



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

I.	Einleitung	3
II.	Grundsätzliche Bemerkungen zur Reform des Netzanschlussverfahrens.....	3
1.	Verknüpfung Reform des Netzanschlussverfahrens mit der anstehenden Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG).....	3
2.	Weitere Beschleunigung bei Planungs- und Genehmigungsverfahren beim Leitungsausbau..	4
3.	Volkswirtschaftlich optimale Allokation des EE-Ausbaus	5
III.	Konkrete Vorschläge zur Ausgestaltung des Netzanschlussverfahrens.....	5
1.	Redispatchvorbehalt rechtssicher ausformen	5
a.	Klar definierter Rechtsrahmen	6
b.	Alternative Lösungsmöglichkeiten für eine volkswirtschaftlich effiziente Standortauswahl beim Ausbau erneuerbarer Energien	6
c.	Finanzielle Flankierung	6
d.	Erforderliche Engpassinformationen.....	7
2.	Baukostenzuschüsse	7
3.	Priorisierungsmöglichkeit des Netzbetreibers	8
4.	Digitalisierung des gesamten Netzanschlussprozesses ab 2028.....	8
5.	Bestandsschutz.....	8
6.	Resilienz, Sicherheit und Bürokratieabbau in der Umsetzung	9

I. 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.

Das Ziel, das Netzanschlussverfahren grundlegend zu reformieren, Anschlussbegehren zu priorisieren, digitale Prozesse als Standard zu etablieren und Transparenz über Kapazitäten herzustellen, ist grundsätzlich richtig. Wir halten es für dringend geboten, Anschlussstaus zu lösen, Engpässe netz- und volkswirtschaftlich effizient zu bewirtschaften und effiziente Standortentscheidungen vor dem Hintergrund der resultierenden Netzkosten zu ermöglichen. Die einseitig den Erneuerbaren-Ausbau belastenden Vorschläge im Referentenentwurf sind jedoch abzulehnen.

Um die das bestehende Problem zu lösen, bedarf der Entwurf einiger Anpassungen: Das Gesetzgebungsverfahren zur Reform des Netzanschlussverfahrens muss zwingend eng mit der anstehenden Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) verknüpft werden. Die vorgesehenen Eingriffe - insbesondere der Redispatchvorbehalt nach § 14 Abs. 1d EnWG neu sowie die Einführung von Baukostenzuschüssen für neue erneuerbare Energien - entfalten erhebliche Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit und Finanzierbarkeit von EE-Projekten. Beide Regelungsbereiche greifen tief in die Erlösstrukturen, Risikoallokation und Standortentscheidungen von EE-Investoren ein und können nicht isoliert voneinander betrachtet werden, ohne Investitionssignale zu verzerren. Bestehende (Referenzertragsmodell und Flächenausweisung) und neue Instrumente zur Standortsteuerung (wie BKZ bzw. Einspeiseentgelte und der Redispatch-Vorbehalt) müssen aufeinander abgestimmt werden und mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) verknüpft werden. Damit durch die neuen Vorgaben des Netzanschlussverfahrens weiterhin das notwendige **Kapital mobilisiert** und nicht zu Zurückhaltung bei Investitionen in den Ausbau der Erneuerbaren Energien führt, sind mindestens folgende Nachsteuerungen notwendig:

II. Grundsätzliche Bemerkungen zur Reform des Netzanschlussverfahrens

1. 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.

2. 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 unkompenzierte 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.

Ebenso wichtig ist eine frühzeitige und eng koordinierte Planung von Erzeugungs-, Netz- und Speicherinfrastruktur, damit Engpässe gar nicht erst entstehen oder schnell überwunden werden können.

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.

3. 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.

III. Konkrete Vorschläge zur Ausgestaltung des Netzanschlussverfahrens

1. Redispatchvorbehalt rechtssicher ausformen

Der 10-jährige Redispatch-Vorbehalt schafft neben volks- und netzwirtschaftlichen Vorteilen in den betreffenden Netzgebieten massive Unsicherheit über künftige Business Cases der Investoren und verschlechtert deren Finanzierungsbedingungen erheblich. Wird der Redispatchvorbehalt **ohne Verknüpfung mit der anstehenden EEG-Novelle eingeführt**, steht zu befürchten, dass die Investitionen in den limitierten Netzgebieten und damit insgesamt der volkswirtschaftlich vorteilhafte Zubau an Erneuerbaren-Anlagen stark zurückgehen wird. Potentiell erhöhte Investitionen in nicht limitierten Netzgebieten werden diese Reduktionen nicht auffangen können.

a. Klar definierter Rechtsrahmen

Um den Redispatchvorbehalt rechtssicher und investitionsverträglich auszugestalten, ist zunächst eine **klar definierte gesetzliche Regelung** für die Ausweisung kapazitätslimitierter Netzgebiete erforderlich. Dies umfasst eindeutige Kriterien im EnWG für die Feststellung und Begründung der Limitierung, klare Vorgaben zur maximalen Geltungsdauer sowie transparente Verfahren für die regelmäßige Überprüfung und Aufhebung solcher Ausweisungen gemäß § 14 Abs. 1d EnWGneu. Ergänzend braucht es **vertragliche Mindeststandards** für den in § 8 Abs. 4 EEGneu vorgesehenen Verzicht auf Ausgleichszahlungen, damit Anlagenbetreiber verlässliche Bedingungen für die Planung und Finanzierung ihrer Projekte vorfinden.

Darüber hinaus müssen **transparente Begründungspflichten, verbindliche Fristen und regelmäßige Evaluierungen** vorgeschrieben werden, damit die Ausweisung kapazitätslimitierter Gebiete nachvollziehbar und überprüfbar bleibt. Zentral ist hierbei die im Entwurf enthaltene Pflicht der Netzbetreiber, in diesen Gebieten einen **prioritären Netzausbau** sicherzustellen, sodass Fortschritte messbar sind und der Zustand der Kapazitätslimitierung nicht unnötig verlängert wird.

b. Alternative Lösungsmöglichkeiten für eine volkswirtschaftlich effiziente Standortauswahl beim Ausbau erneuerbarer Energien

Neben dem im Referentenentwurf vorgesehenen Redispatch-Vorbehalt existieren weitere Instrumente, die geeignet sind, eine volkswirtschaftlich effiziente Standortwahl beim Ausbau erneuerbarer Energien zu fördern - jedoch ohne die erheblichen Investitionsrisiken, die mit einem vollständigen Verzicht auf Redispatch-Entscheidungen einhergehen. Eine mögliche Alternative ist eine **regional differenzierte Förderung (für neue Anlagen)**, die sich an den *technologiespezifischen Redispatch-Kosten* der jeweiligen Netzgebiete orientiert. Durch diese regulierte Preisdifferenzierung entsteht ein klarer ökonomischer Anreiz, Projekte dort zu errichten, wo sie systemisch den größten Nutzen stiften und geringere Engpasskosten verursachen.

Eine weitere Alternative sind **dynamische Netzentgelte für Einspeiser**, die netzseitige Knappheiten in Form zeitvariabler oder ortsabhängiger Netzentgelte abbilden.

Wichtig ist jedoch, dass diese Instrumente **nicht parallel** zum Redispatch-Vorbehalt eingeführt werden. Eine Kombination der Ansätze würde dazu führen, dass Erzeuger mehrfach belastet oder widersprüchlichen Lenkungswirkungen ausgesetzt werden. Damit drohen Fehlanreize, Planungsunsicherheiten und ein insgesamt ineffizientes Regulierungsgefüge. Aus Sicht der SWM ist daher klar: Bei Einführung des **Redispatch-Vorbehalts muss dieser mit dem neuen EEG Marktdesign verknüpft werden oder alternativ ein System regional differenzierter Förderung bzw. dynamischer Netzentgelte eingeführt werden. Keinesfalls aber sollten sich die Instrumente überlagern**. Nur ein konsistentes und klar abgegrenztes Instrument kann die erforderlichen Standortsignale setzen, ohne unnötig Investitionen in den Ausbau der erneuerbaren Energien zu gefährden.

c. 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 den 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.

d. **Erforderliche Engpassinformationen**

Ein Redispatchvorbehalt ist nur vorstellbar, wenn die dadurch resultierenden Mindererlöse für Projektierer kalkulierbar (bzw. abschätzbar) sind. Dafür benötigen die Projektierer ein Mindestmaß an Einblick in die Engpasssituation. Bei berechtigtem Interesse sollten deshalb die Netzbetreiber potenziellen Investoren die historischen, jährlichen Redispatchmengen je Erzeugungstechnologie im zutreffenden Netzbereich mitteilen.

2. **Baukostenzuschüsse**

Ein Baukostenzuschuss kann grundsätzlich ein geeignetes Instrument sein, um eine netzdienliche Standortwahl zu fördern und den Verteilnetzbetreibern zusätzliche Liquidität für den dringend notwendigen Netzausbau zur Verfügung zu stellen. Voraussetzung hierfür ist jedoch eine **differenzierte und faire Ausgestaltung**. So sollte der Baukostenzuschuss zwar *grundsätzlich für alle Kundengruppen gleichermaßen* gelten, jedoch **örtlich variieren**, abhängig vom spezifischen Ausbaubedarf innerhalb des jeweiligen Verteilnetzgebietes. Auf diese Weise lässt sich zielgerichtet dort ein Lenkungseffekt erzielen, wo Netzkapazitäten knapp sind oder hoher Investitionsbedarf besteht, während Regionen mit ausreichenden freien Kapazitäten nicht unnötig belastet werden.

Darüber hinaus sollte der Baukostenzuschuss **zeitlich flexibel anpassbar** sein, um auf veränderte Netzbedingungen, Materialpreise oder Ausbauprioritäten reagieren zu können. Eine solche Flexibilität erfordert zugleich eine **neue Methodik**, die eine dynamischere, netzwirtschaftlich orientierte Steuerung ermöglicht. In diesem Sinne kann der Baukostenzuschuss als **Alternative oder perspektivisch auch als Ergänzung zu dynamischen Netzentgelten** dienen.

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 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 möglichen Vorgaben der Bundesnetzagentur durch Festlegung nach § 29 EEG zum BKZ müssen in § 17 EEG genauer spezifiziert und rechtssicher formuliert werden.

3. Priorisierungsmöglichkeit des Netzbetreibers

Der Referentenentwurf sieht vor, dass Netzbetreiber künftig Netzanschlussbegehren nach klar definierten Kriterien priorisieren und depriorisieren dürfen, nachdem die Rahmenbedingungen von den ÜNB gestaltet und von der BNetzA gebilligt wurden. Generell spricht nichts gegen eine Priorisierung, wenn die Vorgaben für die Verteilnetzbetreiber klar und einheitlich sind. Es ist grundsätzlich aus volkswirtschaftlicher Sicht auch sinnvoll, dass in bestimmten Netzgebieten, in denen trotz beschleunigter Vorgehensweise der Strom nicht abtransportiert werden kann, der weitere Ausbau von Erzeugungsanlagen verlangsamt, aber nicht gestoppt wird.

Beim Priorisierungskonzept, das durch die ÜNB entwickelt wird, ist zwingend darauf zu achten, dass nicht noch mehr Bürokratie und noch längeren Bearbeitungszeiten sowie keine Rechtsunsicherheit entstehen.

4. Digitalisierung des gesamten Netzanschlussprozesses ab 2028

Die Einführung eines digitalen Netzanschlussportals für alle Netzbetreiber (§17e Abs. 2) ist grundsätzlich zu befürworten. Dieser Schritt stärkt die Energiewende unmittelbar.

Allerdings 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.

5. 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.

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

6. 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).