# Stellungnahme der E.ON SE zur Einleitung eines Verfahrens und Veröffentlichung von Eckpunkten zur Festlegung eines Regulierungsrahmens für Übertragungsnetzbetreiber [GBK-25-01-1#2]

Die Stellungnahme wird für folgende Netzbetreiber abgegeben:

- Avacon Netz GmbH, Schillerstraße 3, 38350 Helmstedt
- Avacon Hochdrucknetz GmbH, Schillerstraße 3, 38350 Helmstedt
- Bayernwerk Netz GmbH, Lilienthalstr. 7, 93049 Regensburg
- E.DIS Netz GmbH, Langewahler Str. 60, 15517 Fürstenwalde/Spree
- energis-Netzgesellschaft mbH, Heinrich-Böcking-Straße 10-14, 66121 Saarbrücken
- Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH, Industriestraße 10, 06184 Kabelsketal
- Mitteldeutsche Netzgesellschaft Gas mbH, Industriestraße 10, 06184 Kabelsketal
- Mitteldeutsche Netzgesellschaft Gas HD mbH, Industriestraße 10, 06184 Kabelsketal
- Schleswig-Holstein Netz GmbH, Schleswag-HeinGas-Platz 1, 25451 Quickborn
- LEW Verteilnetz GmbH, Schaezlerstraße 3, 86150 Augsburg
- Syna GmbH, Ludwigshafener Straße 4, 65929 Frankfurt
- VSE Verteilnetz GmbH, Heinrich-Böcking-Str. 10-14, 66121 Saarbrücken
- Westnetz GmbH, Florianstraße 15-21, 44139 Dortmund

Für Rückfragen und Diskussionen unserer Positionen stehen wir Ihnen jederzeit sehr gerne für ein vertiefendes Gespräch zur Verfügung.

Freundliche Grüße

E.ON SE

## Inhalt


***Management Summary*** ..... 3

***1. Jährlichkeitsprinzip – Entfall Zeitverzug bei der Kostenweitergabe auch für VNB nötig*** ..... 6

***2. Unterschiedliche regulatorische Modelle zur Behandlung von Redispatch*** ..... 7

***3. Leistungsanreize auch für VNB*** ..... 8

***4. Forschung und Entwicklung – Unterstützung und Anreize*** ..... 9

## *Management Summary*

Die neuen Regulierungsrahmen für Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber können u.E. nicht isoliert voneinander weiterentwickelt werden. Dies ist bereits darin begründet, dass gerade in höheren Verteilnetzebenen vergleichbare Betroffenheiten von ÜNB und VNB vorliegen (z.B. international zu deckende Finanzierungsbedarfe, qualifizierte Genehmigungserfordernisse, Redispatch-Hochläufe).

Daher sind die Wechselwirkungen der Konsultationen für ÜNB und VNB von der BNetzA zu berücksichtigen. Einen Anstoß hierzu unternimmt diese Stellungnahme.

**Daher erlauben wir uns auch im formalen Sinne, unsere eingereichte Stellungnahme zu RAMEN im Lichte der Vorschläge für den neuen ÜNB-Regulierungsrahmen durch diese Stellungnahme zu ergänzen. Daher bitten wir um entsprechende Berücksichtigung dieser ergänzenden Stellungnahme zusätzlich für das Konsultationsverfahren RAMEN.**

**Stand VNB:** Auf Basis der am 16.01.2025 veröffentlichten „Tenorierungen mit Erwägungen" der Bundesnetzagentur hat E.ON fristgerecht zum 28.02.2025 entsprechende Stellungnahmen zu den Festlegungsverfahren RAMEN und der StromNEF / GasNEF eingereicht. (Hinweis: Hier konnte auf die ÜNB-bezogenen Themen nicht eingegangen werden, da diese erst danach veröffentlicht wurden). Bisher haben wir deutlich gemacht,

- mit welchen **kontinuierlich wachsenden und komplexen Anforderungen** VNB im Hinblick auf den **Ausbau der Netze und der Integration erneuerbarer Energien** konfrontiert sind,
- wie bedeutsam eine entsprechend **zielgerichtete Weiterentwicklung und Ausgestaltung des Regulierungsrahmens** NEST für die Realisierbarkeit und Geschwindigkeit der Energiewende sein wird, um den Investitionshochlauf und den damit einhergehenden (Re)-Finanzierungsbedarf bewältigen zu können,
- welche **massiven Schlechterstellungen die Tenorierungen** für die VNB gegenüber dem Status Quo bedeuten würden
- und welche **Anpassungen des Regulierungsrahmens** wir für dringend erforderlich halten, um die Energiewende umsetzen zu können.

**Stand ÜNB:** Nach Ablauf der offiziellen Stellungnahmefrist der VNB wurden am 05.03.2025 die Eckpunkte zur Weiterentwicklung eines Regulierungsrahmens für Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) veröffentlicht. Darin werden Vorschläge zur Anpassung des Regulierungsrahmens zur Diskussion gestellt, die auch für VNB zu prüfen sind. Wir nutzen daher die Gelegenheit, diese grundsätzlich einzuordnen.

Die Ausführungen im Eckpunktepapier für die ÜNB erscheinen insgesamt "treffsicherer" im Sinne einer Unterstützung der ÜNB bei der Bewältigung ihrer Herausforderungen als dies im NEST-Prozess der Fall ist. Dagegen ergeben sich gemäß den Tenorierungen für die Verteilnetzbetreiber (VNB), wie bereits in der RAMEN-Stellungnahme vorgetragen (vgl. Seite 3), solche Verbesserungen nicht, sondern wir haben eine Vielzahl von potenziellen Schlechterstellungen der VNB identifiziert. D.h. den VNB wird die Bewältigung ihrer Pflichten zusätzlich erschwert.

Die Anpassungen gem. den ÜNB-Eckpunkten werden durch die Behörde u.a. mit der starken Sonderentwicklung und Investitionsbedarfen begründet, denen aufgrund der geringen Anzahl an ÜNB nun individuell begegnet werden soll.

In diesem Zusammenhang möchten wir darauf hinweisen, dass die Energiewende nicht nur in Übertragungsnetzen, sondern im gleichen Umfang auch in den Verteilnetzen stattfindet. Auch die vergleichbaren Investitionsbedarfe in Übertragungs- und Verteilnetzen spiegeln das wider. Kam der Strom ursprünglich aus zentralen, weitgehend steuerbaren Großkraftwerken, die in das Übertragungsnetz einspeisten und über die Verteilnetze zu den gut planbaren, bedarfsgetriebenen Verbrauchern verteilt wurde, sind die Verteilnetze mittlerweile zu Einspeise- und Transportnetzen geworden, von denen der Erfolg der Energiewende auch in anderen Regionen Deutschlands abhängt.

Über 90 % aller erneuerbaren und weitüberwiegend volatilen Erzeugungsanlagen sind auf Verteilnetzebene angeschlossen. Aus den bislang eher passiven Verbrauchern werden flexible „Prosumer". Aus dem Verteilnetz wird die zentrale Drehscheibe der Energiewende. Nahezu alle Lademöglichkeiten für E-Mobilität, Wärmepumpen,

elektrifizierte Industrieprozesse, Rechenzentren, Batteriefabriken und das Ermöglichen vieler weiterer Formen der nachhaltigen Energienutzung (z.B. Elektrolyse, PtH für Wärmenetze) kommen hier zusammen. Durch die konsequente Einbindung neuer EE-Anlagen auch gerade in den Flächennetzen konnte innerhalb kurzer Zeit der Großteil der neuen EE-Mengen bundesweit nutzbar gemacht werden.

Namentlich die VNB der E.ON-Gruppe leisten dabei Außergewöhnliches: **An den E.ON-Netzen ist mehr erneuerbare Erzeugungsleistung angeschlossen als an allen anderen Netzen in Deutschland zusammen – inklusive der Übertragungsnetze!**

Die energiewendebedingten Herausforderungen der VNB sind somit hinsichtlich der erforderlichen **Beschleunigung des Netzausbaus und der Anforderungen an die Netzstabilität** unter Berücksichtigung volkswirtschaftlich effizienter Umsetzungen grundsätzlich vergleichbar mit denen der ÜNB.
Beide Netzbetreibergruppen benötigen in der aktuellen Transformationsphase der Energiewende entsprechende regulatorische Rahmenbedingungen, die eine Kapitalbeschaffung zu effizienten Kosten ermöglicht und der Exogenität spezifischer Kosten Rechnung trägt.

Insofern ist für uns **nicht nachvollziehbar, warum nicht auch VNB vergleichbare Hilfe bei der Bewältigung der vergleichbaren Herausforderungen zugestanden wird, sondern sie mit einer Schlechterstellung konfrontiert werden. Es ist daher unklar, warum bei ÜNB und VNB vergleichbaren Herausforderungen nicht gleichwertig mit regulatorischen Maßnahmen begegnet wird**. Das heißt gerade nicht, dass ÜNB und VNB identische regulatorische Regelwerke benötigen. Es heißt aber, dass (erstens) auch gegenüber den VNB die Bereitschaft der BNetzA erkennbar werden muss, deren Versorgungsaufgabe zu unterstützen und nicht zu erschweren. Zweitens: Dass VNB nicht mit zusätzlichen wirtschaftlichen Belastungen aus dem NEST-Prozess beschwert werden. Drittens: Dass geeignete regulatorische Vorschläge für ÜNB hinsichtlich ihrer Tauglichkeit auch zugunsten der VNB untersucht und bereitgestellt werden. Bisher ist dies nicht der Fall. Vielmehr sehen wir gegenwärtig bei folgenden Themen Anpassungsbedarf, um eine Ungleichbehandlung zwischen ÜNB und VNB zu vermeiden:

**1. Jährlichkeitsprinzip – Anpassungen auch im Budgetprinzip der VNB notwendig**

Wir können nachvollziehen, dass das nun geplante Jährlichkeitsprinzip aufgrund ihrer Vielzahl nicht für alle VNB Anwendung finden kann. Auch wir hatten uns in unserer RAMEN-Stellungnahme daher zum Budgetprinzip bekannt. Allerdings werden durch die Einführung des Jährlichkeitsprinzip für die ÜNB zwei wesentliche Probleme (Zeitverzug beim VPI und die fehlerhafte Verwendung eines Xgen) gelöst, die auch für VNB zu lösen sind. Hierzu hatten wir daher auch in der RAMEN-Stellungnahme der E.ON SE eine Lösung auch für die VNB eingefordert. Eine Ungleichbehandlung von Verteil- und Übertragungsnetzen ist bei diesen beiden Themen nicht nachvollziehbar. Zudem ist die Lösung dieser beiden Probleme auch für die Vielzahl der VNB ohne großen zusätzlichen Aufwand umsetzbar.

**Der von uns geforderte Ansatz für die VNB ist**: Aufhebung des VPI-Zeitverzugs durch einen planbasierten VPI-Ansatz und Anwendung des Xgen nur im Ausnahmefall.

**2. Unterschiedliche regulatorische Modelle zur Behandlung von Redispatch**

Die BNetzA erwägt, die im Zuge von Redispatch anfallenden Kosten als volatile Kosten bei den VNB einzuordnen und damit voll dem Effizienzdruck auszusetzen. Voraussetzung dafür wäre allerdings, dass das Entstehen von Redispatch tatsächlich in weitüberwiegendem Umfang von den VNB beeinflusst werden kann, was gerade nicht der Fall ist und u.E. auch von der BNetzA weder hergeleitet wurde noch hergeleitet werden kann. Dies ist – wie bereits der bislang zuständige Verordnungsgeber in der auslaufenden ARegV festgehalten hat – aufgrund des strukturell nicht vermeidbaren zeitlichen Nachlaufs des Netzausbaus zum EE-Ausbau nicht gegeben. Die BNetzA ist selbstverständlich befugt, den ARegV-Verordnungsrahmen abzulösen. Das bedeutet aber eben nicht, dass die BNetzA die vom Verordnungsgeber über viele Jahre (übrigens stets auch unter Hinzuziehung der Expertise der BNetzA) angewandte materiell-rechtliche Bewertung nun völlig außeracht lassen kann, wonach überwiegende Beeinflussbarkeit gerade nicht vorliegt.

Um es deutlich zu machen, müssen zwei sich gegenseitig verstärkende (exogene) Faktoren zwingend in die Bewertung eingestellt werden. Einerseits den vorgenannten und materiell-rechtlich anerkannten strukturellen zeitlichen Nachlauf des Netzausbaus hinter dem EE-Ausbaus. Andererseits die Vertiefung dieses Effekts über die erheblich steigende Frequenz des EE-Ausbaus. D.h., dass die großen Flächen-VNB in der aktuell stark dynamischen Phase der Energiewende die Integration und Nutzbarmachung erneuerbarer Energiequellen in einer

so hohen Frequenz bewältigen müssen, dass sich dieser anerkannte strukturell unvermeidliche zeitliche Nachlauf noch weiter verschärft – teils auch verursacht durch erhebliche Verzögerungen bei behördlichen Genehmigungsverfahren, unzureichende Marktkapazitäten bei Dienstleistern und Material oder Verzögerungen des Netzausbaus bei angrenzenden Netzbetreibern.

Selbstverständlich halten wir das Interesse der BNetzA, den Abbau von Redispatch-Kosten im Sinne der Verbraucher reduzieren zu wollen für grundsätzlich richtig, erachten den für die VNB eingeschlagenen Weg allerdings für nicht akzeptabel und nicht zielführend. Unmögliches durfte weder vom Gesetz- bzw. Verordnungsgeber verlangt werden noch darf es jetzt von der BNetzA verlangt werden. Die einfachgesetzliche und nun behördliche Ausgestaltung der Unmöglichkeit ist die Unbeeinflussbarkeit. Was für den VNB nicht oder nicht überwiegend beeinflussbar ist, ist ihm im Rechtssinne unmöglich. Wenn es ihm unmöglich ist, dann kann er rechtlich auch nicht dazu verpflichtet werden. Für die stark von der Energiewende betroffenen VNB entsteht durch die (man muss schon sagen:) behördlich zu unrecht fingierte Beeinflussbarkeit der Redispatchkosten eine zusätzliche finanzielle Belastung, die den Anspannungsgrad auf die Kapitalbeschaffung weiter erhöht, ohne dass eine echte Anreizwirkung zur Behebung von Engpässen überhaupt greifen könnte.

Der gesetzliche Anschlusszwang (§ 8 EEG) und fehlende Einbezug der Netzbetreiber in diesen Prozess führen zu unkontrollierbaren Zubauten der Erneuerbaren im Sinne der gesetzlichen Ausbauziele und tragen maßgeblich zur Entstehung von Redispatch-Kosten bei. Selbst wenn dieser EE-Zubau nun durch politische Maßnahmen etwas gedämmt wird, ändert dies nichts an der Ausgangsproblematik, die zu volkswirtschaftlichen Ineffizienzen beiträgt und daher grundlegend zu lösen ist. Auf lokaler und regionaler Ebene hat sich der Zubau von EE-Anlagen weiter beschleunigt, ohne dass der Netzbetreiber hier in irgendeiner Weise steuernd Einfluss auf die Netzdienlichkeit nehmen kann. Ein unverschuldetes Nachlaufen des Netzausbaus ist die natürliche Folge.

Und genau hier liegt nun der Unterschied, den die BNetzA zwischen ÜNB und VNB machen will: Es ist nicht nachvollziehbar, warum bei den ÜNB diesem Sachverhalt Rechnung getragen wird (Unbeeinflussbarkeit der Redispatchkosten bei den ÜNB war immer und ist weiterhin anerkannt) und auf der VNB-Ebene die besonders betroffenen Netzbetreiber durch den Einbezug der Redispatchkosten in den Effizienzvergleich bestraft werden sollen.

Redispatch auf ÜNB- und VNB-Ebene sind im Redispatch 2.0 eng miteinander verknüpft. Das gilt sowohl in der konkreten Abwicklung, da Abregelungen auf (potenzielle) Engpässe in mehreren Netzebenen wirken können, sowie bei der Netzausbauplanung, bei der das Voranschreiten von Ausbauprojekten auf Übertragungsnetzebenen teils maßgebliche Voraussetzung auch zur Engpassbeseitigung auf Verteilnetzebene ist. Durch die regulatorische Ungleichbehandlung besteht ein Anreiz, dass die ÜNB ohne Rücksicht auf die Effekte in den nachgelagerten Verteilnetzen ihre Maßnahmen streng danach ausrichten werden, ihre Bonusmöglichkeiten auszunutzen, wodurch den VNB weitere unbeeinflussbare finanzielle Belastungen entstehen werden.

**Übertragbarkeit auf VNB:** Redispatchkosten müssen bei ÜNB und VNB gleichbehandelt werden und dürfen damit auch bei den VNB nicht einem zusätzlichen Effizienzdruck unterliegen. Überdies darf es keine unzureichend reflektierte Einführung eines Bonussystems für ÜNB geben, wenn sich daraus beim VNB nachteilige Effekte ergeben können. Redispatchmengen können sich zumindest auf der VNB-Ebene erst langfristig nennenswert reduzieren, wenn der EE-Ausbau in die Sättigung übergeht und damit erst eine gewisse Synchronität zwischen Neuanschluss und Netzausbau regional möglich wird. Erst im angestrebten Zielnetz ab ca. 2045 kann damit eine gezielte Steuerung bzw. eine Wahlmöglichkeit zwischen „Kupferplatte“ und Spitzenkappung durch den VNB angereizt werden – vorher greifen wie auch immer geartete Anreizmechanismen ins Leere und führen im Zweifel einfach nur zu einer nicht beeinflussbaren finanziellen Belastung.

### 3. Die Anerkennung von Leistungsanreizen für ÜNB erfordert auch die Anerkennung von Leistungsanreizen für VNB

Wir möchten positiv hervorheben, dass die Bundesnetzagentur Impulse aus dem Vortrag der E.ON SE im Rahmen des „Expertenaustauschs zu Anreizmechanismen für die Versorgungsqualität von Energieversorgungsnetzen – insbesondere zur Steigerung der Energiewendekompetenz“ am 29.01.2025 in den Eckpunkten für die ÜNB aufgenommen hat. Der E.ON-Ansatz des Leistungs- und Skalierungselementes zielt ebenfalls darauf ab, durch die Anstrengungen der Energiewendeleistungsträger unter VNB zusätzliche volkswirtschaftliche Kostenersparnisse zu bewirken. Im Termin wurden erste konkrete Konzepte vorgestellt, wodurch auch auf Ebene der VNB hohe volkswirtschaftliche Kostenersparnisse erzielt werden können. Wie bereits einleitend beschrieben stehen die E.ON-Netzbetreiber den ÜNB in Sachen starker Sonderentwicklung und Investitionsbedarfe in nichts

nach, so dass wir ebenfalls einfordern möchten, für unsere Leistungsstärke die Chance auf zusätzliche Renditen zu erhalten.

**Übertragbarkeit auf VNB**: Einführung eines Leistungs- und Skalierungselementes für VNB.

**4. Anreizmechanismen für Forschung und Entwicklung**

Fraglich ist darüber hinaus auch, warum das Eckpunktepapier der ÜNB die Relevanz von Forschung & Entwicklung für die VNB - trotz vergleichbarer Herausforderungen - nicht gleich wichtig bewertet. Innovationsanreize zur Unterstützung von Systemstabilität und Beschleunigung der Energiewende sind ebenso bedeutsam im Verteilnetz. Eine Trennung nach Spannungsebenen ist nicht sachgerecht, wenn es um die Frage geht, wie volkswirtschaftlich effizientes Verhalten angereizt werden kann.

**Übertragbarkeit auf VNB**: Unterstützungs- und Anreizelemente für Forschung und Entwicklung sollten auch für VNB entwickelt werden.

## 1. Jährlichkeitsprinzip – Entfall Zeitverzug bei der Kostenweitergabe auch für VNB nötig

Der von der Regulierungsbehörde geplante Wechsel der Kosten- und Erlösbestimmung für ÜNB vom Budget- auf das Jährlichkeitsprinzip soll der sich stark ändernde Kosten-Struktur der Netzbetreiber Rechnung tragen. Dies berücksichtigt ein wesentliches, auch für VNB, relevantes Problem, welches allerdings weniger dem Budgetprinzip selbst, sondern eher dessen aktueller und teilweise auch künftig geplanter Ausgestaltung durch die Bundesnetzagentur geschuldet ist.

So bestehen auch beim Budgetprinzip Möglichkeiten, um Änderungen der Versorgungsaufgabe zu berücksichtigen, was zumindest zunächst auch für die 5. Regulierungsperiode Strom durch die Behörde geplant ist und was wir ausdrücklich begrüßen.

Das Jährlichkeitsprinzip würde für die ÜNB jedoch auch das Problem des Zeitverzugs beim Verbraucherpreisgesamtindex (VPI) und der nicht sachgerechten Schätzung eines sektoralen Produktivitätsfaktors beheben, bei denen bislang keine konstruktiven Bemühungen der Behörde für die VNB erkennbar sind. Zu beiden Punkten hatten wir in unserer Stellungnahme RAMEN vom 28.02.2025 bereits umfangreich vorgetragen.

Aufgrund des Zeitverzugs sind der Branche bislang erhebliche Nachteile entstanden, die auch nicht durch die Inflationierung der Kapitalkosten ausgeglichen wurden. Überprüft man die erfolgte Erlösanpassung auf Grundlage der Malmquistveröffentlichung Xgen Strom 4. Regulierungsperiode und einem plausiblen Kapitalkostenanteil von 1/3 sowie einem Kapitalkostenabzug von 4% p.a. zeigt sich, dass die bisherige Kosteninflationierung mit Zeitverzug nur sehr unvollständig erfolgt. Aufgrund des Zeitverzugs kam für die Kostenanpassung in der Erlösobergrenze 2019 nicht der dort relevante VPI von 99,5 zur Anwendung, sondern der VPI aus dem Jahr 2017 in Höhe von 96,4 in Bezug zum Basisjahr mit einem Wert von 95. Daraus folgt, dass allein für dieses Jahr eine zu geringe Kostenanpassung von 335m€ erfolgt ist. Der Nachteil kumuliert sich über die Regulierungsperiode auf in Summe 3.384m€. Selbst wenn man die CAPEX-Inflationierung, wie von der BNetzA in der RAMEN-Tenorierung künftig geplant, unberücksichtigt lässt, beträgt der Nachteil für die OPEX 2.428 m€. Die für die 3. Regulierungsperiode in der Erlösobergrenze enthaltene Kapitalkosteninflationierung in Höhe von 657 m€ konnte diesen Nachteil nicht annähernd ausgleichen.

Anhand der bisherigen Berechnungen der Behörde ließen sich bislang zudem keine Besonderheiten der Netzbetreiber gegenüber der Gesamtwirtschaft nachweisen. Die ex-post Evaluierung der bisherigen Xgen-Prognosen der Bundesnetzagentur aus dem Referenzbericht Anreizregulierung, aber auch die festgelegten Werte zum Xgen zur 3. und 4. Regulierungsperiode Strom zeigen zudem deutlich, dass die Schätzungen für den Xgen mit extremen Prognosefehlern einhergegangen sind:

| Xgen Strom | Prognose BNetzA | Tatsächlicher Wert gemäß Malmquist-Berechnung BNetzA RP4 | Unterschreitung Prognose- zu Lasten Netzbetreiber | Tatsächlicher Wert gemäß Törnquist-Berechnung BNetzA RP4 |
|---|---|---|---|---|
| **RP 1** | **2,54%*** | **0,90%** | **-64%** | **0,70% (2009-2013)** |
| **RP 2** | **2,54%*** | **1,62%** | **-36%** | **-1,46% (2014-2018)** |
| **RP 3** | **1,35% (nach Sicherheitsabschlag 0,9%)** | **0,06%** | **-94%** | **-2,6% (2019-2022)**** |
| **RP 4** | **0,86% (kein Sicherheitsabschlag)** | **(noch nicht messbar)** | **(noch nicht messbar)** | **(noch nicht messbar)** |

* Prognose der BNetzA aus dem 2. Referenzbericht Anreizregulierung (Generelle sektorale Produktivitätsentwicklung im Rahmen der Anreizregulierung) vom 26. Januar 2006.

** Für RP3 werden die Werte bis 2022 verwendet, da die Werte für den vollständigen Zeitrahmen 2019-2023 noch nicht vorliegen.

Besonderheiten zwischen Netz- und Gesamtwirtschaft lassen sich hier nicht identifizieren, allenfalls ein rückläufiger Trend bei beiden Methoden. Sicher ist nur, dass die von der BNetzA für die 1.-3. Regulierungsperiode ermittelten Prognosewerte für den Xgen stets deutlich zu hoch waren. Ein Extrembeispiel stellt dabei die 3. Regulierungsperiode dar, die keine bzw. eine deutlich negative sektorale Entwicklung zeigt. Die Kosten der von der Bundesnetzagentur verursachten Fehlprognosen sind beträchtlich. So hat die Behörde selbst nach der Methode Malmquist (tatsächlicher Wert 0,06%; Festlegung 0,9%), welche den höheren tatsächlichen Xgen ausweist, den Wert für die 3. Regulierungsperiode um wenigstens 0,84%-Punkte überschätzt. Anhand der bereits oben zum Zeitverzug getroffenen Prämissen ergibt sich demnach für die VNB im Strom ein kumulierter Nachteil von 1.268m€ über die Regulierungsperiode.

Zusammenfassend ist **nicht akzeptabel, dass nach derzeitigem Stand mit dem Jährlichkeitsprinzip lediglich für die ÜNB das Problem sich ändernder Kostenstrukturen gelöst werden soll**, nicht aber für die VNB. Dabei ist eine Lösung innerhalb des Budgetprinzips durch die Beseitigung des Zeitverzugs beim VPI sowie den Verzicht auf einen Xgen (bzw. dessen Verwendung nur im Ausnahmefall, falls nachgewiesene Besonderheiten prognostiziert und korrigiert werden müssen) ebenso möglich und notwendig.

## 2. Unterschiedliche regulatorische Modelle zur Behandlung von Redispatch

Die BNetzA schreibt in ihrem Eckpunktepapier: *„Die Beschleunigung des Übertragungsnetzausbaus ist ein zentrales Anliegen der Regulierung und ist volkswirtschaftlich vorteilhaft. Je schneller das Netz ausgebaut wird, desto schneller sinken der Redispatchbedarf und die damit einhergehenden Kosten. Neben der Rendite aus dem Netzgeschäft können und sollten daher den ÜNB zusätzliche Renditen dann zugestanden werden, wenn durch eigene Anstrengung eine zusätzliche volkswirtschaftliche Kostenersparnis bewirkt wird."*

Aktuell liegen die Ursachen für **Redispatchmaßnahmen auf der Verteilerebene im Wesentlichen im Hochspannungsnetz**. Die Legaldefinition des Begriffs **"Übertragung" gemäß § 3 Nr. 32 EnWG** bezieht sich ausdrücklich auf die Höchst- und Hochspannungsebene, was verdeutlicht, dass auch hier hinsichtlich der Aufgaben aus dem Redispatch **kein wesentlicher Unterschied** zwischen ÜNB und VNB besteht. Auch der Ausbau von Hochspannungsleitungen unterliegt denselben Genehmigungsanforderungen wie die übrigen Übertragungsnetzebenen, § 43 Absatz 1 Nr. 1 EnWG (Planfeststellung). Hier stehen wir in direktem Wettbewerb um die ohnehin schon knappen personellen und finanziellen Ressourcen für den Netzausbau. Finanzielle Anreize nur bei den ÜNB würde diesen **Wettbewerb zulasten der HS-Netzbetreiber** nochmal deutlich beeinträchtigen.

Die VNB sind für die Verteilung der elektrischen Energie auf regionaler Ebene zuständig. Die Energiewende führt dabei zu einer grundlegenden Transformation des deutschen Energiesystems. Nicht ausschließlich, aber gerade die Flächennetze der VNB nehmen regional erzeugte erneuerbare Energie (EE) auf, um sie für den überregionalen Weitertransport zuzuführen. Technisch wird dies an der Lastflussumkehr in den betroffenen Regionen messbar.

So hat insbesondere die Hochspannungsebene einen reinen Transportcharakter – analog dem ÜNB-Netz. Auch **die VNB müssen** die **Netzstabilität sichern**.

Darüber hinaus ist hervorzuheben, dass auf der Verteilnetzebene nur eine geringe Anzahl von VNB, **die in ihrem Verantwortungsbereich den ÜNB wesentlich näherstehen** als dem übrigen Teil der VNB, von Redispatch betroffen sind. Hier sind namentlich die VNB der E.ON-Gruppe hervorzuheben, die zusammen mehr als 50 % der in Deutschland installierten EE-Leistung (in Bezug auf alle Netze, d.h. Übertragungs- und Verteilnetze) an ihre Netze angeschlossen haben. Diese **fehlende Gleichartigkeit** auf Verteilnetzebene wird zudem auch an den veröffentlichten Einspeisekennziffern (Verhältnis eingespeister EE-Menge zu verbrauchter Menge) der BNetzA sichtbar.

Die Redispatchkostenregelung für **ÜNB** sieht nun ein **Bonussystem** vor, das ihnen zusätzliche Renditen gewährt, sofern sie eine Kostenersparnis durch die Reduzierung der Redispatchmengen erzielen können. **Hingegen sind die VNB (insbesondere EE-integrierende Flächennetzbetreiber) unverhältnismäßigen wirtschaftlichen Risiken ausgesetzt,** obwohl sie aufgrund des enormen Anschlusshochlaufs von EE-Anlagen und der damit einhergehenden Transformation der Verteilernetze keine Einflussnahme auf diese Kosten haben.

Dies führt zu einer **Ungleichbehandlung** bei der Behandlung der Redispatchkosten. Während die **ÜNB keine negativen Konsequenzen** zu befürchten haben, müssen die **VNB** die **wirtschaftlichen Risiken** tragen, obwohl auch hier **kein schuldhaftes Verhalten bzw. keine Beeinflussungsmöglichkeit zu erkennen ist**.

Die avisierte Regelung **führt somit in der Konsequenz zu einer doppelten Diskriminierung der VNB**. Eine faire Regulierung sollte die Risiken auch für VNBs gleichermaßen vermeiden.

Schließlich sind nicht nur die ÜNB von Engpässen am Markt (Dienstleister, Erdkabel, Konverter etc.) stark betroffen, auch die VNB sehen sich dieser Problematik stark ausgesetzt. Da sich der Netzbetrieb insbesondere für die E.ON-VNBs immer weiter von der originären Verteilungsaufgabe hin zur Transportaufgabe entwickelt, sind auch hier die zu tätigenden Investitionen aufgrund der Ausbauvorhaben stark gestiegen. Dies führt unweigerlich zu weiteren **Verknappungen am Markt.**

Während der Ausbau von Höchstspannungsleitungen aufgrund der deutlich höheren potenziellen Übertragungsmengen zudem deutlich mehr Transportkapazität schafft und oft auch Reserven mitbringt, stößt das Hochspannungsnetz schneller an seine Grenzen. Jeder neue Solarpark, der innerhalb von 2–3 Jahren ans Netz geht, erhöht die Netzbelastung und reduziert freie Kapazitäten rasch bzw. kann sofort zu einer Vollauslastung des Hochspannungsnetzteils führen. Da erneuerbare Erzeugungsanlagen unabhängig von ihrer Netzdienlichkeit angeschlossen werden müssen, bleibt den VNB dabei wenig Zeit zur Anpassung. Hochspannungsnetze geraten daher aufgrund kürzerer Reaktionszeiten schneller unter Druck. Dies trifft auch auf die Einbindung von großen Windparks zu, die oft nur 3–4 Jahre bis zur Fertigstellung brauchen.

**Zusammenfassend erachten wir die unterschiedliche Behandlung von Redispatchkosten für ÜNB und VNB als nicht sachgerecht und insbesondere in der „sehenden Auges" aktiv eingeführten Ungleichbehandlung von ÜNB und VNB auch rechtlich und regulatorisch für nicht zu rechtfertigen**. Insbesondere den Flächennetzen, in denen der Großteil der dezentralen Einspeisung erneuerbarer Energien stattfindet, haben ihren Verteilungscharakter im Zuge der Transformation des Energiesystems regional teilweise schon lange verloren bzw. werden diesen absehbar verlieren. Diese Netze dienen analog dem ÜNB-Netz dem (Ab-) Transport dezentral erzeugter erneuerbarer Energie.

**Eine unverhältnismäßige Benachteiligung würde vermieden, wenn die stark heterogen verteilten Redispatchkosten auf Verteilnetzebene in der weiteren Hochlaufphase der Einbindung von EE-Anlagen als KAnEu behandelt werden.**

## 3. Leistungsanreize auch für VNB

Im Eckpunktepapier zur Festlegung eines Regulierungsrahmens für ÜNB finden wir die Definition des Leistungs-Skalierungs-Elementes (LSE) wieder, das im Expertenaustausch Ende Januar mit der BNetzA und der Branche hinsichtlich Steigerung und Beschleunigung der Energiewendekompetenz als ein neues, innovatives und Kooperationen förderndes Regulierungselement vorgestellt und diskutiert wurde. Unterpunkt 2.4 im ÜNB-Eckpunktepapier zu Beschleunigungsanreizen legt die Sichtweise der BNetzA offen, dass ein beschleunigter

Netzausbau ein zentrales Anliegen der Regulierung und volkswirtschaftlich vorteilhaft ist. Dieser Punkt wurde im Januar-Termin zur LSE-Lösung als Skalierungselement vorgestellt, das sowohl die Betriebsmittel-Standardisierung als auch die Standardisierung des Plan- und Netzbauprozesses vorsieht, damit der Netzausbau deutschlandweit in der Verteilnetzebene zu volkswirtschaftlich optimalen Kosten beschleunigt wird. Durch eine Anerkennung der BNetzA kann diese LSE-Lösung auf alle VNB übertragen werden, wodurch alle VNB den Optimierungsaufwand dieses Prozesses nicht erneut auf sich nehmen müssen. Der durch den LSE-Erbringer optimierte Beschaffungs- und Netzbauprozess wirkt den im ÜNB-Eckpunktepapier angesprochenen knappen Marktressourcen (Dienstleister, Erdkabel, Konverter, etc.) entgegen und sorgt dafür, dass die vorhandenen Ressourcen optimal genutzt und eingesetzt werden. Dadurch, dass eine LSE-Lösung von einem VNB oder einer Kooperationsgemeinschaft von einigen VNB nur einmal generiert wird und diese nicht hundertfach von jedem einzelnen VNB entwickelt werden muss, werden immense volkswirtschaftliche Kostenersparnisse erzielt. Korrespondierend mit dieser Kostenersparnis ist ein substanzieller Bonus für den LSE-Erbringer vorzusehen, um sowohl den eigenen Erstellungsaufwand zu kompensieren als auch die aufgegebenen Wettbewerbsvorteile, indem allen VNB die Partizipation an dieser Optimierungsmaßnahme ermöglicht wird. Ein konkreter Vorschlag, wie dies für die VNB ausgestaltet werden kann, liegt der BNetzA in Form des Leistungs-Skalierungs-Elementes bereits vor.

Ergänzend dazu, dass vor allem VNB, die einen hohen Anteil an Hochspannungsnetzen betreiben, die gleichen Aufgaben und Herausforderungen wie die ÜNB haben, zeigt auch das Beispiel der künstlich herbeizuführenden Momentanreserve aus Anlagen mit netzbildenden Umrichtern. Hierdurch wird erneuerbarer Strom in die Verteilnetze eingespeist, weil die konventionelle Momentanreserve aus den fossilen Kraftwerken, die in die Übertragungsnetze einspeisen, durch deren Abschaltungen weniger zur Verfügung stehen. Dazu wurde im Januar-Termin ein weiteres LSE in der Ausprägung als Leistungselement vorgestellt. Energiewende-Leistungsfähige VNB erbringen dadurch eine Leistung, die allen VNB zugutekommt. Auch hierbei steht der Grundgedanke im Zentrum, dass eine LSE-Lösung nur einmal, von einer zentralen Stelle erbracht wird, damit dies nicht mehrmals parallel im Sinne von „feindlichen Standards“, mit unterschiedlichen Ergebnissen erfolgt, die im Nachgang wieder zu vereinheitlichen wären.

Wie bereits einleitend beschrieben stehen namentlich die E.ON-Netzbetreiber den ÜNB in Sachen starker Sonderentwicklung und Investitionsbedarfe in nichts nach. Wir fordern daher die Chance für Leistungsträger unter den VNB, im Gegenzug für die Bereitstellung von Entlastungen und Standardisierungen für andere VNB auch die Chance auf zusätzliche regulatorische Anreize und Erlös zu erhalten. Ein Grundmodell hierfür liegt mit dem Leistungs-Skalierungs-Elementes bereits vor.

## 4. Forschung und Entwicklung – Unterstützung und Anreize

Im Eckpunktepapier zur Festlegung eines Regulierungsrahmens für ÜNB thematisiert die Behörde den Sachverhalt „Forschung und Entwicklung“ innerhalb eines gesonderten Gliederungspunktes (2.5) und verdeutlicht darin, dass Forschung und Entwicklung für die ÜNB-relevanten Spannungsebenen eine größere Rolle einnimmt als in darunter liegenden Spannungsebenen. Für uns ist diese Abstufung der Bedeutsamkeit nicht nachvollziehbar, weil große Teile der Energiewende im Verteilnetz stattfinden und dort realisierte technologische Fortschritte, die oftmals in F&E-Projekten ihren Anfang finden, auf die gesamte Verteilnetz-Landschaft übertragen werden können, ggf. sogar müssen. Die BMWK Roadmap Systemstabilität unterstreicht ebenfalls den Forschungs- und Entwicklungscharakter dieses Bereichs. Die Behörde wird daher aufgefordert, ihre Auffassung zur geringeren Bedeutung von Forschung und Entwicklung auf anderen Spannungsebenen nachvollziehbar zu begründen. Insbesondere ist zu klären, weshalb Forschung und Entwicklung auf Verteilnetzebene nicht in gleicher Weise gefördert werden sollen, obwohl gerade hier Innovationen für die Systemstabilität und die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende entscheidend sind. Die hohe Bedeutsamkeit von Forschung und Entwicklung auf den Spannungsstufen der VNB lässt sich insbesondere auch durch die direkte Beteiligung von weiteren Stakeholdern entlang der Wertschöpfungskette (z.B. aus Wissenschaft, Industrie, etc.) im Rahmen von gebildeten Konsortien hervorheben. Somit besteht die Möglichkeit, dass auch weitere Stakeholder an den Ergebnissen partizipieren können. Insofern erscheint es uns sinnvoll, potenzielle Mechanismen, Forschung & Entwicklung bei ÜNBs zu unterstützen und anzureizen, gleichermaßen für VNB auszuprägen.