Quoten von bis zu 70 Prozent iMS je Netzgebiet entstehen. Eine Vorgabe, die den jetzigen Rollout nach dem Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) deutlich überschreiten würde und die schon bis 2029 umgesetzt sein müsste.
- Kein Wunder, dass sich viele Netzbetreiber nun fragen, welcher Digitalisierungsansatz gewählt werden sollte, um die hohen Kosten in die Netzdigitalisierung am besten tragen zu können.

Die Frage nach dem Digitalisierungsansatz

Aus Sicht der Netzwirtschaft ergeben sich hier zwei zentrale Fragen:

1. Ist es sinnvoller Trafostationen zu digitalisieren oder lieber mehr iMS auszurollen?
 2. Welche Kosten sind in der Regulierung besser anerkennungsfähig?
- Diese Fragen sind im Zuge der laufenden Konsultationen der BNetzA zur Neugestaltung der Netzregulierung nicht leicht zu beantworten, trotzdem haben wir im Team ESW versucht, hierzu eine Einschätzung abzugeben:



- Schauen wir auf den aktuellen Status Quo und die Anerkennungsfähigkeit von iMS-Kosten für Netzbetreiber, so sehen wir, dass diese als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten (dnbK) eingestuft werden. Somit unterliegen die Kosten für Netzbetreiber im Regelverfahren nicht dem Effizienzvergleich und können 1:1 durchgereicht werden.
- Allerdings gilt das nur für den Kostenanteil der POG nach §30 MsbG. Da für die Lastflussberechnung Netzzustandsdaten in minütlicher Auflösung nach TAF10 benötigt werden, stellt diese Leistung eine Zusatzleistung dar, welche extra zu vergüten ist und wiederum in den Effizienzvergleich einfließt.
- Außerdem kommt hinzu, dass der Netzbetreiber nach dem MsbG maximal verpflichtet ist, 25 Prozent der Messstellen im TAF 10 bereitzustellen. Da die Quote in Abhängigkeit der Netzform allerdings schnell überschritten sein kann, stellt dies für Netzbetreiber eine zusätzliche Hürde dar, sollte der gMSB nicht im eigenen Konzernverbund sein und individuelle Absprachen nicht möglich sein.
- Investitionen in Trafostationen unterliegen vollständig dem Effizienzvergleich und genießen nicht den Vorteil der Kostenanerkennung als dnbK.

Aus strategischer Sicht ergeben sich nun mehrere Aspekte, welche zu berücksichtigen sind:

- Zum einen besteht die Frage, wie lange die Messentgelte noch als dnbK anerkannt werden. Zwar wurde in der jüngsten RAMEN-Festlegung der Bundesnetzagentur bereits angedeutet, dass man sich vorstellen könne, die Anerkennung fortzusetzen. Allerdings galt dies vor der Aufhebung der Bündelungsregelung der POG, welche noch einmal zu einem deutlichen Anstieg der Netzentgelte führen dürfte. Da auf politischer Ebene die Senkung der Netzentgelte eine hohe Priorität genießt, welche aber durch die Messentgelte erhöht werden, wäre es denkbar, dass die Anerkennung der dnbK aufgehoben wird. Ähnliche Äußerungen waren bereits von der BNetzA zu hören.
- Hinzu kommt, dass bei einer Fokussierung auf iMS der jetzige Rollout deutlich beschleunigt werden müsste, um das netzorientierte Steuern ab 2029 zu ermöglichen. Auch sind deutlich mehr Messlokationen als die reinen Pflichteinbaufälle mit iMS auszustatten, sofern die Netzform dies erfordert. Der eigene gMSB könnte mit dem Rollout überfordert sein.
- Auch aus technischer Sicht dürfte vieles dafür sprechen die Trafostationen zu digitalisieren, da die Netzführung dadurch erleichtert würde und ein besseres Bild vom Niederspannungsnetz zustande kommt.

Unsere Sicht

- Mit Blick auf die drei Punkte, Kostenanerkennung, der Auslastung des gMSB und Vorteilen in der Netzführung plädieren wir daher dafür, dass der Netzbetreiber die Strategie der Trafostationsdigitalisierung verfolgt und zusätzlich die iMS ausrollt. Außerdem ist eine sinnvolle Strategie notwendig die Netzgebiete klug zu designen, um eine zu hohe iMS-Quote zu vermeiden. Der Betrieb als reine Strahlennetze ohne Trafostationsdigitalisierung ist aus unserer Sicht keine gangbare Option.
- Wenn Sie Unterstützung bei dem Design der Netzgebiete benötigen, sprechen Sie uns gerne an [ML].



Ausstattungsgrad an iMS mit TAF 10 Messungen nach Messstrategie und Grundtopologie

	Strahlennetze	Maschennetze (1 Trafo)	Maschennetze (2+ Trafos)
Messung NS-Abgänge	15 %	5 %	0 %
Trafosummenmessung	30 %	10 %	0 %
Ohne Messung in ONS	70 %	40 %	25 %

Quelle der Abbildung: BBH 05.02.25 - Az. 06075-24/ Dok. - Nr.10325600

➔ [Zurück zum Inhaltsverzeichnis](#)

SEKTORÜBERGREIFEND

SEKTORÜBERGREIFEND – REGULATORIK

Kurzupdate Omnibusverfahren: Nachhaltigkeitsberichterstattung vereinfacht und verschoben (12.05.2025)

Mit dem sogenannten [Omnibusverfahren](#) hat die Europäische Kommission am 26.02.2025 Vorschläge zur Vereinfachung der Nachhaltigkeitsberichterstattung (CSRD) sowie der unternehmerischen Sorgfaltspflichten (CSDDD) vorgelegt (s. [ENWIKO von März 2025](#)).

- Die EU-Kommission adressiert damit die hohe regulatorische Belastung der Unternehmen und schlägt Maßnahmen zur Reduzierung unnötiger Berichtspflichten vor.
- Die geplanten Änderungen der EU zur Nachhaltigkeitsberichterstattung sowie der neue Clean Industrial Deal beeinflussen die gesamte Wertschöpfungskette der Energiewirtschaft – von Energieerzeugern über Netzbetreiber und Energieversorger bis hin zu branchenspezifischen Dienstleistern.
- Während große Energieerzeuger und Netzbetreiber weiterhin berichtspflichtig bleiben, profitieren sie von spürbaren Erleichterungen durch die Anpassungen. Dadurch können die großen Akteure der Branche ihre Ressourcen gezielter in konkrete Dekarbonisierungsprojekte investieren.
- Kleinere Energieversorger und Dienstleister hingegen sind oft nicht mehr verpflichtet, eigene Nachhaltigkeitsberichte zu erstellen, was ihnen erheblichen Aufwand erspart.
- Auch die Sorgfaltspflichten (CSDDD) werden vereinfacht: Große Energieunternehmen müssen ihre Lieferketten nur noch alle fünf Jahre überprüfen, was den Prüfaufwand in der komplexen Energiewertschöpfungskette deutlich reduziert.

Konkret bedeutet dies

- Nachdem dem EU-Parlament am 03. bereits abgestimmt hat, votierte der [Ministerrat am 14.04.2025](#) für den sog. „Stop-the-Clock“-Beschluss und verschiebt damit zentrale Fristen:
- Die Einführung der CSRD wird für die zweite und dritte Gruppe betroffener Unternehmen um zwei Jahre nach hinten verschoben.
- Große Kapitalgesellschaften (Gruppe 2) sind somit erstmals für das Geschäftsjahr 2027 berichtspflichtig, wobei die Veröffentlichung des Berichts im Jahr 2028 erfolgt.
- Kleine und mittelgroße kapitalmarktorientierte Kapitalgesellschaften (Gruppe 3) müssen erstmals für das Geschäftsjahr 2028 berichten.



- Für große kapitalmarktorientierte Unternehmen bleibt der ursprüngliche Zeitplan jedoch unverändert: Sie sind weiterhin verpflichtet, ab dem Geschäftsjahr 2024 einen Nachhaltigkeitsbericht gemäß CSRD zu erstellen.

Hintergrund

- Die Europäische Kommission hat Ende Februar 2025 ein umfassendes Maßnahmenpaket namens „Omnibus I“ vorgestellt, das die Anforderungen zur Nachhaltigkeitsberichterstattung erheblich entschlacken soll.
- Im Zentrum des Vorschlags steht die Überarbeitung der Corporate Sustainability Reporting Directive (CSRD), durch die bis zu 80 Prozent der Unternehmen von der Berichtspflicht befreit werden könnten.
- Ziel ist es, die indirekte Bürokratie für kleine und mittlere Unternehmen (KMU) zu reduzieren, indem große Firmen ihre Zulieferer nicht mit übermäßigen Datenanforderungen belasten.

Überarbeitung der Nachhaltigkeitsstandards (ESRS)

- Parallel dazu plant die Kommission eine Überarbeitung der europäischen Nachhaltigkeitsstandards ([ESRS](#)).
- Diese sollen weniger verpflichtende Datenpunkte enthalten, klarer formuliert werden und vorerst keine sektorspezifischen Standards umfassen.
- Für Unternehmen, die künftig nicht mehr berichtspflichtig sind, soll ein freiwilliger Standard eingeführt werden. Dieser basiert auf dem von der European Financial Reporting Advisory Group ([EFRAG](#)) entwickelten „Voluntary Standard for non-listed micro-, small- and medium-sized undertakings“ ([VSME](#)).

Taxonomie

- Auch die EU-Taxonomie, das Klassifizierungssystem für nachhaltige Wirtschaftstätigkeiten, soll gezielter und effizienter eingesetzt werden.
- Vorgesehen ist, die Berichtspflichten auf die größten Unternehmen zu beschränken und eine finanzielle Wesentlichkeitsschwelle einzuführen, unterhalb der eine Berichterstattung freiwillig bleibt.
- Mit diesen Maßnahmen fokussiert die EU ihre Nachhaltigkeitsanforderungen auf die Unternehmen mit dem größten Einfluss, während sie gleichzeitig sicherstellt, dass der Zugang zu grünen Finanzmitteln für die Transformation erhalten bleibt.

BDEW plädiert bei der ESRS für eine praktikable Wesentlichkeitsanalyse

- Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) begrüßt die Bemühungen zur ESRS-Reform im Grundsatz, fordert aber weitergehende Anpassungen, um eine effiziente und rechtssichere Nachhaltigkeitsberichterstattung zu gewährleisten.

- Besonders die geplante Verschlinkung der Berichtspflichten, der Verzicht auf verpflichtende sektorspezifische Standards sowie die Förderung freiwilliger Angaben werden als Schritte in die richtige Richtung anerkannt.
- Zu den Kernforderungen des BDEW gehört eine klarere und praxisorientierte Definition der Wesentlichkeitsanalyse. Zudem plädiert der Verband für eine Flexibilisierung des Berichtsaufbaus, um unternehmensspezifische Besonderheiten besser berücksichtigen zu können. Auch die Einführung eines Netto-Ansatzes bei der Bewertung von Nachhaltigkeitsthemen sowie die Möglichkeit, auf die Berichterstattung unwesentlicher Datenpunkte zu verzichten, werden als wichtige Erleichterungen für Unternehmen hervorgehoben.
- Kritisch sieht der BDEW zudem die Pflicht zur Quantifizierung erwarteter finanzieller Auswirkungen. Der Verband schätzt den praktischen Nutzen dieser Vorgabe als gering ein, während der Aufwand für Unternehmen erheblich sei.
- Der BDEW warnt, dass ohne gezielte Überarbeitungen weiterhin erhebliche bürokratische Hürden bestehen bleiben, insbesondere für kleine und mittlere Energie- und Wasserversorger. Eine Vereinheitlichung der Konsolidierungskreise mit der Finanzberichterstattung sowie eine stärkere Anerkennung bestehender Systeme wie EMAS könnten hier zusätzliche Entlastungen schaffen.

Zeitplan des Gesetzgebungsverfahrens

EU Omnibus I (Sustainability) – Key Dates and Further Process



all dates as of 2 May 2025

Ausblick:

Es erhärten sich Gerüchte, dass die EU-Kommission im Herbst einen „Digital-Omnibus“ einführen möchte, unter den z.B. die DSGVO, der [Data Act](#) oder auch der [AI-Act](#) fallen sollen. [CA]

Quellen:

bbh: [Stop-the-Clock“: EU verschiebt Verpflichtung zu Nachhaltigkeitsberichterstattung um zwei Jahre](#), abgerufen am 11.04.2025

BDEW: [BDEW kommentiert Überarbeitung der ESRS-Standards](#), abgerufen am 12.05.2025

BDEW: [BDEW fordert weitere Vereinfachungen bei CSRD und CSDDD](#), abgerufen am 17.04.2025

Wien Energie: [Gastbeitrag: EU-Kommission will Nachhaltigkeitsberichte vereinfachen und präsentiert Clean Industrial Deal](#), abgerufen am 17.04.2025

➔ [Zurück zum Inhaltsverzeichnis](#)

Die EU drängt auf die Umsetzung der NIS-2-Richtlinie (09.05.2025)

Die EU-Kommission hat ein Vertragsverletzungsverfahren gegen Deutschland und 18 weitere Länder eingeleitet, da sie NIS-2-Richtlinie zur Verbesserung der Cybersicherheit noch nicht in nationales Recht überführt haben.

- Die Richtlinie, die seit Januar 2023 in Kraft ist, hätte bis zum 17.10.2024 umgesetzt werden müssen. Nun hat die EU-Kommission beschlossen, begründete Stellungnahmen an die betroffenen Staaten zu senden. Diese haben zwei Monate Zeit, um zu reagieren und die notwendigen Maßnahmen zu ergreifen. Andernfalls droht eine Klage vor dem EU-Gerichtshof.
- Die NIS-2-Richtlinie betrifft unter anderem die Bereiche Energie, Verkehr und die Herstellung kritischer Produkte. Laut EU-Kommission ist sie entscheidend für die Stärkung der Resilienz und Reaktionsfähigkeit öffentlicher und privater Einrichtungen sowie der gesamten EU bei Sicherheitsvorfällen.
- Der Entwurf der vorherigen Ampel-Regierung für ein „[NIS-2-Umsetzungs- und Cybersicherheitsstärkungsgesetz](#)“ scheiterte im Herbst im parlamentarischen Verfahren. Die neue Regierung aus Union und SPD hat in ihrem Koalitionsvertrag angekündigt, die Richtlinie umzusetzen.
- Die europäische Solarbranche fordert inzwischen strengere Sicherheitsvorgaben zum Schutz ihrer Anlagen vor zunehmenden Cyberangriffen. Es brauche spezifische Standards für die Fernsteuerung von Solaranlagen sowie eine Begrenzung des Fernzugriffs auf Betreiber innerhalb der EU oder in sicherheitszertifizierten Staaten. Bestehende Regelungen wie die NIS-2-Richtlinie seien vor allem auf zentrale Großkraftwerke ausgerichtet, während kleinere Solaranlagen, die oft von Privatpersonen oder kleinen Unternehmen betrieben werden, bei Sicherheitsvorgaben vernachlässigt würden. [CA]

Quelle:

Tagesspiegel Background Energie & Klima: [EU pocht auf die Umsetzung der NIS-2-Richtlinie](#), abgerufen am 09.05.2025

➔ [Zurück zum Inhaltsverzeichnis](#)



Bundesnetzagentur legt neuen IT-Sicherheitskatalog vor (08.05.2025)

Die steigenden IT-Sicherheitsanforderungen im Energiesektor sollen an die fortschreitende Digitalisierung und veränderte Bedrohungslagen angepasst werden. Dazu hat die Bundesnetzagentur (BNetzA) am 07.05.2025 Entwürfe zur Aktualisierung der IT-Sicherheitskataloge für Betreiber von Strom- und Gasnetzen sowie Energieanlagen veröffentlicht.

- Ziel ist es, die bisherigen Vorgaben zu modernisieren und stärker an internationale Standards wie die ISO-Norm IEC 27001 auszurichten. Damit soll ein einheitliches und robustes Schutzniveau für Telekommunikations- und Datenverarbeitungssysteme gewährleistet werden.
- Ein zentraler Punkt der neuen Festlegung ist die klare Trennung zwischen allgemeinen Maßnahmen zur Cybersicherheit und solchen, die einer Zertifizierung unterliegen. Diese Differenzierung soll Betreibern von Kritischen Infrastrukturen mehr Orientierung bieten und die Umsetzung der Vorgaben erleichtern.
- Vorgesehen ist zudem die Einführung eines IT-Sicherheitsmanagementsystems, das regelmäßige Risikoanalysen, Audits und Zertifizierungen umfasst. Diese Maßnahmen sollen die Widerstandsfähigkeit gegen Angriffe weiter stärken.
- Die BNetzA betont, dass die Aktualisierung auch einen Beitrag zur sicheren Energieversorgung leisten soll. Damit wird die enge Verbindung zwischen Informationssicherheit und der Aufrechterhaltung der Betriebsfähigkeit unterstrichen.
- Die neuen Vorgaben berücksichtigen aktuelle technische und geopolitische Anforderungen und ersetzen die bisherigen Kataloge aus den Jahren 2015 und 2018. Die Überarbeitung erfolgt in Abstimmung mit dem Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI).

2 Konsultationen und ein digitaler Austauschtermin

- Vom 07.05.2025 – 11.06.2025 konsultiert die BNetzA die Eckpunkte. Auf Grundlage der Antworten veröffentlicht die BNetzA die im Sommer eine vollständige Konsultationsfassung der Festlegung. Die Konsultationsfassung finden Sie [hier](#).
- Am 26.05.2025 findet von 15:30 bis 17:00 Uhr eine digitale Fragerunde statt. Fragen zum Eckpunktepapier können bis zum 18.05.2025 via E-Mail mit dem Betreff "Konsultationsfrage" an it-sicherheitskatalog@bnetza.de eingereicht werden. [CA]

Quellen:

Bundesnetzagentur: [Festlegung - Erstellung eines IT-Sicherheitskatalogs nach § 11 Abs. 1a und 1b EnWG](#), abgerufen am 08.05.2025

Tagesspiegel Background Energie & Klima: *Bundesnetzagentur legt neuen IT-Sicherheitskatalog vor*, abgerufen am 08.05.2025

➔ [Zurück zum Inhaltsverzeichnis](#)



SPD-geführtes Umweltministerium mit neuem / alten Klimakompetenzen (06.05.2025)

Das Bundesumweltministerium erhält mit der nationalen und der internationalen Klimapolitik zentrale Kompetenzen zurück.

Die Besetzung des Bundesumweltministeriums war bis zuletzt offen

- Die Wahl fiel schließlich auf Carsten Schneider von der SPD, dem bisherigen Ost-Beauftragten der Bundesregierung. Der 49-jährige Erfurter kann bisher in seiner Vita kaum fachliche Erfahrungen im Bereich Umwelt oder Klima vorweisen. Allerdings gehört er im Kollegium der MinisterInnen zu den Politikern mit der längsten politischen Erfahrung. 1998 zog er mit 22 Jahren als damals jüngster direkt gewählter Abgeordneter in den Bundestag ein und hat ihn seither nicht mehr verlassen.
- Seit 1998 hat Schneider in der Fraktion einen stetigen und unauffälligen Aufstieg hingelegt: Vom haushaltspolitischen Sprecher über den stellvertretenden Fraktionsvorsitzenden bis hin zum ersten Parlamentarischen Geschäftsführer und schließlich zum Staatsminister im Bundeskanzleramt (Ostbeauftragter). Ursprünglich war er Teil der 1999 gegründeten „Netzwerker“ innerhalb der SPD-Bundestagsfraktion, einer Strömung aus der politischen Mitte. Heute wird er dem rechten Parteiflügel zugerechnet, der im „Seeheimer Kreis“ organisiert ist.
- Wenn ihm also Erfahrung in den neuen Fachbereichen Klima- und Umweltpolitik fehlt, so wird ihm in politischen Kreisen ein Verhandlungsgeschick nachgesagt. Dies wird er sicher brauchen, denn bei der neuen Ressort-Aufteilung, in der die Wirtschafts- und Energiepolitik auf der einen Seite steht und Umwelt/Klima könnte es dazu kommen, dass Wirtschaftsförderung, Energiewende und Klimaschutz wieder eher als Gegenpole wahrgenommen werden.
- Laut SPD-Insidern nimmt Schneider wahrscheinlich Jochen Flasbarth als beamteten Staatssekretär mit ins Bundesumweltministerium. Flasbarth war zuletzt beamteter Staatssekretär im Bundesentwicklungsministerium.
- Als Parlamentarische Staatssekretärin ist Rita Schwarzelühr-Sutter nominiert. Sie hatte in den letzten Legislaturperioden das Amt der Parlamentarischen Staatssekretärin im Umweltministerium inne. In der letzten Wahlperiode war sie Parlamentarische Staatssekretärin bei der Bundesministerin des Innern und für Heimat, Nancy Faeser.
- Carsten Träger wurde ebenfalls als Parlamentarischer Staatssekretär designiert, der seit 2021 umweltpolitischer Sprecher der SPD-Bundestagsfraktion ist. Seit 2022 ist er Mitglied des erweiterten Vorstandes seiner Fraktion.

Neuer Zuschnitt

- Der zukünftige Umweltminister verliert den Verbraucherschutz, gewinnt aber die nationale und internationale Klimapolitik wieder dazu. Erstere aus dem BMWK, letztere aus dem Auswärtigen Amt. Bis zuletzt war dieser Punkt zwischen CDU und SPD strittig.
- Damit hätte Carsten Schneider die Federführung der derzeit im Bundeswirtschaftsministerium angesiedelten Emissionshandelssysteme. Und damit bei den absehbar konfliktreichen Debatten über ihre zukünftige Ausgestaltung ein wichtiges Wort mitzureden.

- Eine politische Diskussion im Kabinett über die Rahmenbedingungen – wie beispielsweise die Frage, ob die Sektorziele wieder eingeführt werden sollen – gilt als unwahrscheinlich.
- Es gehe vielmehr um die Umsetzung der bestehenden Ziele.
- Auseinandersetzungen mit dem für Verkehr (CDU) und dem für Bauen (SPD) zuständigen Ministerium darf der neue Umweltminister nicht scheuen.
- Eine wichtige Aufgabe der neuen Regierung wird es sein, das Klimaziel für das Jahr 2040 in der EU zu verhandeln.

Erste Bewährungsprobe könnte bald anstehen

- Die erste Prüfung könnte bereits in gut einer Woche in Haus stehen: Dann wird der Expertenrat für Klimafragen einen Bericht vorlegen, in dem er die Projektionsdaten 2024 durch das Umweltbundesamt überprüft hat. Kommt der Expertenrat zu der Einschätzung, dass das Klimaziel für das Jahr 2030 unter dem Strich nicht erreicht wird, wäre es wohl am neuen Bundesumweltminister, die Ressortkollegen anzuhalten, Maßnahmen für besseren Klimaschutz vorzulegen.
- Eine weitere zentrale Aufgabe der neuen Bundesumweltministerin wird sein, sich zu überlegen, wie negative Emissionen und CO₂-Minderungen im Ausland auf die nationalen Klimaziele angerechnet werden könnten. Beides soll laut Koalitionsvertrag möglich werden. Dafür müsste das nationale Klimaschutzgesetz geändert werden. Insbesondere die Frage, wie technische Senken auf die nationalen Klimaziele angerechnet werden können, gilt als kompliziert. Die neue Führung müsste hierfür einen Entwurf erarbeiten.
- Neben der Klimapolitik ist der Naturschutz die zweite große Aufgabe des Bundesumweltministeriums. Die neue Ministerin oder der neue Minister wird vor allem einen Entwurf für das Naturflächenbedarfsgesetz vorlegen müssen – ein Herzensprojekt der SPD, das entsprechend sorgfältig vorbereitet werden soll.
- Die Idee: Die Wiederherstellung von Natur soll erleichtert werden. Bisher ist es zeitaufwendig, geeignete Ausgleichsflächen für durch Infrastrukturprojekte zerstörte Natur zu finden. Künftig soll dies in eigens ausgewiesenen „Biotopverbünden“ geschehen. Was einfach klingt, wird komplex: Zunächst muss geklärt werden, was solche Verbünde beinhalten – und dann müssen Partner in den Bundesländern gewonnen werden. [CA]

Quelle:

Tagesspiegel Background Energie & Klima: Im Portrait: Carsten Schneider, abgerufen am 06.05.2025

Tagesspiegel Background Energie & Klima: Wofür das SPD-geführte Umweltministerium zuständig sein wird, abgerufen am 05.05.2025

➔ [Zurück zum Inhaltsverzeichnis](#)

Europäischer Emissionshandel 2: Erste Futures handelbar (05.05.2025)

Noch ist der Emissionshandel für Gebäude und Verkehr, der sog. „EU-ETS2“ nicht eingeführt. Der Startpunkt ist derzeit auf 2027 datiert. Seit dem 05.05.2025 können allerdings schon erste Futures gehandelt werden.

Hintergrund:

- Neben dem Emissionshandel EU-ETS1, der die Energiewirtschaft und große Industrieanlagen abdeckt, soll 2027 ein weiterer, davon unabhängiger EU-ETS2 für Gebäude und Verkehr EU-weit eingeführt werden. Der deutsche CO₂-Bepreisungsmechanismus, der derzeit unter das Bundesemissionshandelsgesetz ([BEHG](#)) fällt, soll darin aufgehen.
- Unter dem EU-ETS2 müssen die Inverkehrbringer von fossilen Heiz- und Kraftstoffen, insbesondere Heizöl, Flüssiggas, Erdgas, Kohle, Benzin und Diesel, Zertifikate für jede Tonne CO₂ kaufen, die durch ihre Produkte emittiert wird.
- Bisher ist völlig unklar, was die Tonne CO₂ kosten wird.
- Der EU-ETS2 dürfte laut ICE etwa 1.400 Gashändler, 7.000 Öl Händler und 3000 Kohlehändler in Europa betreffen.

Internationalen Börse ICE bietet seit dem 06.05.2025 sind EU-ETS2 Futures zum Handel

- Futures sind Terminkontrakte, bei denen keine echten, physischen Zertifikate gehandelt werden. Vielmehr wird eine Kaufzusage getätigt: Am Fälligkeitstag begleichen Unternehmen die Preisdifferenz zwischen einem vereinbarten Preis für eine bestimmte Menge CO₂-Zertifikate und dem tatsächlichen Marktpreis zu diesem Zeitpunkt.
- Es handelt sich also um eine Absicherung gegen Preisschwankungen (Hedging). Dies spiele laut vor allem für Öl- und Gashändler eine wichtige Rolle.
- Auch wenn noch völlig offen sei, welche Preise die ersten Zertifikate in ETS2 erzielen würden, gäben die Futures doch erste Hinweise für den Markteinstieg, so der Leiter für Umweltmärkte bei der Internationalen Börse ICE, George von Waldburg.
- Die Futures beziehen sich auf den Dezember 2028, April 2029, April 2030 sowie Dezember 2030.
- Ob auch Futures für das Jahr 2027 angeboten werden, ist noch offen. Denn sollten die globalen Öl- und Gaspreise im kommenden Jahr zu hoch sein, wird der Emissionshandel erst ein Jahr später als geplant, im Jahr 2028 starten.
- Nur wenige Wochen später, am 07.07.2025, möchte auch die europäische Börse EEX den Handel mit EU-ETS2-Futures eröffnen. Die Fälligkeiten beziehen sich ebenso auf April und Dezember der ersten drei Jahre des Marktes.

Wenig Aussagekraft über künftige Marktpreise

- Laut Michael Pahle vom Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK) seien erste Futures auf den EU-ETS2 mit Vorsicht zu betrachten: Der Markt existiere noch nicht, die Preise seien rein spekulativ. Ob der Handel 2027 oder 2028 beginnt, sei derzeit ebenfalls noch offen.
- Zwar gibt es zahlreiche Preisprognosen – von 51 bis 391 EUR pro Tonne CO₂ im Jahr 2030 – doch diese variieren stark. Gründe dafür sind unter anderem das geringe Verständnis für die Reaktion privater Haushalte auf CO₂-Preise sowie politische Unsicherheiten.



- Auch die Ausgestaltung der Klimapolitik (z. B. Wärmepumpen, E-Autos) beeinflusst die Nachfrage nach Zertifikaten – und damit die Preise.
- Um den Einstieg politisch abzusichern, hat die EU Preisobergrenzen und Puffermechanismen vorgesehen. Trotzdem befürchten insbesondere osteuropäische Staaten und Frankreich hohe Preiswirkungen auf Haushalte und Kraftstoffe.
- Angesichts dieser Bedenken fordern viele Mitgliedstaaten inzwischen eine Überarbeitung des ETS2-Designs noch vor dem Start. Sollte das nicht gelingen, droet laut Pahle sogar die Gefahr, dass einige Staaten den Markt nicht umsetzen – mit potenziell gravierenden Folgen für die Funktionsfähigkeit des gesamten Systems.

Quelle:

Tagesspiegel Background Energie & Klima: Erste ETS2-Futures werden gehandelt, abgerufen am 05.05.2025

➔ [Zurück zum Inhaltsverzeichnis](#)

Rechenzentren rücken in den Fokus der Politik – Energie und IT-Infrastruktur verzahnen sich (22.04.2025)

Lange wurden Rechenzentren in Deutschland von der Politik kaum als eigenständige Branche wahrgenommen – das ändert sich nun mit dem KI-Boom und dem Ruf nach digitaler Souveränität.

- Deutschland ist bereits Europas größter Rechenzentrumsstandort mit über 2.700 MW Anschlussleistung, Tendenz steigend.
- Neue Projekte, etwa von Equinix, Colt oder OGE in Frankfurt und Berlin, unterstreichen den Boom – trotz hoher Strompreise.
- Ein aktuelles [Gutachten des BMWK](#) nennt als Standortvorteile neben der Nähe zu DE-CIX und der zentralen Lage in Europa vor allem die hohe Netzstabilität. Der Strom fiel 2023 in Deutschland im Schnitt nur zwölf Minuten aus – deutlich weniger als z. B. in Frankreich.
- Zunehmend erkennt die Politik das wirtschaftliche Potenzial der Rechenzentrumsbranche. Die neue Bundesregierung plant laut Koalitionsvertrag, Rechenzentren als „Leuchtturm Europas“ zu etablieren. Vorgesehen ist u. a. ein Industriestrompreis, gezielte Förderung von Clustern und dezentralen Standorten – insbesondere im Osten.

Energiepolitischer Zielkonflikt

- Rechenzentren könnten künftig in Konkurrenz zu Elektrolyseuren, Wärmepumpen oder E-Mobilität um Grünstrom geraten. Zugleich gibt es offene Fragen zur Abwärmenutzung: Betreiber beklagen mangelndes Interesse der Energieversorger und ungeeignete Infrastrukturen für die vergleichsweise niedrigen Temperaturen der Rechenzentrumsabwärme.
- Das BMWK will Energie- und IT-Wirtschaft nun enger verzahnen, Dialogformate schaffen und bestehende Regulierungen wie das Energieeffizienzgesetz überarbeiten. Eine nationale



Rechenzentren-Strategie ist laut BMWK in Arbeit – ein erster Entwurf könnte bereits nach sechs Monaten Legislatur vorliegen.

Reaktionen

- Die Branche begrüßt diese politischen Entwicklungen: Praktikablere Netzanschlussregeln, planbare Rahmenbedingungen und ein differenzierter Blick jenseits der reinen Klimaperspektive gelten als längst überfällig. [CA]

Quelle:

Tagesspiegel Background Energie & Klima: Politik entdeckt Rechenzentren-Branche, abgerufen am 22.04.2025

➔ [Zurück zum Inhaltsverzeichnis](#)

SEKTORÜBERGREIFEND – MARKTENTWICKLUNG

Kundenanlagen im Fokus: Rechtsunsicherheit durch EuGH-Urteil – Implikationen für Quartierskonzepte und Mieterstrom (13.05.2025)

Das Urteil des Europäischen Gerichtshofs (EuGH) vom November 2024 zur energierechtlichen Bewertung sogenannter Kundenanlagen hat erhebliche rechtliche und wirtschaftliche Verwerfungen ausgelöst. Betroffen sind insbesondere Betreiber von dezentralen Energieversorgungsmodellen, etwa im Kontext industrieller Eigenversorgung oder städtischer Quartierskonzepte.

In der Fachwelt besteht Unklarheit darüber, ob die Definition des "öffentlichen Verteilernetzes" des EuGH auf interne Leitungsinfrastrukturen – etwa Hausverteilanlagen – übertragen werden kann oder darf.

Rechtlicher Kontext: Die Entscheidung des EuGH

- Im Mittelpunkt der Entscheidung stand die Frage, ob Betreiber von Kundenanlagen, die eine eigene Leitungsinfrastruktur zur Verteilung von Energie betreiben, den Pflichten eines Netzbetreibers unterliegen.
- Der EuGH erklärte die bisherige deutsche Praxis, insbesondere die Ausnahmen von der Netzregulierung für gewerbliche Eigenversorger, in bestimmten Konstellationen für europarechtswidrig. Dabei wurde das Kriterium eines „öffentlichen Verteilernetzes“ neu interpretiert – mit unklarer Abgrenzung zur gebäudeinternen Energieverteilung.
- Diese unbestimmte Auslegung hat eine erhebliche Rechtsunsicherheit für Marktakteure geschaffen: Wann liegt ein reguliertes Netz im Sinne der EU-Binnenmarktrichtlinie vor? Und wann handelt es sich lediglich um eine zulässige gebäudeinterne Infrastruktur?

Juristische Entschärfung: Einschätzung durch HFK Rechtsanwälte

- In einer durch die Initiative *Open District Hub (ODH)* in Auftrag gegebenen Analyse gelangt die Kanzlei HFK Rechtsanwälte zu dem Ergebnis, dass Hausverteilanlagen innerhalb eines zusammenhängenden Gebäudeensembles nicht unter die Definition des öffentlichen Verteilernetzes im Sinne des EuGH fallen dürften. Der EuGH habe keine Anhaltspunkte geliefert, dass seine Auslegung auf solche internen Strukturen übertragbar sei.
- Diese Auslegung eröffnet Spielraum für den Fortbestand von gebäudegebundenen Versorgungslösungen, insbesondere Mieterstrom- und Quartiersmodelle, bei denen keine Durchleitung über öffentliche Netze erfolgt.

Praxisrelevanz: Zwischen Quartiersversorgung und industrieller Eigenversorgung

Die Auswirkungen des Urteils betreffen zwei Sektoren besonders stark:

- Quartierslösungen und Mieterstrommodelle: Diese setzen auf interne Stromverteilungen innerhalb von Gebäuden oder benachbarten Liegenschaften. Hier steht die Gefahr im Raum, dass derartige Modelle regulatorisch als Netzbetrieb eingeordnet werden könnten – mit den entsprechenden Folgepflichten (Netzentgelte, Bilanzkreismanagement, Netzzugangspflicht, die sogar rückwirkend erhoben werden könnten).
- Zentral ist hierbei § 42b EnWG, der klarstellt, dass gemeinschaftliche Gebäudeversorgungsanlagen keine Energieversorgungsanlagen im energiewirtschaftlichen Sinne sind. Daraus folgt: keine Netzentgelte, keine Bilanzierungspflichten, keine Regulierung. Es steht viel auf dem Spiel – nicht nur für Modellprojekte, sondern für zentrale Elemente der deutschen Energiewende.
- Industriecenter und Betriebsgeländeversorgung: Insbesondere, wenn ein Unternehmen auch Dritte – etwa Tochtergesellschaften, Zulieferer oder Kantinen – mitversorgt, droht der Verlust von regulatorischen Privilegien. Der Industrieverband VIK warnt daher vor einem „signifikanten Nachteil für den Wirtschaftsstandort Deutschland“, sollte das Urteil in dieser Weise umgesetzt werden.

Europäische Perspektive: Partizipation erwünscht

Bemerkenswert ist, dass der EuGH in seiner Urteilsbegründung selbst auf die Bedeutung von Partizipationsmodellen verweist – ein klares Signal, dass Modelle wie Mieterstrom oder gemeinschaftliche Quartiersversorgung mit EU-rechtlichen Zielsetzungen vereinbar sind. Diese Aussage könnte als argumentative Grundlage für eine teleologische Auslegung zugunsten dezentraler Konzepte dienen.

Zudem richtet sich der Appell zunehmend an die europäische Gesetzgebung: Die EU-Binnenmarktrichtlinie (2019/944) müsse in einer Weise reformiert werden, die dezentrale Eigenversorgung schützt und fördert – nicht erschwert.

Deutsche Entscheidung

- Am 13.05.2025 hat der Bundesgerichtshof über das Beschwerdeverfahren [geurteilt](#). Das Gericht ist der Ansicht, dass es sich bei den zur Frage stehenden Energieanlagen nicht um eine Kundenanlage iSd § 3 Nr. 24a EnWG handelt.



- Als Begründung führt das Gericht an, dass die im vorliegenden Fall beurteilten Energieanlagen als Verteilnetz zu definieren sind. Dabei bezieht sich der BGH auf die Tatsache, dass durch die Anlagen Elektrizität weitergeleitet wird, die zum Verkauf an Endkunden bestimmt ist.
- Laut Europäischem Gerichtshof wäre eine Kundenanlage nur dann gegeben, wenn die Anlagen genau kein Verteilernetz im Sinn von Art. 2 Nr. 28 der Strommarktrichtlinie sind.

Fazit: Zwischen Hoffnung und Handlungsdruck

Die gerichtliche Auslegung deutet darauf hin, dass eine eng gefasste Umsetzung des EuGH-Urteils möglich ist – und dass interne, gebäudegebundene Kundenanlagen weiterhin Bestand haben können. Dennoch besteht Handlungsbedarf:

- Der BGH muss Klarheit schaffen, um Investitionssicherheit in Mieterstrom- und Quartiersprojekte zu gewährleisten.
- Die Bundesregierung sollte sich auf EU-Ebene für eine definitorische Klarstellung der Binnenmarktrichtlinie einsetzen.
- Akteure der Energiewirtschaft müssen bestehende Modelle analysieren und gegebenenfalls rechtlich absichern, um auf regulatorische Veränderungen vorbereitet zu sein.

Insgesamt zeigt der Fall exemplarisch, wie juristische Entscheidungen auf europäischer Ebene unmittelbare strukturelle Auswirkungen auf nationale Versorgungsmodelle entfalten – und wie wichtig kohärente rechtliche Rahmenbedingungen für die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende sind. [ML, CA]

Quellen:

energate messenger - Streit um Kundenanlagen: Hoffnung für Quartierskonzepte, abgerufen am 29.04.2025

[LinkedIn-Beitrag](#) von Dr. Heidrun Schalle, abgerufen am 13.05.2025

➔ [Zurück zum Inhaltsverzeichnis](#)

Einschätzung Klima- und Transformationsfonds: Trotz Finanzspritze plant Schwarz-Rot Umschichtungen und Kürzungen (14.04.2025)

Die künftige Bundesregierung aus Union und SPD will den Klimafonds KTF mit jährlich zehn Milliarden Euro aus dem Sondervermögen „Infrastruktur“ aufstocken. Gleichzeitig setzt die neue Regierung stark auf Strompreisentlastungen – mit massiven Auswirkungen auf den Klimafonds. Förderprogramme stehen auf dem Prüfstand, Kürzungen sind wahrscheinlich. Ob langfristige Klimaziele dabei gewahrt bleiben, ist fraglich.

Milliarden für niedrigere Strompreise

- Die Entlastung der Stromverbraucher ist ein zentrales Vorhaben der künftigen Regierung. Allein die geplante Senkung des Strompreises um fünf Cent pro Kilowattstunde soll 2025 rund zehn Milliarden Euro kosten – mit steigender Tendenz.
- Auch die Ausweitung der Strompreiskompensation für energieintensive Unternehmen schlägt zusätzlich mit Milliarden zu Buche. Allein in 2025 fallen für die Entlastung energieintensiver Unternehmen von der CO₂-Bepreisung 3,3 Mrd. Euro aus dem KTF an.
- Mehr Geld soll es für den Ausbau der Fernwärmeinfrastruktur geben.
- Diese Maßnahmen sollen weitgehend aus den Einnahmen des KTF – gespeist durch die Einnahmen der CO₂-Bepreisung – finanziert werden. Für die übrigen Klima-Programme könnte also weniger Geld bleiben.

Fördermittel für Klimaschutzprogramme in Gefahr

- Zwar will Schwarz-Rot zusätzliche Mittel aus dem Sondervermögen zuschießen, doch Expertinnen und Experten warnen: Nach Abzug der Strompreis-Subventionen könnten im KTF nur noch rund 15 Milliarden Euro für andere Vorhaben verbleiben.
- Zum Vergleich: Allein die Gebäudeförderung (BEG) kostete 2024 rund 16,7 Milliarden Euro. Kürzungen scheinen unausweichlich.
- Zudem klafft eine Finanzierungslücke von rund neun Milliarden Euro im KTF, die geschlossen werden muss.
- Dem gegenüber stehen Erlöse aus dem europäischen und nationalen Emissionshandel von rund 20 Milliarden Euro im Jahr 2024, aus dem sich der KTF derzeit speist. Im laufenden Jahr sollen die Einnahmen laut KTF-Finanzplan auf 22 Milliarden Euro steigen.
- Die Rücklage im Klimafonds war in der Vergangenheit ein Finanzstandbein des Sondervermögens, doch ist infolge des Karlsruher Haushaltsurteils von 2023 beinahe aufgebraucht.

Kleine Programme vor dem Aus

- Union und SPD kündigen an, den Fonds zu „sanieren“ und ineffiziente Programme zu streichen. Förderprojekte mit einem Volumen unter 50 Millionen Euro sollen auslaufen – betroffen wären etwa Programme für serielle Sanierung, Moorbodenschutz oder der Waldklimafonds.



- Welche Programme konkret wegfallen, bleibt unklar. Klar ist jedoch: Sachfremde Ausgaben wie die Förderung von Chipfabriken sollen künftig nicht mehr über den KTF laufen.

Kritik von Experten

- Fachleute wie Holger Bär (FÖS) und Niklas Illenseer (Dezernat Zukunft) warnen davor, dass die Klimafinanzierung in den Hintergrund gerät. Statt langfristig zu investieren, werde aktuell vor allem kompensiert, was auf Kosten der Planungssicherheit geht.
- Illenseer plädiert für eine zukunftsorientierte Energiepolitik, die strukturell die Kosten senkt, statt kurzfristig Preise zu subventionieren. [CA]

Quelle:

Tagesspiegel Background Energie & Klima: Trotz Finanzspritze dürften Klimaausgaben schrumpfen, abgerufen am 17.04.2025

➔ [Zurück zum Inhaltsverzeichnis](#)



STROM

STROM – REGULATORIK

Aktueller Stand der beihilferechtlichen Genehmigungen zu EEG, KWKG und EnFG (02.05.2025)

Bei der beihilferechtlichen Genehmigung zentraler energierechtlicher Regelwerke bestehen weiterhin offene Punkte. Für das EEG 2023 stehen vor allem die Genehmigungen der förderrelevanten Neuerungen durch das „Solarpaket I“ und das „Biomassepaket 2025“ aus.

- Die EU-Kommission hat mitgeteilt, dass sie das Solarpaket derzeit nicht genehmigen wird, da die Marktprämienregelung keine negative Prämie bei hohen Börsenstrompreisen vorsieht.
- Das BMWK bereitet daher ein Gesetzgebungsverfahren zur Anpassung der Marktprämienberechnung vor, auch wenn die konkrete Methodik noch offen ist. Beim EnFG sind inzwischen fast alle Privilegierungstatbestände beihilferechtlich genehmigt – mit Ausnahme der Strommengen für Wärmepumpen (§ 22 EnFG) und der Wasserstoffherzeugung (§§ 25 ff. EnFG).
- Im KWKG ist durch die Änderungen zum 1. April 2025 lediglich der Bonus für elektrische Wärmeherzeugung (§ 7b KWKG) weiterhin nicht beihilferechtlich genehmigt und daher noch nicht anwendbar. Eine detaillierte Übersicht hat der BDEW am 30. April 2025 veröffentlicht [ML].

Quelle:

BDEW Legal News 05/2025 – Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik Strom, abgerufen am 06.05.2025

➔ [Zurück zum Inhaltsverzeichnis](#)

Eine oder viele Stromgebotszone(n) in Deutschland und die Auswirkungen auf die Netze (25.04.2025)

Deutschland und Luxemburg bilden zusammen eine einheitliche Strompreiszone. Innerhalb dieser Strompreiszone, auch Gebotszone genannt, gilt der gleiche Großhandelspreis für Strom. Dies impliziert, dass Strom über die gesamte Zone hinweg gleich gut ausgeliefert werden kann, es also keine Engpässe in diesem Netz gibt.

- Nach langer Verzögerung hat [ENTSO-E](#), der Europäische Verband der Übertragungsnetzbetreiber am 28.04.2025 seinen sog. [Bidding Zone Review](#) veröffentlicht, in dem er Empfehlungen zur Aufteilung der deutschen Strompreiszone gibt. Am gleichen Tag also, an dem Spanien und Portugal in den Blackout fielen.



- CDU, CSU und SPD haben sich in ihrem Koalitionsvertrag für das Beibehalten einer einzigen Gebotszone ausgesprochen.
- Die Diskussion startet nun und wird uns wahrscheinlich noch einige Jahre begleiten, ob und wie die deutsche Gebotszone geteilt werden wird. Andere Länder, deren Preiszonen in der aktuellen Überprüfung auf dem Prüfstand stehen, sind Frankreich, die Niederlande, Italien und auch Schweden.

Hintergrund

- Gemäß [Art. 14 Abs. 1 Satz 3 der Elektrizitätsverordnung](#) soll es innerhalb einer Gebotszone keine Netzengpässe geben. Genau hier liegt jedoch die Kritik an der einheitlichen deutschen Preiszone: Tatsächlich gibt es innerdeutsche Engpässe, die nicht nur zu vergleichsweise hohen Redispatch-Kosten führen, sondern auch physikalisch Ausweichbewegungen über die Netze unserer Nachbarländer verursachen – die sogenannten Ringflüsse.
- Da diese Ringflüsse auch die Nachbarländer betreffen, kann Deutschland das Problem nicht allein lösen.
- Zusätzlich würde ein System mit mehreren Strompreiszonen Anreize für einen am Verbrauch ausgerichteten, netzdienlichen Ausbau von Erzeugungskapazitäten setzen – vorwiegend in den großen Verbrauchsregionen des Südens.
- ENTSO-E empfiehlt nun bis zu fünf Preiszonen. Die wesentliche Folge einer Anpassung der Gebotszonen wären separate Märkte und separate Preise, allerdings mit einem hohen Wohlfahrtsgewinn. Doch die Idee polarisiert: Während Fachleute wirtschaftliche Vorteile sehen, warnen Industrie und Politik vor neuen Unsicherheiten und höheren Strompreisen in Süddeutschland.

Abwägung zwischen Wohlfahrtsgewinnen und Systemkosten

- Agora Energiewende und das Fraunhofer-Institut IEE kommen in einer kürzlich veröffentlichten [Studie](#) zum Ergebnis: Lokale Strompreise hätten viele Vorteile gegenüber einer einheitlichen Preiszone. Laut dem Papier hätten lokale Preiszonen im Jahr 2023 die Stromkosten für Unternehmen und Haushalte im Bundesdurchschnitt um gut 6 Euro pro Megawattstunde (MWh) senken können.
- Dieser Preisvorteil könne sich durch mehr flexible Verbraucher und Speicher sowie dem Ausbau der Erneuerbaren weiter verstärken.
- Im Ergebnis lag der Kostenvorteil 2023 deutschlandweit im Durchschnitt bei den gut 6 EUR pro MWh.
- In den letzten fünf Jahren hätten die Übertragungsnetzbetreiber jährlich durchschnittlich 1,2 Mrd. EUR an Engpassrenten erzielen können.
- Die Redispatch-Kosten betragen jährlich bereits mehr als drei Mrd. EUR, Tendenz steigend. Zudem kommt der Netzausbau nicht hinterher, was zur Folge hat, dass im Norden zum Teil Windparks abgeschaltet werden, um im Süden Gas- oder Kohlekraftwerke hochzufahren.

- Zurück zum ENTSO-E Bericht: Dieser hat auch Schwächen. Denn die Daten basieren auf dem Basisjahr 2019 – vor Gaskrise, Solarboom, Batterietsunami und massivem Netzausbau. Demnach würden wir nach Umsetzung des Stromgebotszonensplits, womit etwas 2030 zu rechnen wäre, eine Netzwirklichkeit von 2019 abgebildet.

Liquiditätsabwägungen und Industrieinteressen

- Die Interessen des Marktes stehen dem entgegen. Die große deutsche Gebotszone bietet eine hervorragende Liquidität, und jede Aufteilung könnte diese mindern, den Handel erschweren und somit zu marktlichen Ineffizienzen führen. Schließlich strebt Europa ein einheitliches Marktmodell an – eine Aufspaltung wäre ein Schritt in die entgegengesetzte Richtung.
- Abseits der Energiewelt spielen industriepolitische Interessen eine Rolle, da stabile und niedrige Strompreise ein entscheidender Faktor für die Ansiedlungspolitik sind. Allerdings wird kein süddeutsches Unternehmen seine Produktion kurzfristig nach Norddeutschland verlagern, nur weil dort der Strom etwas günstiger ist.

Hoher IT-Anpassungsbedarf

- Prozesse, IT und Verträge würden bei einer Aufteilung der Gebotszone angepasst werden müssen – ein enormer Aufwand für eine nur vorübergehende Lösung? Auch wenn die großen Nord-Süd Trassen der Stromautobahnen langsamer vorankommen als geplant, sind diese da, die vorhandenen Netzingpässe zu vermindern. Hier stellt sich die Frage, ob nicht dann wiederum auch eine neuerliche Stromgebotszonenreform anstünde, um diesen Vorteilen Rechnung zu tragen.

Wo stehen wir? - Keine eindeutige Schlussfolgerung seitens ENTSO-E

- Anstatt einer klaren Empfehlung der Übertragungsnetzbetreiber, die den Mitgliedstaaten als Grundlage für die Fortführung der Review-Prozesse hätte dienen können, gibt es nun eine eher unbefriedigende Antwort: Die Übertragungsnetzbetreiber schlagen vor, dass die Mitgliedstaaten bei ihrer Entscheidung Aspekte berücksichtigen, die die Netzbetreiber selbst in ihrer Rolle als Experten nicht einbeziehen durften.
- Und damit bleibt die entscheidende Frage: Wer soll es dann machen? Im schlimmsten Fall einigen sich die Mitgliedstaaten nicht auf ein weiteres Vorgehen, und [ACER](#), die Energieregulierungsagentur auf EU-Ebene muss gemäß den europäischen Vorgaben entscheiden. Dabei könnte es für ACER schwierig werden, von ihrer festgelegten Methodologie abzuweichen. Am Ende stehen wir vielleicht vor einer Aufteilung Deutschlands in fünf Gebotszonen – eine Lösung, die nicht einmal die Übertragungsnetzbetreiber selbst befürworten.

Fazit

- Unabhängig von der Aufteilung der Stromgebotszone wird es wichtiger, das große Potenzial von Sektorkopplungstechnologien wie Speichern, Wärmepumpen, E-Autos oder Elektrolyseuren zu nutzen. Lokale Preise würden es VerbraucherInnen ermöglichen, von günstigen Strompreisen zu profitieren und das gleichzeitig die Versorgungssicherheit zu stärken.



- Ein erster Schritt auf dem Weg zu einem solchen System könnte demnach eine Ergänzung der Preiszone um lokale Investitionssignale sein.
- Obwohl der Koalitionsvertrag weiterhin eine einheitliche Strompreiszone vorsieht, sollte die kommende Bundesregierung ihre eigenen Schlussfolgerungen aus dem Bidding Zone Review ziehen. Sie hat nun sechs Monate Zeit zu reagieren, um in Abstimmung mit den europäischen Partnern eine Lösung zu erarbeiten. [CA]

Quellen:

bbh Blog: [ENTSO-E zu Strompreiszeiten: Mehr Fragen als Antworten?](#), abgerufen am 29.04.2025

bbh Blog: [Rekonfiguration der Gebotszonen: Anpassungen mit Folgen](#), abgerufen am 04.03.2025

Redispatch 2.0 Podcast: [#98 Iberischer Black-out & Bidding Zone Review mit Christoph Maurer \(Geschäftsführer consentec\)](#), abgerufen am 02.05.2025

ZfK: [Teure Strompreise: Agora will Ende der einheitlichen Preiszone](#), abgerufen am 25.04.2025

➔ [Zurück zum Inhaltsverzeichnis](#)

Kernanforderungen der Leitlinien zum Steuerbarkeitscheck gemäß § 12 Abs. 2b EnWG (25.05.2025)

Mit der Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) vom 25. Februar 2025 wurden neue Anforderungen zur Überprüfung der Steuerbarkeit von Erzeugungs- und Speicheranlagen eingeführt (§ 12 Abs. 2 a–h EnWG). Ziel ist es, die Versorgungssicherheit angesichts wachsender Einspeisung aus erneuerbaren Energien zu gewährleisten, indem Netzbetreiber jederzeit die Steuerbarkeit der Anlagen sicherstellen können. Wir haben uns angeschaut, was in der Leitlinie an die Netzbetreiber und MSBs gefordert wird:

Pflichten der Netz- und Messstellenbetreiber

- Meldung über Messausstattung: Grundzuständige Messstellenbetreiber müssen regelmäßig den Stand der Ausstattung mit intelligenten Messsystemen an Verteilnetzbetreiber (VNB) melden.
- Jährlicher Steuerbarkeitscheck: Alle betroffenen Anlagen müssen jährlich auf ihre Fernsteuerbarkeit getestet werden. Die Ergebnisse werden schrittweise übermittelt:
 - vom VNB an den vorgelagerten Netzbetreiber,
 - von dort an die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB),
 - die einen Gesamtbericht an BNetzA und BMWK erstellen.

Fristen und Meldeprozess

- Testdurchführung: bis zum 30. September eines jeden Jahres.
- Plausibilisierung: durch vorgelagerte Netzbetreiber im Oktober.



- Gesamtergebnis: bis 31. Oktober an die ÜNB, Bericht bis 30. November an die Behörden.

Betroffene Anlagen

- Alle Erzeugungs- oder Speicheranlagen ≥ 100 kW oder fernsteuerbare Anlagen.
- Ab 2026 auch kleinere Anlagen (< 100 kW), wenn sie fernsteuerbar sind.

Ausnahmen:

- Neuinbetriebnahmen nach dem 1. Mai eines Jahres (erst im Folgejahr prüfen),
- bereits erfolgreich getestete oder operativ gesteuerte Anlagen,
- Netzersatzanlagen (z.B. Notstromaggregate),
- Anlagen unter Steuerung eines anderen Netzbetreibers.

Gestaltung der Steuerbarkeitschecks

- Testdauer: max. 60 Minuten, Eingriff ins Netz möglichst gering.
- Abregelung: Steuerungsleistung darf max. 10 MW pro VNB gleichzeitig betragen.
- Ankündigung: optional, aber in Abstimmung bei Redispatch-relevanten Anlagen.

Bewertung der Steuerung

- Mit Antwortsignal: Reaktion über Echtzeitdaten und Rückkanal überprüfbar (z.B. Fernwirktechnik).
- Ohne Antwortsignal: Nachträgliche Analyse des Lastgangs notwendig.
- Steuerungsgruppen: gemeinsame Steuerung mehrerer Anlagen, Messung an zentraler Stelle.

Blindleistung

- Blindleistungstests sind 2025 nicht verpflichtend, Netzbetreiber sollen jedoch angeben, ob Anlagen blindleistungsfähig sind.

Dokumentation und Plausibilisierung

- Dokumentation: Ergebnisse müssen systematisch erfasst werden, inkl. Ausnahmen und nicht getesteter Anlagen.
- Plausibilisierung: durch vorgelagerte Netzbetreiber anhand definierter Leitfragen (z.B. Plausibilität der Steuerbarkeitsquote).

Insgesamt ist bei dem 9-Seiten langem Dokument zur Umsetzung des §12 Abs.2 b EnWG festzustellen, dass die Anforderungen / Hinweise doch recht dünn formuliert sind und weiterhin viele offene Fragen mit Blick auf die praktische Umsetzung gibt. Allein mehr als 30 unklare Fragen wurden, vom Team ESW herausgearbeitet. Da die Auflistung all dieser Fragen den Umfang sprengen würde, sprechen Sie uns bei Interesse gerne auf unsere Einordnung an [ML].

Quelle:

Leitlinien zum Steuerbarkeitscheck gemäß § 12 ABS. 2 B ENWG, abgerufen am 25.04.2025

→ [Zurück zum Inhaltsverzeichnis](#)

Auslaufmodell „vermiedene Netzentgelte“ (24.04.2025)

Ein alter Mechanismus steht vor dem Aus – und mit ihm eine zentrale Einnahmequelle vieler dezentraler Kraftwerke in Deutschland. Am 23.04.2025 hat die Bundesnetzagentur (BNetzA) einen Festlegungsentwurf mit dem [Geschäftszeichen GBK-25-02-1#1](#) vorgelegt, der das Ende der sogenannten vermiedenen Netzentgelte (vNNE) einläutet.

- Die BNetzA will die Zahlungen für die vNNE von heute rund 1 Milliarde Euro jährlich in drei Jahren komplett auslaufen lassen. Anders gesagt: vNNE machen bundesweit rund 3 Prozent der Netzkosten aus – umgelegt auf jede Stromrechnung. StromkundInnen könnten somit um 1,5 Milliarden Euro entlastet werden.
- Das Auslaufen der vNNE passt sich auch in die Pläne der neuen Bundesregierung hinein, die die Stromkosten für VerbraucherInnen und Gewerbebetriebe um 5 Cent pro Kilowattstunde senken zu wollen.
- Gleichzeitig bedeutet die Streichung der vermiedenen Netzentgelte für Stadtwerke empfindliche Einnahmenverluste. Netzbetreiber wiederum atmen auf – und die Politik ringt um die richtige Reihenfolge bei der Marktneuordnung. Es geht um viel Geld, alte Strukturen – und um die Zukunft der dezentralen Energieversorgung.

Was sind vermiedene Netzentgelte – und warum gibt es sie überhaupt?

- „Vermiedene Netzentgelte“ – das klingt zunächst sperrig. Dahinter verbirgt sich allerdings ein einfacher Mechanismus. Dass es diese Zahlungen bislang gab, hat mit der Struktur des deutschen Stromnetzes zu tun, das aus vier Spannungsebenen besteht – vom Höchstspannungsnetz bis hinunter zu den lokalen Verteilnetzen. Ende der 1990er-Jahre galt: Wer Strom dezentral in niedrigeren Spannungsebenen einspeist, spart den Ausbau teurer Höchstspannungsleitungen.
- Dafür versprach § 18 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) den Betreibern konventioneller Kleinkraftwerke, also zum Beispiel Stadtwerken oder Industrieanlagen eine Zusatzvergütung, finanziert über die allgemeinen Netzentgelte. Die Idee war gut – vor 25 Jahren. Denn wer also auf niedriger Netzebene einspeisen konnte, half das teure Höchstspannungsnetz zu entlasten.
- Diese Überlegung passt sich ein in einer Zeit, als zentrale Großkraftwerke, etwa Atom- und Kohlekraftwerke, den Strombedarf fast vollständig deckten. Kleine, lokal angeschlossene Anlagen

konnten in diesem System also durchaus zu einer Entlastung beitragen. Heute stimmt die Rechnung nicht mehr.

- Denn inzwischen sieht die Energiewelt ganz anders aus. Der Großteil des Stroms stammt heute aus erneuerbaren Quellen – Windräder, Photovoltaikanlagen, Biogasanlagen – und wird dezentral erzeugt. Diese Einspeisung erfolgt ohnehin auf den unteren Spannungsebenen.
- Doch genau diese Logik gerät zunehmend ins Wanken. Denn in der Realität wird auch dezentral erzeugter Strom immer häufiger über große Distanzen transportiert. Die Annahme, dass das Netz durch dezentrale Einspeisung tatsächlich entlastet wird, gilt daher heute oft nicht mehr. Die Netze müssen deshalb flächendeckend ausgebaut werden, auch dort, wo eigentlich „lokaler Strom“ produziert wird.
- Die ursprüngliche Idee der Kosteneinsparung greift also nicht mehr. Gleichzeitig kostet die Subvention die Verbraucherinnen und Verbraucher Jahr für Jahr rund eine Milliarde Euro, die über die allgemeinen Netzentgelte finanziert werden. Für die BNetzA ist daher klar: Diese vNNe sind nicht mehr zeitgemäß und sollen daher schrittweise bis 2029 abgeschmolzen werden.
- Klaus Müller, Präsident der Bundesnetzagentur sagte bei der Bekanntgabe des Festlegungsentwurfs am 23.04.2025: „Eine Subvention zulasten der Verbraucherinnen ist nicht mehr zeitgemäß.“

Der Plan der BNetzA: Stufenweiser Abschied bis 2029

Um den Betreibern von dezentralen Erzeugungsanlagen Planungssicherheit zu geben, schlägt die BNetzA eine Staffelung der Reduktion der vNNE vor. Beginnend am 01.01.2026 sollen die Entgelte jährlich um 25 Prozent abgesenkt werden. Ab 2029 sollen keine Entgelte für dezentrale Einspeisung mehr ausgezahlt werden.

Der Stufenplan der Bundesnetzagentur

Jahr	Auszahlung an Kleinkraftwerke	Einsparung für Netznutzer
2025	~1 Mrd. € (Status quo)	
2026	75 Prozent	≈ 0,5 Mrd. €
2027	50 Prozent	≈ 1,0 Mrd. € kumuliert
2028	25 Prozent	≈ 1,5 Mrd. € kumuliert
ab 2029	0 Prozent	dauerhaft abgeschafft

Quelle: [Festlegungsentwurf der BNetzA vom 23.04.2025](#)

- Ziel ist es, die Netzentgelte transparenter und verursachungsgerechter zu gestalten und unnötige Subventionen abzubauen.
- Der Entwurf kommt nicht überraschend. Die Kritik an vermiedenen Netzentgelten ist nicht neu. Schon 2017 wurden Solar- und Windkraftanlagen von der Vergütung ausgenommen, auch die Berechnungsgrundlagen wurden damals eingefroren. Seitdem sind die Kosten deutlich gesunken

– aber rund 12.000 konventionelle Anlagen, viele davon KWK-basiert, erhalten weiterhin Zahlungen.

Verbände schlagen Alarm: Sorge um die Kraft-Wärme-Kopplung

- Kaum war der neue Vorschlag öffentlich, regte sich Widerstand. Besonders der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) und der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) kritisieren die Abschmelzung scharf. Ihr Hauptargument: Die Maßnahme gefährde die Wirtschaftlichkeit steuerbarer, dezentraler Bestandsanlagen, insbesondere von KWK-Anlagen, die sowohl Strom als auch Wärme liefern.
- „Der Vorschlag kommt zur Unzeit“, sagt VKU-Hauptgeschäftsführer Ingbert Liebing. Gerade jetzt, wo laut Koalitionsvertrag neue Kapazitäten zur gesicherten Leistung aufgebaut werden sollen, drohe durch die Reform eine neue Versorgungslücke. Auch der BDEW warnt: In Zeiten wachsender Unsicherheit bei Investitionen sei die Abschaffung einer etablierten Vergütung das falsche Signal. Es brauche vielmehr Verlässlichkeit und Planungssicherheit.

Fachleute: Ja zum Abschied – aber mit Maß und Ziel

- Trotz der lauten Kritik: In der Fachwelt überwiegt die Zustimmung. Der Energiewirtschaftsexperte Andreas Jahn vom Regulatory Assistance Project hält die Subvention für überholt: „Die Bezuschussung über vermiedene Netzentgelte entspricht nicht verursachungsgerechten Netzentgelten. Wenn KWK weiter gefördert werden soll, dann bitte über klar definierte Instrumente – nicht über Umwege.“
- Auch Wolfgang Fritz vom Beratungsunternehmen Consentec sieht den Vorschlag der BNetzA als folgerichtig. Dass die Stromnetzentgeltverordnung zum Ende 2028 ausläuft, mache den gewählten Zeitpunkt passend, um alte Regelungen zu beenden und Raum für ein neues, einheitliches System zu schaffen.

Offene Baustellen

- Kommunale Wärmeplanung: Viele Nahwärme Netze basieren auf KWK Anlagen, deren Business Case vNNE einpreiste. Hier sind Alternativen nötig für größere Wärmepumpen, industrielle Abwärme und Speicher. Dafür hat die Bundesregierung zum Beispiel einen Sofort-Bonus für die Bundesförderung effizienter Wärmenetze beschlossen, die aber nur ein Puzzleteil für die großen Investitionsvorhaben sein kann. Die Frage stellt sich, wie vor allem auch privates Kapital angezogen werden kann.
- Rechts- & Vertrauensschutz: Auch wenn bekannt ist, dass die StromNEV mit dem 31.12.2028 ausläuft, müssen Verträge und Finanzierungen, die auf Jahrzehnte angelegt waren, neu bewertet werden. Hier könnte eine Übergangsfinanzierung oder steuerliche Abschreibung helfen.

Nächste Schritte – BNetzA konsultiert ihren Vorschlag bis Ende Mai

- Bis 23.05.2025 können Marktakteure ihre Stellungnahmen zur [Konsultation](#) bei der BNetzA einreichen.



- Die Finale Festlegung der BNetzA ist für Sommer 2025 angekündigt. Die Tatsache, dass die BNetzA kein Eckpunkteverfahren zwischenschalten will, um sich auf Grundlage der Konsultationsergebnisse noch einmal die Rückmeldung der betroffenen Akteure einzuholen deutet darauf hin, dass sich die Bonner Behörde entschlossener als bei anderen Themen zeigt, ihren Vorschlag umzusetzen.
- Gesetzlicher Endtermin 31.12.2028: Auslaufen der StromNEV.

Fazit: Strukturreform oder Kürzungswelle?

Mit der geplanten Reform der vermiedenen Netzentgelte kippt die BNetzA eine 25 Jahre alte Subvention, um Netzkosten zu senken und das Fördersystem an die Realität eines erneuerbaren Strommixes anzupassen. Dass die Stromnetzentgeltverordnung zum Ende 2028 ausläuft, ist eine gute Gelegenheit, um alte Regelungen zu beenden und Raum für ein neues, einheitliches System zu schaffen.

Was allerdings aus Sicht der Netzlogik konsequent erscheint, ist aus Perspektive vieler Anlagenbetreiber ein tiefer Einschnitt. Die Debatte um die vermiedenen Netzentgelte ist damit auch ein Symbol für einen größeren Wandel: Weg von pauschalen Förderungen, hin zu zielgenauer, technologieoffener Unterstützung, die tatsächliche Systemdienlichkeit belohnt – nicht historische Sonderwege.

Für VerbraucherInnen winkt eine moderate Entlastung, für Stadtwerke und konventionelle Kleinkraftwerke steht ein Umbau der Geschäftsmodelle an. Ob der Schritt die Energiewende beschleunigt oder Investoren verschreckt, hängt nun davon ab, wie schnell Politik und Branche das künftige Strommarkt Design – inklusive Kapazitätsmarkt und Kraftwerksstrategie – auf den Weg bringen. [CA]

Quellen:

Bundesnetzagentur (2025): [Verfahrenseinleitung Geschäftszeichen GBK-25-02-1#1, Festlegungsentwurf & Konsultationsformular](#), abgerufen am 24.04.2025

Handelsblatt: [Netzagentur will Millionen-Vergütung für Kraftwerksbetreiber abschaffen](#), abgerufen am 24.04.2025

Tagesspiegel Background Energie & Klima: [Neuer Konflikt um Subventionsabschaffung bahnt sich an](#), abgerufen am 24.04.2025

➔ [Zurück zum Inhaltsverzeichnis](#)

Redispatch 2.0 – Wie geht es weiter? (22-04.2025)

Ab 2026 beginnt die schrittweise Umsetzung des verpflichtenden Planwertmodells im Rahmen von Redispatch 2.0. Das bedeutet: Für viele Verteilnetzbetreiber (VNB) steht eine tiefgreifende Transformation ihrer Prozesse bevor. Unser Beitrag beleuchtet, was regulatorisch auf sie zukommt – und wie sie sich jetzt strategisch aufstellen können.

Redispatch 2.0: Zwei Modelle im Fokus

Das Redispatch 2.0 bildet seit 2021 den regulatorischen Rahmen für ein vorausschauendes Engpassmanagement im Stromnetz. Dabei kommen zwei Bilanzierungsmodelle zum Einsatz:



- Planwertmodell: Der Einsatzverantwortliche (EIV) meldet verbindliche Erzeugungsfahrpläne im Voraus an den Netzbetreiber. Diese Planwerte bilden die Basis für die Bilanzierung.
- Prognosemodell: Hier erfolgt die Bilanzierung ex post anhand berechneter Ausfallarbeit, ohne vorherige Fahrplanmeldung.

Bis spätestens 2030 sollen relevante Erzeugungsanlagen in das Planwertmodell überführt werden. Erste Umstellungen sind bereits ab 2026 vorgesehen. Der vorgelagerte Übertragungsnetzbetreiber entscheidet künftig gemeinsam mit dem VNB, welche Anlagen geeignet sind. Kleinere, weniger systemrelevante Einspeiser könnten vorerst im Prognosemodell verbleiben – entsprechende Kriterien befinden sich aktuell in der Ausarbeitung.

Warum das Planwertmodell kommt

Der wachsende Anteil erneuerbarer Energien erhöht die Volatilität der Einspeisung und stellt neue Anforderungen an die Netzstabilität. Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat deshalb im August 2023 ein Verfahren zur Weiterentwicklung des Redispatch 2.0 gestartet. Ziel ist eine präzisere Steuerung und Bilanzierung sowie eine bessere Koordination zwischen allen Beteiligten.

Ein im September 2024 veröffentlichtes Eckpunktepapier enthält konkrete Maßnahmen wie:

- Häufigere Testabrufe zur Überprüfung der Erreichbarkeit und Steuerbarkeit von Anlagen.
- Qualitätsprüfungen der Prognosen durch VNB und ÜNB.
- Überarbeitete Kriterienkataloge für die Zuordnung von Anlagen zum Bilanzierungsmodell.
- Rückstufungsmöglichkeit bei unzureichender Prognosequalität.

DA/RE als zentrales Umsetzungsinstrument

Die Plattform DA/RE (Datenaustausch und Redispatch) wird dabei zur zentralen Schaltstelle für die vertikale Abstimmung im Redispatch-Prozess. Sie unterstützt:

- Aggregation und Übermittlung von Planungsdaten,
- Aktivierungs- und Bilanzierungsprozesse,
- Prognoseprüfungen und Qualitätstests,
- sowie zunehmend auch Visualisierungen und Dashboards für Netzbetreiber.

Ein besonderer Fokus liegt auf der End-to-End-Betrachtung: Vom Dateneingang über Testabrufe bis zur bilanziellen Abwicklung sollen Prozesse vollständig digital abgebildet, getestet und optimiert werden können.

Aufgeleitet: Zeitplan für die Implementierung des Redispatch 2.0

In Summe ergibt sich für die Netzbetreiber ein Umsetzungsfahrplan bis mindestens 2030. Wir haben diese einmal in der Übersicht für euch zusammengestellt:



ZEITPUNKT	EREIGNIS / MEILENSTEIN	TO-DOS / AUFGABEN FÜR VNB UND ANDERE AKTEURE
31.08.2023	Einleitung Festlegungsverfahren durch BNetzA (BK6)	- Start der Überarbeitung von Redispatch 2.0-Vorbereitung auf neue Anforderungen bei Bilanzierung und Koordination
26.09.2024	Veröffentlichung des Eckpunktepapiers zur Weiterentwicklung	- Analyse der Eckpunkte- Beteiligung an Konsultationen- Bewertung der vorgeschlagenen Änderungen
AB 2025 (LAUFEND)	Erweiterung & Weiterentwicklung DA/RE-Plattform	- Mitarbeit an der Implementierung neuer Funktionen (z. B. Testabrufe, Prognoseprüfungen)- Sicherstellung der technischen Anbindungs-Optimierung interner Datenflüsse
AB 2026	Start der Überführung erster Anlagen ins Planwertmodell	- Auswahl geeigneter Anlagen in Abstimmung mit dem ÜNB- Sicherstellung der Fernsteuerbarkeit-Umstellung auf ex ante Bilanzierung (Planwertmodell)- Durchführung von Tests zur Prognosequalität
2026–2030	Stufenweise Einführung des Planwertmodells für relevante Einspeiser	- Umsetzung des Kriterienkatalogs für die Modellwahl (Planwert vs. Prognosemodell)- Monitoring der Prognosequalität- Durchführung regelmäßiger Funktionstests mit DA/RE
SPÄTESTENS 2030	Ziel: flächendeckende Umsetzung des Planwertmodells	- Vollständige Integration der relevanten Einspeiser ins Planwertmodell- Etablierung effizienter End-to-End-Prozesse inkl. Bilanzierung und Kommunikation

Anpassungsbedarfe für die Netzbetreiber:

Durch den neuen zeitlichen Fahrplan ergeben sich für die Netzbetreiber neue Aufgaben und Umsetzungsaufgaben, welche wir auf einer hohen Flugebene aus Sicht der VNB, ÜNB und BNetzA zusammengestellt haben:

Für Verteilnetzbetreiber (VNB)

- Prozessanpassung:
 - Integration neuer Bilanzierungsmodelle (v. a. Planwertmodell)
 - Umstellung interner Abläufe auf Redispatch 2.0 Anforderungen
- Testmanagement:
 - Teilnahme an standardisierten Testabrufen mit ÜNB und DA/RE
 - Durchführung eigener produktiver Tests
- Datenqualität & Kommunikation:

- Verbesserung der Prognosequalität
- Sicherstellung transparenter Datenflüsse und Fernsteuerbarkeit
- Modellwahl & Kriterienkatalog:
 - Anwendung des Kriterienkatalogs zur Modellzuordnung
 - Rückstufung ins Prognosemodell bei schlechter Prognosequalität prüfen

Für Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)

- Abstimmung mit VNB zur Modellüberführung
- Entwicklung und Anwendung des Kriterienkatalogs
- Etablierung eines Monitorings zur Prognosequalität
- Technische Unterstützung bei der Umsetzung in DA/RE

Für die Bundesnetzagentur (BNetzA)

- Steuerung des Festlegungsverfahrens
- Konsultation und Integration von Branchenerkenntnissen
- Überwachung der Zielerreichung bis 2030 [ML]

Quelle:

Zfk: [Redispatch 2.0 – Quo Vadis: Zeitung für kommunale Wirtschaft](#), abgerufen am 14.04.2025

➔ [Zurück zum Inhaltsverzeichnis](#)

§19 StromNEV – Die schwierige Reform der Netzentgelte für die Industrie (17.04.2025)

Ausgangslage: Ende der bisherigen Privilegien naht

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) arbeitet an einer grundlegenden Reform der Netzentgelte für industrielle Großverbraucher nach §19 StromNEV.

Hintergrund

- Die bisherigen Vergünstigungen, insbesondere das sogenannte Bandlastprivileg, laufen zum Jahresende 2025 aus. Ab 2026 soll ein neues System gelten.
- Gelingt keine Einigung, entfallen die bisherigen Entlastungen ersatzlos – mit potenziell drastischen Mehrkosten für energieintensive Unternehmen.

Ziel der Reform: Mehr Flexibilität statt pauschaler Rabatte

- Kernidee der BNetzA ist es, künftig nicht mehr allein einen konstanten Stromverbrauch zu belohnen, sondern vielmehr flexible Lastanpassungen anzureizen. So sollen Unternehmen unterstützt werden, ihren Stromverbrauch stärker an die volatile Erzeugung aus Erneuerbaren Energien anzupassen – und damit auch netzdienlicher zu agieren.

Verzögerungen im Verfahren: Komplexität und Widerstände

- Eigentlich wollte die BNetzA bereits Anfang 2025 erste konkrete Vorschläge vorlegen. Doch daraus wird nichts: Die Auswertung der umfangreichen Stellungnahmen aus der Konsultation dauert an. Einen neuen Zeitplan nennt die Behörde nicht mehr.
- Besonders problematisch: Der Behörde liegen bislang kaum belastbare Daten über die Flexibilitätspotenziale der Industrie vor. Unternehmen mussten diese erst selbst erheben und einreichen.

Position der Industrie: Flexibilität hat Grenzen

Die Industrie reagiert skeptisch auf die Reformpläne:

- Flexibilisierung sei teuer, aufwendig und oft nur begrenzt möglich.
- Ein vollständiges Streichen bestehender Privilegien – wie des Bandlastprivilegs – lehnt sie ab.
- Der Bundesverband der Industrie (BDI) betont, dass die Energiewende nicht primäre Aufgabe von Unternehmen sein könne.

Wünsche der Energiewirtschaft: Einfach und netzdienlich

Netzbetreiber und Energieverbände wie BDEW und VKU fordern vor allem:

- Eine einfache, praxisnahe Regelung mit geringem Umsetzungsaufwand.
- Eine klare Ausrichtung auf Netzdienlichkeit – nicht allein auf Börsenpreise.
- Vermeidung zusätzlicher Komplexität und Bürokratie.

Ausblick: Zeitdruck steigt

Spätestens Anfang 2028 muss die neue Regelung greifen – ansonsten drohen erhebliche Rechts- und Planungslücken. Die BNetzA steht damit vor einer der umstrittensten Festlegungen ihrer Geschichte: Es gilt, die Balance zwischen industriepolitischen Interessen, energiewirtschaftlicher Steuerungslogik und praktischer Umsetzbarkeit zu finden [ML].

Quelle:

energate messenger Netzentgeltreform: BNetzA macht Überstunden, abgerufen am 16.04.2025

➔ [Zurück zum Inhaltsverzeichnis](#)



Marktkommunikation: BDEW veröffentlicht Anwendungshilfen zum 24h-Lieferantenwechsel und zur Datenübermittlung ZSG (15.04.2025)

Der Stichtag nähert sich merklich: Zum [06.06.2025](#) sind die BNetzA-Festlegungen zum 24-Stunden Lieferantenwechsel (LFW 24h) sowie zur Datenübermittlung von Zählerstandsgängen (ZSG) umzusetzen.

Hintergrund

Die BNetzA-Festlegungen [BK6-22-024](#) und [BK6-24-174](#) sehen eine Reihe von Regelungen und Verbesserungen zum automatisierten Austausch von Daten im Markt vor. Ziel ist die Gesamtoptimierung der Abläufe im Markt, z.B.

- die Neustrukturierung der Stammdatenübermittlung
- die Neueinführung eines Prozesses für Neuanlagen sowie
- die Verbindlichmachung eines Abrechnungsprozesses für intelligente Messsysteme zwischen Messstellenbetreibern und Netzbetreibern hinsichtlich der anteiligen Preisobergrenze.

Nachfolgende Dokumente wurden bisher erarbeitet und dienen den Unternehmen zur Unterstützung bei der Umsetzung der BNetzA-Festlegungen:

- Entscheidungsbaum-Diagramme und Datenformate [hier](#)
- Einführungsszenario zum Lieferantenwechsel in 24 Stunden, Version 1.2: Hilfestellung zur Umstellung der heutigen Prozesse auf die neuen Prozessvorgaben [hier](#)
- Anwendungshilfe zum Lieferantenwechsel in 24 Stunden, Version 1.3: Veranschaulichung von Prozessabläufen [hier](#)
- Umsetzungsfragenkatalog zu LFW24 & ZSG, Version 1.3: Aufgreifen von prozessualen Praxisfragen [hier](#)
- Aktivitätsdiagramme zu GPKE (Version 1.5), WiM Strom (neue Version 1.2) und MaBiS (Version 1.3) [hier](#)

Die Anwendungshilfe zum Lieferantenwechsel in 24 Stunden wird nach Bedarf erweitert.

Zusätzlich hat der BDEW eine Reihe an Dokumenten aktualisiert, die in Wechselwirkung zu den BNetzA-Festlegungen zum Lieferantenwechsel in 24h und zur Datenübermittlung Zählerstandsgang stehen.

Dies sind:

- Muster-Einwilligungserklärung für den ESA in der Version 1.2 [hier](#)
- BDEW-Anwendungshilfe Zum Modell 2 zur ladevorgangsscharfen bilanziellen Energiemengenzuordnungsmöglichkeit in der Version 1.3 [hier](#).
- BDEW-Anwendungshilfe „Marktprozesse Netzbetreiberwechsel Sparte Strom“, Version 1.0, [hier](#).
- Die letztgenannte Anwendungshilfe beschreibt die durchzuführenden Marktprozesse, wenn die Verantwortung eines Netzbetreibers für eine Lokation auf einen anderen Netzbetreiber übergeht.

Zur Unterstützung dieses Prozesses findet in der Sparte Strom zukünftig die Paket-ID Anwendung. Die Paket-ID identifiziert die von einem Netzbetreiberwechsel betroffenen Lokationen.

- Die Paket-ID wird dabei mit zusätzlichen Fachinformationen in einer allgemein zugänglichen Liste bei der Codevergabe veröffentlicht werden. Marktpartner haben damit die Möglichkeit, sich über bevorstehende Netzbetreiberwechsel frühzeitig zu informieren.
- Die Paket-ID kann ab sofort bei Bedarf bei der [Codevergabestelle](#) beantragt werden.
- Ebenfalls zu beachten bei der Umsetzung der beiden BNetzA-Festlegungen ist die BDEW-Anwendungshilfe „[Prozesse zur Änderung der Technik an Lokationen](#)“, Version 1.1.
- Die Use-Cases 2.1 „Messlokationsänderung vom NB an MSB“ und 2.2 „Messlokationsänderung vom LF an MSB“ ersetzen zukünftig das Kapitel 3.3 „Use-Case: Messlokationsänderung bei kME, mME inkl. iMS-Einbau, Erweiterung und Parametrierung“ der WiM Strom Teil 1, [BK6-24-174](#), vom 24. Oktober 2024. Die BNetzA empfiehlt dem Markt in ihrer [Mitteilung](#) für die automatisierte Abwicklung die BDEW-Anwendungshilfe zu nutzen.
- Darüber hinaus befindet sich in der Anwendungshilfe zusätzliche Use-Cases ab Kapitel 2.3 „Prozessbeschreibungen zum Preisblatt B des MSB“. [CA]

Quelle:

BDEW: Marktkommunikation: BDEW-Anwendungshilfen, abgerufen am 15.04.2025

➔ [Zurück zum Inhaltsverzeichnis](#)

STROM - MARKTENTWICKLUNG

600.000 von 2 Millionen Solarstromspeicher allein 2024 zugebaut (07.05.2025)

Immer mehr Haushalte und Energieunternehmen in Deutschland setzen auf Solarstromspeicher – ein Trend, der sich laut einer aktuellen Auswertung des Bundesverbands Solarwirtschaft (BSW) deutlich abzeichnet.

- Im Frühjahr dieses Jahres waren deutschlandweit bereits zwei Millionen Speicher in Betrieb, allein im vergangenen Jahr kamen 600.000 neue Anlagen hinzu, wie der Verband am Dienstag mitteilte.
- Besonders bei Neubauten gehören Stromspeicher mittlerweile „zum Standard“, so der Branchenverband. Auch die Nachfrage nach Großspeichern, die beispielsweise neben Solar- oder Windparks installiert werden, verzeichnete zuletzt einen deutlichen Anstieg.
- Die Speicherkapazität der Anlagen erreicht inzwischen beeindruckende Werte: Insgesamt können die Speicher deutschlandweit 20 Gigawattstunden elektrische Energie zwischenspeichern. Das

entspricht rechnerisch dem durchschnittlichen Tagesverbrauch von zwei bis vier Millionen Zwei-Personen-Haushalten.

- Allein im ersten Quartal dieses Jahres kamen laut BSW 1,7 Gigawattstunden Speicherkapazität hinzu – ein Wachstum von 16 Prozent im Vergleich zum Vorjahreszeitraum.
- Trotz dieser Fortschritte sieht der Verband dringenden Handlungsbedarf. Der Ausbau der Speicherkapazitäten müsse deutlich beschleunigt werden, erklärte der BSW. Häufig scheitere die Umsetzung jedoch an „überholten rechtlichen Rahmenbedingungen“. Der Verband fordert daher unter anderem eine Privilegierung von Stromspeichern im Baurecht. Bis 2030 müsse die Kapazität der Speicher auf 100 bis 150 Gigawattstunden anwachsen, so der BSW unter Verweis auf eine Studie des Fraunhofer-Instituts. [CA]

Quelle:

Tagesspiegel Background Energie & Klima: 600.000 Solarstromspeicher kamen 2024 hinzu, abgerufen am 07.05.2025

➔ [Zurück zum Inhaltsverzeichnis](#)

Zukunft des Netzausbaus: Übertragungsnetzbetreiber fordern realistische Regulierungsbedingungen (17.04.2025)

Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) haben in einer ausführlichen Stellungnahme ihre Position zu den aktuellen Eckpunkten der Bundesnetzagentur (BNetzA) zum künftigen Regulierungsrahmen dargelegt. Die Betreiber warnen eindringlich vor einer Verschlechterung der Investitionsbedingungen und fordern einen spezifischen, planbaren und finanzierbaren Rahmen für den dringend benötigten Netzausbau im Zuge der Energiewende.

Der ab 2029 geltende Regulierungsrahmen wird nach Einschätzung der ÜNB zum Schlüssel für den Ausbau der Stromnetze. Bereits jetzt zeichnen sich aus Sicht der Netzbetreiber Verschlechterungen ab: Wichtige Elemente wie rückwirkende Kürzungen und ein zu restriktiver Umgang mit Finanzierungsmöglichkeiten gefährden die Investitionsfähigkeit. Insbesondere der Eigenkapitalzins, der im internationalen Vergleich zu niedrig ist, bereitet den ÜNB große Sorgen. „Die Finanzierung unseres ambitionierten Investitionsprogramms steht und fällt mit der Attraktivität der regulatorischen Rahmenbedingungen“, heißt es in der Stellungnahme. Über 250 Milliarden Euro an Investitionen seien in den kommenden zehn Jahren notwendig.

Die BNetzA erkennt die Sonderrolle der ÜNB im Umbau der Energieinfrastruktur an – mit einem massiven Ausbau der Netze an Land und auf See. Die Netzbetreiber unterstützen den Ansatz, eigene Verfahren und Regelungen für ÜNB zu entwickeln, betonen jedoch, dass diese umfassend und detailliert an ihre spezifischen Anforderungen angepasst werden müssen. Eine einfache Übertragung bestehender Methoden aus der Regulierung der Verteilnetzbetreiber sei nicht akzeptabel. Transparenz und Planbarkeit sind zentrale Forderungen: Ein verbindlicher Zeitplan, klare Themenschwerpunkte und eine strukturierte Konsultation mit ausreichend Vorlaufzeit seien unverzichtbar.

Die geplante Einführung eines jährlichen, plankostenbasierten Regulierungssystems („Jährlichkeitsprinzip“) wird von den ÜNB grundsätzlich begrüßt. Dieses ermögliche eine schnellere Refinanzierung der Kosten und erhöhe die Transparenz. Wichtig sei jedoch, dass keine rückwirkenden

Kürzungen erfolgen dürften. Auch müsse der geplante Glättungsmechanismus zur Stabilisierung der Netzentgelte die Liquidität der ÜNB nicht gefährden.

Ein zentrales Anliegen der Netzbetreiber ist die Umstellung auf ein international anerkanntes WACC-Modell (Weighted Average Cost of Capital). Dieses Modell soll die Finanzierungssicherheit verbessern und Investoren mehr Transparenz bieten. Die ÜNB fordern jedoch eine wettbewerbsfähige Eigenkapitalverzinsung, keine Benachteiligung durch die Umstellung, insbesondere bei Zuschüssen und Engpasserlösen, sowie die Möglichkeit eines ergänzenden Finanzierungsbausteins für Netzbetreiber mit besonders hohen Investitionen. Auch bei der Fremdkapitalvergütung sehen die ÜNB Änderungsbedarf. Sie lehnen ein individuelles Rating ab und plädieren für einheitliche, transparente Regeln, die die spezifischen Finanzierungsanforderungen der Branche berücksichtigen.

Die ÜNB warnen vor neuen Effizienzanreizen, die das Risiko systematischer Kostenunterdeckungen bergen könnten. Anreizsysteme sollten ausschließlich bonusorientiert sein und keine zusätzlichen Risiken für Investoren erzeugen. Zudem fordern die Netzbetreiber gezielte Anreize für Forschungs- und Innovationsprojekte. Sie verweisen auf internationale Modelle, bei denen Netzkunden und Betreiber gemeinsam von Innovationen profitieren. Vorschläge wie ein „Market-Facilitation“-Mechanismus oder ein „Benefit Sharing“-Modell könnten auch in Deutschland zur Anwendung kommen.

Die ÜNB begrüßen die Fortführung bestehender Regelungen für Zahlungen an Dritte, drängen jedoch auf eine Ausweitung erhöhter Entschädigungszahlungen, insbesondere auch auf Offshore-Projekte. Auch Bewirtschafter, die nicht Eigentümer der Flächen sind, sollten in den Genuss von Beschleunigungszuschlägen kommen, um Verzögerungen bei Netzausbauprojekten zu vermeiden.

Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber sehen sich vor einer historischen Aufgabe. Damit der Netzausbau nicht ins Stocken gerät, bedarf es eines Regulierungsrahmens, der die Herausforderungen realistisch abbildet. Die BNetzA ist gefordert, die Vorschläge der ÜNB ernsthaft zu prüfen und Rahmenbedingungen zu schaffen, die sowohl den Klimazielen als auch den wirtschaftlichen Notwendigkeiten gerecht werden. „Ohne einen klaren und fairen Rahmen für Investitionen wird die Energiewende scheitern“, lautet das Fazit der Stellungnahme. Der Ball liegt nun bei der BNetzA [ML].

Quelle:

Transnet BW [GBK-25-01-1#2] Stellungnahme der vier Übertragungsnetzbetreiber zu den BnetzA Eckpunkten zur Festlegung eines Regulierungsrahmens für Übertragungsnetzbetreiber, abgerufen am 24.04.2025.

➔ [Zurück zum Inhaltsverzeichnis](#)

Windenergie im Aufwind: Genehmigungen und Zubau mit Höchstständen (17.04.2025)

Die deutsche Windindustrie ist mit Schwung ins Jahr gestartet. Mit insgesamt knapp 1.000 Megawatt neuer Leistung wurde bereits nach drei Monaten rund ein Drittel des gesamten Vorjahreszubaus erreicht.

- Im Gesamtjahr 2024 waren Windräder mit einer Leistung von 3250 Megawatt gebaut worden.
- Damit drehen sich jetzt fast 29.000 Windräder an Land mit rund 64.300 Megawatt (64,3 Gigawatt) Leistung.



- Im Jahr 2026 sollen laut Regierungsplanung 84 Gigawatt installiert sein. Bis 2030 will Deutschland rund 80 Prozent seines Stromverbrauchs aus Erneuerbaren Energien decken.
- Nachdem der Ausbau viele Jahre wegen Bürgerprotesten, langer Genehmigungsverfahren und zu wenigen Flächen stockte, hatte die Ampel-Regierung zahlreiche Hürden beseitigt.
- Trotz der Fülle an Genehmigungsanträgen sei die durchschnittliche Bearbeitungsdauer erneut zurückgegangen und liege jetzt bei 18,7 Monaten.
- Insgesamt lägen aktuelle Genehmigungen für Windräder mit rund 28 Gigawatt vor.
- Damit stehe genug Volumen zur Verfügung, um auch die kommenden Ausschreibungsrunden für Windparks in diesem Jahr zu füllen. Besonders zahlreich waren die Genehmigungen in Nordrhein-Westfalen gefolgt von Niedersachsen. Wermutstropfen der Bilanz sei, dass die Südländer weiter hinterherhinkten, sagte Heidebroek. [CA]

Quelle:

Tagesspiegel Background Energie & Klima, Windenergie-Ausbau gewinnt weiter an Fahrt, abgerufen am 17.04.2025

➔ [Zurück zum Inhaltsverzeichnis](#)

Netzreserve-Einsatz könnte Kraftwerkszubau verteuern und Speicherschwachstellen mindern (16.04.2025)

Der geplante Einsatz von Netzreservekraftwerken am Strommarkt zur kurzfristigen Preisdämpfung birgt laut ExpertInnen unerwünschte Nebenwirkungen.

- Enervis hat für das Jahr 2024 die potenziellen Erlöseinbußen für Speicher, Gaskraftwerke und Nachfrageflexibilitäten [modelliert](#). Das Ergebnis: Bei einem Marktzugang von Kohlekraftwerken wären diese Verluste im hohen zweistelligen Prozentbereich angesiedelt.
- Das Beratungsunternehmen analysierte, dass der im [Koalitionsvertrag](#) angekündigte Einsatz der Netzreserve den Zubau neuer Kraftwerkskapazitäten verteuern könnte. Grund dafür sei, dass BieterInnen künftiger Kapazitätsmarkt-Ausschreibungen geringere Preisspitzen einkalkulieren müssten – was zu höheren Geboten und somit zu steigenden Kosten führe.
- Auch die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern würde durch die Marktintegration der Netzreserve leiden – ein Kritikpunkt, den Fachleute bereits seit Bekanntwerden der Pläne der schwarz-roten Koalition anführen.

Geringer Preiseffekt – aber deutliche Markteingriffe

- Der Einfluss auf das allgemeine Strompreinsniveau wäre hingegen begrenzt. Wären die Reservekraftwerke im Jahr 2024 bei einem angenommenen Marktpreis von 200 Euro pro Megawattstunde eingesetzt worden, hätte das laut Enervis den Base-Preis um 3,3 Prozent gesenkt. Für das laufende Jahr – gerechnet bis zum 10. 04.2025 – läge die Reduktion bei nur 1,4 Prozent.



- Ab welchem Preisniveau die Netzreserve tatsächlich in den Markt eingreifen soll, ist jedoch noch nicht festgelegt.
- Langfristig warnen die AnalystInnen vor einem Rückgang des Flexibilitätszubaues. Denn je stärker Preisspitzen durch den Reserveeinsatz gedämpft werden, desto unattraktiver werden Investitionen in speicher- oder flexibilitätsbasierte Lösungen. Das wiederum würde den Preisdämpfungseffekt verringern.

Möglicher Nebeneffekt: Beschleunigter Kohleausstieg

- Ein weiterer, bislang wenig diskutierter Aspekt: Die zusätzlichen Einspeisungen aus der Netzreserve oder auch der Bau neuer Gaskraftwerke könnten den Strommarkterlös für bestehende Kohlekraftwerke senken – und damit den Kohleausstieg ungewollt beschleunigen. Sollte sich das Marktumfeld durch politische Eingriffe stärker verändern, könnte dieser deutlich früher als 2038 erfolgen. [CA]

Quelle:

Tagesspiegel Background Energie & Klima: Reservekraftwerke könnten Kraftwerksstrategie verteuern, abgerufen am 16.06.2025

➔ [Zurück zum Inhaltsverzeichnis](#)

GAS

GAS – REGULATORIK

EU-Kommission legt Kriterien für kohlenstoffarmen Wasserstoff vor (30.04.2025)

Die Europäische Kommission hat einen Entwurf für einen Delegierten Rechtsakt vorgelegt, in dem erstmals einheitliche Kriterien zur Definition von kohlenstoffarmem Wasserstoff formuliert werden.

- Das Dokument, legt insbesondere fest, wie die Treibhausgaseinsparungen bei der Herstellung dieses Wasserstoffs künftig berechnet werden sollen.
- Zentraler Bestandteil ist eine Emissionsintensitätsberechnung, bei der die Gesamtemissionen des Produktionsprozesses durch die erzeugte Energiemenge des Wasserstoffs geteilt werden. Ziel ist es, die Klimawirkung verschiedener Herstellungsverfahren – darunter blauer Wasserstoff aus Erdgas mit CO₂-Abscheidung und -Speicherung (CCUS) sowie nuklearer Wasserstoff aus mit Atomstrom betriebenen Elektrolyseuren – vergleichbar zu machen.
- Vor allem Frankreich, das stark auf Atomstrom setzt, hatte im Vorfeld auf eine Berechnungsmethode gedrängt, die nuklear erzeugtem Wasserstoff bei der Treibhausgasbewertung zugutekommt. Die Kommission kündigt daher im Entwurf an, bis spätestens 1. Juli 2028 alternative Bewertungsmethoden für Wasserstoff aus Kernenergie zu prüfen.
- Bereits in der Vergangenheit hatte die Kommission Kriterien für grünen Wasserstoff definiert – also Wasserstoff aus Elektrolyse mit erneuerbarem Strom. Auch für kohlenstoffarmen Wasserstoff liegt ein früherer Rechtsakt vor, der im Rahmen des EU-Gasmarktpakets formuliert wurde [ML].

Quelle:

Tagesspiegel Background - Entwurf für Rechtsakt zu kohlenstoffarmem Wasserstoff, abgerufen am 30.04.2025.

➔ [Zurück zum Inhaltsverzeichnis](#)

Anpassung der Füllstandsvorgaben für Gasspeicher – Rückkehr zur Marktverantwortung (28.04.2025)

Mit der neuen Gasspeicherfüllstandsverordnung (GasSpFüllstV) reagiert das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) auf die veränderte Lage am europäischen Gasmarkt. Nachdem im Zuge der Gaskrise 2022 hohe Füllstandsvorgaben als zentrale Maßnahme zur Sicherung der Versorgung implementiert wurden, erfordert die inzwischen stabilisierte Versorgungslage eine Neubewertung. Die



Verordnung verfolgt das Ziel, den Markt wieder stärker in die Verantwortung zu nehmen und dabei unnötige staatliche Eingriffe – und die damit verbundenen Kosten – zu vermeiden.

Ausgangslage: Marktstörungen trotz stabiler Versorgung

- Durch den Ausbau der LNG-Infrastruktur an Nord- und Ostsee sowie die verlässlichen Importe aus Norwegen ist die Gasversorgung Deutschlands derzeit als gesichert einzustufen. Gasspeicher dienen in solchen stabilen Phasen vor allem zur Abdeckung saisonaler Verbrauchsspitzen im Winter. Allerdings wird die marktliche Befüllung der Speicher aktuell durch einen ungewöhnlich negativen Sommer-Winter-Preisspread behindert. Dieser Spread, der üblicherweise einen Anreiz zur Sommerbefüllung bietet, kehrt sich ins Gegenteil und reduziert die Attraktivität marktwirtschaftlicher Speicherbuchungen.

Senkung der Füllstandsvorgaben: 70 Prozent als neues Ziel

Um diese Marktverzerrungen zu korrigieren und den Anreiz zur eigenverantwortlichen Befüllung zu erhöhen, senkt das BMWK das bisherige Ziel von 90 Prozent auf ein Gesamtfüllziel von 70 Prozent. Diese Absenkung basiert auf zwei wesentlichen Ausnahmegrundlagen der EU-Verordnung (EU) 2017/1938:

- Ungünstige Marktbedingungen rechtfertigen eine Abweichung um 10 Prozentpunkte – der negative Preisspread ist dabei ein zentrales Kriterium.
- Zusätzlich können exportierte Gasmengen in Drittstaaten angerechnet werden. Für Deutschland bedeutet dies einen Abzug von 23,71 TWh, die in der Schweiz verbraucht wurden.

Differenzierte Vorgaben nach Speichertyp und Region

Die Verordnung unterscheidet sachgerecht zwischen Kavernenspeichern und Porenspeichern, da diese Speichertypen unterschiedliche Beiträge zur Versorgungssicherheit leisten. Kavernenspeicher zeichnen sich durch ihre hohe Flexibilität und schnelle Entnahmefähigkeit aus, weshalb sie auch künftig höhere Füllstandsvorgaben erfüllen müssen. Porenspeicher hingegen speichern aufgrund geologischer Gegebenheiten langsamer ein und aus und haben somit eine geringere Bedeutung bei kurzfristigen Versorgungslücken.

Gleichzeitig berücksichtigt die Verordnung regionale Unterschiede. In Süddeutschland, wo aufgrund netztopographischer Engpässe ein erhöhter Bedarf an lokaler Speicherverfügbarkeit besteht, gelten auch für dortige Porenspeicher höhere Anforderungen. Im Detail ergeben sich folgende Vorgaben:

- Kavernenspeicher: 80 Prozent Füllstand zum 1. November,
- Porenspeicher: 45 Prozent Füllstand zum 1. November,
- Süddeutsche Porenspeicher (Bierwang, Breitbrunn, Inzenham-West, Wolfersberg): 80 Prozent zum 1. November und 40 Prozent zum 1. Februar.

Ziel: Marktverantwortung stärken, staatliche Kosten begrenzen

Die Verordnung setzt bewusst auf marktwirtschaftliche Instrumente. Ein Eingreifen der Trading Hub Europe GmbH zur Befüllung der Speicher ist aktuell nicht vorgesehen. Ziel ist es, eine eigenverantwortliche Befüllung durch Marktakteure zu erreichen und somit die gesamtwirtschaftlichen Kosten gering zu halten.

Staatliche Ersatzvornahmen sollen nur dann erfolgen, wenn sie aus Versorgungssicherheitsgründen zwingend notwendig sind.

Die Regelung steht im Einklang mit den europarechtlichen Vorgaben und nutzt vorhandene Spielräume gezielt aus. Sie trägt gleichzeitig dazu bei, Preisspekulationen entgegenzuwirken, die auf erwartete staatliche Interventionen zurückzuführen sind. So wird eine Rückkehr zu einem funktionierenden Gasmarkt unterstützt, in dem die Akteure ihrer Verantwortung nachkommen.

Die Verordnung tritt unmittelbar nach der Verkündung in Kraft und gilt bis zum 31. März 2027.

Hinweis: Entwicklungen auf der EU-Ebene

Die Trilogverhandlungen zur Verlängerung der EU-Gasspeicher-Verordnung sollen am 13. Mai 2025 beginnen. Sowohl der Rat der EU als auch das Europäische Parlament haben sich zuvor zu dem Kommissionsvorschlag positioniert, der eine unveränderte Fortführung der seit 2022 geltenden Regelungen bis Ende 2027 vorsieht. Der Rat schlägt jedoch gezielte Flexibilisierungen vor, etwa bei der verpflichtenden Speicherbefüllung. Der zuständige Parlamentsausschuss hat am 24. April einen Kompromisstext angenommen, der in vielen Punkten mit der Ratslinie übereinstimmt. Ziel ist ein zügiger Abschluss des Gesetzgebungsverfahrens, sodass die überarbeiteten Vorgaben noch während der laufenden Speicherperiode 2025 wirksam werden können [ML].

Quellen:

BMWK: Referentenentwurf - Verordnung zur Anpassung der Füllstandsvorgaben für Gasspeicheranlagen (Gasspeicherfüllstandsverordnung – GasSpFüllstV), Version 28.04.2025 – 14:07

BDEW: Legal News 05/2025 – Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik Strom, abgerufen am 06.05.2025

➔ [Zurück zum Inhaltsverzeichnis](#)

Weniger Regulierung soll Wasserstoffhochlauf beschleunigen (23.04.2025)

Union und SPD, die sich in der neuen Regierungskoalition auf eine gemeinsame Wasserstoffstrategie verständigt haben, wollen mit einem pragmatischeren Ansatz neue Impulse setzen.

- Der Koalitionsvertrag formuliert ein klares Ziel: Der Hochlauf soll technologieoffen erfolgen, auch unter Einbeziehung von Wasserstoff aus nicht ausschließlich erneuerbaren Quellen. Zudem kündigt die Koalition den Abbau regulatorischer Hürden auf nationaler und EU-Ebene an.
- Bekannt ist, dass bewährte Instrumente aus der vorangegangenen Legislatur, wie Klimaschutzverträge oder das H2-Global-Modell, fortgeführt werden sollen.
- Auch eine Grüngasquote wird angestrebt. Konkrete Aussagen zur finanziellen Förderung stehen indes noch aus – Klarheit könnte ein angekündigter Monitoringbericht nach dem Sommer bringen.
- Knapp fünf Jahre nach der Verabschiedung der Nationalen Wasserstoffstrategie (NWS) unter der damaligen Bundesregierung ist der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft in Deutschland weiterhin schleppend.

- Zwar zeigen erste Projekte – wie das Wasserstoffkernnetz mit seiner jüngst erfolgten Inbetriebnahme erster Leitungen – Fortschritte, doch zentrale Ausbauziele wie die Errichtung von Elektrolysekapazitäten in Höhe von 10.000 MW bis 2030 erscheinen zunehmend unrealistisch.
- Anlagen mit einer Gesamtleistung von rund 150 MW in Betrieb, während Projektvorhaben mit über 13.000 MW in Planung sind.
- Die ursprüngliche Zielmarke von 10.000 MW ist derzeit außer Reichweite. Realistisch betrachtet werden wir bis 2030 kaum mehr als 5.000 MW erreichen.
- Der Aufbau großskaliger Elektrolyseanlagen benötige in Deutschland derzeit drei bis vier Jahre – deutlich länger als in anderen EU-Mitgliedstaaten. Laut dem Acatech-Elektrolyse-Monitor sind aktuell lediglich

Branchenpotenziale vorhanden, aber gehemmt

- Trotz der schleppenden Realisierung ist das Interesse an Wasserstoffprojekten groß.
- Ein aktuelles [Impulspapier](#) des Vereins Deutscher Ingenieure (VDI), das auf einer Reihe von Fachgesprächen mit Industrievertretern basiert, bestätigt dies. Die Analyse zeigt: Über alle Stufen der Wertschöpfungskette hinweg gibt es engagierte und leistungsfähige Akteure. Diese sehen sich jedoch mit erheblichen regulatorischen Hürden und wirtschaftlichen Risiken konfrontiert, die eine Skalierung verhindern.
- Das Papier identifiziert zwei zentrale Hebel für einen erfolgreichen Hochlauf: Anpassung des regulatorischen Rahmens und eine befristete staatliche Förderung.
- Insbesondere die EU-Vorgaben zur Produktion von grünem Wasserstoff – etwa die Kopplung an zusätzliche Erneuerbare-Energien-Anlagen – gelten als zu restriktiv.
- Zentrales Anliegen der vom VDI befragten ExpertInnen ist die Reduktion wirtschaftlicher Risiken für Hersteller, Transporteure und Anwender. Das [Papier](#) schlägt hierzu 28 Maßnahmen vor, die in zwei übergeordnete Maßnahmenpakete unterteilt sind: eines zur Förderung der Wasserstoffproduktion und eines zur Stärkung der Nachfrage.
- Zu den empfohlenen Instrumenten zählen u. a.
 - Quoten für grüne Gase
 - eine Differenzkostenförderung mit Doppelauktionsmechanismus sowie
 - die Reduktion der Abgabenlast für Elektrolyseure
 - Nutzung von „Low-Carbon-Wasserstoff“, etwa aus CO₂-Abscheidung.

Reaktionen

- Adrian Willig, Direktor des VDI, begrüßt die angekündigte Richtung der neuen Regierung, vermisst jedoch konkrete Umsetzungsschritte. „Die Vorhaben senden positive Signale, bleiben bislang aber in weiten Teilen vage“, erklärte er bei der Vorstellung des [Positionspapiers](#).
- Neben der Reduktion der Abgabenlast auf Wasserstoff betont er insbesondere die industriepolitische Dimension: Deutschland müsse beim Wasserstoff nicht nur aus

Klimaschutzgründen vorangehen, sondern auch, um technologische Führungspositionen und Wertschöpfung im Land zu sichern. Derzeit habe China bei der Herstellung von Elektrolyseuren klar die Nase vorn [ML].

Quelle:

Tagesspiegel *Background Energie & Klima: Weniger Regulierung soll Wasserstoff beflügeln*, abgerufen am 23.04.2025

→ [Zurück zum Inhaltsverzeichnis](#)

AS4-Gas löst seit dem 01.04.2025 E-Mail und AS2 ab (14.04.2025)

Mit dem 01.04.2025 ist die Einführung der [AS4-Protokolle für den Datenaustausch](#) in der Gasmarktkommunikation verpflichtend.

- Laut dem BDEW hat bereits eine hohe Zahl von Marktpartnern auf das neue Protokoll umgestellt.
- Mit dem Applicability Statement 4 (AS4) soll die Datenübertragung in der Energiewirtschaft mittels elektronischer Verschlüsselung und Signatur vor unbefugtem Zugriff und Manipulation geschützt werden. AS4 ist ein sicheres, auf Web-Services (SOAP/XML) basierendes, Übertragungsprotokoll für den EDI-Datenaustausch, das einen Ersatz für alte Protokolle wie E-Mails oder S/MIME bereitstellt.
- Die bisher noch nicht umgestellten Unternehmen wurden von der Trading Hub Europe (THE) kontaktiert und auf die Dringlichkeit des Wechsels hingewiesen.
- Die Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V. (FNB Gas) hatte sich das Recht vorbehalten, Partner die keine funktionierende BDEW-AS4 Kommunikation zum 01.04.2025 einführen, der Bundesnetzagentur zu melden.

Konsequenzen bei Nichtumsetzung von AS4

- Ein Weiterbetrieb der bisherigen Übertragungswege „E-Mail“ und „AS2“ widerspricht dem [Beschluss der BNetzA](#). Bei Nichteinhaltung können Lücken in der Übertragungssicherheit entstehen.
- Es ist nicht ausgeschlossen, dass die BNetzA in nicht allzu ferner Zukunft weitergehende Maßnahmen gegenüber Marktakteuren ohne AS4-Umstellung prüfen wird.
- Der BDEW erinnert daher noch einmal dringend daran, bei noch nicht erfolgter Umstellung zügig alle Voraussetzungen für die Anwendung von AS4 im Bereich Gas zu schaffen. [CA]

Quellen:

BDEW: [AS4-Gas-Umsetzung seit dem 1. April verpflichtend](#), abgerufen am 16.04.2025

BDEW: [AS4-Gas-Umsetzung im Endspurt](#), abgerufen am 07.03.2025

BNetzA: [Mitteilung Nr. 1 zur Umsetzung des Beschlusses „GeLi Gas 2.0“ \(BK7-19-001\) vom 22.11.2023](#), abgerufen am 16.04.2025

→ [Zurück zum Inhaltsverzeichnis](#)



GAS – MARKTENTWICKLUNG

Gaskosten im Winter 2024/2025 deutlich gestiegen (23.04.2025)

Die Gaskosten in Deutschland lagen im Winter 2024/2025 rund 23 Prozent höher als im Vorjahr.

- Laut Verivox zahlten Haushalte im Schnitt 1.858 Euro für Gas, verglichen mit 1.515 Euro im Winter 2023/2024. Ursache war neben einem höheren Heizbedarf aufgrund der kälteren Temperaturen (Durchschnitt: 2,1 Grad, etwa zwei Grad weniger als im Vorjahr) auch die Rückkehr zum vollen Mehrwertsteuersatz von 19 Prozent ab April 2024.
- Trotz eines Preiserückgangs beim Heizöl von 13 Euro pro Hektoliter stiegen die Heizölkosten leicht um ein Prozent auf 1.554 Euro, da der Verbrauch ebenfalls zunahm. Insgesamt heizten die Haushalte etwa elf Prozent mehr als im milden Vorjahreswinter. Das Gaspreisniveau bleibt mit knapp 12 Cent pro Kilowattstunde weiterhin hoch, so Verivox-Energieexperte Thorsten Storck [ML].

Quelle: Tagesspiegel Background - Gaskosten 23 Prozent höher als im Winter 2023/2024, abgerufen am 23.04.2025.

➔ [Zurück zum Inhaltsverzeichnis](#)

Deutschland kann mit Salzkavernen den zukünftigen Bedarf an Wasserstoffspeichern decken (22.04.2025)

Deutschland kann allein in Salzkavernen genug Wasserstoff speichern, um mehr als den maximal erwarteten nationalen und europäischen Bedarf zu decken. Das geht aus dem [Weißbuch zur Wasserstoffspeicherung](#) des BMWK hervor, das die Grundlage für die Arbeit der nächsten Regierung zum Thema Wasserstoff bilden soll.

- Salzkavernen sind künstliche Hohlräume in unterirdischen Salzformationen, die durch die kontrollierte Auflösung von Steinsalz durch Injektion von Wasser entstehen. Deutschland verfügt nicht nur über viele Salzkavernen, sondern auch über vergleichsweise große Erdgasspeicherkapazitäten, die auf Wasserstoffspeicher umgestellt werden könnten.
- Erdgas wird derzeit an 47 Standorten in Deutschland gespeichert, reine Wasserstoffspeicher gibt es aber noch nicht. Zwei Drittel der Speicherkapazität befinden sich in Kavernen, ein Drittel in porösen Speichern.
- "Deutschland hat ideale geologische Bedingungen, um seinen eigenen Bedarf an Wasserstoffspeicherung und den seiner europäischen Nachbarn zu decken", schrieb das Ministerium in einer [Pressemitteilung](#). "Salzkavernen bieten ein besonders großes Potenzial für die Langzeitspeicherung großer Mengen Wasserstoff."

- Die Speicherung in porösen Gesteinsformationen, die vor allem in Süddeutschland zu finden sind, sei wiederum mit erheblichen Unsicherheiten verbunden, teilte das Ministerium mit und fügte hinzu, dass es deren Potenzial daher nicht weiter analysieren werde.
- Dies stößt jedoch auf Kritik, da dies bedeuten könnte, dass Süddeutschland mit seiner energieintensiven Industrie vom direkten Zugang zu Wasserstoffspeichern weitgehend abgeschnitten wäre. Hier sind viele poröse Gesteinsformationen zu finden. Wissenschaftliche Berater und Industrieverbände hätten die Regierung [zuvor](#) aufgefordert, poröse Speicher zu verwenden.
- Der Bedarf an Wasserstoffspeichern wird von 2 bis 7 Terawattstunden (TWh) im Jahr 2030 auf 76 bis 80 TWh im Jahr 2045 steigen, heißt es in dem Weißbuch. Der mit erneuerbarem Strom hergestellte sogenannte grüne Wasserstoff gilt als entscheidend für die Dekarbonisierung bestimmter Industrieprozesse und für die großflächige Speicherung erneuerbarer Energien und trägt so dazu bei, die Wirtschaft klimaneutral zu machen. [CA]

Quellen:

Clean Energy Wire: [Germany can meet future hydrogen storage needs with salt caverns – econ ministry | Clean Energy Wire](#), abgerufen am 22.04.2025

Tagesspiegel Background Energie & Klima: Wasserstoffspeicher: Porentief rein, abgerufen am 22.04.2025

➔ [Zurück zum Inhaltsverzeichnis](#)

Wasserstoff-Kernnetz: Die ersten Kilometer füllen sich (14.04.2025)

Mit vier Projekten ist der Bau des 9.040 Kilometer langen Wasserstoff-Kernnetzes in Deutschland gestartet.

- Rund 60 Prozent des Kernnetzes sollen durch Umnutzung bestehender Infrastruktur realisiert werden.
- Die Gesamtinvestitionen werden auf rund 19 Mrd. Euro geschätzt.
- In Niedersachsen speist Nowega seit Ende März erstmals Wasserstoff in eine umgerüstete Erdgasleitung ein – zunächst noch grauen, später grünen Wasserstoff aus einer geplanten 300-MW-Elektrolyse von RWE in Lingen.
- Auch Gascade und Ontras haben bestehende Leitungen erfolgreich auf H₂-Betrieb umgestellt. Zudem startete mit „HEp“ der erste echte Leitungsneubau durch Open Grid Europe und Nowega in NRW.
- Bis Ende 2025 sollen laut FNB Gas vier Neubauten und zwölf Umstellungsprojekte abgeschlossen sein – darunter Teile der Opal- und Jagal-Leitung.

Finanzierung über Amortisationskonto

- Zur Finanzierung unterstützt der Bund über ein Amortisationskonto, aus dem Vorfinanzierungen bereitgestellt werden. Erste 172 Mio. Euro wurden Ende März durch die KfW ausgezahlt.



- Ergänzend schlägt die Bundesnetzagentur ein einheitliches „Hochlaufentgelt“ (25 EUR/kWh/h/a bis 2055) vor, das durch ein Kostenallokationskonto über die Zeit ausgeglichen werden soll.

Zweifel am Tempo

- Doch es mehren sich Zweifel am geplanten Tempo: Die Expertenkommission zur Energiewende und das BMWK empfehlen eine Streckung des Netzaufbaus, da Produktion, Import und Nachfrage für grünen Wasserstoff derzeit noch weit hinter den Planungen zurückliegen.
- Der nächste Netzentwicklungsplan der FNB soll erstmals auch eine Zwischenbilanz zum Wasserstoff-Kernnetz enthalten – abhängig vom finalen Szenariorahmen der Bundesnetzagentur. [CA]

Quelle:

Tagesspiegel Background Energie & Klima: Die ersten Kilometer füllen sich mit Wasserstoff, abgerufen am 14.04.2025

➔ [Zurück zum Inhaltsverzeichnis](#)

Die drei zentralen Kernforderungen des BDEW zum Wasserstoffhochlauf im Überblick (14.04.2025)

Die Kernforderungen des BDEW für den Wasserstoffmarkthochlauf sind im gleichnamigen Positionspapier vom April 2025 zusammengefasst. Sie zielen auf die schnelle Etablierung eines tragfähigen, resilienten und wettbewerbsfähigen Wasserstoffmarkts in Deutschland. Im Folgenden findest du eine strukturierte Zusammenfassung der drei Hauptforderungen:

1. Reduktion der Produktionskosten von Wasserstoff

Der BDEW fordert gezielte regulatorische Anpassungen, um die Erzeugungskosten für erneuerbaren und kohlenstoffarmen Wasserstoff deutlich zu senken:

- Strombezugsriterien anpassen: Die strengen Anforderungen der EU-Verordnung 2023/1184 (z. B. stündliche Korrelation und Zusätzlichkeit) erhöhen die Produktionskosten erheblich. Der BDEW schlägt vor, die Zusätzlichkeitspflicht auf 2035 zu verschieben und die monatliche Korrelation beizubehalten.
- Anpassung für kohlenstoffarmen Wasserstoff: Auch hier wird eine realitätsnahe Regulierung gefordert, um Investitionsunsicherheiten zu vermeiden.
- Netzentgeltbefreiung für Elektrolyseure fortführen: Netzdienliche Anlagen sollten weiterhin befreit oder entlastet werden.
- Systemdienliche Elektrolyse fördern: Ausschreibungen gemäß §96 WindSeeG sollten zügig starten.
- "Nutzen statt Abregeln" (§13k EnWG): Rahmenbedingungen anpassen, um abgeregelten Strom kosteneffizient für Elektrolyse zu nutzen.

2. Rechts- und Finanzierungsrahmen für Infrastruktur außerhalb des Wasserstoff-Kernnetzes

Für einen funktionierenden Wasserstoffmarkt müssen auch Netze und Speicher jenseits des Kernnetzes eingebunden werden:

- Umsetzung des EU-Gas- und Wasserstoffpakets: Insbesondere Artikel 56 (Entwicklungsplanung) und 57 (Stilllegungsplanung) auf nationaler Ebene.
- Finanzierungsmodelle für Speicher und Verteilnetze: Diese sollten Hochlaufphasen berücksichtigen und Versorgungssicherheit gewährleisten.
- Planung des EU-Backbones: Deutschland soll in einer europäischen Allianz integrierte Netzplanung vorantreiben.
- Förderung von Wasserstoffspeichern: Der BDEW schlägt einen kombinierten Mechanismus aus Contracts for Difference (CfDs) und Umlagefinanzierung vor.

3. Nachfrage anregen durch kohärente Förder- und Absicherungsmechanismen

Ein funktionierender Wasserstoffmarkt braucht gesicherte Nachfrage und Vertrauen der Marktakteure:

- Nationale Umsetzung der RED III: Im Verkehrs- und Industriesektor; kurzfristige Zahlungsbereitschaft im Verkehr, langfristig Nachfrage durch Industriekunden notwendig.
- Sekundärmarkt in Anlehnung an niederländisches Modell: Befristete Einführung zur flexiblen Belieferung bis zum Netzausbau.
- Förderprogramme vereinheitlichen und vereinfachen: Ziel ist ein funktionierendes Anreizsystem zur langfristigen Nachfrageabsicherung.
- Staatliche Absicherung für First Mover: Um Investitionsrisiken bei Pilotprojekten (z. B. Infrastrukturverzögerungen, Zertifizierungsunsicherheiten) zu minimieren, werden Ausfallgarantien oder andere Absicherungsinstrumente gefordert.

Der BDEW sieht die Umsetzung dieser drei Kernforderungen als gleichwertig und voneinander abhängig. Nur ihr synchroner und schneller Vollzug kann einen effektiven Wasserstoffmarkthochlauf in Deutschland ermöglichen – als Grundlage für eine klimaresiliente, versorgungssichere und international wettbewerbsfähige Energiewende [ML].

Quelle:

BDEW - [Leitsätze und Kernforderungen für den Wasserstoffmarkthochlauf \(V1.0\)](#), abgerufen am 30.04.2025)

➔ [Zurück zum Inhaltsverzeichnis](#)

WÄRME

WÄRME – REGULATORIK

Wärmewende in der neuen Koalition: Was können wir erwarten? (08.05.2025)

Die neue Bundesregierung plant Änderungen bei zentralen Bausteinen der Wärmewende. Wir haben Ihnen die fünf wichtigsten zusammengestellt:

Das Gebäudeenergiegesetz

- Das aktuelle Gebäudeenergiegesetz (GEG) wird durch ein technologieoffeneres, flexibleres und einfacheres Gesetz ersetzt. CO₂-Vermeidung wird zur zentralen Steuerungsgröße.
- Das Zusammenspiel von GEG und kommunaler Wärmeplanung soll vereinfacht, der Quartiersansatz gestärkt werden.
- Städte über 100.000 Einwohner müssen bis 2026 Wärmepläne vorlegen. Die EU-Gebäuderichtlinie soll ebenfalls bis 2026 umgesetzt werden, mit möglicher Fristverlängerung.
- Große Änderungen könnten zu Diskussionen führen, besonders bei Wasserstoffheizungen und der 65-Prozent-Regel. Union und SPD dürften unterschiedliche Ansätze verfolgen.

AVB-Fernwärmeverordnung und Wärmelieferverordnung

- Die Reform der AVB-Fernwärmeverordnung und Wärmelieferverordnung ist überfällig und wurde bereits 2023 vereinbart. Aktuell setzen sie falsche Anreize beim Wärmemix und bremsen den Ausbau der Fernwärme im Wohnungsbestand.
- Beide Verordnungen sollen laut Koalitionsvertrag zügig überholt werden, mit einem ausgewogenen Fokus auf Verbraucherschutz und Investitionssicherheit für Versorgungsunternehmen.
- Die Dringlichkeit ist hoch anzusetzen, da schnelle Reformen angekündigt sind.
- Steigende Fernwärmepreise sind politisch sensibel. Die SPD betont Verbraucherschutz, während die Wärmebranche vergeblich fordert, Investitionskosten für Ausbau und Dekarbonisierung weiterzugeben. Ein Balanceakt ist nötig.



Wärmepreisaufsicht und Schlichtungsstelle

- Der Fernwärmemarkt wird bereits von Kartellämtern überwacht, Streitfälle können an die Universalschlichtungsstelle gehen. Verbraucherschützer fordern jedoch eine Preisobergrenze, was Wärmeversorger strikt ablehnen.
- Der Koalitionsvertrag kündigt faire und transparente Preise an, die durch eine gestärkte Preisaufsicht und eine unbürokratische Schlichtungsstelle gesichert werden sollen.
- Bisher ist dafür noch kein Zeitrahmen angegeben.
- Ein Preisdeckel wurde nicht vereinbart, was die Wärmebranche beruhigt. Die genaue Ausgestaltung der Schlichtungsstelle bleibt unklar, insbesondere bei Kostenfragen und Zuständigkeiten.

Förderung von Fernwärme und Wärmepumpen

- Die Programme BEG (Wärmepumpen) und BEW (Fernwärme) wurden bisher unterschiedlich stark gefördert, was Fernwärmeversorger kritisierten. Union und SPD wollen hier eine bessere Balance schaffen.
- Laut Koalitionsvertrag soll die [BAFA - Bundesförderung für effiziente Wärmenetze \(BEW\)](#) gesetzlich geregelt und aufgestockt werden, während die [BAFA - Bundesförderung für effiziente Gebäude \(BEG\)](#) fortgesetzt wird.
- Bundeshaushalt und die europarechtliche Frist bis 2028 machen Druck für eine zügige Entscheidung. Streit könnte bei konkreten Summen entstehen, da Fernwärmeverbände deutlich höhere Mittel fordern als im Koalitionsvertrag vorgesehen.

Energiewendefonds

- Die Energieverbände fordern seit Langem Unterstützung des Bundes, um privates Kapital für die Energiewende zu mobilisieren. Gespräche scheiterten bisher am FDP-geführten Finanzministerium.
- Der Koalitionsvertrag sieht einen Investitionsfonds für Energieinfrastruktur vor, gedeckt durch öffentliche Garantien und privates Kapital.
- Das Finanzministerium unter Lars Klingbeil (SPD) steht der Idee offen gegenüber, doch Details wie Finanzierung und Struktur des Fonds bleiben herausfordernd. [CA]

Quelle:

ZfK: [Heizungsgesetz und Co.: Was Merz, Klingbeil und Co. vorhaben: Zeitung für kommunale Wirtschaft](#), abgerufen am 08.05.2025

➔ [Zurück zum Inhaltsverzeichnis](#)



Forderung nach Preisdeckel für Fernwärme (06.05.2025)

Verbraucherschützer verlangen eine klare Obergrenze für Fernwärmepreise, orientiert an den Betriebskosten einer Wärmepumpe.

Kritik an Monopolstellung:

- Fernwärmeanbieter agieren oft als lokale Monopolisten, wodurch KundInnen „weitgehend ausgeliefert“ sind. Dies zeige sich laut Verbraucher Zentrale Bundesverband (vzbv) unter anderem darin, dass die Fernwärmepreise regional stark variieren:
- Der mittlere Preis liegt bei 17 Cent/kWh, in 27 Prozent der Netze jedoch bei 20 Cent oder mehr, in 9 Prozent sogar bei 25 Cent/kWh. In teuren Netzen können die jährlichen Mehrkosten bis zu 770 EUR betragen.

Das Ziel: faire Grundbedingungen

- Der vzbv fordert eine Reform der Fernwärmeverordnung und eine bundesweite Preisaufsicht: Wärmenetze und Wärmepumpen sollten gleichwertig öffentlich gefördert werden, um einen fairen Vergleich zu ermöglichen.
- Politische Blockade: Bundeswirtschaftsminister Habeck hatte eine Überarbeitung der Verordnung im Dezember aufgegeben, da Interessen von VerbraucherInnen und Versorgern stark auseinandergehen.
- Seit einem Jahr können AnbieterInnen ihre Preise freiwillig auf der Plattform „[Wärmepreise](#)“ veröffentlichen. [CA]

Quelle:

Tagesspiegel Background Energie & Klima: Verbraucherschützer drängen auf klare Obergrenzen bei Fernwärme, abgerufen am 06.05.2025

➔ [Zurück zum Inhaltsverzeichnis](#)



Neues Gebäudeenergiegesetz: Mehr Technologieoffenheit, aber auch neue Risiken (22.04.2025)

Union und SPD haben in ihrem [Koalitionsvertrag](#) angekündigt, das „Heizungsgesetz“ der Ampel-Koalition zurückzunehmen (s. [ENWIKO von April 2025](#)). Das Gesetz, das eigentlich das Gebäudeenergiegesetz (GEG) ist, soll auf mehr Technologieoffenheit setzen.

- Ziel ist es, Verunsicherungen in der Bevölkerung zu reduzieren und den Heizungstausch flexibler zu gestalten – beispielsweise durch hybride Lösungen wie die Kombination von Gasheizung und Wärmepumpe.
- Wobei auch das GEG der Ampel unterschiedliche Erfüllungsoptionen vorschlägt, um die Vorgabe von 65 Prozent erneuerbarer Wärme zu erreichen, etwa durch Anschluss an ein Wärmenetz, Wärmepumpen, Stromdirektheizungen, Solarthermie, Biomasse, grünen oder blauen Wasserstoff.
- Das Ergebnis: Mit dem aktuellen Gesetz rückt das Klimaziel 2030 für den Gebäudesektor in greifbare Nähe. Der Expertenrat für Klimafragen bestätigte dem GEG ein Potenzial zur Emissionsminderung (s. [ENWIKO von April 2025](#)).

Förderung statt Verpflichtung

- Die Koalition setzt auf steuerliche Anreize, etwa für energetische Sanierungen geerbter Immobilien, sowie auf die Wiedereinführung der EH55-Förderung im Neubau.
- Umweltverbände kritisieren, dass so zentrale Impulse für die Sanierung besonders ineffizienter Gebäude ausbleiben und das Ziel der Klimaneutralität 2045 gefährdet wird.

Gemischte Reaktionen

- Die Energiebranche begrüßt den Kurs: Der Koalitionsvertrag signalisiere Verlässlichkeit, Klarheit und Vereinfachung – zentrale Voraussetzungen für eine erfolgreiche Wärmewende, so der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW). Die gesetzliche Absicherung effizienter Wärmenetze sowie ein geplanter Investitionsfonds werden positiv bewertet.
- Fachleute warnen jedoch vor den Konsequenzen eines zu technologieoffenen Ansatzes: Ohne verbindliche Vorgaben könnten vermehrt fossile Heiztechnologien eingebaut werden – in der Hoffnung auf einen späteren Umstieg auf grüne Gase. Diese seien jedoch teuer und langfristig knapp. Das Risiko: höhere Betriebskosten für VerbraucherInnen und eine deutliche Verfehlung der Klimaziele im Gebäudesektor.
- Insbesondere das Ziel, ab 2024 nur noch Heizungen mit mindestens 65 Prozent erneuerbarer Energie zuzulassen, steht zur Disposition. Wird diese Vorgabe abgeschwächt oder gestrichen, könnten bis 2030 laut Experten über 100 Millionen Tonnen CO₂-Emissionen zusätzlich anfallen – mit erheblichen finanziellen Folgen durch nötige Emissionszertifikate.



Fazit

- Mit dem Blick auf die Umsetzung der [KANU 2.0 Regelungen der BNetzA](#), die es Netzbetreibern erlaubt, kürzere Nutzungsdauern für ihre Gasnetze vorzusehen, erscheint die Option zur Technologieoffenheit, zumindest wenn sie vornehmlich auf Erdgasverbrauch beruht, kein Selbstläufer zu sein. Aus der Neuregelung des GEG erwächst ein Bedarf nach Klarheit und Kommunikation.
- Zur Erinnerung: Teile von Gasnetzen können in Ausnahmefällen bis zum Jahr 2035, in der Regel bis 2045 abgeschrieben werden. Zusätzlich werden in besonderen Fällen degressive Abschreibungen mit einem Satz von bis zu 12 Prozent erlaubt. Damit können die Abschreibungen an sinkende Absatzmengen angepasst werden. Die Netzbetreiber können dadurch ihre Investitionen weitestgehend amortisieren und ihre wirtschaftliche Leistungsfähigkeit für den Transformationsprozess sichern.
- Ein weiterer Aspekt ist die ebenfalls im Koalitionsvertrag erwähnte Einführung des EU-ETS 2, der ab 2027 Gebäude und Verkehr mit einem CO₂-Preis versehen soll. Damit wird das derzeitige Festpreissystem unseres Brennstoffemissionshandelsgesetzes durch ein Handelssystem abgelöst. In der Konsequenz könnten zukünftig fossile Emissionen mit Preisen pro Tonne von weit über 100 Euro belegt werden.
- Ohne klare, verbindliche Vorgaben besteht das Risiko, die Energiewende zu verteuern. Ein ausgewogener Mix aus Anreizen, klaren Regeln und Investitionssicherheit bleibt essenziell für eine zukunftsfähige Wärmeversorgung. [CA]

Quelle:

Tagesspiegel Background Energie & Klima: Union und SPD setzen auf mehr Freiheit beim Heizen, abgerufen am 22.04.2025

➔ [Zurück zum Inhaltsverzeichnis](#)

WÄRME – MARKTENTWICKLUNG

Verbraucherschützer fordern Preisobergrenze für Fernwärme (06.05.2025)

Der Verbraucherzentrale Bundesverband (vzbv) fordert eine gesetzlich verankerte Preisobergrenze für Fernwärme. Diese soll sich laut Energieexperte Florian Munder an den Betriebskosten von Wärmepumpen orientieren. Aktuell seien Fernwärmekund:innen ihren Anbietern „weitgehend ausgeliefert“, so Munder. Grund ist die starke Preisspreizung in einem weitgehend monopolistisch geprägten Markt.

- Eine Auswertung von 576 Fernwärmenetzen durch den vzbv zeigt: Während der mittlere Preis bei 17 Cent pro Kilowattstunde liegt, zahlen Verbraucher in gut jedem vierten Netz (27 Prozent) mindestens 20 Cent, in knapp jedem zehnten (9 Prozent) sogar 25 Cent oder mehr. Die jährlichen Mehrkosten können dadurch bis zu 770 Euro betragen.



- Munder betonte: „Bezahlbare Fernwärme ist ein zentraler Baustein der Wärmewende.“ Nur Netze, die mit Wärmepumpen hinsichtlich der Kosten mithalten können, sollten künftig noch gefördert oder gebaut werden. Voraussetzung dafür sei eine vergleichbare öffentliche Förderung beider Technologien sowie eine grundlegende Reform der Fernwärmeverordnung. Auch eine bundesweite Preisaufsicht wird gefordert.
- Ein bereits bestehender Versuch zur Verbesserung der Transparenz – die Plattform waermepreise.info – zeigt laut vzbv deutliche regionale Unterschiede, ist jedoch nur auf freiwillige Angaben der Anbieter angewiesen. Eine von Bundeswirtschaftsminister Robert Habeck (Grüne) im Dezember 2024 angekündigte Reform der Fernwärmeverordnung wurde wegen Interessenkonflikten bisher nicht umgesetzt [ML].

Quelle:

Tagesspiegel Background - Verbraucherschützer drängen auf klare Obergrenzen bei Fernwärme, abgerufen am 06.05.2025

➔ [Zurück zum Inhaltsverzeichnis](#)

Deutsche Nachfrage nach Öl, Gas, Fernwärme steigt in der Heizperiode 2024/25 um fast ein Viertel (22.04.2025)

Der durchschnittliche Heizungsverbrauch von Öl, Gas und Fernwärme ist in Deutschland zwischen [Oktober 2024 und Februar 2025 um über 23 Prozent](#) gegenüber der vorangegangenen Heizperiode gestiegen, so der Energiedienstleister Techem.

- Vor allem der Einsatz von Gas zum Heizen habe um 28 Prozent zugenommen.
- Damit müssen viele Verbraucherinnen und Verbraucher bei anhaltend hohen Energiepreisen mit Mehrkosten bei der kommenden Heizkostenabrechnung rechnen.
- Laut Preisvergleichsportal Verivox ist der Heizbedarf eines durchschnittlichen Haushalts in Deutschland zwischen September und März im Vergleich zum Vorjahreszeitraum [um 11 Prozent gestiegen](#), wobei die Heizkosten für Haushalte mit einer Gastherme um rund 23 Prozent zunahmen.
- „Neben den kälteren Temperaturen hat auch die Rückkehr zum vollen Mehrwertsteuersatz von 19 Prozent auf Erdgas im April 2024 die Gaskosten für Haushalte in die Höhe getrieben“, sagt Thorsten Storck, Energieexperte bei Verivox.
- Die Kosten für die Anschaffung und den Betrieb einer neuen Gastherme in Deutschland werden über einen Zeitraum von 20 Jahren voraussichtlich doppelt so hoch sein wie die einer Wärmepumpe, [so ein Bericht](#) der gemeinnützigen Unternehmensberatung co2online.
- Deutsche Wohnungen weniger klimaschädlich zu machen und sie gleichzeitig für die BewohnerInnen bezahlbar zu halten, wird eine zentrale Aufgabe der nächsten Bundesregierung sein.



- Während in Deutschland klimafreundliche Heiztechnologien bei Neubauten inzwischen vorherrschen, werden immer noch vier von fünf Bestandswohnungen mit Öl oder Gas beheizt, wie ein [Bericht](#) der Deutschen Energie-Agentur (dena) ergab. [CA]

Quelle:

Clean Energy Wire: [German demand for oil, gas, district heating up nearly a quarter during 2024/'25 heating season](#), abgerufen am 22.04.2025

→ [Zurück zum Inhaltsverzeichnis](#)

Energiepreise bremsen Verbreitung von Großwärmepumpen aus (14.04.2025)

Großwärmepumpen gelten als Schlüsseltechnologie für die Dekarbonisierung von Wärmenetzen und industrieller Prozesswärme. Mit Industriestrompreisen von 15 bis zu 20 Cent pro Kilowattstunde und Gaspreisen von 3 bis 4 Cent sind Großwärmepumpen allerdings bisher betriebswirtschaftlich nur schwer darstellbar.

- Die Technik ist inzwischen so ausgereift, dass Temperaturen bis 150 Grad Celsius für industrielle Anwendungen heute problemlos abgefahren werden können.
- Allerdings liegt der COP-Wert („Coefficient of Performance“) – der misst, wie viel Wärme eine Wärmepumpe im Verhältnis zur eingesetzten elektrischen Energie erzeugt – bei Hochtemperaturanwendungen oft unter 3. Wärmepumpen, die auf niedrigerem Niveau einspeisen, liefern dabei das Drei- bis Fünffache der eingesetzten Energie als Wärme.
- Für Stadtwerke ermöglicht die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) ein interessantes Modell für Stadtwerke. Sie ist das zentrale Förderprogramm für Ausbau und Dekarbonisierung der leitungsgebundenen Wärmeversorgung. Damit können bis zu 90 Prozent der Stromkosten für Wärmepumpen finanziert werden.
- Das Bundesfinanzministerium (BMF) hat kürzlich laut Medienberichten auf Antrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) im Rahmen der vorläufigen Haushaltsführung 2025 einer überplanmäßigen Verpflichtungsermächtigung von bis zu 305 Millionen Euro zugestimmt.
- Die Nachfrage nach Fördermitteln ist hoch, das Programm jedoch unterfinanziert: Bereits jetzt gibt es unbewilligte Förderanträge mit einem Volumen von insgesamt mehr als einer Milliarde Euro.
- Der derzeitige Fördermechanismus wird von der Branche zudem kritisiert, weil ineffizientere Anlagen mit einem niedrigeren COP eine höhere Förderung zugesprochen bekommen. Effizientere Anlagen erhielten in der BEW weniger Förderung – obwohl sie einen geringeren Strombedarf hätten. Viele Stadtwerke greifen daher auch auf andere Förderprogramme zurück, etwa solche für [innovative KWK-Systeme](#).
- Für die Branche ist außerdem klar: Förderprogramme helfen kurzfristig, aber entscheidend sind langfristige Marktmechanismen wie ein verlässlicher CO₂-Preispfad.



Hemmnisse für den Markthochlauf

- Die Hemmnisse zum schnelleren Hochlauf von Großwärmepumpen überraschen nicht: Lange Genehmigungsverfahren, hoher bürokratischer Aufwand und langsamer Netzausbau bremsen Investitionen.
- Fehlende leistungsfähige Stromanschlüsse erschweren außerdem Umsetzung vieler Projekte.
- Fachkräftemangel auf allen Ebenen: Planung, Netzausbau, Betrieb und Wartung von Anlagen.

Hoffnungsträger: Clean Industrial Deal der EU

- Der von der EU-Kommission vorgelegte Clean Industrial Deal vom 26.02.2025 soll die Industrie beim klimafreundlichen Umbau unterstützen (s. [ENWIKO von März 2025](#)). Er verfolgt das Ziel, die Wettbewerbsfähigkeit der EU zu stärken und Investitionen verlässlicher zu machen.
- Wichtiger Teil des Clean Industrial Deal ist der sog. „[Affordable Energy Action Plan](#)“, mit dem die EU die Energiepreise senken will.
- Dabei sei entscheidend, strukturelle Probleme wie das Strom-Gas-Preisverhältnis und den schleppenden Netzausbau zügig zu adressieren.
- Allerdings wird bisher Wärmepumpentechnologie im EU-Plan kaum konkret erwähnt – trotz Schlüsselrolle für Klimaziele und Energiesicherheit. Daher fordert die Branche die Anerkennung strategisch wichtige Technologie und damit eine langfristige Strategie und Investitionssicherheit.
- Einen langfristig wirkungsvollen Hebel sieht die Branche im EU-Emissionshandelssystem (ETS), der einen klaren CO₂-Preispfad vorgibt, um die Planungssicherheit für Unternehmen zu erhöhen.
- Nun kommt es auf eine zeitnahe und einfache Umsetzung an, damit Anträge unbürokratisch und zügig bearbeitet und bewilligt werden können: Dazu müssen bereits mit dem noch zu beschließenden Bundeshaushalt 2025 ausreichend Mittel bereitgestellt werden. Nötig ist für die nächsten Jahre ein Hochlauf der Fördermittel auf 3,5 Milliarden Euro pro Jahr. [CA]

Quellen:

Tagesspiegel Background Energie & Klima: Energiepreise bremsen Verbreitung von Großwärmepumpen, abgerufen am 16.04.2025

VKU: Fernwärmeausbau: VKU begrüßt „Sofort-Zuschuss“ für Fördertopf, abgerufen am 17.04.2025

[Verbandepapier: Finanzielle Ausstattung der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze \(BEW\) verbessern](#)

BMWK: [Unterrichtung durch die Bundesregierung: Vorläufige Haushalts- und Wirtschaftsführung des Klima- und Transformationsfonds \(KTF\) 2025; Mitteilung über die Erteilung einer überplanmäßigen Verpflichtungsermächtigung bis zur Höhe von insgesamt 305,062 Mio. Euro bei Kapitel 6092 Titel 893 03 „Transformation Wärmenetze“](#), abgerufen am 17.04.2025

➔ [Zurück zum Inhaltsverzeichnis](#)



STUDIEN & ANALYSEN

Neue Analyse zur Regulatorik von Wärmespeichern (07.05.2025)

Das Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität ([IKEM](#)) beleuchtet in seiner Publikation [zur Regulatorik von Wärmespeichern](#) die rechtlichen Rahmenbedingungen für Wärmespeicher in Deutschland.

- Im Mittelpunkt stehen dabei das Zusammenspiel von Planungsrecht, Genehmigungsverfahren und die Einbindung in den Berliner Wärmeplan.
- Die Untersuchung zeigt auf, welche gesetzlichen Hürden Investitionen bremsen – und wie diese gezielt überwunden werden können, um die #Dekarbonisierung des Wärmesektors zu fördern. [CA]

Quelle:

IKEM: [Unsicherheiten im Genehmigungsregime bremsen die Errichtung von Wärmespeichern – IKEM](#), abgerufen am 07.05.2025

➔ [Zurück zum Inhaltsverzeichnis](#)

Fortschritte bei netzbildenden Umrichtern (22.04.2025)

Forschenden der ETH Zürich ist es gelungen, einen Umrichter über einen Algorithmus so zu steuern, dass dieser auch im Falle einer Netzstörung in Betrieb bleibt.

- Die Geräte könnten damit in Zukunft immer mehr die Rolle bei der Netzstabilisierung einnehmen, die aktuell Großkraftwerke übernehmen.
- Aktuell sorgen die Generatoren von Großkraftwerken für die stabile Frequenz im Stromnetz. Umrichter wandeln den Gleichstrom aus Solar- und Windenergieanlagen in Wechselstrom um, der durch die Stromnetze fließt.
- Zu einer Stabilisierung des Netzes, etwa im Falle eines Kurzschlusses, tragen die Geräte aber nicht bei. Der Grund: Ein Schutzmechanismus sorgt dafür, dass sich die Umrichter im Falle einer Störung vom Netz trennen, um eine Überlastung zu vermeiden.
- Die Forschenden um ETH-Professor Florian Dörfler entwickelten mit Algorithmen eine intelligente Steuerung, die den Weiterbetrieb der Umrichter auch im Falle einer Netzstörung ermöglichen soll. Ihren Ansatz haben die Forschenden zum Patent angemeldet.
- Die neuen Algorithmen leisteten einen Beitrag zur Stabilität des Stromnetzes, verringerten das Risiko von Stromausfällen und ebneten den Weg für den Übergang von großen, zentralisierten Stromerzeugern zu einem dezentralen, flexiblen System kleinerer Kraftwerke, die erneuerbare Energie liefern, so die Forschenden.



- Eine Wind- oder Solaranlage könnte dann auch in diesen Fällen weiter Strom erzeugen und zur Stabilisierung der Netzfrequenz beitragen, hieß es. [CA]

Quelle:

Tagesspiegel Background Energie & Klima: Fortschritte bei Netzbildenden Umrichtern, abgerufen am 22.04.2025

→ [Zurück zum Inhaltsverzeichnis](#)

CfD-Pflicht bei der EEG-Förderung: Wann ist ein Rückzahlungsmechanismus wirklich notwendig? (20.04.2025)

Einordnung der EU-Vorgaben und Analyse auf Basis der Studie der Stiftung Umweltenergierecht

Die Ausgestaltung der zukünftigen Förderung erneuerbarer Energien in Deutschland steht vor einem Wendepunkt. Mit Blick auf die EU-Vorgaben zur Strommarktregulierung und die bevorstehende Reform des EEG stellt sich eine zentrale Frage: Wann verlangt das europäische Recht zwingend die Einführung eines Rückzahlungsmechanismus wie eines Contracts for Difference (CfD) – und wann kann der nationale Gesetzgeber auf solche Instrumente verzichten?

Diese Frage ist keineswegs nur juristisch-technischer Natur. Sie entscheidet darüber, welche Technologien künftig wie gefördert werden, wie stark die Einnahmen von Anlagenbetreibern gesichert sind und wo der Staat künftig Gewinne abschöpfen muss, um Verbraucher zu entlasten. Vor allem aber berührt sie das Spannungsfeld zwischen Investitionssicherheit einerseits und Marktorientierung andererseits.

[Die Stiftung Umweltenergierecht hat sich in einer aktuellen Studie genau dieser Frage gewidmet und auf Basis einer detaillierten Analyse des europäischen Rechtsrahmens herausgearbeitet](#), unter welchen Voraussetzungen eine CfD-Pflicht entsteht und in welchen Konstellationen Deutschland weiterhin andere Fördermodelle einsetzen kann.

Dabei zeigt sich: Die europarechtlichen Vorgaben in Art. 19d der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (EBM-VO) sind präziser und differenzierter als vielfach angenommen. Es gibt sowohl zwingende Vorgaben zur Einführung von CfDs – aber auch Spielräume und Ausnahmen, die gezielt genutzt werden können.

Im Folgenden werden die wesentlichen Prüfschritte und Argumentationslinien der Studie im Detail dargestellt.

Hintergrund: Was ist Art. 19d EBM-VO?

Mit der Reform der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (EBM-VO) hat die EU klare Vorgaben zur Einführung von CfDs gemacht. Diese sollen künftig in bestimmten Fällen Übergewinne am Strommarkt begrenzen und gleichzeitig die Marktintegration erneuerbarer Energien fördern.

Dabei gilt: Ob ein CfD verpflichtend eingeführt werden muss, hängt entscheidend von zwei Faktoren ab:

1. Von der Art der Förderung (direktes Preisstützungssystem)
2. Von der eingesetzten Technologie

Prüfschritt 1: Direkte Preisstützungssysteme als Anknüpfungspunkt der CfD-Pflicht

Im Zentrum der Analyse steht die Frage, ob das jeweilige Fördermodell als direktes Preisstützungssystem einzustufen ist. Dies ist das zentrale Tatbestandsmerkmal des Art. 19d EBM-VO. Die Studie erläutert dabei sehr differenziert:

Was ist ein direktes Preisstützungssystem?

Ein direktes Preisstützungssystem liegt vor, wenn:

- die Förderung unmittelbar an die tatsächlich erzeugte Strommenge gekoppelt ist
- die Einnahmen des Anlagenbetreibers also direkt durch die Marktpreise beeinflusst werden

Klassische Beispiele sind:

- Marktpremienmodelle
- Einspeisetarife
- Klassische CfDs

Diese Systeme sichern den Erzeugern Einnahmen ab und führen zu potenziell sehr hohen Gewinnen, wenn Marktpreise stark steigen.

Was ist ein indirektes Preisstützungssystem?

Im Gegensatz dazu gelten Modelle als indirekte Preisstützungssysteme, wenn:

- Zahlungen nicht von der tatsächlichen Stromproduktion abhängen
- oder sich auf Kapazität, Verfügbarkeit oder Investitionen beziehen

Beispiele wären:

- Kapazitätzahlungen
- Investitionszuschüsse
- Steuererleichterungen

Prüfschritt 2: Welche Technologien sind betroffen? Der klare Wortlaut des Art. 19d Abs. 4 EBM-VO

Ein weiteres zentrales Element ist die technologiebezogene Einschränkung der CfD-Pflicht. Die Studie stellt klar heraus, dass Art. 19d Abs. 4 EBM-VO eine abschließende Liste der betroffenen Technologien enthält. Diese sind:

- Windenergie
- Solarenergie
- Geothermie
- Wasserkraft ohne Speicher
- Kernkraft

Die Logik der EU: Diese Technologien haben oft niedrige Betriebskosten und können bei hohen Marktpreisen sehr hohe Gewinne erzielen.

Warum sind andere Technologien (z.B. Biomasse) ausgenommen?

Die Studie betont, dass Biomasseanlagen anders funktionieren:

- hohe laufende Brennstoffkosten
- flexible Steuerbarkeit
- kein automatisches „Mitverdienen“ bei hohen Strompreisen

Daher gibt es für Biomasse kein wirtschaftliches Übergewinn-Problem. Entsprechend besteht keine Notwendigkeit für einen CfD.

Gleiches gilt für:

- Wasserkraft mit Speicher (flexible Einsatzsteuerung)
- Repowering oder Kapazitätserweiterungen (Bestandsanlagen)
- Kleinanlagen oder Demonstrationsprojekte

Prüfschritt 3: Produktionsunabhängige Zahlungen als Graubereich

Die Stiftung Umweltenergierecht analysiert zudem sehr detailliert, dass bei produktionsunabhängigen Zahlungen eine Einzelfallprüfung erforderlich ist:

- Wenn diese Zahlungen faktisch die gleiche Wirkung wie ein CfD entfalten (also Preisstützung bewirken), dann könnte dennoch eine CfD-Pflicht bestehen.
- Andernfalls bleibt es bei der Freiheit des Gesetzgebers.

Entscheidend ist also:

- Wie hoch sind die Zahlungen?
- Gibt es eine Korrektur, wenn Marktpreise stark steigen?
- Werden Einnahmen quasi garantiert?

Hier bleiben Interpretationsspielräume und Unsicherheiten, die der deutsche Gesetzgeber bei der Ausgestaltung berücksichtigen muss.

Prüfschritt 4: Abgrenzung zu Kapazitätsmechanismen

Ein weiterer Teil der Analyse betrifft die Frage, ob ein Fördermodell nicht vielleicht eher ein Kapazitätsmechanismus ist. Kapazitätsmechanismen dienen vor allem der Versorgungssicherheit und unterliegen nicht der CfD-Pflicht.

Hier sind insbesondere folgende Förderungen relevant:

- Zahlungen für die reine Bereitstellung von Kapazität
- Unabhängig vom produzierten Strom

Die Studie stellt aber auch klar:

- EEG-Förderung hat primär das Ziel des EE-Ausbaus
- Nicht der Versorgungssicherheit
- Deshalb greift in der Regel nicht das Recht zu Kapazitätsmechanismen

Handlungsspielräume des deutschen Gesetzgebers

Der deutsche Gesetzgeber kann laut Studie:

- Für bestimmte Technologien (Biomasse, Speicher, Bestandsanlagen) weiterhin Marktprämien oder andere Modelle nutzen - ohne CfD
- Bei Wind, Solar, Geothermie, Wasserkraft ohne Speicher und Kernkraft (Neuanlagen) ab 17. Juli 2027 jedoch kein CfD vermeiden
- Bei produktionsunabhängigen Modellen bewusst gestalten, um CfD-Pflicht zu vermeiden

Besonderheit: Rückzahlungsmechanismen nach EU-Beihilfenrecht sind auch ohne CfD denkbar, müssen dann aber nur die staatliche Beihilfe abschöpfen und nicht die gesamten Markterlöse.

Fazit

Die Studie der Stiftung Umweltenergierecht zeigt eindrucksvoll:

- Wann und warum eine CfD-Pflicht greift
- Welche Technologien zwingend betroffen sind
- Wo Spielräume bestehen

Der deutsche Gesetzgeber hat damit eine klare Orientierung zur Ausgestaltung der künftigen EEG-Förderung:

- Nicht jedes Fördermodell muss automatisch ein CfD sein
- Aber wo Marktmechanismen überfordert wären und Übergewinne drohen, wird das CfD ab 2027 Pflicht

Die große Herausforderung wird darin liegen, diesen Rahmen zielgenau und differenziert umzusetzen – und gleichzeitig die unterschiedlichen EU-Vorgaben aus Beihilfenrecht und Strombinnenmarktverordnung sauber zu berücksichtigen [ML].

Quelle:

Stiftung Umweltenergierecht: CfD & Co.: [EU-Vorgaben für Rückzahlungsinstrumente bei der Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien Pflichten und Spielräume des deutschen Gesetzgebers bei einer Reform des EEG 2023](#). Abgerufen am 15.04.2025

➔ [Zurück zum Inhaltsverzeichnis](#)

Neue Videos des Stabsbereichs Energiewirtschaft: Strategie & Wissen

Am 29.04.2025 haben wir ein Webinar zum Thema „Energy Sharing - eine neue Leitwährung für das Energiesystem? Rahmenbedingungen, Chancen und Risiken“ organisiert und uns über die rege Teilnahme sehr gefreut.

Ziele:

1. Wir haben einen praxisnahen Überblick über den aktuellen Stand der Regulierung gegeben. Zudem haben wir einen Blick über den Tellerrand geworfen, um spannende Best Practices aus Spanien, Italien und Österreich vorzustellen.
2. Wir haben beleuchtet, welche Hürden und Chancen bestehen und wie Stadtwerke von den Erfahrungen der europäischen Vorreiter profitieren können.
3. Wir haben uns gefragt, welche Impulse sich von der neuen Bundesregierung zu erwarten sind?
4. Schließlich haben wir diskutiert, wo wir Fortschritte oder Hemmnisse für Stadtwerke, ihre Marktmodelle und die Umsetzung sehen?

[Hier](#) finden Sie die Aufzeichnung des Webinars.

➔ [Zurück zum Inhaltsverzeichnis](#)

BDEW-Anwendungshilfen

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

BDEW-Anwendungshilfe Aktivitätsdiagramme GKPE, WiM Strom und MaBiS zum Lieferantenwechsel in 24 Stunden (LFW24) und zur Datenübermittlung ZSG

- https://www.bdew.de/media/documents/AWH_Aktivitätsdiagramme_GPKE_24h-LFW_V1.5.pdf Aktivitätsdiagramme GKPE (Version 1.5) (29.04.2025)
- [Aktivitätsdiagramme WiM](#) (Version 1.3) (29.04.2025)
- [Aktivitätsdiagramme MaBiS](#) (Version 1.3). (29.04.2025)
- [Anwendungshilfe zum Lieferantenwechsel in 24 Stunden](#), Version 1.3: Veranschaulichung von Prozessabläufen. (15.04.2025)
- [Umsetzungsfragenkatalog zu LFW24 & ZSG](#), Version 1.3: Aufgreifen von prozessualen Praxisfragen. (15.04.2025)
- BDEW MAKO: [Entscheidungsbaum-Diagramme und Datenformate](#). (15.04.2025)
- [Einführungsszenario zum Lieferantenwechsel in 24 Stunden](#), Version 1.2: Hilfestellung zur Umstellung der heutigen Prozesse auf die neuen Prozessvorgaben. (15.04.2025)
- [Muster-Einwilligungserklärung für den ESA](#) in der Version 1.2. (15.04.2025)



- BDEW-Anwendungshilfe [Zum Modell 2](#) zur ladevorgangsscharfen bilanziellen Energiemengenzuordnungsmöglichkeit in der Version 1.3. (15.04.2025)
- [Marktprozesse Netzbetreiberwechsel Sparte Strom](#), Version 1.0. (15.04.2025)
- Die Paket-ID kann ab sofort bei Bedarf bei der [Codevergabestelle](#) beantragt werden. (15.04.2025)
- [Prozesse zur Änderung der Technik an Lokationen](#) Version 1.1. (15.04.2025)

- Geschäftsprozesse [Lieferantenwechsel Gas](#) (GeLi Gas 2.0), Prozessbeschreibung Version: 1.0 (09.04.2025)

➔ [Zurück zum Inhaltsverzeichnis](#)



ENWIKO ABONNEMENTS, KONTAKT UND REDAKTIONSTEAM

Abonnements

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 Videoaustausch an und stellen unsere ENWIKO-Formate vor.

Wenn Sie den ENWIKO und / oder die ENWIKO Leaks abonnieren möchten, schreiben Sie uns bitte unter enwiko@itemsnet.de

Mit herzlichen Grüßen

Ihr Stabsteam Energiewirtschaft: Strategie & Wissen



Kontakt

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

Das Redaktionsteam



Marcel Linnemann - Stabsbereichsleitung



Dr. Constanze Adolf - Senior Managerin Energiewirtschaft



Jörg Pommeranz - Content Manager



Paula Ziegler - Werkstudentin