

Brüssel und Berlin, 1. Juli 2026

BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin
www.bdeu.de

Stellungnahme

EU Grids Package

Versionsnummer: 1.0

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten mehr als 2.000 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 95 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

Inhalt

1.	Executive Summary	4
2.	Netzplanung	5
2.1.	Zukunftsorientierte Netzinfrastrukturplanung dank mehrerer, regelmäßig aktualisierter Szenarien	5
2.2.	Systembedarfe statt Projektvorgaben: IoSN klar ausrichten	7
2.3.	PCIs/PMIs: Bei Auswahlverfahren und Monitoring Bürokratie vermeiden ...	9
2.4.	Bestehender EU-Rechtsrahmen für Engpasserlöse ausreichend	12
3.	Netzanschluss	13
3.1.	Nicht sachgerechte Netzanschlussfristen vermeiden	14
3.2.	Definition „nicht ausreichender“ Netzkapazität notwendig	18
4.	Genehmigungsrecht	20
4.1.	Genehmigungsverfahren für Repowering nachschärfen	21
4.2.	Verschiebung des Stichtags zur Generalumwidmung bei EE-Beschleunigungsgebieten	21
4.3.	Schaffung eines „Cut-Off-Date“ sowie einer Stichtagsregelung	22
4.4.	Genehmigungsfiktion ausweiten	23
4.5.	Ausnahmen für neue Verteilnetzinfrastruktur	23
4.6.	Überragendes öffentliches Interesse	24
4.7.	Zentrales digitales Portal	24
4.8.	Anforderungen an Genehmigungssysteme	26
5.	Finanzierung	27
5.1.	Verteilnetze vollumfänglich in Resilienz- und Digitalisierungsmaßnahmen einbeziehen	27
6.	Aufgaben und Befugnisse der Regulierungsbehörden	27
7.	Weitere Punkte	29
7.1.	„Benefit Sharing“ von EE-Projekten: nationale Regeln maßgeblich	29

7.2.	Aufbau einer europäischen Wasserstoffwirtschaft	29
------	---	----

1. Executive Summary

Die Kernforderungen des BDEW zum **EU Grids Package** sind:

- › **Netzplanung:** Die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (EE) steht im Zentrum der Energieversorgung Deutschlands und wird flankiert von erneuerbaren und dekarbonisierten Gasen. Zwischen Erzeugung und Verbrauch sowie zwischen den EU-Nachbarstaaten braucht es eine gut ausgebaute Netzinfrastuktur. Insgesamt erhöht dieses System die Resilienz der deutschen und europäischen Energieversorgung sowie die Unabhängigkeit von importierten fossilen Energieträgern.
- › Szenarienentwicklung und Ermittlung von Systembedarfen dürfen nicht ausschließlich auf einem „top-down“-Ansatz basieren, vielmehr muss die **Netzplanung durchgängig berücksichtigt** werden. Nationale Gegebenheiten, regionale Besonderheiten sowie die Expertise der Netzbetreiber sind zwingend einzubeziehen, um belastbare und praxisgerechte Ergebnisse zu gewährleisten.
- › **Netzanschlussverfahren** müssen modernisiert und an die heutigen Systemanforderungen angepasst werden. Sie müssen in der Breite einfacher, standardisierter, mit nachvollziehbaren und politisch ausgehandelten Priorisierungskriterien hinterlegt sowie digitaler und transparenter werden – ohne dabei geo- und sicherheitspolitische Belange sowie spezifische Netzcharakteristika vor Ort unberücksichtigt zu lassen. Hier sollte im Einvernehmen mit der Branche auch auf europäischer Ebene eine ausgewogene Balance entwickelt werden.
- › Im **Genehmigungsrecht** sollten aus BDEW-Sicht zuvorderst **konsistente und aufeinander abgestimmte Beschleunigungsregelungen** sichergestellt werden. Der BDEW fordert, Fristen, Genehmigungsfiktionen, Umweltprüfungserleichterungen sowie Regelungen zum überragenden öffentlichen Interesse über alle betroffenen EU-Rechtsakte hinweg einheitlich, widerspruchsfrei und praxistauglich auszugestalten. Rechtsunsicherheiten und kausale Widersprüche sind dringend zu vermeiden. Statt paralleler Detailregelungen mit unterschiedlichen Formulierungen und Fristen sollte eine zentrale Regelung geschaffen werden, auf die Strombinnenmarkt-Richtlinie, Erneuerbare-Energien-Richtlinie, TEN-E-Verordnung und Gasbinnenmarkt-Richtlinie einheitlich verweisen.
- › Der BDEW begrüßt die **Priorisierung von Wasserstoff** im EU Grids Package als strategisch zentraler molekülbasierter Energieträger für Dekarbonisierung, Versorgungssicherheit und industrielle Transformation. Die vorgesehene Anhebung des Schwellenwerts für Elektrolyseure von 50 MW auf 500 MW zur Erlangung des PCI-/PMI-Status ist jedoch abzulehnen, da sie den Markthochlauf und die Entwicklung

grenzüberschreitender Wasserstoffinfrastruktur wesentlich erschweren kann. Der bisherige Schwellenwert sollte daher beibehalten werden.

- › Gleichzeitig ist auf europäischer Ebene die Verankerung **wirksamer europäischer De-Risking-Mechanismen für grenzüberschreitende Wasserstoffinfrastruktur** unerlässlich, um Projekte erfolgreich von der Planung in die Umsetzung zu führen und sowohl den Netzausbau als auch den Markthochlauf zu ermöglichen.

Im Folgenden werden die Novellen der entsprechenden Rechtsakte zur besseren Unterscheidung mit dem Zusatz „-E“ (Entwurf) bezeichnet (z. B. Art. 11 TEN-E VO-E).

2. Netzplanung

2.1. Zukunftsorientierte Netzinfrastrukturplanung dank mehrerer, regelmäßig aktualisierter Szenarien

Die im Vorschlag zur Novellierung der Verordnung zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur (TEN-E-Verordnung bzw. TEN-E VO) angelegte sektorübergreifende Netzplanung begrüßt der BDEW, da eine gute Koordinierung zwischen der Infrastrukturplanung für Strom, Gas und Wasserstoff unerlässlich ist. Ein robuster europäischer Netzausbau erfordert **mehrere, regelmäßig aktualisierte Szenarien**, die Unsicherheiten, nationale Gegebenheiten und den schnellen technologischen Wandel abbilden. Ein einziges Zentralszenario (vgl. Art. 11 TEN-E VO-E) reicht dafür nicht aus und würde langfristige Infrastrukturentscheidungen auf eine zu eng gefasste Grundlage ohne Option für alternative Entwicklungen bzw. Abweichungen stellen. Stattdessen sollte die EU-Kommission einen vollständigen Szenariensatz entwickeln, während die europäischen Vereinigungen der Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E), der Gasfernleitungsnetzbetreiber (ENTSOG) und der Wasserstoffnetzbetreiber (ENNOH) auf Basis eines von der Kommission und den Mitgliedstaaten festgelegten Rahmenwerks die technische Ausarbeitung und Modellierung übernehmen.

Eine vollständige „top-down“-Szenarienentwicklung durch die EU-Kommission, einschließlich der Modellierung, ist sowohl aufgrund fehlender regionaler Expertise (da ohne Einbindung der EU-Mitgliedstaaten sowie der Netzbetreiber) als auch wegen der notwendigen Anbindung an die Folgeprozesse in den Zehn-Jahres-Netzentwicklungsplänen (TYNDPs) – z. B. Kosten-Nutzen-Analyse, Identifizierung von Systembedarfen – aus BDEW-Sicht kritisch.

Die vorgeschlagene Ausdehnung des Zyklus für die Szenarienerstellung auf vier Jahre ist aus BDEW-Sicht kritisch zu sehen. Bei einem solch langen Zyklus besteht die Gefahr, dass zwischenzeitliche neue Erkenntnisse erst stark verspätet in den nächsten Szenarien berücksichtigt

werden können. Der bestehende Zwei-Jahres-Zyklus sollte beibehalten werden. Dies verlangt eine gute Koordination der einzelnen Arbeitsschritte, auch über die Sparten hinweg.

Zudem sollten die Nationalen Energie- und Klimapläne (NECPs) stärker in die Szenarienentwicklung eingebunden und methodisch harmonisiert werden, um Planungsqualität und Konsistenz zu sichern.

Damit die Netzplanung wirksam und zielgerichtet erfolgt, sollten die Szenarien sämtliche Erzeugungsanlagen aus erneuerbaren Energien und aus thermischen Quellen sowie die diversen Speichertechnologien, Verbraucher und Prosumer berücksichtigen. Um den künftigen europäischen Strombedarf realistisch abzubilden, ist zudem eine vertiefte Analyse der Sektorkoppelung erforderlich. Die Einbindung zentraler Technologien (bspw. Elektrolyseure, Wärmepumpen, Speicher, Elektromobilität, Rechenzentren) sowie ihre Wechselwirkungen mit dem Stromnetz tragen wesentlich zu einer effizienten und bedarfsgerechten Netzplanung bei. Es ist zudem wichtig, dass auch der regulatorische Rahmen entsprechend gestaltet wird, um eine netzdienliche Verortung der o. g. Technologien anzureizen. Neben Wasserstoff sind auch Biomethan und weitere erneuerbare Gase integraler Bestandteil eines sektorgekoppelten Energiesystems. Insbesondere Biomethan leistet durch seine Speicherfähigkeit, Transportflexibilität und kurzfristige Verfügbarkeit einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit und Systemstabilität.

Der Einsatz eines transparenten, vollständig sektorgekoppelten Energiesystemmodells für die Szenarienentwicklung kann dabei helfen, unter Berücksichtigung der nationalen Netzplanung den optimalen Ausbau der Erzeugungskapazitäten zu bestimmen und damit sowohl die Qualität als auch die Gesamteffizienz des Planungsprozesses zu erhöhen.

Die Szenarien sollten darüber hinaus sicherstellen, dass die in den NECPs sowie in den europäischen Ausbauzielen hinterlegten Ausbaupfade für Windenergie, Photovoltaik und den Wasserstoff hinreichend berücksichtigt werden. Die Netzplanung muss den politisch beschlossenen Transformationspfad unterstützen und die absehbaren Entwicklungen bei Elektrifizierung, Erneuerbaren Energien und dem Wasserstoffhochlauf angemessen berücksichtigen.

Der BDEW fordert:

- › Die TEN-E VO sollte die Erstellung mehrerer Szenarien vorsehen.
- › Der Zwei-Jahres-Zyklus für die Szenarienerstellung (nicht vier Jahre) sollte beibehalten werden.
- › Die ENTSOs und ENNOH sollten für die Entwicklung der Szenarien auf der Grundlage eines Szenarien-Rahmens zuständig sein, der von der Kommission ausgearbeitet und von den Mitgliedstaaten gebilligt wurde.

- › Diversifizierte Erzeugung sowie Sektorkopplung sollten bei der Netzplanung berücksichtigt werden, ebenso wie Elektrolyseure, Wärmepumpen, Elektromobilität und Speichertechnologien sowie große Verbraucher wie Industriecenter und Rechenzentren. Konkrete regulatorische Anreize sollten die netzdienliche Verortung dieser Technologien und Netznutzer fördern.
- › Biomethan und andere erneuerbare Gase sind in allen relevanten Szenarien der Netzentwicklungsplanung zu berücksichtigen.
- › Die Rolle der NECPs bei der Szenarienentwicklung sollte gestärkt werden.

2.2. Systembedarfe statt Projektvorgaben: IoSN klar ausrichten

Der Textvorschlag der Kommission sieht vor, dass ENTSO-E und ENNOH jeweils einen Bericht zu den Infrastrukturbedarfen entwickeln, der Lücken in der Infrastruktur kenntlich macht, die den EU-Zielen entgegenstehen (Art. 12 Abs. 1 TEN-E VO-E). Dabei soll eine Methodik angewandt werden, die durch die europäische Regulierungsagentur ACER entwickelt werden soll (Art. 12 Abs. 11 TEN-E VO-E). Ein Berichtsentwurf soll 6 Monate nach Veröffentlichung des zentralen Szenarios vorgelegt werden (Art. 12 Abs. 4 TEN-E VO-E); im Anschluss ist ein sukzessiver Prüfprozess durch die sogenannte TEN-E-Gruppe, ACER und die Europäische Kommission vorgesehen, mit der Möglichkeit der Forderung nach Nachbesserung durch ENTSO-E und ENNOH (Art. 12 Abs. 5 bis 8 TEN-E VO-E).

Nach Ansicht des BDEW muss die Identifikation von Systembedarfen (Identification of System Needs – IoSN) klar auf die Ermittlung des wirtschaftlichen Optimums grenzüberschreitender Kapazitäten ausgerichtet sein und darf keine vorweggenommenen Projektentscheidungen treffen. Die Methodik für die Bedarfsermittlung (Art. 12 Abs. 11 TEN-E VO-E) ist weiterhin durch die ENTSOs und nun auch ENNOH zu entwickeln, da die Übertragungs- und die Fernleitungsnetzbetreiber (TSOs) über die notwendige systemtechnische Expertise, Modellierungskompetenz und operative Erfahrung verfügen. Eine Verlagerung dieser Zuständigkeit zu ACER würde die technische Qualität mindern, zusätzliche Bürokratie schaffen und die Gefahr von Inkonsistenzen im Planungsprozess bergen.

Die von der Kommission vorgeschlagene Entwicklungsfrist von sechs Monaten für den Bericht über die Systembedarfe ist nicht realistisch. ENTSO-E und ENNOH müssen mindestens neun Monate Zeit eingeräumt werden, zudem muss ENTSG weiterhin in den Prozess eingebunden bleiben.

Dem Verordnungsentwurf zufolge soll für den Fall, dass die im Bericht für Strom ausgewiesenen Systembedarfe nicht vollständig über Projekte aus dem Zehnjahresnetzentwicklungsplan

Strom (TYNDP Strom) gedeckt werden können, die Europäische Kommission die Befugnis erhalten, einen Prozess zur Deckung dieser Bedarfe anzustoßen („Needs-Matching-Process“, Art. 13 Abs. 1 TEN-E VO-E). An dem Prozess sollen wiederum verschiedene Stakeholdergruppen beteiligt werden (Art. 13 Abs. 2 TEN-E VO-E).

Aus Sicht des BDEW sind diese Pläne kritisch zu sehen, da wichtige Parameter unklar oder offen bleiben (z. B. hinsichtlich der Rolle der Mitgliedstaaten, der Definition der auszuschreibenden Anforderungen und der allgemeinen Verbindlichkeit des Verfahrens). Eine zusätzliche formelle Einbindung der EU-Mitgliedstaaten in den „Needs-Matching-Prozess“ ist nach BDEW-Meinung nicht erforderlich, da der Zugang Dritter zum TYNDP-Erarbeitungsprozess bereits gegeben ist. Zentralisierte EU-Verfahren würden lediglich zu mehr Bürokratie führen, ohne die Umsetzung zu verbessern, da letztere vor allem vom politischen Engagement der Mitgliedstaaten abhängt.

Wichtig ist auch, dass endgültige Investitionsentscheidungen in nationaler Zuständigkeit bleiben müssen. EU-weite Ausschreibungsverfahren oder Verpflichtungen zur Aufnahme spezifischer Projekte in nationale Netzentwicklungspläne sind daher abzulehnen. Vielmehr sollte die regionale Koordination, z. B. über regionale TEN-E-Gruppen, sichergestellt werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sollten regionale Investitionspläne erstellen, in denen bewertet wird, inwieweit die im Rahmen von IoSN ermittelten Bedarfe durch die Projektportfolios der ÜNB abgedeckt sind und in denen Lücken oder Alternativen aufgezeigt werden, bei denen zusätzliche Infrastruktur oder Optimierungen erforderlich sind.

Der BDEW fordert:

- › Verbleib der Zuständigkeit für die Entwicklung der Methodik der Bedarfsermittlung bei den TSOs;
- › Keine EU-seitige Festlegung von verpflichtend durchzuführenden Projekten; finale Investitionsentscheidungen müssen national getroffen werden;
- › Bestehende Strukturen für die Einbindung der Mitgliedstaaten in den TYNDP reichen aus;
- › Entwicklung regionaler Investitionspläne auf Grundlage der IoSN-Ergebnisse durch die ÜNB, um eventuellen Optimierungsbedarf festzustellen.

2.3. PCIs/PMIs: Bei Auswahlverfahren und Monitoring Bürokratie vermeiden

Wie in der bisherigen TEN-E-Verordnung ist vorgesehen, dass alle zwei Jahre Projekte von gemeinsamem Interesse (PCIs) und Projekte von gegenseitigem Interesse (PMIs) ausgewählt und in einer EU-weiten Liste („Unionsliste“) festgehalten werden (vgl. Art. 3 Abs. 4 TEN-E VO-E). Wesentliche Elemente der bisherigen Verordnung sollen erhalten bleiben: Der Status als PCI bzw. PMI bewirkt einen Anspruch auf gestraffte behördliche Verfahren (schnellere Genehmigungsverfahren und Umweltverträglichkeitsprüfungen, **eine** zuständige nationale Behörde – „one stop shop“) und ermöglicht die Bewerbung auf Finanzhilfen über die „Connecting Europe Facility“ (CEF). Zudem können für PCIs die Investitionskosten (Baukosten) auf jene Mitgliedstaaten aufgeteilt werden, die von dem Projekt profitieren. Sowohl das Auswahlverfahren für die Einstufung als PCI bzw. PMI als auch die Vorschriften zur Überwachung der Einhaltung der Anforderungen sind in der TEN-E-Verordnung festgelegt.

Der BDEW unterstützt die grundsätzlichen Regelungen: Die Feststellung der energie- und klimapolitischen Notwendigkeit, die beschleunigte administrative Behandlung, der höchste nationale Bedeutsamsstatus sowie die vorrangige gerichtliche Behandlung sind grundsätzlich sachgerecht.

Viele Erleichterungen sind bereits im nationalen Recht oder durch die Umsetzung der dritten Novellierung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED III) angelegt. Auch das überragende öffentliche Interesse ist national bereits weitgehend verankert. Wichtig ist aus BDEW-Sicht, dass der PCI-Status zu spürbaren zusätzlichen Beschleunigungseffekten führt und nicht lediglich neue Verfahrensorderungen auslöst.

Die Regelungen zum überragenden öffentlichen Interesse sind dem Grunde nach zu begrüßen. Wegen der Überschneidungen mit der RED und der Strombinnenmarkt-Richtlinie (Strom-BMRL) verweist der BDEW jedoch auf seine Ausführungen zum Änderungsvorschlag zu Art. 8 Abs. 8 der Strom-BMRL (s. Abschnitt 4.6 dieser Stellungnahme). Erforderlich ist eine einheitliche, vorzugsweise zentral in einem Rechtsakt angelegte Regelung.

Die vorgesehenen Umweltprüfungserleichterungen sind nur dann sinnvoll, wenn sie tatsächlich beschleunigend wirken. Kritisch ist insbesondere, dass das Screening nach Art. 7 Abs. 10 TEN-E VO-E mit 45 Tagen länger ausgestaltet ist als nach Art. 15e RED III. Zudem sollte bei negativem Screening-Ergebnis nicht das gesamte Prüfprogramm erneut eröffnet werden. Stattdessen sollte die RED-Systematik übernommen werden, wonach es vorrangig um zusätzliche Minderungsmaßnahmen oder Ausgleichszahlungen geht.

Auch die Regelungen zur Alternativenprüfung und zu Kompensationsmaßnahmen sollten in der TEN-E-Verordnung nicht parallel und abweichend zur RED und zur Strom-BMRL geregelt

werden. Klarstellungen sind grundsätzlich zu begrüßen, dürfen aber nationale Spielräume nicht beschneiden und müssen praxistauglich bleiben.

Um den bürokratischen Aufwand zu mindern, sollten der Umfang und die Frequenz des PCI/PMI-Monitoring reduziert werden, sodass Aktualisierungen ausschließlich bei wesentlichen Meilensteinen (z. B. Wechsel der Projektphase) erforderlich sind. Ein zweijährlicher Rhythmus des Monitorings sollte ausreichen, ohne dass die Transparenz beeinträchtigt wird. Zudem würde eine Verschiebung der Monitoring-Frist vom 31. Dezember auf den 31. März den erheblichen Ressourcen- und Budgetbelastungen zum Jahresende Rechnung tragen und den Verwaltungsaufwand reduzieren, während gleichzeitig eine robuste und verlässliche Aufsicht gewährleistet bleibt.

Die vorgeschlagenen Änderungen hinsichtlich PCIs bzw. PMIs sind im Einzelnen unterschiedlich zu beurteilen:

- Kritisch: Nach der aktuellen TEN-E Verordnung können sich Elektrolyseure ab einer Kapazität von mindestens 50 MW als PCI oder PMI bewerben (vgl. Anhang II Punkt 4 zur VO (EU) 2022/869). Der vorliegende Textentwurf setzt diese Schwelle auf 500 MW herauf (Anhang II (3) und Anhang III (1) Punkt g zum TEN-E VO-E). Dadurch entfällt für Projekte unter 500 MW die Fördermöglichkeit. Dies ist kritisch zu sehen, da der PCI-/PMI-Status für Wasserstoffprojekte europaweit eine Anschubwirkung hat und sie schneller finanzierbar und umsetzbar macht – durch politische Priorisierung, beschleunigte Genehmigungen und besseren Zugang zu EU-Fördermitteln. Die Schwelle von 50 MW sollte beibehalten werden.
- Der BDEW begrüßt den Vorschlag, für Projekte, die bereits auf der PCI/PMI-Liste geführt werden, das Antragsverfahren zu vereinfachen. Diese Vereinfachung sollte ausdrücklich in den vorgeschlagenen Änderungen der TEN-E-Verordnung (Art. 3) verankert werden und nicht, wie im Kommissionsvorschlag angelegt, lediglich in Anhang III erwähnt werden.
- Smart Electricity Grid (SEG)-Projekte sollten im Rahmen der TEN-E-Verordnung vollständig als PMI förderfähig sein. Obwohl SEGs bereits als prioritäre Infrastruktur anerkannt sind, bleiben sie bislang von der PMI-Kategorie ausgeschlossen – insbesondere im Gegensatz zu Wasserstoff- und CO₂-Infrastrukturen. Diese Lücke sollte geschlossen werden, indem die Förderfähigkeit von SEGs auf alle relevanten Kategorien (inkl. Kategorie (g) in Anhang II und Anhang IV) ausgeweitet wird. Dies würde die Kohärenz des TEN-E-Rahmens stärken und sicherstellen, dass gezielt in Infrastruktur investiert wird, die unmittelbar zur Versorgungssicherheit, Bezahlbarkeit und Wettbewerbsfähigkeit von Industrie und Verbrauchern beiträgt.

- Kritisch: Gemäß der aktuellen TEN-E-Verordnung setzt die Bewerbung für EU-Fördermittel (CEF) das Durchlaufen des Cross-Border Cost-Allocation (CBCA) Prozesses voraus. In diesem muss geprüft werden, ob die Kosten eines Projektes an andere Mitgliedstaaten allokiert werden können (vgl. Art. 21 Abs. 2 Buchstabe b TEN-E VO-E). Da der Zugang zu Fördermitteln bereits mit hohen Hürden verbunden ist und es bislang noch keinen erfolgreichen Prozess zur Kostenteilung im Strombereich gibt, sollte der Erhalt von CEF-Fördermitteln nicht an die Entscheidung über die Kostenteilung geknüpft werden, um zusätzlichen Verwaltungsaufwand und die Inanspruchnahme von Ressourcen zu vermeiden. Da der CBCA-Prozess langwierig ist, besteht die Gefahr, dass die Kopplung von CBCA und CEF zu Verzögerungen bei Investitionen in Projekte in einer entscheidenden Phase führt. Hinzu kommt, dass CBCA erst ab 36 Monate vor Baubeginn durchgeführt werden kann.
- Kritisch: Die von der Kommission vorgeschlagenen Änderungen an der TEN-E-Verordnung sehen eine verpflichtende Beteiligung eines Mitgliedstaates an der Kostenteilung bereits ab einem Anteil von 10 % am Gesamtnutzen des betreffenden Projektes vor (Art. 17 Abs. 7 Buchstabe a TEN-E VO-E). Dadurch würde die CBCA von einem Ausgleichsmechanismus zu einem allgemeinen Kostenteilungsmodell gewandelt werden, welches den bürokratischen Aufwand erheblich erhöhen und das Risiko von Projektverzögerungen bergen würde. Die CBCA sollte daher zwingend an den Ausgleich eines negativen Nettonutzens gekoppelt werden. Ebenfalls sollte von einer Verpflichtung zur Kostenteilung abgesehen werden.
- Aktualisierung der Transparenzplattform nur für aktuelle PCI/PMI-Projekte: Die Kommission schlägt vor, die Transparenzplattform laufend auch für ehemalige Projekte zu aktualisieren. Die Aktualisierung dieser öffentlichen Informationen für Projekte, die keinen PCI/PMI-Status mehr haben, erlegt den Projektträgern weitere Berichtspflichten auf. Dies wirft auch die Frage nach dem Zweck der Transparenzplattform auf, wenn dort nicht mehr nur aktuelle PCI/PMI-Projekte angezeigt werden. Darüber hinaus sollten die Transparenzanforderungen (beispielsweise die Angabe detaillierter Trassenverläufe) im Hinblick auf Sicherheitsaspekte hinterfragt werden.
- Datenabfrage zu Investitionskosten pro Einheit (Unit Investment Costs, UIC): Die Erhebung von Daten zu UICs sollte entfallen, da diese von ACER erhobenen Werte keine Standardkosten darstellen, die in TYNDP- oder CBCA-Verfahren für künftig umzusetzende Projekte herangezogen werden sollten, da sich die Datenerhebung auf bereits abgeschlossene Projekte bezieht. Zukünftige Kostensteigerungen, die bereits heute absehbar sind, werden nicht berücksichtigt. Die von der Kommission vorgeschlagene Anpassung, die Datenabfrage alle zwei statt drei Jahre durchzuführen, löst diese Probleme nicht und erhöht lediglich den Aufwand der Datenmeldung.

Der BDEW fordert:

- › Erleichterungen für PCI-/PMI-Projekte auf Sachverhalte beschränken, die tatsächlich beschleunigend wirken und nicht vor allem zusätzliche Bürokratie auslösen;
- › Umfang und Frequenz des PCI/PMI-Monitorings reduzieren;
- › Zugangsschwelle zu PCI/PMI-Status für Elektrolyseprojekte bei 50 MW beibehalten (statt Anhebung auf 500 MW);
- › Regelung, für bereits auf der PCI/PMI-Liste geführte Projekte das Antragsverfahren zu vereinfachen, direkt in der TEN-E-Verordnung (Art. 3) verankern anstelle in Anhang III;
- › Vollständige Förderfähigkeit von Smart Electricity Grid (SEG)-Projekten als PMI herstellen;
- › Bewerbung für EU-Fördermittel (CEF) nicht an das Durchlaufen des Cross-Border Cost-Allocation (CBCA) Prozesses knüpfen;
- › Keine Verpflichtung zur Beteiligung eines Mitgliedstaates an der Kostenteilung (auch nicht ab einem Anteil von 10 % am Gesamtnutzen des betreffenden Projektes);
- › Pflicht zur Aktualisierung der Transparenzplattform nur für aktuelle PCI/PMI-Projekte, nicht für abgeschlossene Projekte;
- › Verzicht auf die Datenerhebung zu Investitionskosten pro Einheit (UIC) durch ACER.

2.4. Bestehender EU-Rechtsrahmen für Engpasserlöse ausreichend

Wenngleich die geplante Zweckbindung von Engpasserlösen (vgl. Art. 19 TEN-E VO-E) vom EU-Gesetzgeber gut intendiert ist, würde sie in der Praxis genau das Gegenteil hervorrufen: Die Folgen wären eine Hemmung der Finanzierungsfähigkeit und der Flexibilität der ÜNB sowie zunehmende Rechtsunsicherheit.

Bereits heute sind Engpasserlöse ein zentraler Finanzierungsbaustein für betriebliche Maßnahmen und Netzinvestitionen, und ihre Verwendung ist durch das bestehende Regelwerk (vgl. Art. 19 Abs. 2 Strombinnenmarkt-Verordnung – Strom-BMVO) umfassend geregelt. Eine rechtlich verankerte, sachgerechte Verwendung der Engpasserlöse, insbesondere für Investitionen in die Erweiterung der für die Interkonnectoren relevanten Teile der Netze, besteht damit bereits. Darüberhinausgehende, zusätzliche Vorgaben in paralleler EU-Gesetzgebung würden das System nur fragmentieren.

Besonders kritisch ist der Vorschlag eines „EU-Fonds“ zu sehen, in den 25 % der verbleibenden Engpasserlöse fließen sollen: Dieser ist nicht nur unklar definiert, sondern könnte den

notwendigen Bezug zwischen Erlösen und den zugrunde liegenden Investitionsbedarfen auflösen und Mittel zwischen den ÜNB verschieben. Zudem würden neue Einschränkungen und die etwaige Pflicht zur Bildung von Rückstellungen die Liquidität der Netzbetreiber in einer Phase hoher Investitionsanforderungen reduzieren und durch verzögerte Mittelverwendung den Wert der Erlöse mindern. Grundlegende Regeln sollten aufgrund ihrer Bedeutung direkt in spezifischen Rechtsakten (z. B. Strom-BMRL) verankert sein, statt in delegierten Rechtsakten, um Planbarkeit für Netzbetreiber zu gewährleisten. Insgesamt droht durch den Vorschlag zusätzliche Bürokratie ohne klaren Mehrwert für die Finanzierung des Netzausbaus.

Der BDEW fordert:

- › Streichung von Art. 19 TEN-E VO-E, um Fragmentierung in verschiedenen Rechtsakten zu vermeiden (die Thematik ist in Art. 19 Abs. 2 Strom-BMVO geregelt);
- › Vermeidung der Schaffung eines undefinierten Engpassentgeltfonds auf EU-Ebene;
- › Die Rolle der Engpasserlöse bei der Netzfinanzierung und dem Liquiditätsmanagement sichern: Engpasserlöse tragen zur Finanzierungskapazität und Liquidität der ÜNB zur Unterstützung des europäischen Strommarktes bei; zusätzliche Beschränkungen, Zweckbindungsaufgaben oder Pooling-Mechanismen schränken die finanzielle Flexibilität ein und können die Finanzierungsrisiken erhöhen, was dem Ziel eines beschleunigten Netzausbaus zuwiderläuft;
- › Sicherstellung einer zeitnahen Verwendung der Engpasserlöse zur Deckung des Investitionsbedarfs: Die Zuweisung der Engpasserlöse in einen Fonds auf unbestimmte Zeit ist ineffizient. Da diese Einnahmen nicht verzinst werden, mindert eine verzögerte Verwendung ihren effektiven Beitrag zur Finanzierung von Netzinvestitionen und schränkt ihren Wert für den Netzausbau ein.

3. Netzananschluss

Der Entwurf zur Änderung von Art. 17 RED III (Art. 17 RED-E) umfasst zwei Kernelemente:

- › Die Festlegung von **Fristen** für die Genehmigung von Netzananschlussverfahren für bestimmte Anlagen (Abs. 1), verbunden mit einer Genehmigungsfiktion, sofern die Fristen überschritten werden (Abs. 4).
- › Im Falle **nicht ausreichender Netzkapazität** muss der Netzbetreiber Netzananschlussanfragen mit dem Angebot einer flexiblen Netzananschlussvereinbarung beantworten. Lehnt der Petent dieses Angebot ab, muss der Netzbetreiber einen anderen

Netzverknüpfungspunkt oder ein anderes Anschlussdatum anbieten oder letzten Endes das Anschlussbegehren ablehnen (Abs. 2 und 3).

Das „Verfahren für eine Netzanschlussgenehmigung“ wird in Art. 2 Abs. 10f RED-E definiert als *„das Verfahren vom vollständigen Antrag des Projektträgers auf Netzanschluss bis zur Entscheidung des Netzbetreibers darüber, ob das Projekt an das Netz angeschlossen werden kann“*.

Damit betrifft es direkt das Verhältnis zwischen dem Netzanschlussbegehrenden und dem Netzbetreiber.

Die Vorschläge zur Anpassung von Art. 17 RED III tragen zwar der Struktur des Grids Package Rechnung; **Systematisch vorzugswürdig wäre es jedoch, die grundlegenden Vorgaben für das Netzanschlussregime in Art. 6 der Richtlinie (EU) 2019/944 (Strombinnenmarktrichtlinie) zu verankern.** Dort sollten die zentralen Regelungen und Fristen verankert werden, die insbesondere im Netzanschlussverfahren grundsätzlich für alle anzuschließenden Anlagen gleich ausgestaltet sind. Dies fördert effiziente Netzanschlussprozesse. Art. 17 RED III sollte sich demgegenüber auf gesonderten Regelungsbedarf bei den von der RED erfassten Anlagen beschränken. So könnte zum einen der Regelungsgehalt entsprechend schlanker ausgestaltet werden und zum anderen würde dies einheitliche und effiziente Prozesse fördern.

Zudem sollten Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber über Annahme oder Ablehnung von Anschlussbegehren auf der Grundlage objektiver technischer und wirtschaftlicher Kriterien (z. B. technische Kompatibilität des Projekts, Sicherheit, Netzstabilität und Zuverlässigkeit, nachgewiesener Reifegrad des Projekts, Standort des Projekts, Beitrag des Projekts zu den Energie- und Klimazielen, insbesondere zur Elektrifizierung) entscheiden, die von den EU-Mitgliedstaaten in Zusammenarbeit mit den zuständigen Behörden sowie den Netzbetreibern festgelegt werden.

3.1. Nicht sachgerechte Netzanschlussfristen vermeiden

Art. 17 Abs. 1 RED-E sieht zwei verschiedene maximale „Genehmigungsdauern“ für unterschiedliche Anlagentypen vor:

Eine Frist von **maximal einem Monat** für die „Genehmigung“ durch den Anschlussnetzbetreiber soll laut dem Textvorschlag der Kommission gelten für

- Solarenergieanlagen und Energiespeicher am selben Standort (also Co-located-Speicher) mit einer installierten Gesamtkapazität von höchstens 100 kW;

- „eigenständige“ Energiespeicher, also Stand-alone-Speicher, mit Ausnahme von Wasserstoffspeichern, mit einer installierten Gesamtkapazität von höchstens 100 kW;
- Ladestationen mit einer installierten Gesamtkapazität von höchstens 100 kW.

Nur für diese Anlagen (nicht für Anlagen, für die die Frist von drei Monaten vorgesehen ist – siehe unten) soll die Anschlussgenehmigung als erteilt gelten, sofern die Kapazität der Solaranlage, des Energiespeichers oder der Ladestationen die verfügbare vorhandene Kapazität des Anschlusses an das Verteilernetz nicht übersteigt. Damit gemeint ist nur die Anschlusskapazität, nicht die dahinter liegende Netzkapazität. Eine ähnliche Regelung besteht im EEG bereits in § 8 Abs. 6a EEG für Solaranlagen bis 100 kWp.

Eine Frist von **maximal drei Monaten** für die „Genehmigung“ durch den Anschlussnetzbetreiber soll laut dem Textvorschlag der Kommission gelten für

- Solarenergieanlagen und Energiespeicher am selben Standort mit einer installierten Gesamtkapazität von mehr als 100 kW auf bestehenden oder künftigen künstlichen Strukturen, mit Ausnahme künstlicher Wasserflächen;
- das Repowering oder die Hybridisierung bestehender EE-Anlagen (also die Schaffung einer „Hybridanlage“) nach Art. 16c und 16j RED-E. Eine Hybridanlage ist eine Anlage zur Erzeugung erneuerbarer Energie, in der mehrere Technologien für erneuerbare Energie miteinander kombiniert werden oder in der eine oder mehrere Technologien für erneuerbare Energien mit Energiespeichern kombiniert werden.

Die Frist von drei Monaten soll ausnahmsweise nicht gelten, wenn begründete Sicherheitsbedenken oder eine technische Inkompatibilität der Systemkomponenten bestehen oder aufgrund des Umfangs der Kapazitätssteigerung mehr Zeit für die Durchführung der Prüfung erforderlich ist (insbesondere bei Anlagen, die in ein veröffentlichtes Repartierungsverfahren des Netzbetreibers fallen). Für diese Anlagen soll es auch **keine Genehmigungsfiktion** geben.

BDEW-Bewertung:

Der Begriff „Genehmigung“ im Zusammenhang mit Netzanschlussbegehren ist irreführend. Netzanschlussverfahren führen zu einem bilateralen Vertrag, nicht zu einer behördlichen Genehmigung, und unterscheiden sich grundlegend von öffentlich-rechtlichen Verfahren.

Im Falle von PV-Anlagen bis 100 kWp an einem bestehenden Netzanschluss sind die Regelungen zu Netzanschlussfristen und der Anschlusserlaubnis, falls der Netzbetreiber sich nicht fristgerecht zurückmeldet („Genehmigungsfiktion“ des Netzbetreibers), bereits in Art. 16d Abs. 2 Unterabsatz 2 RED III verankert und im deutschen Recht umgesetzt (§§ 8 Abs. 5, 6a EEG 2023). Gleiches sollte ausdrücklich für Ladestationen gelten.

Mit den geplanten Änderungen an Art. 17 RED III sollen diese Regelungen auf Co-located-Speicher von bis zu 100 kW an einem bestehenden Netzanschluss sowie auf eigenständige Speicher und Ladestationen (jeweils bis zu 100 kW) erweitert werden. Für Ladepunkte in der Niederspannung gibt es im deutschen Recht bereits eine Genehmigungsfiktion (zwei Monate) in § 19 der Niederspannungsanschlussverordnung (NAV), soweit diese Anlagen nicht steuerbar sind.

Da Art. 16d Abs. 2 RED-E die Formulierung „mit einer installierten Gesamtkapazität von höchstens 100 kW“ verwendet, dürfte diese Anforderung in Deutschland jedenfalls teilweise mit dem Entwurf des § 17 Abs. 2a Satz 2 EnWG-E des „Netzanschlusspakets“ umgesetzt sein. Dieser sieht vor, dass ein Co-location-Anschluss von Speichern mit bestehenden EE-Anlagen nicht abgelehnt werden kann, wenn die maximale Einspeiseleistung nicht überschritten wird. Diese Neuregelung begrüßt der BDEW, sieht aber insofern Anpassungsbedarf, als dass die Ablehnung des Speicheranschlusses erfolgen darf, wenn der sofortige gemeinsame Anschluss technisch nicht realisierbar ist.

Die Prüfung des Anschlusses der übrigen in Art. 17 Abs. 1 Buchstabe a RED-E genannten Anlagen (eigenständige Energiespeicher sowie Ladestationen) müsste der Netzbetreiber faktisch allerdings gegenüber sonstigen Anlagen priorisieren, weil andernfalls ein Sofortanschluss drohen würde, der die konkrete Netzsituation vor Ort und insbesondere freier Netzkapazität für die Einspeisung unberücksichtigt ließe. Bei EE-Anlagen beschleunigt die Regelung eine ohnehin privilegierte Anschlusskategorie gemäß deutschem Recht; bei Speichern und Ladeinfrastruktur schafft sie dagegen faktisch einen neuen Vorrang über Fristigkeit, obwohl gerade dort die konkrete Netzsituation vor Ort entscheidend ist.

Aus Sicht des BDEW ist die vorgesehene Schaffung einer bevorzugten Behandlung für diese Anlagen im EU-Recht vor dem Hintergrund der Diskriminierungsfreiheit daher mindestens **klärungsbedürftig**. Ziel muss die Schaffung einheitlicher und skalierbarer Regeln sein, die für die große Anzahl an Anschlussanfragen, die von Netzbetreibern zu bearbeiten sind, praktikabel sind. Die Einführung von Sonderregelungen oder parallelen Anschlussregimen – etwa für bestimmte Kategorien von Anschlussnehmern oder für festgelegte geografische Gebiete – sollte vermieden werden.

Grundsätzlich müssen Netzbetreiber die Möglichkeit haben, ein **bezugsseitiges Anschlussbegehren** bei unzureichender Netzkapazität begründet ablehnen zu können. Die fiktive Annahme einer Zusage auch bei Bezugsanlagen wie Energiespeichern und Ladestationen, wenn der Netzbetreiber nicht fristgerecht auf ein Anschlussbegehren antwortet, entfaltet jedenfalls für größere Anlagen keine zusätzliche Planungssicherheit für die Petenten, denn der Netzbetreiber muss ein Begehren auch dann noch ablehnen können, wenn sich nach Ablauf der Frist herausstellt, dass die Netzkapazität physikalisch nicht ausreicht. Darüber hinaus gibt es in

vielen Netzgebieten Kapazitätsengpässe, die dazu führen, dass nicht alle Anschlussbegehren überhaupt oder in der beantragten Höhe erfüllt werden können. Die Entscheidung über die Verteilung der vorhandenen Kapazitäten auf verschiedene Anschlusspetenten erscheint vor allem dann sinnvoll, wenn Anschlussbegehren über einen bestimmten Zeitraum hinweg gesammelt und transparent und diskriminierungsfrei verteilt werden. Dies betrifft Verfahren in Spannungsebenen ab der Mittelspannung.

Eine pauschale maximale Dauer von vier Wochen für Netzananschlussverfahren von eigenständigen Energiespeichern und Ladestationen mit einer Leistung von bis zu 100 kW erscheint in der vorliegenden Form nicht sinnvoll. Für Anlagen, die in Niederspannung angeschlossen werden und die steuerbar sind, bedarf es in Deutschland schon jetzt keiner Zustimmung oder Genehmigung durch den Netzbetreiber. Für Anlagen, die in Niederspannung angeschlossen werden und nicht steuerbar sind, sollte eine Frist von maximal 2 Monaten gelten, ab Zugang der Mitteilung der Erweiterung oder Änderung der Anlage. Für Anlagen, die in der Mittelspannung angeschlossen sind und die eine Leistungsgrenze von 200 kW nicht überschreiten, sollte eine maximale Dauer von 3 Monaten gelten, soweit für das Netzgebiet kein Kapazitätsmangel vorliegt. Voraussetzung bleibt, dass der Netzbetreiber grundsätzlich auch nach Ablauf der Frist den Netzananschluss verweigern kann, wenn der Anschluss technisch nicht möglich ist oder zu Einschränkungen der Sicherheit und Zuverlässigkeit im Netz führt. Dies muss der Netzbetreiber dem Anschlussbegehrenden zügig mitteilen, um Wirtschaftlichkeit und Planbarkeit insbesondere für Anschlusspetenten zu gewährleisten.

Die Strombinnenmarkttrichtlinie sieht schon heute vor, dass der Netzbetreiber im Netzananschlussverfahren (ab Einreichung des vollständigen Antrags auf Netzananschluss bis zur Zusage durch den Netzbetreiber) regelmäßig über den Fortschritt der Bearbeitung des Netzananschlussbegehrens informieren muss. Der BDEW verweist dazu auf seine Ausführungen in seiner [Stellungnahme zum Netzpaket](#) auf nationaler Ebene. Die Entwurfsfassung zur Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) sieht vor, dass Netzbetreiber den Eingang einer Netzananschlussanfrage unverzüglich bestätigen und nach einer Dreimonatsfrist regelmäßig über den Status und die weitere Bearbeitung des Anschlussbegehrens und den geplanten zeitlichen Ablauf informieren. Aus Sicht des BDEW sind konkrete Fristigkeiten – einschließlich transparenter Informationen über den Bearbeitungsstand eines Netzananschlussbegehrens – nicht im Gesetz, sondern durch die Branche im Rahmen von allgemein anerkannten Regeln der Technik zu regeln.

Bereits bestehende strengere Informations-, Genehmigungs- und Anschlussfristen in anderen Gesetzen und Verordnungen bleiben aus Sicht des BDEW unberührt (z. B. für Letztverbraucher in der Niederspannung über die Niederspannungsanschlussverordnung, NAV). Der BDEW unterstützt die nationale Regelung eines neuen § 17d EnWG inklusive der Pflicht zur

unverzüglich Bestätigung des Eingangs des Netzanschlussbegehrens ausdrücklich und weist darauf hin, dass die bloße Aufnahme von Informationspflichten über den jeweiligen Status des Verfahrens für den Verteilnetzbetreiber in der Praxis oft nicht weiterhilft. Dies könnte entsprechend auf europäischer Ebene geregelt werden.

Für PV-Anlagen bzw. Energiespeicher von mehr als 100 kW an einem bestehenden Netzanschluss sowie für das Repowering und die Hybridisierung bestehender EE-Anlagen sieht der Kommissionsentwurf eine Frist von drei Monaten für Netzanschlussverfahren vor. In Deutschland unterliegen Netzbetreiber bereits einer Rückmeldefrist von acht Wochen für sämtliche Einspeiseanlagen (aller Größen), die unter das Erneuerbare-Energien-Gesetz fallen (vgl. § 8 Abs. 6 EEG 2023). Dies umfasst dann neben EE-Anlagen nur reine Grünstromspeicher, nicht Graustrom- bzw. Stand-alone-Speicher.

Entscheidend ist dabei: Die Frist im EEG gilt „nach Eingang der erforderlichen Informationen“, nicht nach Eingang des Anschlussbegehrens. Aus gutem Grund, denn nicht selten sind die von den Petenten bei Einreichen des Anschlussbegehrens übermittelten Informationen unvollständig oder der Netzbetreiber benötigt ergänzende Informationen (etwa aufgrund besonderer Anschlusskonstellationen). Auch in der RED ist zwingend zu berücksichtigen, dass sämtliche Netzanschlussfristen erst nach Eingang der erforderlichen Informationen gelten, nicht bereits nach Einreichen eines Anschlussbegehrens. Dies dürfte sich durch die Formulierung „das Verfahren vom *vollständigen* Antrag des Projektträgers auf Netzanschluss“ in der Definition der Netzanschlussgenehmigung bereits wiederfinden.

Hiermit wird zudem sichergestellt, dass Anschlussanfragen nicht „auf Vorrat“ erfolgen, sondern erst bei ausreichend fortgeschrittener Projektreife hinsichtlich der betreffenden Anlage wirksam gestellt werden können. Aus diesem Grund bedarf es für Anschlusspetenten vom Netzbetreiber einer Vorabinformation (auf der Website bzw. im Portal des Netzbetreibers) aller zu erbringenden Unterlagen, die für die Genehmigung des Netzanschlussantrages erforderlich sind. Nachforderungen, die im Vorfeld nicht bekannt waren, sollten nicht dazu führen, dass die Frist später beginnt.

3.2. Definition „nicht ausreichender“ Netzkapazität notwendig

Das folgende Verfahren soll nach der vorgesehenen Regelung nicht nur für die in Art. 17 Abs. 1 RED-E erwähnten Anlagen (also alle oben erwähnten Anlagen) gelten, sondern zusätzlich für alle EE-Anlagen innerhalb und außerhalb von Beschleunigungsgebieten für Erneuerbare Energie. Netzanschlussbegehren sollen innerhalb der jeweils in Art. 17 RED-E genannten Fristen,

bei EE-Anlagen innerhalb von Beschleunigungsgebieten¹ innerhalb von 12 Monaten, außerhalb von Beschleunigungsgebieten innerhalb von 2 Jahren, positiv beantwortet werden (Netzanschlusszusage), sofern die Kapazität ausreicht und der beantragte Anschluss die Stabilität, die Zuverlässigkeit und die Sicherheit des Netzes nicht beeinträchtigt. Ist dies nicht der Fall, sieht der Vorschlag vor, dass der Netzbetreiber eine flexible Netzanschlussvereinbarung anbietet. Wird diese abgelehnt, bietet der Netzbetreiber alternativ einen anderen Netzverknüpfungspunkt oder einen anderen Netzanschlusszeitpunkt an. Ist dies nicht möglich, lehnt der Netzbetreiber den Anschluss ab.

BDEW-Bewertung:

Welchen Einfluss Kapazitätsengpässe auf den Anschluss von EE-Anlagen haben können und sollen, wird derzeit in Deutschland intensiv diskutiert. Mit dem inoffiziellen Leak des „Netzanschlusspakets“, einem Referentenentwurf aus dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE), wird eine spezifische Lösung für Anschlüsse in kapazitätslimitierten Netzgebieten vorgeschlagen. Der BDEW sieht für kapazitätslimitierte Netzgebiete weiteren Prüfbedarf, der mit Augenmaß erfolgen muss (siehe [BDEW-Stellungnahme](#) „EnWG- und EEG-Regelungen zum Netzanschlussverfahren“ vom 3. Juni 2026). Insbesondere ist für die fachliche Diskussion eine belastbare Datengrundlage zur Auslastung der Umspannwerke erforderlich.

Sofern FCAs als Instrument zur Bewältigung lokaler Netzengpässe eingeführt werden, müssen sie jedenfalls weitgehend standardisiert, transparent, planbar und finanzierungsfähig ausgestaltet werden.

Zu berücksichtigen ist jedenfalls, dass es einer so hinreichenden Definition der nicht ausreichenden Netzkapazität bedarf, dass Klarheit für Netzbetreiber und Anlagenbetreiber darüber besteht, mit wieviel Redispatch-Anpassungen eine ausreichende Netzkapazität hergestellt werden kann und wann ein Abschluss eines FCA angeboten werden muss.

Der BDEW fordert:

- › Einheitliche Frist von drei Monaten für Rückmeldungen durch den Netzbetreiber bei PV-Anlagen und Co-located-Speichern, sofern nicht bereits kürzere Fristen (beispielsweise im EEG) geregelt werden;

¹ Eine Übersicht über den Planungsstand für Beschleunigungsgebiete für Windenergie zeigt die [interaktive Karte der Fachagentur Wind und Solar](#).

- › Für Netzanschlussverfahren für Speicher und Ladestationen, die an der Mittelspannung angeschlossen sind und die eine Leistungsgrenze 200 kW nicht überschreiten, sollte eine maximale Dauer von 3 Monaten gelten, soweit für das Netzgebiet kein Kapazitätsmangel vorliegt.
- › Für Speicher und Ladestationen, die in Niederspannung angeschlossen werden und nicht steuerbar sind, sollte eine Frist von maximal 2 Monaten gelten, ab Zugang der Mitteilung der Erweiterung oder Änderung der Anlage.
- › Klare Regelung, wann Netzkapazität als nicht ausreichend angesehen wird und wann ein Flexible Connection Agreement angeboten werden muss.

4. Genehmigungsrecht

Beschleunigungsbestrebungen auf EU-Ebene sind von erheblicher Bedeutung, um national zu schnelleren und effizienteren Genehmigungsverfahren zu kommen. Das EU-Recht kann durch eigene Regelungen Beschleunigung bewirken, aber ebenso kann EU-Recht Beschleunigung entgegenstehen.

Der BDEW sieht insofern für das weitere Legislativverfahren in diesem Punkt wichtigen Anpassungsbedarf.

Der BDEW fordert:

- › Sicherstellung konsistenter Beschleunigungsregelungen über alle betroffenen EU-Rechtsakte hinweg. Fristen, Genehmigungsfiktionen, Umweltprüfungserleichterungen sowie Regelungen zum überragenden öffentlichen Interesse sind einheitlich, widerspruchsfrei und praxistauglich auszugestalten. Statt paralleler Detailregelungen mit unterschiedlichen Formulierungen und Fristen sollte **eine zentrale Regelung** geschaffen werden, auf die Strombinnenmarkt-Richtlinie, Erneuerbare-Energien-Richtlinie, TEN-E-Verordnung und Gasbinnenmarkt-Richtlinie einheitlich verweisen.
- › Verschwimmen von Begrifflichkeiten vermeiden. So ist z. B. der Begriff „Genehmigung“ bei Netzanschlussverfahren irreführend. Letztere führen zu einem bilateralen Vertrag mit dem Netzbetreiber, nicht zu einer behördlichen Genehmigung und unterscheiden sich grundlegend von öffentlich-rechtlichen Verfahren.

4.1. Genehmigungsverfahren für Repowering nachschärfen

Die Regelung zum erweiterten Bestandsschutz für EE-Projekte (vgl. Art. 16c RED-E) ist grundsätzlich zu begrüßen. Insbesondere, dass eine geänderte Flächenkategorisierung das Repowering nicht verhindern darf. Auch zu begrüßen ist, dass das Repowering von Windenergie an Land unter bestimmten Voraussetzungen (Leistungssteigerung ohne erhöhten Flächenverbrauch, Lage in Beschleunigungsgebiet) vom Screening (Prüfung auf negative Umweltauswirkungen) ausgenommen sein soll.

Gleichzeitig bedarf es weiterer Klarstellungen zu den neu eingeführten Begriffen, insbesondere dazu, ob sich der Begriff „status of the land“ (Art. 16c Abs. 2b) auch auf das Planungsrecht bezieht und was unter „land surface“ (Art. 16c Abs. 4) zu verstehen ist.

Der BDEW fordert:

- › Klarstellung, dass ein Repowering a) unabhängig von der planungsrechtlichen Situation und b) auch in NATURA-2000 Gebieten möglich ist.

4.2. Verschiebung des Stichtags zur Generalumwidmung bei EE-Beschleunigungsgebieten

Bis zum 21. Mai 2024 war es unter bestimmten Voraussetzungen möglich, bestehende Gebietsausweisungen in Beschleunigungsgebiete umzuwidmen (vgl. Art. 15c Abs. 4 RED-E). Der nationale Prozess zur Ausweisung neuer Beschleunigungsgebiete funktioniert aufgrund der verspäteten Umsetzung der RED III bisweilen nicht.

Der BDEW fordert:

- › Verschiebung des Stichtags für die Umwidmung von Bestandsgebieten zu Beschleunigungsgebieten auf 2028.

Durch die Verschiebung des Stichtags wird folgender Verwaltungsaufwand vermieden:

- Für Planungsträger, die bereits Windenergiegebiete ausgewiesen haben, entfallen die Planänderungsverfahren zur „Umwidmung“ der Bestandsgebiete.
- Laufende Planungsverfahren, welche keine Beschleunigungsgebiete vorsehen, könnten zügig ohne diese Ergänzung fortgeführt werden, da die Windenergiegebiete nach Abschluss des Planungsverfahrens automatisch zu Beschleunigungsgebieten „umgewidmet“ würden.
- Für Unternehmen entfällt der Aufwand, für die „Zwischengebiete“ umfangreiche Kartierungen vorlegen und Umweltunterlagen erstellen zu müssen.
- Für Genehmigungsbehörden entfällt bei Vorhaben in Bestandsgebieten der behördenseitige Aufwand einer UVP (z. B. zusammenfassende Darstellung).

4.3. Schaffung eines „Cut-Off-Date“ sowie einer Stichtagsregelung

Der BDEW sieht in Artikel 16 Absatz 2 RED-E, der den Ablauf des Genehmigungsverfahrens regelt, Ergänzungsbedarf. Maßgeblicher Zeitpunkt für die Beurteilung der Zulässigkeit von Vorhaben sollte demnach die Sach- und Rechtslage zum Zeitpunkt des Eingangs des vollständigen Antrags sein, wobei spätere Veränderungen zum Vorteil des Antragsstellers zu berücksichtigen sind. In der Vergangenheit wurde eine solche Regelung auf nationaler Ebene vielfach unter Verweis auf das Europarecht abgelehnt. Diese Regelung sollte mit einer Stichtags-Regelung kombiniert werden, wie lange Gutachten als aktuell gelten (Vorschlag: 7-8 Jahre), verbunden mit einer materiell-rechtlichen Wirkung.

Der BDEW fordert:

- › Einführung eines „Cut-Off-Date“ für die Sach- und Rechtslage zum Zeitpunkt der Vollständigkeit der Antragsunterlagen kombiniert mit einer Stichtagsregelung, wie lange Gutachten als aktuell gelten.

Durch die Einführung eines Cut-Off-Date und einer Stichtagsregelung wird folgender Verwaltungsaufwand vermieden:

- Verfahren würden erheblich beschleunigt werden, da nach Vollständigkeit keine Anpassungen mehr aufgrund von Änderungen der Sach- und Rechtslage vorgenommen werden müssten.
- Die Entwertung von bereits erbrachtem behördlichem Verwaltungsaufwand wird vermieden, da eine Ablehnung der Genehmigung nicht mehr allein aufgrund einer überholenden Sach- und Rechtslage möglich ist.
- Es kommt nicht mehr zu unüberschaubaren Aufwandsspitzen für die Verwaltung aufgrund von „Torschluss-Panik“ der Antragstellenden bei angekündigten Anpassungen des Rechtsrahmens oder zum „Zuwarten“ der Verwaltung auf eine mögliche Änderung der Sachlage, die der Genehmigung entgegenstehen könnte. Zudem müssten bei länger andauernden Genehmigungsverfahren Behördenstellungnahmen nicht mehrfach eingeholt werden.
- Die Unternehmen erhalten Planungssicherheit. Außerdem werden „stranded investments“ durch die überholende Unzulässigkeit von Vorhaben in erheblichem Umfang vermieden.
- Die zum Teil national schon festgelegte „Gültigkeitsdauer“ von Gutachten wird europarechtlich abgesichert und erhält Rechtswirkung.

4.4. Genehmigungsfiktion ausweiten

Die vorgeschlagene Teil-Genehmigungsfiktion (vgl. Art. 16b Abs. 3 RED-E) ist in der Praxis wenig hilfreich, weil die Genehmigung künstlich aufgeteilt würde. Die Fiktion sollte daher *alle* Genehmigungsaspekte, insbesondere auch den Naturschutz, mit umfassen. Außerdem reicht eine fingierte Zustimmung in der Praxis vermutlich nicht aus, damit die Genehmigungsbehörde ohne Stellungnahme der Fachbehörde entscheidet. Es sollte auch klargestellt werden, dass die Mitgliedstaaten diese Fiktion praktisch anzuwenden haben. Deutschland hat das bei der nationalen Umsetzung der RED III nicht in ausreichender Weise getan.

Der BDEW fordert:

- › Die Genehmigungsfiktion sollte um naturschutzrechtliche Belange ergänzt werden.
- › Es sollte eine Verpflichtung der Genehmigungsbehörde aufgenommen werden, wie vom Vorhabenträger beantragt zu entscheiden.
- › Das Netzanschlussverfahren ist vom Genehmigungsverfahren zu unterscheiden.

4.5. Ausnahmen für neue Verteilnetzinfrastruktur

Ausnahmemöglichkeiten von der UVP für Verteilnetzinfrastruktur (vgl. Art. 8 Abs. 10 Strom-BMRL-E) sind aus Sicht des BDEW sehr zu begrüßen. Gerade im Verteilnetz besteht erheblicher Aus- und Umbaubedarf. Eine Unterstützung durch europäische Regelungen kann hier hilfreich sein.

Daher sollte die UVP- beziehungsweise UVP-Vorprüfungspflicht für Verteilnetzinfrastruktur generell und nicht nur in Ausnahmefällen bis zu einer Länge von fünf Kilometern entfallen zu lassen. Eine solche Regelung würde einen wirksamen Beitrag zur Verfahrensvereinfachung leisten.

Die Regelung sollte zudem nicht auf Neubauvorhaben beschränkt bleiben. Bei Neubauten mit erstmaliger Flächeninanspruchnahme wird der Ausschluss erheblicher Umweltauswirkungen häufig nur in Ausnahmefällen in Betracht kommen. Da der Netzausbau in erheblichem Umfang Ersatzneubaumaßnahmen umfasst, sollte die Regelung ausdrücklich auch Ersatzneubauten und Parallelneubauten erfassen.

Ein Ersatzneubau, der im Rahmen einer UVP-Vorprüfung als nicht UVP-pflichtig bewertet wird, sollte einem Neubau innerhalb eines Infrastrukturgebietes gleichgestellt werden können, sofern keine Natura-2000-Gebiete betroffen sind und der Vorhabenträger dies beantragt.

Entsprechend sollte die Norm auch auf Ersatz- und Parallelneubauten auf der Transportnetzebene ausgeweitet werden.

Der BDEW fordert:

- › UVP-Pflichten und UVP-Vorprüfungspflichten für Verteilnetzinfrasturktur reduzieren.
- › Ersatzneubauten und Parallelneubauten einbeziehen.

4.6. Überragendes öffentliches Interesse

Die Feststellung, dass Planung, Bau und Betrieb von Übertragungs- und Verteilinfrastruktur bis zur Erreichung der Klimaneutralität im überragenden öffentlichen Interesse liegen und der öffentlichen Gesundheit und Sicherheit dienen (vgl. Art. 16 f RED-E sowie Art. 8 Abs. 8 Strom-BMRL-E), ist aus Sicht des BDEW ausdrücklich zu begrüßen. Eine solche Regelung kann in umweltrechtlichen Ausnahmeentscheidungen sowie in sonstigen Abwägungsentscheidungen einen wichtigen Beitrag zur Beschleunigung und rechtssicheren Durchführung von Netzinfrasturkturprojekten leisten. Entscheidend ist, dass die Regelung in der Praxis klar, wirksam und ohne zusätzliche Einschränkungen angewendet werden kann.

Allerdings gibt es Rechtsunsicherheiten aus vergleichbaren Regelungen mit unterschiedlichen Formulierungen an anderer Stelle (Art. 7 Abs. 6 TEN-E-VO-Entwurf, Art. 8 Abs. 8 Strom-BMRL-Entwurf, Art. 14 VO-Entwurf zur Beschleunigung von Umweltprüfungen [Vorschlag der EU-Kommission vom 10.12.2025 als Teil des „[Umwelt-Omnibus“-Pakets](#)]). Bereits aus bestehenden Regelungen können Auslegungsfragen entstehen. Vorzugswürdig wäre eine zentrale, einheitliche Regelung, auf die in anderen Rechtsakten verwiesen wird.

Der BDEW fordert:

- › Es sollte eine einzige zentrale Regelung geben, auf die einheitlich verwiesen werden kann.
- › Mindestens sollte ergänzt werden, dass die Anlagen auch der öffentlichen Gesundheit und Sicherheit dienen; außerdem sollten Wasserstoffvorhaben ergänzt werden.

4.7. Zentrales digitales Portal

Der BDEW setzt sich schon lange für eine umfassende Digitalisierung der Genehmigungsverfahren ein. Ein verpflichtendes zentrales digitales Portal für behördliche Genehmigungsverfahren (vgl. Art. 8 Abs. 13 Strom-BMRL-E sowie Art. 16 Abs. 3a RED-E) könnte in Deutschland

helfen, den auf Länderebene schleppenden Digitalisierungsprozess voranzutreiben. Digitale Plattformen können Verfahren vereinfachen, Transparenz erhöhen und die Kommunikation zwischen Antragstellern und Behörden verbessern. Wichtig ist, dass es einheitliche Kriterien für digitale Plattformen gibt und dass die Digitalisierung für die ausführenden Akteure nicht zu zusätzlicher Komplexität führt, sondern Verfahren tatsächlich vereinfacht. Hierbei kann auf nationale „best practices“ zurückgegriffen werden (z. B. Dänemark). Denn es kommt entscheidend auf eine praxisnahe Ausgestaltung an.

Dabei ist das Genehmigungsverfahren des Netzbetreibers mit den Behörden von dem Netzan-schlussverfahren des Anschlussnehmers mit dem Netzbetreiber zu trennen. Viele Netzbetrei-ber haben in ihrem jeweiligen Zuständigkeitsbereich bereits vollständig digitale End-to-End-Prozesse für Netzan-schlüsse aufgebaut. Neue Regelungen könnten die Aufbauar-beit entwerten oder verkomplizieren.

Grundsätzlich zu begrüßen wäre eine zentrale Datenbank für behördliche Genehmigungspro- zesse, insbesondere zu Artendaten, die von allen Behörden, Stellen und Umwelt-NGOs ver- pflichtend gespeist wird und auf die alle Vorhabenträger (sektorunabhängig) Zugriff haben. Diese Aufgabe ist allerdings keine alleinige Aufgabe des Energiesektors, sondern sollte eine übergreifende zentrale Aufgabe der Umweltverwaltungen der Mitgliedsstaaten darstellen. Eine rein sektorbezogene Datenbank wird entsprechend abgelehnt.

Hinsichtlich des Zugriffs auf Daten kommt es darauf an, dass die Rechte Dritter und der Schutz kritischer Infrastrukturen berücksichtigt werden.

Kritisch ist, dass es im EU-Umwelt-Omnibus (spez. Artikel 10 der Verordnung zur Beschleuni- gung von Umweltgenehmigungen) eine ähnliche, aber nicht identische Regelung gibt. Sinnvoll wäre eine einheitliche Regelung an einer zentralen Stelle, auf die andere Gesetze verweisen.

Ein uneingeschränkter Zugriff auf Umwelt- und Geodaten sowie auf weitere Datenbestände muss ferner sorgfältig geprüft werden. Dabei sind insbesondere Rechtssicherheit, der Schutz kritischer Infrastrukturen, Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse sowie mögliche urheberrechtli- che Fragestellungen zu berücksichtigen. Hinsichtlich des Zugriffs auf Daten kommt es darauf an, dass die Rechte Dritter und der Schutz kritischer Infrastrukturen berücksichtigt werden.

Der BDEW fordert:

- › Sinnvolle Ausgestaltung von Digitalisierung und Vermeidung zusätzlicher Komplexität.
- › Keine rein sektorbezogene Datenbank, da dies zentrale Aufgabe der Umweltverwaltun- gen der Mitgliedstaaten ist.
- › Begrenzung von Datenzugriff und Wahrung von Schutzinteressen.

4.8. Anforderungen an Genehmigungssysteme

Die vorgesehenen Anforderungen an Genehmigungssysteme (vgl. Art. 8 Abs. 2 Strom-BMRL-E) enthalten teilweise Regelungsinhalte, die bereits in der geltenden Strombinnenmarkt-Richtlinie angelegt sind. Die vorgeschlagene Neufassung geht jedoch in mehreren Punkten deutlich über den bisherigen Wortlaut hinaus. Aus Sicht des BDEW sollte auf zusätzliche Vorgaben verzichtet werden, soweit hierfür kein erhebliches und konkret belegbares Regelungsbedürfnis besteht. Andernfalls besteht die Gefahr, dass neue unionsrechtliche Vorgaben zusätzliche Rechtsunsicherheiten und Umsetzungsaufwände verursachen.

Zu begrüßen ist die flächendeckende Bereitstellung von Leitlinien durch die zuständigen Behörden. Solche Leitlinien können zu mehr Einheitlichkeit, Transparenz und Planungssicherheit beitragen. Eine entsprechende Regelung erscheint insbesondere mit Blick auf Genehmigungsleitfäden sinnvoll. Trotz entsprechender Bemühungen auf nationaler Ebene sind solche Leitlinien bislang nicht flächendeckend bei allen Genehmigungsbehörden eingeführt. Für die Vorhabenträger ist es jedoch von erheblicher praktischer Bedeutung, dass die Anforderungen der Behörden an Inhalt, Aufbau und Detailtiefe von Genehmigungsanträgen transparent sind und nicht in jedem einzelnen Verfahren neu „ausgehandelt“ werden müssen.

Die vorgesehene Pflicht zur Veröffentlichung aller Entscheidungen ist sehr weitgehend. Bei der Umsetzung muss insbesondere der Schutz von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen sowie der Schutz kritischer Infrastrukturen zwingend gewährleistet bleiben. Dies gilt in besonderem Maße für KRITIS-Anlagen.

Die Veröffentlichungspflicht sollte daher sachgerecht begrenzt werden. In Betracht kommt insbesondere eine Beschränkung auf abschließende Genehmigungsentscheidungen und auf solche Verfahren, in denen eine Öffentlichkeitsbeteiligung stattgefunden hat. Zudem sollte die Veröffentlichung zeitlich begrenzt werden. Eine mögliche Formulierung könnte vorsehen, dass abschließende Genehmigungsentscheidungen für einen begrenzten Zeitraum öffentlich zugänglich gemacht werden, sofern die Öffentlichkeit am Genehmigungsverfahren beteiligt war. Zudem sollte die Veröffentlichung dann nach einem Monat auch wieder unzugänglich gemacht werden. Um in diesem Fall einen wirklich effektiven Schutz der Daten zu gewährleisten, müsste darüber hinaus sichergestellt sein, dass die Herausgabe dieser Daten nach den transparenzrechtlichen Vorschriften nicht möglich ist.

Der BDEW fordert:

- › Einheitliche Leitlinien für den Vollzug vorgeben.
- › Veröffentlichungspflicht sachgerecht und zeitlich begrenzen – KRITIS-Anlagen berücksichtigen.

5. Finanzierung

5.1. Verteilnetze vollumfänglich in Resilienz- und Digitalisierungsmaßnahmen einbeziehen

Die neuen Kategorien zu Schutz und Resilienz kritischer Netzelemente (vgl. Anhang II Ziffer 1 Buchstaben e und f zum TEN-E VO-E) sowie zur Digitalisierung dürfen nicht auf Übertragungsnetze beschränkt bleiben. Sämtliche Betriebsmittel aller Spannungsebenen, einschließlich der gesamten Verteilnetze, müssen ausdrücklich in den Anwendungsbereich einbezogen werden. Dies stellt ausreichend Investitionen sicher. Eine Beschränkung auf ÜNB-Infrastruktur würde zentrale Herausforderungen der Energiewende ignorieren. Die Resilienz und Digitalisierung des Energiesystems entscheidet sich ebenfalls maßgeblich im Verteilnetz. Ohne eine klare Einbeziehung aller Spannungsebenen besteht das Risiko, dass Investitionen fehlgeleitet werden und die dringend notwendige Modernisierung der Verteilnetze ausbleibt. Eine Ausweitung dient zudem der Vermeidung regulatorischer Schieflagen. Eine ÜNB-Fokussierung würde zu einer strukturellen Unterfinanzierung der Verteilnetze führen, obwohl gerade dort der Großteil der neuen Erzeugungsanlagen, Flexibilitäten und Verbraucher angeschlossen wird. Schließlich muss die Stärkung der gesamten Systemstabilität im Vordergrund stehen: Resilienz ist nur dann gewährleistet, wenn alle Netzebenen geschützt und digitalisiert werden. Ein selektiver Ansatz schafft Verwundbarkeiten und widerspricht dem Ziel eines robusten, integrierten europäischen Energiesystems.

6. Aufgaben und Befugnisse der Regulierungsbehörden

Gemäß Art. 59 Abs. 7 Strom-BMRL sind Tarife oder Methoden so zu gestalten, dass die notwendigen Investitionen in die Netze auf eine Art und Weise vorgenommen werden können, dass die Lebensfähigkeit der Netze gewährleistet ist. Zur Lebensfähigkeit der Netze gehört es auch, den im Zuge der Energiewende erforderlichen Um- und Ausbau der Netze in den nächsten Jahrzehnten sicherzustellen. Bis 2030 soll der Anteil der Erneuerbaren Energien und der Einspeisung in das Stromnetz in Deutschland auf 65 % steigen. Über 10 Mio. E-Fahrzeuge sollen ihren Fahrstrom aus dem deutschen Stromnetz entnehmen. Gleichzeitig läuft der Ausstieg aus der Kern- sowie Kohleenergie und muss in den Netzen abgebildet werden. Hinzu kommt die Umstellung der Gasnetze auf grüne Gase bzw. Wasserstoff.

Für die dafür notwendigen Investitionen ist ein nachhaltiger Regulierungsrahmen unerlässlich, der bereits auf europäischer Ebene die Erreichung der europäischen Klimaschutzziele in den Mittelpunkt stellt. Die Bedingungen darauf ausgerichteter Investitionen müssen in den Mitgliedstaaten zwingend ermöglicht und gefördert werden.

Der EuGH hat mit Urteil vom 2. September 2021 (C-718/18) die Regelungen der Richtlinie über die Aufgaben und Befugnisse der nationalen Regulierungsbehörde dahingehend ausgelegt, dass den Behörden eine völlige Unabhängigkeit in der Ausübung ihrer Befugnisse gewährt werden müsse. Die Mitgliedstaaten haben damit nur noch stark eingeschränkte Möglichkeiten, im Bereich der Bedingungen für den Netzanschluss und den Netzzugang (einschließlich Netzentgelten) rechtliche Vorgaben in diesem Themenfeld zu erlassen.

Die mit Urteil des EuGH bekräftigte Unabhängigkeit nationaler Regulierungsbehörden hat – jedenfalls in Deutschland – in der Folge zu erheblichen Anpassungen des bestehenden Regulierungsrahmens durch die nationale Regulierungsbehörde geführt. Mit Blick auf die erheblichen Investitionsbedarfe in den Netzausbau ist der dabei – nunmehr sowohl von Regulierungsbehörden als auch von Gerichten – herangezogene alleinige Maßstab der „Lebensfähigkeit der Netze“ jedoch nicht mehr ausreichend. Vielmehr muss der Betrieb und der Ausbau der Netze im Zeichen der europäischen Klimaschutzvorgaben stehen und zur Erreichung der damit verbundenen Ziele beschleunigt werden. Dies muss auch in dem, durch die nationalen Regulierungsbehörden auszugestaltenden, Regulierungsrahmen deutlich zum Ausdruck kommen.

Der BDEW fordert:

- › Für das Gelingen der Energiewende braucht es ein investitionsfreundliches Regulierungsrahmenwerk durch eine Anpassung von Art. 59 Abs. 7 Strom-BMRL: Netzentgelte und Eigenkapitalverzinsung müssen so ausgestaltet werden, dass Netzbetreiber den dringend erforderlichen Ausbau leistungsfähiger Stromnetze schnell, bedarfsgerecht und im Einklang mit den Klimazielen finanzieren und umsetzen können.
- › Die Anpassung des europäischen Rechts ist geboten, um den mit dem Grids Package intendierten beschleunigten Netzausbau auch finanziell über das Mindestmaß der „Lebensfähigkeit der Netze“ hinaus abzusichern und zu unterstützen. Eine ergänzende Regelung durch den nationalen Gesetzgeber ist seit dem Urteil des EuGH vom 2. September 2021 (C-718/18) europarechtlich nicht mehr möglich.
- › Eine entsprechende Anpassung wäre ebenso in Art. 78 Abs. 7 Gas-BMRL vorzunehmen, worin ebenfalls lediglich auf die „Lebensfähigkeit der Netze“ abgestellt wird.
- › Umsetzen ließe sich diese Forderung mit folgender Anpassung des Art. 59 Abs. 7 Strom-BMRL: „[...] ; diese Tarife oder Methoden sind so zu gestalten, dass die notwendigen Investitionen in die Netze auf eine Art und Weise vorgenommen werden können, **dass die Lebensfähigkeit der bedarfsgerechte Betrieb und Ausbau leistungsfähiger, zur Erreichung der Klimaschutzziele gemäß Verordnung (EU) 2021/1119 geeigneter der Netze**

ohne Verzögerung gewährleistet ist, insbesondere in Bezug auf die dafür notwendige Verzinsung des eingesetzten Kapitals.“

7. Weitere Punkte

7.1. „Benefit Sharing“ von EE-Projekten: nationale Regeln maßgeblich

Die Benefit-Sharing-Regelungen für Erneuerbare-Energien-Projekte über 10 MW (vgl. Art. 15 Abs. 3, 4 RED-E) müssen freiwillig bleiben und sich ausschließlich auf nationale Gesetzgebung stützen – ohne die verpflichtende Einbindung eines unabhängigen Facilitators. Durch verpflichtende Benefit-Sharing-Mechanismen auf EU-Ebene würden parallel zu bereits etablierten, national verankerten und lokal zugeschnittenen Modellen neue Strukturen entstehen. Dies führt zu unnötiger Komplexität, erschwert die Umsetzung vor Ort und untergräbt funktionierende nationale Verfahren. Zusätzliche europäische Vorgaben – insbesondere mit externer Facilitation – bergen das Risiko, Genehmigungs- und Abstimmungsprozesse zu verlängern. Um den Ausbau erneuerbarer Energien nicht auszubremsen, müssen Benefit-Sharing-Regelungen so gestaltet sein, dass sie Projektentwicklungen nicht verzögern. Neue verpflichtende Anforderungen würden die Kosten für Projektentwickler weiter erhöhen, ohne erkennbaren Mehrwert gegenüber bestehenden nationalen Modellen zu schaffen. Eine freiwillige, national geregelte Ausgestaltung verhindert unnötige finanzielle Belastungen und stärkt die Investitionsbereitschaft. Zudem sollte die Rolle des Facilitators minimiert werden.

7.2. Aufbau einer europäischen Wasserstoffwirtschaft

Der vorliegende Rechtsakt stärkt die Rolle von Wasserstoff als zentralem Energieträger für die Dekarbonisierung der europäischen Energie- und Industriesysteme. Zu begrüßen ist, dass Wasserstoffinfrastruktur ausdrücklich als Bestandteil der europäischen Energieversorgungssicherheit und Resilienz betrachtet wird. Das EU Grids Package erkennt die zentrale Rolle von Wasserstoff an, indem er besonders dort zum Tragen kommt, wo direkte Elektrifizierung schwierig ist (z. B. energieintensive Industrie). Wasserstoffnetze sollen Produktions- und Verbrauchszentren europaweit verbinden.

Um den Netzaufbau und den Markthochlauf zu ermöglichen, ist ein wirkungsvolles Instrument zur Risikoabsicherung der grenzüberschreitenden Infrastruktur auf europäischer Ebene jedoch unerlässlich. Daher ist es wichtig, dass die zukünftige Entwicklung von De-risking-Mechanismen für grenzüberschreitende Infrastruktur explizit in der TEN-E-Verordnung Erwähnung

findet. In diesem Sinne unterstützt der BDEW auch die Forderungen des vom BMWi erstellten Non-Papers „EU Mechanism for Cross-border Hydrogen Infrastructure“.

Gleichzeitig verfolgt der Rechtsakt das Ziel, Genehmigungs- und Planungsverfahren für Energieinfrastruktur deutlich zu beschleunigen. Hierzu werden richtigerweise bestehende Regelungen der Gasbinnenmarkt-Richtlinie (Gas-BMRL) erweitert und stärker mit den Regelungen für Stromnetze harmonisiert. Vorgeschlagen wurden u. a. folgende Anpassungen der Gas-BMRL:

- Begrenzte Nachforderung von Unterlagen: Behörden dürfen Unterlagen, Studien, Berichte vom Projektentwickler nur zeitlich begrenzt (bis 3 Monate nach Antragstellung) nachfordern; danach nur bei wesentlichen Projekt-/Umfeldänderungen und mit ausreichender Begründung;
- Ausstattung von Behörden: Mitgliedstaaten müssen sicherstellen, dass die zuständigen Behörden über ausreichende technische, finanzielle und personelle Ressourcen verfügen, um fristgerecht entscheiden zu können;
- Genehmigungsfiktion: Wird ein Antrag auf Genehmigung von Anlagen zur H₂-Produktion oder zur H₂-Infrastruktur nicht in der vorgeschriebenen Frist von 2 Jahren (in Ausnahmefällen: 3 Jahren) beantwortet, so gelten die betreffenden Schritte als genehmigt; Ausnahmen: Umweltentscheidungen sowie Verfahren in Mitgliedstaaten, in denen eine stillschweigende behördliche Zustimmung nicht vorgesehen ist. Diese ausdrückliche Ausnahme bei Umweltverträglichkeitsprüfungen ist nicht nachvollziehbar – daher sollte zur Unterstützung des H₂-Markthochlaufs Wasserstoff in solche Ausnahmeregelungen mit einbezogen werden (Konkret: Aufnahme der Wasserstoffproduktion in Art. 16f und Art. 16g aufgenommen; Streichung des Ausschlusses der Wasserstoff-Speicherung von beschleunigten Genehmigungsverfahren in Art. 11h).

Diese Beschleunigungsinstrumente sind in vergleichbarer Form auch in der Strombinnenmarkt-Richtlinie und in der RED mit Bezug auf die Strominfrastruktur bzw. auf Erneuerbare-Energien-Anlagen vorgesehen. Der BDEW spricht sich daher für eine kohärente und widerspruchsfreie Ausgestaltung über alle betroffenen Rechtsakte hinweg aus, um Doppelregelungen, abweichende Fristen und unterschiedliche Rechtsfolgen zu vermeiden. Für H₂ gilt dies insbesondere in den Bereichen Vollständigkeitsprüfung und Begrenzung von Nachforderungen (vgl. Art. 8 Abs. 5a Gas-BMRL-E), Genehmigungsfiktion für Wasserstoffprojekte (vgl. Art. 8 Abs. 5c Gas-BMRL-E), Veröffentlichungs- (vgl. Art. 8 Abs. 5d Gas-BMRL-E) sowie die Digitalisierungspflicht (vgl. Art. 8 Abs. 16 Gas-BMRL-E).

Kritisch ist zu sehen, dass für neu zu errichtende Elektrolyseure künftig ein höherer Schwellenwert bzgl. der Elektrolysekapazität zu übertreffen ist, um eine Bewerbung als Projekt von gemeinsamem Interesse (PCI) oder Projekt von gegenseitigem Interesse (PMI) zu ermöglichen (vgl. Abschnitt 2.3).

Der BDEW fordert:

- › Wirkungsvolles Instrument zur Risikoabsicherung der grenzüberschreitenden Infrastruktur für Wasserstoff explizit in der TEN-E-Verordnung verankern.
- › Instrumente zur Beschleunigung des H₂-Hochlaufs zwischen den verschiedenen Rechtsakten kohärent ausgestalten (vgl. hierzu auch entsprechende Forderungen nach einer Harmonisierung allgemeiner genehmigungsrechtlicher Forderungen).
- › Bei Elektrolyseuren: Beibehaltung des bisherigen Schwellenwerts der Elektrolysekapazität, um Bewerbung als PCI oder PMI zu ermöglichen.