

BEE-Analyse

E-Bridge-Auswertung kapazitätslimitierter Netzgebiete in Deutschland

Berlin, 16. September 2026



Inhaltsverzeichnis

1	Zusammenfassung	3
2	Erläuterung der verschiedenen Defizite der E-Bridge-Auswertung.....	5
2.1	Beschränkung auf das Redispatch-Jahr 2024 unterschlägt 65% der relevanten 5%-Gebiete	5
2.2	Punktuelle Visualisierung der Umspannwerke verharmlost, statt die großflächigen betroffenen Gebiete darzustellen	5
2.3	Binäre Farblogik (Rot/Grün) verschleiert das reale Investitionsrisiko und steigert unterschlagene Gebiete auf 80%	6
2.4	Nearest-Neighbour-Heuristik kann zu Fehllokalisierungen von betroffenen Anlagen führen.....	7
2.5	Verwässerung des Nenners durch Einbeziehung aller ~3.000 Umspannwerke.....	7
2.6	Methodischer Fehler: Anlagenanzahl statt installierter Leistung	7

1 Zusammenfassung

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 betroffenen Netzgebiete realistisch identifiziert und die Effekte quantifiziert werden.

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

- 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 betroffenen 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 22% bzw. 25% der PV- und Windenergieanlagen des 2025-Neubaus in 5%-Gebieten. Inklusive der Risikogebiete mit 3% bis 5% Redispatch steigt der Neubauanteil für die PV und die Windenergie auf 33% bzw. 39%.

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 Betroffenheit 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 BMW angestrebt 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 Redispatches die reale Netzanschlussituation 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

2 Erläuterung der verschiedenen Defizite der E-Bridge-Auswertung

2.1 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.

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 sehr deutlich die Neuanlagen 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 befinden sich dagegen nur 9% der PV- und Windenergie-Neuanlagen des Jahrgangs 2025 in kapazitätslimitierten (unklar, ob damit der Anlagen- oder Leistungsanteil gemeint ist).

Wenn in der BEE-Analyse nur die 2024-Redispatch-Daten ausgewählt werden, ergeben für die folgenden Effekte für die 2025-Neuanlagen: rund 8% des PV- und rund 12% 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.

2.2 Punktuelle Visualisierung der Umspannwerke verharmlost, statt die großflächigen betroffenen Gebiete darzustellen

Die Darstellung der Umspannwerke als isolierte Punkte auf den E-Bridge-Karten verschleiern 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 vereinzelt 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 finanzierbar einstufen.

2.3 Binäre Farblogik (Rot/Grün) verschleiert das reale Investitionsrisiko und steigert unterschlagene Gebiete auf 80%

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.

Gegenüber der alleinigen Nutzung der 2024-Redispatch-Daten ergibt sich damit inkl. der Risiko-Gebiete fast eine Verfünffachung der betroffenen 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 (s. 1. Punkt).
2. 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.

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.

Mit der Berücksichtigung von Risikogebieten (Vorwarnstufen s.o.) 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.

2.4 Nearest-Neighbour-Heuristik kann zu Fehllokalisierungen von betroffenen Anlagen führen

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, wie oben beschrieben, große Übereinstimmungen.

2.5 Verwässerung des Nenners durch Einbeziehung aller ~3.000 Umspannwerke

Die Betrachtung aller rund 3.000 Umspannwerke verzerrt die Betroffenheitsquote 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 Industrie- und Lastanschluss. Da an diesen Standorten aus Raumordnungs-, Abstands- oder Repowergründen 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, steigt die reale Betroffenheit im ländlichen Verteilnetz deutlich über die ausgewiesenen 5 % an.

2.6 Methodischer Fehler: Anlagenanzahl statt installierter Leistung

Folie 12 weist den Zubau von PV- und Windenergieanlagen außerhalb kapazitätslimitierter Gebiete aus. Basiert diese Auswertung auf der Anlagenanzahl, würde dies das Bild grundlegend verfälschen: Millionen kleiner Dachanlagen (< 10 kWp) dominieren die Statistik gegenüber den wenigen, aber leistungsstarken Freiflächenanlagen. Auch bei der Windenergie weisen Neuanlagen eine deutlich höhere Leistung als ältere Generationen auf. Für die Ermittlung von Netzengpässen ist ausschließlich die installierte Leistung in MW maßgeblich, nicht die Anzahl der Anlagen. Gleiches gilt für die Umspannwerke: Auch hier muss die Kapazität (MVA) anstelle der reinen Anzahl als Bewertungsmaßstab herangezogen werden.

Ansprechpartner*innen

Dr. Matthias Stark
Leiter Fachbereich Erneuerbare Energiesysteme
030 275 81 70-022
Matthias.stark@bee-ev.de

Björn Pieprzyk
Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE)
Referent Statistik und Kennzahlen
bjoern.pieprzyk@bee-ev.de

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

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

16. September 2026