



Stellungnahme der Stadtwerke München zum Referentenentwurf für ein Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Synchronisierung des Anlagenzubaues mit dem Netzausbau sowie zur Verbesserung des Netzanschlussverfahrens

Lobbyregisternummer (national): R000611

Inhalt

Einleitung	3
1. Redispatchvorbehalt ist volkswirtschaftlich ineffizient	4
2. Einführung regional differenzierter Baukostenzuschüsse (BKZ) anstelle des Redispatchvorbehaltes	5
3. Finanzielle Flankierung	6
4. Priorisierungsmöglichkeit des Netzbetreibers	7
5. Digitalisierung des gesamten Netzanschlussprozesses ab 2028.....	7
6. Umgang mit knappen Kapazitäten.....	9
a. Flexibilität bei Vergabeverfahren für Netzanschlusskapazitäten	9
b. Mechanismus zur Reservierung von Netzkapazitäten	9
7. Bestandsschutz.....	10
8. Verknüpfung Reform des Netzanschlussverfahrens mit der anstehenden Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG).....	10
9. Weitere Beschleunigung bei Planungs- und Genehmigungsverfahren beim Leitungsausbau	11
10. Volkswirtschaftlich optimale Allokation des EE-Ausbau	11
11. Resilienz, Sicherheit und Bürokratieabbau in der Umsetzung.....	12

Einleitung

Ungeachtet der europäischen und nationalen Klimaschutzziele erfordert insbesondere die aktuelle geopolitische Lage und die entsprechenden Abhängigkeiten von Importen fossiler Energien weiterhin einen konsequenten Ausbau der erneuerbaren Energien. Jeder in die Dekarbonisierung der Stromversorgung investierte Euro macht uns unabhängiger von fossilen Importen. Gleichzeitig nützt jedoch auch der massivste Zubau an EE-Erzeugungsanlagen wenig, wenn der erzeugte Strom mangels ausreichender Leitungsinfrastruktur nicht abtransportiert werden kann. Die Zunahme wetterabhängiger Erzeugungsanlagen wie Windkraft und Photovoltaik erhöht die Anforderungen an Flexibilität und Netzmanagement weiter.

Der Gesetzentwurf erkennt zwar zu Recht Netzengpässe an, setzt aber an der falschen Stelle an. Aus Sicht der SWM braucht es zusätzliche Anstrengungen zur Beschleunigung des Netzausbaus, etwa durch verbindlichere Fristen, besser ausgestattete Genehmigungsbehörden und stärker koordinierte Planung von Erzeugung, Netzen und Speichern.

Unsere Hauptsorge besteht darin, dass der aktuelle Referentenentwurf die Risiken einseitig auf die Erzeugerseite abwälzt und dadurch Investitionen in erneuerbare Energien bremst – insbesondere in ohnehin stark belasteten Netzregionen.

Um das bestehende Problem der Netzengpässe zu lösen, ohne den Ausbau erneuerbarer Energien zu behindern und Deutschland unabhängiger von geopolitischen Krisen sowie fossilen Energien zu machen, benötigt der Entwurf einige gezielte Anpassungen:

- Angesichts der geopolitischen Lage und der Abhängigkeit von fossilen Importen braucht Deutschland weiterhin einen konsequenten Ausbau erneuerbarer Energien. Dieser Ausbau gelingt jedoch nur, wenn der erzeugte Strom auch tatsächlich über ausreichende Netzinfrastruktur abtransportiert werden kann und Investitionen planbar bleiben.
- **Der Redispatch-Vorbehalt ist abzulehnen.** Er wäre zwar kurzfristig für Netzbetreiber betriebswirtschaftlich attraktiv, langfristig jedoch volkswirtschaftlich ineffizient, investitionsfeindlich und rechtlich fragwürdig. **Er droht den Ausbau erneuerbarer Energien in kritischen Regionen faktisch zu stoppen, ohne die eigentliche Ursache – den fehlenden Leitungsausbau – wirksam zu beheben.**
- Statt eines Redispatch-Vorbehalts sollten **regional differenzierte Baukostenzuschüsse für Neuanlagen** eingeführt werden, die sich am konkreten Netzausbaubedarf orientieren und einmalig bei der Investitionsentscheidung kalkulierbar sind. **Zwingende Voraussetzung ist die Berücksichtigung der BKZ bei der Ausgestaltung der CfDs** in der parallel laufenden EEG Novelle. Regional differenzierte Baukostenzuschüsse sind marktnähere, planbare Instrumente, die eine effiziente Standortwahl ermöglichen, ohne Investitionen zu blockieren.
- **Finanzielle Flankierung sicherstellen:** Die Reform des Netzanschlussverfahrens darf nicht isoliert erfolgen. Redispatch-Regelungen und Baukostenzuschüsse greifen tief in die Wirtschaftlichkeit neuer EE-Projekte ein und müssen daher zwingend mit der anstehenden EEG-Novelle und dem neuen Marktdesign (u. a. CfDs) verzahnt werden. Ohne eine Anpassung der Fördermechanik – insbesondere bei der Mindestvergütung – besteht die Gefahr, dass zusätzliche Kosten und Risiken nicht refinanzierbar sind. Das würde dem politischen Ziel eines beschleunigten EE-Ausbaus direkt widersprechen.

- **Digitalisierung ab 2028 mit Augenmaß:** Die Einführung des digitalen Netzanschlussportals ist sinnvoll, jedoch mit klarer Rechtsgrundlage zur **Nutzung mehrerer Portallösungen** (keine Monopol-Plattform). Die „unverbindliche Netzanschlussauskunft“ sollte nur bedarfsorientiert verpflichtend sein.
- **Umgang mit knappen Kapazitäten flexibilisieren:** Vergabeverfahren für Netzanschlusskapazitäten müssen bedarfsgerecht, transparent und diskriminierungsfrei sein, aber je Spannungsebene unterschiedlich ausgestaltet werden können.
- **Bestandsschutz/Übergänge:** Investitions- und Finanzierungsentscheidungen benötigen klare Rahmenbedingungen; bereits realisierte, fortgeschritten geplante oder im Bau befindliche Projekte sowie Bestandsanlagen müssen wirksam geschützt werden (ausreichende Übergangsfristen, keine rückwirkenden Eingriffe).
- **Resilienz/KRITIS-Schutz & Bürokratieabbau:** Transparenz- und Veröffentlichungspflichten sind so auszugestalten, dass sensible Netzdaten geschützt bleiben (Aggregations-/Zugriffsstufen, rollenbasierte Zugänge); Melde- und Nachweispflichten sind zu harmonisieren, um Ressourcen auf operative Sicherheit zu konzentrieren.

1. Redispatchvorbehalt ist volkswirtschaftlich ineffizient

Den im Referentenentwurf vorgesehenen Redispatch-Vorbehalt lehnen die Stadtwerke München klar ab.

Der im „Netzpaket“ vorgesehene Redispatchvorbehalt würde dazu führen, dass neue Stromerzeugungsanlagen in engpassbehafteten Netzbereichen **keinen finanziellen Ausgleich** für Abregelungen erhalten, solange der Netzausbau noch nicht erfolgt ist. Diese Regelung greift tief in die Wirtschaftlichkeit neuer EE-Projekte ein und **birgt erhebliche systemische Risiken für den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien.**

Ein zentrales Problem ist die vorgesehene Auslösung des Redispatchvorbehalts bereits dann, wenn die Wirkleistungserzeugung der unmittelbar oder mittelbar angeschlossenen Anlagen im Vorjahr nach Maßgabe von § 13a Abs. 1 EnWG um insgesamt mehr als 3 % reduziert wurde. Genau bei diesem Wert unterstellt die gesetzlich festgelegte Spitzenkappung, dass ein **Netzausbau grundsätzlich kosteneffizienter ist als die Abregelung von Erzeugungsleistung.** Ein Redispatchvorbehalt würde daher ausgerechnet in Situationen greifen, in denen volkswirtschaftlich heute ein klarer Auftrag zum Netzausbau besteht und der Fokus folglich auf dessen beschleunigter Umsetzung liegen sollte.

Der Redispatch-Vorbehalt führt dazu, dass Betreiber von EE-Anlagen einen Teil der Redispatch-Kosten tragen müssen. Sie erhalten keine Entschädigung für nicht realisierbare Deckungsbeiträge (Strommarkterlöse) wie auch entgangene Fördereinnahmen. Diese Kosten entsprechen weder den kurzfristigen (Engpasskosten) noch den langfristigen Grenzkosten (zuweisbaren Netzausbaukosten). Somit werden keine effizienten Standortanreize gesetzt.

Für Projektierer entsteht durch den Vorbehalt ein **hohes Erlös- und Finanzierungsrisiko**, da künftige Abregelungen kaum vorhersehbar sind. Während Netzbetreiber über umfassende Informationen zum Redispatchbedarf verfügen, haben EE-Investoren keine Möglichkeit, diese Risiken belastbar zu bewerten. Ohne ein verpflichtendes **Absicherungs- oder Transparenzelement**, das Zugriff auf historische wie auch künftig absehbare Redispatchmengen ermöglicht, ist der Redispatchvorbehalt für Investoren praktisch nicht kalkulierbar. Dies verteuert Kapital, schwächt Business Cases erheblich und führt voraussichtlich zu einem Rückgang des Zubaus in genau jenen Gebieten, die ohnehin Engpässe aufweisen.

Darüber hinaus bewerten wir den Redispatchvorbehalt als **nicht europarechtskonform: Art. 13 Abs. 7 der Strombinnenmarkt-Verordnung** schreibt beim kostenbasierten Redispatch einen **verpflichtenden finanziellen Ausgleich** vor – es sei denn, der Erzeuger stimmt freiwillig einem flexiblen Netzanschlussvertrag (FCA) zu. Ein pauschaler, gesetzlich verankerter Ausschluss von Entschädigungszahlungen ist somit **nicht mit dem EU-Recht vereinbar** und rechtlich angreifbar.

Zusammen genommen setzt der angedachte Redispatch-Vorbehalt keine effizienten und planbaren Standortreize zur langfristigen Senkung der Systemkosten. Die 3 %-Schwelle, die zeitliche Begrenzung des Vorbehalts auf bis zu zehn Jahre sowie die erhebliche Verteuerung der Kapitalkosten für EE-Anlagen in den betroffenen Netzgebieten kompensiert lediglich die fehlende Geschwindigkeit beim Netzausbau durch eine Verlangsamung des EE-Ausbaus, um so kurzfristig die Redispatch-Kosten zu begrenzen.

Aus unserer Sicht ist der geplante Redispatch-Vorbehalt zwar aus einzelbetriebswirtschaftlicher Sicht für Netzbetreiber attraktiv, aber volkswirtschaftlich ineffizient, systemisch schädlich, investitionsfeindlich und rechtlich fragwürdig. Der Redispatchvorbehalt als Steuerungsinstrument ist daher abzulehnen.

2. Einführung regional differenzierter Baukostenzuschüsse (BKZ) anstelle des Redispatchvorbehaltes

Aus energiewirtschaftlicher Sicht stellen **regional und nach Erzeugungstechnologie differenzierte Baukostenzuschüsse (BKZ)** ein geeignetes Instrument dar, das die Standortwahl erneuerbarer Energien volkswirtschaftlich effizient und planbar für Investoren lenken kann. Durch die gezielte regionale Differenzierung werden klare **Standortreize** geschaffen, ohne die Einsatzweise der Anlagen oder die Effizienz des Redispatch zu beeinträchtigen. Im Gegensatz zum Redispatchvorbehalt entsteht hierbei **kein unvorhersehbares Erlösrisiko**; die BKZ sind **einmalig** und für Investoren kalkulierbar, da sie vor der Investitionsentscheidung feststehen und nicht vom späteren Netzbetrieb abhängig sind. Diese Verlässlichkeit stärkt das Vertrauen in den Ausbau erneuerbarer Energien und schafft Planungssicherheit für Investoren und Betreiber gleichermaßen.

Baukostenzuschüsse sind geeignet, den Ausbau neuer Anlagen gezielt zu steuern, während bestehende Anlagen von dieser Regelung unberührt bleiben. Da die Bemessung durch Netzbetreiber erfolgt, die über detaillierte Kenntnisse zu lokalen Engpässen und dem Netzausbau verfügen, können BKZ **verursachergerecht** ausgestaltet werden. Damit unterstützen sie nicht nur die Finanzierung dringend notwendiger Netzinvestitionen, sondern vermeiden zugleich, dass der Ausbau erneuerbarer Energien durch strukturelle Hemmnisse gefährdet wird. Die BKZ tragen somit zu einer zukunftsfähigen Energieinfrastruktur bei und fördern die Investitionsbereitschaft im Bereich der erneuerbaren Energien. Eine bundeseinheitliche, transparente und praktikable Methodik sollte für die verursachergerechte Bemessung von BKZ von der Bundesnetzagentur vorgegeben werden.

Gleichzeitig muss berücksichtigt werden, dass Baukostenzuschüsse für Erzeugungsanlagen deren Investitionskosten unmittelbar erhöhen. Wird dieses zusätzliche Kostenrisiko nicht im Rahmen der Neugestaltung des übergeordneten Investitions- und Förderrahmens im Rahmen der parallel laufenden Novelle des EEG 2027 berücksichtigt, droht der Ausbau der erneuerbaren Energien ausgebremst zu werden. Vor diesem Hintergrund ist es zwingend erforderlich, dass der **Strike Price im Rahmen der doppelseitigen Contracts for Difference (CfDs) die Baukostenzuschüsse im Auktionsverfahren berücksichtigt. Eine angemessene Berücksichtigung der Baukostenzuschüsse im Förderregime stellt eine zentrale Voraussetzung dafür dar, dass die Ausbauziele weiterhin erreicht und Investitionen in die erneuerbaren Energien nicht gefährdet werden.**

Die Einführung von Baukostenzuschüssen erfordert einen konzeptionellen und regulatorischen Vorlauf und kann daher nur mittelfristig erfolgen. Zur Überbrückung dieser Übergangsphase könnten Standortanreize über eine regional differenzierte Förderung gesetzt werden, bei der die Netzkosten in vereinfachter Form als Malus in den EEG-Ausschreibungen abgebildet werden.

Aus Sicht der Stadtwerke München sind Baukostenzuschüsse das bevorzugte Instrument, um effiziente und planbare Standortsignale zu setzen, Netzengpässe zu reduzieren und zugleich die Investitionsfähigkeit der Erneuerbaren Energien dauerhaft zu sichern. Gleichzeitig stellt die Berücksichtigung der Baukostenzuschüsse im Förderregime der EEG Novelle 2027 eine zentrale Voraussetzung dafür dar, dass die Ausbauziele weiterhin erreicht und Investitionen in die erneuerbaren Energien nicht gefährdet werden.

3. Finanzielle Flankierung

Schließlich ist eine **angemessene finanzielle Flankierung** zwingend notwendig, um die durch den Redispatchvorbehalt entstehenden Risiken für Projekte zu begrenzen. Die im Rahmen der Umsetzung der Strombinnenmarkt VO einzuführende Vergütung bei den **doppelseitigen CfDs** muss die durch den **Redispatchvorbehalt und die Einführung von BKZ resultierenden Mehrkosten berücksichtigen**, um den gewünschten Erneuerbare-Energien-Ausbau nicht

auszubremsen. Instrumente wie **KfW--Derisking-Linien-, Bundesgarantien oder vergleichbare Absicherungsmechanismen** können verhindern, dass Kapitalkosten stark steigen oder Projekte ihre **PPA-Fähigkeit** verlieren.

Nur mit solchen finanziellen Stabilisierungsmaßnahmen bleibt gewährleistet, dass trotz zusätzlicher Restriktionen weiterhin ausreichend privates Kapital für den Ausbau der erneuerbaren Energien mobilisiert werden kann und sich die Kapitalkosten durch den Redispatchvorbehalt nicht wesentlich erhöhen.

4. Priorisierungsmöglichkeit des Netzbetreibers

Der Referentenentwurf sieht vor, dass Netzbetreiber künftig Netzanschlussbegehren priorisieren und depriorisieren dürfen, nachdem die Grundsätze von den ÜNB gestaltet und von der BNetzA gebilligt wurden.

Dabei wenden die ÜNB das Reifegradverfahren an. Die Möglichkeit, dass auch der VNB das Reifegradverfahren als VNB übernehmen kann, ist zu begrüßen. Da die Anzahl der Anschlussverfahren zwischen ÜNB und VNB nicht zu vergleichen ist und das Reifegradverfahren aufwendiger ist, wäre es sinnvoll, dieses Verfahren z.B. nur in der Mittelspannung und Hochspannung anwenden bzw. abändern zu können. In der Niederspannung muss ein anderes Anschlussverfahren möglich sein.

Der Referentenentwurf formuliert die Grundsätze zur Priorisierung jedoch nicht hinreichend rechtssicher aus, um einen tatsächlichen Mehrwert für Verteilnetzbetreiber zu schaffen. Es liegt nicht im Verantwortungsbereich von Verteilnetzbetreibern, durch eine individuelle Priorisierung von Kriterien Strukturpolitik durchzuführen. Daher ist es notwendig, dass die Kriterien, die zur Priorisierung von Netzanschlussbegehren herangezogen werden können, spezifiziert und erläutert werden, sodass für sämtliche Beteiligte Rechtssicherheit vorliegt.

Beim Priorisierungskonzept, dass durch die ÜNB entwickelt wird, ist zwingend darauf zu achten, dass nicht noch mehr Bürokratie und noch längeren Bearbeitungszeiten sowie keine Rechtsunsicherheit entstehen. Bei den VNB müssen wegen der Fülle der Fälle auch modifizierte Priorisierungsverfahren möglich sein. Alle Verfahren müssen rechtssicher und belastbar sein.

5. Digitalisierung des gesamten Netzanschlussprozesses ab 2028

Die Einführung eines digitalen Netzanschlussportals für alle Netzbetreiber (§17e Abs. 2) ist grundsätzlich zu befürworten. Der Referentenentwurf ist jedoch an diesem Punkt nicht ausreichend präzisiert. Der Gesetzgeber sollte hier klare und eindeutige rechtliche Grundlagen schaffen, die ausdrücklich die Möglichkeit zur Nutzung mehrerer Portallösungen im Netzanschlussprozess erlauben. Die Formulierung des Entwurfs muss dahingehend präzisiert werden, dass sowohl bestehende als auch zukünftige digitale Plattformen für den Netzanschluss anerkannt und

zugelassen werden, ohne eine verpflichtende Einführung einer einzigen Portallösung vorzuschreiben. Nur so können bewährte und etablierte Systeme weiterhin eingesetzt und eine praxisnahe Digitalisierung des Netzanschlussprozesses gewährleistet werden. Dies verhindert zusätzliche, unnötige Anpassungsaufwände und schafft Rechtssicherheit für alle Beteiligten.

Darüber hinaus wird in dem Referentenentwurf eine weitere Anforderung mit erheblichem Realisierungsaufwand an die Verteilnetzbetreiber gestellt, die sogenannte „unverbindliche Netzanschlussauskunft“. Zu Gunsten einer kleinen Nutzergruppe entstände hierdurch ein tiefgreifender Anpassungsbedarf in den Datensystemen der Verteilnetzbetreiber und massive Kosten im Zuge der Realisierung der Anforderung. Bislang wird in München der Kundenbedarf individuell ermittelt und anschließend nach einer Lösung gesucht, ohne dass Kapazitäten der Öffentlichkeit frei kommuniziert werden. Die Notwendigkeit für eine solch komplexe Lösung ist schlicht nicht gegeben. Die „unverbindliche Netzanschlussauskunft“ sollte daher an den tatsächlichen Bedarf der Verteilnetzbetreiber angelehnt werden, ohne eine Verpflichtung für alle Betreiber von Verteilnetzen zu sein.

Die im Referentenentwurf vorgesehene Einführung einer „unverbindlichen Netzanschlussauskunft“ für Verteilnetzbetreiber stellt eine zusätzliche Anforderung mit erheblichem Realisierungsaufwand dar, die für eine kleine Nutzergruppe einen tiefgreifenden Anpassungsbedarf in den Datensystemen der Verteilnetzbetreiber und massive Kosten verursachen würde. In München wird der Kundenbedarf bereits heute individuell ermittelt und es wird eine passgenaue Lösung gesucht, ohne dass Netzkapazitäten öffentlich kommuniziert werden. Eine Notwendigkeit für eine derart komplexe und kostenintensive Lösung ist nicht erkennbar.

Wir fordern, dass die Verpflichtung zur Einführung einer „unverbindlichen Netzanschlussauskunft“ nicht generell für alle Verteilnetzbetreiber gilt, sondern sich am tatsächlichen Bedarf der jeweiligen Betreiber orientiert.

Der Gesetzgeber sollte außerdem eine rechtliche Grundlagen schaffen, die ausdrücklich die Möglichkeit zur Nutzung mehrerer Portallösungen im Netzanschlussprozess erlauben.

Sollte jedoch weiterhin an der Forderung festgehalten werden, bedarf es einer Verlängerung der Umsetzungsfrist einer unverbindlichen Netzanschlussauskunft um mindestens ein Jahr auf frühestens **01.01.2029**. Eine Anpassung auf dieses Datum ist dahingehend sinnvoll, da ab diesem Zeitpunkt auch die Anforderungen aus §14a - Steuerbare Verbraucher - greifen. Eine Synchronisierung der Fristen auf ein Datum ist auch aus dem Grund sinnvoll, da Tools, die zur Umsetzung von §14a genutzt werden, i.d.R. auch eine unverbindliche Netzanschlussauskunft ermöglichen.

Gemäß Gesetzesentwurf soll der Betreiber eines Elektrizitätsversorgungsnetzes nach Eingang eines Netzanschlussbegehrens dem Netzanschlussbegehrenden innerhalb von drei Monaten klare und transparente Informationen über den Status und die weitere Bearbeitung des Netzanschlussbegehrens übermitteln.

Es bleibt unklar, welche genauen Informationen dem Kunden nach drei Monaten vorliegen müssen. Wir fordern deshalb eine Spezifikation der zu übermittelnden Daten und Dokumente.

6. Umgang mit knappen Kapazitäten

a. Flexibilität bei Vergabeverfahren für Netzanschlusskapazitäten

Der Referentenentwurf sieht vor, dass Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung einheitliche, transparente und diskriminierungsfreie Vergabeverfahren für Netzanschlusskapazitäten entwickeln und der Bundesnetzagentur zur Prüfung vorlegen. Es ist zu begrüßen, wenn Verteilnetzbetreiber ebenso auf diese Verfahren zur Vergabe von Netzanschlusskapazitäten zugreifen dürfen, um diese in der Mittel- und Hochspannung sowie den angrenzenden Umspannungsebenen anzuwenden. Für die Niederspannungsebene hingegen ist das vorgeschlagene Verfahren aufgrund der Vielzahl der Netzanschlussbegehren nicht geeignet. **Daher muss es den Verteilnetzbetreibern grundsätzlich ermöglicht werden, an die Bedarfe verschiedener Spannungsebenen angepasste, unterschiedliche Vergabeverfahren parallel anzuwenden.**

b. Mechanismus zur Reservierung von Netzkapazitäten

Der Referentenentwurf schlägt einen Mechanismus zur Reservierung von Netzkapazitäten vor, der auf objektiven, transparenten und diskriminierungsfreien Vorgaben basiert und im Konsens zwischen den Verteilnetzbetreibern vereinbart werden soll. Wir sehen hierbei einen erheblichen Abstimmungsaufwand, dessen Nutzen nicht ersichtlich ist.

Die Reservierung von Kapazitäten kann stets im Rahmen individuell angepasster Angebotsfristen ermöglicht werden. Dabei ist es auch möglich, die Dauer der Reservierung an die jeweiligen Gegebenheiten des Anschlussobjekts anzupassen. Die starre Ausgestaltung eines Reservierungsmechanismus spiegelt den Trend der zunehmenden Bürokratisierung der Energiewirtschaft wider und es sei davor zu warnen, diesem Trend weiterhin Folge zu leisten.

Die vorgeschlagenen Änderungen im Referentenentwurf sind grundsätzlich zu begrüßen, sofern sie den Anforderungen der Praxis und den unterschiedlichen Netzstrukturen Rechnung tragen. Eine flexible, transparente und bürokratiearme Ausgestaltung ist unerlässlich, um die Energiewende erfolgreich und effizient voranzutreiben. Daher sollte folgendes angepasst werden:

- **Die Vergabe von Netzanschlusskapazitäten muss für alle Spannungsebenen flexibel und bedarfsgerecht gestaltet werden.**
- **Verteilnetzbetreiber sollen die Möglichkeit erhalten, unterschiedliche Vergabeverfahren je nach Spannungsebene anzuwenden.**
- **Reservierungsmechanismen dürfen nicht zu zusätzlicher Bürokratie führen**
- **Die Reservierung von Kapazitäten kann stets im Rahmen individuell angepasster Angebotsfristen ermöglicht werden.**
- **Die Bundesnetzagentur sollte bei der Prüfung der Verfahren die Praxistauglichkeit und den bürokratischen Aufwand besonders berücksichtigen.**

- Bei allen Neuerungen muss das Ziel einer effizienten, transparenten und diskriminierungsfreien Netzintegration im Vordergrund stehen.

7. Bestandsschutz

Im Hinblick auf Investitionssicherheit und Finanzierung ist es wichtig, dass Investitions- und Finanzierungsentscheidungen weiterhin unter Kenntnis der zu beachtenden Rahmenbedingungen getroffen werden können. Anlagenbetreiber müssen zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung wissen, ob ihr Projekt zum finanziellen Ausgleich für Redispatch-Maßnahmen berechtigt ist oder nicht. Das Risiko, das eine Erzeugungsanlage zu einem späteren Zeitpunkt ggf. in einem kapazitätslimitierten Netzgebiet liegen und damit keinen Anspruch mehr auf finanziellen Ausgleich für Redispatch-Maßnahmen haben könnte, würde Investitionssicherheit und damit auch Finanzierbarkeit erheblich belasten.

Erzeugungsanlagen, die im Vertrauen auf geltende Regelungen realisiert oder geplant wurden, dürfen von den Änderungen nicht betroffen sein. Durch entsprechende ausreichende Übergangsfristen ist sicherzustellen, dass in der Planung bereits fortgeschrittene Projekte mit gesicherten Netzanschlüssen oder gar bereits in Bau befindliche Anlagen von den Änderungen nicht erfasst werden. Dies gilt insbesondere für Windenergieanlagen auf See (einschließlich von Anlagen im Küstenmeer), da die Planung solcher Anlagen besonders aufwändig und die Investitionsvolumina besonders hoch sind.

Klarzustellen ist zudem, dass Änderungen für bereits in Betrieb genommene Anlagen nicht gelten.

8. Verknüpfung Reform des Netzanschlussverfahrens mit der anstehenden Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG)

Das Gesetzgebungsverfahren zur Reform des Netzanschlussverfahrens muss zwingend eng mit der anstehenden Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) verknüpft werden. Mit der bevorstehenden Umsetzung der Strombinnenmarkt Verordnung (StrombinnenmarktVO) und dem dort vorgesehenen neuen Marktdesign - insbesondere der Einführung von Contracts for Difference (CfD), neuen Mindestvergütungsmechanismen und der stärkeren Marktintegration erneuerbarer Energien - werden die finanziellen Rahmenbedingungen für künftige EE-Projekte grundlegend neu justiert. Deshalb müssen die Regelungen zu Redispatchvorbehalt und Baukostenzuschüssen zwingend **in einem gemeinsamen System gedacht** werden: Nur wenn Netzanschlussregime und Marktdesign sauber aufeinander abgestimmt sind, können verlässliche Investitionsanreize gesetzt, Kapitalkosten stabil gehalten und die PPA-Fähigkeit der Anlagen gesichert werden.

Die Energiewende und das Erreichen der nationalen 80 % Zielszenarien erfordern jedoch ein kohärentes Gesamtpaket, das sowohl die Netzintegration als auch die Marktbedingungen ausgewogen adressiert. Daher ist es unabdingbar, dass die Reform der Netzanschlussverfahren und die EEG-Novelle nicht im zeitlichen oder inhaltlichen Alleingang verabschiedet werden, sondern in einem abgestimmten gesetzgeberischen Gesamtprozess, der die Konsequenzen für Finanzierung, Systemeffizienz und EE-Ausbau ganzheitlich berücksichtigt.

9. Weitere Beschleunigung bei Planungs- und Genehmigungsverfahren beim Leitungsausbau

Obwohl mit der letzten Novellierung des EnWG und dem Wind an Land-Gesetz bereits wichtige Schritte zur Beschleunigung von Planungs- und Genehmigungsverfahren unternommen wurden, bleibt der Leitungsausbau weiterhin deutlich hinter dem tatsächlichen Bedarf zurück. Mit dem im Referentenentwurf vorgesehenen Redispatchvorbehalt wird dieser Situation zwar Rechnung getragen. Allerdings steigen dadurch die wirtschaftlichen Risiken für Investoren in EE-Anlagen erheblich, wenn Netzengpässe über längere Zeit nicht beseitigt werden.

Ein **schnellerer und konsequenterer Ausbau der Stromleitungen ist zwingend erforderlich**, um die Risiken für EE-Projekte infolge des Redispatchvorbehalts so gering wie möglich zu halten. Jede Verzögerung im Netzausbau verlängert die Phase, in der Anlagenbetreiber im Rahmen des Vorbehalts potenziell unkompensierte Erzeugungsanpassungen hinnehmen müssen. Dies gefährdet nicht nur die Wirtschaftlichkeit einzelner Projekte, sondern schwächt insgesamt das Vertrauen in den regulatorischen Rahmen und damit die Bereitschaft, weiter in den Ausbau erneuerbarer Energien zu investieren.

Um diesen Risiken wirksam zu begegnen, müssen die bestehenden Beschleunigungsinstrumente für den Netzausbau weiterentwickelt und zusätzliche Maßnahmen ergriffen werden. Dazu gehören kürzere und verbindlichere Fristen, klar definierte Verantwortlichkeiten, ausreichend Kapazitäten und Digitalisierung aller Verfahrensschritte in den Genehmigungsbehörden. Darüber hinaus sollten Anträge bei den Genehmigungsbehörden grundsätzlich als genehmigt gelten, wenn über sie nicht innerhalb einer verbindlichen Frist entschieden worden ist.

Ein beschleunigter Netzausbau ist damit nicht nur eine technische Notwendigkeit, sondern eine zentrale Voraussetzung, um die Energiewende und die Ausbauziele der kommenden Jahre nicht zu gefährden.

10. Volkswirtschaftlich optimale Allokation des EE-Ausbaus

Für das Gelingen der Energiewende ist nicht allein die Menge der zugebauten erneuerbaren Energien entscheidend, sondern vor allem deren **räumlich optimale Verteilung im Gesamtsystem**.

Um die Gesamtkosten des Energiesystems zu senken und gleichzeitig Versorgungssicherheit und Klimaschutzziele zu gewährleisten, müssen Regionalplanung, Ausbaupfade und die von der europäischen Erneuerbaren-Richtlinien (RED III) vorgegebenen Beschleunigungsgebiete künftig noch deutlich stärker an **Netzkapazitäten, Ertragssituation und Systemeffizienz** ausgerichtet werden. Hierfür braucht es eine gezielte Weiterentwicklung der Regionalplanung - einschließlich der Möglichkeit, **Beschleunigungsgebiete** auszuweisen, in denen die Errichtung erneuerbarer Energien aufgrund besonders günstiger Rahmenbedingungen, hoher Netzdienlichkeit oder strategischer Bedeutung bevorzugt i.S.d. RED III vorangetrieben wird.

Die Identifikation solcher Gebiete darf sich nicht ausschließlich an administrativen oder pauschalen Kriterien orientieren, sondern muss auf einer **fundierten, volkswirtschaftlichen Gesamtsystemanalyse** basieren. Dabei spielen unter anderem die lokale Netzsituation, die Nähe zu Lastschwerpunkten, der Beitrag zur Reduktion von Redispatchkosten, die Möglichkeit der Colocation mit Speichern sowie die Verfügbarkeit beschleunigter Genehmigungs- und

Realisierungswege eine zentrale Rolle. Dadurch können Engpässe im Netz reduziert, Abregelungen minimiert und die Gesamtkosten des Energiesystems nachhaltig gesenkt werden.

Gleichzeitig ermöglicht eine solche systemorientierte Regionalplanung eine **bessere Synchronisierung von Erzeugungs-, Netz- und Speicherinfrastruktur**. Sie schafft Planungssicherheit für Projektierer und Netzbetreiber, reduziert Konflikte in Genehmigungsverfahren und unterstützt den zielgerichteten Einsatz knapper Ressourcen wie Personal, Flächen und Kapital. Beschleunigungsgebiete können zudem dazu beitragen, die Zeit zwischen Projektidee und Realisierung erheblich zu verkürzen und damit den EE-Ausbau dort zu verstärken, wo er systemisch den größten Nutzen stiftet.

Nur wenn der Ausbau erneuerbarer Energien künftig **strategisch geleitet und volkswirtschaftlich effizient** erfolgt, lassen sich die hohen Investitionsbedarfe sinnvoll steuern und die ambitionierten Ausbauziele in Einklang mit einem bezahlbaren, stabilen und resilienten Energiesystem erreichen. Eine entsprechende Weiterentwicklung der Regionalplanung und die Etablierung von Beschleunigungsgebieten sind daher unverzichtbare Bestandteile eines modernen, systemdienlichen Ausbauregimes.

11. Resilienz, Sicherheit und Bürokratieabbau in der Umsetzung

In den vergangenen Jahren galt in Deutschland das Prinzip größtmöglicher Transparenz als Garant für Verbrauchersouveränität und ein faires Miteinander im Energiesektor. Energieversorger wurden daher verpflichtet, ihr komplettes Versorgungsnetz im Internet offenzulegen. Die Idee dahinter: Je mehr Bürgerinnen und Bürger über den eigenen Strom- und Gasfluss erfahren, desto besser ließen sich Wettbewerbsverzerrungen vermeiden und Vertrauen schaffen. Gleichzeitig sollen Energieversorger in Zukunft zur Offenlegung sämtlicher Genehmigungsunterlagen verpflichtet werden. Doch genau diese vermeintliche Transparenz erweist sich heute als zweischneidiges Schwert.

Denn wer sämtliche technische Netzdaten frei zugänglich macht, liefert potenziellen Angreifern einen präzisen Bauplan für Sabotageakte. Öffentlich zugängliche Dokumente verraten, an welchen Stellen Anlagen lahmgelegt werden können. In einer Zeit, in der hybride Kriegsführung nicht länger ein abstraktes Schlagwort ist, sondern bittere Realität, kann diese Datenfülle leicht dafür verwendet werden, die kritische Infrastruktur anzugreifen.

Deshalb müssen wir jetzt umsteuern und die **Pflicht zur Veröffentlichung kompletter Netz- und Anlagenpläne einschränken**. Es gilt, ein intelligenteres System zu schaffen, das einerseits die nötige Transparenz für legitime Nutzer bereithält, andererseits aber entscheidende technische Details nur noch ausgewählten Stellen zugänglich macht. Ein zentrales Ressourcenregister könnte dafür sorgen, dass sensible Informationen hinter strengen Zugangsvoraussetzungen verwahrt werden. Die breite Öffentlichkeit erhält weiterhin allgemeine Überblicksdaten, ohne jedoch Einblick in die Netzgeometrie oder Anlagenausführung zu gewinnen.

Eine kluge Balance zwischen notwendiger Transparenz und schützenswerter Geheimhaltung stärkt die Resilienz unserer kritischen Infrastruktur – und damit die Sicherheit des Landes insgesamt.

Die vorgesehenen **Transparenz- und Digitalisierungspflichten** sind nur dann sinnvoll, wenn **Resilienz** und **KRITIS-Schutz** mitgedacht werden:

- **Sensible Netzdaten schützen: Detailtiefe und Aktualität** veröffentlichter Kapazitätskarten müssen so gewählt werden, dass **Angriffsflächen** nicht vergrößert werden (z. B. Kachelung, Aggregation/Cluster, Zugriffsstufen). **Zentralregister/Zugänge** strikt rollenbasiert, Protokollierung und Berechtigungskontrolle verpflichtend.
- **Harmonisierung der Nachweis- und Meldepflichten** über BSI, BNetzA, BBK etc., **Single Point of Contact** für KRITIS-Betreiber – Ressourcen gehören in **operative Sicherheitsmaßnahmen**, nicht in redundante Audits.
- **Drohnenabwehr & physische Sicherheit:** gesetzliche Klarstellungen zu Zuständigkeiten, Beleihungsoptionen ohne Betreiberpflicht, **Refinanzierung** zusätzlicher Schutzmaßnahmen (bes. bei Regulierung).