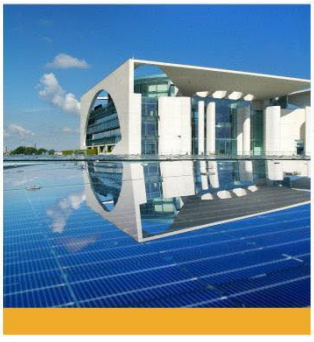
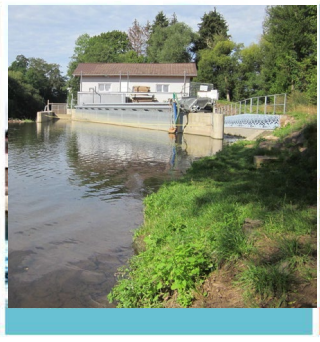
Bundesverband
Erneuerbare Energie e.V.

BEE-Positionspapier

zum Redispatch-Vorbehalt im Netzanschlusspaket

Berlin, 14. Oktober 2026




Inhaltsverzeichnis

Das Wichtigste in Kürze 3
1 Hintergrund: Der geplante Redispatch-Vorbehalt im Netzpaket 5
2 Bewertung des Redispatch-Vorbehalts 5
3 Methodik der BEE-Redispatch-Analyse 7
3.1 Identifizierung der vom Redispatch betroffenen Anlagen....7
3.2 Ermittlung der Redispatch-Arbeit....8
3.3 Berechnung des Redispatch-Anteils an der potenziellen Erzeugung....8
3.4 Qualität der Daten und Darstellungsform....8
4 Analyse-Ergebnisse 9
4.1 Redispatch-Analyse der Jahre 2023 bis 2025 9
4.2 Der kumulierte Effekt der Jahre 2023 bis 2025....11
4.3 Prognose für das Jahr 2026 und kumulierter Effekt 2023-2026 13
5 Entwicklung der Redispatch-Landkreise: Jährliche Neuzugänge, Fluktuation und Zunahmegeschwindigkeit....16
5.1 Quantitative Entwicklung auf Kreisebene 16
5.2 Jährliche Über- und Unterschreitungen des 5%-Schwellenwertes....17
5.3 Zeitliche Dynamik der Redispatch-Entwicklung 18
6 Kurzdynamik regionaler Engpässe: Der schnelle Wandel zu kapazitätslimitierten Gebieten 20
7 Bewertung weiterer Untersuchungen (E-Bridge) 21
7.1 Zielsetzung und Methodik der E-Bridge-Studie....21
7.2 Zusammenfassende Bewertung der E-Bridge-Studie 21
7.3 Detailanalyse der methodischen Defizite der E-Bridge-Auswertung 23
7.3.1 Beschränkung auf das Redispatch-Jahr 2024 unterschlägt 65 % der relevanten 5%-Gebiete....23
7.3.2 Punktuelle Visualisierung der Umspannwerke verharmlost großflächige Netzengpässe 23
7.3.3 Binäre Farblogik verschleiert Investitionsrisiken 24
7.3.4 Nearest-Neighbour-Heuristik führt zu Fehllokalisierungen 25
7.3.5 Verwässerung des Nenners durch Einbeziehung von Last-Umspannwerken .25
8 Ausblick und Weiterentwicklung: Von der Landkreisbetrachung zur differenzierten Netzstranganalyse 27

Das Wichtigste in Kürze

Der im Rahmen des anstehenden Netzpakets geplante Redispatch-Vorbehalt mit einer 5%-Schwelle (§ 14 Abs. 1d EnWG) greift grundlegend in die gesetzlichen und betriebswirtschaftlichen Rahmenbedingungen für den Ausbau der Erneuerbaren Energien ein. Die vorliegende Analyse des Bundesverbands Erneuerbare Energie (BEE) zeigt auf Basis historischer Einspeisungs- und Abregelungsdaten der Jahre 2023 bis 2025 sowie einer Hochrechnung für das Jahr 2026, dass diese Neuregelung zu einer weiträumigen Ausweisung kapazitätslimitierter Netzgebiete führen würde. In diesem Bericht werden die betroffenen Regionen als 5%-Gebiete bezeichnet. Davon wären rund 40 % des künftigen Zubaus von Windenergie- und Photovoltaikanlagen betroffen. Statt eine effiziente Synchronisierung von Anlagenzubau und Netzausbau zu erreichen, verfehlt das Instrument seine klimapolitischen und ökonomischen Ziele: Unberechenbare Erlösausfälle von bis zu 20 % des Jahresertrags entziehen Investoren und Banken jegliche Kalkulationsgrundlage, verfehlen mangels Planbarkeit ein klares lokales Steuerungssignal und drohen große Teile Deutschlands durch die drohende Unwirtschaftlichkeit der Abregelung für bis zu sechs Jahre faktisch von neuen Einspeise- und Netzkapazitäten abzuschneiden (s.Abbildung 1).

Die Bewertung der E-Bridge-Studie verdeutlicht, dass eine einzeljahrbezogene Betrachtung die reale Reichweite und Wirkung des Vorbehalts massiv verharmlost. Die E-Bridge-Untersuchung unterschätzt die realen Belastungen für das Bundesgebiet um den Faktor 5, da sie sich unzureichend auf das einzelne Jahr 2024 beschränkt, eine strikte Rot/Grün-Zuordnung ohne Vorwarnstufe nutzt, großflächige Belastungen durch rein punktuelle Darstellungen kaschiert und den Nenner durch Einbeziehung aller 3.000 Umspannwerke – inklusive nicht für die EE-Einspeisung geeigneter Standorte – künstlich aufbläht. Für eine verlässliche Folgeneinschätzung ist diese Auswertung daher ungeeignet. Werden die Abregelungsmengen stattdessen, wie in der BEE-Analyse kumuliert, über einen Dreijahreszeitraum bewertet und Risikozonen zwischen 3 % und 5 % berücksichtigt, verdreifacht bis verfünffacht sich die betroffene Landkreisfläche.

Die Prognose für das Jahr 2026 zeigt eine weitere Intensivierung der Lage mit einem geschätzten Mengenanstieg des Redispatch um rund 10 % gegenüber 2025. Der daraus resultierende Einbruch der Ausbaudynamik bremst das Erreichen der gesetzlichen Klimaziele aus und treibt durch das geschwächte Angebot an günstigem Grünstrom die Systemkosten und Strompreise für Haushalte und Industrie in die Höhe. Zudem birgt der Entwurf durch die bloße Anzeigepflicht bei der Bundesnetzagentur ohne verbindliche materielle Regulierungsprüfung erhebliche Missbrauchsgefahren.

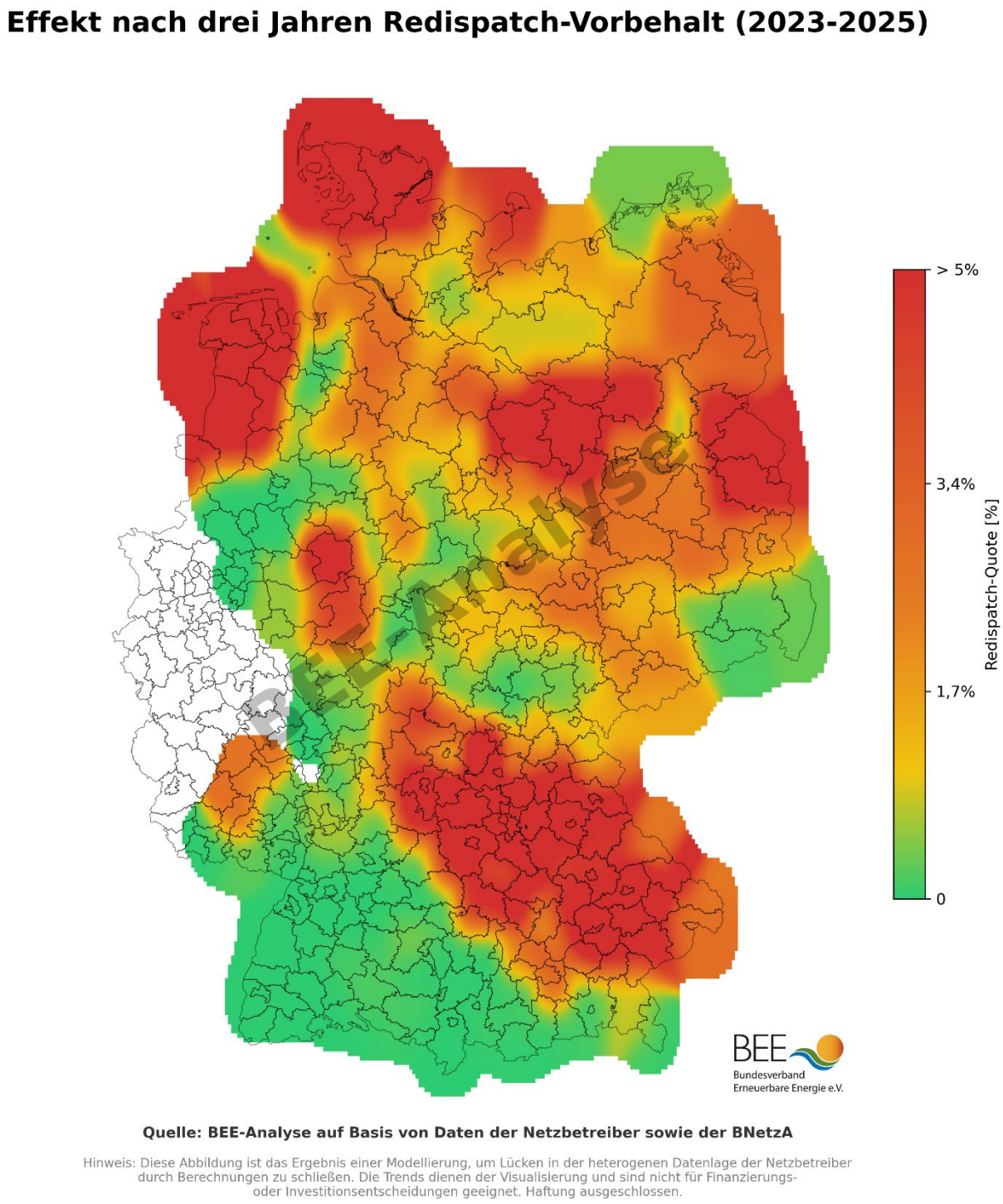


Abbildung 1: Effekt nach drei Jahren Redispatch-Vorbehalt (2023-2025). Quelle: BEE.

1 Hintergrund: Der geplante Redispatch-Vorbehalt im Netzpaket

Gemäß dem bisherigen Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) genießen EE-Anlagen einen grundsätzlichen Vorrang beim Netzanschluss. Nach dem aktuellen Kabinettsentwurf des Netzanschlusspakets (§ 14 Abs. 1d EnWG) sollen Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber künftig jedoch „kapazitätslimitierte Netzgebiete“ technologiespezifisch für Windenergie an Land sowie Freiflächen-Photovoltaik (PV-Anlagen des ersten Segments) ausweisen können. Voraussetzung für diese Einstufung ist, dass im vorangegangenen Kalenderjahr die Wirkleistungserzeugung der an der entsprechenden Umspannanlage oder dem Leitungsabschnitt angeschlossenen Anlagen im Rahmen von Redispatch-Maßnahmen um insgesamt mehr als 5 % abgeregelt wurde. Die 5 %-Schwelle bezieht sich somit auf den jeweiligen Netzabschnitt und nicht auf eine einzelne Anlage. Die Ausweisung als kapazitätslimitiertes Gebiet ist für die Dauer von 6 Jahren möglich, muss bei der Bundesnetzagentur angezeigt und jeweils zum 31. März veröffentlicht werden.

In diesen Gebieten entfällt in Kombination mit dem neuen § 8 Abs. 4 EEG der Anspruch auf einen sofortigen, unbedingten Anschlussvorrang mit voller Kapazität. Ein Netzanschluss wird stattdessen an vertragliche Vereinbarungen geknüpft, die einen Redispatch-Vorbehalt mit einer anteilig entschädigungsfreien Abregelung von bis zu 20 % des Jahresertrags (bzw. 18 % in Windvorranggebieten) festlegen. Für neu angeschlossene Großanlagen entfällt damit für die Dauer der Ausweisung bei netzbedingten Abregelungen der finanzielle Ausgleichsanspruch nach § 13a EnWG bzw. er wird stark gedeckelt, sodass Betreiber das wirtschaftliche Risiko von Engpässen teilweise selbst tragen.

Der Kabinettsentwurf zum Redispatch-Vorbehalt sieht zudem konkrete Regelungen für das Aufheben der Ausweisung kapazitätslimitierter Gebiete vor: Unterschreitet die durchschnittliche Abregelungsquote in einem ausgewiesenen Gebiet über einen Zeitraum von drei aufeinanderfolgenden Jahren die Schwelle von 5 %, ist der Netzbetreiber verpflichtet, die entsprechende Ausweisung wieder aufzuheben und das Gebiet von den Einschränkungen zu befreien.

2 Bewertung des Redispatch-Vorbehalts

Kritik am Redispatch-Vorbehalt: Zielverfehlung, Investitionsblockade und fehlende Steuerungswirkung

Der im Kabinettsentwurf des Netzanschlusspakets vorgesehene Redispatch-Vorbehalt in kapazitätslimitierten Netzgebieten verfehlt die eigenen klimapolitischen und ökonomischen Ziele der Bundesregierung. Statt eine effiziente Synchronisierung von Anlagenzubau und Netzausbau zu erreichen, schafft das Instrument eine immense Unsicherheit für Betreiber und Banken, verfehlt die beabsichtigte Steuerungswirkung und droht den Ausbau der Erneuerbaren Energien massiv auszubremsen. Durch kumulative Effekte drohen große Teile Deutschlands jahrelang zu Sperrgebieten der Energiewende zu werden.

Hohe Prognoseunsicherheit und Entwertung des lokalen Signals

Eine verlässliche Investitionsentscheidung setzt Transparenz und Berechenbarkeit voraus. Der Redispatch-Vorbehalt erzeugt jedoch eine extreme Prognoseunsicherheit, da künftige

Erlösausfälle durch potenziell entschädigungsfreie Abregelungen von bis zu 20 % des Jahresertrags kaum realistisch kalkuliert werden können.

Im Gegensatz zu einem richtig ausgestalteten Baukostenzuschuss (BKZ) vermittelt der Vorbehalt kein klares, planbares lokales Steuerungssignal. Anstatt Projektierer gezielt an netzdienliche Standorte zu lenken, verwässert die Unberechenbarkeit künftiger Wetterjahre und Netzentwicklungen das lokale Signal. Dies führt nicht zu einer besseren Standortwahl, sondern zur Verunsicherung von Kapitalgebern und zur Erhöhung von Risikoaufschlägen bei der Fremdkapitalaufnahme was die Kosten der Energiewende künstlich aufbläht.

Zielverfehlung: Geringerer Zubau und höhere Gesamtkosten

Die Folge der erhöhten Risiken und drohenden Erlösausfälle ist eine direkte Reduktion der Ausbaudynamik. Dies hat zwei gravierende Konsequenzen:

Verfehlung der Klimaziele: Ein Einbruch der Realisierungsraten bremst den Erneuerbaren-Ausbau exakt in den Regionen aus, die für das Erreichen der gesetzlichen Ausbaupfade unverzichtbar sind.

Höhere Systemkosten für Verbraucher: Ein geringerer Zubau von Wind- und Photovoltaikanlagen reduziert das Angebot an günstigem Grünstrom im Markt. Dadurch schwächt sich der preissenkende Merit-Order-Effekt an der Strombörse ab, was zu insgesamt höheren Strompreisen für Haushalte und Industrie führt. Darüber hinaus sinkt der Wettbewerbsdruck in den Ausschreibungen und Projektrisiken werden eingepreist, wodurch Gebote und EEG-Förderkosten zusätzlich steigen.

Um lokale Anreize effizient zu setzen, ohne die Investitionsbereitschaft zu zerstören, braucht es verlässliche Mechanismen. Konstruktive Handlungsoptionen – darunter die Weiterentwicklung planbarer Baukostenzuschüsse sowie netzdienliche Speicheranreize – wurden vom BEE bereits im Rahmen der Stellungnahme zum Netzanschlusspaket sowie in den Simulationen des Energiewenderechners detailliert ausgearbeitet.

Mangelnde Kontrolle und Missbrauchsgefahr: Fehlen einer Regulierungsprüfung

Besonders bedenklich ist die im Entwurf vorgesehene administrativ-einseitige Ausgestaltung. Nach aktuellem Stand reicht eine bloße Anzeige der Netzbetreiber bei der Bundesnetzagentur (BNetzA) aus, woraufhin die Behörde zur Festlegung verpflichtet ist. Eine eigenständige materielle Prüfung, ob die gesetzlichen Voraussetzungen tatsächlich vorliegen, ist für die Regulierungsbehörde nicht verbindlich vorgesehen.

Unzureichende Berechnungsgrundlage und ungerechtfertigte Befristung

Der im Entwurf vorgesehene Betrachtungszeitraum von lediglich einem Vorjahr (t-1) ist methodisch nicht belastbar. Da die Einspeisemengen wetterbedingt von Jahr zu Jahr erheblich schwanken, führt die reine Betrachtung eines einzelnen Jahres zu gravierenden Fehlbewertungen. Für eine wissenschaftlich und praktisch valide Aussage muss der Betrachtungszeitraum auf mindestens drei Jahre erweitert werden. Zudem müssen vom Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) veranlasste Redispatch-Maßnahmen im Verteilnetz konsequent herausgerechnet werden.

Speicherzuwachs statt Abregelung & Erforderlicher Vertrauensschutz

In Regionen mit hohen Abregelungsmengen – insbesondere bei Solareinspeisung – darf die regulatorische Antwort nicht in der dauerhaften Deckelung von Erzeugungsanlagen liegen. Die fachlich gebotene Lösung ist der beschleunigte Zubau von Großbatteriespeichern. Die Netzbetreiber verfügen mit § 11a EnWG bereits heute über das nötige Instrumentarium, um

netzdienliche Speicher gezielt auszuschreiben – dieses Potenzial muss primär genutzt werden, bevor der Netzanschluss neuer EE-Anlagen beschränkt wird.

Schließlich lässt der Entwurf jeglichen angemessenen Vertrauensschutz vermissen. Projektierer, deren Anlagen ab dem 1. Januar 2027 an das Netz angeschlossen werden sollen, befinden sich bereits heute in der aktiven Umsetzung und haben im Vertrauen auf den bestehenden Regulierungsrahmen erhebliche Investitionen getätigt.

Verlangsamen der Netzausbaudynamik durch falsche Anreize

Die Bundesnetzagentur sah in der bisherigen Wälzung von Redispatchkosten in der Anreizregulierung als sog. dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten einen Fehlanreiz, der Netzbetreiber mit vorausschauendem Netzausbau schlechter stellt als solche, die vermehrt Redispatchmaßnahmen anordnen. Die Behörde korrigierte diesen Fehlanreiz in der NEST-Festlegung im Dezember 2025 durch die Aufnahme der Redispatchkosten in den Effizienzvergleich der Netzbetreiber ab 2029. Dadurch entsteht wiederum ein betriebswirtschaftlicher Anreiz für Netzbetreiber, Redispatchkosten zu minimieren, beispielsweise durch die (zu) großflächige Anwendung des Redispatchvorbehalts.

Unzureichender Bestandsschutz gefährdet fortgeschrittene Projekte

Der Kabinettsentwurf sieht vor, dass Projekte in Gebieten, die zum Zeitpunkt der Ausweisung als kapazitätslimitiert über einen zugewiesenen Netzverknüpfungspunkt verfügen, nicht vom Redispatchvorbehalt betroffen sind. Dieser scheinbare Vertrauensschutz läuft leider völlig ins Leere, weil der Netzanschlussprozess nicht formalisiert und die Planbarkeit für Projektierer systematisch mangelhaft ist. Ein Beispiel: Netzanschlüsse für Onshore Windenergieanlagen können bei den Netzbetreibern Mitnetz, Avacon und E.DIS für sieben bzw. zwölf Monate reserviert werden. Nach der Vorlage des BImSchG-Genehmigungsantrages verfällt die Reservierung in allen Reservierungsverfahren systematisch, weil die zuständigen Behörden teilweise doppelt so lange zur Erteilung des Genehmigungsbescheids brauchen – ein Prozessschritt, auf den der Projektierer keinen Einfluss nehmen kann. In der Folge müssen Netzanschlüsse für genehmigte Projekte, in die bereits zwei bis vier Jahre und siebenstellige Beträge investiert wurden, neu beantragt werden. Mitunter kann in der Zwischenzeit ein kapazitätslimitiertes Netzgebiet ausgewiesen worden sein, sodass Projekte nicht mehr wirtschaftlich realisiert werden können.

3 Methodik der BEE-Redispatch-Analyse

Methodische Schritte für die BEE-Analyse der Redispatchmaßnahmen der VNB und die Berechnung des Redispatchanteils.

3.1 Identifizierung der vom Redispatch betroffenen Anlagen

Die Identifizierung der betroffenen Anlagen erfolgt über eine Verknüpfung der Anlagenschlüssel mit den Stammdaten der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sowie dem Marktstammdatenregister (MaStR). Dieser Abgleich ermöglicht eine Zuordnung der installierten Leistung und der jeweiligen Technologie (z. B. Windenergie, Photovoltaik, Biomasse, Wasserkraft).

Für die Redispatchmeldungen ohne Angabe des Anlagenschlüssels wird eine alternative Herangehensweise gewählt. Dabei haben wurden zwei Fälle unterschieden:

a) Durch die Überlappung mehrerer VNB-Gebiete sind Daten von Nachbaranlagen vorhanden. In diesem Fall wird die Redispatcharbeit pro Minute der Nachbaranlagen als Basis für die Kalkulation der Redispatchmaßnahmen ohne Anlagenschlüssel verwendet.

b) Es sind keine Daten von Nachbaranlagen vorhanden. In einem solchen Fall wurdedie Verteilung mit einem Top-Down-Ansatz anhand der Nennleistung in den Landkreisen verteilt.

3.2 Ermittlung der Redispatch-Arbeit

Im zweiten Schritt wird die ausgefallene Arbeit (Redispatch-Arbeit) der identifizierten Anlagen quantifiziert. Hierzu wird der zeitliche Einsatz der Redispatchmaßnahmen und die jeweilige Anlagenleistung mit den stündlichen Prognose- bzw. Ist-Einspeisewerten des zuständigen ÜNB korreliert und verrechnet.

3.3 Berechnung des Redispatch-Anteils an der potenziellen Erzeugung

Abschließend wird der relative Anteil der Redispatch-Arbeit auf Ebene der Landkreise ermittelt. Die potenzielle Stromerzeugung der Erneuerbaren Energien (EE) pro Landkreis wird dabei als Produkt aus der im MaStR hinterlegten installierten Leistung und den technologiespezifischen Volllaststunden berechnet. Letztere basieren auf den Bewegungsdaten der ÜNB sowie den Zeitreihen der AGEE-STAT.

Der Redispatch-Anteil ergibt sich aus dem Quotienten der aggregierten Redispatch-Arbeit und der gesamten potenziellen Erzeugung des jeweiligen Landkreises:

Dieser Prozess wird zunächst auf Ebene der einzelnen Verteilnetzbetreiber (VNB) durchgeführt und in einem finalen Schritt in einer bundesweiten Datenbank für die kartografische Darstellung zusammengeführt.

3.4 Qualität der Daten und Darstellungsform

Aufgrund der heterogenen Datenlage der Verteilnetzbetreiber wurde ein hybrider Modellierungsansatz gewählt. Dabei wurde die statistische Regression durch physikalische Plausibilitätsprüfungen (wie installierte Kapazität und standortspezifische Ertragsprognosen) kalibriert, um lokale Verzerrungen zu minimieren. Aus denselben methodischen Gründen wurde für die kartografische Darstellung eine Heatmap-Variante gewählt. Die Angabe exakter, punktbasierter Werte würde eine Präzision vortäuschen, die aufgrund der Datenlage nicht erreicht werden kann. Die verarbeiteten Daten zeigen zwar verlässlich, wo die abgeregelten Anlagen stehen, nicht jedoch, an welchem konkreten Netzstrang sie angeschlossen sind, da diese Netzdaten von den Netzbetreibern nicht veröffentlicht werden. Der BEE hat daher die folgende Methodik gewählt, die auch als Disclaimer für alle Kartendarstellungen in diesen Bericht dient: Die Betrachtung des BEE erfolgt auf Kreisebene, während die spätere gesetzliche Ausweisung kapazitätslimitierter Gebiete voraussichtlich netzstrangscharf

umgesetzt wird. Ein roter Bereich auf der Karte bedeutet somit nicht zwingend, dass jeder einzelne Netzstrang innerhalb dieses Landkreises kapazitätslimitiert ist – genauso wie in grünen oder orangen Landkreisen einzelne Stränge dennoch überlastet sein können. Die Heatmap gleicht diese Unschärfen optisch aus, verschiebt scharfe Kreisgrenzen zugunsten räumlicher Übergänge und stellt die regionalen Belastungstrends dadurch realistisch dar.

Die in der BEE-Analyse ausgewiesenen Flächenangaben leiten sich ebenfalls aus den betroffenen Landkreisen ab. Daher können ebenso Abweichungen in beide Richtungen resultieren: Einerseits kann die tatsächlich von Einspeiseeinschränkungen betroffene Fläche innerhalb eines vom BEE klassifizierten Redispatch-Landkreises geringer ausfallen, sofern sich auf dessen Territorium auch Netzstränge ohne kritische Engpässe befinden. Andererseits können Landkreise, die in der BEE-Gesamtbewertung unterhalb der 5%-Schwelle verbleiben, von einzelnen Netzsträngen durchzogen werden, deren Abregelungsquote die 5%-Marke überschreitet. In der Folge existieren außerhalb der vom BEE qualifizierten Gebietskörperschaften weitere betroffene Netzabschnitte, die in der flächenmäßigen Quantifizierung des BEE nicht erfasst sind.

4 Analyse-Ergebnisse

4.1 Redispatch-Analyse der Jahre 2023 bis 2025

Eine technologieübergreifende Analyse der letzten drei Jahre verdeutlicht, dass selbst bei einer annähernden Verdopplung der ursprünglich angedachten Auslöseschwelle von 3 % große Teile Deutschlands als kapazitätslimitierte Gebiete eingestuft werden müssten. Dies würde den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien massiv einschränken. Da sich die regionale Entwicklungsdynamik historisch als kaum prognostizierbar erwiesen hat, geraten auch Regionen knapp unterhalb der Auslöseschwelle unter Druck: Die fehlende betriebswirtschaftliche Planungssicherheit erschwert die Projektfinanzierung erheblich und führt zu einer künstlichen, zusätzlichen Eingrenzung des EE-Ausbaus. Selbst eine spürbare Anhebung des Schwellenwerts könnte diese Hemmwirkung kaum abfedern, da weiterhin weite Flächen des Bundesgebiets als kapazitätslimitiert ausgewiesen würden.

Die Entwicklung der Redispatch-Vorbehaltsgebiete im Jahresverlauf (siehe die drei folgenden Karten, für die der Disclaimer aus dem Methodikkapitel 3.4 gilt) verdeutlicht mehrere zentrale Effekte:

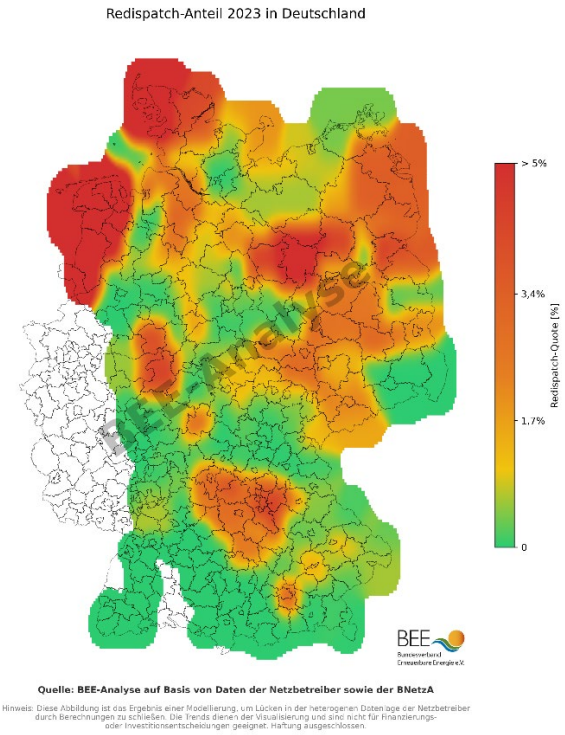
1. Zum einen zeigt sich der Einfluss unterschiedlicher Wetterjahre sehr prägnant: Im Jahr 2023, das durch ein überdurchschnittliches Ertragsangebot geprägt war (über 10 % über dem langjährigen Durchschnitt), fallen die Redispatch-Gebiete, welche die 5%-Schwelle überschreiten, deutlich ausgedehnter aus als in den Folgejahren.
2. Zum anderen verdeutlicht der Jahresvergleich die massiven Auswirkungen des fortschreitenden PV-Zubaus auf die Entwicklung der 5%-Gebiete[1]. Während im Jahr 2023 in Bayern kaum betroffene Regionen zu erkennen waren, überschreitet Bayern

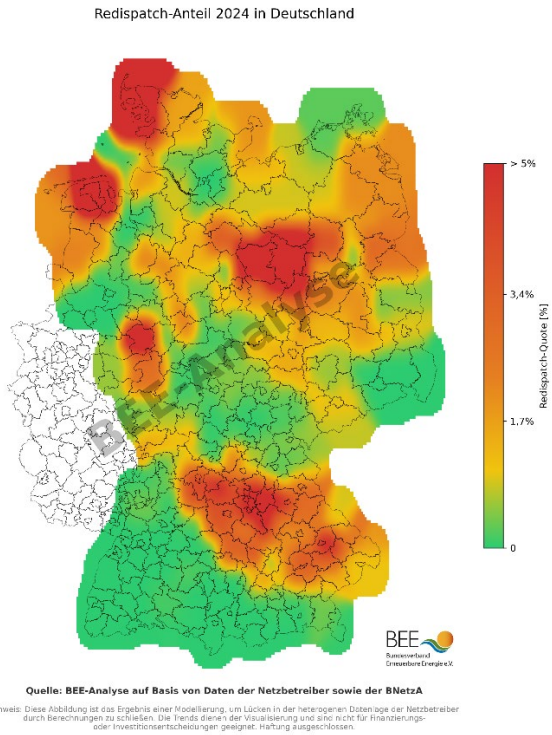
[1] Wie oben beschrieben werden als 5 %-Gebiete in diesem Bericht diejenigen Regionen definiert, die die Auslöserschwelle nach § 14d EnWG erreichen oder überschreiten.

im Jahr 2025 bereits fast flächendeckend die 5%-Hürde, während die verbleibenden Netzgebiete nur noch knapp darunter liegen.

3. Darüber hinaus wird ersichtlich, dass gemischte Netzgebiete existieren – insbesondere in Ostdeutschland –, in denen Redispatch-Maßnahmen sowohl Windenergie als auch Photovoltaik in häufig ähnlicher Größenordnung betreffen. Infolgedessen nehmen die ausgewiesenen Redispatch-Gebiete in Ostdeutschland im Zeitverlauf erheblich zu, mit einem klaren Schwerpunkt in Sachsen-Anhalt und im Raum Frankfurt (Oder) sowie den angrenzenden Landkreisen.

Ein weiteres, neu entstehendes Engpassgebiet zeigt sich ansatzweise bereits im Jahr 2025 in den Landkreisen des Netzgebiets der Pfalzwerke. Diese lassen erste deutliche Redispatch-Tendenzen erkennen, auf die in der Prognose für 2026 in Kapitel 4.3 vertiefend eingegangen wird.





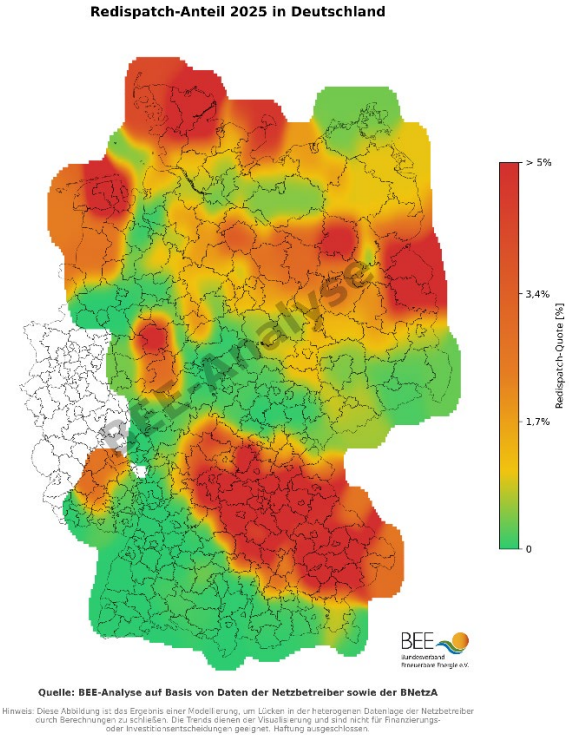


Abbildung 2: Redispatch-Anteil in den Jahren 2023-2025 (Einzeljahresanalyse). Quelle: BEE.

4.2 Der kumulierte Effekt der Jahre 2023 bis 2025

Im nächsten Schritt wird aus den Ergebnissen der einzelnen Jahre die kumulierte 3-Jahreskarte 2023 – 2025 erstellt (s. folgende Abbildung 3 und Disclaimer aus dem Methodikkapitel 3.4). Die Methodik, die Ausweisung kapazitätslimitierter Netzgebiete ausschließlich auf die Redispatch-Daten eines einzelnen Jahres zu stützen so wie in der E-bridge Analyse getan, greift fachlich zu kurz und verfälscht das reale Engpassrisiko massiv. Eine solche punktuelle Momentaufnahme ignoriert sowohl wetterbedingte Ertragsschwankungen als auch die Dynamik des Erneuerbaren-Energien-Zubaus.

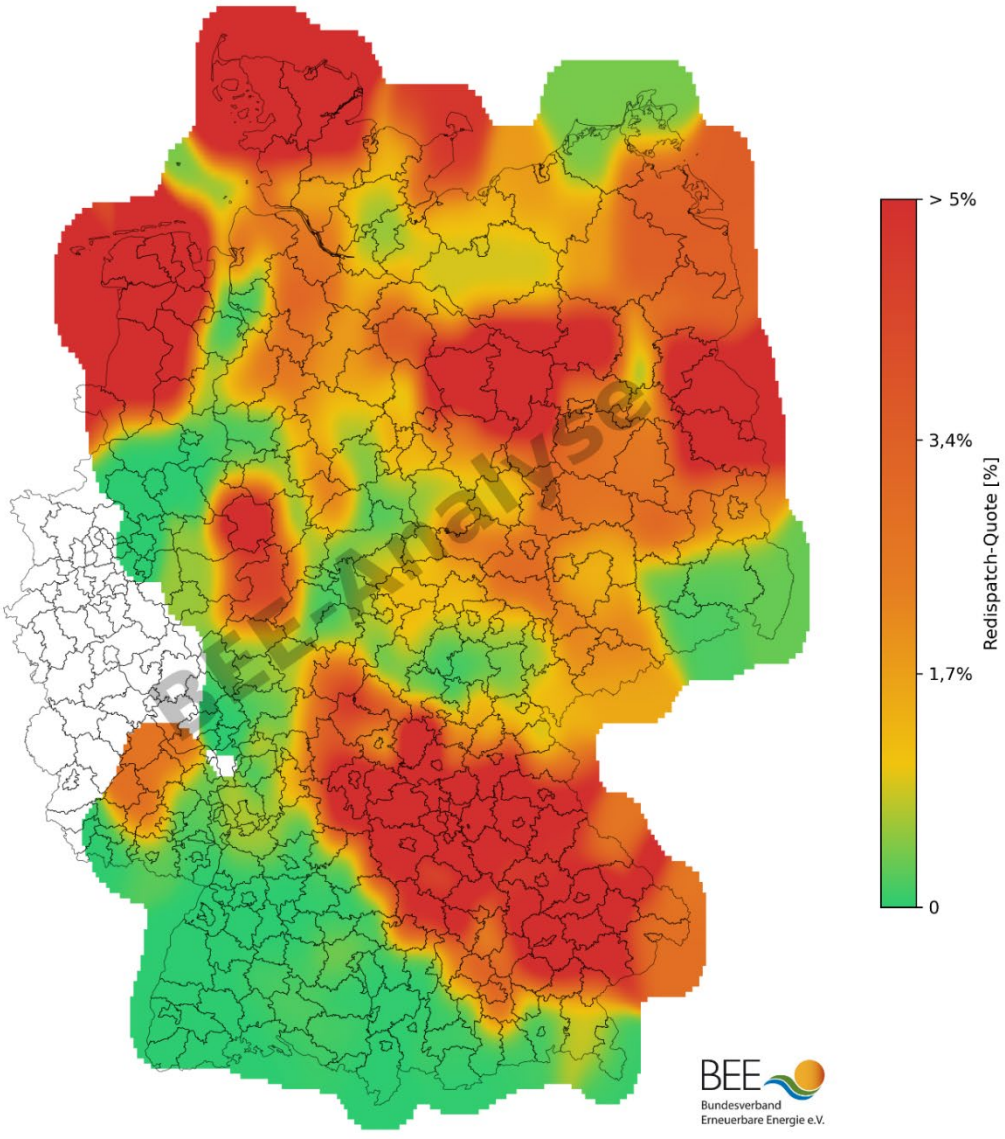
Um die tatsächlichen Auswirkungen des neuen § 14 Abs. 1d EnWG abzubilden, ist eine kumulierte Auswertung über den Mehrjahreszeitraum von 2023 bis 2025 unverzichtbar. Zum einen muss der regulatorische Time-Lag-Effekt berücksichtigt werden: Verteilnetzbetreiber können Gebiete nach einer einmaligen Überschreitung der 5%-Hürde für bis zu sechs Jahre als kapazitätslimitiert festlegen. Betreiber und Projektierer sind dem Redispatch-Vorbehalt somit langfristig ausgesetzt, unabhängig davon, ob in einem Folgejahr zufällig in einem Jahr einmal weniger Abregelungen unterhalb der Auslöseschwelle anfielen. Zum anderen erfordert die Erfassung der wahren Ertrags- und Zubaudynamik die Kombination dieser Höchstwerte, um sowohl das windstarke Jahr 2023 als auch den massiven Photovoltaik-Zubau des Jahres 2025 vollumfänglich abzubilden.

Der Unterschied zwischen den beiden Analyseansätzen ist gravierend. Werden nur die Daten eines einzelnen Jahres herangezogen, entsteht ein stark geschöntes Bild. Netzgebiete, die in wind- oder solarstarken Jahren die 5%-Schwelle weit überschreiten, fallen fälschlicherweise aus dem Raster. Bei einer reinen Betrachtung des Jahres 2024 bleiben beispielsweise weite Teile Schleswig-Holsteins für PV-Anlagen oder windstarke Regionen aus 2023

unberücksichtigt. Auf diese Verzerrungen und methodischen Schwächen einer Einjahreslogik gehen wir in Kapitel 7 detailliert ein.

Legt man stattdessen die kumulierten Höchstwerte der Jahre 2023 bis 2025 zugrunde, wie in der 3-Jahreskarte des BEE dargestellt, zeigt sich das wahre Ausmaß der Regulierung: Die betroffene Fläche[2], die über den 5%-Schwellenwert fällt, verdreifacht sich nahezu und steigt um den Faktor 3. Nur diese mehrjährige Betrachtungsweise liefert Projektierern, Banken und Netzbetreibern eine verlässliche Bewertungsgrundlage für das reale Investitions- und Abregelungsrisiko der kommenden Jahre.

Effekt nach drei Jahren Redispatch-Vorbehalt (2023-2025)



Quelle: BEE-Analyse auf Basis von Daten der Netzbetreiber sowie der BNetzA

Hinweis: Diese Abbildung ist das Ergebnis einer Modellierung, um Lücken in der heterogenen Datenlage der Netzbetreiber durch Berechnungen zu schließen. Die Trends dienen der Visualisierung und sind nicht für Finanzierungs- oder Investitionsentscheidungen geeignet. Haftung ausgeschlossen.

[2] Wie bereits im Methodikkapitel dargelegt, leiten sich die in der BEE-Analyse ausgewiesenen Flächenangaben aus den betroffenen Landkreisen ab.

Abbildung 3: Effekt nach drei Jahren Redispatch-Vorbehalt (2023-2025). Quelle: BEE.

4.3 Prognose für das Jahr 2026 und kumulierter Effekt 2023-2026

Die Methodik der Prognose für das Jahr 2026 stützt sich auf die bis Ende August 2026 veröffentlichten Redispatch-Maßnahmen sowie auf weitere Datenmeldungen der Netzbetreiber. Für den verbleibenden Zeitraum von September bis Dezember wurden die historischen Redispatch-Daten desselben Zeitraums aus dem Jahr 2025 herangezogen und an den aktuellen Zubau von Windenergie- und Photovoltaikanlagen angepasst. Dieses Vorgehen ist ausgeprägt konservativ gewählt, da das Jahr 2025 ein sehr windschwaches Betriebsjahr darstellte und die Zunahme von Redispatch-Maßnahmen in der Praxis nicht linear, sondern exponentiell zum Ausbau der Erneuerbaren Energien verläuft.

Zu den wichtigsten Ergebnissen zählt ein prognostizierter Anstieg der Redispatch-Mengen um rund 10% im Jahr 2026 gegenüber dem 2025-Wert (s. folgende Abbildung 4). Dadurch ergibt sich eine weitere Intensivierung der Einfärbung in den bereits bisher belasteten Gebieten, mit einem klaren Schwerpunkt in den folgenden Gebieten: Schleswig-Holstein, Ostfriesland/Emsland, Südostwestfalen/Nordhessen, Sachsen-Anhalt, Brandenburg und Bayern.

Als neuer Schwerpunkt sticht der Westen der Pfalz hervor, wo es bislang nur wenig Redispatch gegeben hat. Im Jahr 2026 ist die Abregelungsmenge deutlich gestiegen, so dass mehrere Landkreise in dieser Region bereits Quoten von deutlich über 5 % erreichen. Dies verdeutlicht das exponentielle Wachstum von Redispatch-Maßnahmen bei dynamischem Entwicklung Erneuerbarer Energien.

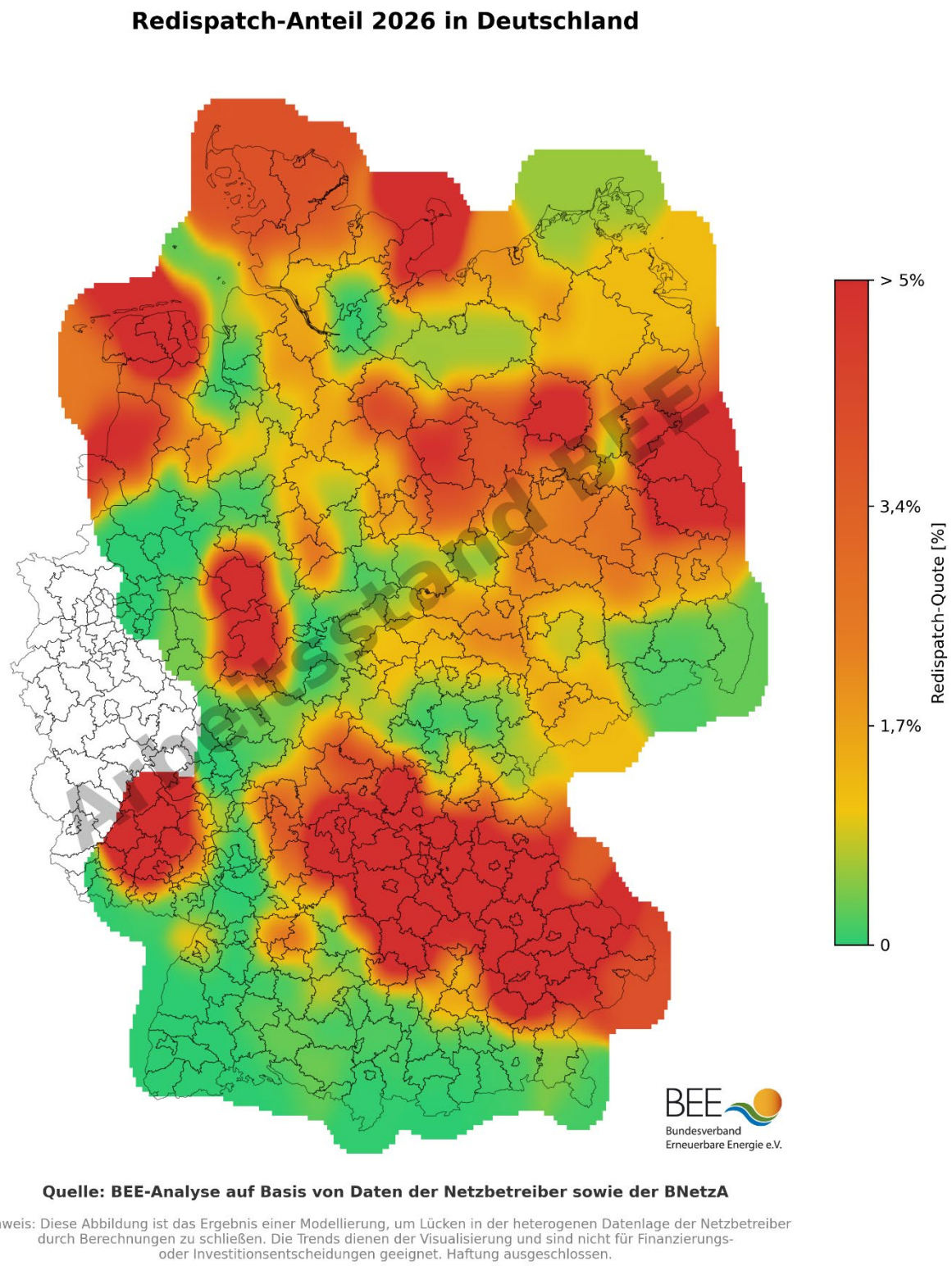


Abbildung 4: Redispatch-Anteil im Jahr 2026 (Prognose). Quelle: BEE.

Für die kumulierte Vier-Jahres-Karte für den Zeitraum 2023 bis 2026 ergeben sich die gleichen Veränderungen wie für die Einzeljahresanalyse für 2026 (s. folgende Abbildung 5 und Disclaimer aus dem Methodikkapitel 3.4). Aufgrund der kumulierten Effekte nach vier Jahren Redispatch-Vorbehalt sind viele zusätzliche Flächen rot gefärbt, d.h. fallen über die 5%-Schwelle.

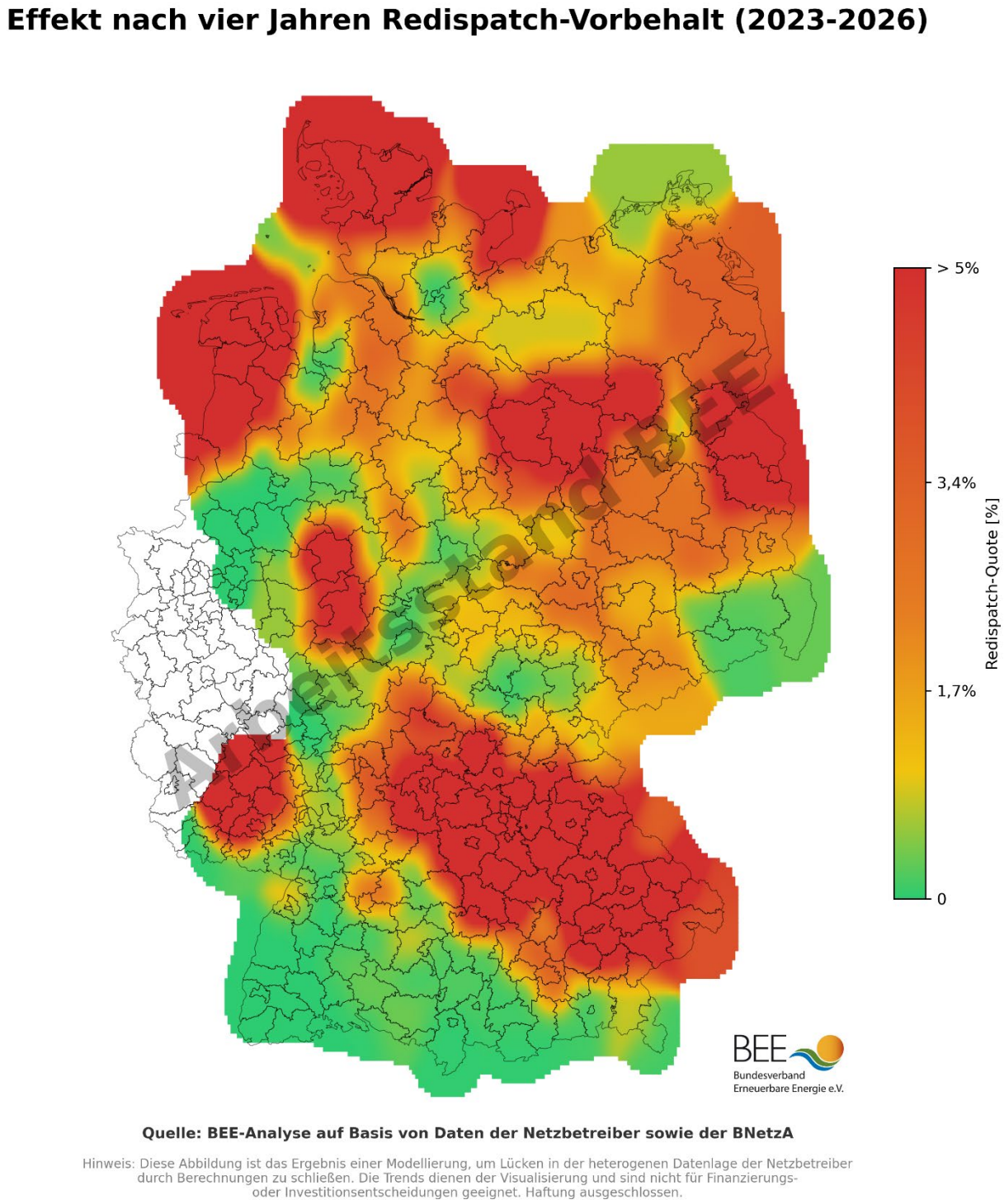


Abbildung 5: Effekt nach vier Jahren Redispatch-Vorbehalt (2023-2026). Quelle: BEE.

5 Entwicklung der Redispatch-Landkreise: Jährliche Neuzugänge, Fluktuation und Zunahmegeschwindigkeit

5.1 Quantitative Entwicklung auf Kreisebene

Die Auswertung der quantitativen Entwicklung auf Kreisebene zeigt sowohl in der Einzeljahrbetrachtung als auch in der kumulierten Gesamtschau für den Zeitraum 2023–2026 einen deutlichen und kontinuierlichen Anstieg der vom Redispatch-Vorbehalt betroffenen Gebiete (s. folgende Abbildung 6).

Im Ausgangsjahr 2023 überschritten 17 Kreise die kritische 5%-Schwelle. Dieser Wert steigt bis zum Jahr 2025 auf 40 und erreicht im Jahr 2026 schließlich 44 betroffene Gebiete. Kumuliert erhöht sich die Gesamtzahl der betroffenen Regionen für den Drei-Jahres-Zeitraum 2023–2025 auf 51 Landkreise und erreicht für den Vier-Jahres-Zeitraum 2023–2026 insgesamt 60 Landkreise.

Zusätzlich zu diesen Schwellenübertritten treten die Risikogebiete mit einer Redispatch-Quote zwischen 3 % und < 5 % hervor. Diese belaufen sich kumuliert über den Vier-Jahres-Zeitraum auf 26 Kreisgebiete, sodass inklusive der Risikogebiete insgesamt 86 Landkreise direkt vom Redispatch-Vorbehalt betroffen oder bedroht sind. Im Vergleich zum Ausgangsjahr 2023 entspricht dies einem Anstieg der Betroffenheit um den Faktor 3 (für den Drei-Jahres-Zeitraum) bzw. um den Faktor 3,5 (für den Vier-Jahres-Zeitraum).

Unter Berücksichtigung der spezifischen Flächengrößen der Regionen – in unseren Redispatch-Gebieten liegt die Verteilung bei rund 80 % Landkreisen und etwa 20 % kreisfreien Städten – zeigt die flächenbereinigte Auswertung eine analoge Dynamik. Hier ergeben sich mit Steigerungsfaktoren von 3,0 bzw. 3,6 nahezu identische Zuwachsraten, was belegt, dass die Kreisentwicklung sehr gut die Flächenentwicklung abbildet.

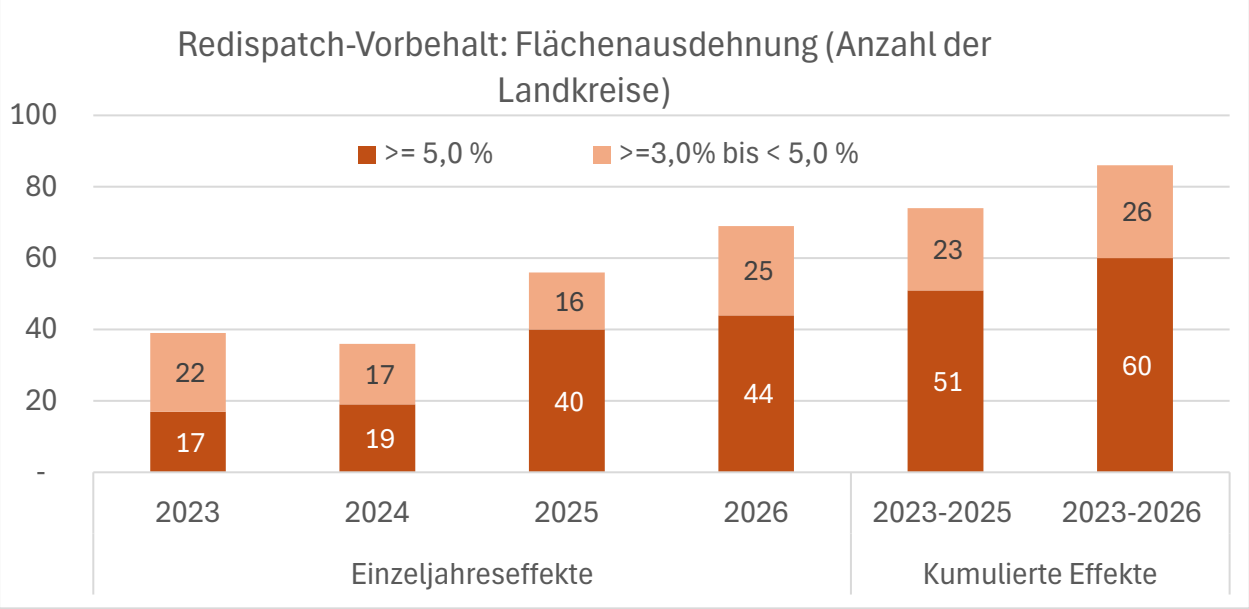


Abbildung 6: Redispatch-Vorbehalt: Flächenausdehnung (Anzahl der Landkreise). Quelle: BEE.

5.2 Jährliche Über- und Unterschreitungen des 5%-Schwellenwertes

Die Jahresbetrachtung zur Erfassung der unterjährigen Dynamik – konkret der jährlichen Über- und Unterschreitungen des 5%-Schwellenwertes – zeichnet ein hochdynamisches Bild der Betroffenheit (s. folgende Abbildung 7).

Die Anzahl der Landkreise, die den Schwellenwert in den jeweiligen Einzeljahren erstmals oder erneut überschreiten, beläuft sich im Jahr 2024 auf 10 Regionen. Im Jahr 2025 steigt dieser Wert mit 26 Neuzugängen (vor allen in Bayern) sehr deutlich an, bevor im Jahr 2026 weitere 10 Kreise hinzukommen.

Gleichzeitig lassen sich Entlastungs- und Rebound-Effekte beobachten: In den Jahren 2024 bis 2026 sinken insgesamt 19 Kreise temporär wieder unter die 5%-Schwelle (8 im Jahr 2024, 5 im Jahr 2025 und 6 im Jahr 2026). Von den 8 Kreisen, die 2024 entlastet werden, verbleiben jedoch nur 5 dauerhaft unterhalb des Schwellenwertes von 5 %, während 3 Regionen als Rebound-Fälle in den Folgejahren erneut unter den Redispatch-Vorbehalt fallen. Von den 5 permanent entlasteten Landkreisen unterschreiten wiederum 4 die 3%-Grenze, während ein Kreisgebiet oberhalb dieser Marke verweilt und somit weiterhin als Risikogebiet einzustufen ist.

Die Jahresentwicklung verdeutlicht eindrücklich, dass mit lediglich 4 Landkreisen nicht einmal 7 % der im Jahr 2026 kumuliert betroffenen Redispatch-Gebiete über einen Zeitraum von drei Jahren hinweg und deutlich unter die 5%-Schwelle abgesunken sind. Die Schwellenwertunterschreitungen erweisen sich somit mehrheitlich als temporäre Schwankungen und nicht als verlässliche, dauerhafte Entlastung der betroffenen Kreisgebiete.

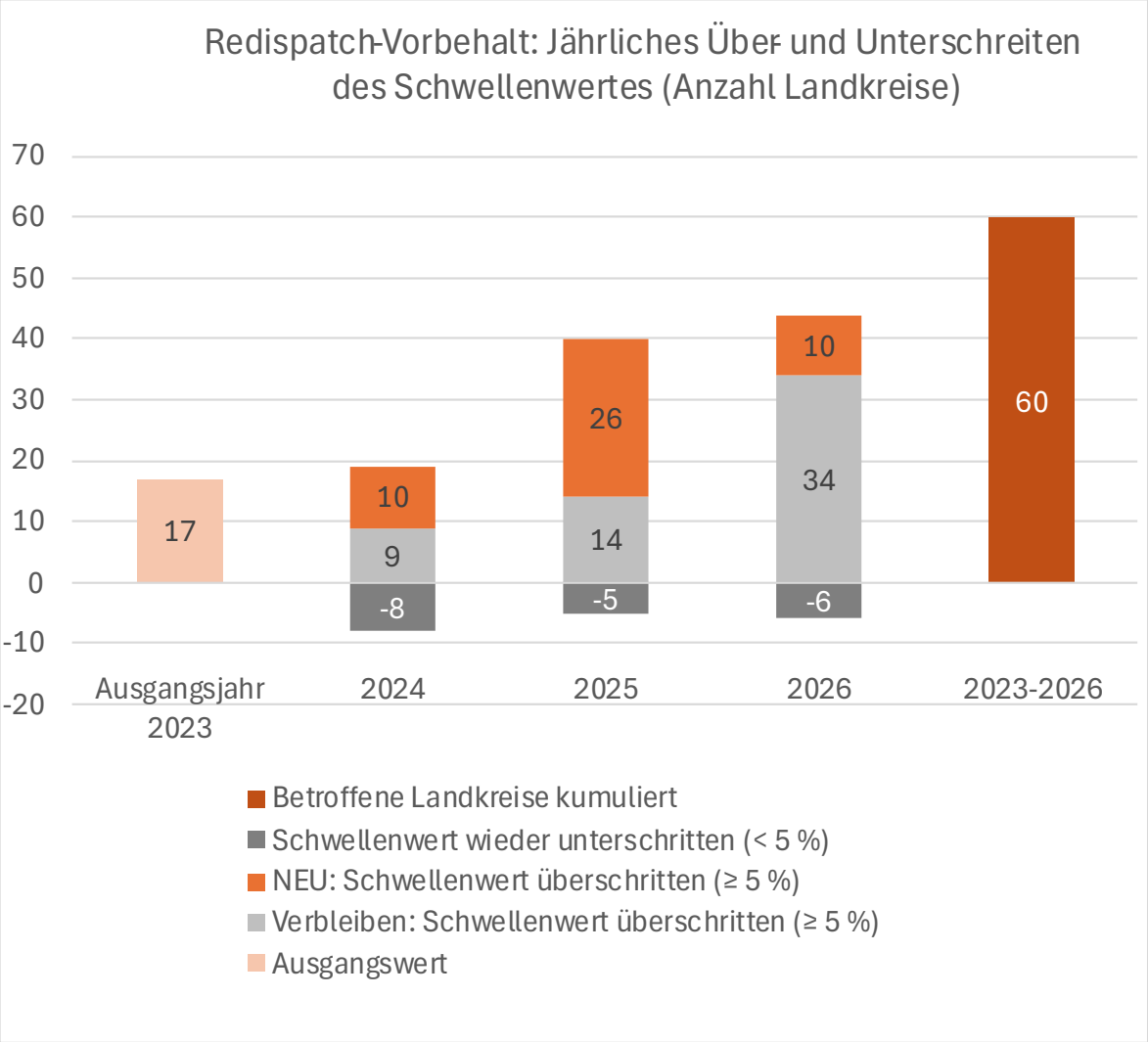


Abbildung 7: Redispatch-Vorbehalt: Jährliches Über- und Unterschreiten des Schwellenwertes (Anzahl Landkreise). Quelle: BEE.

5.3 Zeitliche Dynamik der Redispatch-Entwicklung

Bei der Analyse der zeitlichen Dynamik der Redispatch-Entwicklung von betroffenen Regionen (über 5 %) zeigt sich ein eindeutiges Bild: **Fast 90 % der Landkreise, die zuvor unter einer Redispatch-Quote von 3 % lagen, entwickeln sich innerhalb von nur ein bis zwei Jahren zu Gebieten, die den Schwellenwert von 5 % überschreiten** (s. folgende Abbildung 8). Das bedeutet, dass die Abregelung in diesen Kreisgebieten innerhalb eines extrem kurzen Zeitraums von unter 3 % auf über 5 % ansteigt.

Lediglich etwas mehr als 10 % der Kreise benötigten drei Jahre für diesen Schwellenwertanstieg. Demgegenüber vollzogen fast 50 % der betroffenen Regionen diesen Sprung in nur einem einzigen Jahr. Dies unterstreicht die enorme Dynamik und die hohe Geschwindigkeit, mit der sich die Redispatch-Betroffenheit in den Regionen verschärft.

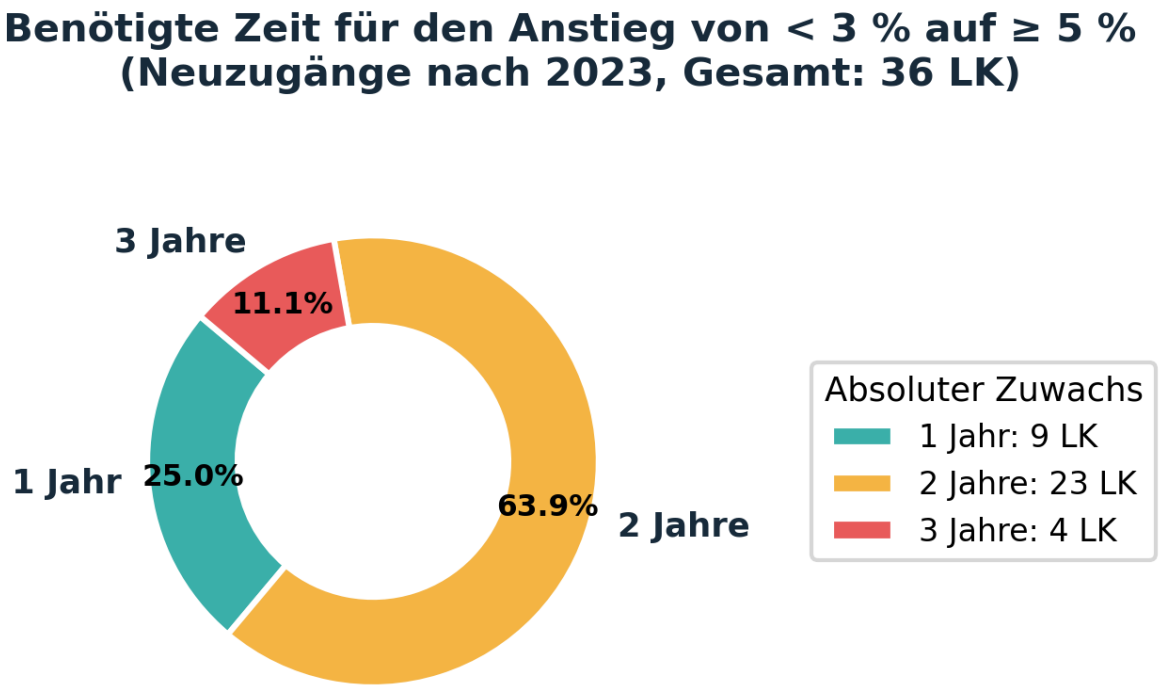


Abbildung 8: Benötigte Zeit für den Anstieg von < 3 % auf ≥ 5 % (Neuzugänge nach 2023, Gesamt: 36 LK) Quelle: BEE.

Bei der Betrachtung der jährlichen Dynamik bis zum Erreichen der 5%-Schwelle zeigt die Häufigkeitsverteilung des durchschnittlichen Quotenanstiegs pro Jahr ein ebenso prägnantes Bild: Die größte Gruppe bildet mit 15 Landkreisen (37,5 % der Neuzugänge) die Klasse mit einem Zuwachs von 1 bis 2 Prozentpunkten pro Jahr (s. folgende Abbildung 9). Weitere 8 Kreisgebiete verzeichnen einen Anstieg von 2 bis 3 Prozentpunkten und 11 Landkreise von 3 bis 4 Prozentpunkten pro Jahr.

Insgesamt weisen somit 37 der 40 neuen 5%-Landkreise – das entspricht über 92 % – eine durchschnittliche Steigerungsrate von mehr als 1 Prozentpunkt pro Jahr auf (3 Kreisgebiete verzeichnen sogar einen extremen Zuwachs von über 5 Prozentpunkten pro Jahr). Dies belegt eindrücklich, dass das Erreichen der Auslöseschwelle nicht das Resultat schleichender Langzeittrends ist, sondern durch eine hohe jährliche Zuwachsgeschwindigkeit getrieben wird.

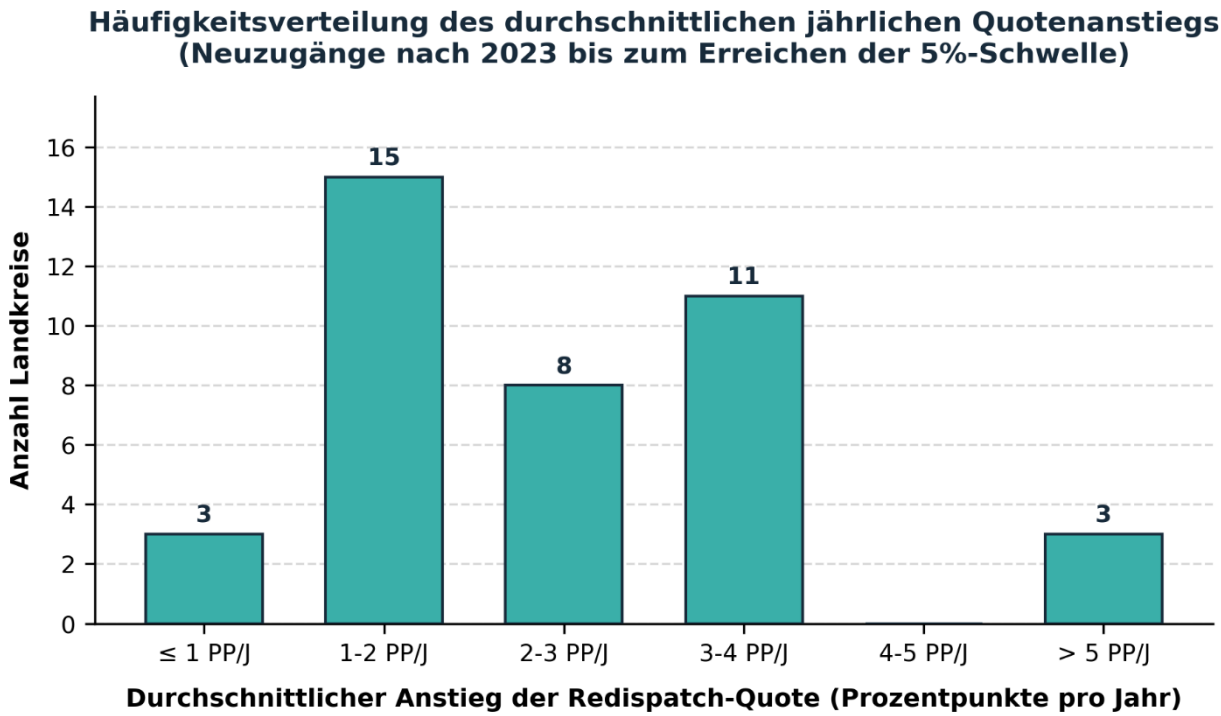


Abbildung 9: Häufigkeitsverteilung des durchschnittlichen jährlichen Quotenanstiegs (Neuzugänge nach 2023 bis zum Erreichen der 5%-Schwelle). Quelle: BEE.

6 Kurzdynamik regionaler Engpässe: Der schnelle Wandel zu kapazitätslimitierten Gebieten

Die regionale Auswertung verdeutlicht eindrücklich, wie rasch und unvermittelt sich bisher unkritische oder schwach belastete Netzgebiete („grün“ bzw. „gelb“) durch akute Engpässe in hochgradig abgeregelte Zonen verwandeln können und die Wirtschaftlichkeit von fortgeschrittenen Projekten gefährden. Das Netzgebiet der Pfalzwerke liefert hierfür ein praktisches Lehrbeispiel: Während das Netz zuvor unauffällig war, konzentrieren sich die Einspeisemanagement-Maßnahmen innerhalb kürzester Zeit massiv auf die drei Landkreise Kusel, Donnersbergkreis und Bad Kreuznach, wo schlagartig extrem hohe Abregelungsquoten von bis zu 20 % erreicht werden.

Diese Entwicklung zeigt, wie schnell ein dynamischer Zubau von Erneuerbaren Energien bestehende Netzstrukturen an ihre Grenzen bringt. Auslöser ist meist ein punktueller Zubauschub – wie in Rheinland-Pfalz, wo die installierte PV-Leistung innerhalb von nur 1,5 Jahren um 25 % zulegte. Ein sprunghafter Anstieg der Abregelungsmengen um das Zehnfache ist bei derartigen Ausbaudynamiken kein Einzelfall; ähnliche Entwicklungen wurden bereits in der Vergangenheit in anderen Netzgebieten, etwa beim Bayernwerk, beobachtet.

Die bereits heute sichtbaren Netzanschlussstopps vor Ort sind das deutlichste Indiz für das Ausmaß der physischen Netzengpässe und belegen direkt, wo künftig die Ausweisung von „kapazitätslimitierten Netzgebieten“ droht. Größere PV-Freiflächenprojekte erhalten in den betroffenen Landkreisen schon heute keinen zeitnahen Netzanschluss mehr und werden auf Jahre hinaus blockiert. Der Zubau von Windenergieprojekten ist in Regionen wie der Westpfalz aufgrund der ausgeschöpften Netzkapazitäten nahezu vollständig zum Erliegen gekommen.

Gefährdung von Industrievorhaben: Selbst bedeutende Industrieprojekte – wie der geplante 140-MW-PV-Park der BASF bei Ludwigshafen – bekommen die Engpässe zu spüren, erhalten keinen Einspeisepunkt und stehen vor mehrjährigen Wartezeiten.

Tritt der gesetzliche Redispatch-Vorbehalt in Kraft, würden genau diese bereits überlasteten Regionen offiziell als kapazitätslimitiert eingestuft. Die bestehenden Netzengpässe und Netzanschlussstopps belegen somit die unmittelbare Relevanz der Analyse.

Dieser Effekt beschränkt sich keineswegs auf die Pfalzwerke: Auch in angrenzenden Verteilnetzen wie Westnetz sowie bei mehreren kleineren Netzbetreibern (etwa in den Regionen Koblenz und Westerwald) zeichnet sich eine analoge Engpassentwicklung ab. Viele dieser Gebiete erscheinen in historischen Abregelungsdaten derzeit noch unauffällig, stehen jedoch durch die anhaltende Ausbaudynamik unmittelbar vor dem Umschwung in die Kapazitätslimitierung.

7 Bewertung weiterer Untersuchungen (E-Bridge)

7.1 Zielsetzung und Methodik der E-Bridge-Studie

Die von E-Bridge Consulting im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums (BMWK) sowie in Abstimmung mit dem BDEW und 21 Hochspannungsnetzbetreibern erstellte Untersuchung zielt darauf ab, eine deutschlandweit einheitliche Datenbasis zur Identifikation kapazitätslimitierter Umspannwerke und Leitungsabschnitte bereitzustellen. Hierzu wurden nach Angaben der Autoren Redispatch-Abrufe und Einspeise-Testate mit öffentlich verfügbaren Datenquellen – darunter dem Marktstammdatenregister, OpenStreetMap, Netztransparenz.de sowie Geodaten – verknüpft. Laut Studie wurden für den Zeitraum 2022 bis 2025 rund 3.000 Umspannwerke hinsichtlich ihrer Abregelungsquote bewertet, wobei die Zuordnung der Erzeugungsanlagen geografisch zum jeweils nächstgelegenen Umspannwerk erfolgte (Nearest-Neighbour-Heuristik). Die vorgelegten Ergebnisse stützen sich auf die Redispatch-Daten für das Kalenderjahr 2024. Als Grund für diese Einschränkung auf ein einzelnes Jahr nennt E-Bridge die dort flächendeckend höchste Datenqualität und gibt die Abdeckungsquote mit 90 % aller Redispatch-Maßnahmen an.

7.2 Zusammenfassende Bewertung der E-Bridge-Studie

Die Größenordnung der E-Bridge-Ergebnisse für 2024 entspricht der BEE-Redispatch-Analyse für 2024. Damit bestätigt die E-Bridge-Studie mit dem Umspannwerk-Ansatz, dass die BEE-Methodik verlässliche Ergebnisse liefert: Mit der Lokalisierung der vom Redispatch betroffenen Anlagen können die jeweiligen Netzgebiete realistisch identifiziert und die Effekte quantifiziert werden.

Die E-Bridge-Untersuchung verharmlost jedoch die Wirkungen des Redispatch-Vorbehalts für das gesamte Bundesgebiet um den Faktor 5 durch die folgenden gravierenden Defizite:

a) Beschränkung auf das Redispatch-Jahr 2024, statt mehrere Jahre zu berücksichtigen.

b) Strikte Rot/Grün-Zuordnung (Aktivierungskriterium > 5 % Abregelung) ohne gelb/orange Vorwarnstufe für Risikogebiete mit 3 % bis 5 %.

c) Punktuelle Visualisierung verharmlost, statt die großflächigen abgeregelten Gebiete darzustellen.

d) Einbeziehung aller ~3.000 Umspannwerke inkl. der nicht für die EE-Einspeisung geeigneten UW bläht den Nenner künstlich auf.

Für eine verlässliche Folgeneinschätzung des Gesetzentwurfs ist die E-Bridge-Auswertung daher nicht geeignet.

Die Folgen des Redispatch-Vorbehalts für Neuanlagen sind deutlich höher: Statt 9 % befinden sich 22 % bzw. 23 % der PV- und Windenergieanlagen des 2025-Neubaus in 5%-Gebieten (auf die Leistung der Anlagen bezogen). Inklusive der Risikogebiete mit 3 % bis 5 % Redispatch steigt der Neubauanteil für die PV und die Windenergie auf 34 % bzw. 37 % (ebenfalls auf die Leistung bezogen).

Die E-Bridge-Analyse geht zudem davon aus, dass die Technologiedifferenzierung systematisch angewendet wird. Dies würde allerdings voraussetzen, dass die bisherige „soll“-Formulierung im Gesetzesentwurf als „muss“-Formulierung umgesetzt wird.

Hinzu kommt, dass die E-Bridge-Auswertung die seit 2024 deutlich veränderte Ausbaudynamik nur unzureichend abbildet. Durch die starke Zunahme an Genehmigungen und Inbetriebnahmen von Windenergie- und PV-Anlagen hat sich die Ausgangslage gegenüber dem betrachteten Redispatch-Jahr 2024 bereits wesentlich verändert. Eine Fortschreibung auf den heutigen Anlagenbestand und die aktuell absehbare Zubauentwicklung würde daher ein deutlich anderes Bild der Auswirkungen ergeben. Die ausschließliche Betrachtung des Jahres 2024 unterschätzt damit nicht nur die historische Belastung einzelner Netzgebiete, sondern auch die inzwischen deutlich gestiegenen Risiken für den weiteren EE-Zubau.

Zugleich fehlt ohne eine aktuelle und vorausschauende Transparenz über die tatsächliche Netzsituation eine belastbare Grundlage für Investitions- und Standortentscheidungen. Damit ist auch die vom BMWK angestrebte räumliche Steuerung des EE-Zubaus nur eingeschränkt möglich: Ein Standortsignal kann seine Steuerungswirkung nur entfalten, wenn für Projektierer und Investoren frühzeitig und verlässlich erkennbar ist, an welchen Standorten tatsächlich ausreichende Netzkapazitäten zur Verfügung stehen.

Darüber hinaus bildet die Betrachtung des tatsächlich erfolgten Redispatchs die reale Netzanschlusssituation nur unvollständig ab. Netzkapazitäten können bereits durch zugesagte oder reservierte, aber noch nicht angeschlossene Erzeugungsleistungen planerisch gebunden sein. Ein Netzgebiet kann daher in einer rückblickenden Redispatch-Auswertung als unkritisch erscheinen, obwohl für neue Projekte faktisch kein wirtschaftlich darstellbarer Netzanschluss mehr verfügbar ist. Für Investitionsentscheidungen schafft eine allein auf historische Redispatch-Mengen gestützte Gebietsausweisung deshalb keine ausreichende Transparenz über die tatsächlich noch verfügbaren Netzanschlusskapazitäten.

7.3 Detailanalyse der methodischen Defizite der E-Bridge-Auswertung

7.3.1 Beschränkung auf das Redispatch-Jahr 2024 unterschlägt 65 % der relevanten 5%-Gebiete

Die Berechnung der kapazitätslimitierten Netzgebiete basiert ausschließlich auf den Redispatch-Maßnahmen des Jahres 2024. Diese zentrale Annahme wird nicht transparent erläutert (eine methodische Begründung fehlt im Text), sondern findet sich lediglich kleingedruckt in den Kartenecken. Durch den Fokus auf 2024 wird das Gesamtergebnis stark geschönt: Es fehlen sowohl der signifikant höhere Windenergie-Redispatch aus 2023 als auch die erhöhten PV-Abregelungen aus 2025. Dadurch fehlen einige Redispatch-Gebiete für Windenergie und PV, wie z. B. weite Gebiete in Schleswig-Holstein für PV. Das wird auch durch den Vergleich mit der BEE-Redispatch-Analyse für das Jahr 2024 im Vergleich zu den Jahren 2023 und 2025 im Kapitel xx auf S. xx sehr deutlich illustriert.

Um den Time-Lag-Effekt abzubilden – also die Möglichkeit der Verteilnetzbetreiber (VNB), Umspannanlagen für bis zu sechs Jahre als „kapazitätslimitiert“ auszuweisen –, muss die Belastung kumuliert über mehrere Jahre dargestellt werden. Nur unter Einbeziehung der Höchstwerte aus 2023 bis 2025 lässt sich das Risiko des Redispatch-Vorbehalts realistisch beziffern. Die BEE-Analyse zeigt deutlich: Durch die mehrjährige Betrachtung wird sich die Netzgebietsfläche verdreifachen, die den 5%-Schwellenwert überschreitet (Steigerung um den Faktor 2,9). Dadurch nehmen auch die Neuanlagen sehr deutlich zu, die in kapazitätslimitierten Netzgebieten liegen. Nach der BEE-Analyse sind 22 % der PV-Leistung und 25 % der Windenergie-Leistung des 2025-Neubaus davon betroffen. In der E-Bridge-Studie befinden sich dagegen nur 9 % der PV- und Windenergie-Neuanlagen des Jahrgangs 2025 in kapazitätslimitierten Gebieten.

Wenn in der BEE-Analyse nur die 2024-Redispatch-Daten ausgewählt werden, ergeben sich folgende Effekte für die 2025-Neuanlagen: rund 8 % des PV- und rund 11 % des Windenergie-Zubaus sind betroffen. Damit liegen die BEE-Resultate für die isolierte 2024-Betrachtung in der Größenordnung der E-Bridge-Ergebnisse. Die Beschränkung auf das Redispatch-Jahr 2024 ist damit der wichtigste Grund für die sehr großen Unterschiede zwischen den Analysen von E-Bridge und BEE.

7.3.2 Punktuelle Visualisierung der Umspannwerke verharmlost großflächige Netzengpässe

Die Darstellung der Umspannwerke als isolierte Punkte auf den E-Bridge-Karten verschleiert die tatsächliche Tragweite des Gesetzentwurfs. Das Gesetz umfasst explizit neben den Umspannanlagen auch die verbindenden Leitungsabschnitte sowie alle mittelbar und unmittelbar angeschlossenen Netze. In der Praxis erzeugt der Vorbehalt somit keine punktuellen Probleme, sondern sperrt ganze geografische Regionen und Leitungskorridore für den Zubau.

Die vielen grünen Punkte neben vereinzelten roten Markierungen erzeugen eine optische Täuschung. Obwohl E-Bridge die geometrische Ausdehnung der Gebiete im Modell berechnet, wird diese kartografisch nicht ausgewiesen. Dadurch fehlt jegliche Transparenz zur

Überprüfung der Ergebnisse – etwa hinsichtlich der Behauptung, dass Erzeugungsanlagen nachgelagerter Netzbetreiber korrekt berücksichtigt wurden.

Zusätzlich blendet die Vereinfachung den sogenannten „Perlenketteneffekt“ entlang betroffener Netzstränge aus: Die Entscheidung von E-Bridge, jeweils nur ein konkretes Umspannwerk auszuweisen, erweckt fälschlicherweise den Eindruck, als könne ein Projekt problemlos an einem direkt benachbarten, „grün“ markierten Umspannwerk angeschlossen werden. Hängt dieses benachbarte Umspannwerk jedoch vor einem Engpass am selben Netzstrang wie die „rote“ Anlage, führt ein Neuanbau zwangsläufig auch dort zu Redispatch. Folglich würde sich der Netzengpass dynamisch weiterschalten und auch diesen Abschnitt in Kürze „rot“ einfärben.

Diese kartografische Unschärfe birgt massive Praxisrisiken. Aufgrund der kaum prognostizierbaren Kaskadeneffekte und der Dynamik vor Ort werden Banken und Investoren nicht nur rote Punkte, sondern auch das gesamte gelbe und orangefarbene Umfeld vorsorglich meiden und als nicht oder nur schwer finanzierbar einstufen.

7.3.3 Binäre Farblogik verschleiert Investitionsrisiken

Durch die strikte Ja/Nein-Zuordnung (Aktivierungskriterium > 5 % Abregelung) werden Netzgebiete mit beispielsweise 4,99 % Abregelung als „grün“ eingestuft. Diese Regionen würden jedoch bereits bei geringfügigem Zubau die Schwelle überschreiten und unmittelbar den Status „rot“ erhalten.

Um Prognoseunsicherheiten und Investitionsrisiken abzubilden, ist eine feingliedrigere Skalierung erforderlich: Eine gelb/orange Vorwarnstufe muss Gebiete ausweisen, die kurz- bis mittelfristig von Einschränkungen bedroht sind. Nach der BEE-Analyse erhöht sich die betroffene Fläche um rund 55 %, wenn man Regionen mit einer heutigen Abregelungsquote von 3 % bis 5 % als Risikozonen einbezieht. Die folgende Auswertung zeigt (s. Abbildung 10, dass die Umwandlung von Risikogebieten in betroffene Kreise sehr schnell verlaufen kann. Über 93% der Risikoregionen, die zu 5%-Flächen geworden sind, haben diesen Wechsel in nur 1-2 Jahren vollzogen.

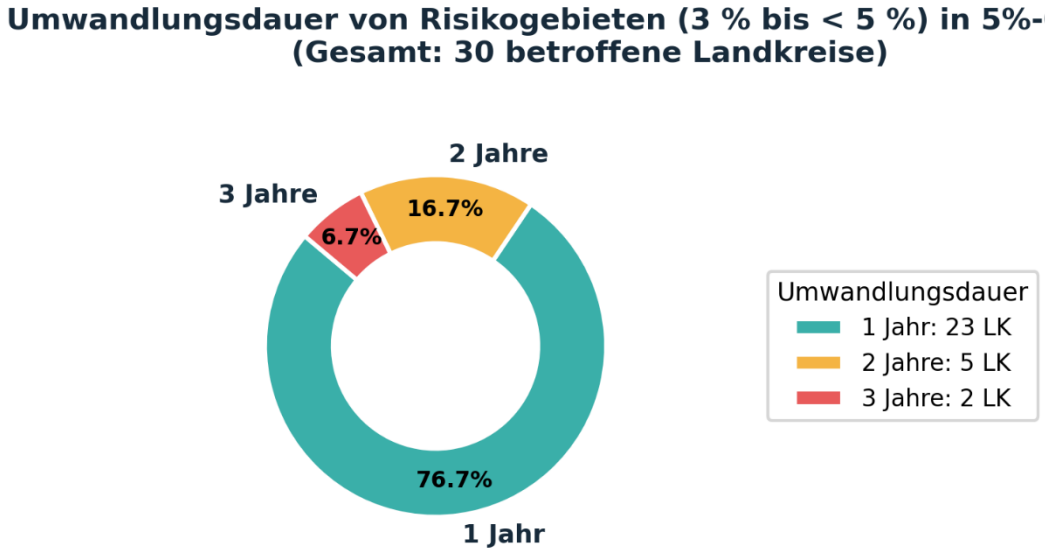


Abbildung 10: Umwandlungsdauer von Risikogebieten (3–5 %) in 5%-Gebiete (Gesamt: 30 betroffene Landkreise). Quelle: BEE.

Gegenüber der alleinigen Nutzung der 2024-Redispatch-Daten ergibt sich damit inkl. der Risiko-Gebiete fast eine Verfünffachung der abgeregelten Gebiete:

1. Durch die mehrjährige Betrachtung (2023–2025) wird die Anzahl der Landkreise, die den 5%-Schwellenwert überschreiten, mit dem Steigerungsfaktor 2,9 fast verdreifacht.

Zunahme um weitere 60 % des Verdoppelungswertes bei Einbeziehung der Risikozonen. Der gesamte Steigerungsfaktor gegenüber der isolierten 2024-Betrachtung ohne Vorwarnstufen liegt damit bei rund 4,6.

Fazit: Damit unterschätzt E-Bridge die Auswirkungen des Redispatch-Vorbehaltes um den Faktor 5 für das gesamte Bundesgebiet. Rund 80 % der betroffenen Netzgebiete werden dadurch verschleiert.[3]

Mit der Berücksichtigung von Risikogebieten (Vorwarnstufen) sind entsprechend auch mehr Neuanlagen betroffen, die in kapazitätslimitierten Netzgebieten liegen. Die BEE-Analyse ergibt für den 2025-Neubau:

a) Zu den 22 % der PV-Neuanlagen, die in 5%-Gebieten liegen, kommen weitere 11 % in Risikozonen mit 3 % bis 5 % Redispatch dazu. Der Gesamtanteil nimmt dadurch auf 33 % zu.

b) Zu den 25 % der Wind-Neuanlagen, die in 5%-Gebieten liegen, kommen weitere 14 % in Risikozonen mit 3 % bis 5 % Redispatch dazu. Der Gesamtanteil nimmt dadurch auf 39 % zu.

Damit unterschätzt E-Bridge die Auswirkungen des Redispatch-Vorbehaltes um den Faktor 4 für die 2025-Neuanlagen.

7.3.4 Nearest-Neighbour-Heuristik führt zu Fehllokalisierungen

Die rein geografische Zuordnung von EE-Anlagen zum nächstgelegenen Umspannwerk via Luftlinie („Nearest-Neighbour“) kann der realen Netzsituation widersprechen. Eine Einspeiseanlage kann räumlich direkt neben Umspannwerk A stehen, aus Kapazitäts- oder Trassengründen jedoch an Umspannwerk B angebunden sein. Dies führt zu Fehllokalisierungen bei den Auslastungen. Der Vergleich der 2024-Ergebnisse der E-Bridge-Untersuchung mit den 2024-Resultaten der BEE-Analyse zeigt aber trotz des unterschiedlichen methodischen Ansatzes große Übereinstimmungen.

7.3.5 Verwässerung des Nenners durch Einbeziehung von Last-Umspannwerken

Die Betrachtung aller rund 3.000 Umspannwerke verzerrt die Auswirkung auf die Quoten systematisch. Ein erheblicher Teil dieser Anlagen (geschätzt 35 % bis 45 %) liegt in städtischen Ballungsräumen (z. B. 136 UWs in München, ca. 85 in Berlin) oder dient als reiner

[3] Hier gilt ebenfalls der Hinweis zu der Berechnung der Risikogebiete und 5%-Flächen auf Basis der Landkreisanalyse.

Industrie- und Lastanschluss. Da an diesen Standorten aus Raumordnungs-, Abstands- oder Repoweringgründen keine Freiflächen-PV oder Windenergie zugebaut werden kann, bläht ihre Wertung als „unkritisch/grün“ den Nenner künstlich auf. Bereinigt man den Nenner um diese für den EE-Ausbau irrelevanten Last-UWs, steigen die realen Auswirkungen im ländlichen Verteilnetz deutlich über die ausgewiesenen 5 % der erfassten Umspannwerke an. Die folgende Abbildung 11 verdeutlicht, wie viele Bereinigungsschritte notwendig sind, um die für die Berechnung relevanten Umspannwerke zu ermitteln.

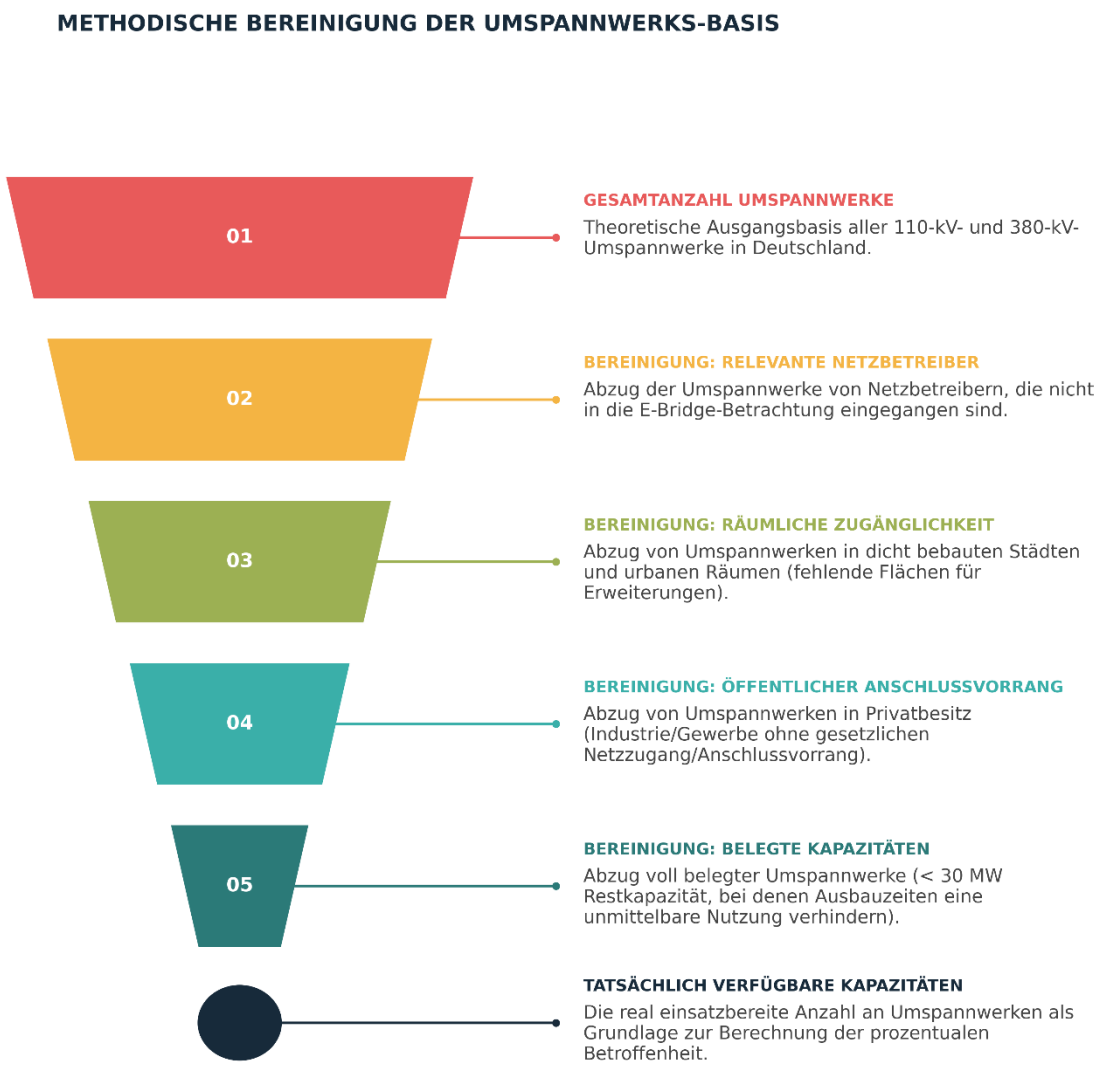


Abbildung 11: Methodische Bereinigung der Umspannwerks-Basis. Quelle: BEE.

8 Ausblick und Weiterentwicklung: Von der Landkreisbetrachtung zur differenzierten Netzstranganalyse

Die BEE-Analyse liefert auf Basis der aktuell verfügbaren Redispatch-Daten erstmals eine verlässliche und notwendige Grundlage, um die realen Größenordnungen und potenziellen Auswirkungen des geplanten Redispatch-Vorbehalts frühzeitig sichtbar zu machen und die regionalen Belastungsmuster abzubilden. Die BEE-Studie verdeutlicht, dass die historischen und aktuellen Redispatch-Meldungen bereits heute eine hohe Aussagekraft für die nahe Zukunft besitzen. Einmal als kapazitätslimitiert ausgewiesene Gebiete können rechtlich bis zu sechs Jahre bestehen bleiben[4]. Auch wenn einzelne Netzabschnitte durch gezielte Baumaßnahmen kurzfristig entlastet werden können, wirkt der stetige Erneuerbaren-Zubau dieser Dynamik kontinuierlich entgegen. Die BEE-Methodik erfasst diese Mehrjahreseffekte im Gegensatz zu verharmlosenden Gegenanalysen vollständig und verhindert so eine Unterschätzung der realen Belastungen. Die methodischen Übereinstimmungen mit anderen Untersuchungen, unterstreichen die Belastbarkeit des BEE-Ansatzes, da er für das Jahr 2024 zu vergleichbaren Ergebnissen wie E-Bridge-Studie führt.

Die BEE-Analyse bietet damit eine sehr gute Grundlage für weiterführende und vertiefende Untersuchungen. Dazu gehören differenzierte Netzstrangbetrachtungen, für die folgende Schritte und Datengrundlagen erforderlich sind, die den Netzbetreibern selbst oftmals selbst nicht vorliegen:

Präzise Kapazitätserfassung: Exakte Ermittlung der aktuellen Leistungsfähigkeit der jeweiligen Umspannwerke und Leitungsabschnitte.

Einbindung von Ausbaupfaden: Systematische Berücksichtigung laufender und geplanter Netzausbaumaßnahmen inklusive ihrer verlässlichen Fertigstellungstermine.

Netzanschluss-Echtzeitdaten: Genaue Berechnung der heutigen Einspeisung sowie aller bereits verbindlich zugesagten Netzanschlusskapazitäten.

Dynamische Einspeiseszenarien: Modellierung künftiger Zubauszenarien zur Prüfung, ob geplante Netzverstärkungen ausreichen, um lokale Abregelungen dauerhaft unter die 5%-Schwelle zu senken.

[4] Wichtige Einschränkung (s. Kapitel 1) Unterschreitet die durchschnittliche Abregelungsquote in einem ausgewiesenen Gebiet über einen Zeitraum von drei aufeinanderfolgenden Jahren die Schwelle von 5 %, ist der Netzbetreiber verpflichtet, die entsprechende Ausweisung wieder aufzuheben und das Gebiet von den Einschränkungen zu befreien.

Ansprechpartner*innen:

Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE)
EUREF-Campus 16
10829 Berlin

Dr. Matthias Stark
Leiter Fachbereich Erneuerbare Energie-systeme
0151 17123012
matthias.stark@bee-ev.de

Björn Pieprzyk
Referent Energiemärkte und Statistik
bjoern.pieprzyk@bee-ev.de

Als Dachverband vereint der Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) Fachverbände und Landesorganisationen, Unternehmen und Vereine aller Sparten und Anwendungsbereiche der Erneuerbaren Energien in Deutschland. Bei seiner inhaltlichen Arbeit deckt der BEE Themen rund um die Energieerzeugung, die Übertragung über Netz-Infrastrukturen, sowie den Energieverbrauch ab. Der BEE ist als zentrale Plattform aller Akteur*innen der gesamten modernen Energiewirtschaft die wesentliche Anlaufstelle für Politik, Medien und Gesellschaft.

Unser Ziel: 100 Prozent Erneuerbare Energie in den Bereichen Strom, Wärme und Mobilität.

Impressum
Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.
EUREF-Campus 16
10829 Berlin

Tel.: 030 2758 1700
info@bee-ev.de
www.bee-ev.de
V.i.S.d.P. Dr. Christine Falken-Großer

Haftungshinweis
Dieses Dokument wurde auf Basis abstrakter gesetzlicher Vorgaben, mit größtmöglicher Sorgfalt und nach bestem Wissen erstellt. Da Fehler jedoch nie auszuschließen sind und die Inhalte Änderungen unterliegen können, weisen wir auf Folgendes hin:
Der Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) übernimmt keine Gewähr für Aktualität, Richtigkeit, Vollständigkeit oder Qualität der in diesem Dokument bereitgestellten Informationen. Für Schäden materieller oder immaterieller Art, die durch die Nutzung oder Nichtnutzung der dargebotenen Informationen oder durch die Nutzung fehlerhafter und unvollständiger Informationen unmittelbar oder mittelbar verursacht werden, ist eine Haftung des Bundesverbands Erneuerbare Energie e.V. (BEE) ausgeschlossen. Dieses Dokument kann unter keinem Gesichtspunkt die eigene individuelle Bewertung im Einzelfall ersetzen.

Der Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. ist als registrierter Interessenvertreter im Lobbyregister des Deutschen Bundestages unter der Registernummer R002168 eingetragen.
Den Eintrag des BEE finden Sie hier.

Datum
14.Oktober.2026