

Hintergrundanalyse

Redispatch 2.0: Fünf Jahre Flickwerk statt funktionierender Netzsteuerung

Oktober 2026

- **Bundesnetzagentur bessert nach:** Der Festlegungsentwurf soll die Kostenerstattung verbessern und rechtzeitige Redispatch-Meldungen fördern.
- **Technische Defizite bleiben:** Auch nach fünf Jahren können viele Verteilnetzbetreiber Erneuerbare-Anlagen nicht zuverlässig steuern.
- **Abregelung und Abrechnung bleiben unklar:** Gründe sind oft nicht nachvollziehbar, Zahlungen verzögern sich.
- **Redispatch-Vorbehalt schafft Rechtsrisiken:** Klagen könnten die Grundlagen des deutschen Redispatch-Systems infrage stellen.
- **Deutschland bleibt beim kostenbasierten Redispatch:** Der europäische Rechtsrahmen sieht grundsätzlich marktbasierte Verfahren vor.

Executive Summary

Weil der Netzausbau deutlich hinter dem Bedarf zurückbleibt, sind weiterhin umfangreiche Redispatch-Maßnahmen nötig. Mit Redispatch 2.0 sollten deshalb auch dezentrale Erzeugungsanlagen systematisch in das vorausschauende Engpassmanagement eingebunden werden. Die Reform wurde im Herbst 2021 eingeführt. . Seitdem gibt es immer wieder Übergangslösungen und Reparaturen. Die Entwicklung seit 2021 zeigt dabei ein wiederkehrendes Muster: Während die technischen Probleme bei der Netzsteuerung fortbestehen, werden Aufgaben und finanzielle Risiken auf Direktvermarkter und Anlagenbetreiber verlagert. Der geplante Redispatch-Vorbehalt droht diese Entwicklung fortzusetzen. **Die Fehlerhaftigkeit des Redispatch gefährdet den Systembetrieb.**

- **Fünf Jahre ungelöste technische Probleme. Fünf Jahre Risiken für Markttakteure.** Fehlerhafte Stammdaten, komplizierte IT-Prozesse und veraltete Steuerungstechnik behindern seit Jahren die Umsetzung des Redispatch. Weil die von den VNB eingesetzte Funkrundsteuertechnik keinen Rückkanal besitzt, konnten Netzbetreiber nicht zuverlässig feststellen, ob eine angeordnete Abregelung tatsächlich erfolgte. Laut des Consen-tec-Gutachtens aus dem Jahr 2024 entstanden dadurch Systemungleichgewichte bis in den Gigawattbereich. Aufgrund erheblicher Risiken für die Systemsicherheit setzten die Übertragungsnetzbetreiber den bilanziellen Ausgleich in ihren Pilotprojekten zum 1. August 2023 aus. Dass auch 2025 erhebliche Defizite bei der Steuerbarkeit bestanden, zeigt der Steuerbarkeitscheck der vier Übertragungsnetzbetreiber: Bei lediglich 73 Prozent der installierten Solarleistung und 86 Prozent der Windleistung konnte die Steuerbarkeit nachgewiesen werden. Bei Anlagen zwischen 100 kW und 1 MW lag die Quote über alle Energieträger hinweg sogar bei nur 57 Prozent. [10]
- **BDEW-Übergangslösung: Risiken auf Direktvermarkter verlagert.** Weil die Netzbetreiber den bilanziellen Ausgleich nicht zuverlässig sicherstellen konnten, wurde diese Aufgabe den Bilanzkreisverantwortlichen, meist Direktvermarktern, übertragen. Diese müssen bei Abregelungen Ersatzstrom beschaffen, erhalten dafür notwendige Informationen aber häufig verspätet oder fehlerhaft. Dadurch entstehen zusätzliche Kosten und erhebliche Preisrisiken, obwohl die Direktvermarkter die Fehler nicht verursacht haben.
- **EnWG-Novelle 2025: Neue Probleme bei der Abrechnung.** Die Gesetzesänderung verstetigte die Übergangslösung bis 2031, änderte jedoch die Zahlungsströme: Die finanzielle Entschädigung fließt nun direkt an den Anlagenbetreiber, während der Direktvermarkter weiterhin den bilanziellen Ausgleich übernimmt. Gerade kleinere Netzbetreiber haben Schwierigkeiten, die erforderlichen Gutschriften zu erstellen. Zusätzlicher Abrechnungsaufwand, Vertragsunsicherheiten und finanzielle Risiken sind die Folge.

Der geplante Redispatch-Vorbehalt könnte das gesamte deutsche Redispatch-System rechtlich ins Wanken bringen. Nach Einschätzung der Stiftung Umweltenergierecht verstößt der vorgesehene Wegfall des finanziellen Ausgleichs gegen Artikel 13 der EU-Strommarktverordnung. Für betroffene Anlagenbetreiber entsteht damit ein konkreter finanzieller Anreiz, gegen ihre Abregelung zu klagen. Netzbetreiber müssten ihre Auswahl anhand objektiver, transparenter und diskriminierungsfreier Kriterien rechtfertigen. Damit könnten auch die grundlegenden Defizite des deutschen Redispatch-Systems auf den juristischen Prüfstand kommen.



Was es jetzt braucht, um die Probleme bei Redispatch zu beheben:

- **Verantwortung für fehlerhafte Signale konsequent zuordnen.** Verursacht ein Netzbetreiber durch fehlerhafte Redispatch-Signale Ausgleichsenergiekosten, sollte er das damit verbundene Preisrisiko tragen. Der aktuelle Festlegungsentwurf der BNetzA geht mit einem Selbstbehalt für Netzbetreiber bei verspäteten Vorabinformationen endlich in diese Richtung. Eine Overhead-Pauschale soll zudem den zusätzlichen Abwicklungsaufwand der Bilanzkreisverantwortlichen abdecken.
-
- **Stammdaten zentral verfügbar machen.** Es braucht gute digitale Plattformen. Das Marktstammdatenregister muss z.B. um die relevanten Redispatch-Daten und Zuordnungen erweitert werden. Auch braucht es einheitliche Clearingprozesse und Plattformen.
- **Konsequenter Marktbetrieb ermöglichen.** Neuanlagen müssen bereits bei der Netzanmeldung eine MaLo-ID für die Einspeisung erhalten. Das ist auch bei Großanlagen ein Problem.
- **Zwischenspeicherung:** Speicher brauchen praktikable Redispatch-Prozesse. Qualität **verbindlich einfordern.** Ein Bonus-Malus-System muss Steuerbarkeit, Beobachtbarkeit und zuverlässigen Datenaustausch belohnen und Versäumnisse sanktionieren.



Inhaltsverzeichnis

Executive Summary.....	2
Fünf Jahre Flickwerk: Technische Defizite, verlagerte Risiken und neue Rechtsfragen	5
Der Redispatch-Vorbehalt und seine europarechtlichen Risiken	5
Redispatch 2.0: Anspruch und Realität – fünf Jahre ungelöste Umsetzungsprobleme.....	6
Der Start 2021: Wachsende Komplexität und erhebliche IT-Probleme.....	7
Technische Defizite gefährdeten den sicheren Systembetrieb.....	8
Die BDEW-Übergangslösung: Risikoverschiebung auf die Direktvermarkter	10
EnWG-Novelle 2025: Verlängerung der Übergangslösung bis 2031	11
Beispielloses Abrechnungs- und Buchhaltungschaos im Jahr 2026	11
Redispatch reformieren: Marktlösungen stärken und Netzbetreiber stärker in die Verantwortung nehmen	12
Fazit: Technische Defizite beheben statt neue Rechtsrisiken schaffen	14
Quellenverzeichnis	15
Glossar	16

Fünf Jahre Flickwerk: Technische Defizite, verlagerte Risiken und neue Rechtsfragen

Der Redispatch-Vorbehalt und seine europarechtlichen Risiken

Der im Netzanschlusspaket geplante Redispatch-Vorbehalt wäre das nächste Kapitel im Flickenteppich Redispatch. Er könnte weitreichende Folgen für das deutsche Redispatch-System haben. Die Bundesregierung will Netzbetreibern ermöglichen, in bestimmten Netzgebieten erneuerbare Energien abzuregeln, ohne die betroffenen Anlagenbetreiber wie bisher finanziell entschädigen zu müssen. Damit würden die wirtschaftlichen Folgen von Netzengpässen teilweise auf diejenigen verlagert, die den Strom erzeugen wollen. Doch der Redispatch-Vorbehalt birgt ein wesentlich größeres Risiko: Er könnte die rechtlichen Grundlagen des deutschen Redispatch-Systems selbst auf den Prüfstand stellen.

Nach Artikel 13 Absatz 7 der EU-Strommarktverordnung haben Anlagenbetreiber bei nicht marktbasierten Redispatch-Maßnahmen grundsätzlich Anspruch auf finanziellen Ausgleich. In Deutschland wird der Redispatch nicht marktbasiert durchgeführt, sondern kostenbasiert organisiert. Die Stiftung Umweltenergierecht kommt zu dem Ergebnis, dass der geplante Redispatch-Vorbehalt in seiner bisherigen Form nicht mit EU-Recht vereinbar ist. [1, 2, 3] Durch den Wegfall der Entschädigung entsteht für betroffene Anlagenbetreiber ein zusätzlicher finanzieller Anreiz, gegen Redispatch-Maßnahmen gerichtlich vorzugehen.

Dabei könnte es um weit mehr gehen als um die Frage der Entschädigung. Gerichte könnten auch überprüfen, ob die Auswahl der abgeregelten Anlagen nach objektiven, transparenten und diskriminierungsfreien Kriterien erfolgt und die weiteren europarechtlichen Voraussetzungen für Redispatch eingehalten werden.

Das deutsche kostenbasierte Redispatch-System kämpft bereits seit seiner grundlegenden Reform im Jahr 2021 mit erheblichen technischen und organisatorischen Problemen. **Fünf Jahre nach Einführung des Redispatch 2.0 können zahlreiche Anlagen noch immer nicht zuverlässig gesteuert werden.** Die ursprünglich vorgesehenen Prozesse zum bilanziellen Ausgleich scheiterten in Pilotprojekten an erheblichen Systemrisiken. Übergangslösungen haben die Probleme teilweise verlagert, aber nicht grundsätzlich behoben.

Der Redispatch-Vorbehalt droht damit ein System einer verstärkten gerichtlichen Überprüfung auszusetzen, dessen technische und organisatorische Defizite seit Jahren bekannt sind. Die rechtlichen und wirtschaftlichen Grundlagen des finanziellen Ausgleichs bei Redispatch-Maßnahmen erläutert Infobox 1.

Infobox 1: Warum werden Anlagenbetreiber für Redispatch entschädigt?

Werden Anlagen auf Anweisung des Netzbetreibers abgeregelt, haben ihre Betreiber grundsätzlich Anspruch auf finanziellen Ausgleich. Nach § 13a Abs. 2 EnWG sollen sie durch die Maßnahme wirtschaftlich weder besser noch schlechter gestellt werden. Dies entspricht dem Grundsatz der Entschädigung bei nicht marktbasierendem Redispatch nach Artikel 13 der EU-Strommarktverordnung. [1, 15]

Ohne angemessene Entschädigung entstünden erhebliche wirtschaftliche Nachteile: Betroffene Anlagen könnten weniger Strom vermarkten und müssten Erlösausfälle tragen, obwohl sie den Netzengpass nicht verursacht haben. Dies würde einzelne Anlagenbetreiber benachteiligen, Investitionsrisiken erhöhen und den Wettbewerb verzerren. [1, 15]

Redispatch 2.0: Anspruch und Realität – fünf Jahre ungelöste Umsetzungsprobleme

Die Einführung des Redispatch 2.0 im Oktober 2021 sollte ein Meilenstein der deutschen Energiewende werden. Das Ziel war klar: Um Netzüberlastungen vorausschauend zu vermeiden, sollten neben großen konventionellen Kraftwerken auch dezentrale Erneuerbare-Energien-Anlagen und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) ab 100 Kilowatt in ein intelligentes, planwertbasiertes Redispatch-System integriert werden. [4, 5] Die Funktionsweise des Redispatch und seine Bedeutung für die Integration erneuerbarer Energien werden in Infobox 2 erläutert.

Fünf Jahre später fällt die Bilanz ernüchternd aus. Die Umsetzung ist bis heute von erheblichen technischen und organisatorischen Defiziten geprägt. Fehlerhafte Stammdaten, unzureichende IT-Prozesse und veraltete Steuerungstechnik verhindern vielerorts einen zuverlässigen Redispatch. Speicher an erneuerbaren Energien-Anlagen werden heute nicht in den Redispatch eingebunden – die Anlagen werden aber trotzdem abgeregelt. Oft ist unklar, warum Anlagen abgeregelt werden. Die Abrechnung im Redispatch ist ein Chaos. Insbesondere die Verteilnetzbetreiber haben es bislang nicht geschafft, die Voraussetzungen für eine flächendeckend funktionsfähige Steuerung dezentraler Anlagen zu schaffen. [6]

Infobox 2: Warum ist Redispatch für die Energiewende so wichtig?

Mit dem Ausbau erneuerbarer Energien steigen die Anforderungen an das Stromnetz. Wind- und Solarstrom werden wetterabhängig erzeugt und fallen häufig dort an, wo die Netzkapazitäten für ihren Transport nicht ausreichen. Speicher und flexible Verbraucher können helfen, diese Engpässe zu reduzieren. [4]

Beim Redispatch greifen Netzbetreiber gezielt in die Stromerzeugung ein, um Netzüberlastungen zu vermeiden. Dazu wird die Einspeisung vor einem Engpass reduziert und hinter dem Engpass erhöht, beispielsweise durch andere Kraftwerke oder Speicher. So wird die Stromerzeugung räumlich angepasst und die Netzstabilität gesichert. Redispatch ist deshalb während der Netzkrise ein wichtiges Instrument zur Integration erneuerbarer Energien. [4]

Der Start 2021: Wachsende Komplexität und erhebliche IT-Probleme

Mit der Einführung des Redispatch 2.0 im Oktober 2021 stiegen die Anforderungen an die Netzbetreiber erheblich. Während zuvor vor allem große Kraftwerke am Redispatch beteiligt waren, wurden nun auch dezentrale Erzeugungsanlagen ab 100 kW einbezogen. Damit mussten auf einen Schlag nahezu 100.000 zusätzliche Anlagen in die Redispatch-Prozesse integriert werden. Da die meisten dieser Anlagen an die Verteilnetze angeschlossen sind, erforderte dies eine deutlich engere Koordination zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern. [5, 7] Warum Redispatch auch auf der Ebene der Verteilnetzbetreiber funktionieren muss, erläutert Infobox 3.

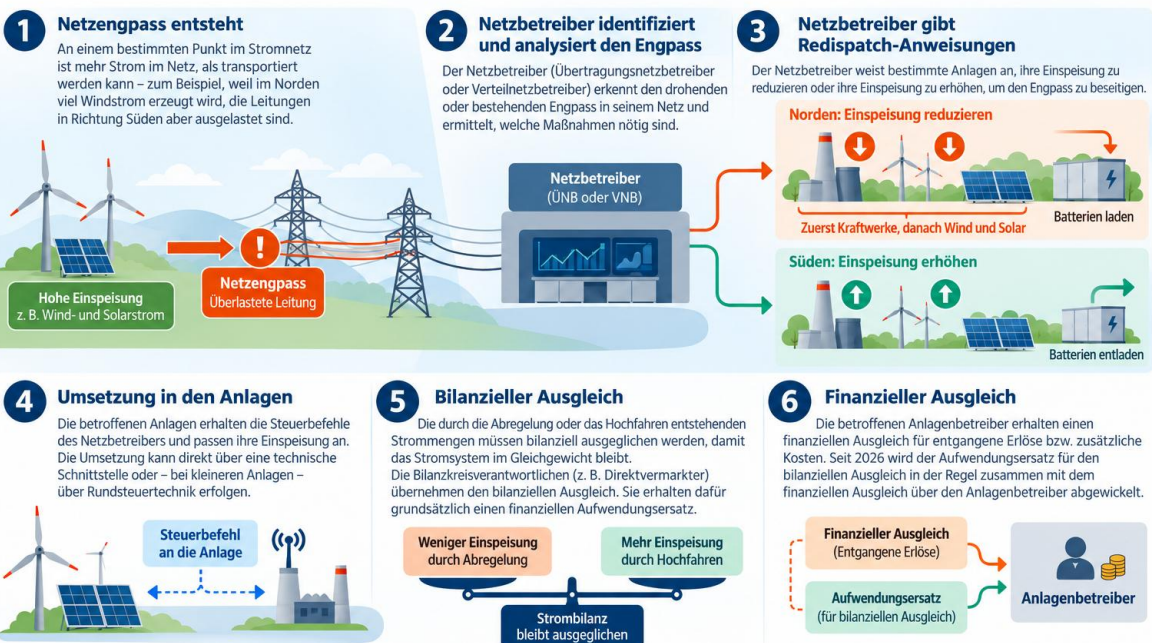
Infobox 3: Warum muss Redispatch auf Verteilnetzebene funktionieren?

Die meisten dezentralen Erzeugungsanlagen und viele Speicher sind an Verteilnetze angeschlossen. Die Anlagen nehmen am Markt teil und liefern günstigen und planbaren Strom. Damit sie auch in den Redispatch eingebunden werden, müssen Verteilnetzbetreiber Netzengpässe erkennen, Anlagen zuverlässig steuern und ihre Maßnahmen mit den Übertragungsnetzbetreibern koordinieren. [4, 7]

Zugleich müssen Speicher und andere Flexibilitäten besser genutzt werden, um erneuerbaren Strom möglichst effizient in den Markt und das Netz zu integrieren und unnötige Abregelungen zu vermeiden. Dafür sind zuverlässige Messdaten, digitale Steuerungsmöglichkeiten und funktionierende Abstimmungsprozesse erforderlich. [4, 7]

So funktioniert Redispatch 2.0

Redispatch 2.0 sorgt dafür, dass Strom auch bei Netzengpässen sicher und zuverlässig transportiert werden kann. Dazu passen Netzbetreiber die Einspeisung und den Verbrauch in einem bestimmten Netzgebiet gezielt an.





Die Netzbetreiber waren auf diese Anforderungen technisch und organisatorisch nur unzureichend vorbereitet. Ein zentrales Problem beim Start des Redispatch 2.0 war die mangelhafte Qualität der Stammdaten. Für die Durchführung von Redispatch-Maßnahmen müssen zahlreiche Anlageninformationen und Zuordnungen zwischen Netzbetreibern und weiteren Marktteilnehmern zuverlässig ausgetauscht werden. Fehlerhafte oder uneinheitliche Datensätze erschweren die automatisierte Verarbeitung und führten zu aufwendigen manuellen Korrekturen. Hinzu kamen komplexe IT-Prozesse und die hohen Anforderungen an die laufende Aktualisierung von Einspeiseprognosen. Die unzureichende Datenqualität und die mangelnde Automatisierung beeinträchtigten damit die Funktionsfähigkeit des Redispatch 2.0 bereits in der Anfangsphase. [6]

Technische Defizite gefährdeten den sicheren Systembetrieb

Das Zielmodell des Redispatch 2.0 sah vor, dass die Netzbetreiber Erzeugungsanlagen nicht nur physisch abregeln, sondern die ausgefallene Strommenge auch bilanziell ausgleichen. Dazu sollten sie entsprechende Energiemengen am Strommarkt beschaffen, um das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch aufrechtzuerhalten. Zur Erprobung dieses Verfahrens starteten die Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz und Amprion ab Juni 2022 Pilotprojekte mit ausgewählten Verteilnetzbetreibern. [6, 8]

Die Pilotprojekte offenbarten erhebliche technische Defizite und Risiken für die Systemsicherheit. Zum 1. August 2023 setzten 50Hertz und Amprion den bilanziellen Ausgleich in den Pilotprojekten aus; die Bundesnetzagentur nahm die Bedenken zur Systemsicherheit sehr ernst. Das von ihr beauftragte Consentec-Gutachten identifizierte insbesondere die unzureichende Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit dezentraler Erzeugungsanlagen als zentrale Probleme. [6, 9]

Eine wesentliche Ursache war die weithin verbreitete Funkrundsteuertechnik. Sie wurde in den technischen Anschlussbedingungen gefordert und ermöglicht es Netzbetreibern, Steuerbefehle an zahlreiche Anlagen zu senden. Die verwendete Funkrundsteuertechnik arbeitet unidirektional und verfügt über keinen unmittelbaren Rückkanal. Damit können Netzbetreiber nicht zuverlässig feststellen, ob eine angeordnete Leistungsreduzierung tatsächlich umgesetzt wurde. Wird auf Grundlage einer vermeintlichen Abregelung Ersatzstrom beschafft, obwohl die Anlage weiterhin einspeist, oder wurden zu viele Anlagen angeregt, entstehen zusätzliche, nicht eingeplante Strommengen. Solche Abweichungen können erhebliche Bilanzungleichgewichte verursachen und erfordern den Einsatz von teurer Regelenergie. Das Consentec-Gutachten beschreibt entsprechende Risiken bis in den Gigawattbereich, die in den Pilotprojekten der Netzbetreiber zu beobachten waren. Hinzu kamen begrenzte digitale Übertragungskapazitäten der Rundsteuertechnik, die bei umfangreichen Steuerungsmaßnahmen zu Verzögerungen führen konnten. [6] Dass die technischen Defizite bis heute fortbestehen, zeigen die Ergebnisse des Steuerbarkeitsschecks 2025 (siehe Infobox 4 und Tabelle 1).

Infobox 4: Steuerbarkeitscheck – erhebliche Defizite bei Netzbetreibern

Beim Steuerbarkeitscheck 2025 wurde überprüft, ob Erzeugungsanlagen ab 100 kW durch Netzbetreiber tatsächlich abgeregelt werden können. Die Ergebnisse zeigen erhebliche Defizite: Bei Solaranlagen waren nur 73 % der installierten Leistung durch Netzbetreiber zuverlässig steuerbar, bei Windenergieanlagen 86 % und bei konventionellen Anlagen 77 %. Besonders kritisch: In der Leistungsklasse von 100 kW bis 1 MW lag die Steuerbarkeitsquote über alle Energieträger hinweg bei lediglich 57 %. [10] All diese Anlagen sind in der Direktvermarktung, wobei Direktvermarkter die Anlagen genau monitoren und zielgerichtet steuern können. Das Steuerungsdefizit liegt bei den Netzbetreibern.

Im Jahr 2026 werden erstmals auch Anlagen unter 100 kW überprüft. Angesichts des schlep-penden Smart-Meter- und Steuerboxen-Rollouts bestehen erhebliche Zweifel, ob die Steuer-barkeit kleiner Anlagen ausreichend gewährleistet ist. Die Netzbetreiber müssen ihre techni-schen Steuerungsprozesse dringend verbessern. [10]

Tabelle 1: 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW, Bericht der deutschen Übertragungsnetz-betreiber zur Steuerbarkeit von Anlagen nach § 12 Abs. 2c EnWG, Berichtsjahr 2025, veröffent-licht am 30.11.2025, S. 9, Tabelle 3. Eigene Darstellung. Die Quoten beziehen sich auf die steu-erbare Leistung durch die Netzbetreiber im Verhältnis zur installierten Netto-Nennleistung, nicht auf die Anzahl der Anlagen. *Für Anlagen unter 100 kW lagen 2025 noch keine Prüfergebnisse vor. [10]

Installierte Leistung	Solar	Wind	Biomasse	Sonstige	Speicher	Konventionell	Gesamt über alle Energieträger
7 kW – 25 kW*	–	–	–	–	–	–	–
25 kW – 100 kW*	–	–	–	–	–	–	–
100 kW – 1 MW	60 %	73 %	50 %	45 %	20 %	35 %	57 %
1 MW – 10 MW	82 %	86 %	47 %	54 %	27 %	37 %	82 %
> 10 MW	79 %	100 %	30 %	48 %	77 %	81 %	78 %
Gesamt über alle Leis-tungsklassen	73 %	86 %	47 %	50 %	74 %	77 %	–

Die Ergebnisse in Tabelle 1 zeigen, dass die mangelnde Steuerbarkeit durch Netzbetreiber kein Einzelfall ist, sondern ein erhebliches strukturelles Problem darstellt. Besonders auffällig sind die niedrigen Steuerbarkeitsquoten bei kleineren Anlagen zwischen 100 kW und 1 MW. Hier konnte 2025 nur bei 57 Prozent der installierten Leistung die Steuerbarkeit nachgewiesen werden. Dabei liegt die Verantwortung für eine funktionsfähige Steuerung nicht allein bei den Anla-genbetreibern. Diese müssen die technischen Anschlussbedingungen (TAB) der Verteilnetzbetreiber einhalten und die vorgeschriebenen Steuerungseinrichtungen installieren – daher wurde die Funkrundsteuertechnik verbaut. Für die Vermarktung nutzen Direktvermarkter seit vielen Jahren sichere und leistungsfähige digitale Schnittstellen, Direktvermarktungsboxen und



Energiemanagementsysteme. Die von den Netzbetreibern festgelegten technischen Anforderungen zu ihrer Steuertechnik und die eingesetzten Steuerungsprozesse sollten kritisch überprüft werden. [10]

Welche Risiken daraus für die Systemsicherheit entstehen können, zeigen die Redispatch-Pilotprojekte von 2022 und 2023. Ein vereinfachtes Beispiel: Ordnet ein Netzbetreiber die Abregelung von 100 MW an und beschafft dafür 100 MW Ersatzleistung, obwohl die betroffenen Anlagen aufgrund fehlgeschlagener Steuersignale weiterhin Strom einspeisen, entsteht ein ungeplanter Leistungsüberschuss von 100 MW. Dieser muss durch den Einsatz von Regellenergie ausgeglichen werden. Das Consentec-Gutachten dokumentiert entsprechende Probleme bei der Umsetzung des bilanziellen Ausgleichs und Systembilanzabweichungen bis in den Gigawattbereich. Die unzureichende Steuerbarkeit dezentraler Anlagen stellt damit ein konkretes Risiko für einen zuverlässigen Redispatch und den sicheren Systembetrieb dar. [6]

Die BDEW-Übergangslösung: Risikoverschiebung auf die Direktvermarkter

Weil die Netzbetreiber mit der Umsetzung des Redispatch 2.0 technisch und organisatorisch überfordert waren, wurde auf eine „Übergangslösung“ des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) zurückgegriffen. Der BDEW hatte die komplexen Prozesse des Redispatch 2.0 zuvor selbst maßgeblich mitgestaltet. Die Übergangslösung sollte den sicheren Systembetrieb gewährleisten, machte das Verfahren für die Netzbetreiber jedoch vor allem dadurch handhabbar, dass wesentliche Aufgaben und finanzielle Risiken auf die Direktvermarkter verlagert wurden. Die technischen Defizite der Netzbetreiber blieben weitgehend bestehen. [6, 11]

Der bilanzielle Ausgleich wurde im Rahmen der Übergangslösung den Bilanzkreisverantwortlichen (BKV), in der Regel den Direktvermarktern, übertragen. Diese müssen bei einer Abregelung kurzfristig Ersatzstrom am Markt beschaffen. Dafür sind sie auf rechtzeitige und korrekte Informationen der Netzbetreiber angewiesen. Genau daran mangelt es jedoch bis heute. Redispatch-Meldungen erreichen die Vermarkter teilweise erst nach Beginn einer Abregelung, sind unvollständig oder fehlerhaft. Dass ein hochkomplexes, zeitkritisches System wie der Redispatch teilweise auf derart veraltete Kommunikationswege angewiesen ist, verdeutlicht die erheblichen Defizite bei der Digitalisierung der Netzbetreiber. [12, 8]

Die Konsequenzen sind erheblich: Fehlen verlässliche Informationen, können Direktvermarkter die erforderlichen Strommengen nicht rechtzeitig am Intraday-Markt beschaffen. Es entstehen Bilanzkreisabweichungen, die über den Ausgleichsenergiepreis (reBAP) abgerechnet werden. Gerade bei hohen oder stark schwankenden Strompreisen können dadurch erhebliche Kosten entstehen. Der finanzielle Aufwandsersatz deckt diese zusätzlichen Beschaffungs- und Preisrisiken nicht in allen Fällen angemessen ab. Damit tragen die Direktvermarkter finanzielle Risiken, die wesentlich durch Fehler und Versäumnisse der Netzbetreiber verursacht werden. [12, 13]

Die BDEW-Übergangslösung behob somit nicht die Ursachen der Probleme, sondern verlagerte einen wesentlichen Teil ihrer Folgen auf andere Marktakteure. Auch die Bundesnetzagentur sieht weiterhin erhebliche Schwierigkeiten beim bilanziellen Ausgleich auf Verteilnetzebene. Wie viele Verteilnetzbetreiber inzwischen in der Lage sind, diesen eigenständig und zuverlässig durchzuführen, bleibt unklar. Die unzureichenden Prozesse verursachen zusätzliche Kosten im



Stromsystem, die über die Netzentgelte von den Stromkunden getragen werden. Statt ineffiziente Abläufe dauerhaft zu finanzieren, müssen die Netzbetreiber stärker für die Qualität ihrer Redispatch-Prozesse und die daraus entstehenden Kosten verantwortlich gemacht werden. [9, 14]

EnWG-Novelle 2025: Verlängerung der Übergangslösung bis 2031

Die ursprünglich als vorübergehende Maßnahme eingeführte BDEW-Übergangslösung blieb über Jahre bestehen, ohne dass die grundlegenden technischen Probleme des Redispatch 2.0 behoben wurden. Mit der EnWG-Novelle vom Dezember 2025 reagierte der Gesetzgeber schließlich auf die anhaltenden Schwierigkeiten beim bilanziellen Ausgleich in den Verteilnetzen. Statt die Netzbetreiber kurzfristig zur vollständigen Umsetzung des ursprünglichen Zielmodells zu verpflichten, wurde die bisherige Praxis auf eine ausdrückliche gesetzliche Grundlage gestellt. Nach § 14 EnWG müssen Verteilnetzbetreiber den gezielten bilanziellen Ausgleich bis zum 31. Dezember 2031 nur nach Maßgabe entsprechender Festlegungen der Bundesnetzagentur durchführen. Vorerst verbleibt damit der bilanzielle Ausgleich bei den Bilanzkreisverantwortlichen – bis 2031, 10 Jahre nach dem Start des Redispatch 2.0. Damit wird die Verantwortung für eine zentrale Aufgabe des Redispatch ein ganzes Jahrzehnt auf Marktakteure verlagert, während die technischen Defizite der Verteilnetzbetreiber fortbestehen. [15, 16]

Beispielloses Abrechnungs- und Buchhaltungschaos im Jahr 2026

Mit der EnWG-Novelle vom Dezember 2025 wurde neben der Verlängerung der Übergangslösung auch die finanzielle Abwicklung des Redispatch grundlegend verändert. Während der Aufwendungsersatz für den bilanziellen Ausgleich zuvor direkt an den Bilanzkreisverantwortlichen, meist den Direktvermarkter, gezahlt wurde, erfolgt die Zahlung nun als Bestandteil des finanziellen Ausgleichs an den Anlagenbetreiber. Dieser muss die entsprechenden Kosten anschließend mit seinem Direktvermarkter abrechnen. Nach Einschätzung des bne verschärft die Neuregelung die bereits bestehenden Abrechnungsprobleme und verlagert zusätzliche bürokratische und finanzielle Risiken auf Anlagenbetreiber und Direktvermarkter. [15, 16, 17]

Überforderung bei der Abrechnung: Während größere Netzbetreiber automatisierte Gutschriftverfahren einsetzen, verfügen kleinere Verteilnetzbetreiber nach Erfahrungen aus der bne-Mitgliedschaft oft nicht über entsprechende Prozesse. Anlagenbetreiber müssen deshalb gegebenenfalls selbst komplexe Rechnungen erstellen und ihre Ansprüche gegenüber den Netzbetreibern geltend machen. Nach Erfahrungen des bne führt dies zu erheblichem Verwaltungsaufwand und birgt das Risiko verzögerter Auszahlungen. [17] Zur Verbesserung der Abwicklung konsultierte die BNetzA den Festlegungsentwurf zur Bestimmung des angemessenen Aufwendungsersatzes im unbilanzierten Redispatch. [17]

Der Entwurf sieht ein Mischpreisverfahren, eine Overheadkosten-Pauschale und einen begrenzten Selbstbehalt für Netzbetreiber bei verspäteter Vorabinformation vor. Dies könnte die Abwicklung verbessern, bleibt aber eine weitere Reparatur im Flickwerk Redispatch 2.0. [17]

Zusätzliche Prüfpflichten für Anlagenbetreiber: Anlagenbetreiber müssen nun verstärkt selbst überprüfen, ob die abgeregelten Strommengen und die zugrunde gelegten Preise korrekt berechnet wurden. Die viertelstundenscharfe Abrechnung stellt insbesondere kleinere



Anlagenbetreiber ohne eigene Handels- oder Abrechnungsabteilung vor erhebliche Herausforderungen. Wie eine Auswertung von node.energy zeigt, können Anlagenbetreiber aufgrund der Berechnungssystematik unter bestimmten Umständen sogar Zahlungsforderungen erhalten, obwohl ihre Anlagen auf Anweisung des Netzbetreibers abgeregelt wurden. [15, 17, 18]

Neue Vertragsrisiken und offene Forderungen: Direktvermarkter tragen weiterhin die Verantwortung für den bilanziellen Ausgleich, erhalten den dafür vorgesehenen Aufwendersatz jedoch nicht mehr unmittelbar vom Netzbetreiber. Anfang des Jahres 2026 mussten bestehende Vertragsbeziehungen deshalb angepasst und gegebenenfalls neue Vereinbarungen zur Weiterleitung oder Abtretung von Ansprüchen getroffen werden. Viel Aufwand für Direktvermarkter und Anlagenbetreiber. Nach Einschätzung des bne führt dies zu zusätzlichen Vertragsunsicherheiten und dem Risiko, dass Anlagenbetreiber und Direktvermarkter auf erstattungsfähigen Kosten sitzen bleiben. Aus der Mitgliedschaft werden entsprechende Abrechnungsprobleme berichtet. Eine belastbare quantitative Erhebung zu offenen Forderungen liegt dem bne bislang jedoch nicht vor. [17, 18]

Die gesetzliche Neuregelung hat die technischen Defizite des Redispatch damit um zusätzliche Abrechnungsprobleme ergänzt. Statt die Prozesse zu vereinfachen, werden nun auch Anlagenbetreiber mit komplexen energiewirtschaftlichen Abrechnungsaufgaben belastet. Aus Sicht des bne müssen die Netzbetreiber verpflichtet werden, standardisierte, automatisierte und verlässliche Abrechnungsverfahren bereitzustellen. Der vorgelegte Festlegungsentwurf ist daher ein richtiger Schritt. [17] Sollte nun ein Redispatch-Vorbehalt eingeführt werden, wäre aber nächstes Jahr die nächste Korrektur nötig.

Redispatch reformieren: Marktlösungen stärken und Netzbetreiber stärker in die Verantwortung nehmen

Deutschland setzt beim Redispatch bislang auf ein kostenbasiertes Verfahren. Die Netzbetreiber wählen Anlagen aus und weisen sie an, ihre Einspeisung zu verändern. Der finanzielle Ausgleich erfolgt nach gesetzlichen und regulatorischen Vorgaben. Jede Maßnahme muss zwischen Netzbetreibern, Anlagenbetreibern und Direktvermarktern erfasst und abgerechnet werden. Fehlerhafte Daten und verspätete Meldungen erschweren die Abwicklung zusätzlich.

Marktbasierte Verfahren könnten weitere Möglichkeiten eröffnen, Netzengpässe zu beheben: So könnten Batteriespeicher anbieten, überschüssigen Strom aufzunehmen, statt Wind- oder Solaranlagen abzuregeln. Das EU-Recht sieht marktbasierte Verfahren grundsätzlich vor, erlaubt aber Ausnahmen, auf die sich Deutschland bislang beruft. [1]

Die europäische Agentur der Energieregulierungsbehörden ACER schlägt nun vor, die Nutzung solcher Flexibilität zu stärken. Nach ihrem Entwurf für einen europäischen Netzkodex sollen Netzbetreiber lokale Flexibilitätsleistungen grundsätzlich über den Markt beschaffen. Ausnahmen müssten von der nationalen Regulierungsbehörde begründet und zeitlich befristet werden. Der Netzkodex ist allerdings noch nicht beschlossen. [22]

Finanzielle Verantwortung für fehlerhafte Redispatch-Signale zuordnen: Bislang bestehen für Verteilnetzbetreiber unzureichende wirtschaftliche Anreize, Redispatch-Meldungen rechtzeitig und fehlerfrei zu übermitteln. Die daraus entstehenden Kosten- und Preisrisiken tragen häufig die Bilanzkreisverantwortlichen, obwohl sie die zugrunde liegenden Fehler nicht verursacht



haben. Der bne fordert deshalb, dass Netzbetreiber das Preisrisiko tragen, wenn verspätete oder fehlerhafte Redispatch-Meldungen zusätzliche Ausgleichsenergiekosten verursachen. Damit würden die finanziellen Folgen mangelhafter Netzprozesse stärker dem verantwortlichen Verursacher zugeordnet. [17] Es muss finanzieller Druck bei Netzbetreibern entstehen, die eigenen Prozesse zum Redispatch in den Griff zu bekommen. Der Festlegungsentwurf der BNetzA zum „unbilanzierten Redispatch“ geht daher in die richtige Richtung. [17]

Kleinanlagen-Direktvermarktung ermöglichen statt an VNB-Prozessen scheitern lassen:

Professionelle Direktvermarkter, Lieferanten und wettbewerbliche Messstellenbetreiber können einen wesentlichen Beitrag zur Lösung der bestehenden Probleme leisten. Mit leistungsfähigen IT-Systemen können sie Hunderttausende Anlagen digital erfassen, bilanzieren und steuern. Die Messung kann dabei über intelligente Messsysteme (iMSys) oder über aufgesetzte Leseköpfe an modernen Messeinrichtungen (mME) erfolgen. Gerade solche kostengünstigen und skalierbaren Lösungen können die Marktintegration kleiner Anlagen beschleunigen. Voraussetzung sind die entsprechenden technischen und rechtlichen Möglichkeiten zur Steuerung sowie funktionierende, diskriminierungsfreie Prozesse bei den Verteilnetzbetreibern. **Dafür müssen Neuanlagen bereits bei der Netzanmeldung eine Marktllokations-ID (MaLo-ID) für die Einspeisung erhalten**, damit die Direktvermarktung ohne vermeidbare Verzögerungen beginnen kann. [4, 7]

Diese Prozesse

sind in der Kleinanlagen-Direktvermarktung zentral, aber auch bei großen Anlagen immer wieder ein Problem.

MaKo verbessern und Marktstammdatenregister als zentrale Datenquelle ausbauen:

Bislang tauschen hunderte Netzbetreiber und Direktvermarkter Redispatch-Stammdaten über komplexe und fehleranfällige EDIFACT-Prozesse aus. Das skaliert nicht. Es braucht neue Ansätze, die energiewirtschaftliche Marktkommunikation (MaKo) effizient zu machen, wie z.B. eine netzentgeltfinanzierte MaKo-GmbH, die moderne Softwarestandards in die Energiewirtschaft bringt. [21, Vorschlag 26, S. 38–39] Der bne empfiehlt auch, das Marktstammdatenregister (MaStR) um alle relevanten Redispatch-Stammdaten zu erweitern, insbesondere Steuerbarkeitsressourcen, Bilanzierungsmodelle und Anlagenzuordnungen. Eine zentrale und verbindliche Datenquelle könnte Fehlerquellen reduzieren, Mehrfachmeldungen vermeiden und die automatisierte Abwicklung erheblich vereinfachen. Während Marktakteure unzureichende Stammdatenqualität, fehlerhafte Nachrichten und aufwendige manuelle Klärungsprozesse bemängeln, hält die Bundesnetzagentur eine zusätzliche Abfrage zum Automatisierungsgrad der Marktkommunikation im Rahmen der Qualitätsregulierung bislang für „verfrüht“ (Festlegung, S. 19, Rn. 64; S. 57, Rn. 223). [20]

Zudem empfehlen wir ein Datenaustausch- und Clearing-Portal für Redispatch-Prozesse.

Qualitätsregulierung für Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit stärken: Die Verteilnetzbetreiber müssen künftig stärker daran gemessen werden, ob sie ihre Netze und die angeschlossenen Anlagen tatsächlich zuverlässig überwachen und steuern können. Der bne fordert deshalb ein Bonus-Malus-System, das die Einhaltung verbindlicher Qualitätsstandards wirtschaftlich belohnt und Versäumnisse sanktioniert. Maßgebliche Kriterien sollten die Beobachtbarkeit der Niederspannungsnetze, die tatsächliche Steuerbarkeit angeschlossener Anlagen sowie der rechtzeitige und fehlerfreie Austausch von Messwerten, Statusmeldungen und Steuerbefehlen



sein. Die Qualität der digitalen Netzprozesse muss zu einem verbindlichen Bestandteil der Netzbetreiberregulierung werden. [20]

Viele der notwendigen Reformen sind bereits ausgearbeitet. Die Energiewende-Digitalisierungs-Allianz hat hierzu umfangreiche und detailliert ausgearbeitete Vorschläge vorgelegt. [21] Entscheidend ist nun, die bekannten technischen und regulatorischen Hemmnisse konsequent abzubauen und einen massengeschäftstauglichen Marktbetrieb zu ermöglichen.

Fazit: Technische Defizite beheben statt neue Rechtsrisiken schaffen

Die Geschichte des Redispatch 2.0 ist ein Beispiel dafür, wie ein grundsätzlich sinnvolles Konzept an der unzureichenden Digitalisierung der deutschen Verteilnetze scheitert. Statt frühzeitig verbindliche Anforderungen und wirksame Anreize für eine zuverlässige, bidirektionale Steuerungsinfrastruktur zu schaffen, wurde vielerorts weiterhin auf veraltete Rundsteuertechnik ohne Rückkanal gesetzt. Die Folgen sind bis heute spürbar. [6]

Bereits bei der Einführung des Redispatch 2.0 führten diese technischen Defizite zu erheblichen Umsetzungsproblemen und gefährlichen Ungleichgewichten in der Systembilanz. Anstatt die Ursachen konsequent zu beheben, wurden mit der BDEW-Übergangslösung wesentliche Aufgaben und finanzielle Risiken auf die Direktvermarkter verlagert. Die gesetzlichen Änderungen Ende 2025 haben diese Aufgabenteilung vorerst verstetigt und zugleich neue Abrechnungsprobleme für Anlagenbetreiber und Direktvermarkter geschaffen. Damit bestehen die grundlegenden Probleme auch fünf Jahre nach Einführung des Redispatch 2.0 fort. [6, 11, 15, 16]

Die Ergebnisse des Steuerbarkeitschecks 2025 belegen weiterhin erhebliche Defizite bei der Steuerbarkeit dezentraler Anlagen durch die Netzbetreiber. Der Markt kann diese Anlagen einwandfrei monitoren und steuern. Der Markt flexibilisiert diese Anlagen nun, mit Speichern. Für Batteriespeicher fehlen praktikable und massengeschäftstaugliche Redispatch-Prozesse. Es ist untragbar, dass Verteilungsnetzbetreiber Batteriespeicher den Netzzugang verwehren, weil sie die Speicher im Redispatch nicht abrechnen können. Auch die Direktvermarktung kleiner Anlagen wird durch unzureichende digitale Schnittstellen und langsame Prozesse der Verteilnetzbetreiber erschwert. Die Regulierung muss deshalb stärkere Anreize für eine zuverlässige Steuerbarkeit, einen automatisierten Datenaustausch und eine klare Verantwortungszuordnung schaffen. [10]

Besonders kritisch ist vor diesem Hintergrund der geplante Redispatch-Vorbehalt. Während die technischen und organisatorischen Defizite des Redispatch 2.0 weiterhin ungelöst sind, soll der finanzielle Ausgleich für bestimmte Abregelungen entfallen. Damit entstehen zusätzliche wirtschaftliche Risiken für Anlagenbetreiber und klare Anreize, Redispatch-Maßnahmen gerichtlich überprüfen zu lassen. Eine solche Überprüfung könnte weit über den Redispatch-Vorbehalt hinausreichen und grundlegende Fragen zur Vereinbarkeit des deutschen Redispatch-Systems mit europäischem Recht aufwerfen. [2, 3]

Aus Sicht des bne muss die Priorität deshalb auf der Beseitigung der bestehenden technischen und regulatorischen Defizite liegen. Erforderlich sind verbindliche Qualitätsstandards für Netzbetreiber, eine verursachungsgerechte Zuordnung finanzieller Risiken und bessere Rahmenbedingungen für digitale, wettbewerbliche Lösungen. Der aktuelle Festlegungsentwurf der BNetzA zum Aufwendungsersatz geht mit finanziellen Anreizen für rechtzeitige Redispatch-

Meldungen in die richtige Richtung. Zugleich müssen die technischen und organisatorischen Ursachen fehlerhafter Steuerung, unzureichender Beobachtbarkeit und mangelhaften Datenaustauschs konsequent behoben werden.

Ein zusätzlicher Redispatch-Vorbehalt löst keines dieser Probleme und könnte die rechtliche Unsicherheit im gesamten System weiter erhöhen.

Quellenverzeichnis

- [1] Europäisches Parlament und Rat (2019): Verordnung (EU) 2019/943 vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt, insbesondere Art. 13 Abs. 1–3 und Abs. 7. Amtsblatt der Europäischen Union L 158, 14.06.2019. [Onlinequelle](#)
- [2] Kahles, Markus; Kamm, Johanna; Lehnert, Wieland; Müller, Thorsten (2026): EU-rechtliche Vorgaben zur Begrenzung von Netzanschlussansprüchen bei Netzengpässen. Würzburger Studien zum Umweltenergierecht Nr. 50, Stiftung Umweltenergierecht, 16.07.2026, insbesondere Abschnitte C und D. [Onlinequelle](#)
- [3] Müller, Thorsten et al. (2026): Rechtliche Stellungnahme zur Anhörung des Bundestags-Ausschusses für Wirtschaft und Energie zum Netzanschlusspaket, 07.10.2026. Deutscher Bundestag, Ausschussdrucksache 21(9)383, insbesondere Abschnitt B. [Onlinequelle](#)
- [4] Bundesnetzagentur (o. J.): Redispatch – Definition, rechtlicher Rahmen und Netzengpassmanagement. Themenseite. [Onlinequelle](#)
- [5] Bundesnetzagentur (2021): Informationsbereitstellung für Redispatch-Maßnahmen. Pressemitteilung vom 23.03.2021, Vorgaben für rund 100.000 Anlagen. [Onlinequelle](#)
- [6] Consentec GmbH (2024): Sachverständigengutachten zum Festlegungsverfahren BK6-23-241 – Weiterentwicklung von Redispatch 2.0. Im Auftrag der Bundesnetzagentur, 22.03.2024, insbesondere Abschnitt 3.2 (Steuerungstechnik und Systembilanzabweichungen). [Onlinequelle](#)
- [7] Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber (2023): Redispatch 2.0 an der Schnittstelle ÜNB–VNB. Netztransparenz, Stand 07.07.2023. [Onlinequelle](#)
- [8] Bundesnetzagentur, Beschlusskammern 6 und 8 (2022): Mitteilung Nr. 8 zum Redispatch 2.0 – Herstellung der Betriebsbereitschaft und Beginn des bilanziellen Ausgleichs im Rahmen der BDEW-Übergangslösung. 04.02.2022, Az. BK6-20-059. [Onlinequelle](#)
- [9] Bundesnetzagentur, Beschlusskammern 6 und 8 (2023): Mitteilung Nr. 11 zum Redispatch 2.0 – Vorläufige Beendigung der Pilotprojekte, Höhe des Aufwendungsersatzes und Abschlagszahlungen an BKV. 13.11.2023. [Onlinequelle](#)
- [10] Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber (2025): Bericht zur Steuerbarkeit von Anlagen nach § 12 Abs. 2c EnWG – Berichtsjahr 2025. 30.11.2025, insbesondere Tabelle 3, S. 9 des Berichts. [Onlinequelle](#)
- [11] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) (2021): Redispatch 2.0 – Übergangslösung für einen gesicherten Einstieg. Veröffentlichung vom 20.09.2021. [Onlinequelle](#)
- [12] Bundesnetzagentur, Beschlusskammern 6 und 8 (2022): Mitteilung Nr. 10 zum Redispatch 2.0 – Informationspflichten, Abschlagszahlungen an BKV und Höhe des finanziellen Ausgleichs. 28.11.2022. [Onlinequelle](#)

- [13] Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber (o. J.): Ausgleichsenergiepreis (reBAP) – Berechnung und Bereitstellung. Netztransparenz. [Onlinequelle](#)
- [14] Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6 (2026): Festlegungsverfahren zur Fortentwicklung des Redispatch 2.0, Beschluss BK6-23-241 (BiAREM), 07.05.2026. [Onlinequelle](#)
- [15] Bundesrepublik Deutschland (2025/2026): Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), insbesondere §§ 12, 13a und 14, in der jeweils geltenden Fassung. Amtliche Online-Fassung. [Onlinequelle](#)
- [16] Bundesnetzagentur, Beschlusskammern 6 und 8 (2025): Mitteilung Nr. 12 zum Redispatch 2.0 – Neue Rechtslage zum bilanziellen Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen in Verteilernetzen, nach dem Inkrafttreten am 23.12.2025. [Onlinequelle](#)
- [17] Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 8 (2026): BK8-26-001-A – Festlegungsentwurf zur Bestimmung des angemessenen Aufwendungsersatzes für den bilanziellen Ausgleich, Konsultation ab 01.10.2026. [Onlinequelle](#); [Festlegungsentwurf \(PDF\)](#)
- [18] Enkhardt, Sandra (2026): Änderungen beim Redispatch können Anlagenbetreibern Rechnungen statt Gutschrift bringen. pv magazine Deutschland, 08.09.2026; unter Bezugnahme auf Fallbeispiele von node.energy. [Onlinequelle](#)
- [19] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber (Juli 2026): Branchenprozess „Systembetrieb 2030“ – Übersicht Engpassmanagement 01.07.2026.
- [20] Bundesnetzagentur, Große Beschlusskammer Energie (2026): Festlegung der Datenerhebung zur Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung hinsichtlich der Netzleistungsfähigkeit im Strombereich, Az. GBK-26-02-1#1, 26.02.2026. [Onlinequelle](#)
- [21] Energiewende-Digitalisierungs-Allianz / Dentons (2026): Digitalisierung Energiewende – Rechtsgutachten und Gesetzesentwurf. Fassung vom 25.06.2026, insbesondere Vorschlag 26 „Netzentgelt-finanzierte GmbH für MaKo-Formate“, S. 38–39; Begründung S. 63–64. [Onlinequelle](#); [Gesetzesentwurf \(PDF\)](#)
- [22] Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) (2025): Recommendation No 01/2025 of 7 March 2025, Annex 1: Amended Demand Response Network Code. Entwurf, insbesondere Art. 29 und 30, S. 43–44. [Onlinequelle](#)

Glossar

Begriff	Kurz erklärt
Abregelung	Vorübergehende Verringerung der Einspeiseleistung einer Anlage auf Anweisung des Netzbetreibers.
Aufwendungsersatz	Erstattung angemessener Kosten, die dem Bilanzkreisverantwortlichen beim bilanziellen Ausgleich entstehen.
Ausgleichsenergie	Energiemenge, mit der verbleibende Abweichungen eines Bilanzkreises im Abrechnungssystem ausgeglichen werden.

Begriff	Kurz erklärt
Ausgleichsenergiepreis (reBAP)	Preis, zu dem Bilanzkreisabweichungen abgerechnet werden; er kann stark schwanken.
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BDEW-Übergangslösung	Seit 2021 genutztes Übergangsverfahren, bei dem der bilanzielle Ausgleich vielfach beim BKV statt beim Netzbetreiber verbleibt.
Beobachtbarkeit	Fähigkeit des Netzbetreibers, relevante Zustände und Leistungswerte im Netz beziehungsweise an Anlagen zu erfassen.
Bilanzieller Ausgleich	Rechnerischer und energiewirtschaftlicher Ausgleich der Strommenge, die durch eine Redispatch-Maßnahme ausfällt oder zusätzlich entsteht.
Bilanzkreis	Rechnerisches Konto, auf dem Einspeisung und Entnahme von Strom für bestimmte Marktteilnehmer ausgeglichen werden.
Bilanzkreisabweichung	Differenz zwischen geplanter und tatsächlich eingespeister beziehungsweise entnommener Strommenge in einem Bilanzkreis.
Bilanzkreisverantwortlicher (BKV)	Marktakteur, der dafür sorgen muss, dass die für seinen Bilanzkreis geplanten Strommengen möglichst mit den tatsächlichen Mengen übereinstimmen.
Bonus-Malus-System	Regulatorisches Anreizmodell, das gute Prozessqualität belohnt und unzureichende Leistung wirtschaftlich sanktioniert.
Direktvermarkter	Unternehmen, das Strom aus Erzeugungsanlagen unmittelbar am Strommarkt verkauft und häufig auch Bilanzkreisaufgaben übernimmt.
EDIFACT	Standardisiertes elektronisches Nachrichtenformat, das Marktakteure unter anderem zum Austausch von Energiedaten nutzen.
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz: zentrale deutsche Rechtsgrundlage für Strom- und Gasnetze.
EU-Strommarktverordnung / Artikel 13	Unmittelbar geltendes EU-Recht; Artikel 13 enthält Vorgaben für Redispatch, einschließlich Auswahlgrundsätzen und finanziellem Ausgleich.

Begriff	Kurz erklärt
Finanzieller Ausgleich / Entschädigung	Zahlung für wirtschaftliche Nachteile, die einer Anlage durch eine nicht marktbasierende Redispatch-Maßnahme entstehen.
Funkrundsteuertechnik	Technik, die Steuersignale per Funk an Anlagen übermittelt; verbreitete Varianten besitzen keinen direkten Rückkanal.
Gezielter bilanzieller Ausgleich	Verfahren, bei dem der Netzbetreiber die durch Redispatch verursachte Bilanzkreisänderung selbst durch passende Stromgeschäfte ausgleicht.
Intelligentes Messsystem (iMSys)	Digitaler Stromzähler mit sicherer Kommunikationseinheit, der Messwerte automatisiert übertragen kann.
Intraday-Markt	Kurzfristiger Stromhandel für Lieferungen am selben oder folgenden Tag, mit dem Prognoseabweichungen ausgeglichen werden können.
Kraft-Wärme-Kopplungsanlage (KWK)	Kraft-Wärme-Kopplungsanlage, die gleichzeitig Strom und nutzbare Wärme erzeugt.
Marktlokations-ID (MaLo-ID)	Eindeutige Kennnummer einer Marktlotation, etwa eines Einspeise- oder Verbrauchspunkts, für die Marktkommunikation.
Marktstammdatenregister (MaStR)	Zentrales Register der Bundesnetzagentur für Stammdaten des deutschen Strom- und Gasmarkts.
Moderne Messeinrichtung (mME)	Digitaler Stromzähler ohne die vollständige Kommunikationsanbindung eines intelligenten Messsystems.
Netzengpass	Situation, in der eine Leitung oder ein anderes Netzbetriebsmittel nicht genügend Strom transportieren kann.
Qualitätsregulierung	Regeln, die Netzbetreiber anhand überprüfbarer Qualitätskriterien bewerten und wirtschaftliche Anreize setzen.
Redispatch	Gezielte Änderung der Einspeisung oder des Verbrauchs auf Anweisung des Netzbetreibers, um Netzengpässe zu vermeiden.
Redispatch 2.0	Seit Oktober 2021 geltendes Verfahren, das auch viele dezentrale Erzeugungsanlagen ab 100 kW in das Engpassmanagement einbezieht.

Begriff	Kurz erklärt
Redispatch-Vorbehalt	Geplante Regelung, nach der Anlagen in bestimmten Netzgebieten unter Voraussetzungen ohne den bisherigen finanziellen Ausgleich abgeregelt werden könnten.
Rückkanal / bidirektionale Kommunikation	Technische Möglichkeit, von der Anlage Messwerte oder Rückmeldungen an den Netzbetreiber zurückzusenden.
Stammdaten	Grundlegende, längerfristig gültige Angaben zu Anlagen und Zuständigkeiten, die für die Abwicklung benötigt werden.
Steuerbarkeit	Fähigkeit, die Leistung einer Anlage auf einen Steuerbefehl hin tatsächlich zu verändern.
Steuerbarkeitscheck	Gesetzlich vorgesehener Test, ob die angeforderte Leistungsänderung bei Erzeugungsanlagen nachgewiesen werden kann.
Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)	Betreiber der Höchstspannungsnetze; in Deutschland 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW.
Verteilnetzbetreiber (VNB)	Betreiber regionaler oder lokaler Stromnetze, an die die meisten Wind-, Solar- und kleineren Erzeugungsanlagen angeschlossen sind.
Wettbewerblicher Messstellenbetreiber	Unternehmen, das Messstellen und Zähler im Wettbewerb mit dem grundzuständigen Betreiber betreibt.