Delphi-Studie

Die **Energieversorgung** im Spannungsfeld von **ökologischer Transformation, Bezahlbarkeit** und **Versorgungssicherheit**



Ist das energiepolitische Zieldreieck neu zu justieren?

KOWID
Kompetenzzentrum Öffentliche Wirtschaft – Infrastruktur und Daseinsvorsorge e.V. –

Kompetenzzentrum Öffentliche Wirtschaft,
Infrastruktur und Daseinsvorsorge e. V.
an der Universität Leipzig www.kowid.de

M. Sc. Fabio Botta
Dipl.-Geogr./Dipl.-Ing. André Grüttner
Dr. rer. pol./Dipl.-Vw. Oliver Rottmann
unter Mitarbeit von B. Sc. Sabine Mittelbach

In Kooperation mit

VKU VERBAND KOMMUNALER UNTERNEHMEN e.V. · FRIEDRICH NAUMANN STIFTUNG Für die Freiheit. · KFW · BDO · 30+ JAHRE SAB · EXAVY · IDI Initiative Deutsche Infrastruktur · MENOLD BEZLER · LEAG

Inhalt

		Seite
	ABBILDUNGEN	**4**
	EXECUTIVE SUMMARY	**5**
1	**TRANSFORMATION DER DEUTSCHEN ENERGIEVERSORGUNG: AUSGANGSLAGE UND ZENTRALE HERAUSFORDERUNGEN**	**11**
2	**STUDIENDESIGN UND METHODISCHES VORGEHEN**	**14**
3	**ERGEBNISSE DER DELPHI-BEFRAGUNG**	**15**
3.1	BEFRAGUNGSERGEBNISSE TEIL A – ALLGEMEINE EINORDNUNG	15
3.1.1	Gruppenmeinung und deren Bewertung zu Frage A.1	15
3.1.2	Gruppenmeinung und deren Bewertung zu Frage A.2	18
3.1.3	Gruppenmeinung und deren Bewertung zu Frage A.3	21
3.1.4	Gruppenmeinung und deren Bewertung zu Frage A.4	23
3.2	BEFRAGUNGSERGEBNISSE TEIL B – STROMVERTEILNETZ	27
3.2.1	Gruppenmeinung und deren Bewertung zu Frage B.1	27
3.2.2	Gruppenmeinung und deren Bewertung zu Frage B.2	29
3.2.3	Gruppenmeinung und deren Bewertung zu Frage B.3	31
3.2.4	Gruppenmeinung und deren Bewertung zu Frage B.4	34
3.2.5	Gruppenmeinung und deren Bewertung zu Frage B.5	37
3.2.6	Gruppenmeinung und deren Bewertung zu Frage B.6	40
3.3	BEFRAGUNGSERGEBNISSE TEIL C – STROMPREISE	43
3.3.1	Gruppenmeinung und deren Bewertung zu Frage C.1	43
3.3.2	Gruppenmeinung und deren Bewertung zu Frage C.2	45
3.3.3	Gruppenmeinung und deren Bewertung zu Frage C.3	48
3.4	BEFRAGUNGSERGEBNISSE TEIL D – FINANZIERUNG	52
3.4.1	Gruppenmeinung und deren Bewertung zu Frage D.1	52
3.4.2	Gruppenmeinung und deren Bewertung zu Frage D.2	55
3.4.3	Gruppenmeinung und deren Bewertung zu Frage D.3	57

		Seite
3.5	BEFRAGUNGSERGEBNISSE TEIL E – REGIONALE ENERGIEVERSORGUNG UND INFRASTRUKTUR	60
3.5.1	Gruppenmeinung und deren Bewertung zu Frage E.1	60
3.5.2	Gruppenmeinung und deren Bewertung zu Frage E.2	62
3.5.3	Gruppenmeinung und deren Bewertung zu Frage E.3	65
3.5.4	Gruppenmeinung und deren Bewertung zu Frage E.4	68
3.5.5	Gruppenmeinung und deren Bewertung zu Frage E.5	71
4	**ABLEITUNGEN FÜR EINE ZUKUNFTSORIENTIERTE ENERGIEVERSORGUNG**	**75**
	LITERATUR	**83**
	ANHANG	**84**
	A.1: Teilnehmende Experten	84
	A.2: Handlungsfelder für Maßnahmen aus den Gruppenantworten aus Befragungsrunde 1	87
	A.3: Fragebogen Runde 1	94
	A.4: Fragebogen Runde 2	97
	UNTERNEHMENSPORTRÄTS	**100**

Studienstand: September 2026

Abbildungen

	Seite
Abbildung 1: Bewertung der Gruppenmeinung zu Frage A.1 in Befragungsrunde 2	17
Abbildung 2: Bewertung der Gruppenmeinung zu Frage A.2 in Befragungsrunde 2	20
Abbildung 3: Bewertung der Gruppenmeinung zu Frage A.3 in Befragungsrunde 2	23
Abbildung 4: Bewertung der Gruppenmeinung zu Frage A.4 in Befragungsrunde 2	26
Abbildung 5: Bewertung der Gruppenmeinung zu Frage B.1 in Befragungsrunde 2	28
Abbildung 6: Bewertung der Gruppenmeinung zu Frage B.2 in Befragungsrunde 2	30
Abbildung 7: Bewertung der Gruppenmeinung zu Frage B.3 in Befragungsrunde 2	33
Abbildung 8: Bewertung der Gruppenmeinung zu Frage B.4 in Befragungsrunde 2	36
Abbildung 9: Bewertung der Gruppenmeinung zu Frage B.5 in Befragungsrunde 2	39
Abbildung 10: Bewertung der Gruppenmeinung zu Frage B.6 in Befragungsrunde 2	42
Abbildung 11: Bewertung der Gruppenmeinung zu Frage C.1 in Befragungsrunde 2	45
Abbildung 12: Gruppenmeinung zu Frage C.2 in Befragungsrunde 2	48
Abbildung 13: Bewertung der Gruppenmeinung zu Frage C.3 in Befragungsrunde 2	51
Abbildung 14: Bewertung der Gruppenmeinung zu Frage D.1 in Befragungsrunde 2	54
Abbildung 15: Bewertung der Gruppenmeinung zu Frage D.2 in Befragungsrunde 2	56
Abbildung 16: Bewertung der Gruppenmeinung zu Frage D.3 in Befragungsrunde 2	59
Abbildung 17: Bewertung der Gruppenmeinung zu Frage E.1 in Befragungsrunde 2	62
Abbildung 18: Bewertung der Gruppenmeinung zu Frage E.2 in Befragungsrunde 2	65
Abbildung 19: Bewertung der Gruppenmeinung zu Frage E.3 in Befragungsrunde 2	67
Abbildung 20: Bewertung der Gruppenmeinung zu Frage E.4 in Befragungsrunde 2	70
Abbildung 21: Bewertung der Gruppenmeinung zu Frage E.5 in Befragungsrunde 2	73

Executive Summary

Markt- und Fachdiskussion

Nicht das energiepolitische Zieldreieck muss „neu erfunden" werden, sondern die Umsetzung der Energiewende funktionieren: Die Experten sehen keinen Bedarf für ein neues Zieldreieck. Die entscheidende Frage lautet nicht mehr „Welche Ziele verfolgen wir?", sondern „Wie organisieren, finanzieren und beschleunigen wir ihre dezentrale Umsetzung unter realen und möglichst marktlichen Bedingungen?"

- Transformation der Energieversorgung zählt zu den weitreichendsten infrastrukturpolitischen Aufgaben der kommenden Jahrzehnte. Sie berührt nicht nur die Erzeugungsseite, sondern in gleichem Maße Netze, Speicher, Wärmeversorgung, Mobilität und die digitale Infrastruktur – und damit ein System, dessen einzelne Bausteine zunehmend miteinander verzahnt sind. Orientierungsrahmen der energiepolitischen Debatte ist dabei nach wie vor das **energiepolitische Zieldreieck** aus Bezahlbarkeit, Emissionsminderung und Versorgungssicherheit. Zugleich wird seit einigen Jahren intensiv diskutiert, ob dieser Rahmen den veränderten Bedingungen noch gerecht wird: Geopolitische Verwerfungen, hybride Bedrohungen und Cyberrisiken haben die Frage der Resilienz in den Vordergrund gerückt, hohe Strom- und **Systemkosten** haben die Debatte um **Wettbewerbsfähigkeit** und **Standortqualität** verschärft. Verteilungswirkungen sowie gesellschaftliche Akzeptanz gewinnen als Bedingungen der Umsetzbarkeit an Gewicht.

Die Energiewende entscheidet sich künftig im Verteilnetz: Das Stromverteilnetz wird zum entscheidenden Schauplatz der Energiewende. Digitalisierung, Speicher und Flexibilität können den Netzausbau intelligenter machen, ihn aber nicht ersetzen.

- Der Schwerpunkt der fachlichen Diskussion hat sich verschoben. Standen in den vergangenen Jahren vor allem Ausbauziele und Fördermechanismen für erneuerbare Energien im Mittelpunkt, rücken inzwischen **Systemintegration, Netzausbau und Finanzierung** in den Vordergrund. Das **Stromverteilnetz**, lange als nachgelagerte Infrastruktur betrachtet, wird zum zentralen Ort der Energiewende: Hier treffen dezentrale Erzeugung, neue elektrische Verbrauchseinrichtungen aus der Elektrifizierung von Wärme und Verkehr sowie wachsende Steuerungsanforderungen unmittelbar aufeinander. Damit verbunden ist die Frage, in welchem Umfang **Digitalisierung, Flexibilität und Speicher** den physischen Netzausbau ergänzen oder ersetzen können, wie die erforderlichen Investitionen finanziert werden und wie Kosten und Risiken zwischen öffentlicher Hand, Netzbetreibern, Kapitalmarkt und Endkunden aufzuteilen sind. Hinzu treten die ausgeprägten regionalen Unterschiede der Transformation sowie die bislang nur ansatzweise gelöste Aufgabe, Strom-, Wärme-, Gas- bzw. Wasserstoff- und Breitbandinfrastrukturen integriert zu planen.



- Die Studie greift diese Themen im Rahmen einer empirischen Analyse auf und analysiert in Form einer **mehrstufigen Expertenbefragung**, angelehnt an die sogenannte **Delphi-Methode**, substanzielle Herausforderungen und Anpassungsnotwendigkeiten der Energiewende, um die ökologische Transformation nachhaltig umzusetzen, die weiteren Eckpunkte des Zieldreiecks aber wieder stärker in den Fokus zu nehmen. Mit Hilfe der Delphi-Methode wird für eine bestimmte Themenstellung ein **Zukunftsbild** aus der Perspektive heutiger Entscheider und Experten verschiedener Akteursgruppen entworfen und in **zwei Befragungsrunden** zu einer Gruppenmeinung verdichtet. Die erste Runde bestand aus offenen Fragen; die Antworten wurden anschließend zu einer konsolidierten Gruppenmeinung zusammengefasst, in der zweiten Runde von den Experten bewertet, kommentiert und um konkrete Maßnahmenvorschläge ergänzt. Befragt wurden Vertreter aus **Wissenschaft und Forschung**, aus **Politik und Regulierung**, aus **kommunalen Spitzen- und Wirtschaftsverbänden**, aus **Übertragungs- und Verteilnetzbetrieb**, aus **Energieversorgungsunternehmen**, aus der **energieintensiven Industrie und dem Handwerk**, aus **Finanzinstituten, Beratungs- und Rechtsanwaltsgesellschaften** sowie aus **Gewerkschaften und zivilgesellschaftlichen Organisationen**. Insgesamt nahmen **43 renommierte Experten und Entscheider** an der Delphi-Befragung teil.

- Die Befragung gliederte sich in die **fünf Themenblöcke** allgemeine Rahmenbedingungen, Stromverteilnetz, Strompreise, Finanzierung sowie regionale Energieversorgung und Infrastruktur. Für die durch diese Themenblöcke abgebildete zentrale Fragestellung zum energiepolitischen Zieldreieck wurden **drei Leitfragen abgeleitet**:



1. Welche aktuellen Herausforderungen und Handlungsbedarfe prägen die Energiewirtschaft im Hinblick auf Versorgungssicherheit, Bezahlbarkeit und Akzeptanz?

2. Wie kann die Transformation des Energiesystems finanziert und die Investitionsbereitschaft gesteigert werden?

3. In welchem Umfang können technologische Innovationen – insbesondere in den Bereichen Netzmanagement, Speichertechnologien, Wasserstoff und Digitalisierung – die Energienetze entlasten und zur Erreichung der energiepolitischen Ziele beitragen?

Das Problem der Energiewende ist nicht technologisch, sondern liegt im politischen Betriebssystem: Die Experten bestreiten nicht das Ziel der Energiewende, sondern ihre Art der Umsetzung. Das Energiesystem von morgen gilt als technisch machbar, aber weniger Detailregelungen, mehr Markt und schnellere Genehmigungsprozesse sind politische Baustellen.

- Die Befragung illustriert, dass auch bei den unterschiedlichen Akteuren des Energiesektors ein grundlegender Konsens über Notwendigkeit und Ziele der Transformation besteht. Heterogen eingeschätzt wird der Transformationsweg, die erforderlichen Rahmenbedingungen, die konkreten Umsetzungsinstrumente und deren zeitliche Abfolge, die Finanzierungswege einschließlich der Verteilung von Kosten und Risiken sowie die Zuständigkeiten der beteiligten Akteure. Das Gelingen der Transformation hängt nach Einschätzung der Experten nicht vom Zielbild des künftigen Energiesystems ab, sondern davon, wie dieses institutionell, infrastrukturell und finanzierungsseitig erreicht werden soll. Symptomatisch dafür ist das Meinungsbild zur aktuellen Energiepolitik, das in der zweiten Befragungsrunde nahezu gleichmäßig zwischen einer eher positiven und einer eher kritischen Bewertung gespalten war – wobei sich die Kritik überwiegend nicht gegen die Energiewende als solche richtete, sondern gegen ihre politische Umsetzung: fragmentierte Steuerung, langsame Reformen, häufige Regeländerungen und die fehlende Abstimmung von Erzeugung, Netzen, Speichern und Nachfrage.

- Mit Blick auf das **energiepolitische Zieldreieck** und dessen Zweckmäßigkeit fällt das Votum eindeutig aus: Eine formale Erweiterung wird von der Mehrheit der Experten nicht für erforderlich gehalten; ausdrücklich gewarnt wird vor einer Überfrachtung, die das Modell analytisch verwässern würde. Erforderlich sind vielmehr eine **begriffliche Schärfung und eine klare praktische Gewichtung**. Besonders das **Ziel der Bezahlbarkeit** gilt als zu unscharf; solange nicht operationalisiert ist, ab wann Strom- und Systemkosten noch als tragfähig gelten, bleibt die energiepolitische Gesamtsteuerung strukturell inkonsistent. **Resilienz** ist nach überwiegender Auffassung nicht als eigenständiger Eckpunkt (Viereck) aufzunehmen, sondern über ein erweitertes Verständnis von Versorgungssicherheit abzudecken, das Krisenfestigkeit, Cyberrisiken, geopolitische Abhängigkeiten und Wiederaufbaufähigkeit einschließt. Wettbewerbsfähigkeit, soziale Verträglichkeit und Umsetzbarkeit treten als Voraussetzungen der Zielerreichung hinzu.

- Der Netzausbau wird nahezu einhellig als Schlüsselfaktor und zugleich als zentraler Engpass beschrieben. Als begrenzend gelten dabei nicht technische Defizite, sondern die zeitliche Asymmetrie zwischen schnell wachsenden Anschlussbedarfen und langfristigem Netzausbau, die Dauer von Genehmigungsverfahren, Fachkräftemangel, Beschaffungsengpässe, eine unzureichende Datenlage sowie mangelnde Koordination. Die Stärkung der Netze erweist sich damit weniger als technisches, denn als institutionelles und finanzielles Problem. Ein weiterer durchgängiger Befund ist die unzureichende Synchronisation von Erzeugungs-, Netz-, Speicher- und Wärmeinfrastrukturausbau, die Redispatchbedarf, Abregelungen und Systemkosten erhöht.

- Im Hinblick auf die **Versorgungssicherheit** fällt das Urteil grundsätzlich zuversichtlich aus, ist aber ausdrücklich an Bedingungen geknüpft: Ein Stromsystem mit hohem Anteil erneuerbarer Energien gilt als technisch sicher betreibbar, sofern Netze, Speicher und Flexibilitäten parallel mitwachsen, ausreichend gesicherte Leistung für Phasen geringer Wind- und Solarstromeinspeisung bereitsteht und das Marktdesign Systemdienlichkeit angemessen

vergütet. Das klassische **Grundlastkonzept** wird dabei mehrfach als für das künftige Stromsystem wenig geeignet bezeichnet; an seine Stelle tritt die Aufgabe, die **Residuallast** jederzeit sicher zu decken. Bei der **Bezahlbarkeit** zeigt sich der ausgeprägteste Erwartungskonflikt der Studie: Für die Großhandelspreise werden mittel- bis langfristig dämpfende Effekte bei deutlich höherer Volatilität erwartet, für die Endkundenpreise fällt die Einschätzung wegen der Systemkosten erheblich vorsichtiger aus. Kurzfristige Entlastungen bei Stromsteuer, Umlagen und Netzentgelten werden überwiegend nur als Übergangsinstrumente erachtet. Die Akzeptanz schließlich erweist sich nicht als „weicher" Begleitaspekt, sondern als ökonomisch wirksamer Faktor, da Flächenkonflikte, langwierige Verfahren und lokaler Widerstand reale Kostentreiber darstellen. Hinzu tritt eine ausgeprägte **räumliche Dimension**, die von den Experten so einhellig bestätigt wurde wie kaum ein anderer Befund: Den Erzeugungsschwerpunkten in Nord- und Ostdeutschland stehen Verbrauchs- und Industrieschwerpunkte in Süd- und Westdeutschland gegenüber, ergänzt um Stadt-Land-Gefälle und besondere Transformationspfade in den Kohleregionen.

Der Engpass der Energiewende ist nicht das Geld, sondern die Investitionsfähigkeit der kommunalen Energiewirtschaft: Kapital ist grundsätzlich vorhanden. Der eigentliche Engpass liegt in der Eigenkapitalbasis vieler Stadtwerke und Netzbetreiber. Gefordert sind zügig neue Finanzierungsinstrumente, klare Risikoaufteilungen und verlässliche Investitionsbedingungen.

- Die **Finanzierungsfrage** wird überwiegend nicht als Frage der verfügbaren Kapitalmenge beschrieben, sondern als Frage institutioneller **Verlässlichkeit** und einer geeigneten Aufteilung der **Risiken**. Weder eine rein staatliche noch eine rein private Finanzierung gilt als tragfähig; erforderlich ist ein abgestufter Mix aus Netzentgelten und Preisen, flankierenden öffentlichen Mitteln, Förder- und Garantieinstrumenten sowie stärker mobilisiertem privaten Kapital. Als zentraler Engpass wird die Eigenkapitalbasis der Energieversorgungsunternehmen identifiziert, insbesondere bei kommunalen Versorgern, Stadtwerken und kleineren Verteilnetzbetreibern. **Privates Kapital** gilt als grundsätzlich in erheblichem Umfang verfügbar, sofern Risiko und Rendite in einem nachvollziehbaren Verhältnis stehen und regulatorische Stabilität gewährleistet ist. Die größten Meinungsunterschiede der gesamten Studie zeigen sich allerdings bei der Frage der Kostenallokation: Während ein Teil der Experten in einem Mischmodell aus CO_2-Bepreisung, staatlicher Infrastrukturfinanzierung und sozialem Ausgleich den einzig gangbaren Weg sieht, warnt ein anderer Teil vor einer wachsenden staatlichen Interventionsspirale, in der Investitionsrisiken zunehmend sozialisiert werden, während Gewinne privat verbleiben.



- Für die technologischen **Innovationen** ergibt sich ein durchgängiges Muster: Ihr Beitrag wird als erheblich, aber komplementär und stark voraussetzungsabhängig eingeschätzt. Die größte Einigkeit bestand unter den Experten, dass Digitalisierung und Messtechnik Transparenz, Steuerbarkeit und Effizienz des Netzbetriebs erhöhen und eine aktive, engpassorientierte Netzführung ermöglichen. Entsprechende Maßnahmen können den physischen Netzausbau aber nur teilweise verschieben, ver-

kleinern oder zielgenauer gestalten. **Batteriespeicher** wirken nicht automatisch netzentlastend, da ihr überwiegend arbitragegetriebenes Geschäftsmodell bei bestehenden Engpässen gegenläufige Signale erzeugen kann; Markt- und Netzdienlichkeit fallen regional nicht notwendigerweise zusammen. Wasserstoff wird durchgängig als Option mitgeführt, tritt aber weniger als konkrete Entlastungstechnologie, denn als Unsicherheitsfaktor hervor – insbesondere wegen der ungeklärten künftigen Rolle der Gasnetze. Der **integrierten, sektorübergreifenden Planung** wird schließlich ein hohes Potenzial zur Kostensenkung und Synergiehebung zugeschrieben. Dem stehen jedoch regulatorische Silos, fragmentierte Zuständigkeiten, unterschiedliche Planungs- und Finanzierungslogiken sowie fehlende gemeinsame Datengrundlagen entgegen.

Markt- und Fachdiskussion

- Aus den Befragungsergebnissen lässt sich als übergreifende Ableitung formulieren, dass die **Energiewende auf allen politischen Ebenen stärker als Umsetzungs-, Infrastruktur- und Investitionsaufgabe** zu verstehen ist. Nicht die Zahl der Regeln, sondern deren wechselseitige Anschlussfähigkeit steht im Zentrum des Handlungsbedarfs. Entsprechend richten sich die Empfehlungen weniger auf zusätzliche Zielsetzungen als auf **verlässliche, investitionsfreundliche, koordinierte und vollzugsstarke Rahmenbedingungen**. Dabei ist die Rollenverteilung im Mehrebenensystem zu schärfen: Die **EU** bleibt unverzichtbar als strategischer und marktlicher Ordnungsrahmen, insbesondere über den Emissionshandel und den Energiebinnenmarkt. Sie sollte jedoch überkomplexe Detailregulierung abbauen. Dem **Bund** obliegt die Setzung des regulatorischen Rahmens und damit die Entscheidung über Investitionssicherheit, Marktarchitektur und Systemintegration. Die **Länder** schaffen die raumordnungspolitischen und planungsrechtlichen Voraussetzungen, insbesondere durch Flächensicherung sowie beschleunigte Planungs- und Genehmigungsverfahren. Die **kommunale Ebene** ist die konkrete Umsetzungsebene, deren Handlungsfähigkeit jedoch durch angespannte Finanzlagen, fehlende Personalkapazitäten und begrenzte Planungskompetenzen vielfach eingeschränkt bleibt – die Transformation scheitert vor Ort häufig nicht am politischen Willen, sondern an unzureichender finanzieller und institutioneller Handlungsfähigkeit.

- Für die **Netzebene** folgt daraus ein Bündel konkreter Ansätze. Die Netzregulierung sollte Resilienz und digitale Investitionen als eigen-



ständige, kostenanerkennungsfähige Ziele behandeln, statt sie dem Effizienz- und Kostendruck unterzuordnen. Der Erzeugungszubau ist enger an die tatsächliche Netzverfügbarkeit zu koppeln, Netzanschlussverfahren sind zu priorisieren und zu standardisieren, und die Netzentgelte sollten stärker leistungs-, zeit- und verursachungsbezogen ausgestaltet werden. Konsensfähig ist eine stärkere bundesweite Wälzung der Netzkosten, um Regionen mit hohem Anteil erneuerbarer Einspeisung nicht überproportional zu belasten. Kostensenkungspotenziale liegen dabei weniger in Einzelmaßnahmen, als in einer effizienteren Gesamtorganisation von Planung, Bau, Betrieb und Finanzierung – insbesondere in Standardisierung und Skaleneffekten, in der Bündelung von Tiefbau- und Infrastrukturmaßnahmen sowie in günstigeren Finanzierungsbedingungen.

- Auf der **Finanzierungsseite** wird deutlich, die Risikoallokation nicht als technisches Detail, sondern als eigenständige ordnungspolitische Entscheidung zu behandeln, die explizit zu begründen und – etwa über öffentliche Erlösbeteiligungen oder begrenzte Renditemöglichkeiten bei staatlich abgesicherten Projekten – symmetrisch auszugestalten ist. Konkrete Ansätze zur Stärkung der Investitionsfähigkeit sind Fondsvehikel, öffentlich bereitgestelltes Mezzanine-Kapital und langfristige Nachrangdarlehen über Förderinstitute sowie Poolinglösungen, die der Kleinteiligkeit kommunaler Vorhaben entgegenwirken. **Beschleunigte und transparente Genehmigungsverfahren** sind dabei nicht nur als Umsetzungs-, sondern ausdrücklich als Finanzierungsfaktor zu verstehen, weil Verfahrensdauer und Rechtsunsicherheit unmittelbar die Kapitalkosten erhöhen. Finanzielle **Bürgerbeteiligungsmodelle** sollten vereinfacht, standardisiert und rechtssicher ausgestaltet werden; ihre Rolle liegt jedoch in der Akzeptanz- und Ergänzungsfinanzierung, nicht in der Hauptfinanzierung der Transformation.

- Im **technologischen Bereich** liegt der zentrale Handlungsansatz in der Schaffung von Innovationsvoraussetzungen, damit diese ihre entlastende Wirkung überhaupt entfalten können. Dazu zählen ein beschleunigter Rollout **intelligenter Messsysteme**, eine Regulierung, die **digitale Investitionen** ebenso anerkennt wie klassischen **Netzausbau**, standardisierte und **interoperable Datenstrukturen** sowie klar geregelte **Datenzugänge**. Für **Batteriespeicher** sind netzdienliche Betriebsanreize, flexible Netzanschlussvereinbarungen, priorisierte Anschlussverfahren anstelle des kritisch gesehenen Windhundprinzips sowie rechtssichere Regeln für Co-Location und die gemeinsame Nutzung von Netzverknüpfungspunkten erforderlich. Für den Gas- und Wasserstoffpfad bedarf es einer raschen regulatorischen Klärung: Technologieoffenheit erscheint als Prinzip für das „Wie“ der Zielerreichung, nicht als Ersatz für Richtungsentscheidungen dort, wo irreversible Infrastrukturinvestitionen mit langen Lebensdauern anstehen. Die **integrierte Planung** schließlich sollte vorrangig auf kommunaler und regionaler Ebene verankert werden, flankiert durch gemeinsame Szenarien, digitale Planungsinstrumente und harmonisierte Förderlogiken, während vor einer zu weitreichenden zentralen Steuerung auf nationaler Ebene gewarnt wird.

- Übergreifend deutet die Befragung damit auf einen zentralen Befund hin, der sich durch alle Themenblöcke zieht: Die entscheidende Unsicherheit der Transformation liegt nicht in der technischen Beherrschbarkeit, sondern in der **Geschwindigkeit, Kohärenz und Kosteneffizienz** des institutionellen Umbaus. Eine zukunftsorientierte Energieversorgung wird sich folglich weniger daran entscheiden, ob die richtigen Ziele formuliert und die richtigen Technologien verfügbar sind, als daran, ob Ordnungsrahmen, Finanzierungsarchitektur und Vollzugsfähigkeit auf allen Ebenen so aufeinander abgestimmt werden, dass Investitionen tatsächlich getätigt, Verfahren tatsächlich verkürzt und Kosten tatsächlich getragen werden können.

1 Transformation der deutschen Energieversorgung: Ausgangslage und zentrale Herausforderungen

Im Rahmen der **Energiewende** steht Deutschland vor der Herausforderung, eine klimaneutrale, preisgünstige und zugleich sichere Energieversorgung für Bevölkerung und Wirtschaft zu gewährleisten. Das **energiepolitische Zieldreieck** aus Umweltverträglichkeit, Bezahlbarkeit und Versorgungssicherheit bildet den zentralen institutionellen Orientierungsrahmen. In den letzten Jahren lag der Fokus jedoch verstärkt auf der ökologischen Dimension, während Aspekte der Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit nach Einschätzung kritischer Stimmen zunehmend in den Hintergrund getreten sind. Diese sehen darin eine problematische Schieflage, die langfristig zur Schwächung industrieller Wertschöpfung, zu Risiken für den Wirtschaftsstandort Deutschland und zu einer Erosion der Wettbewerbsfähigkeit führen könnte. Es wächst die Sorge, dass steigende Energiepreise bei gleichzeitig zunehmenden geopolitischen Unsicherheiten, eine unzureichend gesicherte Leistung und fehlende politische Planbarkeit eine schleichende Deindustrialisierung begünstigen. Auch wissenschaftlich wird betont, dass die Energiewende nur gelingen kann, wenn ökologische, ökonomische und systemische Ziele kohärent verfolgt werden. Gleichzeitig kann in der erfolgreichen Transformation der Energiesysteme auch ein zentraler Schlüssel liegen, der langfristig den deutschen Unternehmen wieder Wettbewerbsvorteile im internationalen Standortvergleichen eröffnen und Wachstumsimpulse generieren kann.[1]

Im aktuellen Diskurs gewinnen nunmehr Stimmen an Bedeutung, die ähnlich wie im **Monitoring-Bericht des BMWE** („Reiche-Papier") davon ausgehen, dass es für den Weg zu nachhaltig bezahlbarer Energie vor allem „mehr Markt, mehr Technologieoffenheit und Instrumente, die Innovationen fördern und gesellschaftliche Akzeptanz erhöhen"[2] benötigt. Dabei stellt sich auch die Frage, wie Offenheit für unterschiedliche technologische Optionen mit einer Fokussierung auf bewährte Transformationspfade verbunden werden kann, oder ob die Debatte um Technologieoffenheit eher eine „Nebelkerze" ist, die notwendige Umbrüche verzögert.[3] Weniger strittig sollte hingegen sein, dass die Energiewende in ihren Kernbereichen funktionieren und auf allen Ebenen, insbesondere bei Erzeugung und Netzausbau, zusammengedacht werden muss. Besonders Querschnittsaufgaben der Energieversorgung, die mehrere Bereiche betreffen und stärkere Koordination erfordern, sind zu optimieren. Diese nachhaltigen und häufig sektorenübergreifenden Aufgaben umfassen die Optimierung von Energieflüssen, die Bereitstellung gesicherter Leistung zu jeder Zeit, die Integration erneuerbarer Energien in die Netzinfrastruktur, die Reduzierung von Energieverlusten, Transformationsfragen wie Gas und Wasserstoff sowie den Einsatz von KI und eine stärkere Digitalisierung. Auf **kommunaler Ebene** gewinnt zudem die **Sektorenkopplung** vernetzter, vormals isolierter Daseinsvorsorgebereiche (Energie, Verkehr, Quartier, Wohnen) an Bedeutung. Gleichzeitig schreitet der Ausbau erneuerbarer Energien teilweise schneller voran als der Netzausbau, sodass das Stromnetz an seine Grenzen stößt und dies negative Auswirkungen auf Effizienz, Kosten und Stabilität hat.[4] Um die Akzeptanz der Energiewende zu sichern, müssen dezentrale Erzeugungsstrukturen, Speichertechnologien und regionale Flexibilitäten zügig integriert sowie die Bevölkerung aktiv einbezogen werden.

Zu den drei zentralen Herausforderungen bei der Transformation der deutschen Energieversorgung stehen gegenwärtig insbesondere folgende Aspekte im Fokus:

[1] Vgl. zur Debatte und den kritischen Stimmen z. B. Blazejczak et al. (2018); Vöpel et al. (2023); Demary et al. (2024); DIHK (2024); Nievelstein (2025).
[2] BMWE (2025).
[3] Vgl. Hajek (2023).
[4] Vgl. VDE (2024).

Emissionsminderung: Die Erreichung der Klimaneutralität erfordert eine weitreichende Dekarbonisierung der Strom- und Wärmeversorgung, der Industrie und des Verkehrs. Neben dem beschleunigten Ausbau erneuerbarer Energien müssen dafür Energieeffizienz, Elektrifizierung, Sektorenkopplung sowie der gezielte Einsatz klimaneutraler Energieträger vorangebracht werden. Eine zentrale Herausforderung besteht darin, den Ausbau der Erzeugungskapazitäten zeitlich und räumlich mit den Strom- und Wärmenetzen, Speichern sowie weiteren Flexibilitätsoptionen zu synchronisieren. Auch die kommunale Wärmeplanung, die Transformation der Gasinfrastruktur und der Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft müssen in ein kohärentes Gesamtsystem eingebunden werden. Dabei ist zu vermeiden, dass Emissionen lediglich zwischen Sektoren oder ins Ausland verlagert werden. Obwohl Deutschland seine Treibhausgasemissionen seit 1990 deutlich reduziert hat, zeigen die aktuellen Projektionen weiterhin Handlungsbedarf. Einen Baustein kann hier auch die Aufnahme von Treibhausgasen aus der Atmosphäre durch natürliche oder künstliche Speicher darstellen.

Bezahlbarkeit: Der Umbau des Energiesystems erfordert erhebliche Investitionen in Erzeugungsanlagen, Netze, Speicher, Wärmeversorgung, Digitalisierung und weitere Infrastrukturen. Die zentrale Herausforderung besteht darin, diese Investitionen zu mobilisieren, ohne private Haushalte, Unternehmen und öffentliche Haushalte finanziell zu überfordern. Bezahlbarkeit darf dabei nicht allein anhand kurzfristiger Energiepreise bewertet werden, sondern muss die langfristigen Systemkosten, Netzentgelte, Förderkosten und vermiedenen Folgekosten unterlassener Investitionen einbeziehen. Erforderlich sind verlässliche regulatorische Rahmenbedingungen, tragfähige Geschäftsmodelle und ein geeigneter Finanzierungsmix aus Eigenkapital, Fremdkapital und öffentlicher Unterstützung. Gleichzeitig müssen Kosten möglichst verursachungsgerecht, transparent und sozial ausgewogen verteilt werden. Für energieintensive Unternehmen ist zudem entscheidend, dass die Transformation mit international wettbewerbsfähigen Energiepreisen und einer ausreichenden Investitionssicherheit verbunden wird.

Versorgungssicherheit: Mit dem steigenden Anteil wetterabhängiger Stromerzeugung wachsen die Anforderungen an die zeitlich Ausbalancierung von Erzeugung und Verbrauch. Versorgungssicherheit setzt daher ausreichende gesicherte Leistung, leistungsfähige Netze, Speicher, steuerbare Erzeugungskapazitäten und eine flexible Energienachfrage voraus. Insbesondere Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge, Elektrolyseure und industrielle Verbraucher müssen stärker auf die jeweilige Netz- und Marktsituation reagieren können. Zugleich sind der Übertragungs- und Verteilnetzausbau, ein leistungsfähiges Engpassmanagement sowie die Digitalisierung und Steuerbarkeit dezentraler Anlagen voranzutreiben. Sicherheit umfasst darüber hinaus die Widerstandsfähigkeit kritischer Infrastrukturen gegenüber technischen Störungen, Cyberangriffen, geopolitischen Krisen und dem Ausfall einzelner Energieimporte oder Lieferketten. Auch beim Übergang von Erdgas zu Wasserstoff und anderen klimaneutralen Energieträgern muss die Versorgung während der Transformationsphase gewährleistet bleiben.

Vor diesem Hintergrund untersucht die vorliegende Studie die Energieversorgung im Spannungsfeld von ökologischer Transformation, Bezahlbarkeit und Versorgungssicherheit. Im Mittelpunkt steht dabei die übergeordnete Fragestellung, wie das energiepolitische Zieldreieck neu zu justieren ist und wie die Energienetze gestärkt werden können. Darüber hinaus stehen folgende Leitfragen im Fokus:

- Welche aktuellen Herausforderungen und Handlungsbedarfe prägen die Energiewirtschaft im Hinblick auf Versorgungssicherheit, Bezahlbarkeit und Akzeptanz?
- Wie kann die Transformation des Energiesystems finanziert und die Investitionsbereitschaft gesteigert werden?
- In welchem Umfang können technologische Innovationen – insbesondere in den Bereichen Netzmanagement, Speichertechnologien, Wasserstoff und Digitalisierung – die Energienetze entlasten und zur Erreichung der energiepolitischen Ziele beitragen?

Zur Beantwortung dieser Fragestellungen werden in Kapitel 2 zunächst das Studiendesign und das methodische Vorgehen erläutert. Anschließend werden in Kapitel 3 die Ergebnisse der Delphi-Studie vorgestellt. Kapitel 4 leitet daraus zentrale wissenschaftliche und politische Schlussfolgerungen für eine zukunftsorientierte Energieversorgung ab.

2 Studiendesign und methodisches Vorgehen

Die empirische Analyse erfolgte in Form einer mehrstufigen Expertenbefragung, angelehnt an die **Delphi-Methode**. Mit dieser wird für eine spezifische Themenstellung ein Zukunftsbild aus der Perspektive heutiger Entscheider und Experten entworfen. Die Delphi-Methode ist besonders geeignet, wenn ein Sachverhalt eingeschätzt werden soll, der nicht direkt abgebildet werden kann, weil er beispielsweise in der Zukunft liegt und damit real noch nicht existent ist oder derzeit nicht vom Markt reflektiert wird. Auf diese Weise kann Expertenwissen zur Erklärung unsicherer Zustände oder Entwicklungen generiert und zu einem **Zukunftsbild** verdichtet werden.

In der vorliegenden Studie wurden in Anlehnung an die Methode der Delphi-Befragung **43 Experten und Entscheider** aus den folgenden Bereichen zur Zukunft der Energieversorgung befragt:

- Energiewirtschaft (Versorgung, Netze, Technologie, Dienstleistungen)
- Politik, Ministerien und Verbände (Bund, Länder, Kommunen, Energie und Klima)
- Wissenschaft (interdisziplinär)
- Wirtschaft, Industrie und Verbraucher
- Finanzierung
- Beratung und Recht.

Die Befragung wurde in **zwei Stufen** durchgeführt und unterscheidet sich damit von üblichen Befragungen. In einer ersten Runde erhielten die Experten einen Fragebogen zum Thema. Sie hatten die Möglichkeit, frei zu antworten. Die Antworten und Einschätzungen wurden anschließend ausgewertet und zu einem ersten Meinungsbild, der sogenannten „Gruppenmeinung", verdichtet.

Diese Ergebnisse wurden den Experten in der **zweiten Runde** erneut vorgelegt, damit sie die Gruppenmeinung einschätzen und diese reflektieren konnten. Ziel dieser zweiten Runde war es, die eigene Meinung an der Gruppenmeinung zu spiegeln, die Einschätzungen der anderen Teilnehmer zu bewerten oder zu korrigieren und die eigenen Positionen weiterzuentwickeln. Die detaillierte Liste der teilnehmenden **Experten** sowie beide **Fragebögen** finden sich im Anhang (Anhang A.1, A.3 und A.4).

3 Ergebnisse der Delphi-Befragung

3.1 Befragungsergebnisse Teil A – Allgemeine Einordnung

3.1.1 Gruppenmeinung und deren Bewertung zu Frage A.1

Welche zentralen regulatorischen und politischen Rahmenbedingungen auf den unterschiedlichen Ebenen (EU, Bund, Länder, Kommunen) sind aus Ihrer Sicht für die Transformation der Energieversorgung derzeit besonders relevant? Welche regulatorischen und politischen Rahmenbedingungen stehen der Transformation der Energieversorgung besonders im Weg?

Zusammenfassung der Expertenmeinungen:

- **EU:** zentraler Ordnungsrahmen (ETS, Binnenmarkt), setzt Investitionssignale, aber teils zu komplex und unsicher
- **Bund:** entscheidend für Investitionssicherheit, Marktarchitektur und Systemintegration; häufige Änderungen und unklare Zielbilder problematisch
- **Länder:** relevant für Flächen, Planung und Genehmigungen; entscheidend als Umsetzungsebene
- **Kommunen:** zentrale Umsetzungsakteure, aber oft durch Finanzierung, Personal und Kompetenzen überfordert
- Wesentliche **Probleme:** mangelnde Kohärenz, Investitionsunsicherheit, langsame Verfahren und Fehlanreize im Strom- und Netzentgeltsystem
- Zusätzliches Hemmnis: unzureichende Synchronisation von Erzeugung, Netzen, Speichern und Wärmeinfrastruktur

Befragungsrunde 1:
Für die Transformation der Energieversorgung sind regulatorische und politische Rahmenbedingungen auf **allen Staatsebenen** relevant, jedoch entstehen die größten Probleme weniger durch fehlende Zielsetzungen als durch mangelnde Kohärenz, geringe Planungssicherheit, langsame Verfahren und unzureichend abgestimmte Systemlogiken. Besonders wird seitens der Experten betont, dass die Transformation inzwischen nicht mehr primär an einem Erkenntnisdefizit über Ziele scheitert, sondern an der Frage, wie diese Ziele institutionell, infrastrukturell und finanzierungsseitig umgesetzt werden sollen.

Auf **EU-Ebene** wird der europäische Regulierungsrahmen von vielen Experten als zentraler Taktgeber beschrieben. Eine besonders große Rolle spielen dabei das EU-Emissionshandelssystem EU-ETS (und ab 2028 EU-ETS 2), der europäische Energiebinnenmarkt, die überarbeitete EU-Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED III), die EU-Energieeffizienzrichtlinie (EED), die EU-Gebäuderichtlinie (EPBD) sowie das Gas- und Wasserstoffpaket. Der Emissionshandel wird mehrfach als zentrales Steuerungsinstrument hervorgehoben, weil er Investitionssignale für klimaneutrale Technologien setzen und Emissionsminderung marktbasiert organisieren soll. Daneben wird die Vollendung des Energiebinnenmarkts als zentral für Dekarbonisierung, Bezahlbarkeit und Versorgungssicherheit eingeschätzt. Zugleich zeigen die Antworten aber auch eine gewisse Ambivalenz gegenüber der europäischen Ebene. Einerseits werden europäische Vorgaben als notwendige Leitplanken verstanden, andererseits werden sie teilweise als zu komplex, zu zentralistisch oder in Teilen als investitionshemmend beschrieben. Das gilt etwa für die Kritik an einer stärkeren Verlagerung von Planungs- und Governance-Kompetenzen auf EU-Institutionen im Kontext des Grids Package oder für die Sorge, dass Wasserstoffregeln, Zertifizierungsvorgaben

oder CBAM in der konkreten Ausgestaltung Investitionen erschweren können. Insgesamt lässt sich die Expertenmeinung zur EU-Ebene so zusammenfassen: Sie ist unverzichtbar als strategischer und marktlicher Ordnungsrahmen, produziert aber zugleich neue Unsicherheiten, wenn Regeln zu komplex, zu detailliert oder nicht hinreichend mit nationalen Besonderheiten kompatibel sind.

Auf **Bundesebene** liegt der Schwerpunkt der Antworten klar auf dem regulatorischen Kern der deutschen Energiewende. Besonders häufig genannt werden das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), das Gebäudeenergiegesetz (GEG) bzw. das Gebäudemodernisierungsgesetz (GMG), das Wärmeplanungsgesetz (WPG), das Klimaschutzgesetz, die Netzentgeltregulierung, Festlegungen der Bundesnetzagentur sowie die Kraftwerksstrategie der Bundesregierung und die Kapazitätsmechanismen für den Energiesektor. Mehrere Experten betonen, dass ein langfristig **verlässlicher Regulierungsrahmen** die zentrale Voraussetzung für Investitionen sei. In den Antworten erscheint der Bund damit vor allem als jene Ebene, auf der über Investitionssicherheit, Finanzierungsmöglichkeiten und die Synchronisation von Erzeugung, Netzen, Flexibilität und Wärme entschieden wird. Wiederholt wird darauf hingewiesen, dass die gegenwärtige Regulierungslandschaft durch häufige Änderungen, unklare Zielbilder und mangelnde Abstimmung geprägt sei. Gerade im Strombereich wird kritisiert, dass Preissignale vielfach nicht die physikalische Realität der Netze widerspiegeln und dadurch keine effizienten Anreize für netz- und systemdienliches Verhalten setzen. Ebenso werden die Reform von Netzentgelten, ein investitionsfähiger Rahmen für Netzbetreiber, die Klärung von Kapazitätsmechanismen und ein konsistenter Transformationspfad im Gas- und Wärmesektor als besonders dringlich beschrieben.

Ein zweiter großer Themenblock auf Bundesebene betrifft die **Planungs- und Genehmigungsverfahren**. Hier herrscht in den Antworten nahezu Einigkeit, dass langwierige Verfahren, unklare Zuständigkeiten, hohe Komplexität und wechselnde regulatorische Vorgaben zentrale Bremsfaktoren darstellen. Mehrfach wird betont, dass Beschleunigungsgesetze allein noch nicht ausreichen, wenn sich die Verfahrensrealität vor Ort nicht tatsächlich verkürzt. Damit verschiebt sich die Debatte in den Expertenantworten von der Frage bloßer Zielvorgaben hin zu der Frage, wie ein Regulierungsrahmen ausgestaltet sein muss, der real beschleunigt, Konflikte früh klärt und Investitionsentscheidungen nicht durch Unsicherheit entwertet.

Auf **Länderebene** werden vor allem Raumordnung, Flächenbereitstellung, Genehmigungsrecht, Planungskapazitäten und landesspezifische Umsetzungsbedingungen als relevant benannt. Die Länder erscheinen in den Antworten weniger als eigenständige strategische Treiber, sondern eher als entscheidende Umsetzungsebene, auf der sich entscheidet, ob Flächen verfügbar gemacht, Verfahren praktikabel organisiert und personelle Ressourcen bereitgestellt werden. Teilweise wird zudem auf regionale Asymmetrien hingewiesen, etwa eine ungleiche Belastung einzelner Länder oder unterschiedliche politische Haltungen gegenüber erneuerbaren Energien. Daraus ergibt sich die Experteneinschätzung, dass Länder für die Transformation vor allem dann bedeutsam sind, wenn sie Planung und Genehmigung ermöglichen, nicht wenn sie zusätzliche Komplexität erzeugen.

Auf **kommunaler Ebene** werden Städte und Gemeinden nahezu durchgängig als **Schlüsselakteure der praktischen Umsetzung** verstanden. Das gilt insbesondere für kommunale Wärmeplanung, Flächenbereitstellung, Ausbau von Wärmenetzen, Bauleitplanung, Genehmigungsprozesse und lokale Akzeptanzfragen. Gleichzeitig wird die kommunale Ebene in vielen Antworten als strukturell überfordert beschrieben. Genannt werden vor allem angespannte Finanzlagen, fehlende personelle Kapazitäten, begrenzte Planungskompetenzen und unzureichende Förderlogiken. Mehrere Aussagen legen nahe, dass die Transformation vor Ort häufig nicht am mangelnden politischen Willen, sondern an unzureichender finanzieller und institutioneller Handlungsfähigkeit scheitert. Kommunen werden damit als un-

verzichtbare Umsetzungsakteure gesehen, deren Handlungsspielräume jedoch durch übergeordnete Regelungen, Finanzierungslücken und komplexe Anforderungen begrenzt bleiben.

Wird nach besonderen **Hemmnissen** für die Transformation des Energiesystems gefragt, kristallisieren sich aus den Antworten fünf größere Problemfelder heraus. Erstens wird wiederholt eine mangelnde Kohärenz der Regulierungslogik kritisiert. Ziele, Instrumente und Zuständigkeiten seien über die Ebenen hinweg nicht immer stimmig aufeinander bezogen. Zweitens wird die **Investitionsunsicherheit** als zentrales Hindernis beschrieben: häufige Gesetzesänderungen, unklare Marktarchitekturen, unklare Transformationspfade und fehlende Verlässlichkeit bei Förder- und Regulierungsregimen erschweren langfristige Entscheidungen. Drittens gelten **langsame und komplexe Planungs- und Genehmigungsverfahren** als eines der größten praktischen Hürden. Viertens wird mehrfach auf Fehlanreize im Strommarkt- und Netzentgeltsystem hingewiesen, etwa wenn Preise Netzrealitäten nicht abbilden oder Förderregime systemdienliches Verhalten unzureichend belohnen. Fünftens erscheint die **unzureichende Synchronisation von Erzeugung, Netzausbau, Speichern, Flexibilitäten und Wärmeinfrastruktur** als wiederkehrendes Problem.

Insgesamt sehen die Experten die Transformation der Energieversorgung nicht an fehlenden politischen Zielsetzungen scheitern, sondern an einem Ordnungsrahmen, der bislang oft zu komplex, zu langsam, zu inkonsistent und zu wenig investitionsorientiert ausfällt. Als besonders relevant gelten deshalb Regelungen, die Planungssicherheit schaffen, Genehmigungen beschleunigen, Investitionen in Netze und Infrastruktur ermöglichen, sektorübergreifende Koordination stärken und Kommunen handlungsfähig machen. Besonders hinderlich sind hingegen Regelungen, die Unsicherheit erhöhen, Systemintegration erschweren, Verfahren verlängern oder parallele und schlecht abgestimmte Infrastrukturen verfestigen.

Befragungsrunde 2:

Nachfolgende Abbildung 1 zeigt die Bewertung der Gruppenmeinung durch die teilnehmenden Experten der zweiten Befragungsrunde. Die

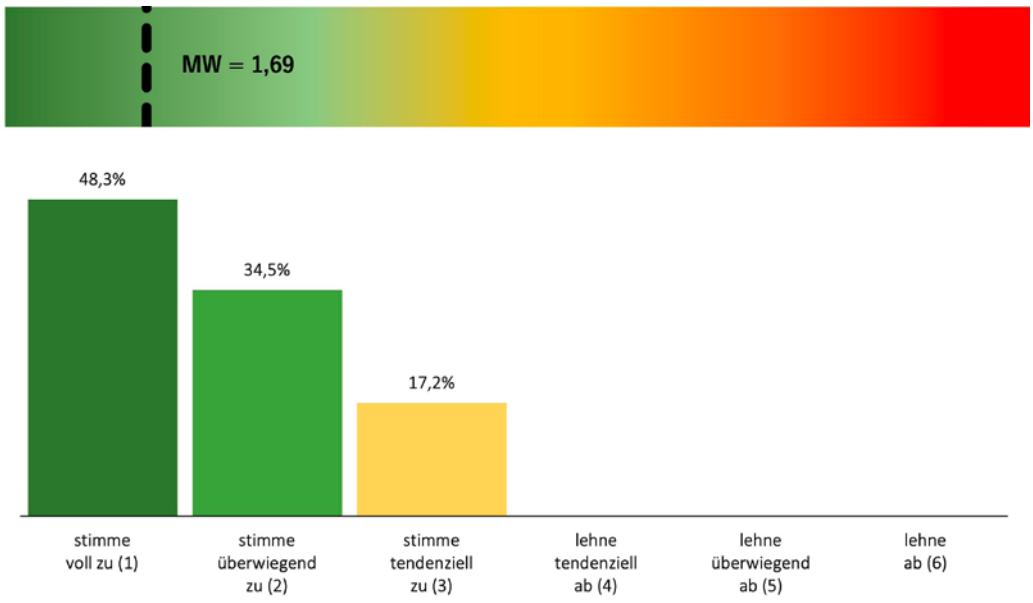


Abbildung 1: Bewertung der Gruppenmeinung zu Frage A.1 in Befragungsrunde 2.
Eigene Darstellung.

große Mehrheit der Experten stimmten insgesamt der Gruppenmeinung überwiegend oder voll zu. Einzelne Meinungen äußerten eine tendenzielle Zustimmung, welche auf inhaltlichen Ergänzungen beruhte. Hervorgehoben wurde, dass der Ordnungsrahmen das Vertrauen in wettbewerbliche Energiemärkte und deren Preissignale stärken müsse. Zudem wurden die Lösungsansätze „Planungssicherheit" und „Genehmigungsbeschleunigung" als teilweise unterkomplex angesehen. Als Kernproblem wurde vielmehr eine unzureichende Policy-Koordination zwischen EU-Kommission, Bundesregierung und Bundesnetzagentur mit unterschiedlichen Regulierungslogiken betont.

3.1.2 Gruppenmeinung und deren Bewertung zu Frage A.2

Wie bewerten Sie mit Blick auf die Versorgungssicherheit (Grundlast, Netzstabilität) die Kompatibilität mit dem Erneuerbaren-Ausbau und zu erwartende Strompreisentwicklungen?

Zusammenfassung der Expertenmeinungen:

- Versorgungssicherheit mit hohem EE-Anteil grundsätzlich möglich, erfordert Netze, Speicher, Flexibilität und gesicherte Leistung, jedoch mit Verzögerungen beim Aufbau steuerbarer Kapazitäten
- Dunkelflauten als zentrale Herausforderung; flexible Backup-Kapazitäten bleiben notwendig, verbunden mit möglichen Knappheitspreisen
- Netzausbau entscheidend; mangelnde Synchronisation mit EE-Ausbau erhöht Kosten und Netzstress
- Flexibilität und Marktdesign zentral, um Systemdienlichkeit und Investitionen in gesicherte Leistung zu gewährleisten
- Großhandelspreise tendenziell sinkend, aber deutlich volatiler
- Endkundenpreise kurzfristig hoch durch Systemkosten, langfristig potenziell sinkend bei effizientem Systemausbau, aktuelle Entlastungsmaßnahmen jedoch nur begrenzt wirksam

Befragungsrunde 1:
Die Kompatibilität von Versorgungssicherheit, Netzstabilität und weiterem Ausbau erneuerbarer Energien wird überwiegend als grundsätzlich gegeben bewertet, allerdings nur unter anspruchsvollen technischen, infrastrukturellen und regulatorischen Voraussetzungen. Ein breiter Konsens besteht darin, dass ein Stromsystem mit hohem Anteil erneuerbarer Energien technisch sicher betrieben werden kann. Zugleich wird betont, dass diese Sicherheit nicht automatisch aus dem Ausbau der Erzeugungskapazitäten folgt, sondern von der gleichzeitigen Entwicklung von Netzen, Speichern, Flexibilitätsoptionen, gesicherter Leistung und Systemdienstleistungen abhängt. Die zentrale Frage ist daher aus Sicht vieler Beiträge weniger, ob ein solches System grundsätzlich funktionsfähig ist, sondern zu welchen Kosten und mit welchem institutionellen Rahmen Versorgungssicherheit gewährleistet werden kann.

Mehrere Stellungnahmen heben hervor, dass Deutschland beziehungsweise das kontinentaleuropäische Verbundsystem weiterhin ein sehr hohes Maß an **Versorgungssicherheit** aufweist. Teilweise wird ausdrücklich darauf verwiesen, dass das deutsche Stromsystem trotz bereits hoher Anteile erneuerbarer Energien zu den stabilsten gehört. Zugleich wird aber betont, dass sich mit dem weiteren Ausbau volatiler Erzeugung die Anforderungen an Netzführung, Prognosequalität, Redispatch, Reservehaltung, Spannungshaltung und Systemdienstleistungen erhöhen. Insbesondere **Dunkelflauten** werden in nahezu allen Beiträgen als zentrale Herausforderung benannt. Hier besteht weitgehend Einigkeit, dass Batteriespeicher und andere Flexibilitätsoptionen zwar wichtige Beiträge leisten können, auf absehbare Zeit aber nicht ausreichen, um längere Phasen geringer Wind- und Solarstromeinspeisung allein abzusichern. Deshalb wird der **Bedarf an gesicherter, steuerbarer Leistung** vielfach hervorgehoben, insbesondere in Form **flexibler Gaskraftwerke**

mit Wasserstoffperspektive, Reservekapazitäten, KWK oder anderen Back-up-Strukturen. Mehrfach wird darauf hingewiesen, dass der **Ausstieg aus Kernenergie und Kohle den Druck erhöht**, rechtzeitig neue steuerbare Kapazitäten zu schaffen; andernfalls drohen Engpässe, verlängerte Abhängigkeit von Reservemechanismen und hohe Knappheitspreise.

Auffällig ist ferner, dass der Begriff der Grundlast in mehreren Stellungnahmen relativiert oder ausdrücklich als wenig geeignet für das zukünftige Stromsystem bezeichnet wird. An die Stelle des klassischen Grundlastkonzepts trete die Aufgabe, die Residuallast jederzeit sicher zu decken. Versorgungssicherheit wird damit als Ergebnis eines flexibilitäts- und netzzentrierten Gesamtsystems verstanden, nicht mehr primär als Funktion dauerhaft durchlaufender Großkraftwerke. Gleichwohl bleibt die Forderung bestehen, ausreichend gesicherte Leistung verfügbar zu halten. Der Rückgang klassischer Grundlastkapazitäten wird insofern nicht als Problem an sich gewertet, solange flexible, netz- und marktdienliche Alternativen rechtzeitig bereitstehen.

Nahezu einhellig wird der **Netzausbau als Schlüsselfaktor** angesehen. Sowohl Übertragungs- als auch Verteilnetze gelten als Engpass, wenn der Ausbau erneuerbarer Energien, die Elektrifizierung und die Dezentralisierung schneller voranschreiten als die Netzinfrastruktur. Wiederholt wird kritisiert, dass der Ausbau der Netze bislang nicht hinreichend mit dem Ausbau erneuerbarer Energien synchronisiert worden sei. Dies erhöhe Redispatch-Bedarf, Abregelungen, Systemkosten und regionalen Netzstress. Mehrere Beiträge fordern daher eine stärkere Kopplung des EE-Zubaus an Netzverfügbarkeit, eine beschleunigte Modernisierung der Netze sowie eine stärkere Digitalisierung des Netzbetriebs. Teilweise wird zudem gefordert, dass dezentrale Einspeisung, Speicher und flexible Verbraucher systemdienlicher betrieben und über geeignete Netzentgelte, regionale Preissignale oder regulatorische Anreize besser integriert werden.

Eine ebenso zentrale Rolle kommt Flexibilitätsoptionen zu. Genannt werden insbesondere Batteriespeicher, Elektrolyseure, flexible Lasten, intelligente Lade- und Rückspeisestrategien, Demand-Side-Management, Power-to-Heat, Wärmespeicher und sektorübergreifende Kopplung. Diese Technologien und Betriebsweisen sollen dazu beitragen, volatile Erzeugung besser aufzunehmen, Lastspitzen zu glätten, lokale Netzsituationen zu entlasten und die Anforderungen an Reservekapazitäten zu verringern. Mehrere Expertenbeiträge betonen allerdings, dass ihre Wirkung entscheidend von den Anreizstrukturen abhängt. Kritisiert werden unter anderem fehlende oder falsche Umlagelogiken, unzureichende regionale Preissignale, Anschlusszwänge ohne Systemdienlichkeitsanforderungen sowie eine zu geringe Steuerbarkeit von EE-Anlagen. Wiederholt wird daraus die **Forderung nach einem weiterentwickelten Marktdesign** abgeleitet, das Flexibilität, Systemdienlichkeit und Investitionen in gesicherte Leistung angemessen vergütet. In diesem Zusammenhang werden Kapazitätsmechanismen, eine Kraftwerksstrategie, zusätzliche Erlösquellen für gesicherte Leistung sowie allgemein verlässlichere Investitionsrahmen als notwendig beschrieben.

Bei den **Strompreisentwicklungen** zeigt sich ein differenziertes Bild. Für die Großhandelsmärkte erwarten viele Experten im Mittel sinkende oder zumindest preisdämpfende Effekte durch den Ausbau erneuerbarer Energien, da Wind- und Solarenergie niedrige Grenzkosten aufweisen. Gleichzeitig wird aber ebenfalls häufig betont, dass mit wachsendem EE-Anteil stärkere Preisvolatilitäten einhergehen: Phasen sehr niedriger oder negativer Preise bei hoher Einspeisung stehen potenziell sehr hohen Preisen bei Knappheit und geringer EE-Produktion gegenüber. Diese Spreizung wird teils als systemimmanent, teils als problematisch für die Refinanzierung neuer flexibler und gesicherter Kapazitäten bewertet.

Für Endverbraucherpreise fällt die Einschätzung deutlich verhaltener aus. Hier dominiert die Auffassung, dass die Transformation kurz- bis mittelfristig mit steigenden oder zumindest

hohen Kosten verbunden ist. Als Haupttreiber werden Netzausbau, Speicher, Digitalisierung, Redispatch, Reserve- und Back-up-Kapazitäten sowie allgemein steigende System- und Integrationskosten genannt. Wiederholt wird betont, dass günstige Erzeugungskosten erneuerbarer Energien nicht mit niedrigen Endkundenpreisen gleichgesetzt werden dürfen, solange die Infrastruktur- und Systemkosten stark steigen oder über Netzentgelte auf die Verbraucher überwälzt werden. Mehrere Beiträge fordern daher eine vollständige Systemkostenperspektive, die Netz-, Speicher-, Reserve- und Integrationskosten systematisch einbezieht. Erst mittel- bis langfristig werden spürbar sinkende Strompreise für plausibel gehalten, und auch dies nur unter der Bedingung, dass Netze, Flexibilität, Speicher und Marktarchitektur effizient mitwachsen, die Infrastruktur intensiv genutzt wird und die Kostenvorteile erneuerbarer Energien tatsächlich bei den Verbrauchern ankommen.

Zusammenfassend überwiegt damit ein konditionaler Optimismus. Die meisten Experten halten ein **erneuerbares Stromsystem mit hoher Versorgungssicherheit und Netzstabilität für vereinbar**. Diese Kompatibilität setzt jedoch einen beschleunigten und koordinierten Ausbau von Netzen, Speichern und Flexibilitäten, ausreichende gesicherte Leistung für Dunkelflauten, systemdienliche regulatorische Anreize sowie ein reformiertes Marktdesign voraus. Preislich wird kurzfristig eher mit steigenden System- und Endkundenkosten gerechnet, während langfristig sinkende Großhandelspreise und perspektivisch auch Entlastungen bei den Stromkosten möglich erscheinen. Die entscheidende Unsicherheit liegt somit weniger in der technischen Beherrschbarkeit als in der Geschwindigkeit, Kohärenz und Kosteneffizienz des Systemumbaus.

Befragungsrunde 2:

Abbildung 2 illustriert die Beurteilung der Gruppenmeinung in Runde 2 der Befragung. Auch hier wurde dieser Zusammenfassung mit großer Mehrheit überwiegend oder voll zugestimmt. Knapp 21 % der Befragten stimmten ihr jedoch lediglich tendenziell zu. Diese eingeschränkte Zustimmung war insbesondere darauf zurückzuführen, dass die betreffenden Befragten die **Annahme langfristig sinkender Strom- und Endkundenpreise** nicht teilten. Zur Begründung

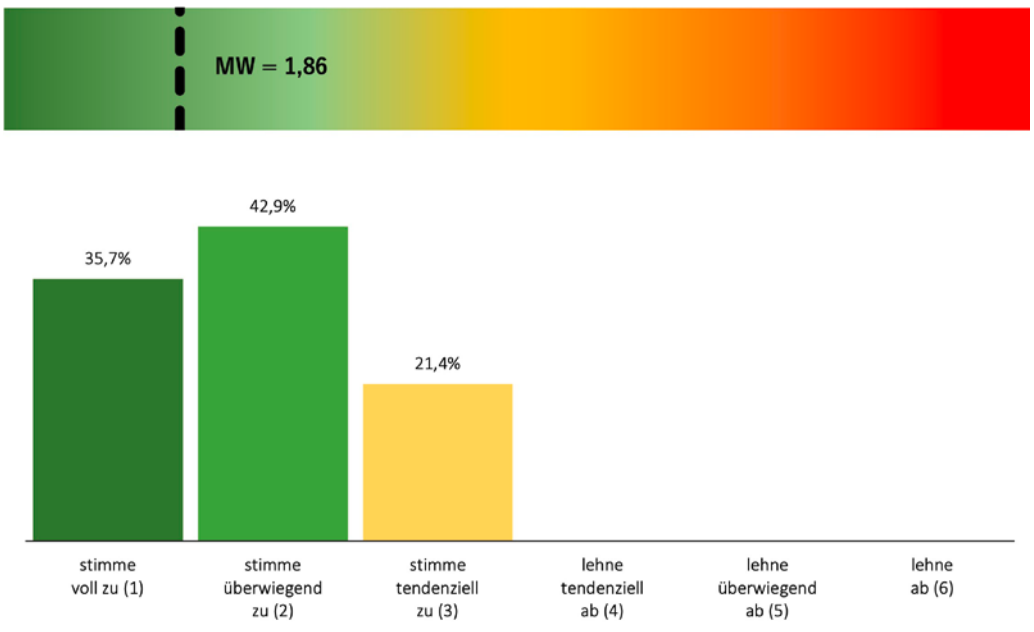


Abbildung 2: Bewertung der Gruppenmeinung zu Frage A.2 in Befragungsrunde 2.
Eigene Darstellung.

verwiesen sie darauf, dass neben der Entwicklung der Großhandelspreise auch mögliche Kostensteigerungen infolge des Netzausbaus, des Redispatchs, der Vorhaltung von Reserven sowie weiterer Maßnahmen zur Systemstabilisierung zu berücksichtigen seien.

3.1.3 Gruppenmeinung und deren Bewertung zu Frage A.3

Welche Rolle spielt Technologieoffenheit bei der Transformation der Energieversorgung, insbesondere im Hinblick auf Kosten, Innovationsfähigkeit und Versorgungssicherheit?

Zusammenfassung der Expertenmeinungen:

- Technologieoffenheit gilt als zentral für Kosteneffizienz, Innovation und Versorgungssicherheit innerhalb klarer Leitplanken; Wettbewerb zwischen Technologien ermöglicht effiziente Lösungen, vermeidet Fehlinvestitionen und stärkt technologische Vielfalt
- Kritik an Detailsteuerung vom Bund, die Märkte einschränkt, Innovation hemmt und Abhängigkeit von Subventionen verstärkt
- Grenzen bestehen bei grundlegenden, strategischen Infrastrukturentscheidungen; dort sind eindeutige politische Richtungen erforderlich
- Technologieoffenheit leistet Beitrag zur Resilienz durch Diversifizierung, muss aber systemdienlich, skalierbar und netzstabilisierend ausgestaltet werden
- Kritik: darf nicht zur Verzögerung oder Stützung ineffizienter Technologien missbraucht werden

Befragungsrunde 1:
Aus den vorliegenden Antworten ergibt sich ein differenziertes, in der Grundtendenz jedoch klar strukturiertes Meinungsbild: **Technologieoffenheit** wird mehrheitlich als wichtiger, teils sogar zentraler Erfolgsfaktor für die Transformation der Energieversorgung angesehen. Ihr Stellenwert wird vor allem in drei Dimensionen hervorgehoben: Kostenbegrenzung, Innovationsfähigkeit und Versorgungssicherheit. Gleichzeitig zeigen die Antworten deutlich, dass Technologieoffenheit nicht mit technologischer Beliebigkeit gleichgesetzt wird. Vielmehr wird sie überwiegend als ein Prinzip verstanden, das innerhalb klarer klimapolitischer, ökonomischer und systemischer Leitplanken wirken sollte.

Mit Blick auf die Kosten wird Technologieoffenheit in vielen Stellungnahmen als Mittel zur Erhöhung der Kosteneffizienz betrachtet. Der zentrale Gedanke impliziert, dass politische Steuerung möglichst Ziele vorgeben, nicht aber einzelne Technologien vorab festlegen sollte. Wettbewerb zwischen Technologien kann dazu beitragen, die wirtschaftlich günstigsten Lösungen hervorzubringen und Fehlinvestitionen zu vermeiden. Mehrfach wird betont, dass neben den reinen Erzeugungskosten auch Integrations- und Systemkosten berücksichtigt werden müssten. Technologieoffenheit wird insofern als Instrument verstanden, um nicht nur die günstigste Einzeltechnologie, sondern die volkswirtschaftlich sinnvollste Kombination aus Erzeugung, Netzen, Speichern, Flexibilitäten und steuerbaren Kapazitäten zu identifizieren. Gerade in einem Energiesystem, das zunehmend von Volatilität, Dezentralität und Sektorenkopplung geprägt ist, könne ein zu enger technologischer Pfad langfristig höhere Kosten und zusätzliche Risiken erzeugen.

Zugleich wird in den Antworten mehrfach darauf hingewiesen, dass Technologieoffenheit Grenzen hat, sobald Infrastrukturen mit langen Lebensdauern aufgebaut werden müssen. Parallele Infrastrukturen für verschiedene, womöglich konkurrierende Technologierouten können die Gesamtkosten erheblich erhöhen. Dies gilt insbesondere für Strom-, Wärme-, Gas- und Wasserstoffnetze. Mehrere Beiträge argumentieren daher, dass politische oder regulatorische Richtungsentscheidungen dort erforderlich bleiben, wo hohe irreversible Infrastrukturinvestitionen anstehen. Technologieoffenheit könne nicht bedeuten, jede technische Option gleichzeitig mit öffentlicher Infrastruktur zu hinterlegen. Besonders häufig wird in diesem Zusammenhang auf

die Unsicherheit über die künftige Rolle der Gasnetze verwiesen. Für langfristige Investitionsentscheidungen brauche es daher neben Offenheit auch Klarheit.

Mit Blick auf die Innovationsfähigkeit wird Technologieoffenheit überwiegend positiv bewertet. Zahlreiche Antworten sehen in ihr eine Voraussetzung dafür, dass unterschiedliche technische Lösungswege parallel erprobt, neue Geschäftsmodelle entwickelt und unerwartete Innovationssprünge möglich werden. Wiederholt wird darauf hingewiesen, dass politische oder regulatorische Vorfestlegungen Märkte verengen, alternative Geschäftsmodelle verdrängen und technologische Lernprozesse behindern können. Technologieoffenheit wird in diesem Sinne als Schutz vor Pfadabhängigkeiten und als Voraussetzung für „trial and error", Wettbewerb und Skalierung neuer Lösungen verstanden. Besonders genannt werden Speichertechnologien, Flexibilitätsoptionen, digitale Netzdienste, sektorübergreifende Anwendungen und Power-to-X-Lösungen. Auch im kommunalen Kontext wird hervorgehoben, dass unterschiedliche lokale Bedingungen flexible technologische Antworten erfordern und gerade daraus Innovation entstehen kann.

Allerdings äußern mehrere Experten auch Skepsis gegenüber dem politischen Gebrauch des Begriffs. Teilweise wird Technologieoffenheit als unscharfer oder strategisch eingesetzter Begriff beschrieben, der in der Praxis entweder als Verzögerungsargument oder zur Verteidigung bestehender Geschäftsmodelle diene. Kritisiert wird insbesondere, dass unter dem Schlagwort gelegentlich auch ökonomisch oder systemisch wenig überzeugende Pfade künstlich offengehalten werden sollen. Aus dieser Perspektive verliert Technologieoffenheit ihren innovationsfördernden Charakter, wenn sie zur Rechtfertigung von „Lebenserhaltungsmaßnahmen" für nicht mehr wettbewerbsfähige Technologien genutzt wird. Andere Beiträge gehen noch weiter und sehen in der Debatte um Technologieoffenheit teilweise einen rhetorischen Nebelbegriff, weil faktisch bereits ein breiter Wettbewerb zwischen erneuerbaren, speicherbasierten und flexibilitätsorientierten Lösungen stattfinde. Auch diese Stimmen bestreiten aber nicht grundsätzlich die Bedeutung technologischer Vielfalt, sondern wenden sich vor allem gegen eine interessengeleitete Politisierung des Begriffs.

Für die Versorgungssicherheit wird Technologieoffenheit von vielen Befragten als wichtiger Beitrag zu Resilienz und Risikodiversifikation angesehen. Der Grundgedanke liegt darin, dass kein einzelner Technologietyp allein Emissionsminderung, Bezahlbarkeit und Versorgungssicherheit gewährleisten kann. Ein diversifizierter Technologiemix aus erneuerbarer Erzeugung, Speichern, Flexibilitätsoptionen, Netzmodernisierung und steuerbaren Kapazitäten erhöhe die Robustheit des Systems gegenüber Ausfällen, Fehlprognosen, geopolitischen Risiken oder verzögerten Technologieentwicklungen. Technologieoffenheit wird daher häufig mit systemischer Vielfalt gleichgesetzt. Gerade für Übertragungsnetzbetreiber, Stadtwerke und Fernwärmeakteure wird betont, dass flexible technologische Optionen notwendig sind, um regional unterschiedliche Bedingungen, Lastprofile und Infrastrukturvoraussetzungen bewältigen zu können.

Gleichwohl wird auch hier einschränkend betont, dass Versorgungssicherheit nicht durch Offenheit allein entsteht, sondern durch systemdienliche Auswahl. Mehrere Antworten fordern daher eine Bewertung von Technologien nicht nur nach Innovationsversprechen oder Einzelkosten, sondern nach ihrem Systemwert, ihrer Skalierbarkeit, ihrem Beitrag zur Netzstabilität, ihrer Integrationsfähigkeit und ihren Sicherheitsstandards. Offenheit sollte sich demnach auf das „Wie" der Zielerreichung beziehen, nicht auf das „Ob" von Dekarbonisierung und Versorgungssicherheit. Als besonders relevanter Rahmen wird dabei vielfach die CO_2-Bepreisung genannt: Ein technologieoffener Emissionshandel könne dafür sorgen, dass sich im Wettbewerb die kosteneffizientesten klimafreundlichen Lösungen durchsetzen, ohne dass der Staat im Detail einzelne Technologien vorschreibt.

Insgesamt lässt sich aus den Antworten folgende verdichtete Expertenmeinung ableiten: Technologieoffenheit spielt für die Transformation der

Energieversorgung eine wichtige bis zentrale Rolle, weil sie Wettbewerb fördert, Innovationsräume offenhält, Fehlinvestitionen begrenzen und die Versorgungssicherheit durch technologische Diversifizierung stärken kann. Ihr Nutzen liegt insbesondere dort, wo künftige Kostenentwicklungen, Skaleneffekte und technologische Durchbrüche noch unsicher sind. Gleichzeitig wird sie mehrheitlich nicht als Freibrief für beliebige oder ineffiziente Technologiewege verstanden. Vielmehr braucht Technologieoffenheit klare Leitplanken: verbindliche Klimaziele, CO_2-Bepreisung, Kriterien der Wirtschaftlichkeit, Systemdienlichkeit, Skalierbarkeit und Versorgungssicherheit sowie politische Klarheit dort, wo langfristige Infrastrukturen betroffen sind. Der vorherrschende Tenor lautet somit: **Technologieoffenheit ist wichtig, aber nur als evidenzbasierte, marktorientierte und systemisch eingebettete Offenheit** – nicht als Aufschub von Entscheidungen oder als Rechtfertigung für dauerhaft ineffiziente Pfade.

Befragungsrunde 2:
Die Gruppenmeinung wurde von einer deutlichen Mehrheit der Experten bestätigt, jedoch nicht uneingeschränkt geteilt (Abbildung 3). Zustimmung zeigte sich insbesondere zur Bedeutung technologieoffener Wettbewerbsprozesse für Effizienz, Innovation und Versorgungssicherheit. Einzelne Befragte äußerten hingegen grundsätzliche Vorbehalte gegenüber dem politischen Ziel der Technologieoffenheit. Weitere kritische Einschätzungen bezogen sich vor allem auf langfristige Infrastrukturinvestitionen. In diesem Zusammenhang sprachen sich mehrere Experten für eindeutige politische Richtungsentscheidungen aus, um den Aufbau paralleler Infrastrukturen sowie Fehlinvestitionen zu vermeiden.

3.1.4 Gruppenmeinung und deren Bewertung zu Frage A.4

Welche Anforderungen für resiliente Stromnetze (Stichworte kritische Infrastruktur und Aufrechterhaltung der Energieversorgung im Störfall) bestehen aktuell? Werden hier Ihrer Meinung nach aktuell ausreichend erforderliche Maßnahmen ergriffen bzw. umgesetzt? Falls nein, welche Maßnahmen müssten mit welcher Priorität ergriffen werden?

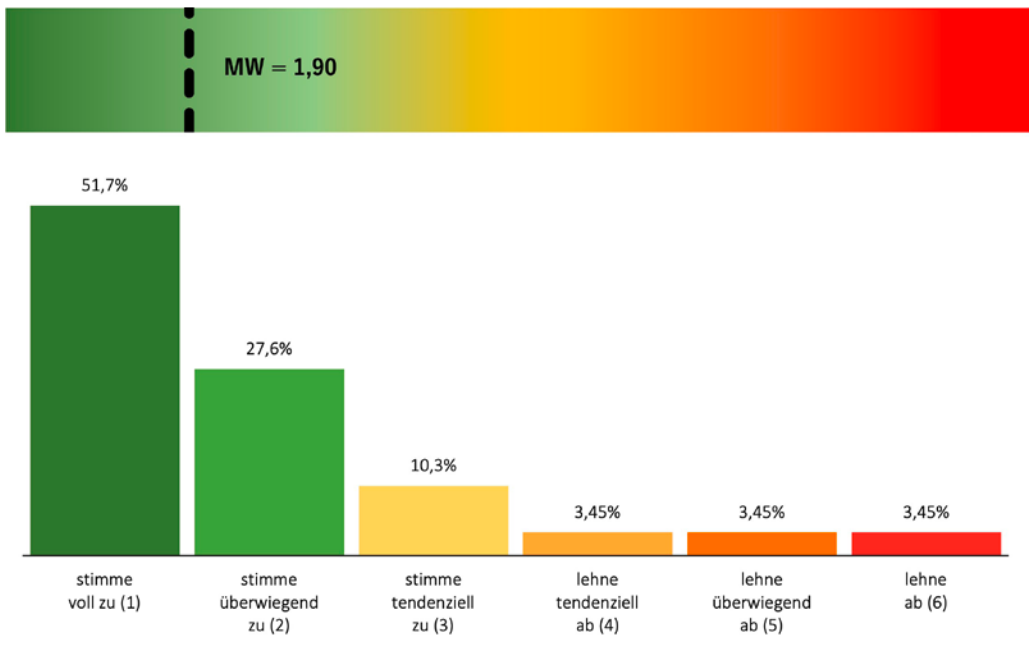


Abbildung 3: Bewertung der Gruppenmeinung zu Frage A.3 in Befragungsrunde 2.
Eigene Darstellung.

Zusammenfassung der Expertenmeinungen:

- zentrale Anforderungen betreffen stärkeren physischen und cyberphysischen Schutz kritischer Infrastruktur sowie verbesserte Präventions- und Reaktionsfähigkeiten
- resiliente Stromnetze erfordern ein erweitertes Verständnis über Normalbetrieb hinaus, einschließlich Schutz vor Cyberangriffen, Sabotage, Extremwetter und Fähigkeit zur schnellen Wiederherstellung
- bestehende Netze gelten als grundsätzlich robust, reichen aber angesichts neuer Bedrohungen und Systemveränderungen nicht mehr aus
- prioritäre Maßnahmen sind stärkere Regulierung, Digitalisierung, Netzausbau, bessere Kooperation sowie Notfallvorsorge und Resilienzfinanzierung

Befragungsrunde 1:

Die teilnehmenden Experten argumentieren, dass an resiliente Stromnetze bereits heute ein komplexes Anforderungsprofil gestellt wird, das über die klassische Versorgungssicherheit im Normalbetrieb deutlich hinausgeht. Die Anforderungen an resiliente Stromnetze steigen erheblich, weil das Stromsystem zugleich dezentraler, digitaler und stärker durch volatile Einspeisung sowie neue Lasten geprägt wird. **Resilienz** wird dabei nicht nur als klassische Versorgungssicherheit im Normalbetrieb verstanden, sondern als Fähigkeit, auch bei Cyberangriffen, physischer Sabotage, Extremwetterereignissen oder großflächigen Störungen funktionsfähig zu bleiben beziehungsweise die Versorgung rasch wiederherzustellen. Entsprechend umfasst Resilienz nach den Antworten sowohl technische, digitale und organisatorische als auch institutionelle Anforderungen.

Als bestehende Grundanforderungen werden zunächst robuste Netzstrukturen, Redundanzen und bewährte Sicherheitsprinzipien genannt. Mehrfach wird darauf hingewiesen, dass das deutsche Stromnetz im internationalen Vergleich bereits heute ein sehr hohes Maß an Versorgungssicherheit aufweist und insbesondere durch Planungsprinzipien wie das N-1-Kriterium[5], Netzwiederaufbaupläne und bestehende regulatorische Vorgaben grundsätzlich solide aufgestellt ist. Genannt werden unter anderem europäische Network Codes, Risikovorsorgepläne, IT-Sicherheitskataloge nach EnWG sowie Anforderungen aus NIS2 (EU-Richtlinie zur Stärkung der Cybersicherheit). Daraus folgt in den Antworten jedoch nicht, dass kein weiterer Handlungsbedarf besteht. Vielmehr wird betont, dass diese bestehenden Standards vor allem den Normalbetrieb und Teile der Cybersicherheit adressieren, während neue Bedrohungslagen und die Strukturveränderungen des Energiesystems zusätzliche Anforderungen erzeugen.

Ein zentraler Anforderungskomplex betrifft die physische und cyberphysische Sicherheit kritischer Infrastrukturen. Angesichts geopolitischer Spannungen, hybrider Bedrohungen und konkreter Sabotagerisiken wird mehrfach gefordert, Schutzmaßnahmen gegen physische Angriffe, Drohnenbedrohungen und Angriffe auf digitale Steuerungssysteme deutlich zu verstärken. Dazu gehören aus Sicht der Befragten strengere Sicherheitsstandards, die Überprüfung von Transparenz- und Veröffentlichungspflichten, um operative Angriffsflächen zu reduzieren, sowie eine stärkere Kontrolle der Herkunft kritischer technischer Komponenten. Teilweise wird betont, dass importierte, internetbasierte Steuerungskomponenten ein eigenes Risikofeld darstellen können. Gleichzeitig wird hervorgehoben, dass vollständiger Schutz gegen mutwillige Zerstörung oder komplexe Cyberangriffe praktisch nicht erreichbar ist. Daraus leitet sich ein zweiter Schwerpunkt ab: Neben Prävention muss die Fähigkeit zur schnellen Reaktion und Wiederherstellung der Versorgung in den Mittelpunkt rücken.

Große Bedeutung messen die Antworten daher dem organisatorischen Resilienzmanagement bei. Wiederholt genannt werden Business-Continuity-Management[6], klare Krisenstrukturen, realistische Risikoanalysen, feste Alarmierungswege,

[5] Dies bildet einen Grundsatz der Netzplanung, der besagt, dass das Stromnetz den plötzlichen Ausfall einer einzelnen wichtigen Komponente – wie einer Leitung oder eines Transformators – jederzeit verkraften muss, ohne dass es zu Stromausfällen oder unzulässigen Überlastungen kommt.

[6] Ganzheitlicher Managementansatz, der kritische Geschäftsprozesse bei schweren Störungen, Krisen oder Notfällen (wie Cyberangriffen, Stromausfällen oder Naturkatastrophen) schützt und die Handlungsfähigkeit eines Unternehmens sicherstellt.

Meldeketten, regelmäßige Übungen und Planspiele sowie definierte Wiederaufbauprioritäten. Mehrere Beiträge betonen, dass Managementsysteme nicht nur formal bestehen, sondern gelebte Praxis sein müssen. Auch die Zusammenarbeit zwischen Betreibern, Sicherheitsbehörden, Bundeswehr, BOS, Bund, Ländern und Kommunen wird als zentrale Voraussetzung genannt. Gerade bei länderübergreifenden Linieninfrastrukturen fehle es bislang teilweise an einer ausreichend gebündelten Lagebewertung und klaren Führungsstrukturen in Krisensituationen. In den Antworten erscheint Resilienz deshalb ausdrücklich als gesamtstaatliche Aufgabe und nicht nur als technische Betreiberpflicht.

Ein weiterer Schwerpunkt liegt auf **dezentralen, flexiblen und inselbetriebsfähigen Strukturen**. Mehrere Antworten sehen in dezentraler Erzeugung, Speichern, Kraft-Wärme-Kopplung, mobilen Notstromkapazitäten und zellularen beziehungsweise inselbetriebsfähigen Teilnetzen einen wichtigen Baustein zur Erhöhung der Resilienz. Der zugrunde liegende Gedanke ist, dass eine stärker dezentrale und diversifizierte Versorgungsstruktur die Verwundbarkeit reduziert und im Störfall eine partielle Aufrechterhaltung der Versorgung oder einen schnelleren Wiederaufbau ermöglicht. In diesem Zusammenhang werden Schwarzstartfähigkeit, Notbetrieb von Teilnetzen, lokale Quartierslösungen und eine stärkere Vermaschung des Netzes als relevante Elemente genannt. Mehrfach wird betont, dass resiliente Stromnetze nicht allein durch mehr Leitungen entstehen, sondern durch das Zusammenspiel von Dezentralität, Flexibilität, Notfallvorsorge und belastbaren Wiederanlaufkonzepten.

Daneben wird die **Digitalisierung** als ambivalenter, aber unverzichtbarer Faktor beschrieben. Einerseits sind intelligente Messsysteme, automatisierte Netzführung, Echtzeitdaten, bessere Beobachtbarkeit der Netzzustände und digitale Kommunikationssysteme nach Auffassung vieler Befragter notwendig, um ein zunehmend komplexes und dezentrales Stromsystem stabil zu betreiben. Besonders genannt werden Smart-Meter-Rollout, digitale Netzleittechnik, automatisierte Schaltkonzepte und sichere Kommunikationsinfrastrukturen wie das 450-MHz-Funknetz. Andererseits wächst mit der Digitalisierung auch die Angriffsfläche. Deshalb werden Segmentierung, sichere Datenräume, lokale Fallback-Modi[7], Cyberabwehrstrukturen und 24/7-Sicherheitsüberwachung als wesentliche Anforderungen genannt. Insgesamt überwiegt die Einschätzung, dass der Digitalisierungsgrad – insbesondere in Verteilnetzen – derzeit vielfach noch unzureichend ist.

In der Bewertung des Status quo ergibt sich kein völlig einheitliches Bild, aber eine klare Tendenz: Die vorhandenen Grundlagen werden als substanziell eingeschätzt, die Umsetzung zusätzlicher Resilienzanforderungen jedoch mehrheitlich als nicht ausreichend oder zumindest zu langsam. Mehrere Antworten sprechen von sichtbaren Fortschritten, aber deutlichen Umsetzungsdefiziten – insbesondere beim Smart-Meter-Rollout, bei der Digitalisierung der Verteilnetze, bei Redundanzen im Verteilnetz, bei Stresstests, bei der Integration von Flexibilitäten sowie bei physischem Schutz kritischer Infrastruktur. Hinzu kommen offene Fragen der Finanzierung und der regulatorischen Anerkennung. Wiederholt wird kritisiert, dass die Netzregulierung bislang stark auf Effizienz- und Kostendruck ausgerichtet sei und Resilienzmaßnahmen – etwa höhere Personalvorhaltung, technische Redundanzen, Lagerhaltung kritischer Komponenten oder BCM-Maßnahmen – nicht ausreichend anerkenne.

Aus den Antworten lassen sich daher mehrere prioritäre Maßnahmen ableiten. Erstens wird eine stärkere **regulatorische Verankerung von Resilienz** gefordert, einschließlich klarer Mindeststandards für physische Sicherheit, Krisenmanagement, Wiederaufbau und Cyberresilienz sowie einer angemessenen Kostenanerkennung. Zweitens wird die **Beschleunigung von Netzausbau, Netzverstärkung und Digitalisierung** als vordringlich angesehen. Drittens sollen **dezentrale und inselbetriebsfähige Versorgungsstrukturen, Speicher, steuerbare Lasten und mobile Reserven** gezielt gestärkt werden. Viertens erscheint eine bessere **institutionali-**

[7] Dieser springt ein, wenn das Hauptsystem, eine Internetverbindung oder ein wichtiges Bauteil, ausfällt. Das Ziel ist es, den Betrieb mit eingeschränkten Funktionen sicher am Laufen zu halten.

sierte Zusammenarbeit zwischen Betreibern und staatlichen Stellen als prioritär. Fünftens werden praktische **Vorsorgeinstrumente** wie nationale Notfallreserven, strategische Ersatzteillager, Notfallkommunikation, Übungen und Wiederaufbaupläne hervorgehoben.

Zusammenfassend lässt sich festhalten: Resiliente Stromnetze erfordern heute mehr als klassische Netzsicherheit. Notwendig ist ein **erweitertes Resilienzverständnis**, das physische Sicherheit, Cyberabwehr, organisatorische Krisenfähigkeit, digitale Steuerbarkeit, Dezentralität, Flexibilität und Wiederaufbaufähigkeit integriert. Die bestehenden Maßnahmen bilden dafür eine wichtige Grundlage, werden aber überwiegend als noch nicht ausreichend angesehen, um den künftigen Anforderungen voll zu genügen. Die höchsten Prioritäten liegen aus Sicht der Befragten in der schnelleren Umsetzung digitaler und physischer Schutzmaßnahmen, in belastbaren Krisen- und Wiederanlaufstrukturen, in der Stärkung dezentraler Resilienzoptionen sowie in einer Regulierung, die Resilienz nicht als Nebenbedingung, sondern als eigenständiges Ziel anerkennt.

Befragungsrunde 2:

Die zusammengefasste Aussage der ersten Runde wurde in vielen Aspekten von den Experten geteilt (Abbildung 4), wobei die abgestufte Zustimmung auf Differenzierungsbedarf hindeutete. So wurde stärkere Regulierung nur dort als sinnvoll bewertet, wo Marktakteure unzureichend vorsorgt werden; zugleich wurde vor zusätzlicher regulatorischer Komplexität gewarnt. Einzelne Befragte hielten umfassenden physischen Schutz für begrenzt realisierbar und betonten schnelle Wiederaufbaufähigkeit und verbindliche Resilienzstandards.

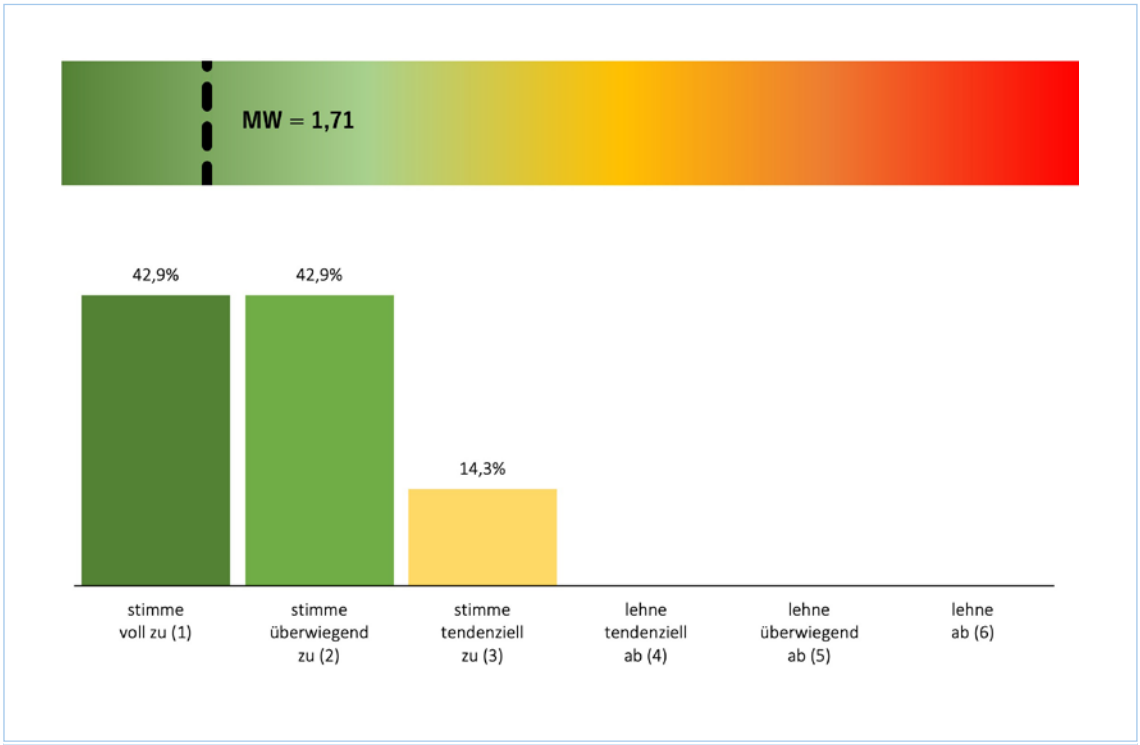


Abbildung 4: Bewertung der Gruppenmeinung zu Frage A.4 in Befragungsrunde 2.
Eigene Darstellung.

3.2 Befragungsergebnisse Teil B – Stromverteilnetz

3.2.1 Gruppenmeinung und deren Bewertung zu Frage B.1

Welche aktuellen und zukünftigen Entwicklungen wirken aus Ihrer Sicht als wesentliche Treiber der Transformation im Stromverteilnetz? Welche dieser Treiber werden zukünftig eher an Bedeutung gewinnen, welche an Bedeutung verlieren?

Zusammenfassung der Expertenmeinungen:

- aktuelle zentrale Treiber sind dezentrale Erzeugung, Elektrifizierung, Flexibilität, Speicher und Digitalisierung; Verteilnetz wird zum aktiven Systemintegrator
- Elektrifizierung von Wärme und Verkehr gewinnt weiter an Bedeutung und treibt steigende Lasten im Verteilnetz
- Flexibilität, Speicher und steuerbare Lasten werden wichtiger, um Netzausbau zu ergänzen und Infrastruktur effizienter zu nutzen sowie eine stärker koordinierte Netznutzung zu ermöglichen
- Digitalisierung ist der Schlüssel, ermöglicht Transparenz, Steuerbarkeit und den stabilen Betrieb zunehmend komplexer Netze
- künftig gewinnen an Bedeutung: Elektrifizierung, Flexibilität und Integration sowie neue Anschlussregime zur besseren Synchronisierung von Erzeugung und Netz
- statische, rein ausbaubasierte und analoge Ansätze verlieren an Bedeutung

Befragungsrunde 1:
Aus den vorliegenden Antworten lässt sich ein breiter Konsens bei der Benennung der wesentlichen Treiber der Transformation im Stromverteilnetz ableiten. Als wesentliche Treiber der Transformation im Stromverteilnetz werden vor allem die **Dezentralisierung der Erzeugung**, die **Elektrifizierung von Wärme und Verkehr**, die **Bedeutung von Flexibilität und Speichern** sowie die **Digitalisierung der Netze** genannt. Das Verteilnetz wird dabei übereinstimmend nicht mehr als nachgelagerte Infrastruktur, sondern als zentraler Ort der Energiewende verstanden. Hier treffen neue Erzeuger, neue Lasten und neue Steuerungsanforderungen unmittelbar aufeinander. Mehrfach wird betont, dass sich das Verteilnetz vom passiven Transportnetz zu einem aktiven Systemintegrator entwickelt.

Aktuell steht insbesondere der starke Zubau dezentraler erneuerbarer Erzeugung, insbesondere von Photovoltaik, im Vordergrund. Diese Entwicklung führt zu einer wachsenden Zahl an Einspeisepunkten, bidirektionalen Stromflüssen und erhöhter Volatilität im Netzbetrieb. Dadurch steigen die Anforderungen an Prognose, Netzführung und Engpassmanagement erheblich. Parallel dazu wird die **Elektrifizierung auf der Nachfrageseite** als zweiter zentraler Transformationsmotor beschrieben. Besonders häufig genannt werden Wärmepumpen, Elektromobilität und Ladeinfrastruktur. Diese Entwicklung wird künftig weiter an Bedeutung gewinnen und zunehmend alle Verteilnetzbetreiber betreffen.

Ein weiterer zentraler Treiber liegt in der zunehmenden Nutzung von Flexibilität, Speichern und steuerbaren Lasten. Dahinter steht die Erwartung, dass die Transformation nicht allein durch klassischen Netzausbau bewältigt werden kann, sondern zunehmend durch eine aktivere Nutzung bestehender Infrastruktur. Eng damit verbunden ist die **Digitalisierung** als weiterer zentraler Treiber der Transformation. Genannt werden insbesondere Smart-Meter-Rollout, digitale Netzführung und eine insgesamt höhere Transparenz und Steuerbarkeit der Netze. Die Digitalisierung wird dabei als notwendige Voraussetzung für einen effizienten und stabilen Netzbetrieb verstanden. Zunehmend relevant erscheinen außerdem **Sektorenkopplung und integrierte Infrastrukturplanung**. Das Stromverteilnetz wird stärker mit Wärmeversorgung und Mobilität zusammengedacht, wodurch die klassische Trennung zwischen Erzeugung, Netz und Verbrauch an Bedeutung verliert.

Neben diesen technischen Treibern spielen auch ökonomische und regulatorische Faktoren eine Rolle, etwa Netzentgelte, regulatorische Vorgaben und finanzielle sowie organisatorische Kapazitäten der Netzbetreiber. Mit Blick auf die Zukunft zeigt sich ein klares Bild: Weiter an Bedeutung gewinnen werden insbesondere Elektrifizierung, dezentrale Erzeugung, Flexibilität, Digitalisierung und sektorübergreifende Planung. An relativer Bedeutung verlieren hingegen starre, rein ausbaubasierte und statische Netzplanungsansätze sowie analoge Prozesse.

Zusammenfassend zeigt sich, dass die Transformation im Stromverteilnetz aktuell vor allem durch den gleichzeitigen Zubau dezentraler Erzeugung und den Anschluss neuer elektrischer Verbrauchseinrichtungen – insbesondere Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge und Ladeinfrastruktur – getrieben wird. Beide Entwicklungen erhöhen nicht nur den Strombedarf, sondern verändern vor allem die Einspeise- und Lastprofile und damit die zeitgleich abgerufene sLeistung, an der sich der Ausbaubedarf im Verteilnetz bemisst. Künftig wird das Verteilnetz zunehmend zu einem aktiven, datenbasierten Knotenpunkt der Energiewende, während rein statische und ausschließlich auf Netzausbau ausgerichtete Ansätze an Bedeutung verlieren. Entscheidend wird sein, ob Netzausbau, Digitalisierung und organisatorische Umsetzungskapazitäten mit dem Transformationstempo Schritt halten können.

Befragungsrunde 2:
Die Gruppenmeinung aus Runde 1 wurde von den Befragten insgesamt breit bestätigt: 46 % stimmten vollständig, 36 % überwiegend und 18 % tendenziell zu; ablehnende Bewertungen traten nicht auf (Abbildung 5). Ein uneingeschränkter Konsens zeigte sich dennoch nicht. In den ergänzenden Kommentaren wurden Elektrifizierung, dezentrale Erzeugung, Speicher und Digitalisierung zwar als zentrale Treiber hervorgehoben, zugleich aber die Grenzen von Flexibilität und Digitalisierung betont. Nach Einschätzung einzelner Experten könne Flexibilität aufgrund fehlender Anreize derzeit die Integration erneuerbarer Energien sogar erschweren.

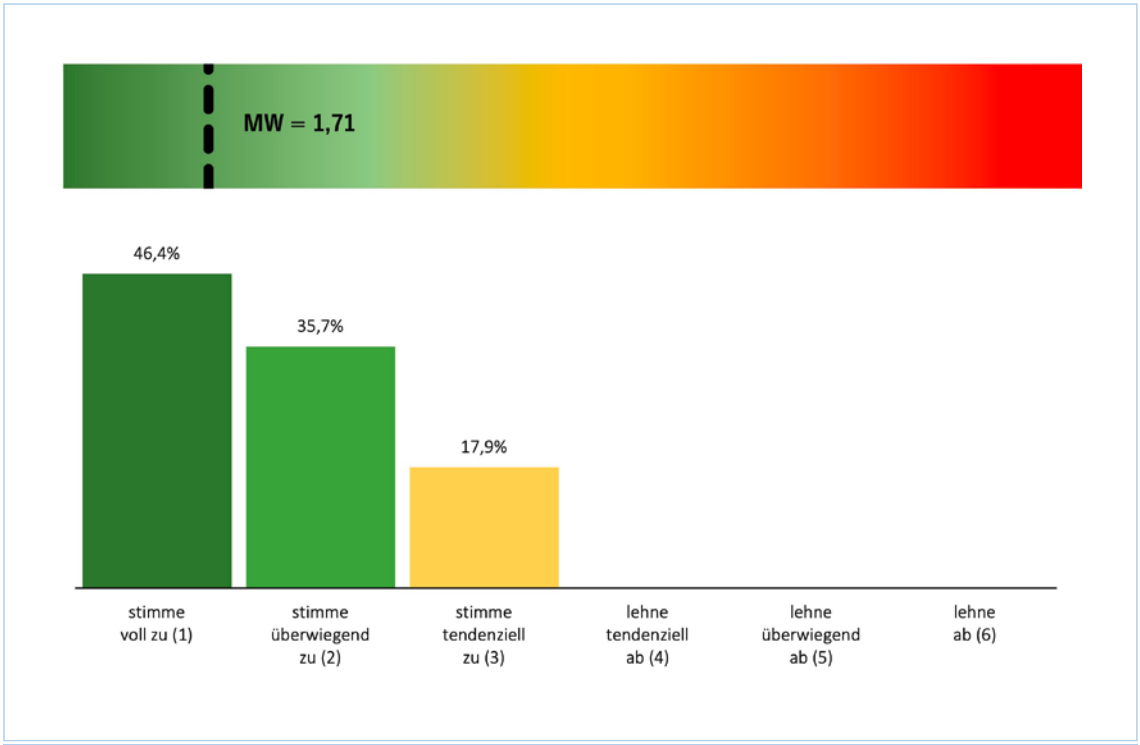


Abbildung 5: Bewertung der Gruppenmeinung zu Frage B.1 in Befragungsrunde 2.
Eigene Darstellung.

3.2.2 Gruppenmeinung und deren Bewertung zu Frage B.2

Welche Herausforderungen sehen Sie vor allem auf regionaler und lokaler Ebene bezüglich eines adäquaten Ausbaus der Stromverteilnetze? Welche Lösungsmöglichkeiten sehen Sie und welche Bedingungen müssen erfüllt sein, um die Herausforderungen anzugehen?

Zusammenfassung der Expertenmeinungen:

- zentrale Herausforderung ist die Überlagerung von Finanzierung, Planung, Genehmigung, Koordination und Akzeptanz auf regionaler und lokaler Ebene
- zeitliche Asymmetrie: Anschlussbedarfe wachsen schneller als Netzausbau, wodurch Engpässe und Verzögerungen entstehen sowie steigende Systemkosten durch mangelnde Synchronisierung von EE- und Netzausbau
- Finanzierung problematisch durch hohen Investitionsbedarf, geringe Eigenkapitalbasis und unzureichende regulatorische Refinanzierung
- Fachkräftemangel und begrenzte Kapazitäten bei Netzbetreibern und Behörden bremsen Planung und Umsetzung
- Lösungsansätze umfassen verlässliche Investitionsbedingungen, schnellere Genehmigungen, stärkere Digitalisierung und Flexibilitätsnutzung sowie bessere Koordination und Beteiligung

Befragungsrunde 1:

Die vorliegenden Experteneinschätzungen zeigen einen breiten Konsens darüber, dass die Herausforderungen eines adäquaten **Ausbaus der Stromverteilnetze** auf regionaler und lokaler Ebene weniger in einzelnen technischen Problemen liegen, als vielmehr in der Überlagerung von **Finanzierung, Planung, Genehmigung, Koordination** und **Akzeptanz**. Ein zentrales Problem ist zunächst die zeitliche Asymmetrie zwischen der Dynamik neuer Netzanschlussbegehren und der langen Realisierungsdauer des Netzausbaus. Mehrfach wird darauf hingewiesen, dass EE-Anlagen, Wärmepumpen, Ladeinfrastruktur oder Speicher deutlich schneller umgesetzt werden können als Leitungen oder Umspannwerke. Dadurch entstehen regional Netzengpässe und Anschlussverzögerungen. Hinzu kommt eine hohe Planungsunsicherheit, da die künftige Entwicklung von Lasten und Einspeisungen lokal nur begrenzt prognostizierbar ist.

Als zweite große Herausforderung wird die Finanzierung benannt. Besonders hervorgehoben werden der hohe Investitionsbedarf, die unzureichende Eigenkapitalausstattung vieler Netzbetreiber sowie Schwierigkeiten bei der Kapitalmobilisierung. Problematisch ist dabei auch die Vorleistungslogik, da Investitionen früh erfolgen müssen, während Erlöse verzögert eintreten. In engem Zusammenhang steht die Rolle der Regulierung, die Investitionen nur begrenzt abbildet. Entsprechend werden stabile Rahmenbedingungen, refinanzierbare Netzentgelte und neue Finanzierungsinstrumente als zentrale Voraussetzungen genannt.

Ein dritter Problemkomplex betrifft die personellen und organisatorischen Kapazitäten. Genannt werden insbesondere Fachkräftemangel, Engpässe bei Planung und Bau sowie begrenzte Ressourcen bei Netzbetreibern und Behörden. Dadurch wird der Ausbau auch bei vorhandener Finanzierung verzögert.

Besonders stark tritt zudem das Problem der Koordination hervor. Häufig fehlt eine ausreichende Abstimmung zwischen Erneuerbaren-Ausbau, Netzausbau, kommunaler Wärmeplanung und weiterer Infrastruktur. Daraus ergibt sich die Forderung nach einer integrierten Infrastrukturplanung und engerer Zusammenarbeit zwischen Netzbetreibern, Kommunen und weiteren Akteuren. Ein weiterer zentraler Punkt ist die mangelnde Transparenz über Netzzustand und zukünftige Entwicklungen. Defizite bei Daten, Messwerten und Netzmodellen erschweren Planung und Betrieb. Als Lösungsansatz wird daher die **Digitalisierung** hervorgehoben, insbesondere zur Verbesserung von

Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit. Damit verbunden ist die stärkere Nutzung von **Flexibilität** (z. B. Speicher, steuerbare Lasten), um Netze effizienter zu betreiben und den Ausbaubedarf zu begrenzen. Als besonders relevant erscheint darüber hinaus die Dimension von Genehmigung und Akzeptanz. Genannt werden lange Verfahren, Flächenkonflikte und Bürgerwiderstand als wesentliche Verzögerungsfaktoren. Als Lösungswege werden frühzeitige Beteiligung, transparente Kommunikation und zum Teil finanzielle Ausgleichsmechanismen hervorgehoben.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass der adäquate Ausbau der Stromverteilnetze derzeit weniger an fehlenden technischen Lösungen scheitert als an einer Kombination aus Finanzierungsengpässen, regulatorischen Unsicherheiten, Fachkräftemangel, Planungsunsicherheit und lokalem Widerstand. Erfolgversprechend erscheint daher nur ein Bündel an Maßnahmen: verlässliche Investitionsbedingungen, schnellere Genehmigungen, stärkere Digitalisierung und Flexibilitätsnutzung sowie bessere Koordination und Beteiligung. Die Grundbotschaft lautet somit: **Netzausbau** muss **schneller, koordinierter und intelligenter** erfolgen – und benötigt dafür gleichermaßen Kapital, Personal, Daten, Akzeptanz und regulatorische Verlässlichkeit.

Befragungsrunde 2:

Die Gruppenmeinung wurde von über 80 % der Experten überwiegend oder voll geteilt (Abbildung 6). Übereinstimmend wurde die zeitliche Asymmetrie zwischen wachsenden Anschlussbedarfen und langfristigem Netzausbau betont. Die Expertenaussagen deuteten zudem darauf hin, dass weniger technische Defizite, sondern Genehmigungsdauer, Fachkräftemangel, Beschaffungsengpässe, Datenlage und unzureichende Koordination die Umsetzung begrenzten. Ergänzend wurden effizientere Netzdimensionierung, Fast-Track-Verfahren, integrierte Infrastrukturplanung und eine Überprüfung der Netzbetreiberstruktur gefordert.

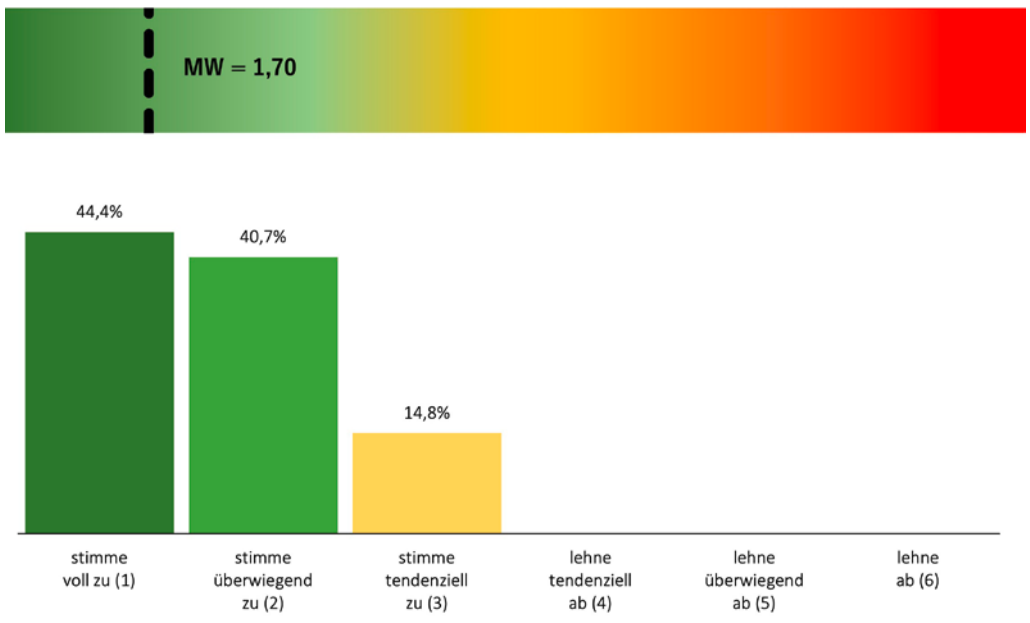


Abbildung 6: Bewertung der Gruppenmeinung zu Frage B.2 in Befragungsrunde 2.
Eigene Darstellung.

3.2.3 Gruppenmeinung und deren Bewertung zu Frage B.3

Welchen Beitrag können Digitalisierung (z. B. Smart Meter, Netzleitsysteme, datenbasierte Steuerung) und Messtechnik zur Anpassung des Stromverteilnetzes leisten? Welche Herausforderungen sehen Sie in diesem Zusammenhang, z. B. hinsichtlich Regulierung und Finanzierung? In welchem Umfang kann Digitalisierung den Netzausbau substituieren? Welche Rolle spielen Daten, etwa zur Verbrauchsmessung und -steuerung?

Zusammenfassung der Expertenmeinungen:

- Digitalisierung als Ergänzung des physischen Netzausbaus durch Verbesserung der Transparenz, Steuerbarkeit und Effizienz im Netzbetrieb
- Digitalisierung erlaubt aktive Netzführung und Integration flexibler Verbraucher, reduziert Spitzenlasten und unterstützt neue Geschäftsmodelle bei geeigneter Einbettung in Markt- und Regulierungsdesign
- Daten sind zentral für Steuerung, Planung und Prognosen; entscheidend sind Verfügbarkeit, Qualität und Interoperabilität
- Herausforderungen sind langsamer Rollout, regulatorische Hürden, Finanzierungsprobleme, Datenschutzanforderungen und fehlende wirtschaftliche Anreize sowie eine bislang teilweise nicht systemdienliche Nutzung digitaler Potenziale

Befragungsrunde 1:

Die Experteneinschätzungen lassen erkennen, dass **Digitalisierung und moderne Messtechnik** eine zentrale, jedoch klar begrenzte Rolle bei der Transformation der Stromverteilnetze einnehmen. Übereinstimmend wird Digitalisierung als wesentlicher „Enabler" verstanden, der Transparenz, Steuerbarkeit und Effizienz im Netzbetrieb deutlich erhöht und damit einen substanziellen Beitrag zur Anpassung der Netzinfrastruktur leisten kann. Gleichzeitig wird betont, dass Digitalisierung keine vollständige Alternative zum physischen Netzausbau darstellt, sondern diesen primär ergänzt, optimiert und teilweise zeitlich verschiebt.

Mit Blick auf den konkreten Beitrag der Digitalisierung wird insbesondere die verbesserte Sichtbarkeit von Netzzuständen hervorgehoben. Smart Meter, intelligente Messsysteme, Sensorik, digitale Ortsnetzstationen und Netzleitsysteme ermöglichen eine deutlich fragmentiertere Erfassung von Lastflüssen, Spannungen und Einspeisungen – teilweise in Echtzeit oder zumindest in kurzen Zeitintervallen. Diese erhöhte Transparenz bildet die Grundlage für einen präziseren Netzbetrieb, eine verbesserte Prognosefähigkeit sowie eine gezieltere Planung von Netzausbaumaßnahmen. Mehrfach wird betont, dass ohne diese Datengrundlage ein effizienter Umgang mit zunehmender Volatilität und Dezentralität im Energiesystem kaum möglich ist; die Netzsteuerung wäre andernfalls einem „Blindflug" gleichzusetzen.

Darauf aufbauend ermöglicht Digitalisierung eine **aktive Netzführung**. Engpässe können frühzeitig erkannt und durch operative Maßnahmen wie Laststeuerung, Schaltzustandsoptimierung oder den Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren adressiert werden. Besonders relevant ist dabei die **Integration flexibler Verbraucher und Erzeuger**, etwa Wärmepumpen, Elektromobilität oder Batteriespeicher. Über **Smart Meter** und entsprechende Steuerungseinrichtungen können diese Anlagen netzdienlich eingesetzt werden, beispielsweise zur Glättung von Lastspitzen oder zur Verschiebung von Verbrauch und Einspeisung. In diesem Zusammenhang wird auch die **Bedeutung dynamischer Tarife und lokaler Preissignale** hervorgehoben, die eine marktbasiert unterstützte Flexibilisierung ermöglichen können. Digitalisierung schafft damit die Voraussetzung für neue Geschäftsmodelle, insbesondere im Bereich der Flexibilitätsvermarktung und sektorübergreifenden Integration.

In Bezug auf die Substitutionswirkung gegenüber dem Netzausbau besteht ein breiter Kon-

sens, dass **Digitalisierung** den Ausbaubedarf reduzieren, verschieben oder zielgerichteter gestalten kann, ihn jedoch nicht vollständig ersetzt. Mehrere Einschätzungen quantifizieren das mögliche Substitutionspotenzial grob im Bereich von etwa zehn bis 30 Prozent teils auch konservativer (fünf bis 15 Prozent). Einigkeit besteht darin, dass insbesondere spitzenlastgetriebene Ausbauentscheidungen durch Digitalisierung und Flexibilisierung abgemildert werden können. Demgegenüber bleibt bei strukturellem Wachstum von Lasten und Einspeisung – etwa durch Elektrifizierung und erneuerbare Energien – ein zusätzlicher physischer Netzausbau unvermeidlich. Digitalisierung verändert somit weniger die grundsätzliche Notwendigkeit von Infrastrukturinvestitionen als vielmehr deren Umfang, Timing und Effizienz.

Zugleich wird auf **Grenzen der Flexibilisierung** hingewiesen. Insbesondere im Haushaltsbereich könnten tatsächliche Flexibilitätspotenziale geringer sein als häufig angenommen, etwa aufgrund begrenzter zeitlicher Verschiebungsmöglichkeiten im Alltag. Zudem besteht die Gefahr **sozialer Verteilungswirkungen**, wenn flexible und nicht flexible Verbraucher unterschiedlich von dynamischen Tarifen betroffen sind. Auch industrielle Anwendungen verfügen teilweise bereits über leistungsfähige Messsysteme, sodass der zusätzliche Nutzen neuer Technologien dort differenziert zu betrachten ist.

Die Rolle von **Daten** wird in nahezu allen Beiträgen als fundamental beschrieben. Daten zu Verbrauch, Einspeisung, Netzbelastung und Flexibilitäten sind die zentrale Voraussetzung für Prognosen, Netzsteuerung, Engpassmanagement, Investitionsentscheidungen und regulatorische Bewertungen. Ohne hochwertige, standardisierte und möglichst in Echtzeit verfügbare Daten sind weder netzdienliche Steuerung noch effiziente Planung möglich. Gleichzeitig wird betont, dass Daten nicht nur verfügbar, sondern auch zugänglich und interoperabel sein müssen. Fragen der Daten-Governance, standardisierter Schnittstellen und Systemintegration werden als entscheidend für die Skalierbarkeit digitaler Lösungen angesehen.

Den erheblichen Potenzialen der Digitalisierung stehen jedoch vielfältige Herausforderungen gegenüber. An erster Stelle wird der bislang **langsame Smart-Meter-Rollout** genannt, der als zentrale Engstelle für die Umsetzung digitaler Anwendungen gilt. Die geringe Verbreitung intelligenter Messsysteme begrenzt aktuell die Möglichkeiten zur Flexibilisierung, zur Entwicklung neuer Geschäftsmodelle und zur datenbasierten Netzsteuerung. Ursachen hierfür werden insbesondere in regulatorischen Unsicherheiten, komplexen Vorgaben, Datenschutzanforderungen, fragmentierten Zuständigkeiten sowie unzureichenden wirtschaftlichen Rahmenbedingungen gesehen. Mehrfach wird darauf hingewiesen, dass Preisobergrenzen und bestehende Geschäftsmodelle die Wirtschaftlichkeit für Messstellenbetreiber und Netzbetreiber erschweren.

Darüber hinaus wird die generelle Regulierung als teilweise nicht ausreichend digitalisierungsfreundlich beschrieben. Investitionen in digitale Infrastruktur werden nicht immer adäquat anerkannt oder refinanziert, während gleichzeitig klassische Netzausbaumaßnahmen regulatorisch oft besser abgebildet sind. Dies kann zu Fehlanreizen führen, bei denen physischer Ausbau gegenüber digitalen Lösungen bevorzugt wird. Gleichzeitig bestehen rechtliche Unsicherheiten etwa bei flexiblen Tarifmodellen, Datenzugang oder der Nutzung von Flexibilitäten, was Investitionsentscheidungen zusätzlich erschwert. Auch Datenschutz- und IT-Sicherheitsanforderungen werden als wichtige, aber teilweise bremsende Faktoren genannt, insbesondere wenn sie die Umsetzung verlangsamen oder verteuern.

Ein weiterer zentraler Aspekt betrifft die **Finanzierung**. Digitalisierung erfordert erhebliche Anfangsinvestitionen in Messinfrastruktur, IT-Systeme, Datenplattformen und Netzleittechnik. Während sich diese Investitionen systemisch häufig amortisieren, ist die betriebswirtschaftliche Refinanzierung auf Ebene einzelner Netzbetreiber nicht immer gewährleistet. Dies gilt insbesondere für kleinere Verteilnetzbetreiber, die Skaleneffekte weniger

nutzen können. In diesem Kontext wird teilweise die Auslagerung bestimmter Funktionen an größere Dienstleister oder eine stärkere Koordination und Standardisierung als Lösungsansatz diskutiert.

Schließlich werden auch technische und organisatorische Herausforderungen genannt, darunter Interoperabilität zwischen Systemen, steigende Komplexität der IT-Infrastruktur, Cybersecurity-Risiken sowie der Bedarf an qualifiziertem Personal. Zudem wird betont, dass Digitalisierung nur dann wirksam sein kann, wenn sie in ein **geeignetes Markt- und Regulierungsdesign** eingebettet ist. Ohne entsprechende Anreizstrukturen besteht die Gefahr, dass digitale Lösungen primär marktgetrieben eingesetzt werden, ohne systemische Anforderungen ausreichend zu berücksichtigen.

Zusammenfassend zeigen die Expertenmeinungen, dass Digitalisierung und Messtechnik eine notwendige Voraussetzung für ein effizientes, flexibles und resilientes Stromverteilnetz darstellen. Sie ermöglichen eine bessere Nutzung bestehender Infrastruktur, verbessern die Steuerbarkeit und tragen dazu bei, Netzausbaukosten zu begrenzen. Ihre Wirkung bleibt jedoch komplementär zum physischen Netzausbau. Entscheidend für die Ausschöpfung der Potenziale sind insbesondere ein beschleunigter Rollout von Messinfrastruktur, klare und investitionsfreundliche regulatorische Rahmenbedingungen, standardisierte Datenstrukturen sowie tragfähige Finanzierungsmodelle. Ohne diese Voraussetzungen droht die Digitalisierung hinter ihren Möglichkeiten zurückzubleiben und ihre systemische Wirkung nur unvollständig zu entfalten.

Befragungsrunde 2:

Der Gruppenmeinung stimmte der überwiegende Anteil der Experten überwiegend oder vollkommen zu (ca. 93 %, Abbildung 7). Unterschiede zeigten sich bei der Frage, wie stark Digitalisierung Netzausbau vermeiden oder verschieben kann. Einzelne Experten bewerteten dieses Potenzial höher.

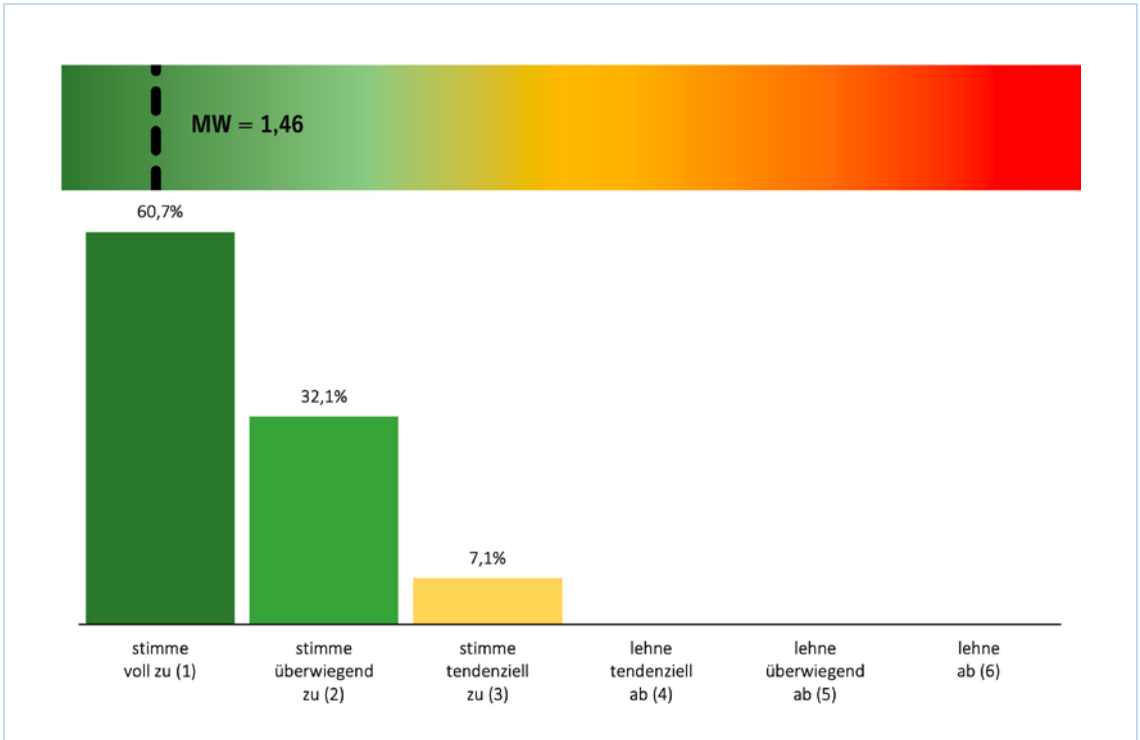


Abbildung 7: Bewertung der Gruppenmeinung zu Frage B.3 in Befragungsrunde 2.
Eigene Darstellung.

3.2.4 Gruppenmeinung und deren Bewertung zu Frage B.4

Welche Kostensenkungspotenziale sehen Sie für den Ausbau und die Digitalisierung des Stromverteilnetzes?

Zusammenfassung der Expertenmeinungen:

- Kostensenkungspotenziale liegen primär in effizienterer Gesamtorganisation von Planung, Bau, Betrieb und Finanzierung, nicht in Einzelmaßnahmen
- Standardisierung, modulare Bauweisen und Kooperationen senken Beschaffungs-, Planungs- und Betriebskosten sowie Abhängigkeiten
- Bündelung von Infrastrukturmaßnahmen reduziert Tiefbaukosten, Bauzeiten und vermeidet Doppelstrukturen
- Automatisierung und datenbasierte Planung senken Betriebskosten, verlängern Lebensdauer und vermeiden Überdimensionierung
- günstigere Finanzierung, schnellere Genehmigungen und bessere Planungssicherheit reduzieren Gesamtkosten, ersetzen aber nicht kapitalintensiven Netzausbau
- regulatorische Fehlanreize sowie technische und planerische Entscheidungen (z. B. Wahl zwischen Freileitung vs. Erdkabel, Genehmigungsverfahren) beeinflussen die Effizienz der Netzauslastung maßgeblich und bieten zusätzliche Kostensenkungspotenziale

Befragungsrunde 1:
Aus den vorliegenden Antworten ergibt sich ein breites, in der Grundrichtung aber recht konsistentes Bild: **Kostensenkungspotenziale** beim Ausbau und bei der Digitalisierung der Stromverteilnetze werden weniger in einzelnen isolierten Maßnahmen gesehen als in einer effizienteren Gesamtorganisation von Planung, Bau, Betrieb und Finanzierung. Mehrfach wird betont, dass es nicht primär um absolute Kostensenkungen gegenüber dem Status quo geht, sondern vor allem darum, künftige Kostensteigerungen zu begrenzen und den Mitteleinsatz effizienter zu gestalten.

Ein zentraler Hebel liegt in der **besseren Nutzung bestehender Netzkapazitäten**. Viele Antworten verweisen darauf, dass Digitalisierung, Smart Meter, Sensorik, datenbasierte Netzsteuerung und Flexibilitätsmanagement dazu beitragen können, Netze höher auszulasten und teure Ausbauprojekte zu vermeiden, zu verkleinern oder zeitlich zu strecken. Dabei wird auf den Leitsatz „Intelligenz vor Kupfer“ verwiesen. Gemeint ist damit, dass vor einem rein physischen Ausbau zunächst geprüft werden sollte, in welchem Umfang Lastspitzen durch steuerbare Verbraucher, Speicher, Lastmanagement, Spitzenkappung oder dynamische Tarife reduziert werden können. Als wichtige Effekte werden dabei die Reduktion von Spitzenauslastungen, sinkende Redispatchkosten und eine zielgenauere Priorisierung von Ausbauinvestitionen genannt. Der **Substitutionseffekt** wird zwar unterschiedlich eingeschätzt und vielfach nicht beziffert; dort, wo eine Größenordnung genannt wird, liegt sie grob im Bereich von **20 bis 30 Prozent**. Zugleich wird betont, dass Digitalisierung den Netzausbau nicht ersetzt, sondern primär optimiert.

Ein zweites häufig genanntes Kostensenkungspotenzial liegt in **Standardisierung und Skalierung**. Dazu zählen standardisierte Komponenten, typisierte Ortsnetzstationen, modulare Bauweisen bei Trafostationen und Umspannwerken, einheitliche Technik- und IT-Standards sowie modulare Softwarelösungen. Mehrfach wird darauf hingewiesen, dass die heutige Vielfalt an Einzellösungen Beschaffungs-, Integrations- und Betriebskosten erhöht. Standardisierung könne demgegenüber Stückkosten senken, Planung vereinfachen, Lieferketten stabilisieren und die Abhängigkeit von einzelnen Herstellern reduzieren. Ergänzend werden Rahmenverträge, Bündelung von Beschaffung und stärkere Kooperationen zwischen Netzbetreibern als Effizienzhebel genannt. Teilweise wird auch die große Zahl von Verteilnetzbetreibern selbst als

strukturelle Ineffizienz beschrieben, weil viele Akteure ähnliche Digitalisierungs- und Ausbauprozesse parallel organisieren müssen.

Ein dritter Schwerpunkt betrifft die **Koordination von Infrastrukturmaßnahmen**. Viele Antworten sehen erhebliche Kostenvorteile darin, Netzausbau mit anderen Tiefbau- und Infrastrukturmaßnahmen – etwa für Wärme, Wasser, Abwasser, Glasfaser oder Straßenbau – zu bündeln. Dadurch könnten Tiefbaukosten, Bauzeiten und Belastungen für Kommunen und Bürger deutlich reduziert werden. Auch übergreifende, integrierte Infrastrukturplanung wird als zentral erachtet, um Doppelstrukturen zu vermeiden und Ausbaupfade frühzeitig besser aufeinander abzustimmen. In ähnlicher Weise wird auf die bessere **Koordination** von **Netzplanung, Elektrifizierung** und dem **Ausbau erneuerbarer Energien** verwiesen. Mehrere Beiträge nennen außerdem die gemeinsame Nutzung beziehungsweise Überbauung von Netzanschlusspunkten oder Infrastruktur für unterschiedliche Anlagen als kostenwirksames Potenzial.

Ein vierter Bereich betrifft **betriebliche Effizienz und Automatisierung**. Mehrfach wird hervorgehoben, dass Digitalisierung nicht nur Investitionen zielgerichteter macht, sondern auch laufende Kosten senken kann. Genannt werden automatisierte Netzprozesse, digitale Netzanschlussverfahren, automatisierte Schalthandlungen, Zustandsüberwachung sowie vorausschauende Instandhaltung. Insbesondere Predictive Maintenance[8] wird als Möglichkeit beschrieben, die Lebensdauer teurer Betriebsmittel zu verlängern, Wartungen bedarfsgerechter durchzuführen und ungeplante Ausfälle oder Noteinsätze zu reduzieren. Auch **datengetriebene Netzplanung** und **Szenarioplanung** werden als Instrumente genannt, um Überdimensionierungen zu vermeiden und Lebenszykluskosten zu senken.

Daneben wird die **Finanzierung** selbst als bedeutender Kostenfaktor thematisiert. Mehrere Antworten sehen relevante Kostensenkungspotenziale nicht nur im technischen oder operativen Bereich, sondern in niedrigeren Finanzierungskosten. Besonders betont wird, dass öffentliches Kapital oder öffentliche Beteiligungsgesellschaften Netzinvestitionen günstiger finanzieren könnten als rein kapitalmarktbasierte Lösungen. Geringere Verzinsungsanforderungen würden die Netzentgelte entlasten und den Ausbau kostengünstiger gestalten. In diesem Zusammenhang wird auch auf die Notwendigkeit planbarer Transformationspfade hingewiesen: Langfristige Verlässlichkeit könne Zulieferern, Bauwirtschaft und Netzbetreibern ermöglichen, Kapazitäten besser aufzubauen und kostentreibende Zyklen zu vermeiden.

Mehrere Antworten verorten **Kostensenkungspotenziale** zudem in Planungs-, Genehmigungs- und Kommunikationsprozessen. Vereinfachte und standardisierte Genehmigungsverfahren, automatisierte Genehmigungsplanung, geringere regulatorische Komplexität und schnellere Verfahren werden als wichtige Stellschrauben genannt. Ergänzend wird betont, dass frühe Kommunikation, professionelles Konfliktmanagement und Bürgerbeteiligung wirtschaftlich relevant sein können, weil sie Verzögerungen, Rechtsstreitigkeiten und damit verbundene Zusatzkosten reduzieren. Akzeptanzmanagement erscheint in dieser Perspektive nicht als „weicher" Faktor, sondern als realer Beitrag zur Kostensenkung.

Mit Blick auf technische Bauweisen werden vereinzelt auch klassische Ausbauoptionen genannt, die Kosten senken könnten, etwa Freileitungen statt Erdkabel, soweit technisch und rechtlich möglich. Ferner wird auf verursachungsgerechtere Preissignale und Anschlussbedingungen verwiesen, etwa über Kapazitätspreise, regionale Baukostenzuschüsse oder leistungsbasierte Netzentgelte, um Kosten besser zu steuern und Fehlanreize zu vermeiden.

Gleichzeitig weisen die Antworten auf Grenzen dieser Potenziale hin. Mehrfach wird betont, dass die **Energiewende im Netzbereich strukturell kapitalintensiv** bleibt und operative Effizienzmaßnahmen die grundlegende Kostendynamik

[8] Vorausschauende Wartung mit dem Ziel der Reduktion von Stillstandszeiten und der Vermeidung von ungeplantem Maschinenstillstand aufgrund von vorhersehbaren Maschinenausfällen und Degeneration von Verschleißteilen. Vgl. BMWE (2026).

nicht aufheben können. Digitalisierung senkt nicht „die" Kosten des Netzausbaus insgesamt, sondern hilft vor allem, Ausbau intelligenter, gezielter und wirtschaftlicher zu gestalten. Teilweise wird zudem darauf hingewiesen, dass Digitalisierung selbst neue Kosten, Komplexität und Verwundbarkeiten mit sich bringt, etwa durch Cyberrisiken oder steigende Anforderungen an die IT-Infrastruktur.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die größten Kostensenkungspotenziale in einer besseren Auslastung bestehender Infrastruktur durch Flexibilität und digitale Steuerung, in Standardisierung und Skaleneffekten, in der Bündelung und Koordination von Bau- und Planungsmaßnahmen, in betrieblicher Automatisierung sowie in günstigeren und verlässlicheren Finanzierungsbedingungen gesehen werden. Die Antworten deuten darauf hin, dass Digitalisierung und Systemoptimierung erhebliche Effizienzgewinne ermöglichen, den notwendigen physischen Ausbau aber nicht grundsätzlich ersetzen. Entscheidend ist daher ein integrierter Ansatz, der Netzausbau, Digitalisierung, Flexibilitätsnutzung, Finanzierung und Planung nicht getrennt, sondern als zusammenhängende Kostenthemen behandelt.

Befragungsrunde 2:

Die Gruppenmeinung zu den Kostensenkungspotenzialen wurde insgesamt überwiegend zugestimmt (56 % überwiegende und 32 % vollkommene Zustimmung, Abbildung 8). Die tendenziell zustimmenden Bewertungen wiesen jedoch darauf hin, dass die möglichen **Einsparungen nicht überschätzt werden sollten**. Ein Experte betonte, dass die größten Hebel in Standardisierung, Bündelung und besserer Organisation liegen würden. Auch Fusionen kleiner Netzbetreiber wurden genannt. Größere Einheiten könnten nach Einschätzung einzelner Befragter von Skaleneffekten, gemeinsamem Know-how und Partnerschaften mit privaten Dienstleistern profitieren. Regulatorische Nachteile und hohe Vorlaufkosten würden solche Zusammenschlüsse jedoch bislang erschweren.

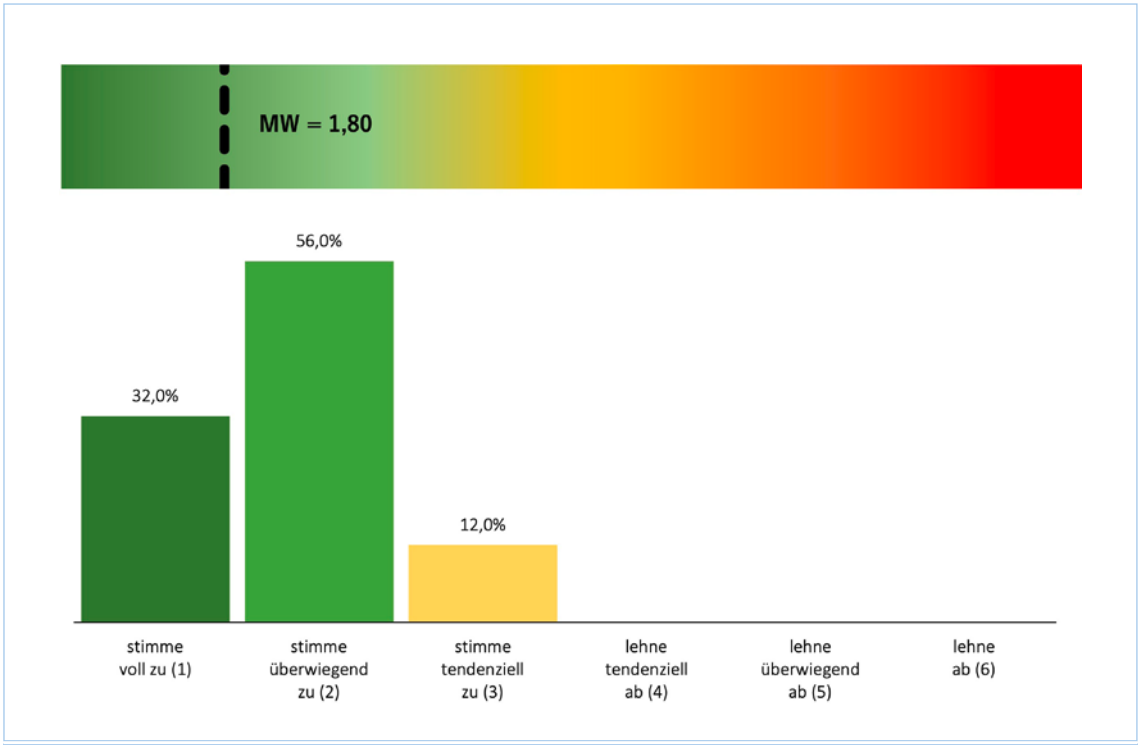


Abbildung 8: Bewertung der Gruppenmeinung zu Frage B.4 in Befragungsrunde 2.
Eigene Darstellung.

3.2.5 Gruppenmeinung und deren Bewertung zu Frage B.5

Energy Sharing bezeichnet das gemeinsame Nutzen lokal erzeugter Energie (etwa Strom aus Photovoltaik oder Wind) durch mehrere Verbraucher. Die Zuordnung der erzeugten Energiemengen zu den angeschlossenen Verbrauchsstellen erfolgt bilanziell über das öffentliche Netz. Welches Potenzial sehen Sie in Energy-Sharing-Modellen (z. B. innerhalb von Quartieren, Kommunen oder Gewerbegebieten)? Welche Voraussetzungen müssten dafür erfüllt sein?

Zusammenfassung der Expertenmeinungen:

- Energy Sharing bietet Potenzial für lokale Nutzung erneuerbarer Energie, höhere Akzeptanz und regionale Wertschöpfung
- Netzwirkung ambivalent; Entlastung möglich, aber abhängig von konkreter Ausgestaltung, Gleichzeitigkeit von Erzeugung und Verbrauch sowie Flexibilitätsintegration sowie Flexibilitätsintegration
- wirtschaftlicher Nutzen kritisch; stark abhängig von Strompreisrelationen und Netzentgeltstruktur und darf keine ungerechtfertigte Umverteilung von Netzkosten verursachen
- zentrale Voraussetzungen: rechtliche Klarheit, vereinfachte Prozesse und praxistaugliche Abrechnungs- und Bilanzierungsregeln

Befragungsrunde 1:
Die Auswertung der vorliegenden Einschätzungen zeigt ein differenziertes Bild des Potenzials von **Energy-Sharing-Modellen**. Ein großer Teil der Antworten sieht in ihnen grundsätzlich eine sinnvolle Ergänzung der Energiewende auf lokaler Ebene, insbesondere in Quartieren, Kommunen und Gewerbegebieten. Hervorgehoben werden vor allem vier **mögliche Nutzenaspekte**: eine höhere lokale Nutzung erneuerbarer Erzeugung, eine Stärkung regionaler Wertschöpfung, eine Zunahme gesellschaftlicher Akzeptanz sowie unter bestimmten Bedingungen auch eine Entlastung von Netzebenen. Zugleich wird aber mehrfach betont, dass Energy Sharing kein Selbstläufer ist, sondern mit erheblichen rechtlichen, ökonomischen und organisatorischen Voraussetzungen verbunden bleibt. Mehrere Stimmen bewerten das Modell daher eher als spezifischen Baustein für geeignete lokale Konstellationen denn als breit wirksames Standardinstrument.

Ein zentrales Potenzial wird in der stärkeren **lokalen Verknüpfung von Erzeugung und Verbrauch** gesehen. Wenn vor Ort erzeugter Strom aus Photovoltaik oder anderen dezentralen Anlagen unmittelbar in benachbarten Gebäuden, Quartieren oder Gewerbeeinheiten genutzt werden kann, kann dies die Wirtschaftlichkeit dezentraler Erzeugung erhöhen und zugleich den Anteil lokal verbrauchter erneuerbarer Energie steigern. Insbesondere in Kombination mit Wärmepumpen, Elektromobilität, Speichern und Lastmanagement werden positive Effekte erwartet, da dadurch die zeitliche Passung zwischen Erzeugung und Verbrauch verbessert werden kann. Für Gewerbegebiete werden gemeinsame Onsite-Modelle oder gebietsbezogene Stromnutzung als besonders attraktiv beschrieben, weil dort planbarere Lastprofile und teilweise professionellere Akteursstrukturen vorliegen.

Mehrfach wird zudem hervorgehoben, dass Energy Sharing einen wichtigen **Beitrag zur Akzeptanz lokaler Erzeugungsanlagen** leisten kann. Wenn Bürger, Mieter, Unternehmen oder kommunale Akteure einen konkret wahrnehmbaren Nutzen aus Erzeugung vor Ort ziehen, etwa in Form geringerer Stromkosten, lokaler Teilhabe oder sichtbarer Wertschöpfung, sinkt das Konfliktpotenzial gegenüber erneuerbaren Anlagen. Energy Sharing erscheint in dieser Lesart nicht nur als energiewirtschaftliches, sondern auch als gesellschaftlich-partizipatives Instrument, das die Energiewende verbrauchernäher ausgestalten kann. Einzelne Beiträge messen gerade dieser legitimatorischen Funktion hohe Bedeutung bei, weil dadurch neue Marktakteure und mehr Beteiligungsmöglichkeiten entstehen.

Hinsichtlich der **Netzwirkungen** fällt das Bild jedoch deutlich ambivalenter aus. Ein Teil der Antworten sieht **Potenziale zur Entlastung übergeordneter Netzebenen**, zur Reduktion von Netzverlusten und zur besseren Nutzung lokaler Netzkapazitäten, insbesondere wenn Erzeugung und Verbrauch eine hohe Gleichzeitigkeit aufweisen. Andere Beiträge weisen dagegen darauf hin, dass Energy Sharing, soweit es bilanziell über das öffentliche Netz abgewickelt wird, aus Netzperspektive nur begrenzte Unterschiede zu konventionellen Lieferbeziehungen aufweist. Für den Netzbetrieb sei letztlich der physikalische Leistungsfluss entscheidend, nicht die bilanzielle Zuordnung. Zudem bleibe eine Reststromversorgung erforderlich, da lokale erneuerbare Erzeugung regelmäßig keine Vollversorgung sicherstellen könne. Daraus ergibt sich, dass ein energiewirtschaftlicher oder netzbezogener Nutzen nicht pauschal unterstellt werden kann, sondern stark von der konkreten Ausgestaltung, dem räumlichen Zuschnitt, der Laststruktur und der Einbindung von Flexibilitätsoptionen abhängt.

Besonders kontrovers ist die Frage der **ökonomischen Systemwirkungen**. Mehrere Einschätzungen warnen davor, Energy Sharing vor allem als Modell zur Vermeidung von Netzentgelten, Umlagen oder sonstigen Systemkosten zu gestalten. In diesem Fall würde es sich weniger um eine tatsächliche Effizienzsteigerung als um eine private Optimierung auf Kosten der Allgemeinheit handeln. Mehrfach wird deshalb gefordert, dass Netzkosten verursachungsgerecht zugeordnet werden müssen und Energy Sharing nicht durch pauschale Privilegierungen, reduzierte Umlagen oder ungerechtfertigte Netzentgeltvorteile bevorzugt werden sollte. Andere Stimmen halten gerade angepasste Netzentgelte oder eine differenzierte Behandlung lokaler Netznutzung für notwendig, um lokale Energienutzung wirtschaftlich zu ermöglichen. Übergreifend zeigt sich damit, dass das Potenzial von Energy Sharing eng an die Gestaltung der Netzentgelt- und Kostenlogik gekoppelt ist. Konsensfähig erscheint vor allem die Position, dass eine wirtschaftlich tragfähige Umsetzung nur dann sinnvoll ist, wenn sie systemkostenadäquat erfolgt und keine bloße Kostenverschiebung auslöst.

Als zentrale Voraussetzungen werden fast durchgängig rechtliche Klarheit und prozessuale Vereinfachung genannt. Die gegenwärtige **Komplexität von Bilanzierung, Messkonzepten, Abrechnung, Reststromlieferung und energierechtlicher Einordnung** wird als eines der größten **Hemmnisse** beschrieben. Dies betrifft sowohl Energy Sharing im engeren Sinne als auch verwandte Modelle wie **Mieterstrom** oder gemeinschaftliche **Gebäudeversorgung**. Mehrfach wird darauf hingewiesen, dass gerade wegen dieser Komplexität eine breite Anwendung bisher ausgeblieben ist oder nur Nischencharakter haben dürfte. Erforderlich wären daher praxistaugliche und einfache Regelungen für die bilanzielle Zuordnung von Energiemengen, klare Zuständigkeiten in der Marktkommunikation, rechtssichere Verbraucher- und Lieferbeziehungen sowie ein regulatorischer Rahmen, der die Reststromversorgung eindeutig abgrenzt.

Ebenso wichtig sind digitale und messtechnische Voraussetzungen. Viele Antworten nennen Smart Meter, viertelstündliche Messung, standardisierte Datenprozesse, interoperable Abrechnungssysteme und geeignete Schnittstellen als unabdingbar. Ohne diese Infrastruktur lässt sich weder die genaue Zuordnung geteilter Energiemengen noch eine ökonomisch und regulatorisch belastbare Abwicklung realisieren. Hinzu kommt, dass Energy Sharing umso wirksamer erscheint, je besser es mit Speichern und steuerbaren Lasten gekoppelt werden kann. Die technische Infrastruktur ist damit nicht bloß administratives Hilfsmittel, sondern Voraussetzung für die Systemdienlichkeit und Wirtschaftlichkeit solcher Modelle.

Daneben werden organisatorische Voraussetzungen hervorgehoben. Mehrfach ist von **hohem Bürokratieaufwand**, Beratungsbedarf und hohen **Transaktionskosten** die Rede. Viele Haushalte und kleinere Unternehmen dürften kaum Interesse daran haben, sich aktiv mit Strommanagement, Vertragsstrukturen und energiewirtschaftlicher Optimierung zu befassen. Deshalb wird teilweise gefordert, solche Modelle professionell zu orchestrieren, etwa

durch Versorger, Aggregatoren oder andere zentrale Akteure. Nur so lasse sich verhindern, dass das Modell an seiner eigenen Komplexität scheitert.

In der Gesamtschau deuten die Expertenmeinungen darauf hin, dass **Energy Sharing** ein relevantes, aber klar begrenztes Potenzial besitzt. Besonders stark erscheint es dort, wo lokale Erzeugung, planbare Lasten, digitale Infrastruktur und geeignete organisatorische Strukturen zusammenkommen, etwa in **Quartieren, kommunalen Versorgungskonzepten oder Gewerbegebieten**. Seine Stärken liegen vor allem in lokaler Wertschöpfung, Beteiligung und Akzeptanz sowie in einer verbesserten Nutzung dezentral erzeugter Energie. Die Beiträge machen aber ebenso deutlich, dass Energy Sharing weder den Netzausbau ersetzt noch automatisch zu geringeren Gesamtsystemkosten führt. Damit es wirksam werden kann, bedarf es eines einfachen und rechtssicheren Regelwerks, verursachungsgerechter Netzentgelte, digitaler Mess- und Abrechnungssysteme, klarer Rollen von Netzbetreibern und Lieferanten sowie einer organisatorisch handhabbaren Ausgestaltung. Ohne diese Voraussetzungen wird Energy Sharing voraussichtlich ein eher begrenztes Nischenmodell bleiben; mit ihnen kann es jedoch ein sinnvoller Bestandteil lokaler und partizipativer Energiewendestrategien sein.

Befragungsrunde 2:

Im Ergebnis der zweiten Befragungsrunde stimmten die Experten der Gruppenmeinung mehrheitlich zu (Abbildung 9). Dabei äußerten knapp 27 % vollständige und 42 % überwiegende Zustimmung. Weitere 27 % teilten das Meinungsbild lediglich tendenziell, während 4 % eine tendenzielle Ablehnung angaben. Insbesondere der **systemische und wirtschaftliche Nutzen wurde von mehreren Experten kritisch** hinterfragt. So sei eine Netzentlastung nur bei einer zeitlichen Abstimmung von Erzeugung und Verbrauch sowie unter Einbindung von Speichern und Flexibilität zu erwarten. Zudem wurde auf mögliche Verlagerungen von Netzkosten, komplexe Abrechnungsregeln und einen hohen bürokratischen Aufwand hingewiesen. Einzelne Experten bewerteten das lokale Potenzial hingegen als bislang unterschätzt.

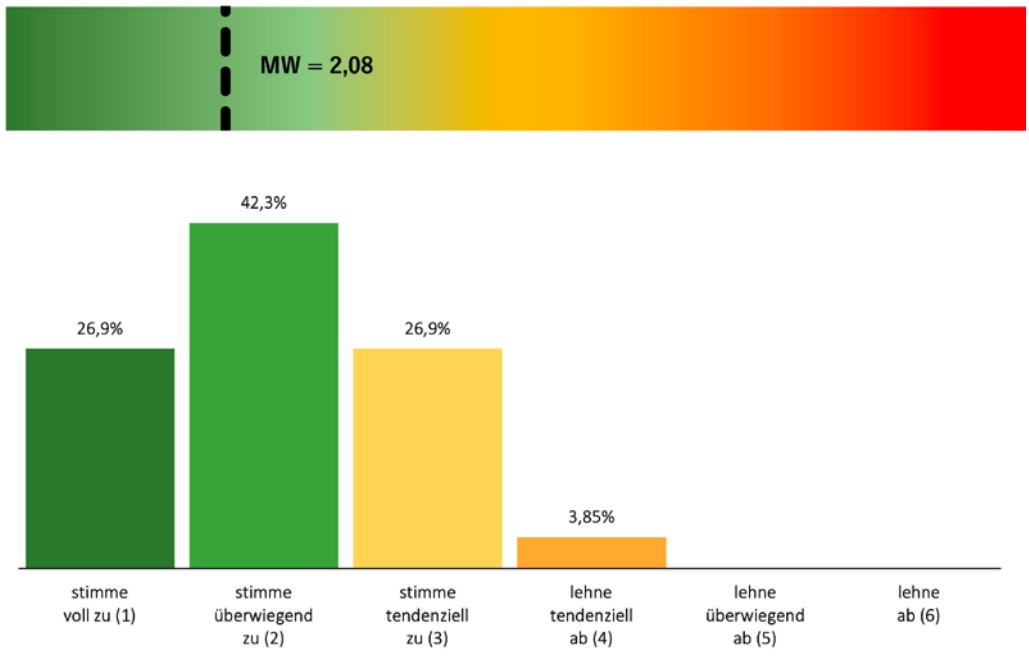


Abbildung 9: Bewertung der Gruppenmeinung zu Frage B.5 in Befragungsrunde 2.
Eigene Darstellung.

3.2.6 Gruppenmeinung und deren Bewertung zu Frage B.6

Die Integration von Batteriespeichern ins Stromsystem hat das Potenzial, Schwankungen erneuerbarer Energien im Tagesverlauf auszugleichen und in Kombination mit intelligenter Netztechnik, Netzausbaukosten zu reduzieren. Welche Herausforderungen sehen Sie vor allem auf regionaler Ebene bezüglich der Integration von Batteriespeichern ins Stromverteilnetz? Welche Lösungsmöglichkeiten sehen Sie und welche Bedingungen müssen erfüllt sein, um die Herausforderungen anzugehen?

Zusammenfassung der Expertenmeinungen:

- zentrale Herausforderung ist netzdienlicher Betrieb; ohne Steuerung drohen Lastspitzen, Engpässe und höhere Systemkosten
- Netzanschlüsse sind knapp; „Windhundprinzip" ineffizient, Priorisierung nach Projektreife und Netzdienlichkeit erforderlich
- Standortwahl entscheidend; Co-Location und gemeinsame Netzanschlüsse reduzieren Konflikte und Netzausbaubedarf
- Lösungen: bessere Steuerung, lokale Preissignale, klare Regulierung, Digitalisierung sowie koordinierte Planung von Speicher, Netz und Infrastruktur

Befragungsrunde 1:

Die Experteneinschätzungen machen deutlich, dass die **Integration von Batteriespeichern** in das Stromverteilnetz auf regionaler Ebene zwar **erhebliche systemische Potenziale** eröffnet, zugleich aber mit einer Reihe **struktureller, regulatorischer und operativer Herausforderungen** verbunden ist. Im Zentrum steht dabei die Beobachtung, dass Batteriespeicher nicht automatisch netzdienlich wirken. Ihr gegenwärtiges Geschäftsmodell ist überwiegend marktgetrieben und orientiert sich vor allem an Arbitragemöglichkeiten zwischen Ein- und Ausspeicherphasen auf den Kurzfristmärkten. Daraus ergibt sich ein grundlegender **Zielkonflikt**: Marktdienlichkeit und Netzdienlichkeit fallen regional nicht notwendigerweise zusammen, sondern können bei bestehenden Netzengpässen sogar gegensätzliche Signale erzeugen. Mehrfach wird darauf hingewiesen, dass ein deutschlandweit einheitliches Preissignal regional kontraproduktive Speicherfahrweisen auslösen kann, etwa wenn Speicher in bereits belasteten Netzregionen zu niedrigen Preisen laden und dadurch lokale oder überregionale Engpässe verschärfen.

Eine zentrale Herausforderung liegt daher in der Frage des **systemdienlichen Betriebs**. Viele Beiträge betonen, dass Batteriespeicher Netze nur dann tatsächlich entlasten, wenn ihre Fahrweise aktiv auf Netzrestriktionen, lokale Lastsituationen und Engpässe abgestimmt wird. Ohne solche Koordination können sie zusätzliche Last- und Einspeisespitzen verursachen, Lastsprünge verstärken und die Prognosefähigkeit für Netzbetreiber verschlechtern. Insbesondere bei Großspeichern wird darauf verwiesen, dass ihr Betrieb im Day-Ahead-, Intraday- und Regelenergiemarkt bislang nur unzureichend auf physikalische Netzbedingungen Rücksicht nimmt. Hinzu kommt, dass kurzfristige Fahrplanänderungen und steile Rampen die Planbarkeit für Netzbetreiber einschränken und damit Redispatch- und Systemkosten erhöhen können.

Daneben wird die **Netzanschlussproblematik** als besonders drängend beschrieben. Regional sind vielerorts die Netzverknüpfungspunkte, Schaltfelder und Kapazitäten im Verteilnetz (teils auch im vorgelagerten Netz) knapp. Die Zahl der Netzanschlussbegehren für Speicherprojekte wird in mehreren Antworten als regelrechte „Antragsflut" beschrieben, die Verteilnetzbetreiber personell und organisatorisch überfordert. Problematisch ist dabei auch, dass **Anschlussanträge oft spekulativ** gestellt werden oder mehrfach Netzkapazitäten blockieren, ohne dass die tatsächliche Realisierungswahrscheinlichkeit klar erkennbar wäre. Das bislang praktizierte „Windhundprinzip" wird deshalb überwiegend kritisch gesehen. Stattdessen wird eine **Priorisierung nach Projektreife, Netzdienlichkeit** und gegebenenfalls

auch **strukturpolitischer Relevanz** gefordert. Mehrere Antworten plädieren für Reifegradverfahren, Kontingente für unterschiedliche Nutzergruppen oder transparente Vergabeverfahren, um knappe Netzanschlusskapazitäten effizienter zuzuteilen.

Eng mit der Anschlussfrage verknüpft ist die **Standortproblematik**. Wiederholt wird hervorgehoben, dass die Lage eines Speichers im Verhältnis zur Netzsituation entscheidend ist. Besonders günstig erscheinen vielfach Co-Location- oder Behind-the-Meter-Modelle, bei denen Speicher direkt mit erneuerbaren Erzeugungsanlagen verbunden werden und Überschüsse vor der Netzeinspeisung aufnehmen. Solche Konstellationen werden als weniger konfliktträchtig angesehen, weil sie Markt- und Netzdienlichkeit eher in Einklang bringen und den Netzausbaubedarf begrenzen können. Dagegen stoßen Stand-alone-Großspeicher an belasteten Netzknoten auf stärkere Skepsis, insbesondere wenn sie hohe Anschlusskapazitäten binden, die dann anderen Nutzungen – etwa industriellen Elektrifizierungsprojekten – nicht mehr zur Verfügung stehen. In mehreren Beiträgen wird deshalb eine rechtliche und regulatorische Erleichterung von Co-Location und Überbauung gefordert, also der gemeinsamen Nutzung eines Netzverknüpfungspunktes durch mehrere Anlagen oder Nutzergruppen.

Ein weiterer Problemkomplex betrifft die **regulatorischen Rahmenbedingungen**. Die Antworten verweisen auf unklare oder komplexe Regelungen zur Einordnung von Speichern, zur Netzentgeltsystematik, zur Bilanzierung und zur Marktkommunikation. Besonders häufig genannt werden Doppelbelastungen mit Netzentgelten, fehlende Vergütungsmechanismen für netzdienliche Fahrweisen sowie Unsicherheiten über die zukünftige Behandlung von Speicherprojekten in regulatorischen Reformprozessen. Mehrere Stimmen kritisieren, dass bislang Anreize für systemdienliches Verhalten fehlen, während marktgetriebene Arbitragegewinne möglich sind, deren Systemkosten teilweise von der Allgemeinheit getragen werden. Daraus folgt die Forderung nach klareren regulatorischen Rahmenbedingungen, die netzdienliche Speicheranwendungen fördern, Fehlanreize abbauen und Investitionssicherheit gewährleisten.

Als **Lösungsansätze** werden im Wesentlichen drei Richtungen genannt. Erstens bedarf es technischer und vertraglicher Instrumente zur Abstimmung des Speicherbetriebs mit den Netzbedingungen. Dazu zählen flexible Netzanschlussvereinbarungen, netzdienliche Betriebsauflagen, Engpassmanagement, Feasibility-Ranges[9] oder spezifische Produkte, bei denen Netzbetreiber die Fahrweise von Speichern im Bedarfsfall vorgeben können. Zweitens werden **markt- und preisseitige Steuerungsmechanismen** diskutiert, etwa lokale Preisimpulse, dynamische Netzentgelte oder regional differenzierte Baukostenzuschüsse, um Speicherstandorte und Speicherbetrieb stärker an den Anforderungen des Netzes auszurichten. Drittens wird auf den **Bedarf an gesetzgeberischer und regulatorischer Rahmensetzung** hingewiesen, insbesondere zur Standardisierung von Anschluss- und Priorisierungskriterien, zur Klärung des Rechtsstatus von Co-Location-Lösungen und zur Beseitigung von Doppelbelastungen.

Von hoher Bedeutung ist darüber hinaus die **Digitalisierung**. Mehrere Experten betonen, dass eine netzdienliche Integration von Speichern ohne Smart Meter, digitale Schnittstellen, verbesserte Bilanzierungsregeln und datenbasierte Netzplanung kaum möglich ist. Daten zu Ladezustand, Einspeiseverhalten und Betriebszeiten sind notwendig, um Lastprognosen zu verbessern, Netzengpässe zu erkennen und Speicher in regionale Lastmanagementkonzepte einzubinden. Dies gilt sowohl für Großspeicher als auch für Heim-, Gewerbe- und Quartiersspeicher. Perspektivisch werden zudem virtuelle Kraftwerke und Vehicle-to-Grid-Anwendungen als weitere relevante Entwicklungspfade genannt, die aber ebenfalls klare technische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen erfordern.

Schließlich verweisen einige Beiträge auf regionale Flächen-, Genehmigungs- und Akzeptanzfragen. Große Batteriespeicher konkurrieren mit anderen Nutzungen um geeignete Standorte,

[9] Intervall aus erlaubter Erhöhung und Senkung eines Ressourcenwerts oder Limits, in dem die optimale Basis lösung zulässig bleibt.

häufig in der Nähe von Umspannwerken, und müssen mit kommunaler Planung, Raumordnung und Sicherheitsanforderungen abgestimmt werden. Frühzeitige Einbindung der Kommunen, transparente Standortkriterien und nachvollziehbare Sicherheitskonzepte werden daher als wichtige Bedingungen für eine konfliktarme Umsetzung genannt.

Übergreifend lässt sich festhalten, dass **Batteriespeicher auf regionaler Ebene weder pauschal als Lösung noch pauschal als Problem** eingeordnet werden. Ihr Beitrag zur Netzstabilisierung, zur Glättung von Last- und Einspeisespitzen und zur Integration erneuerbarer Energien wird vielfach als erheblich eingeschätzt. Dieses Potenzial realisiert sich jedoch nur unter klaren Voraussetzungen: erforderlich sind netzdienliche Betriebsanreize, priorisierte und transparente Netzanschlussverfahren, rechtssichere Regeln für Co-Location und Überbauung, digitale Infrastruktur und Datenverfügbarkeit, investitionssichere regulatorische Rahmenbedingungen sowie eine stärkere Verzahnung von Speicher-, Netz- und regionaler Energieplanung. Ohne diese Bedingungen besteht die Gefahr, dass Batteriespeicher zwar betriebswirtschaftlich attraktiv, gesamtwirtschaftlich und netzseitig jedoch nur begrenzt vorteilhaft wirken.

Befragungsrunde 2:

Das Meinungsbild zur Integration von Batteriespeichern in das Stromverteilnetz wurde überwiegend geteilt (über 59 % vollkommene und 37 % überwiegende Zustimmung, Abbildung 10). Zugleich wurde jedoch eingewandt, dass die Gruppenmeinung das Potenzial von Batteriespeichern unterschätze. Eine Expertenaussage hob hervor, dass die Fähigkeiten von Batteriespeichern „im Sinne des Systems“ erschlossen werden müssten, wobei dies nicht zwingend mit Netzdienlichkeit gleichzusetzen sei.

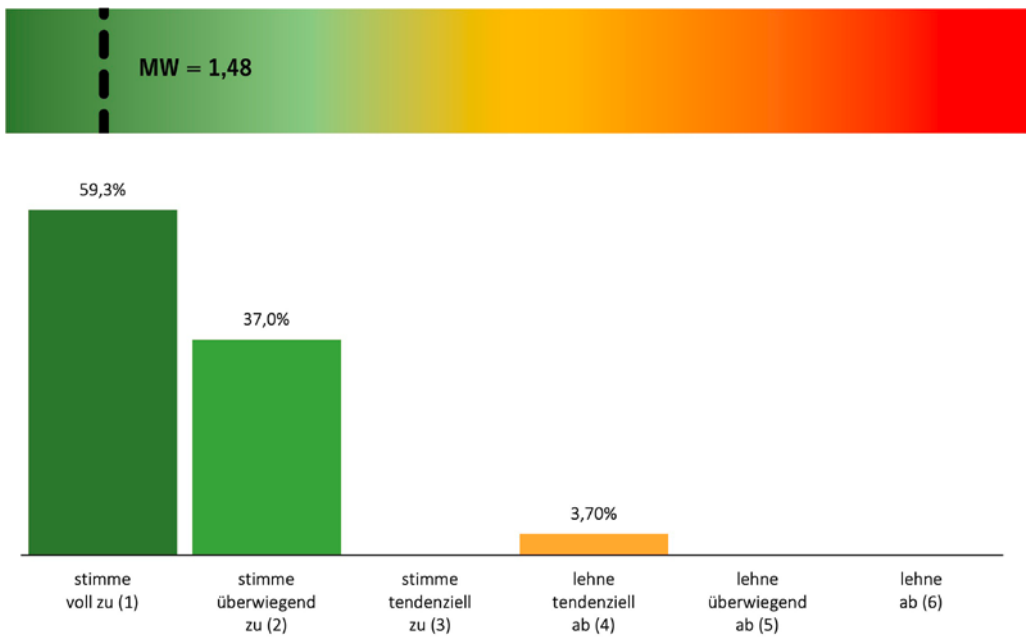


Abbildung 10: Bewertung der Gruppenmeinung zu Frage B.6 in Befragungsrunde 2.
Eigene Darstellung.

3.3 Befragungsergebnisse Teil C – Strompreise

3.3.1 Gruppenmeinung und deren Bewertung zu Frage C.1

Die Strompreise werden als Standortnachteil für Deutschland diskutiert. Welche Möglichkeiten sehen Sie zur Senkung der Strompreise (gern auch nach Fristigkeiten und/oder Priorisierung)? Welche weiteren Erwägungen könnten dabei eine Rolle spielen, etwa Kostenneutralität und rechtliche Vorgaben?

Zusammenfassung der Expertenmeinungen:

- kurzfristig: Senkung von Stromsteuer, Netzentgelten und Abgaben sowie gezielte Entlastungen für Industrie, jedoch mit fiskalischen und verteilungspolitischen Grenzen
- mittelfristig: Senkung der Systemkosten durch besseren Ausbau von EE, Netzen, Speichern und Synchronisation von Infrastruktur
- Marktdesignreformen und stärkere Preissignale können Fehlanreize reduzieren und Investitionen effizienter steuern
- langfristig entscheidend: stabiler, planbarer und kosteneffizienter Ausbau des Energiesystems mit verlässlichen Rahmenbedingungen
- wichtige Erwägungen: Kostenneutralität, EU-Beihilferecht sowie faire Verteilung zwischen Verbrauchergruppen und Regionen

Befragungsrunde 1:

Die vorliegenden Stellungnahmen benennen eine Reihe von Möglichkeiten zur **Senkung der Strompreise**, die sich sinnvoll nach Fristigkeit und Wirkmechanismus ordnen lassen. Übergreifend wird deutlich, dass kurzfristige Entlastungen vor allem bei staatlich beeinflussten Preisbestandteilen ansetzen, während mittel- und langfristig die Senkung struktureller Systemkosten durch einen effizienteren Ausbau von Erzeugung, Netzen, Speichern und Flexibilitäten im Vordergrund steht. Zugleich wird mehrfach hervorgehoben, dass **Strompreise differenziert** nach Verbrauchergruppen betrachtet werden müssen: Für energieintensive Industrien steht die internationale Wettbewerbsfähigkeit im Zentrum, während für Haushalte, Gewerbe und nicht privilegierte Unternehmen eher die allgemeine Bezahlbarkeit und die Akzeptanz der Elektrifizierung maßgeblich sind.

Kurzfristig werden vor allem steuer- und abgabenbezogene Entlastungen als wirksame Hebel genannt. Besonders häufig erwähnt werden die Absenkung der Stromsteuer auf das europäische Mindestmaß, die Reduktion oder Haushaltsfinanzierung weiterer staatlich induzierter Preisbestandteile sowie Zuschüsse zu den Netzentgelten. Teilweise wird dabei auf bereits eingeleitete Maßnahmen verwiesen, insbesondere Bundeszuschüsse zu Übertragungsnetzentgelten und steuerliche Entlastungen für Teile der Wirtschaft. Derartige Maßnahmen können Strompreise unmittelbar dämpfen und damit private Haushalte und Unternehmen rasch entlasten. Gleichzeitig wird aber auch auf ihre Grenzen hingewiesen: Steuerliche Entlastungen gehen mit Mindereinnahmen des Bundeshaushalts einher, Zuschüsse zu Netzentgelten stellen zusätzliche Ausgaben dar; beide Instrumente sind zudem häufig nicht zielgenau und lösen die zugrunde liegenden Kostenprobleme nicht. Mehrere Beiträge betonen deshalb, dass **Subventionen oder Zuschüsse** allenfalls als Übergangsinstrumente geeignet erscheinen, nicht aber als dauerhaft tragfähige Strategie.

Für bestimmte energieintensive Branchen wird zudem eine gezielte zusätzliche Entlastung befürwortet, etwa in Form eines **Industriestrompreises** oder einer **erweiterten Strompreiskompensation**. Begründet wird dies mit der internationalen Wettbewerbsintensität einzelner Sektoren und dem Ziel, Stromkosten auf ein Niveau zu bringen, das Investitionen und Produktion in Deutschland weiterhin ermöglicht. Andere Stellungnahmen mahnen jedoch an, die Entlastung nicht zu stark auf einzelne Sektoren zu konzentrieren, sondern auch die übrige Wirtschaft sowie private Endverbraucher im Blick zu behalten. Daraus ergibt sich ein Spannungsfeld

zwischen industriepolitischer Zielgenauigkeit und allgemeiner Verteilungsfairness.

Mittelfristig verschiebt sich der Fokus in den Antworten deutlich auf die **Senkung der Systemkosten**. Besonders häufig genannt werden hier ein effizienterer und besser abgestimmter Ausbau erneuerbarer Energien, der beschleunigte Netzausbau, eine **Reform der Netzentgeltsystematik** sowie die stärkere Nutzung von Flexibilität, Digitalisierung und Speichern. Dahinter steht die Annahme, dass die laufenden Erzeugungskosten erneuerbarer Energien niedrig sind und daher grundsätzlich preisdämpfend wirken können, dass dieser Effekt aber nur dann bei den Endverbrauchern ankommt, wenn die Integrationskosten des Systems begrenzt werden. Als **zentrale Kostentreiber** werden insbesondere Netzausbaukosten, Redispatchkosten, Engpasskosten und weitere systemische Zusatzkosten genannt. Mehrere Stellungnahmen fordern deshalb, den Ausbau erneuerbarer Energien enger mit dem Netzausbau zu synchronisieren und stärker an Netz- und Marktbedingungen auszurichten.

In diesem Zusammenhang gewinnen **Flexibilisierung und Digitalisierung** an Bedeutung. Genannt werden Demand Side Response[10], dynamische Endkundentarife, Smart-Meter-basierte Steuerung, Speicherintegration und effizientere Netzsteuerung. Diese Instrumente sollen helfen, Lastspitzen zu reduzieren, Netzkapazitäten besser auszulasten und teure Überdimensionierungen zu vermeiden. Auch eine Reform der Netzentgelte mit stärker leistungs- und zeitvariablen Elementen wird als möglicher Hebel beschrieben, um Flexibilität zu belohnen und Systemkosten zu senken. Daneben werden vereinfachte Planungs- und Genehmigungsverfahren, mehr Digitalisierung im Netzbetrieb sowie eine stärkere Kooperation oder Konsolidierung im Netzbetreibersektor als Beiträge zu mehr Kosteneffizienz genannt.

Ein weiterer mittelfristiger Ansatzpunkt betrifft das **Marktdesign**. Mehrere Beiträge plädieren für stärkere Marktpreissignale für erneuerbare Erzeuger, Speicher und Verbraucher, um Fehlanreize zu reduzieren und negative Preise sowie systemwidrige Einspeisung zu begrenzen. Teilweise werden auch **lokale oder regionale Preissignale**, differenziertere Gebotszonen oder dynamischere Netzentgelte diskutiert. Andere Stimmen warnen allerdings vor politischer und regulatorischer Komplexität solcher Reformen. Ebenfalls erwähnt werden Bürokratieabbau bei PPA[11] und Direktliefermodellen sowie eine erleichterte langfristige Beschaffung, um Preisrisiken zu senken und Investitionen zu stabilisieren.

Langfristig sehen die meisten Beiträge den zentralen Hebel in einem **kosteneffizienten, planbaren und systemisch kohärenten Umbau des Energiesystems**. Dazu gehören ein weiterer Ausbau erneuerbarer Energien, Netze, Speicher und grenzüberschreitender Infrastruktur, aber auch eine stabile Marktarchitektur mit verlässlichen Investitionsbedingungen. Wiederholt wird betont, dass häufige politische Richtungswechsel, regulatorische Unsicherheiten und nicht passgenaue Infrastrukturentscheidungen die Kosten erhöhen. Ein Teil der Antworten fordert daher stärker verstetigte Ausbaupfade, klare ordnungspolitische Leitlinien und mehr Kostenrealismus. Mehrfach wird auch darauf hingewiesen, dass Deutschland langfristig voraussichtlich kein „Billigstromland“ wird und dass energiepolitisches Erwartungsmanagement deshalb selbst eine relevante Aufgabe ist.

Bezüglich weiterer Erwägungen werden insbesondere **drei Punkte** genannt. Erstens spielt die Frage der **Kostenneutralität** eine wichtige Rolle: Entlastungen bei Steuern, Abgaben oder Netzentgelten verschwinden nicht einfach, sondern werden entweder über den Bundeshaushalt, über andere Kundengruppen oder über spätere Zeiträume finanziert. Mehrere Beiträge betonen daher, dass Strompreissenkungen häufig Umverteilungen zwischen Akteuren darstellen und fiskalische Tragfähigkeit mitgedacht werden muss. Zweitens werden **europarechtliche Grenzen** betont, insbesondere das EU-Beihilfe- und Wettbewerbsrecht, das zielgerichtete Entlastungen oder industriepolitische Instrumente nur in bestimmten Grenzen zulässt. Drittens wird auf **soziale und regionale Verteilungsfragen** hingewiesen: Entlastungen sollten nicht zulasten

[10] Freiwillige Anpassung des Stromverbrauchs an aktuelle Marktsignale oder Netzbedürfnisse.
[11] Langfristige Stromabnahmeverträge.

einzelner Kundengruppen gehen, Regionen mit hohem Erneuerbaren-Ausbau sollten nicht überproportional belastet werden, und die Strompreissenkung sollte auch mit der Elektrifizierungsstrategie in Wärme und Verkehr zusammen gedacht werden.

In der Gesamtbetrachtung legen die Expertenaussagen eine **Priorisierung** nahe, die **kurzfristig** bei Stromsteuer, Netzentgelten und gezielten Übergangsentlastungen ansetzt, **mittelfristig** auf Systemeffizienz durch Flexibilität, Digitalisierung, Netz- und Marktreformen zielt und **langfristig** auf einen kosteneffizienten, investitionsstabilen Ausbau erneuerbarer und netzgebundener Infrastrukturen abstellt. Die Beiträge deuten zugleich darauf hin, dass eine nachhaltige Senkung der Strompreise weniger durch einen einzelnen Eingriff als durch die Kombination aus Entlastung, Effizienzsteigerung und institutioneller Verlässlichkeit erreicht werden kann.

Befragungsrunde 2:
Die Aussage aus Runde 1 wurde von den Befragten mehrheitlich bestätigt (Abbildung 11). Jedoch gab es auch hier mehrere Experten, die dieses Meinungsbild nur tendenziell geteilt haben (ca. 21 % der antwortenden Experten). Dabei stand vor allem die Frage im Vordergrund, wer besonders entlastet werden sollte. Einige Befragte priorisierten energieintensive Unternehmen, andere betonten die Bedeutung niedriger Strompreise für KMU und private Haushalte. Kritisch gesehen wurden dauerhafte Subventionen, Eingriffe in die Marktpreisbildung und zu komplexe Vorgaben. Auch bürokratische Verfahren, ein schlecht abgestimmter Infrastrukturausbau und hohe Anforderungen an die Systemsicherheit wurden als mögliche Kostentreiber genannt. Insgesamt bestand breite Zustimmung, aber kein vollständiger Konsens über Zielgruppen und Instrumente.

3.3.2 Gruppenmeinung und deren Bewertung zu Frage C.2

Wie bewerten Sie hierzu die aktuelle Energiepolitik und welche Effekte dürfte ein weiterer Ausbau erneuerbarer Energien haben?

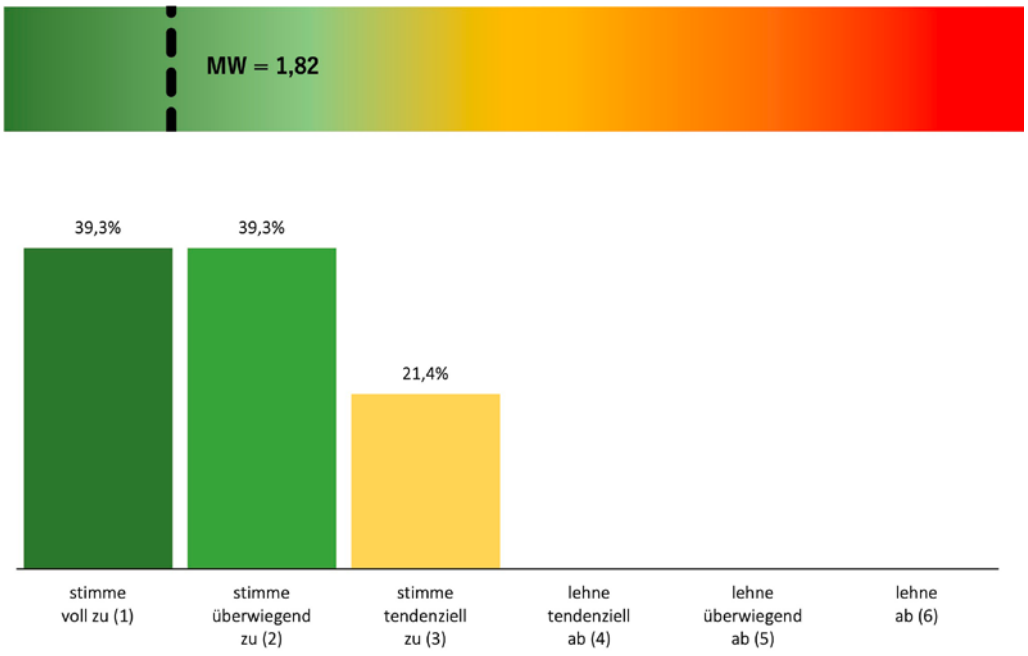


Abbildung 11: Bewertung der Gruppenmeinung zu Frage C.1 in Befragungsrunde 2.
Eigene Darstellung.

Zusammenfassung der Expertenmeinungen:

- Energiepolitik wird heterogen bewertet
- Kritik an Kosten, Unsicherheit und mangelnder Koordination, zugleich positive Ansätze bei Ausbau, Netzen und Verfahren
- zentrale Schwäche: mangelnde Synchronisierung von Erzeugung, Netzen, Speichern und Nachfrage erhöht Systemkosten und Unsicherheiten
- Ausbau erneuerbarer Energien senkt Großhandelspreise durch niedrige Grenzkosten und reduziert fossile Abhängigkeiten
- kurz- bis mittelfristig steigen Systemkosten; langfristig sind stabilere oder sinkende Kosten bei effizienter Integration möglich

Befragungsrunde 1:

Die vorliegenden Einschätzungen bewerten die aktuelle Energiepolitik insgesamt heterogen, weisen jedoch in mehreren Punkten auf wiederkehrende Spannungen zwischen Ausbauambition, Systemintegration, Investitionssicherheit und Kostenentwicklung hin. Ein Teil der Stellungnahmen beurteilt die derzeitige Politik ausdrücklich kritisch und sieht die Gefahr, dass hohe Energie- und Systemkosten die **industrielle Wettbewerbsfähigkeit** Deutschlands beeinträchtigen. In dieser Sicht drohen bei anhaltend hohen Strom- und Infrastrukturkosten schleichende Deindustrialisierung, geringere Inlandsnachfrage nach Strom und damit eine Verteilung der Transformationskosten auf weniger Schultern. Mehrfach wird argumentiert, dass ein Ausbau erneuerbarer Energien, der nicht mit realistischen Nachfrageentwicklungen, Netzausbau und Speicherintegration abgestimmt ist, ein überdimensioniertes und damit kostenintensives Stromsystem erzeugen könnte. Kritisiert werden in diesem Zusammenhang eine zu starke Subventionsorientierung, regulatorisches Mikromanagement, fehlende Systemkostendisziplin und politische Unsicherheit.

Andere Beiträge bewerten die aktuelle Energiepolitik deutlich positiver oder zumindest differenziert. **Positiv** hervorgehoben werden insbesondere die beschleunigten **Genehmigungsverfahren** für Wind- und Solarprojekte, die stärkere politische Anerkennung von Speichern und Flexibilitäten, die Fokussierung auf **Netzausbau** und **Versorgungssicherheit** sowie Bemühungen, **Bezahlbarkeit** stärker zu berücksichtigen. Auch die wissenschaftliche Bestandsaufnahme der Energiewende, die stärkere Synchronisierung von Erzeugungs- und Netzausbau sowie einzelne Reformvorhaben wie das Netzanschlusspaket, die Entwicklung einer neuen Netzentgeltsystematik[12] oder bestimmte Entlastungsmaßnahmen werden von mehreren Stimmen als grundsätzlich richtige Schritte beschrieben. Wiederholt wird jedoch ergänzt, dass die **Umsetzung bislang lückenhaft**, uneindeutig oder nicht ausreichend planbar sei. Gerade die Vielzahl an Einzelinstrumenten, häufige Richtungswechsel und offene regulatorische Fragen würden Investoren, Versorger, Unternehmen und Kommunen verunsichern.

Ein zentraler Befund der Antworten ist, dass der Effekt eines weiteren Ausbaus erneuerbarer Energien stark davon abhängt, auf welcher Ebene man ihn betrachtet. Für den Großhandelsstrompreis wird überwiegend ein preisdämpfender Effekt erwartet. Mehrere Stellungnahmen verweisen darauf, dass Wind- und Solarstrom aufgrund ihrer niedrigen Grenzkosten teurere fossile Kraftwerke in der Preisbildung verdrängen und damit der Merit-Order-Effekt verstärkt wird. In dieser Perspektive senkt ein steigender Anteil erneuerbarer Energien die durchschnittlichen Börsenstrompreise, reduziert Importabhängigkeiten und begrenzt das Kostenrisiko fossiler Brennstoffe. Langfristig wird daher von vielen Beiträgen erwartet, dass ein weiterer Ausbau erneuerbarer Energien zu günstigeren oder zumindest stabileren Erzeugungskosten führen kann.

Gleichzeitig wird aber auch häufig betont, dass niedrigere Großhandelspreise nicht automatisch mit niedrigeren Endkundenpreisen gleichzusetzen sind. Denn mit dem weiteren Ausbau steigen zunächst die Anforderungen an Netze,

[12] Sog. „AgNES-Prozess: Infolge eines Urteils des Europäischen Gerichtshofes vom 02.09.2021 treten die Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) und die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) am 31. Dezember 2028 außer Kraft und werden durch eine neue Netzentgeltsystematik, die Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNES) ersetzt.

Speicher, Digitalisierung, Flexibilität und gesicherte Leistung. Dabei wird teilweise auch hervorgehoben, dass nicht primär die Börsenstrompreise, sondern vor allem Netzentgelte, Umlagen und infrastrukturelle Systemkosten als zentrales Preisproblem wahrgenommen werden. Integrations- und Infrastrukturkosten können die positiven Effekte niedriger Grenzkosten teilweise oder zeitweise überlagern. Besonders häufig genannt werden steigende Netzentgelte, Redispatch- und Engpasskosten sowie die Kosten kapitalintensiver Systemintegration. Daher wird argumentiert, dass **mehr erneuerbare Erzeugung nicht automatisch zu niedrigeren Gesamtsystemkosten führt**. Entscheidend sei nicht allein der Ausbau selbst, sondern dessen **systemische Einbettung**.

Damit rückt die Frage der **Synchronisierung** in den Mittelpunkt. Zahlreiche Beiträge sehen das Kernproblem weniger im Ausbau erneuerbarer Energien an sich als in der unzureichenden Abstimmung zwischen Erzeugungsausbau, Netzausbau, Speicheraufbau, Digitalisierung und Flexibilisierung. Wenn erneuerbare Energien schneller wachsen als Netze, steuerbare Nachfrage oder Speicher, nehmen negative Preise, Abregelungen, Preisspitzen in Knappheitszeiten und Systemkosten zu. Aus dieser Sicht ist weiterer EE-Ausbau zwar grundsätzlich richtig und notwendig, muss aber stärker system- und netzdienlich ausgestaltet werden. Genannt werden unter anderem realistische Stromverbrauchsprognosen, eine bedarfsgerechte Dimensionierung des Ausbaus, die stärkere Berücksichtigung von Netzengpassregionen, ein Fokus auf kostengünstige Volumentechnologien wie Wind an Land und PV-Freiflächen sowie eine bessere Verzahnung mit Speichern, Smart Metern, Demand-Side-Management und überbauten Netzverknüpfungspunkten.

Mehrere Experten betonen zudem, dass die aktuelle Energiepolitik die Frage der Leistbarkeit noch nicht mit derselben Präzision operationalisiert wie Versorgungssicherheit und Klimaziele. Es fehle an einem klaren Referenzmaßstab, wann Strom- und Systemkosten noch als tragfähig gelten. Daraus folge eine strukturelle Inkonsistenz der Gesamtsteuerung. Wiederholt wird daher eine stärker systemkostenorientierte Politik gefordert, die nicht nur auf Erzeugungskosten, sondern auf die Gesamtarchitektur des Energiesystems schaut. In diesem Zusammenhang werden auch die letzten Schritte der Dekarbonisierung als potenziell überproportional kostenintensiv beschrieben. Deshalb plädieren einige Stellungnahmen für mehr Augenmaß, Technologierealismus und eine Konzentration auf die „ersten 80 Prozent“ der Dekarbonisierung, während andere vor einem Nachlassen der Ausbauanstrengungen warnen und in jeder Verzögerung neue Abhängigkeiten von fossilen Importen sehen.

Kontrovers ist auch die **ordnungspolitische Grundausrichtung**. Ein Teil der Antworten setzt auf marktbasierten Ausbau mit unverfälschten Preissignalen, weniger Subventionen und stärkerer **Wettbewerbsorientierung**. Aus dieser Perspektive sollten Markt- und Regulierungsdesign so weiterentwickelt werden, dass Speicher, Nachfrageflexibilität und Netzausbau effizient zusammenspielen, ohne durch übermäßige staatliche Detailsteuerung verzerrt zu werden. Andere Stellungnahmen halten **gezielte staatliche Instrumente** – etwa Industriestrompreis, öffentliche Finanzierung, Kraftwerksstrategie oder Engpasssteuerung – für notwendig, um Versorgungssicherheit, Wettbewerbsfähigkeit und Transformationsgeschwindigkeit zu sichern. Gemeinsam ist vielen Antworten jedoch die Forderung nach mehr **Planbarkeit** und Verlässlichkeit: Unklare Signale, häufige Anpassungen und politische Debatten über grundlegende Kurswechsel werden überwiegend als investitionshemmend bewertet.

Insgesamt lässt sich ableiten, dass ein weiterer Ausbau erneuerbarer Energien mehrheitlich als unverzichtbar angesehen wird – sowohl aus klima- und energiepolitischen Gründen als auch wegen seines langfristig preisdämpfenden Potenzials auf der Erzeugungsseite. Die erwartbaren Effekte werden jedoch ambivalent eingeschätzt: Kurzfristig und teilweise mittelfristig steigen Koordinations-, Integrations- und Infrastrukturkosten; langfristig können niedrige Grenzkosten, geringere Brennstoffabhängigkeit und

ein effizient integriertes erneuerbares System die Stromkosten stabilisieren oder senken. Ob diese Vorteile tatsächlich bei Verbrauchern und Unternehmen ankommen, hängt nach den vorliegenden Einschätzungen entscheidend davon ab, ob Energiepolitik künftig konsistenter, systemkostenorientierter, investitionssicherer und stärker auf die Synchronisierung von Erzeugung, Netzen, Speichern und Flexibilität ausgerichtet wird.

Befragungsrunde 2:
In der zweiten Befragungsrunde wurden die Experten darum gebeten, die aktuelle Energiepolitik entweder als „eher kritisch" oder als „eher positiv" zu bewerten. Das **Meinungsbild** fiel dabei gespalten aus (Abbildung 12): Jeweils 50 % der Befragten beurteilten die Energiepolitik eher positiv beziehungsweise eher kritisch. Die Mehrheit der Aussagen zeigte jedoch, dass sich die **Kritik weniger gegen die Energiewende selbst als gegen ihre politische Umsetzung** richtete. Gelobt wurden Fortschritte beim Ausbau erneuerbarer Energien, bei Genehmigungen sowie bei Speichern und Flexibilität. Kritische Stimmen bemängelten an der aktuellen Energiepolitik vordergründig eine fragmentierte Steuerung, langsame Reformen, häufige Regeländerungen und die fehlende Abstimmung von Erzeugung, Netzen, Speichern und Nachfrage. Mehrere Experten trennten daher klar zwischen einem grundsätzlich positiv bewerteten Transformationsziel und einer kritisch gesehenen aktuellen Energiepolitik. Die Ergebnisse ließen somit kein einheitliches Urteil erkennen.

3.3.3 Gruppenmeinung und deren Bewertung zu Frage C.3

Ein sehr relevanter Bestandteil des Endkunden-Strompreises besteht aus Netzentgelten, Umlagen und Steuern. Wie könnten hier durch geschickte Reformen bessere Anreize zur weiteren Elektrifizierung sowie Flexibilisierung des Verbrauchs geschaffen werden?

Zusammenfassung der Expertenmeinungen:

- Strompreisbestandteile sollten gesenkt werden, um Elektrifizierung gegenüber fossilen Energien wirtschaftlich attraktiver zu machen
- Reformen müssen Refinanzierung sichern; Entlastungen führen sonst zu Kostenverlagerungen auf Bundeshaushalt oder andere Verbrauchergruppen
- zeitvariable, leistungsabhängige Netzentgelte können Flexibilität fördern und Lasten netzdienlich verschieben
- Dynamisierung birgt Risiken wie Komplexität, Unsicherheit und soziale Verteilungswirkungen; Flexibilität muss freiwillig und angemessen vergütet werden
- regionale und verursachungsgerechte Preissignale sowie gezielte Entlastungen klimafreundlicher Anwendungen stärken Systemeffizienz und Elektrifizierung

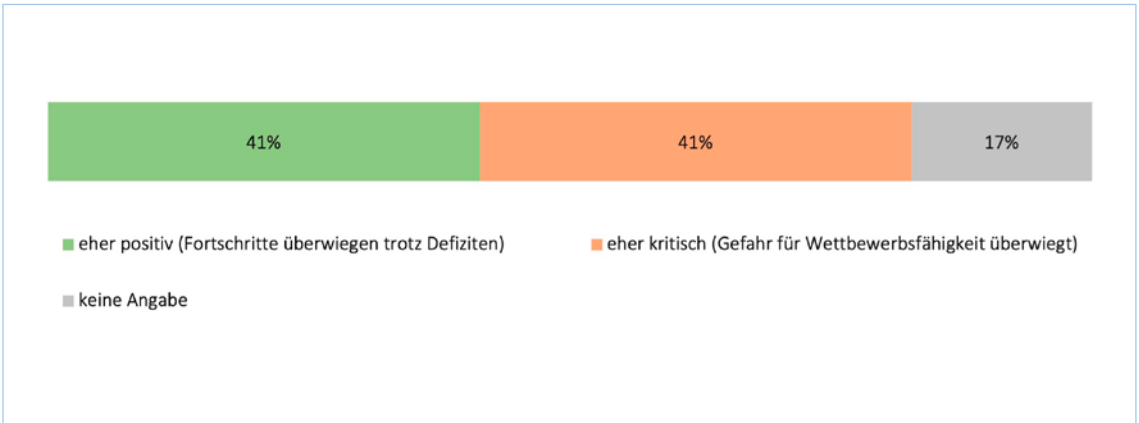


Abbildung 12: Gruppenmeinung zu Frage C.2 in Befragungsrunde 2. Eigene Darstellung.

Befragungsrunde 1:
Aus den vorliegenden Einschätzungen lässt sich ableiten, dass Reformen bei Netzentgelten, Umlagen und Steuern vor allem zwei Ziele zugleich verfolgen sollten: Erstens müsste **Endkunden-Strom** im Verhältnis zu fossilen Energieträgern **günstiger** werden, um Elektrifizierung in Wärme, Verkehr und Industrie wirtschaftlich attraktiver zu machen. Zweitens sollten die Preisbestandteile des Stroms so ausgestaltet werden, dass **flexibles und netzdienliches Verbrauchsverhalten** belohnt wird, ohne dabei neue Fehlanreize, übermäßige Verteilungswirkungen oder Investitionsunsicherheiten zu erzeugen.

Ein zentrales Motiv in den Antworten ist die **Senkung staatlich induzierter Strompreisbestandteile**. Besonders häufig genannt werden die **Absenkung der Stromsteuer** auf das europäische Mindestmaß für alle Verbrauchergruppen, die **Reduktion weiterer Umlagen** sowie teilweise auch eine stärkere Finanzierung von **Netzkosten** aus dem Bundeshaushalt. Dahinter steht die Einschätzung, dass der gegenwärtige Strompreis im Vergleich zu Gas und anderen fossilen Energieträgern zu hoch ist und damit die politisch gewünschte Elektrifizierung gerade im Wärme- und Verkehrsbereich hemmt. Mehrere Beiträge betonen, dass dieses Missverhältnis nicht nur Haushalte betrifft, sondern auch Gewerbe, Dienstleistungen und Industrie. Reformen sollten daher den Business Case strombasierter Anwendungen verbessern, etwa für Wärmepumpen, Elektromobilität oder elektrische Prozesswärme. Teilweise wird vorgeschlagen, Stromnebenkosten stärker aus CO_2-Einnahmen oder dem Bundeshaushalt zu finanzieren, um Strom als Dekarbonisierungsträger systematisch zu entlasten.

Gleichzeitig wird betont, dass Entlastungstatbestände nicht isoliert betrachtet werden dürfen, weil Umlagen, Netzentgelte und Steuern weiterhin zur Finanzierung bestehender **Systemkosten** beitragen. Daraus folgt ein Spannungsfeld zwischen Elektrifizierungsanreiz und Refinanzierungserfordernis. Mehrere Antworten weisen darauf hin, dass eine vollständige Entlastung des Stromverbrauchs ohne Gegenfinanzierung letztlich Kosten in den Bundeshaushalt oder auf spezifische Kundengruppen verlagern würde. Deshalb plädieren einige Experten dafür, die Finanzierung der Netze stärker mit öffentlichem Kapital zu unterlegen oder staatliche Zuschüsse gezielt einzusetzen, um Finanzierungskosten zu senken. Andere warnen vor dauerhafter Steuerfinanzierung und sehen darin faktisch eine versteckte Stromsubvention. Übergreifend wird jedoch deutlich, dass die **gegenwärtige Last auf dem Strompreis als Hemmnis der Elektrifizierung** wahrgenommen wird.

Für die Flexibilisierung des Verbrauchs rückt die **Reform der Netzentgelte** in den Mittelpunkt. Ein Großteil der Stellungnahmen befürwortet zeitvariable, lastabhängige oder netzzustandsbezogene Netzentgelte, die den Verbrauch stärker an Zeiten hoher erneuerbarer Einspeisung oder geringer Netzbelastung ausrichten. Dahinter steht die Erwartung, dass Verbraucher bei entsprechenden Preissignalen Lasten verschieben, Spitzen vermeiden und damit Netze effizienter auslasten. Genannt werden insbesondere Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge, Speicher und andere steuerbare Verbrauchseinrichtungen. Teilweise wird auch eine stärkere Leistungsorientierung anstelle reiner Arbeitspreise vorgeschlagen, um Spitzenlasten stärker zu adressieren. In dieser Perspektive sollen Netzentgelte nicht nur Kosten decken, sondern auch Verhalten steuern.

Allerdings zeigen die Antworten auch deutliche Vorbehalte gegenüber einer zu weitgehenden Dynamisierung. Kritisch gesehen werden insbesondere hohe Komplexität, mangelnde Kalkulierbarkeit und mögliche Umverteilungen zwischen flexiblen und weniger flexiblen Verbrauchern. Mehrere Beiträge warnen davor, die Flexibilitätspotenziale zu überschätzen, insbesondere in der Industrie oder bei prozessgebundenen Anwendungen. Flexibilität sei weder unbegrenzt noch kostenlos, sondern mit Investitionen, Effizienzverlusten, Komforteinbußen oder organisatorischem Aufwand verbunden. Deshalb müsse sie freiwillig bleiben und angemessen vergütet werden; Verbraucher mit geringem Flexibilitätspotenzial dürften nicht dauerhaft benachteiligt werden. Einzelne Antworten lehnen dynami-

sche Netzentgelte sogar ausdrücklich ab und plädieren dafür, Flexibilitätsanreize auf schwankende Großhandelspreise zu beschränken, um zusätzliche Komplexität und Fehlsteuerung zu vermeiden.

Trotz dieser Unterschiede besteht weitgehende Einigkeit, dass **Flexibilisierung ohne technische und regulatorische Voraussetzungen nicht wirksam** werden kann. Genannt werden vor allem Smart Meter, digitale Tarife, IT-Infrastruktur und ein verlässlicher Regulierungsrahmen. Dynamische Tarife und zeitvariable Netzentgelte können nur dort greifen, wo Messung, Kommunikation und Steuerung tatsächlich möglich sind. Mehrere Antworten sehen daher im **beschleunigten Smart-Meter-Rollout** eine Schlüsselvoraussetzung. Auch die Harmonisierung mit bestehenden Regelungen für steuerbare Verbrauchseinrichtungen wird als wichtig erachtet; Flexibilität solle nicht nur im Sinne von Abregelung verstanden, sondern positiv honoriert werden.

Ein weiterer Strang der Antworten betrifft die **verursachungsgerechte und regional differenzierte Ausgestaltung von Netzentgelten**. Mehrfach wird vorgeschlagen, regionale Engpasssituationen oder lokale Netzbelastungen stärker im Preis sichtbar zu machen, um sowohl Standortwahl als auch Verbrauchsverhalten netzdienlicher zu gestalten. Gleichzeitig wird darauf hingewiesen, dass die Wälzungsmechanismen weiterhin Regionen mit hohem EE-Anteil entlasten sollten und regionale Signale sozial sowie politisch handhabbar bleiben müssen. Daraus spricht der Versuch, zwischen lokaler Steuerungswirkung und gesamtgesellschaftlicher Solidarität zu vermitteln.

Hinsichtlich der Umlagen wird vor allem gefordert, strombasierte, klimafreundliche Anwendungen gezielt zu entlasten und bestehende Fehlanreize zu überprüfen. Genannt werden beispielsweise Entlastungen für Wärmepumpen, Power-to-Heat, Elektromobilität oder Speicher. Teilweise wird auch vorgeschlagen, bestimmte Umlagen – etwa netzbezogene oder offshore-bezogene Bestandteile – auf ihre aktuelle Rechtfertigung hin zu überprüfen oder über alternative Finanzierungswege zu dämpfen. Einzelne Beiträge sprechen sich zudem für eine marktdienlichere Reform der EEG-Förderung und für den Abbau von Entschädigungsregelungen aus, um die Strompreisbestandteile insgesamt zu entlasten.

In einer zusammenfassenden Betrachtung deuten die Experteneinschätzungen darauf hin, dass geschickte Reformen vor allem in einer Kombination mehrerer Elemente liegen: einer deutlichen Entlastung des Stroms gegenüber fossilen Energieträgern, einer stärkeren zeitlichen und teilweise regionalen Differenzierung der Netzentgelte, einer besseren Honorierung netzdienlicher Flexibilität sowie einem beschleunigten Ausbau der digitalen Infrastruktur. Gleichzeitig mahnen die Antworten zu Realismus: Flexibilität ist ein wichtiger, aber begrenzter Baustein, und jede Reform muss Refinanzierung, soziale Verteilungswirkungen, Investitionssicherheit und technische Umsetzbarkeit mitdenken. Das übergreifende Ziel bestünde somit darin, Elektrifizierung wirtschaftlich attraktiver und Flexibilisierung finanziell lohnender zu machen, ohne die Finanzierung der Netzinfrastruktur oder die Akzeptanz des Systems zu gefährden.

Befragungsrunde 2:

Die konsolidierte Aussage aus Runde 1 wurde von den Experten mehrheitlich bestätigt (Abbildung 13): 33 % stimmten vollständig, 44 % überwiegend und 15 % tendenziell zu. Breite Zustimmung bestand zur **Senkung staatlich beeinflusster Strompreisbestandteile**, um Elektrifizierung gegenüber fossilen Energien attraktiver zu machen. Aber es gab auch kritische Stimmen, welche sich vordergründlich auf die **zeitlich und regional differenzierten Netzentgelte** bezogen. Während diese häufig als Anreiz für netzdienliche Flexibilität bewertet wurden, verwiesen einzelne Experten auf hohe Komplexität, soziale Verteilungswirkungen und mögliche Standortnachteile für räumlich gebundene Unternehmen. Auch hinsichtlich der Freiwilligkeit bestand Uneinigkeit: Einige forderten angemessen vergütete Wahlmöglichkeiten, während andere eine verpflichtende Flexibilität als notwendige Voraussetzung eines erneuerbaren Energiesystems sahen.

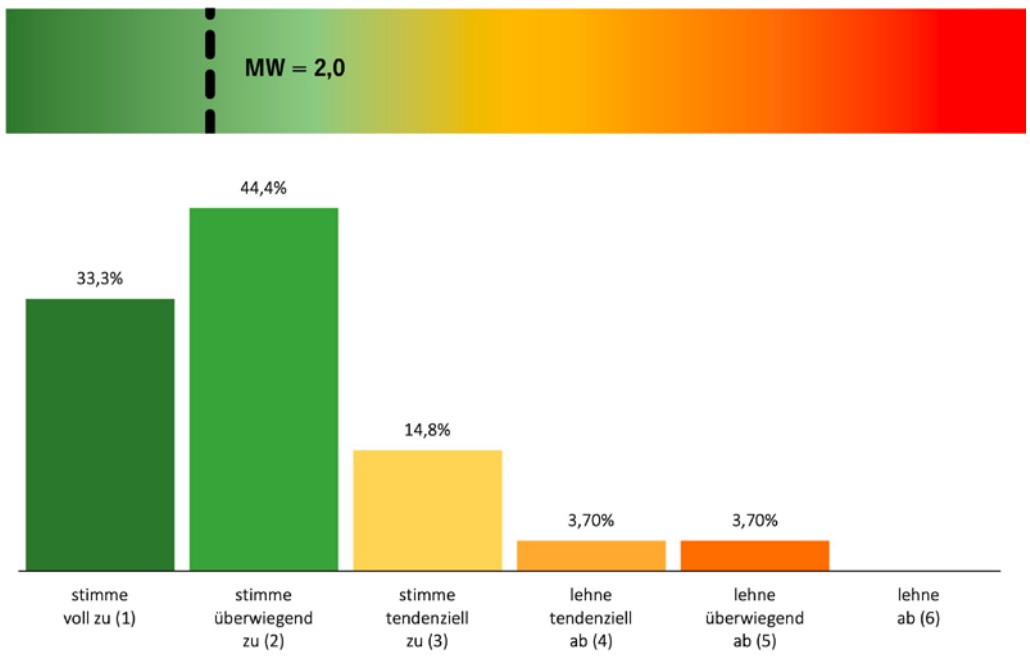


Abbildung 13: Bewertung der Gruppenmeinung zu Frage C.3 in Befragungsrunde 2.
Eigene Darstellung.

3.4 Befragungsergebnisse Teil D – Finanzierung

3.4.1 Gruppenmeinung und deren Bewertung zu Frage D.1

Wie sollten die für die Transformation erforderlichen Mehrinvestitionen bzw. Mehrkosten Ihrer Meinung nach (re-)finanziert werden? Welche Rahmenbedingungen braucht es, damit sich private Kapitalgeber an der Finanzierung der Transformation stärker beteiligen?

Zusammenfassung der Expertenmeinungen:

- Finanzierung erfordert Mix aus Netzentgelten, öffentlichen Mitteln, Förderinstrumenten und privatem Kapital, rein staatliche oder private Modelle reichen nicht aus; bei hoher Komplexität oder Risiken kann eine stärkere staatliche Absicherung erforderlich werden
- Eigenkapitalstärkung für Netzbetreiber zentral, z. B. durch Fonds, Förderbanken und Mezzanine-Instrumente
- Staat sollte Risiken reduzieren (Garantien, Bürgschaften) und Vertrauensschutz gewährleisten, um privates Kapital zu mobilisieren
- private Investoren benötigen stabile Regulierung, verlässliche Erlösmodelle und risikoadäquate Renditen

Befragungsrunde 1:

Die vorliegenden Experteneinschätzungen deuten darauf hin, dass die für die Transformation erforderlichen Mehrinvestitionen und Mehrkosten nur durch einen abgestuften Finanzierungsmix tragfähig organisiert werden können. Ein wiederkehrendes Grundmuster in den Antworten ist, dass **weder eine rein staatliche noch eine rein private Finanzierung** als ausreichend oder effizient angesehen wird. Vielmehr wird eine Kombination aus Netzentgelten und Preisen als regulären Refinanzierungsquellen, flankierenden öffentlichen Mitteln, Förder- und Garantieinstrumenten sowie stärker mobilisiertem privaten Kapital als sachgerechter Ansatz beschrieben. Dahinter steht die Einschätzung, dass die Transformation einerseits eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe mit Infrastrukturcharakter ist, andererseits aber nur dann in großem Umfang umgesetzt werden kann, wenn Kapitalmarktfähigkeit, Bankability und langfristige Erlösperspektiven gesichert sind.

Mehrere Beiträge betonen zunächst, dass ein Teil der Mehrkosten unvermeidlich von Privathaushalten, Unternehmen und öffentlichen Haushalten zu tragen ist. Teilweise wird ausdrücklich auf „Kostenwahrheit" verwiesen: Am Ende müsse sich die Refinanzierung über die Produkte, Leistungen und Infrastrukturen des transformierten Systems vollziehen. Gleichzeitig wird aber ebenso häufig darauf hingewiesen, dass eine unmittelbare oder vollständige Umlage aller Investitionskosten auf Strom- und Wärmepreise sozial regressiv wirken, Elektrifizierung erschweren und Akzeptanzprobleme verschärfen würde. Deshalb plädieren viele Stimmen dafür, insbesondere Infrastrukturinvestitionen zumindest teilweise aus Haushaltsmitteln, Sondervermögen, Klima- und Transformationsfonds oder CO_2-Einnahmen mitzufinanzieren. Teilweise wird auch eine zeitliche Streckung der Finanzierung vorgeschlagen, da es sich um langlebige, sichere Infrastrukturen handelt, deren Nutzen sich über lange Zeiträume verteilt.

Ein zentrales Motiv in den Antworten ist die Bedeutung **zusätzlicher Eigenkapitalquellen**. Gerade kommunale Energieversorger/Stadtwerke und Netzbetreiber stoßen nach Einschätzung vieler Experten an Grenzen ihrer Innenfinanzierungskraft. Gleichzeitig ist Eigenkapital vielfach Voraussetzung dafür, günstiges Fremdkapital überhaupt mobilisieren zu können. Entsprechend werden Programme zur Eigenkapitalstärkung als besonders wichtig angesehen, etwa durch direkte Zuschüsse, Deutschlandfonds-Modelle, Fondsvehikel, öffentlich bereitgestelltes Mezzanine-Kapital oder langfristige Nachrangdarlehen über Förderinstitute wie KFW, RENTENBANK oder Landesförderbanken. Mehrfach wird hervorgehoben, dass solche Instrumente für kleinere und mittlere Versorger besonders bedeutsam sind, weil diese oft nicht kapitalmarkt-

fähig genug sind, um große Investitionsprogramme eigenständig zu strukturieren.

Mit Blick auf die **Rolle des Staates** wird in den Beiträgen vor allem dessen Fähigkeit betont, Risiken zu reduzieren und Kapital günstiger bereitzustellen als private Investoren. Staatliche Bürgschaften, Garantien, Erstverlusttranchen, Ausfallversicherungen oder standardisierte Fördermodelle werden daher wiederholt als geeignete Instrumente genannt, um private Mittel zu hebeln. Dieser Sichtweise folgend besteht die zentrale Aufgabe des Staates weniger in der vollständigen Übernahme aller Investitionen, als in der Übernahme oder Absicherung solcher Risiken, die private Kapitalgeber nicht oder nur zu hohen Kosten tragen würden. Dies gilt insbesondere für Infrastrukturprojekte mit langen Amortisationszeiten, hohen Anfangsrisiken oder unsicheren regulatorischen Rahmenbedingungen. Teilweise wird die Transformationsfrage explizit als Risikoallokationsproblem beschrieben.

Private Kapitalgeber werden in den Antworten überwiegend als notwendiger, aber konditionierter Finanzierungsbaustein verstanden. Mehrfach wird betont, dass privates Kapital grundsätzlich in erheblichem Umfang verfügbar sei, sofern Risiko und Rendite in einem nachvollziehbaren Verhältnis stehen. Als zentrale Voraussetzung wird dabei fast durchgängig regulatorische Stabilität genannt. Gemeint sind damit verlässliche politische Ziele, beständige Förder- und Regulierungsregime, Schutz von Bestandsinvestitionen, nachvollziehbare Genehmigungsprozesse und planbare Cashflows. Wiederholt wird davor gewarnt, dass häufige Änderungen von EnWG, EEG oder regulatorischen Festlegungen, insbesondere wenn Vertrauensschutz oder Bestandsschutz infrage gestellt werden, Risikoaufschläge erhöhen und Investoren abschrecken. Mehrere Beiträge formulieren dies zugespitzt: Kapital folgt Verlässlichkeit und kalkulierbarem Risiko.

Damit verbunden ist die Frage nach der **Rendite**. Ein Teil der Stellungnahmen fordert ausdrücklich international wettbewerbsfähige beziehungsweise marktübliche Eigenkapitalverzinsungen, insbesondere im regulierten Netzbereich. Aus dieser Perspektive sind die aktuellen regulatorischen Renditen vielfach zu niedrig, um Stromnetzinvestitionen für private Investoren oder auch für integrierte Energieversorger attraktiv zu machen. Andere Beiträge warnen hingegen davor, überhöhte Eigenkapitalverzinsungen im Infrastrukturbereich zuzulassen, da diese letztlich die Verbraucher belasten würden. Hier zeigt sich ein **Spannungsverhältnis zwischen Investitionsanreiz und Kostenbegrenzung**. Konsensfähig erscheint vor allem die Forderung nach risikoadäquaten, langfristig stabilen Renditen, die den Charakter der jeweiligen Infrastruktur und ihre Kapitalbindung realistisch abbilden.

Neben Rendite und Regulierung wird in vielen Antworten die praktische „Bankability" von Transformationsprojekten betont. Gemeint sind hierbei klar definierte Erlösmodelle, standardisierte Verträge, rechtssichere Projektstrukturen, verlässliche Fördermechanismen und gegebenenfalls langfristige Absicherungsinstrumente wie Power Purchase Agreements (PPA), Differenzkontrakte (CFD), Kapazitätsmechanismen oder Mindestpreisabsicherungen. Insbesondere institutionelle Investoren wie Versicherungen, Pensionskassen oder Versorgungswerke werden als potenziell wichtige Kapitalgeber genannt, da sie langfristige, stabile Cashflows suchen. Um dieses Kapital stärker zu mobilisieren, werden standardisierte Investitionsplattformen, regionale oder sektorale Bündelungsvehikel, Infrastrukturfonds und Poolinglösungen für kleinere Projekte vorgeschlagen. Gerade die Kleinteiligkeit vieler kommunaler Vorhaben wird als Hemmnis beschrieben, weil sie hohe Transaktionskosten verursacht und Skaleneffekte verhindert.

Ein weiterer wiederkehrender Punkt ist die Bedeutung beschleunigter und transparenter Genehmigungs- und Planungsverfahren. Diese werden nicht nur als Umsetzungsvoraussetzung, sondern ausdrücklich auch als Finanzierungsfaktor verstanden, weil Verfahrensdauer und Rechtsunsicherheit die Kapitalkosten erhöhen. Standardisierung, Bürokratieabbau, ESG-Vereinfachungen und regional integrierte Planung sollen daher nicht nur Prozesse beschleunigen, sondern auch die Finanzierungsfähigkeit verbessern.

Schließlich weisen einige Beiträge auf ordnungs- und verteilungspolitische Bedingungen hin. Genannt werden Reformen der Schuldenbremse, eine breitere staatliche Einnahmenbasis, die Nutzung von ETS- oder CO_2-Einnahmen, die Abschöpfung von sog. „Übergewinnen“ sowie Carbon-Leakage-Schutz[13] für besonders exponierte Industrien. Teilweise wird auch die Beteiligung von Bürgern über Genossenschaften oder kommunale Beteiligungsmodelle als Ergänzung genannt, um Akzeptanz und lokale Kapitalmobilisierung zu stärken.

In der Gesamtbetrachtung sprechen die Expertenmeinungen für ein **Finanzierungsmodell, das öffentliche und private Mittel systematisch kombiniert**. Öffentliche Mittel sollten vor allem dort eingesetzt werden, wo Anfangsrisiken, Infrastrukturcharakter, lange Amortisationszeiten oder soziale Ausgleichserfordernisse dies nahelegen. Private Kapitalgeber können dann stärker eingebunden werden, wenn politische Ziele verlässlich, regulatorische Rahmen stabil, Erlösmodelle planbar, Projektstrukturen standardisiert und Risiken angemessen abgesichert sind. Transformation erscheint damit weniger als reines monetäres Mengenproblem, sondern vor allem als Frage institutioneller Verlässlichkeit, geeigneter Risikoaufteilung und professioneller Finanzierungsarchitektur.

Befragungsrunde 2:
Der Gruppenmeinung stimmten fast alle Experten überwiegend oder vollkommen zu (über 90 %, Abbildung 14). Trotz der hohen Zustimmung bestand jedoch kein vollständiger Konsens über die Verteilung von Risiken, Kosten und Erträgen. Ein Befragter kritisierte, dass öffentliche Garantien und Förderungen Verluste zunehmend sozialisierten, während Gewinne privat verblieben. Wo der Staat Investitionsrisiken übernehme oder Projekte maßgeblich absichere, sollten daher auch private Gewinnmöglichkeiten begrenzt oder öffentliche Erlösbeteiligungen vorgesehen werden. Höhere Renditen seien demnach nur dann gerechtfertigt, wenn private Kapitalgeber auch die entsprechenden Risiken selbst trügen.

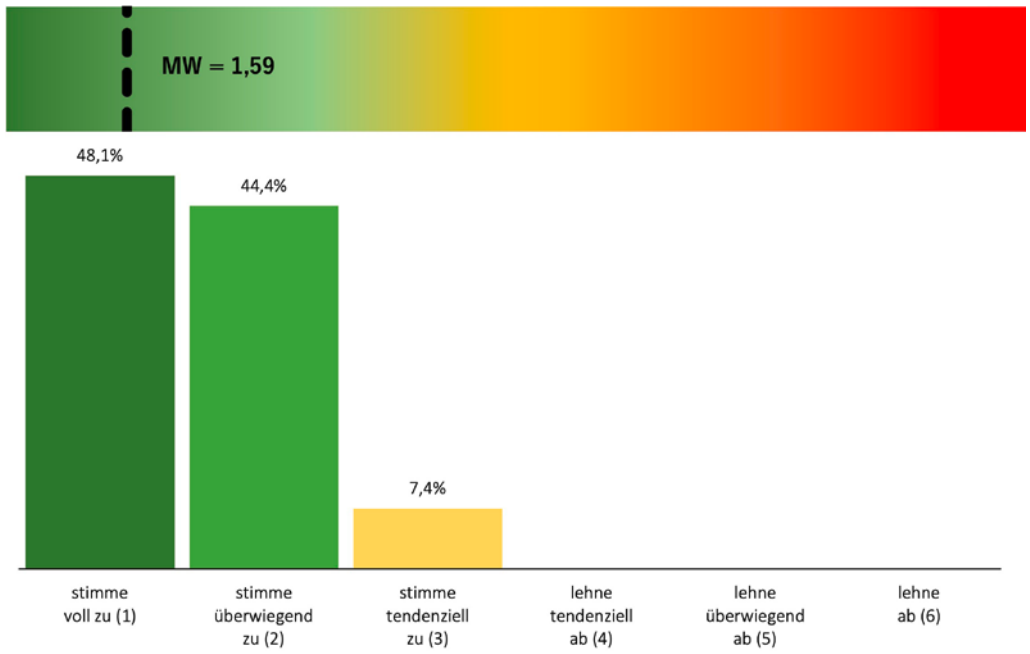


Abbildung 14: Bewertung der Gruppenmeinung zu Frage D.1 in Befragungsrunde 2.
Eigene Darstellung.

[13] Politische Instrumente, die verhindern sollen, dass Unternehmen wegen hoher CO_2-Kosten ihre Produktion in Länder mit weniger strengen Klimaregeln verlegen.

3.4.2 Gruppenmeinung und deren Bewertung zu Frage D.2

Welche Rolle spielt die volkswirtschaftliche Allokation: Sollte das Verursacherprinzip gelten? Sollten die Mehrkosten aus Steuermitteln finanziert werden (Steuern, Umlagen etc.) oder über höhere CO_2-Preise?

Zusammenfassung der Expertenmeinungen:

- Verursacherprinzip gilt als zentral, da es Kostenwahrheit schafft und effiziente Investitions- und Verhaltensanreize setzt
- Verursacherprinzip soll differenziert angewendet werden; Infrastruktur- und Fixkosten nur eingeschränkt verursachergerecht finanzierbar
- weder reine CO_2-Finanzierung noch reine Steuerfinanzierung ausreichend; beide Ansätze haben systemische Grenzen
- präferiert wird ein Mischmodell aus CO_2-Preisen, staatlicher Finanzierung und verursachergerechten Netzentgelten
- soziale Ausgleichsmechanismen notwendig, um Akzeptanz zu sichern und Elektrifizierung nicht zu behindern

Befragungsrunde 1:
Aus den vorliegenden Antworten lässt sich ableiten: Die volkswirtschaftliche Allokation der Kosten der Energiewende wird überwiegend als zentrale Steuerungsfrage verstanden, da sie Effizienz, Investitionsanreize, soziale Akzeptanz und Wettbewerbsfähigkeit zugleich berührt. Das **Verursacherprinzip** fungiert dabei als zentraler ordnungspolitischer Referenzpunkt. Es gilt als ökonomisch sinnvoll, weil es Kostenwahrheit herstellt, Preissignale setzt und emissions- sowie systemkostenintensive Verhaltensweisen verteuert. Insbesondere CO_2-Preise bzw. der Emissionshandel werden vielfach als effizientes Leitinstrument hervorgehoben, da sie technologieoffen wirken und Investitionen dorthin lenken, wo Emissionen kostengünstig reduziert werden können.

Dieses Grundverständnis wird jedoch in den Antworten differenziert. Das Verursacherprinzip soll nicht schematisch angewendet werden: Während direkt zurechenbare, marginale Kosten (z. B. Emissionen oder bestimmte Netzbeanspruchungen) verursachungsgerecht angelastet werden sollten, gilt dies für allgemeine Infrastruktur- und Fixkosten nur eingeschränkt. Genannt werden hier Instrumente wie CO_2-Bepreisung, verursachergerechte Netzentgelte oder eine stärkere Beteiligung von Erzeugern an Netzkosten. Gleichzeitig wird darauf hingewiesen, dass eine vollständige Überwälzung von Infrastrukturkosten oder politischen Risiken Investitionen hemmen und ineffiziente Risikoallokationen erzeugen kann.

Zugleich besteht breiter Konsens, dass die Energiewende weder allein über CO_2-Preise noch rein steuerfinanziert organisiert werden sollte. Zwar wird der CO_2-Preis als zentrales Steuerungsinstrument gesehen, jedoch werden seine Grenzen betont: hohe Belastungen für Industrie und Haushalte, regressive Verteilungseffekte, Wettbewerbsrisiken sowie politische Akzeptanzprobleme. Zudem reichen Preissignale allein nicht aus, um notwendige Investitionen und strukturelle Anpassungen auszulösen, insbesondere solange Infrastruktur und technologische Alternativen noch nicht ausreichend entwickelt sind.

Daraus ergibt sich mehrheitlich die Präferenz für ein **Mischmodell**. Dieses kombiniert **verursachergerechte Preissignale** – insbesondere CO_2-Bepreisung und teilweise netzbezogene Kosten – mit **steuer- oder haushaltsfinanzierten Elementen**. Letztere werden vor allem für gesamtgesellschaftliche Infrastruktur (Netze, Speicher, Digitalisierung) sowie für soziale Ausgleichsmaßnahmen als notwendig angesehen. Steuermittel erscheinen damit nicht als Alternative, sondern als Ergänzung zum Verursacherprinzip unter Bedingungen hoher Investitionsbedarfe und unvollständiger Marktrefinanzierung.

Eine zentrale Rolle spielt zudem die **Verteilungswirkung**. Viele Beiträge warnen vor einer übermäßigen Belastung des Strompreises, da dies

die Elektrifizierung behindern könnte, während andere die Bedeutung von Preiswahrheit und Kostentransparenz betonen. Konsensfähig ist jedoch die Notwendigkeit gezielter sozialer Abfederung, etwa durch Rückverteilung von CO_2-Einnahmen oder spezifische Entlastungen, ohne die Lenkungsfunktion der Preise grundsätzlich zu untergraben.

Insgesamt ergibt sich folgende verdichtete Experteneinschätzung: Das Verursacherprinzip und die CO_2-Bepreisung sollten die zentrale Lenkungsfunktion übernehmen, insbesondere bei direkt zurechenbaren Kosten. Eine ausschließliche Finanzierung über CO_2-Preise wird jedoch ebenso abgelehnt wie eine rein steuerbasierte Lösung. Präferiert wird ein instrumenteller Dreiklang aus CO_2-Bepreisung, gezielter öffentlicher Finanzierung zentraler Infrastruktur und sozialen Ausgleichsmechanismen. Entscheidend ist dabei die Balance zwischen Effizienz, Transparenz, Investitionsfähigkeit, Bezahlbarkeit und Wettbewerbsfähigkeit.

Befragungsrunde 2:

Die Aussage dieser Gruppenmeinung wurde unterschiedlich bewertet (Abbildung 15). Zwar stimmten knapp 85 % der antwortenden Experten der Gruppenmeinung tendenziell, überwiegend oder vollkommen zu, gleichzeitig lehnten 15 % die Aussage eher oder überwiegend ab. Die Begründungen zeigten, dass sich die Meinungsdifferenzen vor allem auf das Verhältnis von CO_2-Bepreisung, Marktsteuerung und staatlicher Finanzierung bezogen. Nach der Einschätzung eines Experten führe das vorgeschlagene Mischmodell tendenziell dazu, dass Investitionsrisiken zunehmend sozialisiert und Verluste verstaatlicht werden, während Gewinne privat verbleiben.[14] Weitere Befragte warnten vor einer wachsenden staatlichen Interventionsspirale und sahen eine staatliche Finanzierung allenfalls bei ausgewählten Infrastrukturen als gerechtfertigt an. Zusätzliche Steuern oder Umlagen könnten ihrer Einschätzung nach die Wirksamkeit marktlicher Anreize beeinträchtigen.

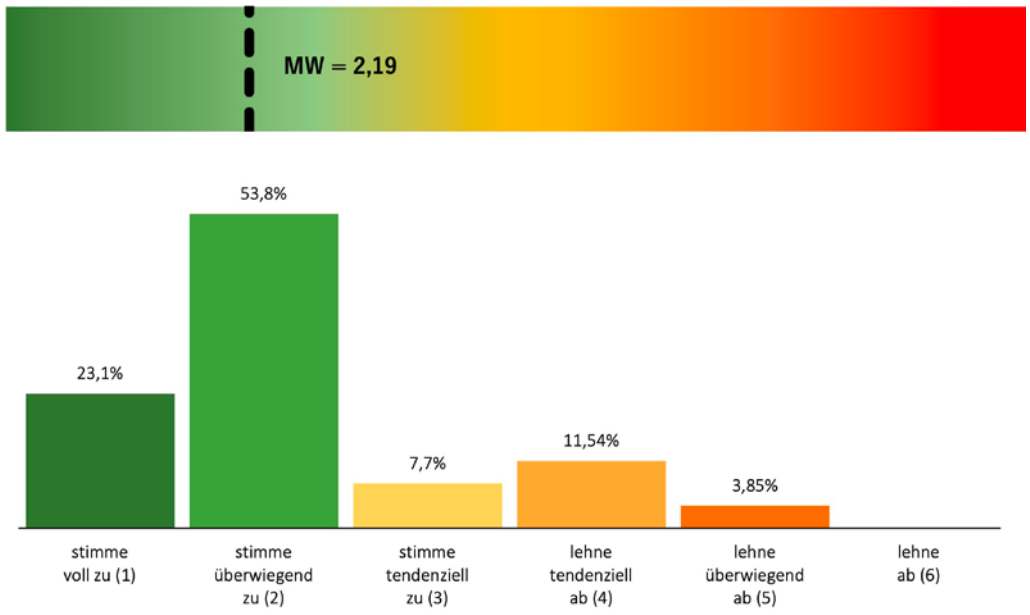


Abbildung 15: Bewertung der Gruppenmeinung zu Frage D.2 in Befragungsrunde 2.
Eigene Darstellung.

[14] Zitat aus der Antwort eines Experten.

3.4.3 Gruppenmeinung und deren Bewertung zu Frage D.3

Welche Chancen sehen Sie für finanzielle Bürgerbeteiligungsmodelle (z. B. Energiegenossenschaften, Bürgerfonds, kommunale Beteiligungsmodelle)? Welche Rahmenbedingungen müssen angepasst werden, damit Bürgerbeteiligungsmodelle öfter zum Einsatz kommen?

Zusammenfassung der Expertenmeinungen:

- Bürgerbeteiligungsmodelle erhöhen Akzeptanz, stärken regionale Wertschöpfung und machen Betroffene zu Beteiligten
- Sie ergänzen Finanzierung, sind aber wegen begrenzter Volumina und Skalierungsprobleme keine tragende Säule
- Beitrag zur Diversifizierung der Akteurslandschaft und Stärkung kommunaler Strukturen, insbesondere durch Stadtwerke
- Erforderlich sind vereinfachte, standardisierte und rechtssichere Rahmenbedingungen mit geringeren regulatorischen Hürden, einem breiten Zugang, niedrigen Einstiegshürden, klaren steuerlichen Regelungen sowie einer stärkeren Rolle der Kommunen und staatlichen Unterstützung

Befragungsrunde 1:

Aus den vorliegenden Antworten ergibt sich ein weitgehend konsistentes Bild hinsichtlich der Chancen und Grenzen finanzieller **Bürgerbeteiligungsmodelle**. Übereinstimmend wird ihnen eine wichtige Rolle als Akzeptanz- und Partizipationsinstrument zugeschrieben. Durch finanzielle Beteiligung – etwa über Energiegenossenschaften, Bürgerfonds oder kommunale Modelle – können Bürger direkt von der Energiewende profitieren, wodurch sich die lokale Akzeptanz insbesondere für Wind-, Solar- und Infrastrukturprojekte deutlich erhöht. Mehrfach wird betont, dass solche Modelle **„Betroffene zu Beteiligten"** machen, regionale Wertschöpfung stärken und Einnahmen in der Region halten. Dies gilt insbesondere für ländliche Räume, in denen die Lasten der Energiewende häufig stärker spürbar sind als in urbanen Zentren. Gleichzeitig können Bürgerbeteiligungsmodelle **zusätzliche Finanzierungsquellen** erschließen und die Eigenkapitalbasis von Projekten stärken, etwa durch genossenschaftliche Modelle oder Beteiligungsangebote kommunaler Unternehmen.

Neben der Akzeptanzfunktion wird auch die strukturelle Bedeutung für die Energiewirtschaft hervorgehoben. Bürgerbeteiligung kann zur Diversifizierung der Akteurslandschaft beitragen, kommunale Strukturen stärken und die regionale Verankerung von Projekten verbessern. Insbesondere kommunale Beteiligungsmodelle und Stadtwerke werden als etablierte und effektive Formen kollektiver Teilhabe beschrieben, da sie mittelbar eine breite Bevölkerung einbeziehen. In einzelnen Anwendungsfeldern – etwa bei Wärmenetzen – wird zudem ein spezifisches Potenzial genossenschaftlicher Modelle gesehen.

Gleichzeitig zeigen die Antworten klar, dass die finanzielle Bedeutung solcher Modelle begrenzt ist. Bürgerbeteiligung wird überwiegend nicht als tragende Säule der Gesamtfinanzierung der Energiewende eingeschätzt, sondern eher als ergänzender Baustein. Genannt werden geringe Volumina, hohe Transaktions- und Verwaltungskosten sowie Skalierungsprobleme insbesondere bei kleinteiligen Projekten. Teilweise wird auch auf bislang geringes Bürgerinteresse hingewiesen. Für größere Investitionsbedarfe erscheint daher eine Kombination mit institutionellem Kapital notwendig. In diesem Zusammenhang werden auch alternative Ansätze wie zentralisierte Bürgerfonds diskutiert, die durch größere Skaleneffekte effizienter sein könnten als lokal fragmentierte Modelle.

Ein weiterer kritischer Punkt betrifft **Verteilungswirkungen**. Mehrere Antworten weisen darauf hin, dass finanzielle Beteiligungsmodelle tendenziell diejenigen begünstigen, die über ausreichendes Kapital und entsprechende Kenntnisse verfügen. Dies kann zu einer ungleichen Verteilung von Renditen führen und gesellschaftliche Ungleichheiten verstärken. Daraus wird die Notwendigkeit abgeleitet, Beteiligungsmo-

delle breiter zugänglich zu gestalten, etwa durch niedrige Einstiegshürden, transparente Strukturen, digitale Beteiligungsplattformen oder sozial differenzierte Angebote.

Hinsichtlich der erforderlichen Rahmenbedingungen zeigt sich ein deutlicher Schwerpunkt auf **regulatorischen und administrativen Vereinfachungen**. Die bestehenden Hürden werden vor allem in komplexen Genehmigungsprozessen, umfangreichen Prospekt- und Aufsichtspflichten sowie steuerlichen Unsicherheiten gesehen. Genannt werden insbesondere das Vermögensanlagengesetz, Prospektpflichten und unterschiedliche landesrechtliche Regelungen als Hemmnisse. Gefordert werden daher **vereinfachte und standardisierte Beteiligungsmodelle**, rechtssichere und einheitliche Rahmenbedingungen sowie eine Reduktion bürokratischer Anforderungen. Auch die Vereinheitlichung von Regelungen zwischen den Bundesländern wird als wichtig erachtet, um zusätzlichen Aufwand für Projektentwickler zu vermeiden.

Darüber hinaus werden konkrete Anpassungen vorgeschlagen: die Vereinfachung des Prospektregimes (insbesondere für kommunalnahe Emittenten), standardisierte Finanzprodukte wie Genussrechte oder Nachrangdarlehen, steuerliche Gleichstellung von Infrastrukturbeteiligungen sowie klar definierte Haftungs- und Risikoregeln. Teilweise wird auch eine Ausweitung bestehender Privilegierungen für Schwarmfinanzierungen angeregt. Ergänzend werden stabile und verlässliche regulatorische Rahmenbedingungen, planbare Vergütungssysteme sowie vereinfachte Teilnahmebedingungen an Ausschreibungen für Bürgerenergieprojekte gefordert.

Ein weiterer Aspekt betrifft institutionelle und politische Rahmenbedingungen. Mehrere Antworten sprechen sich für eine stärkere **Rolle der Kommunen** aus, etwa durch verpflichtende Beteiligungsregelungen oder eine bundeseinheitliche Ausgestaltung entsprechender Instrumente. Gleichzeitig wird darauf hingewiesen, dass überzogene Anforderungen oder zusätzliche Kostenbelastungen für Projektentwickler (z. B. durch verpflichtende Beteiligungsabgaben oder hohe Pachten) die Wirtschaftlichkeit beeinträchtigen und regionale Akteure im Wettbewerb benachteiligen können. Auch staatliche Unterstützungsmaßnahmen – etwa in Form von Anschubfinanzierungen, Bürgschaften oder Vernetzungsangeboten – werden als sinnvoll angesehen, insbesondere in der Gründungsphase von Energiegenossenschaften.

Insgesamt lässt sich folgende verdichtete Experteneinschätzung formulieren: Finanzielle Bürgerbeteiligungsmodelle bieten erhebliche Chancen zur Steigerung der lokalen Akzeptanz, zur Stärkung regionaler Wertschöpfung und zur Mobilisierung zusätzlichen Kapitals. Ihre Rolle liegt jedoch primär im Bereich der **Akzeptanz- und Ergänzungsfinanzierung**, nicht in der Hauptfinanzierung der Energiewende. Damit solche Modelle breiter zur Anwendung kommen, sind vor allem vereinfachte, standardisierte und rechtssichere Rahmenbedingungen erforderlich, die regulatorische Komplexität reduzieren, Transaktionskosten senken und den Zugang für breite Bevölkerungsschichten erleichtern. Entscheidend ist dabei eine Balance zwischen Anlegerschutz, Wirtschaftlichkeit und Praktikabilität sowie eine stärkere Integration von Bürgerbeteiligung in die frühzeitige Planung und Umsetzung von Energieprojekten.

Befragungsrunde 2:

Die Gruppenmeinung stieß insgesamt auf eine sehr hohe Zustimmung (Abbildung 16). Rund 96 % der antwortenden Experten stimmten der Aussage tendenziell, überwiegend oder vollkommen zu, während lediglich 4 % sie eher ablehnten. Die Begründungen zeigten jedoch, dass die Zustimmung teilweise mit Einschränkungen hinsichtlich der Bedeutung und Skalierbarkeit von Bürgerbeteiligungsmodellen verbunden war. Mehrere Experten hoben hervor, dass Bürgerbeteiligungsmodelle keine professionelle Hauptfinanzierung großer Infrastrukturprojekte darstellen könnten. Kritisch wurde darüber hinaus angemerkt, dass sie als Nischenmodelle nicht übermäßig gewichtet werden sollten, da sie politische Aufmerksamkeit und Ressourcen von bedeutsameren Herausforderungen der Energiewende abziehen könnten. Ein Experte verwies

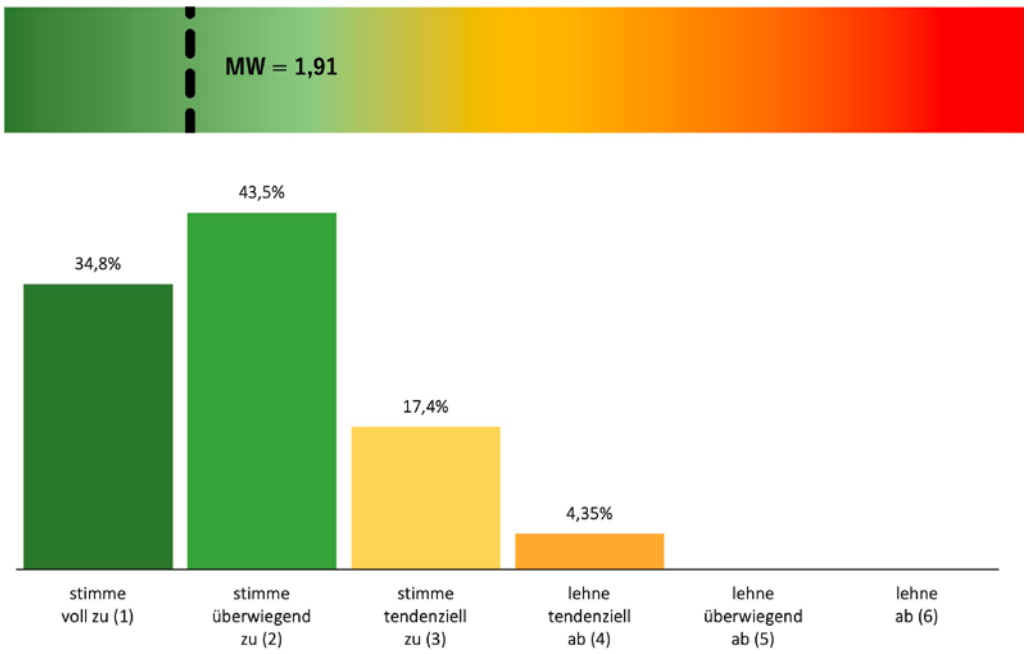


Abbildung 16: Bewertung der Gruppenmeinung zu Frage D.3 in Befragungsrunde 2.
Eigene Darstellung.

zudem darauf, dass die anspruchsvolle Strukturierung und formalisierte Absicherung solcher Modelle dazu führen könne, dass ihre Umsetzung vorwiegend für größere Kommunen sinnvoll sei.

3.5 Befragungsergebnisse Teil E – Regionale Energieversorgung und Infrastruktur

3.5.1 Gruppenmeinung und deren Bewertung zu Frage E.1

Bezahlbarkeit, Emissionsminderung und Versorgungssicherheit stellen die Eckpunkte des energiepolitischen Zieldreiecks dar. Sollte dieses um zusätzliche Ziele erweitert werden? Wenn ja, wie?

Zusammenfassung der Expertenmeinungen:

- Mehrheit hält Zieldreieck für ausreichend und warnt vor Überfrachtung
- Problem liegt eher in Umsetzung und unklaren Begriffen
- Resilienz (Krisenfestigkeit, Cyberrisiken, geopolitische Abhängigkeiten), Wettbewerbsfähigkeit und Standortqualität sowie soziale Verträglichkeit, Verteilungswirkungen und gesellschaftliche Akzeptanz werden als zentrale Ergänzungen oder Voraussetzungen betont
- weitere Aspekte: Umsetzbarkeit, Investitionssicherheit, Ressourcenverfügbarkeit und Infrastrukturfähigkeit
- insgesamt eher Präzisierung des Zieldreiecks als grundlegende Erweiterung bevorzugt

Befragungsrunde 1:
Aus den vorliegenden Antworten ergibt sich ein deutlich strukturiertes Meinungsbild. Eine größere Gruppe der Befragten hält eine Erweiterung des **energiepolitischen Zieldreiecks** ausdrücklich nicht für erforderlich. Begründet wird dies vor allem damit, dass Bezahlbarkeit, Emissionsminderung und Versorgungssicherheit beziehungsweise in präziserer Begrifflichkeit Wirtschaftlichkeit, Umwelt- und Klimaverträglichkeit sowie Versorgungssicherheit die zentralen Zielkonflikte bereits hinreichend abbilden. Mehrere Stellungnahmen warnen davor, das Modell durch zusätzliche Ziele zu überladen, analytisch zu verwässern oder politisch beliebig zu machen. Teilweise wird betont, dass das Problem weniger in einer unzureichenden Zielarchitektur als vielmehr in der unklaren Begriffsverwendung und der unzureichenden Umsetzung liege. Insbesondere „Bezahlbarkeit" wird verschiedentlich als zu unscharf kritisiert; bevorzugt werden Begriffe wie Kosteneffizienz, Wirtschaftlichkeit oder Leistbarkeit mit klaren Referenzmaßstäben.

Gleichzeitig zeigt sich in den Antworten eine zweite, ebenfalls starke Linie: Das klassische Zieldreieck wird zwar grundsätzlich anerkannt, soll aber um zusätzliche Dimensionen ergänzt oder zumindest weiter ausgelegt werden, um den veränderten Rahmenbedingungen der Energiewende gerecht zu werden. Am häufigsten genannt wird hierbei **Resilienz**. Darunter verstehen die Befragten insbesondere die Widerstandsfähigkeit des Energiesystems gegenüber geopolitischen Krisen, Importabhängigkeiten, Extremwetterereignissen, physischen Angriffen und Cyberrisiken. Teilweise wird argumentiert, Versorgungssicherheit müsse diesen Aspekt künftig bereits begrifflich umfassen; andere sehen Resilienz als eigenständiges Ziel, weil ein formal sicheres System noch nicht notwendigerweise krisenfest sei. In dieser Perspektive reicht es nicht aus, Energie jederzeit bereitzustellen; das System muss auch unter Störungen robust bleiben und sich im Krisenfall schnell stabilisieren können.

Neben Resilienz wird wiederholt die **Wettbewerbsfähigkeit** beziehungsweise Standortqualität als ergänzende Zielgröße hervorgehoben. Dahinter steht die Beobachtung, dass Energiepreise, Grünstromverfügbarkeit und regulatorische Verlässlichkeit zunehmend industrielle Standortentscheidungen beeinflussen. Einzelne Antworten sprechen daher für ein erweitertes Zielsystem, in dem internationale Konkurrenzfähigkeit, Investitionssicherheit und Carbon-Leakage-Vermeidung expliziter berücksichtigt werden. Diese Perspektive verbindet energiepolitische Ziele stärker mit industrie- und strukturpolitischen Wirkungen und weist darauf hin, dass Emissionsminderung langfristig nur tragfähig ist,

wenn sie mit wirtschaftlicher Leistungsfähigkeit vereinbar bleibt.

Ein weiterer Themenkomplex betrifft **soziale Verträglichkeit, Akzeptanz und Teilhabe**. Mehrere Beiträge argumentieren, dass gesellschaftliche Akzeptanz kein bloßer Umsetzungsaspekt, sondern eine eigenständige Voraussetzung für die Geschwindigkeit und politische Tragfähigkeit der Transformation sei. Wenn Maßnahmen als unfair, unverständlich oder ungleich verteilt wahrgenommen würden, entstünden Konflikte, Verzögerungen und Legitimitätsprobleme. In ähnlicher Richtung wird gefordert, die ökonomische Dimension um Verteilungswirkungen, Gerechtigkeitsfragen und den Schutz vor Energiearmut zu ergänzen. Teilweise wird darauf verwiesen, dass sich das Zieldreieck faktisch bereits um eine soziale Komponente erweitert habe und dies begrifflich oder rechtlich nachvollzogen werden sollte. Andere Stimmen lehnen eine solche Erweiterung jedoch ab und sehen Akzeptanz eher als Gelingensbedingung denn als eigenständiges Ziel.

Daneben finden sich weitere Vorschläge, die auf die praktische Transformationsfähigkeit des Energiesystems zielen. Genannt werden insbesondere Umsetzbarkeit, Geschwindigkeit, Infrastrukturfähigkeit, Planungs- und Investitionssicherheit sowie Fachkräfte- und Ressourcenverfügbarkeit. Diese Stellungnahmen argumentieren, dass die Qualität energiepolitischer Zielsetzungen letztlich daran gemessen werden müsse, ob Netze, Erzeugungsanlagen, Speicher und Gebäude tatsächlich geplant, genehmigt, finanziert und gebaut werden können. Teilweise werden auch System- und Infrastruktureffizienz, Flächennutzung, Lebenszykluskosten, Kreislaufwirtschaft, Recycling, Materialverfügbarkeit sowie Digitalisierung und Innovationsfähigkeit als ergänzende Zielgrößen benannt. Diese Aspekte zielen weniger auf eine normative Erweiterung des Zielsystems als auf eine stärkere Berücksichtigung der realen Systembedingungen der Transformation.

Auffällig ist zugleich, dass selbst unter den Befürwortern einer Erweiterung keine einheitliche Alternative zum klassischen Dreieck erkennbar ist. Die Vorschläge reichen von einem vorsichtig erweiterten Begriffsverständnis innerhalb der bestehenden drei Dimensionen bis hin zu einem Zielfünfeck aus Bezahlbarkeit, Emissionsminderung, Versorgungssicherheit, Wettbewerbsfähigkeit und Resilienz. Andere Beiträge plädieren eher für eine Hierarchisierung oder Präzisierung der bestehenden Ziele als für eine formale Ausweitung. Insgesamt zeigt sich daher, dass die Debatte weniger um die vollständige Ablösung des Zieldreiecks kreist als um dessen begriffliche Schärfung und funktionale Ergänzung.

Als verdichtete Expertenmeinung lässt sich daraus ableiten: Das klassische energiepolitische Zieldreieck bleibt für die Mehrheit der Antworten ein tragfähiger Orientierungsrahmen, sollte jedoch entweder präziser gefasst oder in einzelnen Punkten weiterentwickelt werden. Besonders häufig wird Resilienz als zusätzliche oder stärker mitzudenkende Zielgröße genannt. Ebenfalls relevant erscheinen Wettbewerbsfähigkeit, soziale Verträglichkeit beziehungsweise Verteilungswirkungen sowie Akzeptanz und Teilhabe. Darüber hinaus gewinnen Umsetzbarkeit, Investitionssicherheit und Ressourceneffizienz als strategische Voraussetzungen der Transformation an Bedeutung. Insgesamt spricht das Material eher für ein erweitertes, aber weiterhin klar strukturiertes Zielsystem als für eine grundlegende Abkehr vom Zieldreieck. Entscheidend ist aus Sicht vieler Befragter weniger die formale Zahl der Ziele als deren begriffliche Klarheit, Priorisierung und praktische Anschlussfähigkeit an die realen Herausforderungen der Energiewende.

Befragungsrunde 2:

Die Gruppenmeinung wurde von den antwortenden Experten insgesamt positiv bewertet (Abbildung 17). Sämtliche Befragten stimmten der Aussage tendenziell, überwiegend oder vollkommen zu, wobei 89 % eine überwiegende oder vollkommene Zustimmung äußerten. Die Begründungen zeigten, dass sich die eingeschränkte Zustimmung vor allem auf die mögliche Erweiterung des klassischen

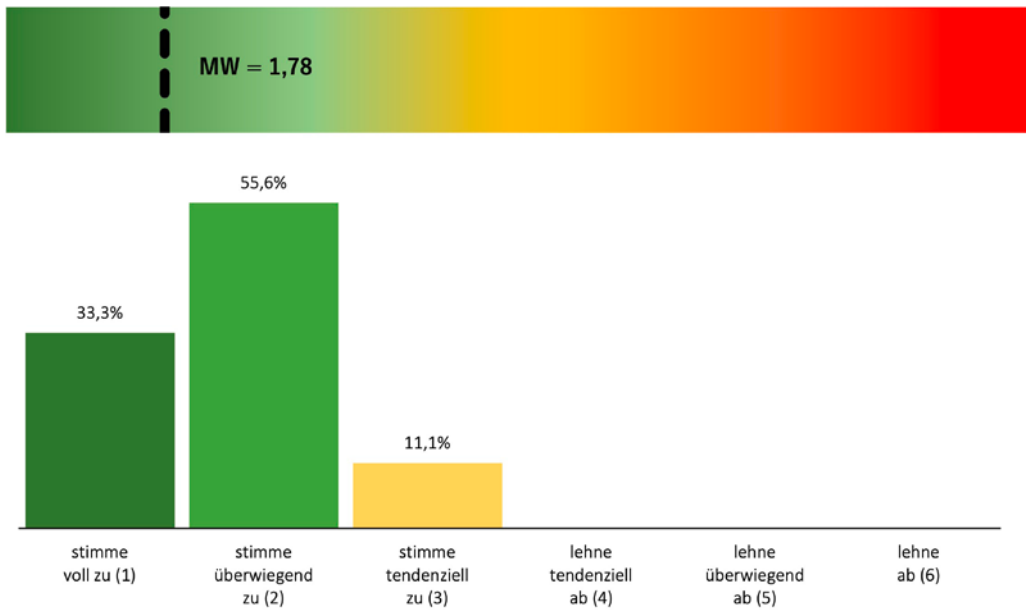


Abbildung 17: Bewertung der Gruppenmeinung zu Frage E.1 in Befragungsrunde 2.
Eigene Darstellung.

energiepolitischen Zieldreiecks bezog. Mehrere Experten warnten davor, dieses mit zusätzlichen Zielsetzungen zu überfrachten und sprachen sich stattdessen dafür aus, die praktische Gewichtung der einzelnen Ziele in den Vordergrund zu rücken. Insbesondere sei eine eigenständige Aufnahme der Resilienz nicht erforderlich, da dieser Aspekt bereits weitgehend durch das Ziel der Versorgungssicherheit abgedeckt werde.

3.5.2 Gruppenmeinung und deren Bewertung zu Frage E.2

Beobachten Sie bundeslandspezifische oder regionale Unterschiede (z. B. zwischen Ost-/West oder Nord/Süd) bei Treibern und Hemmnissen der Transformation der Energieversorgung? Falls ja, worin bestehen diese Unterschiede?

Zusammenfassung der Expertenmeinungen:

- Transformation verläuft regional unterschiedlich; Nord-Süd-, Ost-West- sowie Stadt-Land-Unterschiede sind strukturell prägend
- Nord/Ost: Erzeugungsschwerpunkte mit Netzausbauproblemen, Engpässen und hohem Redispatchbedarf
- Süd/West: Verbrauchs- und Industrieregionen mit hohem Strombedarf und begrenzteren EE-Ausbau-Potenzialen
- Stadt-Land-Gefälle: ländliche Räume mit Flächenpotenzialen, urbane Räume mit hoher Last und anderen Transformationspfaden
- Verweis auf Wälzungsmechanismen der Netzentgelte zur Entlastung ländlicher/EE-starker Räume

Befragungsrunde 1:
Aus den vorliegenden Antworten ergibt sich ein sehr deutliches Bild: Die Transformation der Energieversorgung verläuft in Deutschland in hohem Maße **regional differenziert**. Bundeslandspezifische und räumliche Unterschiede werden von den Befragten nicht als Randphänomen, sondern als strukturell prägend beschrieben. Besonders häufig genannt wird ein Nord-Süd-Gefälle sowie – mit etwas größerer

Differenzierung – ein Ost-West-Gefälle. Hinzu treten Unterschiede zwischen urbanen Verdichtungsräumen und ländlichen Flächenregionen.

Im Zentrum vieler Antworten steht zunächst die räumliche Asymmetrie zwischen Erzeugung und Verbrauch. **Nord- und Ostdeutschland** werden überwiegend als Erzeugungsschwerpunkte der Energiewende beschrieben, vor allem aufgrund guter Windbedingungen, größerer Flächenverfügbarkeit und eines im Vergleich zur Last geringeren Stromverbrauchs. Diese Regionen gelten vielfach als Treiber des Ausbaus erneuerbarer Energien. Zugleich entstehen hier besondere Hemmnisse: Der Ausbau der Erzeugung verläuft teilweise schneller als der Ausbau von Übertragungs- und Verteilnetzen sowie schneller als der Aufbau zusätzlicher Nachfrage vor Ort. Genannt werden Engpässe beim Stromabtransport, hoher Redispatchbedarf, Abregelungen und steigende Netzkosten. Daraus ergibt sich ein erheblicher Bedarf an leistungsfähigen Nord-Süd-Verbindungen, an Speichern, Wasserstoffanwendungen, Power-to-X und weiteren Flexibilitätsoptionen.

Demgegenüber werden **Süd- und Westdeutschland** stärker als Verbrauchs- und Industrieregionen charakterisiert. Dort konzentrieren sich energieintensive Industriecluster, Bevölkerungsdichte und hohe Lastschwerpunkte. Die Transformation ist hier weniger durch Stromüberschüsse als durch die Frage geprägt, wie große Mengen klimaneutralen Stroms verlässlich bereitgestellt und in Industrie, Wärme und Verkehr integriert werden können. Für Süddeutschland wird dabei mehrfach auf einen vergleichsweise geringeren Windenergieausbau verwiesen, unter anderem infolge von Flächenrestriktionen, Akzeptanzfragen oder politischer Zurückhaltung. Stattdessen spielen dort Photovoltaik, dezentrale Speicher und die Integration neuer Lasten eine größere Rolle. Insgesamt zeigt sich somit ein **strukturelles Mismatch**: Erzeugungsschwerpunkte liegen vielfach im Norden und Osten, während Verbrauchs- und Lastschwerpunkte stärker im Süden und Westen angesiedelt sind.

Mehrere Antworten betonen, dass diese räumliche Asymmetrie nicht nur technische, sondern auch ökonomische und politische Folgewirkungen hat. So werden regionale Unterschiede bei Netzkosten und Endkundenbelastungen als problematisch beschrieben. Insbesondere in ostdeutschen und ländlichen Regionen mit hohem Anteil erneuerbarer Einspeisung seien in der Vergangenheit überdurchschnittliche Netzausbaukosten angefallen. Dies wird teils als Verteilungsproblem zwischen Erzeugungs- und Verbrauchsregionen interpretiert und mit Forderungen nach stärkerer Kostenwälzung oder einheitlicheren Netzentgelten verknüpft. Auch **Interessenkonflikte** zwischen Regionen, etwa im Hinblick auf Netzausbau, Strompreiszonen oder die Verteilung von Lasten und Nutzen, werden als Hemmnis einer gesamtdeutsch kohärenten Transformation benannt.

Daneben zeigen die Antworten deutliche Unterschiede in den regionalen Ausgangsbedingungen der Transformation. Besonders hervorgehoben werden ostdeutsche **Kohleregionen**, in denen die Energiewende mit tiefgreifendem Strukturwandel verbunden ist. Hier entstehen Hemmnisse vor allem durch den Wegfall bestehender Wertschöpfung und Beschäftigung, durch Unsicherheiten über künftige industrielle Perspektiven und durch besondere Anforderungen an regionale **Strukturpolitik**. Gleichzeitig werden gerade in ostdeutschen Regionen auch Chancen gesehen, etwa durch neue Energie- und Industrieprojekte, Wasserstoffwirtschaft oder die Ansiedlung transformatorischer Industrien. Die Antworten zeichnen damit kein einheitliches Bild des Ostens als Raum mit negativen Folgen des Strukturwandels, sondern verweisen zugleich auf seine Rolle als Ausbau- und Transformationsraum mit besonderen Potenzialen.

Mehrfach angesprochen werden ferner Unterschiede in politischer Kultur, gesellschaftlicher Akzeptanz und historischen Prägungen. Einige Antworten sehen in Teilen Ostdeutschlands ein fortwirkendes Misstrauen gegenüber staatlicher Steuerung und Großprojekten, teilweise auch geringeren Zuspruch zu Maßnahmen wie Heizungstausch oder Energieeffizienz, insbesondere außerhalb größerer Städte. Andere Antworten betonen dagegen, dass der Osten die

Relevanz des Themas Energiewende besonders stark wahrnehme oder in Flächenregionen teils höhere Akzeptanz für erneuerbare Energien bestehe, weil dort wirtschaftliche Vorteile unmittelbarer sichtbar würden. Insgesamt lässt sich daraus ableiten, dass Akzeptanz regional stark variiert und sowohl von historischen Erfahrungen als auch von wahrgenommenen Nutzen- und Lastenverteilungen abhängt. Kohleregionen, Regionen mit starker Trassenbündelung oder Gebiete mit kumulierter Infrastrukturbelastung erscheinen dabei besonders konfliktanfällig.

Ein weiterer wichtiger Befund betrifft Unterschiede zwischen **Stadt und Land**. Ländliche Räume verfügen nach Einschätzung vieler Befragter häufiger über Flächenpotenziale für Wind- und Photovoltaikanlagen, leiden aber zugleich stärker unter Netzengpässen, Einspeisespitzen, kumulierten Infrastrukturbelastungen und teilweise unzureichender lokaler Wertschöpfung. Urbane und verdichtete Räume weisen demgegenüber höhere Lastdichten, teils besser ausgebaute Netze und andere Transformationspfade auf, etwa im Bereich Fernwärme, Abwärmenutzung oder dichter elektrischer Infrastrukturen. Suburbane Räume werden zudem mit besonderen Belastungen durch Elektromobilität und Wärmepumpen in Verbindung gebracht. Die Antworten legen damit nahe, dass die relevanten Unterschiede nicht nur entlang klassischer Gefälle wie Ost/West oder Nord/Süd verlaufen, sondern auch entlang von Siedlungsstruktur, Wärmeversorgung, Industriestruktur und Verteilnetzrealitäten.

Schließlich verweisen mehrere Antworten auf Unterschiede in Genehmigungspraxis, Verwaltungskapazität, Finanzkraft kommunaler Unternehmen und landespolitischen Schwerpunktsetzungen. Unterschiedliche Genehmigungspraktiken der Bundesländer, variierende Unterstützungsprogramme, strenge kommunale Haushaltsvorgaben oder unterschiedliche institutionelle Leistungsfähigkeit der Verwaltungen beeinflussen demnach die Geschwindigkeit und Qualität der Transformation erheblich. Ebenso werden regionale Unterschiede bei Kapitalbasis, Demografie, Gasnetzrückbau oder spezifischen industriellen Anforderungen als relevant beschrieben.

Insgesamt lässt sich aus den Antworten folgende verdichtete Expertenmeinung ableiten: Es werden deutliche bundeslandspezifische und **regionale Unterschiede** bei Treibern und Hemmnissen der Transformation beobachtet. Zentral sind dabei die räumliche Trennung von Erzeugungs- und Verbrauchsschwerpunkten, Unterschiede in Netzinfrastruktur und Netzkosten, divergierende Industrie- und Siedlungsstrukturen sowie regionale Unterschiede in Akzeptanz, Verwaltungskapazität und politischer Kultur. Nord- und Ostdeutschland erscheinen vor allem als Ausbau- und Erzeugungsräume mit Netz- und Systemintegrationsproblemen, Süd- und Westdeutschland stärker als Verbrauchs-, Industrie- und Integrationsräume mit hoher Nachfrage und teils begrenzteren Erzeugungspotenzialen. Darüber hinaus treten besondere Transformationspfade in Kohleregionen, ländlichen Räumen und Ballungszentren hervor. Die Energiewende wird daher mehrheitlich nicht als einheitlicher nationaler Prozess verstanden, sondern als regional differenzierte Transformation, die flexible und räumlich zugeschnittene Strategien erfordert.

Befragungsrunde 2:

Die Gruppenmeinung wurde von den antwortenden Experten einhellig positiv bewertet (Abbildung 18). Sämtliche Befragten stimmten der Aussage überwiegend oder vollkommen zu, wobei 52 % eine überwiegende und 48 % eine vollkommene Zustimmung äußerten. Als zentrale Maßnahme zur Netzentgeltgestaltung wurde eine stärkere bundesweite Wälzung der Netzkosten genannt, um Regionen mit einem hohen Ausbau erneuerbarer Energien nicht überproportional zu belasten und die Kosten solidarischer zwischen Erzeuger- und Verbraucherregionen zu verteilen. Ergänzend sollten Netzentgelte stärker leistungs-, zeit- und verursachungsbezogen ausgestaltet werden, um netzdienliches Verhalten, flexible Verbräuche, Speicher und die Vermeidung von Lastspitzen gezielt anzureizen. Mehrere Experten sprachen sich zudem für transparente, schrittweise und regional differenzierte Ausgleichsmechanismen sowie flexible Netzan-

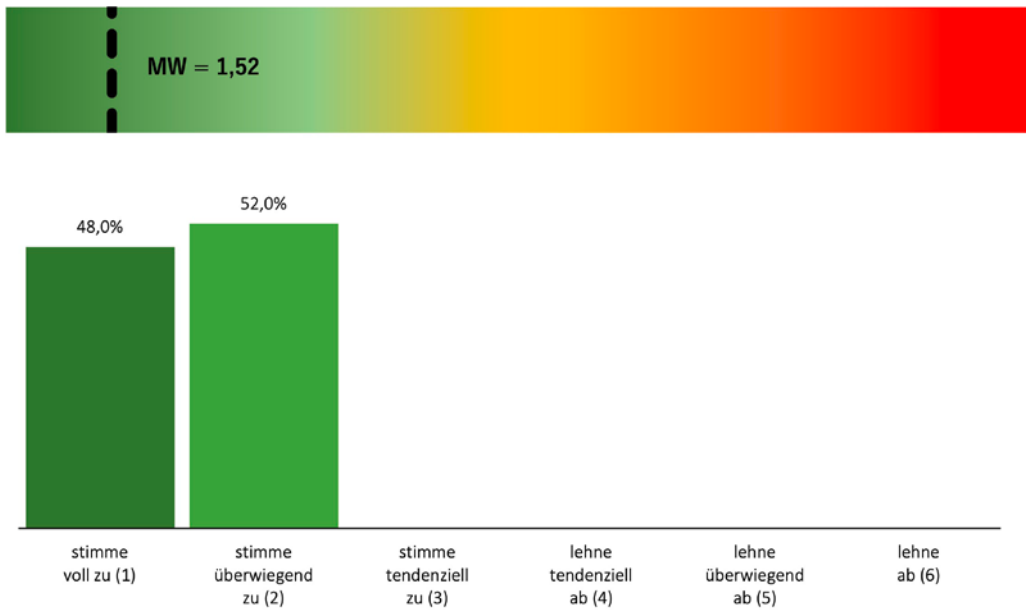


Abbildung 18: Bewertung der Gruppenmeinung zu Frage E.2 in Befragungsrunde 2.
Eigene Darstellung.

schlussregelungen aus. Daneben wurden eine stärkere Beteiligung von Standortkommunen, der Ausbau kommunaler Planungskapazitäten und eine bessere Verzahnung von Erzeugung, Speicherung und Verbrauch gefordert. Hinsichtlich regionaler Preissignale bestanden unterschiedliche Auffassungen: Während teilweise lastzonenbasierte oder temporäre Preismodelle vorgeschlagen wurden, lehnten andere Befragte eine Aufteilung der einheitlichen deutschen Gebotszone ausdrücklich ab.

3.5.3 Gruppenmeinung und deren Bewertung zu Frage E.3

Welche Rolle spielen dezentrale oder kommunale Infrastrukturdaten für Tempo und Qualität der Energiewende, und in welchen Bereichen besteht der größte Bedarf an zusätzlichen oder besseren Daten?

Zusammenfassung der Expertenmeinungen:

- dezentrale und kommunale Daten sind zentral für Planung, Steuerung und Effizienz der Energiewende und ermöglichen zugleich eine bessere Netzplanung, integrierte Infrastrukturentwicklung sowie die aktive Nutzung von Flexibilität

- besonders wichtig sind Daten für die kommunale Wärmeplanung und lokale Infrastrukturentscheidungen, wobei der größte Bedarf bei Echtzeitdaten in den Verteilnetzen sowie beim Smart-Meter-Rollout besteht

- weitere Defizite: Gebäudedaten, Wärmeinformationen, Flächen- und Lastdaten sowie zukünftige Nachfrageentwicklungen

- Hauptprobleme sind Datenqualität, fehlende Standardisierung, Interoperabilität und eingeschränkter Zugang zu Daten

Befragungsrunde 1:
Dezentrale und kommunale **Infrastrukturdaten** werden von der großen Mehrheit der Befragten als zentrale Voraussetzung für Tempo, Effizienz und Qualität der Energiewende angesehen. Sie fungieren gewissermaßen als „Grundlage“ oder „Navigationsinstrument“ der Transformation, da

wesentliche Entscheidungen über Netzausbau, Wärmeplanung, Integration erneuerbarer Energien und sektorübergreifende Infrastrukturentwicklung auf lokaler Ebene getroffen werden. Ohne eine belastbare Datengrundlage bleiben Planung, Dimensionierung und Steuerung des Energiesystems ungenau, was zu Verzögerungen, Ineffizienzen und Fehlallokationen führen kann.

In funktionaler Hinsicht wird den Daten eine Schlüsselrolle für mehrere zentrale Prozesse zugeschrieben. Erstens ermöglichen sie eine präzisere **Netz- und Infrastrukturplanung**, etwa durch bessere Last- und Ausbauprognosen sowie durch die Identifikation von Engpässen oder Überdimensionierungen. Zweitens bilden sie die **Grundlage für eine integrierte Planung verschiedener Infrastrukturen** – insbesondere von Strom-, Wärme-, Gas- bzw. Wasserstoff- und Mobilitätssystemen – und helfen, Doppelstrukturen oder ineffiziente Investitionen zu vermeiden. Drittens unterstützen sie die **aktive Netzsteuerung und die Nutzung von Flexibilitäten**, etwa durch Echtzeitdaten, Smart Meter oder Demand-Side-Management. Viertens verbessern sie schließlich die **Qualität von Genehmigungs- und Planungsprozessen**, indem sie transparente und abgestimmte Entscheidungsgrundlagen bereitstellen. Insgesamt wird betont, dass gute Daten sowohl das Tempo erhöhen als auch Risiken und Kosten der Transformation reduzieren.

Besonders hervorgehoben wird die Bedeutung kommunaler Daten im Kontext der **Wärmewende**. Mehrere Antworten bezeichnen sie explizit als „Treibstoff" oder zentrale Voraussetzung für eine effiziente Wärmeplanung. Nur auf Basis detaillierter Informationen zu Gebäudestruktur, Sanierungsstand, Verbrauchsniveaus und potenziellen Wärmequellen (z. B. Abwärme, Geothermie) können Wärmenetze sinnvoll dimensioniert und langfristige Versorgungsstrategien entwickelt werden. Ähnlich gilt dies für die Planung von Ladeinfrastruktur, Speicherstandorten und erneuerbaren Erzeugungsanlagen, die ohne Kenntnisse über lokale Lasten, Flächen und Netzzustände nur unzureichend gesteuert werden können.

Trotz dieser hohen Bedeutung wird in den Antworten ein **erheblicher Nachholbedarf bei Datenverfügbarkeit, -qualität und -nutzung identifiziert**. Ein zentraler Kritikpunkt betrifft die unzureichende Digitalisierung und Datentiefe insbesondere in den Verteilnetzen. Während Übertragungsnetze bereits vergleichsweise gut erfasst sind, wird für die Niederspannungsebene vielfach ein „Blindflug" konstatiert. Es fehlen insbesondere Echtzeitdaten zu Netzbelastung, Spannung, Einspeisung und Verbrauch, wodurch die Auswirkungen neuer Lasten wie Wärmepumpen oder Elektromobilität nur eingeschränkt bewertet werden können. Eng damit verbunden ist der schleppende Ausbau intelligenter Messsysteme (Smart Meter), der als wesentliches Hemmnis für datenbasierte Netzsteuerung und Flexibilitätsnutzung gesehen wird.

Ein weiterer Schwerpunkt des Datenbedarfs liegt im Gebäudebereich und in der Wärmeversorgung. Mehrfach wird auf fehlende oder veraltete Daten zum Gebäudebestand, zu energetischem Zustand, zu realen Verbrauchsprofilen sowie zu potenziellen Wärmequellen hingewiesen. Auch Katasterdaten und Informationen zu Flächenverfügbarkeit für erneuerbare Energien werden als unzureichend beschrieben. Ergänzend besteht Bedarf an Daten zu lokalen Erzeugungs- und Verbrauchsstrukturen, zu Speicher- und Flexibilitätspotenzialen sowie zu geplanten Industrie- und Gewerbeansiedlungen, die zukünftige Lastentwicklungen maßgeblich beeinflussen.

Neben der Datenmenge wird vor allem die Datenqualität und -struktur als Problem hervorgehoben. Mehrere Antworten kritisieren unvollständige, fehlerhafte oder schwer nutzbare Datensätze, die einen hohen Aufwand für Aufbereitung und Plausibilisierung erfordern. Noch gewichtiger erscheinen jedoch die mangelnde Standardisierung und Interoperabilität. Daten liegen häufig in isolierten Systemen („Datensilos") bei unterschiedlichen Akteuren vor und sind weder kompatibel noch einfach zugänglich. Daraus ergibt sich ein zentraler Befund: Der Engpass liegt weniger im absoluten Datenmangel als in fehlenden Schnittstellen, unklaren Zuständigkeiten und unzureichend geregelten Datenzu-

gängen. Gefordert werden daher standardisierte Formate, klare Verantwortlichkeiten sowie die Entwicklung integrierter kommunaler Datenplattformen.

Auch institutionelle und strukturelle Faktoren spielen eine Rolle. Insbesondere kleinere und mittlere Verteilnetzbetreiber sowie kommunale Akteure verfügen teilweise nicht über die notwendigen digitalen Systeme, etwa Netzführungssoftware oder digitale Zwillinge, und stehen vor erheblichen finanziellen und personellen Herausforderungen bei der Nachrüstung. Die große Zahl an Netzbetreibern sowie unterschiedliche technische Standards erschweren zusätzlich eine einheitliche Datenbasis. In diesem Zusammenhang wird auch ein Spannungsverhältnis zwischen dem Bedarf an umfangreichen Daten und politischen Bestrebungen zum Bürokratieabbau angesprochen.

Schließlich wird betont, dass die Nutzung von Daten stets im Spannungsfeld von Datenschutz, Geschäftsgeheimnissen und praktischer Anwendbarkeit steht. Gleichzeitig überwiegt die Einschätzung, dass diese Herausforderungen lösbar sind und nicht grundsätzlich gegen eine stärkere Datennutzung sprechen sollten.

Als verdichtete Expertenmeinung lässt sich festhalten: Dezentrale und kommunale Infrastrukturdaten sind ein zentraler Hebel für eine schnelle, effiziente und koordinierte Energiewende. Ihre Bedeutung reicht von der Planung über die Umsetzung bis hin zum Betrieb eines zunehmend dezentralen und integrierten Energiesystems. Der größte Handlungsbedarf besteht weniger in der reinen Datenerhebung als in der Verbesserung von Datenqualität, Standardisierung, Interoperabilität und Zugänglichkeit. Besonders kritisch sind Defizite bei Echtzeitdaten aus Verteilnetzen, bei Gebäudedaten und Wärmeinformationen sowie bei der Integration unterschiedlicher Datenquellen. Insgesamt wird deutlich, dass eine leistungsfähige Dateninfrastruktur eine notwendige Voraussetzung dafür ist, die Komplexität der Energiewende beherrschbar zu machen und ihre Umsetzung deutlich zu beschleunigen.

Befragungsrunde 2:

Der Gruppenmeinung wurde insgesamt überwiegend zugestimmt: Mehr als 46 % der Be-

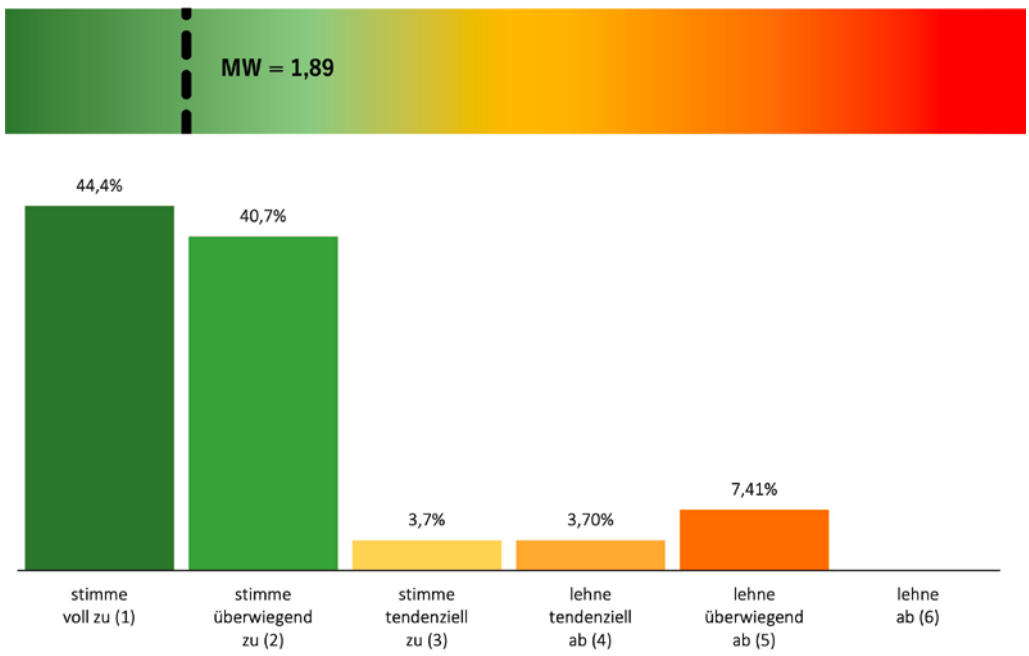


Abbildung 19: Bewertung der Gruppenmeinung zu Frage E.3 in Befragungsrunde 2.
Eigene Darstellung.

fragten äußerten eine überwiegende und knapp 40 % eine vollkommene Zustimmung, während rund 11 % sie eher oder überwiegend ablehnten (Abbildung 19). Kritik richtete sich insbesondere gegen die Einschätzung, der Handlungsbedarf liege nicht vorrangig in der Datenerhebung selbst. In diesem Zusammenhang wurde darauf hingewiesen, dass zwar vielfach einzelne, häufig privatwirtschaftlich organisierte Datenbestände vorhanden seien, diese jedoch nicht hinreichend miteinander verknüpft würden. Darüber hinaus seien bestehende Defizite bei der Datenerhebung als erhebliche Herausforderung anzusehen und könnten sich innovationshinderlich auswirken.

3.5.4 Gruppenmeinung und deren Bewertung zu Frage E.4

Welches Potenzial hat eine integrierte Planung von Strom-, Wärme-, Gas-/Wasserstoff- und Breitbandinfrastrukturen und welche zentralen Hemmnisse verhindern derzeit ihre Umsetzung?

Zusammenfassung der Expertenmeinungen:

- integrierte Planung bietet großes Potenzial für Kostensenkung, schnellere Umsetzung und systemische Optimierung, ist jedoch bislang in der Praxis eher nicht vollumfänglich umgesetzt
- Synergien entstehen durch koordinierte Infrastruktur und Vermeidung von Doppelstrukturen („einmal graben statt mehrfach“)
- unterstützt Sektorenkopplung, Flexibilität und bessere Abstimmung von Strom-, Wärme- und Wasserstoffsystemen
- zentrale Hemmnisse sind regulatorische Silos, fragmentierte Zuständigkeiten und unterschiedliche Planungs- und Finanzierungslogiken
- fehlende Daten, Standards, digitale Tools sowie Fachkräftemangel erschweren Umsetzung
- unklare Governance und Unsicherheiten bei Gas-/Wasserstoffpfaden bremsen integrierte Planung

Befragungsrunde 1:

Der **integrierten Planung** von Strom-, Wärme-, Gas-/Wasserstoff- und teilweise auch Breitbandinfrastruktur wird ein **erhebliches Potenzial für die Energiewende** zugeschrieben. Sie gilt vielen Befragten als zentraler Hebel, um die Transformation kosteneffizienter, schneller, resilienter und insgesamt systemischer zu gestalten. Der wesentliche Mehrwert liegt in der zielgenaueren Abstimmung sektorübergreifender Infrastrukturentscheidungen. Wenn Strom-, Wärme-, Gas- bzw. Wasserstoff- und digitale Infrastrukturen nicht isoliert, sondern gemeinsam geplant werden, können Synergien gehoben, Doppelstrukturen vermieden und Investitionen zielgerichteter ausgerichtet werden. Mehrfach wird darauf hingewiesen, dass gerade die Energiewende mit ihren starken Wechselwirkungen zwischen Strom, Wärme und künftigen Molekülnetzen eine solche integrierte Betrachtung zunehmend erforderlich macht.

Besonders häufig werden **Kostenvorteile** hervorgehoben. Durch koordinierte Planung und gemeinsame Tiefbaumaßnahmen können Baukosten gesenkt, Eingriffe in den Straßenraum reduziert und Belastungen für Kommunen und Bevölkerung verringert werden. Die zugespitzte Formel „einmal Straße aufgraben statt mehrmals“ bringt diesen Gedanken in mehreren Antworten auf den Punkt. Zugleich wird betont, dass integrierte Planung nicht nur Baukosten senken, sondern auch Fehlinvestitionen vermeiden kann. Dies betrifft insbesondere die Gefahr paralleler oder redundanter Infrastrukturentwicklungen, etwa wenn auf derselben Fläche zugleich unterschiedliche Wärme- und Strompfade mit nicht konsistenten Annahmen geplant werden. Genannt werden hier etwa vermeidbare Doppelstrukturen zwischen Gas- und Fernwärmenetzen oder zwischen Stromnetzausbau und gleichzeitigem Fernwärmehochlauf in denselben Gebieten.

Darüber hinaus sehen viele Antworten in der integrierten Planung einen wesentlichen Beitrag zur **Sektorenkopplung** und damit zur besseren Nutzung systemischer Flexibilitäten. Besonders hervorgehoben wird das Zusammenspiel von Strom- und Wärmeplanung, etwa durch Power-

to-Heat, Wärmepumpen und Wärmenetze, sowie die Verknüpfung von Strom- und Wasserstoffinfrastruktur, etwa über Elektrolyse oder Power-to-X. Auch die Rolle des Breitbands wird in mehreren Antworten als unterstützende Infrastruktur für Digitalisierung, Smart Grids und intelligente Steuerung betont, auch wenn einzelne Stimmen seine Relevanz im Vergleich zu den Energiesparten für geringer halten. Insgesamt dominiert jedoch die Einschätzung, dass sektorenübergreifende Planung einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit, Resilienz und Dekarbonisierung leisten kann, weil Erzeugung, Verbrauch, Umwandlung und Netzausbau besser aufeinander abgestimmt werden.

Ein weiterer wiederkehrender Punkt ist die Bedeutung integrierter Planung für Geschwindigkeit und Umsetzbarkeit der Energiewende. Die Befragten verweisen auf das hohe Investitionsvolumen, knappe personelle Ressourcen, Materialengpässe, enge Fristen und eine große Zahl paralleler Baustellen. Ohne abgestimmte Planung drohten zeitliche und räumliche Inkonsistenzen, höhere Kosten und im ungünstigen Fall technische oder organisatorische Blockaden. In diesem Sinne wird integrierte Planung nicht nur als Effizienzfrage, sondern als praktische Voraussetzung für die Umsetzbarkeit der Transformation beschrieben. Besonders auf kommunaler Ebene wird die Verbindung zur Wärmeplanung hervorgehoben, die von mehreren Antworten als wichtiger Einstieg in eine integrierte Energieleitplanung verstanden wird.

Trotz dieses hohen Potenzials werden die derzeitigen **Hemmnisse** sehr deutlich benannt. Am häufigsten genannt werden institutionelle und regulatorische Silos. Strom-, Gas-, Wärme- und Telekommunikationsinfrastrukturen werden überwiegend getrennt geplant, reguliert und finanziert; Zuständigkeiten sind auf unterschiedliche Akteure, Verwaltungsebenen und Rechtsrahmen verteilt. Dies erschwert eine systematische Kopplung erheblich. Mehrfach wird auf zersplitterte Zuständigkeiten zwischen Kommunen, Netzbetreibern, Telekommunikationsunternehmen, Ländern und Bund hingewiesen. Hinzu kommen unterschiedliche Regulierungsregime, Planungszyklen, Abschreibungslogiken und Fördermechanismen, die sektorübergreifende Planung erschweren. Während etwa Stromnetze mit anderen Zeithorizonten geplant werden als Wärmenetze oder Breitbandprojekte, folgen letztere teilweise auch anderen Fördertakten und Investitionslogiken.

Ein zentrales Hemmnis liegt zudem in fehlenden **Koordinationsmechanismen** und unklaren **Governance-Strukturen**. Mehrere Antworten betonen, dass unklar sei, wer die integrierte Planung übernehmen, moderieren und mit ausreichenden Kompetenzen versehen soll. Gefordert wird teils eine zentrale Koordinierungsstelle, teils ein kooperatives Governance-Modell, das lokale Interessen und sektorübergreifende Effizienzgewinne zusammenführt. Ohne solche Mechanismen drohten Planungsebenen und Akteure „aneinander vorbeizulaufen“, insbesondere im Zusammenspiel von „top-down“ vorgegebenen Netzentwicklungen und „bottom-up“ entstehenden kommunalen Planungen. Auch heterogene Interessen der beteiligten Unternehmen werden als erhebliches Hindernis beschrieben, etwa wenn verschiedene Netzbetreiber oder Versorger eigene wirtschaftliche Interessen verfolgen oder wenn integrierte Planung die Substitution bestehender Infrastrukturen impliziert.

Daneben wird der **Mangel an gemeinsamen Daten, Standards und digitalen Planungsinstrumenten** vielfach als Umsetzungshemmnis hervorgehoben. Fehlende gemeinsame Datenplattformen, unzureichende GIS-basierte Infrastrukturatlanten und mangelnde digitale Schnittstellen zwischen Netzbetreibern, Kommunen und anderen Akteuren erschweren eine abgestimmte Planung. Mehrere Antworten nennen zudem den **Fachkräftemangel** und begrenzte **personelle Kapazitäten** – gerade auf kommunaler Ebene – als weiteres zentrales Hindernis. Integrierte Planung ist komplex und ressourcenintensiv; ohne ausreichend qualifiziertes Personal droht sie an praktischen Umsetzungsgrenzen zu scheitern.

Schließlich werden **rechtliche und investitionsbezogene Unsicherheiten** insbesondere im

Bereich **Gas- und Wasserstoffinfrastruktur** hervorgehoben. Mehrfach wird auf unklare Transformationspfade für Gasnetze, fehlende Rechtsrahmen für Gasnetzrückbau und Wasserstoffhochlauf sowie mangelnde Investitionssicherheit verwiesen. Solange unklar ist, welche Rolle Gas, Biomethan und Wasserstoff künftig tatsächlich spielen sollen, bleibt auch die sektorübergreifende Planung erschwert. Teilweise werden außerdem Entflechtungsregeln, Anschlussverpflichtungen oder unzureichend synchronisierte Förderinstrumente als Hindernisse genannt.

Insgesamt ergibt sich daraus folgende verdichtete Expertenmeinung: Eine integrierte Planung von Strom-, Wärme-, Gas-/Wasserstoff- und teilweise auch Breitbandinfrastrukturen besitzt ein sehr hohes Potenzial, die Energiewende kosteneffizienter, schneller, resilienter und systemisch kohärenter zu gestalten. Die größten Chancen liegen in der Vermeidung von Doppelstrukturen, in der Hebung von Synergien bei Bau und Betrieb, in der besseren Nutzung sektorübergreifender Flexibilitäten und in einer insgesamt konsistenteren Infrastrukturentwicklung. Der Umsetzung stehen derzeit jedoch vor allem fragmentierte Zuständigkeiten, unterschiedliche Regulierungs- und Finanzierungslogiken, fehlende gemeinsame Daten- und Planungsgrundlagen, unklare Governance-Strukturen, divergierende Akteursinteressen sowie personelle und rechtliche Unsicherheiten entgegen. Die Befragten sehen das Problem somit weniger in mangelndem technischem Potenzial als in organisatorischen, institutionellen und regulatorischen Hürden.

Befragungsrunde 2:

Bei den antwortenden Experten dominiert eine positive Bewertung der Gruppenmeinung (Abbildung 20). Sämtliche Befragten stimmten der Aussage tendenziell, überwiegend oder vollkommen zu, wobei rund 85 % eine überwiegende oder vollkommene Zustimmung äußerten. Die Begründungen bestätigten insbesondere das Potenzial einer integrierten Planung zur Nutzung von Synergien und zur besseren Abstimmung verschiedener Infrastrukturen. Die eingeschränkte Zustimmung bezog sich vor allem auf den zusätzlichen Koordinationsaufwand und die geeignete Planungsebene. Zwar könne eine spartenübergreifende Planung Effizienzvorteile

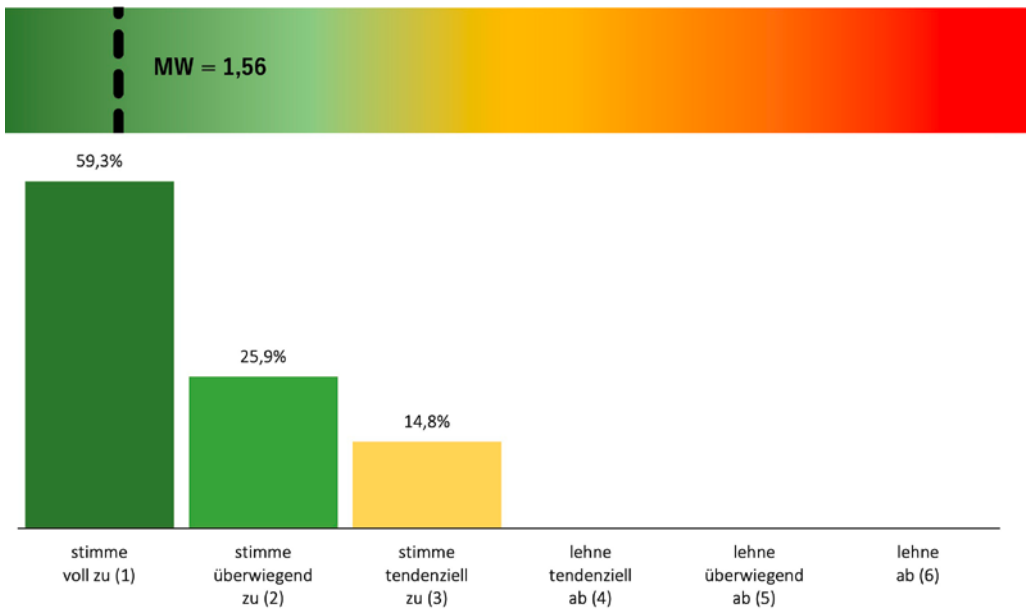


Abbildung 20: Bewertung der Gruppenmeinung zu Frage E.4 in Befragungsrunde 2.
Eigene Darstellung.

ermöglichen, zugleich würden einzelne Prozesse dadurch teilweise komplexer und langsamer. Während eine integrierte Planung auf kommunaler Ebene grundsätzlich befürwortet wurde, warnte ein Befragter vor einer zu weitreichenden zentralen Steuerung auf nationaler Ebene.

3.5.5 Gruppenmeinung und deren Bewertung zu Frage E.5

Welche weiteren politischen Handlungsempfehlungen richten Sie an EU, Bund, Länder und Kommunen, um die Energiewende erfolgreich umzusetzen?

Zusammenfassung der Expertenmeinungen:

- Energiewende stärker als Umsetzungs-, Infrastruktur- und Investitionsaufgabe verstehen; Fokus auf Beschleunigung, Verlässlichkeit und weniger regulatorische Komplexität
- **EU**: CO_2-Preis stärken, Binnenmarkt und Netze ausbauen, Industriepolitik fördern und Überregulierung reduzieren
- **Bund**: investitionsfreundliche Rahmen, Netzentgeltreformen, klare Markt- und Infrastrukturstrategie sowie schnellere Genehmigungen
- **Länder**: Verfahren beschleunigen, Behörden stärken, Flächen bereitstellen und Kommunen besser unterstützen
- **Kommunen**: Wärmeplanung, integrierte Infrastrukturplanung und Bürgerbeteiligung stärken
- Querschnitt: mehr Planungssicherheit, bessere Koordination, Digitalisierung, ehrliche Kommunikation und stabile politische Rahmenbedingungen

Befragungsrunde 1:
Aus den vorliegenden Antworten lässt sich ein breiter, in einzelnen Punkten jedoch unterschiedlich akzentuierter Komplex an Handlungsempfehlungen ableiten.

Übergreifend zeigt sich zunächst ein deutlicher Konsens dahingehend, dass die Energiewende auf allen politischen Ebenen stärker als Umsetzungs-, Infrastruktur- und Investitionsaufgabe verstanden werden sollte. Mehrfach wird betont, dass sich der Erfolg der Transformation weniger an zusätzlichen Zielsetzungen als an praktikablen, verlässlichen und beschleunigten Rahmenbedingungen für Planung, Bau, Finanzierung und Betrieb entscheidet. Entsprechend richten sich viele Handlungsempfehlungen auf die **Beschleunigung von Planungs- und Genehmigungsverfahren**, die Stärkung von **Investitionssicherheit** sowie den **Abbau regulatorischer Komplexität**. Wiederholt wird kritisiert, dass steigende Regelungsdichte, unklare Zuständigkeiten, kurzfristige Gesetzesänderungen und unrealistische Umsetzungsfristen erhebliche Reibungsverluste erzeugen. Gefordert werden daher langfristig konsistente, technologieoffene und politisch verlässliche Rahmenbedingungen.

Auf **EU-Ebene** stehen in den Antworten vor allem drei Themen im Vordergrund: erstens die Weiterentwicklung **marktwirtschaftlicher Steuerungsinstrumente**, insbesondere des Emissionshandels; zweitens die stärkere **europäische Koordinierung von Märkten, Netzen und Industriepolitik**; drittens der **Abbau überkomplexer Detailregulierung**. Mehrere Stellungnahmen heben die zentrale Bedeutung eines wirksamen CO_2-Preises beziehungsweise des EU-ETS für Investitionssicherheit, Innovation und kosteneffiziente Dekarbonisierung hervor und sprechen sich gegen eine weitere Verschiebung des EU-ETS 2 aus. Zugleich fordern andere Beiträge Korrekturmechanismen, damit Wettbewerbsfähigkeit und Carbon-Leakage-Risiken stärker berücksichtigt werden. Mehrfach wird eine **europäische Industriepolitik** angemahnt, die eigene Kapazitäten etwa bei Batterien, Netzkomponenten, Wärmepumpen, Leistungselektronik und digitaler Infrastruktur stärkt. Hinzu kommen Empfehlungen zum Ausbau des **Energiebinnenmarkts**, zur Stärkung **grenzüberschreitender Netze und regionaler Strommärkte** sowie zur Harmonisierung von Standards, etwa bei Smart Metern. Kritisch gesehen

wird dagegen eine überbestimmte Regulierung, beispielsweise im Wasserstoffbereich; hier wird eine pragmatischere Ausgestaltung europäischer Vorgaben gefordert.

Für die **Bundesebene** bündeln sich die Empfehlungen besonders stark. Ein zentrales Motiv ist die Forderung nach einer **investitionsfreundlichen und systemkostenorientierten Rahmensetzung**. Mehrere Antworten plädieren dafür, das Strommarktdesign stärker an die kapitalintensive Struktur eines erneuerbaren Energiesystems anzupassen und stabilere Refinanzierungs- und Absicherungsrahmen zu schaffen. Daneben wird vielfach eine **Reform von Netzentgelten und Strompreisbestandteilen** gefordert, um Elektrifizierung attraktiver zu machen, Endkunden zu entlasten und Wettbewerbsfähigkeit zu sichern. Wiederholt wird darauf hingewiesen, dass politische Entscheidungen stärker an **volkswirtschaftlichen Gesamtkosten** ausgerichtet sein sollten und dass Systemkosten, Redispatch, Netzinfrastrukturkosten und staatliche Ausgaben konsequenter berücksichtigt werden müssten.

Ebenfalls mit hoher Übereinstimmung wird eine **Beschleunigung von Planungs- und Genehmigungsverfahren** gefordert. Die Empfehlungen richten sich dabei auch an den Bund als Gesetzgeber, der die rechtlichen und verfahrenstechnischen Rahmenbedingungen – etwa für Netzausbau, Speicher- und Kraftwerkskapazitäten – setzt, während der Vollzug, insbesondere bei erneuerbaren Energien und der Wärmenetzplanung, Ländern und Kommunen obliegt. In mehreren Beiträgen wird darüber hinaus eine rasche Klärung zentraler Transformationsfragen verlangt, etwa beim Ausbau gesicherter Leistung, bei einer Kraftwerksstrategie, beim Kapazitätsmarkt oder bei klaren Leitlinien für die Umstellung von Gas- auf Wasserstoffinfrastrukturen. Besonders häufig wird der Bedarf nach regulatorischer Klarheit und Planungssicherheit für den Gas-/Wasserstoffpfad hervorgehoben. Ergänzend wird eine stärkere investive Nutzung öffentlicher Mittel, der Einsatz öffentlicher Garantien oder günstiger Finanzierungsprodukte sowie eine bessere Mobilisierung privaten Kapitals empfohlen. Teilweise wird angeregt, Förder- und Finanzierungsinstrumente stärker als Hebel für privates Kapital statt als reine Subvention zu nutzen.

Auch **Digitalisierung und Dateninfrastruktur** werden als wichtige bundespolitische Handlungsfelder genannt. Dazu zählen der beschleunigte Smart-Meter-Rollout, digitale Netze, bessere Datenstandards sowie harmonisierte Datengerüste für Planungsprozesse. Mehrere Antworten fordern zudem eine stärkere Verzahnung von Strom-, Wärme-, Wasserstoff- und Infrastrukturplanung sowie eine koordinierte integrierte Planung, um Doppelstrukturen zu vermeiden und lokale Umsetzung zu erleichtern.

Auf Ebene der **Länder** konzentrieren sich die Empfehlungen vor allem auf **Vollzug, Koordination und Kapazitätsaufbau**. Besonders häufig genannt werden die personelle Stärkung von Genehmigungsbehörden, eine Beschleunigung und Vereinheitlichung von Verfahren sowie eine engere Verzahnung von Landesplanung, Netzausbau, Wärmeplanung und Flächenausweisung. Wiederholt wird betont, dass die Länder eine wichtige Rolle bei der Bereitstellung von Flächen für Windenergie und andere Infrastrukturen sowie bei der Unterstützung kommunaler Akteure spielen. Dazu zählen Beratungsangebote, Planungsunterstützung, GIS-basierte Infrastrukturatlanten und eine auskömmliche finanzielle Ausstattung von Kommunen und kommunalen Unternehmen. Teilweise wird auch eine Anpassung des Kommunalrechts empfohlen, etwa um neue Finanzierungs- und Beteiligungsformen für Stadtwerke zu ermöglichen.

Für die **kommunale Ebene** liegt der **Schwerpunkt der Empfehlungen auf strategischer Planung, Koordination und Akzeptanzsicherung**. Besonders hervorgehoben wird die **kommunale Wärmeplanung**, die nicht als bloße Pflichtaufgabe, sondern als zentrales Steuerungsinstrument verstanden werden sollte. Mehrfach wird gefordert, sie eng mit Strom-, Wasserstoff- und Netzinfrastrukturplanung zu verknüpfen und regional differenzierte Geschwindigkeiten zuzulassen. Hinzu kommen Empfehlungen

zur sektorenübergreifenden Infrastrukturplanung, zur frühzeitigen Abstimmung mit Netzbetreibern und zur besseren Bereitstellung lokaler Infrastrukturdaten. Kommunen sollen darüber hinaus Bürgerbeteiligung, genossenschaftliche Modelle und kooperative Investitionsansätze stärken, um Akzeptanz und regionale Wertschöpfung zu erhöhen.

Ein weiterer Querschnittsaspekt ist die Bedeutung von Kommunikation, Transparenz und politischer Glaubwürdigkeit. Mehrere Antworten fordern mehr Ehrlichkeit in der öffentlichen Debatte über Kosten, Zielkonflikte und Zumutungen der Energiewende. Politische Entscheidungen müssten nachvollziehbar begründet, Konflikte frühzeitig adressiert und Bürger als ernstzunehmende Stakeholder behandelt werden. Eng damit verbunden ist die Forderung, die Energiewende als überparteiliches Langfristprojekt zu stabilisieren und fortlaufende politische Richtungswechsel zu vermeiden.

Schließlich zeigen die Antworten auch normative Spannungen. Ein Teil der Stellungnahmen plädiert für Pragmatismus, Technologieoffenheit und eine stärkere Berücksichtigung von Wettbewerbsfähigkeit, Resilienz und Kosteneffizienz; andere betonen stärker die Notwendigkeit, an Klimazielen und CO_2-Bepreisung festzuhalten, um Planungssicherheit und Innovationsdynamik nicht zu gefährden. Trotz dieser Unterschiede ist die übergreifende Schlussfolgerung klar: Erfolgreiche Energiewende erfordert auf allen Ebenen **weniger inkonsistente Mikrosteuerung** und mehr verlässliche, investitionsfreundliche, koordinierte und vollzugsstarke Rahmenbedingungen. Im Mittelpunkt stehen Beschleunigung, Systemintegration, Investitionssicherheit, personelle und finanzielle Handlungsfähigkeit sowie eine bessere Verzahnung von Klimaschutz-, Industrie-, Infrastruktur- und Kommunalpolitik.

Befragungsrunde 2:

Die Gruppenmeinung fand insgesamt eine sehr hohe Zustimmung (Abbildung 21), was auch mit dem vergleichsweisen allgemeinen Charakter der formulierten Aussagen zusammenhängen dürfte. In den Stellungnahmen zeigte sich weitgehend Übereinstimmung darüber, dass die Energiewende inzwischen weniger durch die Formulierung zusätzlicher Zielsetzungen als

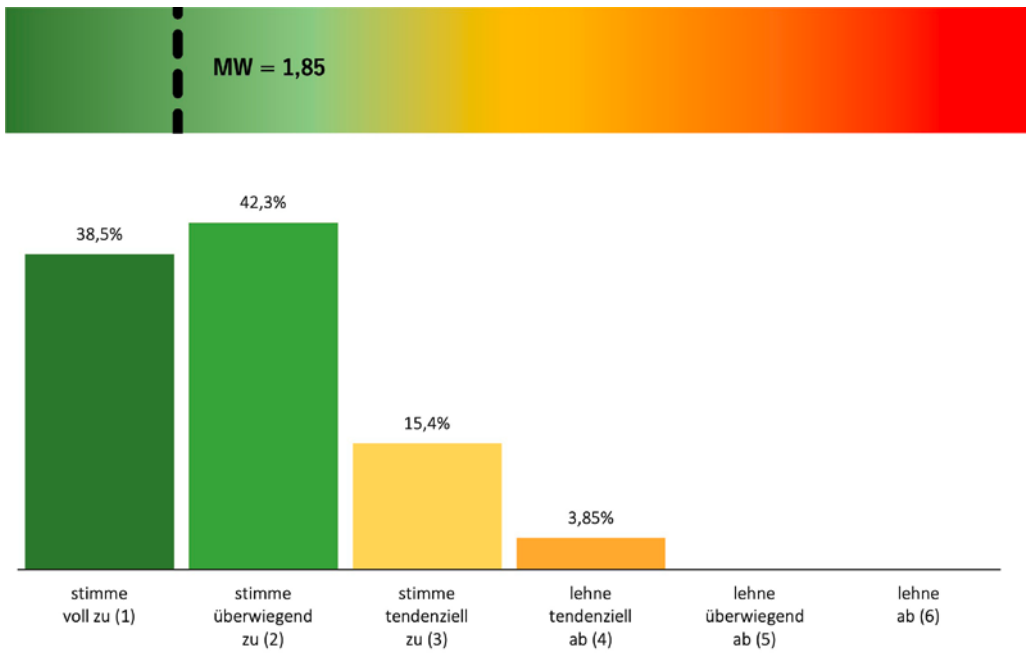


Abbildung 21: Bewertung der Gruppenmeinung zu Frage E.5 in Befragungsrunde 2.
Eigene Darstellung.

durch Herausforderungen der Umsetzung, des Infrastrukturausbaus und der Investitionsmobilisierung geprägt sei. Ablehnende Haltungen oder eingeschränkte Zustimmungen betrafen vor allem die konkrete Ausgestaltung der genannten Handlungsempfehlungen. Vor diesem Hintergrund zeigten sich Meinungsunterschiede insbesondere im Ausmaß staatlicher Steuerung sowie in der Frage, ob der zentrale politische Hebel auf europäischer Ebene oder in der harmonisierten Koordination aller beteiligten politischen Ebene liege.

4 Ableitungen für eine zukunfts-orientierte Energieversorgung

Die Befragung der Experten zeigt zunächst, dass auch bei den unterschiedlichen Akteuren des Energiesektors ein **grundlegender Konsens über Notwendigkeit und Ziele der Transformation** der Energieversorgung besteht. Jedoch zeigt sich hier eine **unterschiedliche Einschätzung über den Transformationsweg**, d. h. über die erforderlichen Rahmenbedingungen, die konkreten Umsetzungsmaßnahmen und -instrumente inklusive deren zeitlicher Abfolge, der Finanzierungswege inklusive Verteilung von **Kosten** und Risiken oder auch Aufgaben und Zuständigkeiten der verschiedenen Akteure. Besonders deutlich wird dies an einem Befund, der sich durch nahezu alle Befragungsteile zieht: Das **Gelingen der Transformation** ist nach Einschätzung der Experten nicht vom Zielbild des zukünftigen Energiesystems an sich abhängig, sondern von der Frage, wie dieses Zielbild institutionell, infrastrukturell und finanzierungsseitig umgesetzt bzw. erreicht werden soll. Symptomatisch dafür ist das Meinungsbild zur aktuellen Energiepolitik, das in der zweiten Befragungsrunde nahezu gleichmäßig zwischen einer eher positiven und einer eher kritischen Bewertung gespalten war. Die Begründungen zeigen jedoch, dass sich die **Kritik überwiegend nicht gegen die Energiewende als solche richtet, sondern gegen ihre aktuelle politische Umsetzung** – gegen fragmentierte Steuerung, langsame Reformen, häufige Regeländerungen und die fehlende Abstimmung von Erzeugung, Netzen, Speichern und Nachfrage. Der Dissens verläuft damit weniger entlang der Frage des „Ob“ als entlang der Frage des „Wie“.

Daher ist es ebenso zentral wie anspruchsvoll, ein Bild davon zu entwerfen, wie eine **zukunftsorientierte Energieversorgung** zu ordnen ist und welche Verantwortlichkeiten den einzelnen Ebenen und Akteuren dabei zugewiesen werden sollen. Die Befragung zeichnet hier ein arbeitsteiliges, aber unvollständig abgestimmtes Mehrebenensystem: Die **EU** wird als unverzichtbarer strategischer und marktlicher Ordnungsrahmen beschrieben – insbesondere über den Emissionshandel und den Energiebinnenmarkt, zugleich aber als Quelle zusätzlicher Unsicherheit, wenn Regeln zu komplex, zu detailliert oder mit nationalen Besonderheiten nicht hinreichend kompatibel sind. Dem **Bund** obliegt dabei die Setzung des regulatorischen Rahmens, d. h. er entscheidet über Investitionssicherheit, Marktarchitektur und Systemintegration. Die Länder sollten vor allem die raumordnungspolitischen und planungsrechtlichen Voraussetzungen schaffen, d. h. ihnen obliegt v. a. die Flächensicherung insbesondere durch beschleunigte Planungs- und Genehmigungsverfahren. Die kommunale Ebene ist schließlich die konkrete Umsetzungsebene der Transformation, hier findet neben der spezifischen Bedarfsplanung und Interessensabwägung aller Akteure (bspw. kommunale Wärmeplanung, Flächenbereitstellung im Rahmen der Bauleitplanung) die „physische“ Umsetzung statt. Jedoch ist deren Handlungsfähigkeit durch angespannte Finanzlagen, fehlende Personalkapazitäten und begrenzte Planungskompetenzen vielfach eingeschränkt. Mehrere Aussagen legen nahe, dass die **Transformation vor Ort häufig nicht am politischen Willen, sondern an unzureichender finanzieller und institutioneller Handlungsfähigkeit** scheitert. Bemerkenswert ist zudem, dass einzelne Experten in der zweiten Runde die zunächst naheliegenden Lösungsformeln „Planungssicherheit“ und „Genehmigungsbeschleunigung“ als teilweise unterkomplex bewerteten und stattdessen die **unzureichende Policy-Koordination** zwischen EU-Kommission, Bundesregierung und Bundesnetzagentur mit ihren jeweils eigenen Regulierungslogiken als eigentliches Kernproblem benannten. Nicht die Zahl der Regeln, sondern deren wechselseitige Anschlussfähigkeit rückt damit in den Mittelpunkt des Handlungsbedarfs.

Neben der Frage, wie der Ordnungsrahmen auszugestalten ist, bleibt die Frage relevant, wer

die **Transformationskosten** trägt und wie **Risiken** zwischen öffentlicher Hand, regulierten Netzbetreibern, Kapitalmarkt und Endkunden aufgeteilt werden. Hier zeigt die Befragung die größten Meinungsunterschiede der gesamten Studie. Während die **Notwendigkeit eines Finanzierungsmix aus Netzentgelten, öffentlichen Mitteln, Förderinstrumenten und privatem Kapital** von den Experten nahezu geschlossen getragen wird, fiel die Bewertung der zugehörigen allokativen Grundsatzfrage am heterogensten aus; sie stieß von allen Gruppenmeinungen auf die deutlichste Ablehnung. Die Begründungen verweisen auf ein **grundsätzliches ordnungspolitisches Spannungsverhältnis**: Ein Teil der Experten sieht in einem Mischmodell aus CO_2-Bepreisung, staatlicher Infrastrukturfinanzierung und sozialem Ausgleich den einzig gangbaren Weg, ein anderer Teil warnt vor einer wachsenden staatlichen Interventionsspirale, in der Investitionsrisiken zunehmend sozialisiert werden, während Gewinne privat verbleiben. Diese Kritik wurde bezeichnenderweise auch dort geäußert, wo das Expertenbild ansonsten breite Zustimmung erkennen lässt. Für eine zukunftsorientierte Energieversorgung legen die Ergebnisse damit nahe, die Frage der Risikoallokation nicht als technisches Finanzierungsdetail, sondern als eigenständige ordnungspolitische Entscheidung zu behandeln, die explizit begründet und – etwa über öffentliche Erlösbeteiligungen oder begrenzte Renditemöglichkeiten bei staatlich abgesicherten Projekten – symmetrisch ausgestaltet werden sollte.

Unstrittig erscheint demgegenüber, dass die **Digitalisierung** für die künftige Gewährleistung wie auch für die Weiterentwicklung der Energieversorgung von hoher Relevanz sein wird; das Expertenbild zeigt hier einen der breitesten Übereinstimmungswerte der gesamten Befragung. Ebenso deutlich ist jedoch die Grenzziehung: Digitalisierung wird durchgängig als Ergänzung, nicht als Substitut des physischen Netzausbaus verstanden. Sie verändert damit weniger die grundsätzliche Notwendigkeit von Infrastrukturinvestitionen als deren Umfang, Zeitpunkt und Zielgenauigkeit. Auffällig ist zudem, dass der Engpass nicht in der Technologie selbst gesehen wird, sondern in ihren institutionellen Voraussetzungen: im schleppenden Rollout intelligenter Messsysteme, in einer Regulierung, die klassischen Netzausbau besser abbildet und refinanziert als digitale Investitionen, sowie in fehlender Standardisierung, Interoperabilität und Datenzugänglichkeit. Der in der Befragung mehrfach angeführte Leitsatz „Intelligenz vor Kupfer“ beschreibt insofern eine Prüfreihenfolge, keine Ersetzungsstrategie.

Eine ebenso wichtige Frage im Kontext von Digitalisierung und Datennutzung ist, wie die Datengrundlage der Transformation organisiert und wem sie zugänglich gemacht wird. Dezentrale und kommunale Infrastrukturdaten werden von den Experten als Grundlage und „Navigationsinstrument“ der Energiewende beschrieben, insbesondere für die kommunale Wärmeplanung und für Investitionsentscheidungen im Verteilnetz. Für die Niederspannungsebene wird vielfach ein „Blindflug“ konstatiert. Die Einschätzung, der Handlungsbedarf liege weniger in der Datenerhebung selbst, als in Qualität, Standardisierung und Zugang, stieß allerdings auf spürbaren Widerspruch: Einzelne Experten verwiesen darauf, dass vorhandene, häufig privatwirtschaftlich organisierte Datenbestände nicht hinreichend miteinander verknüpft würden und dass die Defizite in der Erhebung selbst innovationshinderlich wirken könnten. Damit rückt die Frage in den Vordergrund, wer für Erhebung, Pflege und Verknüpfung dieser Daten verantwortlich ist und unter welchen Bedingungen sie den beteiligten Akteuren zugänglich gemacht werden. Die Experten fordern hierzu standardisierte Formate, klare Zuständigkeiten und integrierte kommunale Datenplattformen. Offen bleibt dabei, wie das Spannungsverhältnis zwischen umfassendem Datenbedarf einerseits sowie Datenschutz, Geschäftsgeheimnissen und politischen Bestrebungen zum Bürokratieabbau andererseits aufzulösen ist.

Abschließend sollen die in der Einleitung formulierte zentrale Fragestellung sowie die daraus abgeleiteten Leitfragen noch einmal aufgegriffen und vor dem Hintergrund der Ergebnisse der Delphi-Studie zusammenfassend beantwortet werden.

Zur zentralen Fragestellung: Neujustierung des energiepolitischen Zieldreiecks und Stärkung der Energienetze

Die Befragung liefert hier ein bemerkenswert eindeutiges Votum: Eine formale **Erweiterung des energiepolitischen Zieldreiecks** wird von der Mehrheit der Experten nicht für erforderlich gehalten. Ausdrücklich wird vor einer Überfrachtung des Modells gewarnt, die es analytisch verwässern und politisch beliebig machen würde. Die vorgeschlagene Neujustierung liegt daher weniger in der Zahl der Zielecken als in ihrer begrifflichen Schärfung und praktischen Gewichtung. Drei Ableitungen erscheinen dabei zentral. **Erstens** ist das Ziel der **Bezahlbarkeit** zu präzisieren; die Experten kritisieren den Begriff mehrfach als unscharf und schlagen Kosteneffizienz, Wirtschaftlichkeit oder Leistbarkeit mit klaren Referenzmaßstäben vor. Solange nicht operationalisiert ist, ab wann Strom- und Systemkosten noch als tragfähig gelten, bleibt die energiepolitische Gesamtsteuerung strukturell inkonsistent – ein Befund, den die Experten ausdrücklich als Asymmetrie gegenüber den deutlich präziser gefassten Zielen Versorgungssicherheit und Emissionsminderung beschreiben. **Zweitens** ist **Resilienz systematisch mitzudenken**, wobei die zweite Befragungsrunde deutlich machte, dass eine eigenständige Aufnahme in das Zielsystem mehrheitlich nicht für notwendig gehalten wird, da dieser Aspekt bereits weitgehend vom Ziel der Versorgungssicherheit abgedeckt sei. Erforderlich ist folglich weniger eine neue Zielecke als ein erweitertes Verständnis von Versorgungssicherheit, das Krisenfestigkeit, Cyberrisiken, geopolitische Abhängigkeiten und Wiederaufbaufähigkeit einschließt. **Drittens** treten **Wettbewerbsfähigkeit, soziale Verträglichkeit und Umsetzbarkeit** hinzu, die nach überwiegender Auffassung nicht als zusätzliche Ziele, sondern als Voraussetzungen der Zielerreichung zu behandeln sind.

Für die Stärkung der Energienetze folgt daraus ein doppelter Befund. Zum einen wird der **Netzausbau** nahezu einhellig **als Schlüsselfaktor und zugleich als zentraler Engpass** beschrieben; die unzureichende Synchronisation von Erzeugungs-, Netz-, Speicher- und Wärmeinfrastrukturausbau gilt als das wiederkehrende Kernproblem, das Redispatchbedarf, Abregelungen und Systemkosten erhöht. Zum anderen zeigt das Expertenbild, dass die Stärkung der Netze weniger ein technisches als ein institutionelles und finanzielles Problem darstellt. Als begrenzende Faktoren werden nicht technische Defizite genannt, sondern die zeitliche Asymmetrie zwischen schnell wachsenden Anschlussbedarfen und langfristigem Netzausbau, die Dauer von Genehmigungsverfahren, Fachkräftemangel, Beschaffungsengpässe, die unzureichende Datenlage und mangelnde Koordination. Eine Neujustierung des Zieldreiecks bliebe daher folgenlos, wenn sie nicht mit der Vollzugs- und Investitionsfähigkeit der Netzebene verbunden würde. Konkret ableitbar sind vor allem: eine Regulierung, die Resilienz und digitale Investitionen als eigenständige, kostenanerkennungsfähige Ziele behandelt, statt sie dem Effizienz- und Kostendruck unterzuordnen; eine engere Kopplung des Erzeugungszubaus an die tatsächliche Netzverfügbarkeit; sowie eine integrierte, sektorübergreifende Infrastrukturplanung, deren Potenzial von den Experten weitgehend übereinstimmend bestätigt wird.

Zur ersten Leitfrage: Herausforderungen und Handlungsbedarfe im Hinblick auf Versorgungssicherheit, Bezahlbarkeit und Akzeptanz

Im Hinblick auf die **Versorgungssicherheit** fällt das Urteil der Experten grundsätzlich zuversichtlich aus, ist aber ausdrücklich an Bedingungen geknüpft. Ein Stromsystem mit hohem Anteil erneuerbarer Energien wird technisch als sicher betreibbar eingeschätzt – allerdings nur, wenn **Netze, Speicher und Flexibilitäten parallel mitwachsen**, ausreichend gesicherte Leistung für Phasen geringer Wind- und Solarstromeinspeisung bereitsteht und das Marktdesign **Systemdienlichkeit** sowie Investitionen in gesicherte Leistung angemessen vergütet. Bemerkenswert ist die begriffliche Verschiebung, die sich in den Antworten abzeichnet: Das klassische Grundlastkonzept wird mehrfach als für das künf-

tige Stromsystem wenig geeignet bezeichnet; an seine Stelle tritt die Aufgabe, die Residuallast jederzeit sicher zu decken. Versorgungssicherheit erscheint damit nicht mehr primär als Funktion durchlaufender Großkraftwerke, sondern als Ergebnis eines flexibilitäts- und netzzentrierten Gesamtsystems. Flankiert wird sie durch ein erweitertes Resilienzverständnis, das physische Sicherheit, Cyberabwehr, organisatorische Krisenfähigkeit und Wiederaufbaufähigkeit umfasst. Die bestehenden Maßnahmen gelten dabei mehrheitlich als solide Grundlage, aber als noch nicht ausreichend, wobei die abgestufte Zustimmung in der zweiten Runde auf Differenzierungsbedarf hindeutete: Zusätzliche Regulierung wurde nur dort für sinnvoll gehalten, wo Marktakteure unzureichend vorsorgen, umfassender physischer Schutz von einzelnen Befragten als nur begrenzt realisierbar eingeschätzt und stattdessen die schnelle Wiederherstellung der Versorgung in den Vordergrund gerückt.

Als Hebel für die bessere Systemintegration der Speicher und gleichzeitig des reduzierten Netzausbaus könnten klarere Mechanismen zur gezielten Überbauung bzw. Übernutzung von Netzanschlüssen dienen. An vielen Stellen liegt eine sehr niedrige kapazitäre Auslastung der Technik vor, die mit klareren Mechanismen zur Engpasssteuerung besser genutzt werden könnten. Dies bedingt zwar eine gewisse Transparenz des Netzzustandes und Regeln, was im Grenzfall von den Verbrauchern zu erwarten ist. Aber gerade bei relativ großen Verbrauchern und Einspeisern (EE-Anlagen, BESS und RZ) ließen sich solche Elemente aber grundsätzlich gut umsetzen, ohne auf den kompletten Roll-out der intelligenten Messsysteme zu warten.

Bei der **Bezahlbarkeit** zeigt sich der ausgeprägteste Erwartungskonflikt der Studie. Für die Großhandelspreise erwartet die Mehrheit mittelbis langfristig dämpfende Effekte durch die niedrigen Grenzkosten erneuerbarer Erzeugung, zugleich aber eine deutlich höhere Volatilität mit ausgeprägten Preisspreizungen zwischen Überschuss- und Knappheitsphasen. Für die Endkundenpreise fällt die Einschätzung erheblich vorsichtiger aus, da Netzausbau, Speicher, Digitalisierung, Redispatch und Reservevorhaltung als **Systemkosten** wirken und über Netzentgelte auf die Verbraucher überwälzt werden. Der erkennbare Dissens in der zweiten Runde konzentrierte sich genau hier: Ein Teil der Experten teilte die Annahme langfristig sinkender Strom- und Endkundenpreise ausdrücklich nicht. Ein vergleichbares Bild zeigt sich bei den Instrumenten zur Strompreissenkung, wo die Differenzen vor allem die Zielgruppen betrafen – energieintensive Unternehmen einerseits, kleine und mittlere Unternehmen sowie private Haushalte andererseits. Ableitbar ist daraus zweierlei: Erstens ist die Priorisierung der Entlastung eine politische Verteilungsentscheidung, die nicht als technische Frage behandelt werden kann. Zweitens erscheint energiepolitisches Erwartungsmanagement selbst als eigenständige Aufgabe, da Deutschland nach Einschätzung mehrerer Experten langfristig kein „Billigstromland“ wird. Kurzfristige Entlastungen bei Stromsteuer, Umlagen und Netzentgelten werden überwiegend nur als Übergangsinstrumente akzeptiert, weil sie die zugrunde liegenden Kostenprobleme nicht lösen; die eigentliche Aufgabe liegt in der Senkung der Systemkosten durch bessere Synchronisation, höhere Auslastung und effizientere Verfahren.

Die **Akzeptanz** der Transformation erweist sich in der Befragung weniger als „weicher“ Begleitaspekt denn als ökonomisch wirksamer Faktor. Verzögerungen durch Flächenkonflikte, langwierige Verfahren und lokalen Widerstand werden als reale Kostentreiber beschrieben; frühzeitige Beteiligung, transparente Kommunikation und professionelles Konfliktmanagement erscheinen entsprechend als Beitrag zur Kostensenkung. Zugleich zeigt die Studie eine **ausgeprägte räumliche Dimension**, die von den Experten so einhellig bestätigt wurde wie kaum ein anderer Befund: Erzeugungsschwerpunkte in Nord- und Ostdeutschland stehen Verbrauchs- und Industrieschwerpunkten in Süd- und Westdeutschland gegenüber, hinzu treten Stadt-Land-Gefälle sowie besondere Transformationspfade in den Kohleregionen. Akzeptanz wird damit auch zur **Frage der wahrgenommenen Lasten- und Nutzenverteilung**, zumal Regionen mit hohem Anteil erneuerbarer Einspeisung in der Vergangen-

heit überdurchschnittliche Netzkosten zu tragen hatten. Als konsensfähige Ableitung erscheint eine **stärkere bundesweite Wälzung der Netzkosten**, um diese Regionen nicht überproportional zu belasten, ergänzt um eine stärker leistungs-, zeit- und verursachungsbezogene Ausgestaltung der Netzentgelte. Die Befragung zeigt zugleich, dass regionale Preissignale kontrovers bleiben: Während lastzonenbasierte oder temporäre Modelle vorgeschlagen wurden, lehnten andere Experten eine Aufteilung der einheitlichen deutschen Gebotszone ausdrücklich ab.

Zur zweiten Leitfrage: Finanzierung der Transformation und Steigerung der Investitionsbereitschaft

Die **Finanzierungsfrage** wird von den Experten überwiegend **nicht als Frage der Menge an verfügbarem Kapital** beschrieben, sondern als Frage **institutioneller Verlässlichkeit** und einer geeigneten Aufteilung der Risiken. **Weder eine rein staatliche noch eine rein private Finanzierung** gilt als tragfähig; erforderlich ist ein abgestufter Mix aus Netzentgelten und Preisen als regulären Refinanzierungsquellen, flankierenden öffentlichen Mitteln, Förder- und Garantieinstrumenten sowie stärker mobilisiertem privatem Kapital. Dieser Grundansatz gehört zu den am breitesten getragenen Befunden der Studie. Als zentrale Engstelle wird die Eigenkapitalbasis der Energieversorgungsunternehmen identifiziert, insbesondere bei kommunalen Versorgern/Stadtwerken und kleineren Verteilnetzbetreibern, deren Innenfinanzierungskraft an Grenzen stößt und die vielfach nicht hinreichend kapitalmarktfähig sind, um große Investitionsprogramme eigenständig zu strukturieren. Vorgeschlagen werden Fondsvehikel, öffentlich bereitgestelltes Mezzanine-Kapital und langfristige Nachrangdarlehen über Förderinstitute sowie Poolinglösungen, die der Kleinteiligkeit kommunaler Vorhaben und den daraus resultierenden Transaktionskosten entgegenwirken.

Für die Investitionsbereitschaft **privaten Kapitals** gilt nach übereinstimmender Einschätzung, dass Kapital grundsätzlich in erheblichem Umfang verfügbar ist, sofern Risiko und Rendite in einem nachvollziehbaren Verhältnis stehen. Als wichtigste Voraussetzung wird nahezu durchgängig regulatorische Stabilität genannt – verlässliche politische Ziele, beständige Förder- und Regulierungsregime, Vertrauens- und Bestandsschutz sowie planbare Cashflows. Häufige Änderungen des energierechtlichen Rahmens erhöhen demgegenüber die Risikoaufschläge. Mehrere Experten formulieren dies zugespitzt dahingehend, dass Kapital der Verlässlichkeit und dem kalkulierbaren Risiko folge. Ergänzend wird die praktische „Bankability" von Transformationsprojekten betont: klar definierte Erlösmodelle, standardisierte Verträge, rechtssichere Projektstrukturen und langfristige Absicherungsinstrumente, die institutionelle Investoren mit langfristigem Anlagehorizont adressieren. Bemerkenswert ist, dass beschleunigte und transparente Genehmigungsverfahren von den Experten nicht nur als Umsetzungs-, sondern ausdrücklich als Finanzierungsfaktor verstanden werden, weil Verfahrensdauer und Rechtsunsicherheit unmittelbar die Kapitalkosten erhöhen.

Es gilt grundsätzlich, die Rahmenbedingungen für privates Kapital in der Energiewende in Deutschland zu verbessern. Dies kann beispielsweise dadurch erfolgen, indem private Investitionen planbarer, risikoärmer und standardisierter gestaltet werden. Allein für die Stromnetze sind bis 2045 Investitionen in erheblicher Größenordnung erforderlich. Regulierung investitionsfreundlicher und weniger umfangreicher auszugestalten, Erlösrisiken stärker abzusichern[15], Genehmigungs- und Planungsrisiken reduzieren, Projektgrößen und Strukturen standardisieren[16] sowie Förderprogramme zu vereinfachen, wären weitere Maßnahmen.

Umstritten bleibt hingegen die Renditefrage. Ein Teil der Stellungnahmen fordert international wettbewerbsfähige Eigenkapitalverzinsungen im regulierten Netzbereich, ein anderer warnt davor, überhöhte Renditen im Infrastrukturbereich zuzulassen, da diese letztlich die Verbraucher belasten. Konsensfähig erscheint die Formel risikoadäquater, langfristig stabiler Renditen, die den Charakter der jeweiligen Infrastruktur und

[15] Bei Wind, Solar, Speichern und insbesondere Wasserstoffprojekten ist nicht nur das technische Risiko entscheidend, sondern die Unsicherheit über zukünftige Erlöse. Langfristige Abnahmeverträge, standardisierte Contracts for Difference oder staatliche Absicherungen könnten, privates Kapital mobilisieren, ohne dass der Staat die gesamte Finanzierung übernimmt.

[16] Für einen institutionellen Investor (Fonds etc.) ist es aufwendig, zahlreiche einzelne Windparks oder kommunale Wärmenetze zu analysieren und zu bewerten. Attraktiver wären standardisierte, gebündelte Projekte, Fonds oder Plattformen, die viele kleinere Energieprojekte – nicht zuletzt auf kommunaler Ebene – zusammenfassen. Die KfW arbeitet beim Deutschlandfonds daran, Investoren und Energieversorger besser zusammenzubringen und Projekte zu bündeln.

ihre Kapitalbindung realistisch abbilden – ergänzt um den in der zweiten Runde vorgetragenen Einwand, dass höhere Renditen nur dort gerechtfertigt seien, wo private Kapitalgeber die entsprechenden Risiken auch tatsächlich selbst tragen. Bezüglich der **Kostenallokation** präferiert die Mehrheit einen **instrumentellen Dreiklang aus CO_2-Bepreisung, gezielter öffentlicher Finanzierung zentraler Infrastrukturen und sozialen Ausgleichsmechanismen**, wobei das **Verursacherprinzip** differenziert anzuwenden ist: verursachungsgerecht bei direkt zurechenbaren Kosten wie Emissionen oder bestimmten Netzbeanspruchungen, nur eingeschränkt bei allgemeinen Infrastruktur- und Fixkosten. **Finanzielle Bürgerbeteiligungsmodelle** schließlich erhielten ein positives Votum, jedoch mit einer klaren Rollenzuweisung: Sie wirken vor allem **akzeptanzstiftend**, machen Betroffene zu Beteiligten und stärken die regionale Wertschöpfung, stellen aber wegen begrenzter Volumina, hoher Transaktionskosten und Skalierungsprobleme **keine tragende Säule der Finanzierung** dar. Einzelne Experten warnten sogar davor, dass sie als Nischenmodelle politische Aufmerksamkeit und Ressourcen von bedeutsameren Herausforderungen der Energiewende abziehen könnten.

Zur dritten Leitfrage: Potenziale technologischer Innovationen zur Entlastung der Energienetze und zur Erreichung der energiepolitischen Ziele

Die Befragung ergibt für die technologischen Innovationen ein durchgängiges Muster: Ihr Beitrag wird als erheblich, aber komplementär und stark voraussetzungsabhängig eingeschätzt. Für die **Digitalisierung und die Messtechnik** – der am breitesten getragene Befund zum Verteilnetz – gilt, dass sie Transparenz, Steuerbarkeit und Effizienz des Netzbetriebs deutlich erhöhen und eine aktive, engpassorientierte Netzführung überhaupt erst ermöglichen. Sie können den physischen Netzausbau jedoch nur teilweise verschieben, verkleinern oder zielgenauer gestalten; wo Lasten und Einspeisung strukturell wachsen, bleibt zusätzlicher Ausbau nach übereinstimmender Einschätzung unvermeidlich. Entscheidend ist die Erkenntnis, dass die **Hemmnisse nicht technischer Natur** sind, sondern Folge u. a.

- eines schleppenden Rollouts intelligenter Messsysteme,
- einer Regulierung, die klassischen Netzausbau besser refinanziert als digitale Investitionen,
- fehlender Standards und Interoperabilität sowie
- unzureichende Datenqualität in den Verteilnetzen.

Hinzu kommt der mahnende Hinweis, dass **Flexibilitätspotenziale insbesondere bei Privathaushalten geringer** ausfallen könnten als häufig angenommen und dynamische Preissignale soziale Verteilungswirkungen zwischen flexiblen und weniger flexiblen Verbrauchern erzeugen. An diesem Punkt scheiden sich auch bei der **Netzentgeltreform** die Geister: Während zeitvariable und leistungsbezogene Netzentgelte mehrheitlich als Anreiz für netzdienliches Verhalten befürwortet werden, verwiesen einzelne Experten auf hohe Komplexität, soziale Verteilungswirkungen und mögliche Standortnachteile für räumlich gebundene Unternehmen. In der Frage der Freiwilligkeit stand zudem die Forderung nach angemessen vergüteten Wahlmöglichkeiten gegen die Position, verpflichtende Flexibilität sei notwendige Voraussetzung eines erneuerbaren Energiesystems.

Bei den **Speichertechnologien** fällt das Votum besonders deutlich aus, allerdings mit einer wichtigen Präzisierung. **Batteriespeicher wirken nicht automatisch netzentlastend**; ihr gegenwärtig überwiegend arbitragegetriebenes Geschäftsmodell kann bei bestehenden Engpässen sogar gegenläufige Signale erzeugen, etwa wenn Speicher in bereits belasteten Netzregionen zu niedrigen Preisen laden und dadurch lokale oder überregionale Engpässe verschärfen. **Markt- und Netzdienlichkeit fallen regional damit nicht notwendiger-**

weise zusammen. Der Beitrag der Speicher zur Entlastung der Netze hängt folglich unmittelbar von ihrer institutionellen Einbettung ab: von netzdienlichen Betriebsanreizen und flexiblen Netzanschlussvereinbarungen, von priorisierten und transparenten Anschlussverfahren anstelle des kritisch gesehenen Windhundprinzips, von rechtssicheren Regeln für Co-Location und die gemeinsame Nutzung von Netzverknüpfungspunkten sowie von der Verfügbarkeit digitaler Infrastruktur und belastbarer Betriebsdaten. Bemerkenswert ist der in der zweiten Runde vorgetragene Einwand, die Fähigkeiten von Batteriespeichern müssten „im Sinne des Systems" erschlossen werden, was nicht zwingend mit Netzdienlichkeit gleichzusetzen sei – eine Differenzierung, die auf einen bislang unzureichend geklärten Zielkonflikt zwischen markt-, netz- und systemdienlichem Betrieb verweist.

Wasserstoff nimmt in der Befragung eine eigentümliche **Zwischenstellung** ein. Er wird durchgängig als Option mitgeführt – in Gestalt flexibler Gaskraftwerke mit Wasserstoffperspektive, von Elektrolyseuren als Flexibilitätsoption oder von Power-to-X-Anwendungen in erzeugungsstarken Regionen, tritt in den Antworten aber **weniger als konkrete Entlastungstechnologie** denn als Unsicherheitsfaktor hervor. Die ungeklärte künftige Rolle der Gasnetze, fehlende Rechtsrahmen für Rückbau und Hochlauf sowie eine teilweise als überbestimmt kritisierte europäische Regulierung werden mehrfach als Investitionshemmnis und als Bremse einer integrierten Planung benannt. Hier verdichtet sich der in der Studie wiederkehrende Befund, dass **Technologieoffenheit an ihre Grenzen stößt, sobald irreversible Infrastrukturinvestitionen mit langen Lebensdauern anstehen**: Mehrere Experten sprachen sich in der zweiten Runde ausdrücklich für eindeutige politische Richtungsentscheidungen aus, um den Aufbau paralleler Infrastrukturen und Fehlinvestitionen zu vermeiden. Technologieoffenheit erscheint damit als Prinzip für das „Wie" der Zielerreichung, nicht als Ersatz für Richtungsentscheidungen dort, wo Netze gebaut oder zurückgebaut werden.

Für das **Netzmanagement** im weiteren Sinne – verstanden als integrierte, sektorübergreifende Planung von Strom-, Wärme-, Gas- bzw. Wasserstoff- und Breitbandinfrastruktur – bestätigen die Experten weitgehend übereinstimmend ein **hohes Potenzial zur Kostensenkung und Synergiehebung**, verweisen zugleich aber auf regulatorische Silos, fragmentierte Zuständigkeiten, unterschiedliche Planungs- und Finanzierungslogiken, unklare Governance-Strukturen sowie fehlende gemeinsame Daten- und Planungsgrundlagen als zentrale Hemmnisse. Die eingeschränkte Zustimmung bezog sich vor allem auf den zusätzlichen Koordinationsaufwand und die Frage nach der geeigneten Planungsebene: Während eine integrierte Planung auf kommunaler Ebene grundsätzlich befürwortet wurde, wurde vor einer zu weitreichenden zentralen Steuerung auf nationaler Ebene gewarnt.

In der Zusammenschau lässt sich damit für die dritte Leitfrage festhalten, dass **technologische Innovationen die Energienetze spürbar entlasten können**, indem sie bestehende Infrastruktur besser auslasten, Lastspitzen glätten, Ausbaubedarfe zielgenauer priorisieren und Betriebskosten senken. Sie **ersetzen den kapitalintensiven physischen Ausbau jedoch nicht**, und ihr tatsächlicher Beitrag hängt weniger von der technischen Reife als von Anreizstrukturen, regulatorischer Anerkennung, Datenverfügbarkeit und personellen Kapazitäten ab. Übergreifend deutet die Befragung damit auf denselben Befund hin, der bereits die zentrale Fragestellung prägt: Die entscheidende Unsicherheit der Transformation liegt nicht in der technischen Beherrschbarkeit, sondern in der Geschwindigkeit, Kohärenz und Kosteneffizienz des institutionellen Umbaus. Eine zukunftsorientierte Energieversorgung wird sich folglich weniger daran entscheiden, ob die richtigen Ziele formuliert und die richtigen Technologien verfügbar sind, als daran, ob Ordnungsrahmen, Finanzierungsarchitektur und Vollzugsfähigkeit auf allen Ebenen so aufeinander abgestimmt werden, dass Investitionen tatsächlich getätigt, Verfahren tatsächlich verkürzt und Kosten tatsächlich getragen werden können.

Schließlich wurden die Experten in der zweiten Befragungsrunde gebeten, neben einer Bewertung der Gruppenmeinung für die dort aufgeführten Handlungserfordernisse bzw. Veränderungsbedarfe konkrete Maßnahmen bzw. Handlungsansätze abzuleiten, um identifizierte Hemmnisse abzubauen oder erforderliche Veränderungen umzusetzen. Zwar wurden hier zahlreiche Optionen stichpunktartig angerissen, allerdings zeigte sich hier mitunter auch eine vergleichsweise große Bandbreite, auch an mithin vereinzelten Meinungen. Daher wurden die dort benannten Ansätze zu Handlungsfeldern geclustert, welche in Anhang A.2 tabellarisch aufgeführt sind. Dargestellt sind die jeweiligen Fragestellungen aus der zweiten Befragungsrunde sowie die wie oben beschrieben abgeleiteten Handlungsfelder.

Literatur

Blazejczak et al. (2018): Energiewende für die Modernisierung des Industriestandorts Deutschland nutzen. Wirtschaftsdienst, 98(8), 565-573.

BMWE (2026): Predictive Maintenance, https://www.plattform-i40.de/IP/Redaktion/DE/Standardartikel/Themen-und-Technologiekatalog/predictive-maintenance.html (31.08.2026).

BMWE (2025): Klimaneutral werden – wettbewerbsfähig bleiben, Berlin.

Demary et al. (2024): Der Industriestandort Deutschland in Zeiten der Dekarbonisierung: Vergleich der Transformationsstrategien zwischen USA, EU und Deutschland, IW Köln.

DIHK (2024): IHK-Energiewende-Barometer 2024.

Hajek, S. (2023): Hinter dem Ruf nach „Technologieoffenheit" steckt etwas ganz anderes, Wirtschafts-Woche.

Nievelstein, L.-E. (2025): Neuer Merz-Plan zur Energiewende – „Können uns das nicht leisten", Frankfurter Rundschau.

VDE (2024): Höherauslastung von Betriebsmitteln im Netz der Energiewende, Offenbach, S. 5.

Vöpel et al. (2023): Dekarbonisierung ohne Deindustrialisierung – Ein ordnungspolitischer Rahmen für die Transformation in eine klimaneutrale Marktwirtschaft, CEP.

Anhang

A.1: Teilnehmende Experten

- Prof. Dr. Klaus-Michael Ahrend (Vorstand HEAG Holding AG, verantwortet das Beteiligungsmanagement für den HEAG-Konzern sowie für alle weiteren direkten und indirekten Töchter der Stadt Darmstadt)
- Anonym (50Hertz Transmission GmbH, Übertragungsnetzbetreiber, Berlin)
- Anonym (Landesförderbank)
- Anonym (Landwirtschaftliche Rentenbank, Frankfurt/Main)
- Dr. Eva Bode (Deutscher Städte- und Gemeindebund, Referatsleiterin Kommunalwirtschaft, Erneuerbare Energien, und Katastrophenschutz)
- Dr. Tobias Brosze (Leiter Forum Stadtwerke & Energieversorger, IDI Initiative deutsche Infrastruktur sowie Managing Director, CTO, Garbe Infrastructure Invest GmbH)
- Dr. Matthias Dienhart (RheinEnergie AG, Leiter Energiewirtschaftliche Grundsatzfragen)
- Dr. Matthias Dümpelmann (Geschäftsführer 8KU GmbH)
- Frederic Ferber (Handwerkskammer Düsseldorf, Zentrum für Umwelt, Energie und Klima)
- Felix Fleckenstein (DGB Deutscher Gewerkschaftsbund, politischer Referent Energiepolitik)
- Robert Freudenberg (Geschäftsführer, Veolia Environnement Lausitz GmbH)
- Dr. Andreas Fritz (VNG AG, Bereichsleiter für Geschäftsfeldentwicklung erneuerbare und dekarbonisierte Gase)
- Dr. Florian Gräßler (Geschäftsführer Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU) Landesgruppe Sachsen,)
- Gudrun Gumb (KfW Bankengruppe, Individualfinanzierung & Öffentliche Kunden)
- Wolfram Günther (Bündnis90/Die Grünen, Mitglied des Sächsischen Landtages, Staatsminister a.D. für Energie, Klimaschutz, Umwelt)
- Reinhold Hüls (Geschäftsführer Neubrandenburger Stadtwerke GmbH)
- Tobias Jacob (G+E GETEC Holding GmbH, Head of Political Affairs)

- Dr. Maren Jasper-Winter (LEAG GmbH Berlin, Head of Public Affairs)
- Dr. Till Jenssen (Deutscher Städtetag, Hauptreferent für Klimaschutz und Energiepolitik)
- Moritz John (IHK zu Leipzig, Abteilungsleiter Wirtschafts- und Bildungspolitik)
- Dr. Daniel Kilper (Geschäftsführer EXAVY GmbH, Geschäftsführer aastrix GmbH, Spezialist für Planung und Umsetzung integrierter Netz-Infrastrukturen und Energiesysteme der nächsten Generation)
- Lars Martin Klieve (Vorstand Stadtwerke Essen AG)
- Dr. Andreas Koch (Deutsche Energie-Agentur GmbH)
- Andreas Kuhlmann (Vorstandsvorsitzender DWV – Deutscher Wasserstoff-Verband, ehem. Geschäftsführer dena, ehem. CEO von Christ & Company)
- RA Holger Kurtze (Weidinger Richtscheid Rechtsanwälte Leipzig, Rechtsanwaltsgesellschaft)
- Dr. Jens Libbe (Deutsches Institut für Urbanistik gGmbH)
- Dr. Kai Roger Lobo (Verband kommunaler Unternehmen e.V., stv. Hauptgeschäftsführer)
- Christoph Maurer (Gesellschafter und Geschäftsführer Consentec GmbH, Fachberatungsunternehmen, das sich auf ingenieurwissenschaftliche und ökonomische Fragestellungen im Bereich der leitungsgebundenen Energieversorgung spezialisiert hat)
- Katrin Mees (Zentralverband Deutsches Baugewerbe (ZDB), Abteilungsleitung Nachhaltiges Bauen, Kreislaufwirtschaft und Umwelt)
- Heinrich Nachtsheim (VCI Verband der chemischen Industrie e.V.)
- Johannes Näumann (enviaM AG, Senior Referent Politik und Gremien)
- Dr. Mathias Onischka (MVV Energie AG, Abteilungsleiter Nachhaltigkeit)
- Henry Otto (PricewaterhouseCoopers GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, Leiter Energy Consulting bei PwC Deutschland)
- Dr. Friedbert Pflüger (Gründer und Geschäftsführer Clean Energy Forum gGmbH, unabhängiges Forum zum Austausch über Klima-Technologien, Mitglied des Deutschen Bundestages CDU/CSU-Bundestagsfraktion, Mitglied des Beirates des Instituts für Klima, Energie und Mobilität)

- Dietmar Preinstorfer (E-Control – Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts-, Gas- und Wasserstoffwirtschaft, unabhängige Regulierungsbehörde für Strom und Gas in Österreich)
- Uwe Reinecke (Feralpi Stahl, ESF Elbe Stahlwerke Feralpi GmbH, General Manager)
- Dr. Philip Schnaars (Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Head of Research Area Electricity)
- Ingo Seeligmüller (Geschäftsführer NeulandQuartier GmbH, Agentur für Strategie, Kommunikation und Beteiligung an den Schnittstellen von Wirtschaft, Politik und Gesellschaft, Bereiche Energie, Verkehr, Bau und Infrastruktur)
- Niels Wauer (Agora Energiewende, Projektmanager Ökonomie der Energiewende)
- Daniel Wragge (EEX European Energy Exchange AG, Strombörse, Director Political & Regulatory Affairs)
- Marco Wünsch (Prognos AG, Prinzipal, beschäftigt sich mit der Zukunft des Energieversorgungssystems)
- Simon-Martin Ziel (Stadtwerke Leipzig GmbH, Senior Manager Energiepolitik, Verbändekoordinierung, externe Unternehmensbeziehungen)
- Christian Zörner (FDP, Mitglied des Europäischen Parlaments, Head of Office and Policy Advisor (Energy, Climate, Environment))

A.2: Handlungsfelder für Maßnahmen aus den Gruppenantworten aus Befragungsrunde 1

A.1: Welche konkreten Maßnahmen sind mit Blick auf die Transformation der Energieversorgung aus Ihrer Sicht zur Beseitigung von Hürden aus regulatorischen und politischen Rahmenbedingungen dringend zu ergreifen?

1. Planungs- und Genehmigungsverfahren beschleunigen
2. Investitions-, Planungs- und Regulierungsstabilität schaffen
3. Sektorübergreifende System- und Infrastrukturplanung stärken
4. Netzentgelte, Marktregeln und Flexibilität reformieren
5. Kommunale Umsetzungskapazitäten stärken
6. Bürokratieabbau, Deregulierung und Governance verbessern
7. Digitalisierung der Energieinfrastruktur
8. Gasausstieg und Wärmewende rechtssicher gestalten
9. Förderpolitik und Finanzierung weiterentwickeln
10. Europäische Rahmenbedingungen, Wasserstoff und Klimapolitik

A.2: Welche konkreten Maßnahmen sind mit Blick auf die Gewährleistung der Versorgungssicherheit und den Strompreis aus Ihrer Sicht beim Ausbau der erneuerbaren Energien dringend zu ergreifen?

1. Marktdesign und Strommarkt reformieren
2. Netzausbau, Infrastruktur und Systemintegration beschleunigen, koordinieren und synchronisieren
3. Flexibilität, Speicherkapazität und Versorgungssicherheit erhöhen
4. Netzentgelte, Preissignale und Kosten sowie Investitions- und Regulierungsrahmen
5. Planungs-, Genehmigungs- und Anschlussverfahren sowie deren kommunale und regionale Umsetzung
6. Digitalisierung und Daten

A.3: Welche konkreten Maßnahmen sind aus Ihrer Sicht erforderlich, um eine marktorientierte Technologieoffenheit zu gewährleisten, die Innovation fördert, Kostenrisiken begrenzt und Versorgungssicherheit sicherstellt?

1. Technologieoffene Regulierung und Förderpolitik
2. CO_2-Bepreisung und marktwirtschaftliche Steuerung
3. Systemorientierte Regulierung und Systemintegration
4. Innovation, Reallabore und kommunale Gestaltungsspielräume
5. Investitions- und Planungssicherheit schaffen
6. Genehmigungs- und Regulierungsverfahren anpassen
7. Wasserstoff-, Gas- und Infrastrukturstrategie
8. Industriepolitik und Transformationsförderung
9. Politische Governance und strategische Steuerung

A.4: Welche Schritte sind aus Ihrer Sicht zu priorisieren, um die Resilienz der Stromnetze angesichts zunehmender physischer und cyberphysischer Bedrohungen wirksam zu stärken?

1. Resiliente und krisenfeste Netzinfrastruktur
2. Krisenvorsorge, Wiederaufbau- und Wiederanlauffähigkeit
3. Cyber- und physische Sicherheit kritischer Infrastruktur
4. Klare Zuständigkeiten, Regulierung und Finanzierung von Resilienzmaßnahmen
5. Stärkung dezentraler Resilienz und Flexibilität
6. Digitalisierung und intelligente Systemsteuerung
7. Krisenmanagement, Kooperation und organisatorische Fähigkeiten
8. Abbau regulatorischer Hemmnisse und Beschleunigung
9. Einheitliche Standards und übergreifende Koordination
10. Integrierte Infrastruktur- und Raumplanung

B1: Welche konkreten Maßnahmen sind dringend zu ergreifen, um Elektrifizierung, dezentrale Erzeugung, Flexibilität, Speicher und Digitalisierung als Transformationstreiber effizient zu integrieren?

1. Beschleunigung und Ausbau der Verteilnetze
2. Digitalisierung und intelligente Netzsteuerung
3. Transparenz, Datenverfügbarkeit und Netzplanung verbessern
4. Flexibilisierung und netzdienliche Nutzung bestehender Infrastruktur
5. Netzanschlussmanagement und Priorisierung von Anschlüssen
6. Integration von Speichern, Erzeugung und dezentralen Strukturen
7. Standardisierung und Vereinfachung technischer Prozesse
8. Stärkung kommunaler und regionaler Umsetzungskapazitäten
9. Finanzierungs- und Regulierungsrahmen für Infrastrukturinvestitionen
10. Integrierte Energie- und Infrastrukturplanung

B2: Welche konkreten Maßnahmen erachten Sie als zwingend notwendig, um die o.g. genannten Rahmenbedingungen schnell zu setzen sowie effektiv umzusetzen?

1. Beschleunigung und Vereinfachung von Planungs- und Genehmigungsverfahren
2. Finanzierungs- und Investitionsbedingungen für Netzbetreiber verbessern
3. Kapitalversorgung und Stärkung kommunaler Netzbetreiber
4. Integrierte lokale und regionale Infrastrukturplanung
5. Ausbau von Digitalisierung und intelligenten Netzen
6. Flexibilität, Netzauslastung und intelligente Nutzung vorhandener Kapazitäten
7. Steuerung von Netzanschlüssen und Priorisierung von Netzausbau
8. Organisationsstrukturen und Professionalisierung der Netzbetreiber
9. Stärkung von Behörden- und Planungskapazitäten
10. Akzeptanz und Beteiligung beim Netzausbau erhöhen
11. Markt- und Regulierungsrahmen für effiziente Netznutzung weiterentwickeln

B3: Welche unmittelbar umzusetzenden Schritte sind aus Ihrer Sicht notwendig, um die Potenziale von Digitalisierung und Messtechnik im Stromverteilnetz wirksam auszuschöpfen und bestehende Umsetzungshemmnisse zu überwinden?

1. Beschleunigung des Smart-Meter- und Steuerungsrollouts
2. Digitalisierung und intelligente Steuerung der Verteilnetze
3. Aufbau einheitlicher Datenstrukturen und interoperabler Systeme
4. Regulatorische Rahmenbedingungen und wirtschaftliche Refinanzierung der Digitalisierung
5. Datenschutz, IT-Sicherheit und sichere Datennutzung
6. Digitale Aktivierung von Flexibilität und systemdienlicher Steuerung
7. Verknüpfung von Digitalisierung mit kommunaler und regionaler Planung

B4: Welche konkreten Maßnahmen sind dringend zu ergreifen, um die identifizierten Kostensenkungspotenziale beim Ausbau und der Digitalisierung der Stromverteilnetze tatsächlich zu realisieren?

1. Reform der Netzentgelte und Schaffung systemdienlicher Preissignale
2. Senkung der Finanzierungskosten und Verbesserung der Investitionsbedingungen
3. Digitalisierung, datenbasierte Netzplanung und intelligentes Netzmanagement
4. Standardisierung, Modularisierung und Skaleneffekte nutzen
5. Bündelung von Infrastrukturmaßnahmen und koordinierter Tiefbau
6. Beschleunigung und Vereinfachung von Planungs- und Genehmigungsverfahren
7. Nutzung von Flexibilität, Speichern und alternativen Ausbauoptionen zur Kostensenkung
8. Optimierung technischer Anforderungen und Reduzierung von Komplexität
9. Optimierung der Netzbetreiberstrukturen und Professionalisierung
10. Fachkräfte- und Umsetzungskapazitäten stärken
11. Bedarfsgerechte Netzplanung und Ausbauoptimierung
12. Technische Ausbauoptionen und Kosteneffizienz beim Netzausbau

B5: Welche konkreten Änderungen (z. B. gesetzlich, regulatorisch oder organisatorisch) sind erforderlich, um Energy-Sharing Modelle als praxistauglichen Bestandteil lokaler Energiewendestrategien zu etablieren?

1. Rechtlicher und regulatorischer Rahmen für Energy Sharing
2. Netzdienliche Ausgestaltung und Integration in das Energiesystem
3. Netzentgelte, Abgaben und Umlagen verursachungsgerecht gestalten
4. Digitale Mess-, Steuer- und Abrechnungsinfrastruktur ausbauen
5. Standardisierung und Senkung von Transaktionskosten
6. Rolle von Kommunen, Stadtwerken und lokalen Akteuren stärken
7. Integration von Energy Sharing in lokale Planung und Infrastrukturentwicklung
8. Markt- und Teilhabemodelle für lokale Energieversorgung entwickeln

B6: Welche konkreten Maßnahmen sind aus Ihrer Sicht dringend umzusetzen, um die netzdienliche Integration von Batteriespeichern durch geeignete regulatorische und infrastrukturelle Rahmenbedingungen zu unterstützen?

1. Netzdienliche Integration von Batteriespeichern und Systemanforderungen
2. Reform der Netzanschlussverfahren und Priorisierung von Speicherprojekten
3. Netzdienliche Preissignale und Marktdesign weiterentwickeln
4. Flexible Netzanschlüsse und Steuerungsinstrumente schaffen
5. Co-Location und gemeinsame Nutzung von Netzanschlüssen ermöglichen
6. Integration von Speichern in Netz-, Energie- und Regionalplanung
7. Digitalisierung, Datenverfügbarkeit und Steuerbarkeit ausbauen
8. Regulatorische Rahmenbedingungen und Investitionssicherheit verbessern
9. Kommunale Einbindung und Wertschöpfungsbeteiligung stärken
10. Speicherförderung und Mengengerüst systemisch ausrichten

C1: Welche konkreten Schritte sehen Sie vor dem Hintergrund von Entlastung, Effizienzsteigerung und institutionellen Rahmenbedingungen als zentral an, um die Strompreise nachhaltig zu senken?

1. Senkung staatlich beeinflusster Strompreisbestandteile und kurzfristige Entlastung
2. Reform der Netzentgeltsystematik und verursachungsgerechte Kostenallokation
3. Senkung der Systemkosten durch effizienten Infrastruktur- und Netzausbau
4. Synchronisierung von Erzeugung, Netzen, Speichern und Nachfrage
5. Digitalisierung und intelligente Systemsteuerung
6. Flexibilisierung und marktorientierte Steuerung
7. Reform des Strommarktdesigns
8. Finanzierungskosten senken und Investitionsbedingungen verbessern
9. Industrielle Wettbewerbsfähigkeit und gezielte Strompreisentlastung
10. Beschleunigung von Planung und Genehmigung
11. Reform der Förderung erneuerbarer Energien und Ausbauanreize
12. Langfristige Systemeffizienz und stabile Rahmenbedingungen

C2: Wie bewerten Sie die aktuelle Energiepolitik und welche Effekte dürfte ein weiterer Ausbau erneuerbarer Energien haben? Antwort „eher kritisch“: Welche konkreten Maßnahmen zum Gegensteuern erachten Sie als zwingend? Antwort „eher positiv“: Welche dennoch bestehenden Defizite müssten dringend behoben werden?

1. Synchronisierung von erneuerbaren Energien, Netzen, Speichern und Infrastruktur
2. Beschleunigung und Vereinfachung von Planungs- und Genehmigungsverfahren
3. Langfristige politische Stabilität und Investitionssicherheit
4. Systemkostenorientierte Steuerung der Energiewende
5. Versorgungssicherheit und gesicherte Leistung gewährleisten
6. Reform der Förderung erneuerbarer Energien und stärkere Systemdienlichkeit
7. Digitalisierung, Flexibilität und intelligente Steuerung
8. Strommarktdesign und Marktmechanismen weiterentwickeln

9. Stromkosten senken und Wettbewerbsfähigkeit sichern
10. Industriepolitische Integration und Transformation unterstützen
11. Kommunale Umsetzungskapazitäten und Akzeptanz stärken
12. Wärmewende, Wasserstoff und sektorübergreifende Transformation koordinieren
13. Technologieoffenheit und pragmatische Umsetzung
14. Finanzierung der Transformation und faire Kostenverteilung

C3: Ein sehr relevanter Bestandteil des Endkunden-Strompreises besteht aus Netzentgelten, Umlagen und Steuern. Wie könnten hier durch geschickte Reformen bessere Anreize zur weiteren Elektrifizierung sowie Flexibilisierung des Verbrauchs geschaffen werden? Welche der genannten Reformmaßnahmen sind aus Ihrer Sichtweise zu priorisieren?

1. Senkung staatlich beeinflusster Strompreisbestandteile und Entlastung der Elektrifizierung
2. Reform der Netzentgeltsystematik
3. Netzdienliche Flexibilität wirtschaftlich nutzbar machen
4. Digitalisierung und Smart-Meter-Infrastruktur als Voraussetzung für Flexibilität
5. CO_2-Bepreisung und fossile Energieträger verursachungsgerecht berücksichtigen
6. Refinanzierung und Investitionssicherheit der Netzinfrastruktur sichern
7. Soziale Ausgewogenheit und faire Kostenverteilung sicherstellen
8. Industrielle Wettbewerbsfähigkeit berücksichtigen
9. Reform der Umlagen- und Befreiungssystematik
10. Netzentgeltentlastung und regionale Ausgleichsmechanismen
11. Praktikable Umsetzung und Akzeptanz von Tarif- und Flexibilitätsmodellen

D1: Welche konkreten Maßnahmen schaffen aus Ihrer Sicht verlässliche regulatorische Rahmenbedingungen und langfristige Investitionssicherheit für private Kapitalgeber in der Transformation?

1. Langfristige regulatorische und politische Stabilität
2. Genehmigungen, Planung und Bürokratie beschleunigen
3. Planbare Erlös- und Renditemodelle schaffen
4. Staatliche Risikoabsicherung und De-Risking gezielt einsetzen
5. Öffentliche und private Finanzierung kombinieren
6. Kommunale und regionale Finanzierungskraft stärken
7. Rahmen für private Beteiligung an kritischer Infrastruktur klären
8. Kapitalmarkt- und Finanzierungsbedingungen verbessern
9. Infrastruktur systemisch und integriert planen und finanzieren
10. Förderpolitik zielgerichtet und marktkonform ausgestalten
11. CO_2-Preissignale und internationale Klimapolitik stärken

D2: Welche konkreten Instrumente staatlicher Finanzierung sollten im o. g. Mischmodell eingesetzt werden?

1. CO_2-Bepreisung und Emissionshandel
2. Öffentliche Finanzierung von Energieinfrastruktur
3. Öffentliche Finanzierungsspielräume erweitern und Kosten zeitlich verteilen
4. Netzentgelte und Infrastrukturkosten reformieren
5. Fördermechanismen zielgerichtet und transparent ausgestalten
6. Soziale und wirtschaftliche Entlastung
7. Investitions- und Planungssicherheit schaffen
8. Markt- und Kapazitätsmechanismen weiterentwickeln

D3: Welche konkreten Maßnahmen sind mit Blick auf die Förderung finanzieller Bürgerbeteiligungsmodelle aus Ihrer Sicht für die Beseitigung bürokratischer und regulatorischer Hürden dringend zu ergreifen?

1. Standardisierung und Vereinfachung von Bürgerbeteiligungsmodellen
2. Bürokratie-, Aufsichts- und Steueranforderungen reduzieren
3. Kommunen und Stadtwerke als Träger von Beteiligungsmodellen stärken
4. Zugang für Bürgerinnen und Bürger erleichtern
5. Digitale und standardisierte Umsetzungsinfrastruktur schaffen
6. Finanzierung und Risikoabsicherung verbessern
7. Regionale Wertschöpfung und frühe Beteiligung stärken

E1: Welche konkreten Maßnahmen sind mit Blick auf das energiepolitische Zieldreieck dringend zu ergreifen?

1. Zieldreieck schärfen
2. Bezahlbarkeit & Wettbewerbsfähigkeit
3. Versorgungssicherheit & Resilienz
4. Umsetzbarkeit stärken
5. Soziale und wirtschaftliche Folgen prüfen

E2: Wie sollten Netzentgelte künftig ausgestaltet werden, um raumstrukturelle Nachteile besser auszugleichen und die Kosten gerechter zwischen Erzeuger- und Verbraucherregionen zu verteilen?

1. Bundesweiter Netzkostenausgleich
2. Netzentgelte reformieren
3. Flexibilität und Speicher anreizen
4. Einheitliche Stromgebotszone sichern
5. Netzausbau und Netzanschlüsse regional optimieren
6. Regionale Planung stärken
7. Kommunen und Erzeugerregionen stärken
8. Standort- und Industriepolitik systemdienlich ausrichten

E3: Welche konkreten Maßnahmen sind mit Blick auf Datentransparenz und -standardisierung aus Ihrer Sicht dringend zu ergreifen, um Defizite bei der Datenqualität zu beseitigen?

1. Datenstandards & Interoperabilität
2. Smart Meter & Echtzeitdaten
3. Gebäude-, Wärme- & Infrastrukturdaten
4. Datenplattformen & zentrale Koordination
5. Kommunen stärken
6. Datenschutz & Zugangsrechte
7. Monitoring & Datenqualität
8. Planung & Regulierung

E4: Welche konkreten Schritte sollten aus Ihrer Sicht eingeleitet werden, um die integrierte Planung von Strom-, Wärme-, Gas-/Wasserstoff- und Breitbandinfrastrukturen in der Praxis erfolgreich umzusetzen?

1. Verbindlicher Planungs- und Rechtsrahmen
2. Gemeinsame Szenarien und Planungsgrundlagen
3. Regionale und kommunale Koordination
4. Daten & digitale Planung
5. Infrastrukturmaßnahmen bündeln
6. Förderung, Finanzierung & Regulierung harmonisieren
7. Planungskapazitäten stärken
8. Schnittstellen statt Vollintegration klären

E5: In welchen konkreten Bereichen der aktuellen Energiepolitik sehen Sie Formen von Mikrosteuerung, und welche Maßnahmen sollten ergriffen werden, um diese zugunsten klarer, investitionsfreundlicher Rahmenbedingungen zu reduzieren?

1. Förderpolitik vereinfachen
2. Technologiespezifische Mikrosteuerung abbauen
3. Genehmigungen und Planung vereinfachen
4. Netzanschluss und Netzregulierung entbürokratisieren
5. Unternehmensentlastungen vereinfachen
6. Kommunale Handlungsspielräume stärken
7. Regulatorische Stabilität erhöhen
8. EU- und Beihilferecht entschlacken
9. Regelungstiefe insgesamt reduzieren

A.3: Fragebogen Runde 1

A Allgemeine Einordnung

- A.1 Welche zentralen regulatorischen und politischen Rahmenbedingungen auf den unterschiedlichen Staatsebenen (EU, Bund, Länder, Kommunen) sind aus Ihrer Sicht für die Transformation der Energieversorgung derzeit besonders relevant? Welche regulatorischen und politischen Rahmenbedingungen stehen der Transformation der Energieversorgung besonders im Weg?

- A.2 Wie bewerten Sie mit Blick auf die Versorgungssicherheit (Grundlast, Netzstabilität), die Kompatibilität mit dem Erneuerbaren-Ausbau und zu erwartende Strompreisentwicklungen?

- A.3 Welche Rolle spielt Technologieoffenheit bei der Transformation der Energieversorgung, insbesondere im Hinblick auf Kosten, Innovationsfähigkeit und Versorgungssicherheit?

- A.4 Welche Anforderungen für resiliente Stromnetze (Stichworte kritische Infrastruktur und Aufrechterhaltung der Energieversorgung im Störfall) bestehen aktuell? Werden hier Ihrer Meinung nach aktuell ausreichend erforderliche Maßnahmen ergriffen bzw. umgesetzt? Falls nein, was für Maßnahmen müssten mit welcher Priorität ergriffen werden?

B Status quo der Daseinsvorsorge: Charakteristika und Herausforderungen

Im Folgenden konzentrieren wir uns vor allem auf die regionale und lokale Ebene der Energieversorgung. Für diese Ebene ist das Stromverteilnetz besonders relevant, weil Strom aus erneuerbaren Energien im Zuge der Dekarbonisierung immer wichtiger wird und diese mittelfristig steigenden Strommengen über das Stromverteilnetz verteilt werden müssen. So müssen z. B. zusätzliche Mengen erneuerbare Energien für Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge integriert werden.
Es folgt zunächst ein Fragenblock zu diesem Thema, anschließend Fragen zu weiteren Themen.

- B.1 Welche aktuellen und zukünftigen Entwicklungen wirken aus Ihrer Sicht als wesentliche Treiber der Transformation im Stromverteilnetz? Welche dieser Treiber werden zukünftig eher an Bedeutung gewinnen, welche an Bedeutung verlieren?

- B.2 Welche Herausforderungen sehen Sie vor allem auf regionaler und lokaler Ebene bezüglich eines adäquaten Ausbaus der Stromverteilnetze? Welche Lösungsmöglichkeiten sehen Sie und welche Bedingungen müssen erfüllt sein, um die Herausforderungen anzugehen? Relevante Themen könnten sein: Akzeptanz der Bürger, Anforderungen der Unternehmen, finanzielle, regulatorische und technische Herausforderungen, organisatorische und personelle Hürden sowie die unklare Nachfrageentwicklung.

- B.3 Welchen Beitrag können Digitalisierung (z. B. Smart Meter, Netzleitsysteme, datenbasierte Steuerung) und Messtechnik zur Anpassung des Stromverteilnetzes leisten? Welche Herausforderungen sehen Sie in diesem Zusammenhang, z. B. hinsichtlich Regulierung und Finanzierung?

In welchem Umfang kann Digitalisierung den Netzausbau substituieren? Welche Rolle spielen Daten, etwa zur Verbrauchsmessung und -steuerung?

- B.4 Welche Kostensenkungspotenziale sehen Sie für den Ausbau und die Digitalisierung des Stromverteilnetzes?

- B.5 Energy Sharing bezeichnet das gemeinsame Nutzen lokal erzeugter Energie (etwa Strom aus Photovoltaik oder Wind) durch mehrere Verbraucher. Die Zuordnung der erzeugten Energiemengen zu den angeschlossenen Verbrauchsstellen erfolgt bilanziell über das öffentliche Netz. Welches Potenzial sehen Sie in Energy-Sharing-Modellen (z. B. innerhalb von Quartieren, Kommunen oder Gewerbegebieten)? Welche Voraussetzungen müssten dafür erfüllt sein?

- B.6 Die Integration von Batteriespeichern im Stromsystem hat das Potenzial, Schwankungen erneuerbarer Energien im Tagesverlauf auszugleichen und in Kombination mit intelligenter Netztechnik, Netzausbaukosten zu reduzieren. Welche Herausforderungen sehen Sie vor allem auf regionaler Ebene bezüglich der Integration von Batteriespeichern im Stromverteilnetz? Welche Lösungsmöglichkeiten sehen Sie und welche Bedingungen müssen erfüllt sein, um die Herausforderungen anzugehen?

C Strompreise

- C.1 Die Strompreise werden als Standortnachteil für Deutschland diskutiert. Welche Möglichkeiten sehen Sie zur Senkung der Strompreise (gern auch nach Fristigkeiten und/oder Priorisierung)? Welche weiteren Erwägungen könnten dabei eine Rolle spielen, etwa Kostenneutralität und rechtliche Vorgaben?

- C.2 Wie bewerten Sie hierzu die aktuelle Energiepolitik und welche Effekte dürfte ein weiterer Ausbau erneuerbarer Energien haben?

- C.3 Ein sehr relevanter Bestandteil des Endkunden-Strompreises besteht aus Netzentgelten, Umlagen und Steuern. Wie könnten hier durch geschickte Reformen bessere Anreize zur weiteren Elektrifizierung sowie Flexibilisierung des Verbrauchs geschaffen werden?

D Finanzierung

- D.1 Wie sollten die für die Transformation erforderlichen Mehrinvestitionen bzw. Mehrkosten Ihrer Meinung nach (re-)finanziert werden? Welche Rahmenbedingungen braucht es, damit sich private Kapitalgeber an der Finanzierung der Transformation stärker beteiligen?

- D.2 Welche Rolle spielt die volkswirtschaftliche Allokation: Sollte das Verursacherprinzip gelten? Sollten die Mehrkosten aus Steuermitteln finanziert werden (Steuern, Umlagen etc.) oder über höhere CO_2-Preise?

- D.3 Welche Chancen sehen Sie für finanzielle Bürgerbeteiligungsmodelle (z. B. Energiegenossenschaften, Bürgerfonds, kommunale Beteiligungsmodelle)? Welche Rahmenbedingungen müssen angepasst werden, damit Bürgerbeteiligungsmodelle öfter zum Einsatz kommen?

E Regionale Energieversorgung und Infrastruktur

- E.1 Bezahlbarkeit, Emissionsminderung und Versorgungssicherheit stellen die Eckpunkte des energiepolitischen Zieldreiecks dar. Sollte dieses um zusätzliche Ziele erweitert werden? Wenn ja, wie?

- E.2 Beobachten Sie bundeslandspezifische oder regionale Unterschiede (z. B. zwischen Ost-/West oder Nord/Süd) bei Treibern und Hemmnissen der Transformation der Energieversorgung? Falls ja, worin bestehen diese Unterschiede?

- E.3 Welche Rolle spielen dezentrale oder kommunale Infrastrukturdaten für Tempo und Qualität der Energiewende, und in welchen Bereichen besteht der größte Bedarf an zusätzlichen oder besseren Daten?

- E.4 Welches Potenzial hat eine integrierte Planung von Strom-, Wärme-, Gas-/Wasserstoff- und Breitbandinfrastrukturen, und welche zentralen Hemmnisse verhindern derzeit ihre Umsetzung?

- E.5 Welche weiteren politischen Handlungsempfehlungen richten Sie an EU, Bund, Länder und Kommunen, um die Energiewende erfolgreich umzusetzen?

A.4: Fragebogen Runde 2

A Allgemeine Einordnung

- Frage A1
  - Wie bewerten Sie diese Gruppenmeinung?
  - Welche konkreten Maßnahmen sind mit Blick auf die Transformation der Energieversorgung aus Ihrer Sicht zur Beseitigung von Hürden aus regulatorischen und politischen Rahmenbedingungen dringend zu ergreifen? Bitte nennen Sie drei bis fünf Maßnahmen und begründen Sie Ihre Antwort.

- Frage A2
  - Wie bewerten Sie diese Gruppenmeinung?
  - Welche konkreten Maßnahmen sind mit Blick auf die Gewährleistung der Versorgungssicherheit und den Strompreis aus Ihrer Sicht beim Ausbau der erneuerbaren Energien dringend zu ergreifen? Bitte nennen Sie drei bis fünf Maßnahmen und begründen Sie Ihre Antwort.

- Frage A3
  - Wie bewerten Sie diese Gruppenmeinung?
  - Welche konkreten Maßnahmen sind aus Ihrer Sicht erforderlich, um eine marktorientierte Technologieoffenheit zu gewährleisten, die Innovation fördert, Kostenrisiken begrenzt und Versorgungssicherheit sicherstellt? Bitte nennen Sie drei bis fünf Maßnahmen und begründen Sie Ihre Antwort.

- Frage A4
  - Wie bewerten Sie diese Gruppenmeinung?
  - Welche Schritte sind aus Ihrer Sicht zu priorisieren, um die Resilienz der Stromnetze angesichts zunehmender physischer und cyberphysischer Bedrohungen wirksam zu stärken? Bitte nennen Sie drei bis fünf Maßnahmen und begründen Sie Ihre Antwort.

B Status quo der Daseinsvorsorge: Charakteristika und Herausforderungen

- Frage B1
  - Wie bewerten Sie diese Gruppenmeinung?
  - Welche konkreten Maßnahmen sind dringend zu ergreifen, um Elektrifizierung, dezentrale Erzeugung, Flexibilität, Speicher und Digitalisierung als Transformationstreiber effizient zu integrieren? Bitte nennen Sie drei bis fünf Maßnahmen und begründen Sie Ihre Antwort.

- Frage B2
  - Wie bewerten Sie diese Gruppenmeinung?
  - Welche konkreten Maßnahmen erachten Sie als zwingend notwendig, um die o. g. Rahmenbedingungen schnell zu setzen sowie effektiv umzusetzen? Bitte nennen Sie drei bis fünf Maßnahmen und begründen Sie Ihre Antwort.

- Frage B3
  - Wie bewerten Sie diese Gruppenmeinung?
  - Welche unmittelbar umzusetzenden Schritte sind aus Ihrer Sicht notwendig, um die Potenziale von Digitalisierung und Messtechnik im Stromverteilnetz wirksam auszuschöpfen und bestehende Umsetzungshemmnisse zu überwinden? Bitte nennen Sie drei bis fünf Maßnahmen und begründen Sie Ihre Antwort.

- Frage B4
  - Wie bewerten Sie diese Gruppenmeinung?
  - Welche konkreten Maßnahmen sind dringend zu ergreifen, um die identifizierten Kostensenkungspotenziale beim Ausbau und der Digitalisierung der Stromverteilnetze tatsächlich zu realisieren? Bitte nennen Sie drei bis fünf Maßnahmen und begründen Sie Ihre Antwort.

- Frage B5
  - Wie bewerten Sie diese Gruppenmeinung?
  - Welche konkreten Änderungen (z. B. gesetzlich, regulatorisch oder organisatorisch) sind erforderlich, um Energy-Sharing-Modelle als praxistauglichen Bestandteil lokaler Energiewendestrategien zu etablieren? Bitte nennen Sie drei bis fünf Maßnahmen und begründen Sie Ihre Antwort.

- Frage B6
  - Wie bewerten Sie diese Gruppenmeinung?
  - Welche konkreten Maßnahmen sind aus Ihrer Sicht dringend umzusetzen, um die netzdienliche Integration von Batteriespeichern durch geeignete regulatorische und infrastrukturelle Rahmenbedingungen zu unterstützen? Bitte nennen Sie drei bis fünf Maßnahmen und begründen Sie Ihre Antwort.

C Strompreise

- Frage C1
  - Wie bewerten Sie diese Gruppenmeinung?
  - Welche konkreten Schritte sehen Sie vor dem Hintergrund von Entlastung, Effizienzsteigerung und institutionellen Rahmenbedingungen als zentral an, um die Strompreise nachhaltig zu senken? Bitte nennen Sie drei bis fünf Maßnahmen und begründen Sie Ihre Antwort.

- Frage C2
  - An welchem der nachfolgend genannten Pole würden Sie die aktuelle Energiepolitik verorten?
  - Welche konkreten Maßnahmen zum Gegensteuern erachten Sie als zwingend bzw. welche dennoch bestehenden Defizite müssten dringend behoben werden? Bitte nennen Sie drei bis fünf Maßnahmen bzw. Defizite und begründen Sie Ihre Antwort.

- Frage C3
  - Wie bewerten Sie diese Gruppenmeinung?
  - Welche der genannten Reformmaßnahmen sind aus Ihrer Sicht zu priorisieren? Bitte nennen Sie drei bis fünf Maßnahmen und begründen Sie Ihre Antwort.

E Regionale Energieversorgung und Infrastruktur

- Frage E1
  - Wie bewerten Sie diese Gruppenmeinung?
  - Welche konkreten Maßnahmen sind mit Blick auf das energiepolitische Zieldreieck dringend zu ergreifen? Bitte nennen Sie drei bis fünf Maßnahmen und begründen Sie Ihre Antwort.

- Frage E2
  - Wie bewerten Sie diese Gruppenmeinung?
  - Wie sollten Netzentgelte künftig ausgestaltet werden, um raumstrukturelle Nachteile besser auszugleichen und die Kosten gerechter zwischen Erzeuger- und Verbraucherregionen zu verteilen? Bitte nennen Sie drei bis fünf Vorschläge und begründen Sie Ihre Antwort.

- Frage E3
  - Wie bewerten Sie diese Gruppenmeinung?
  - Welche konkreten Maßnahmen sind mit Blick auf Datentransparenz und -standardisierung aus Ihrer Sicht dringend zu ergreifen, um Defizite bei der Datenqualität zu beseitigen? Bitte nennen Sie drei bis fünf Maßnahmen und begründen Sie Ihre Antwort.

- Frage E4
  - Wie bewerten Sie diese Gruppenmeinung?
  - Welche konkreten Schritte sollten aus Ihrer Sicht eingeleitet werden, um die integrierte Planung von Strom-, Wärme-, Gas-/Wasserstoff- und Breitbandinfrastrukturen in der Praxis erfolgreich umzusetzen? Bitte nennen Sie drei bis fünf Maßnahmen und begründen Sie Ihre Antwort.

- Frage E5
  - Wie bewerten Sie diese Gruppenmeinung?
  - In welchen konkreten Bereichen der aktuellen Energiepolitik sehen Sie Formen von Mikrosteuerung, und welche Maßnahmen sollten ergriffen werden, um diese zugunsten klarer, investitionsfreundlicher Rahmenbedingungen zu reduzieren? Bitte nennen Sie drei bis fünf Maßnahmen und begründen Sie Ihre Antwort.

KOWID – Kompetenzzentrum

KOWID
Kompetenzzentrum Öffentliche Wirtschaft
– Infrastruktur und Daseinsvorsorge e.V. –

Das Kompetenzzentrum Öffentliche Wirtschaft, Infrastruktur und Daseinsvorsorge e.V. an der Universität Leipzig ist ein interdisziplinärer Verbund von derzeit 22 Professuren und Instituten, der wissenschaftlich praxisorientiert zu Fragestellungen der Infrastrukturentwicklung, der Public Services und der öffentlichen Finanzen forscht. Die Professuren und Institute des Zentrums umgrenzen die Disziplinen Ökonomie, Jurisprudenz, Infrastrukturentwicklung, Politikwissenschaft, Gesundheitsökonomie, Pädagogik und Verwaltungswissenschaften.

Das Zentrum hat seinen Sitz in Leipzig und arbeitet seit 2009 deutschlandweit sowie zu europäischen Fragestellungen. Es verfügt über einen Praxisbeirat aus zahlreichen Institutionen. Inhaltliche Schwerpunktthemen bilden die Energiewirtschaft, Mobilität, Wohnungswirtschaft, Wasserver- und Abwasserentsorgung, öffentliche Finanzen, Verwaltung, Themen der Zusammenarbeit verschiedener Akteure (interkommunal und ÖPP), Smarte Infrastrukturen, Urbane Mobilität, Daseinsvorsorge, Wettbewerb etc. Besonders die Themen der Sektorenkopplung, der Vernetzung und Digitalisierung in der Infrastrukturentwicklung liegen im Forschungs- und Arbeitsfokus des Zentrums.

Dem Zentrum selbst ist ein intensiver Vernetzungsgedanke inhärent, sowohl wissenschaftlich als auch mit Blick auf die praxisorientierte Ausrichtung.

Ihr Ansprechpartner:

Dr. rer. pol. Oliver Rottmann
Dipl.-Volkswirt
Geschäftsführender Vorstand

Kompetenzzentrum Öffentliche Wirtschaft,
Infrastruktur und Daseinsvorsorge e.V.
an der Universität Leipzig
c/o Universität Leipzig
Neues Augusteum
Raum A 134 / 1. OG
Augustusplatz 10
04109 Leipzig

Tel.: +49 341-973 358 3
Fax: +49 341-973 358 9
rottmann@kowid.de

www.kowid.de

Verband kommunaler Unternehmen e. V.

VERBAND KOMMUNALER UNTERNEHMEN e.V.

Der Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU) vertritt über 1.600 Stadtwerke und kommunalwirtschaftliche Unternehmen in den Bereichen Energie, Wasser/Abwasser, Abfallwirtschaft sowie Telekommunikation. Mit rund 319.000 Beschäftigten wurden 2023 Umsatzerlöse von über 213 Milliarden Euro erwirtschaftet und mehr als 19 Milliarden Euro investiert. Im Endkundensegment haben die VKU-Mitgliedsunternehmen signifikante Marktanteile in zentralen Ver- und Entsorgungsbereichen: Strom 66 Prozent, Gas 65 Prozent, Wärme 72 Prozent, Trinkwasser 88 Prozent, Abwasser 50 Prozent. Die kommunale Abfallwirtschaft hat seit 1990 rund 90 Prozent ihrer CO2-Emissionen eingespart – damit ist sie der Hidden Champion des Klimaschutzes. Immer mehr Mitgliedsunternehmen engagieren sich im Breitbandausbau und investieren pro Jahr über 1 Milliarde Euro.

Ihr Ansprechpartner:

Jan Wullenweber
Bereichsleiter Energiesystem und Energieerzeugung

Verband kommunaler Unternehmen e.V.
Invalidenstr. 91
10115 Berlin

Tel.: +49 30 58580-380
Mobil: +49 170 8580380
wullenweber@vku.de

www.vku.de

Friedrich-Naumann-Stiftung für die Freiheit

FRIEDRICH NAUMANN STIFTUNG Für die Freiheit.

Die Friedrich-Naumann-Stiftung für die Freiheit bietet auf Grundlage der Idee des Liberalismus Angebote zur Politischen Bildung in Deutschland und in aller Welt. Mit unseren Veranstaltungen und Publikationen ermutigen wir Menschen, sich aktiv im politischen Geschehen einzumischen. Begabte junge Menschen fördern wir durch Stipendien. Seit 2007 ist der Zusatz „für die Freiheit" Bestandteil unseres Stiftungsnamens. Denn die Freiheit hat keine gute Konjunktur im Deutschland dieser Tage. Umso wichtiger ist es, für Freiheit zu werben und darum, die Verantwortung wahrzunehmen, die mit Freiheit einhergeht. Wir tun dies seit unserer Gründung am 19. Mai 1958. Unsere Geschäftsstelle ist in Potsdam, Büros unterhalten wir in ganz Deutschland und wir stehen im politischen Dialog mit über 60 Ländern weltweit. Im Ausland fördert die Friedrich-Naumann-Stiftung für die Freiheit den Aufbau demokratischer, marktwirtschaftlicher und rechtsstaatlicher Strukturen, damit immer mehr Menschen in liberalen, demokratischen Gesellschaften leben können. Unsere Büros informieren über aktuelle Entwicklungen der Weltregionen und arbeiten vor Ort mit zahlreichen Partnern zusammen.

Unser Stiftungsauftrag

Interesse will gebildet sein: Politische Bildung

Verständnis ist die wichtigste Voraussetzung für politische Beteiligung. Deshalb wollen wir durch die politische Bildung den Menschen den Liberalismus nahebringen – und damit auch begreifbar machen. Politische Bildung findet aber nicht nur im Kopf statt – im Mittelpunkt unserer Arbeit steht der ganze Mensch mit seinen Werten und Ideen, die es zu verändern oder zu bestärken gilt.

Erfahrung ist unersetzlich, aber austauschbar: Politikdialog

Im Politikdialog pflegen wir auf der ganzen Welt den Austausch von Ideen, Erfahrungen und Meinungen. Vom bekannten Wirtschaftsexperten bis zur noch unbekannten Nachwuchspolitikerin – in unseren Diskussionsrunden, Seminaren und Tagungen finden ganz unterschiedliche Menschen zusammen. Gemeinsam tüfteln sie an neuen Lösungen und bringen liberale Ideen voran.

Gemeinsam zur Lösung: Politikberatung

Im Mittelpunkt der Politikberatung steht die Lösung politischer, wirtschaftlicher und sozialer Probleme. Wir unterstützen unsere liberalen Partner im Ausland auf vielfältige Weise, zum Beispiel in der Stärkung des organisierten Liberalismus und bei der Entwicklung und dem Aufbau rechtsstaatlicher Strukturen.

Ihr Ansprechpartner:

Dr. Dirk Assmann

Friedrich-Naumann-Stiftung für die Freiheit
Fachbereich Politik, Analyse und Kampagnenführung
Abteilung Themenmanagement und Kampagnenführung
Karl-Marx-Straße 2
14482 Potsdam

Mobil: +49 171 5625682
dirk.assmann@freiheit.org

www.freiheit.org

BDO AG Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

BDO bietet deutschlandweit an 28 Standorten die höchste Betreuungs- und Leistungsqualität im Beratungs- und Prüfungsgeschäft. Unsere Kundinnen und Kunden profitieren darüber hinaus von der langjährigen Erfahrung unserer Expertinnen und Experten unserer bundesweiten Fachbereiche. Das umfassende Leistungsportfolio setzt sich aus Wirtschaftsprüfung und prüfungsnahen Dienstleistungen, Advisory Services und dem Bereich Tax & Legal zusammen. Dieser umfasst unter anderem die Lohnbuchhaltung und Steuerberatung. Die Expertenteams von BDO bieten einen bereichsübergreifenden Full Service, der mehr als 400 Einzelservices umfasst und optimal an individuelle Anforderungen angepasst ist.

Mehr als 3.000 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter betreuen Ihr Unternehmen deutschlandweit – persönlich, engagiert und mit hoher fachlicher Expertise. Regionale Verwurzelung in Verbindung mit internationaler Vernetzung kennzeichnet unser umfangreiches Leistungsangebot. Wir sind Mitgründer des internationalen BDO Netzwerks, für das in derzeit 166 verschiedenen Ländern insgesamt über 115.000 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter tätig sind. Damit ist BDO die einzige Beratungs- und Prüfungsorganisation mit europäischen Wurzeln, die global agiert.

Das fortgesetzte Wachstum von BDO in den letzten Jahren ist Ergebnis der klaren strategischen Ausrichtung auf die Anforderungen der Kundinnen und Kunden, unterstützt durch ein konsequentes Übernahme- und Konsolidierungsprogramm zum weiteren Ausbau des Leistungsspektrums und der Leistungsfähigkeit von BDO. Hierzu gehört auch die Spezialisierung auf energiewirtschaftliche Themen. In unserem Bereich Power, Energy & Utilities stehen Expertinnen und Experten unserer drei Unternehmensbereiche Wirtschaftsprüfung, Tax & Legal sowie Advisory Services bereit, um Sie mit passgenauen Prüfungs- und Beratungsdienstleitungen bei Ihren anstehenden Aufgaben zu unterstützen. Durch unsere Erfahrungen im Bereich Transaktionsberatung, Due Dilligence und Bewertung von Regionalversorgungsunternehmen, Netzen sowie Windparks konnte ein vielfältiges Know-how im Energiebereich aufgebaut werden.

Ihr Ansprechpartner:

André Horn
Partner Advisory Services, Power,
Energy & Utilities

BDO AG Wirtschaftsprüfungsgesellschaft
Fuhlentwiete 12
20355 Hamburg

Tel.: +49 40-30 293 563
andre.horn@bdo.de

www.bdo.de

Sächsische Aufbaubank – Förderbank

Die SAB wurde 1991 gegründet und ist die Förderbank des Freistaates Sachsen. Sie unterstützt den Freistaat Sachsen bei der Erfüllung seiner öffentlichen Aufgaben. Im Rahmen ihres Förderauftrags ist die SAB vorrangig in den Bereichen Wohnungsbau, Wirtschaft, Infrastruktur und Kommunales, Bildung und Soziales sowie Umwelt- und Landwirtschaft tätig. Zur Durchführung ihrer Aufgaben vergibt die SAB Zuschüsse und Darlehen, übernimmt Bürgschaften und geht Beteiligungen ein.

Ihr Ansprechpartner:

Robert Schurzig
Clusterlead
Corporate Finance/Kreditgeschäft & Beteiligungen

Sächsische Aufbaubank – Förderbank

Tel.: +49 341 70292-3900
robert.schurzig@sab.sachsen.de

www.sab.sachsen.de

EXAVY GmbH – Contractor und Erfahrungsträger im Markt der Netze und der Energiedienstleistungen

Die EXAVY GmbH ist ein Projektentwickler für nachhaltige Energie- und Infrastrukturlösungen, Investor und Contractor.

Mit Sitz in Leipzig begleitet EXAVY den gesamten Lebenszyklus moderner Netzinfrastrukturen – von der ersten Idee über die Machbarkeitsstudie bis zur Finanzierung und Organisationsentwicklung. EXAVY bietet und integriert ein breites Spektrum an Leistungen entlang der Wertschöpfungskette der Projektentwicklung über die Planung bis zum baufertigen Konzept, integriert Finanzierungsmodelle und Fördermittel und steuert den Betrieb und das Contracting. Im Fokus stehen Wärme-, Strom- und Glasfasernetze, die als Rückgrat einer klimaneutralen und digitalen Gesellschaft entwickelt werden. In der Planung, dem Bau und dem Betrieb stützt sich EXAVY auf ein leistungsfähiges Netzwerk von Partnern und Lieferanten. Daneben werden Projektpartner und Kunden zu Energielösungen, Kommunikationsnetzen, Fördermittelmanagement und Nachhaltigkeit beraten.

EXAVY bündelt und integriert die langjährigen Erfahrungen und Netzwerke der Unternehmen TKI mbH und aastrix GmbH. Diese umfassen eine enge Zusammenarbeit mit Gebietskörperschaften im Zuge von Infrastrukturprojekten, Fördermittelmanagement, die gesamte Wertschöpfungskette von Infrastrukturprojekten (Projektentwicklung, Projektmanagement, ganzheitlich Planung, Umsetzung, Abrechnung und Dokumentation, Finanzierung, Betrieb).

Mission & Vision

Unsere Mission ist es, die Energiewende durch resiliente und innovative Infrastrukturen zu beschleunigen. EXAVY steht für Lösungen, die Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Klimaneutralität vereinen.

Unsere Vision ist eine nachhaltige, souveräne und digitale Energieversorgung für alle – in Kommunen, in der Industrie und für Bürgerinnen und Bürger.

Märkte

EXAVY arbeitet für und mit verschiedenen Marktpartnern:

- Kommunen und Stadtwerke: Entwicklung von Wärmenetz- und Glasfaserstrategien mit regionalem Nutzen.
- Wohnungswirtschaft & Projektentwickler: Energie- und Infrastrukturkonzepte für Neubau, Quartiere und Sanierungsprojekte.
- Versorger und Industrie: Planung von resilienten Netzen für Versorgungssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit.
- Energiegenossenschaften & Bürgerenergie: Partizipative Modelle, die Bürger aktiv in die Energiewende einbinden.

Marktposition & Trends

EXAVY ist im dynamischen Markt für Energy-as-a-Service (EaaS) positioniert, der sich bis 2030 von 51,88 Mrd. EUR auf 100,33 Mrd. EUR nahezu verdoppeln wird (CAGR 11,6 %). Die Energiewelt befindet sich im Umbruch: Dekarbonisierung, Dezentralisierung, Smart Grids, Microgrids, IoT und KI verändern die Art, wie Energie geplant, erzeugt und genutzt wird. EXAVY entwickelt Lösungen, die diese Trends aufgreifen und praxisnah umsetzen – immer mit dem Ziel, skalierbare, sichere und nachhaltige Infrastrukturen zu schaffen.

Ihr Ansprechpartner:

Dr. Daniel Kilper
Geschäftsführer

EXAVY GmbH
August-Bebel-Str. 41
D-04275 Leipzig

Tel.: +49 341-250 4008
info@exavy.com

IDI – Initiative deutsche Infrastruktur e.V.

Die IDI - Initiative deutsche Infrastruktur e.V. ist eine unabhängige Plattform. Sie engagiert sich für die Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit Deutschlands durch Investitionen in essenzielle Infrastruktur. Mitglieder sind alle relevanten Interessengruppen, v.a. Vertreter deutscher Altersvorsorgeeinrichtungen, wie z.B. Versicherungen, Versorgungswerke und Pensionskassen, die branchen- und regionenübergreifend ein Kapitalanlagevermögen von zusammen rund 400 Mrd. EUR repräsentieren.

Ziel ist hierbei die Steigerung des Bewusstseins für die große Bedeutung von privaten Infrastrukturinvestitionen, in Ergänzung zu Mitteln der öffentlichen Hand. Dies wird durch den intensiven Austausch mit Politik, Kommunen, Verbänden und der Wirtschaft ermöglicht.

Über den hochkarätig besetzten Vorstand und die Arbeitskreise nimmt die IDI Stellung zu Themen rund um deutsche Infrastrukturvorhaben wie z.B. Telekommunikations-, Energie- und Verkehrsnetze. Sie informiert dabei über die Vorteile deutscher Altersvorsorgeeinrichtungen als attraktiven Partner.

Ihr Ansprechpartner:

Anja Biermann
Leitung der Geschäftsstelle

IDI – Initiative deutsche Infrastruktur e.V.
Klettenbergstraße 12
60322 Frankfurt am Main

Tel.: +49 69 17537267 -10
anja.biermann@deutsche-infrastruktur.org

MENOLD BEZLER Rechtsanwälte Steuerberater Wirtschaftsprüfer Partnerschaft mbB

MENOLD BEZLER

Menold Bezler ist eine unabhängige, multidisziplinäre Partnerschaft mit Sitz in Stuttgart. Das Unternehmen vereint Recht, Steuern und Wirtschaft unter einem Dach und begleitet mittelständische Unternehmen, Konzerne, die öffentliche Hand sowie NGOs bei komplexen wirtschaftsrechtlichen Fragestellungen. Wir bündeln die Kompetenzen von rund 400 Mitarbeitenden, darunter 220 Beratende aus den Bereichen Recht, Steuern, Wirtschaftsprüfung und Unternehmensberatung.

Als verlässlicher Partner der öffentlichen Hand bieten wir eine in der Praxis bewährte Rundum-Beratung, gestützt auf fundierte Kenntnisse der besonderen Strukturen und Entscheidungspro¬zesse öffentlicher Institutionen.

Dank unserer multidisziplinären Beratungspraxis konnten wir in den vergangenen Jahren Städte und Gemeinden sowie Stadtwerke fachübergreifend in Fragen der Transformation der Energieversorgung und deren Finanzierbarkeit unterstützen, insbesondere im Bereich Erneuerbare Energien und Wärmeplanung/Wärmeversorgung vor Ort.

Ihre Ansprechpartner:

Dr. Beatrice Fabry (Recht)
Rechtsanwältin / Fachanwältin für Vergaberecht

Tel.: +49 711-86040 650
beatrice.fabry@menoldbezler.de

Karl-Heinz Burkhardt (Steuer)
Diplom-Ökonom, Wirtschaftsprüfer,
Steuerberater

Tel.: +49 711 86040 073
karl-heinz.burkhardt@menoldbezler.de

Daniel Haug (Prüfung)
Diplom-Kaufmann / Wirtschaftsprüfer /
Steuerberater / Certified Valuation Analyst

Tel.: +49 711 86040 044
daniel.haug@menoldbezler.de

Lausitz Energie Kraftwerke AG

Der zweitgrößte Stromerzeuger Deutschlands und einer der größten privaten Arbeitgeber in Ostdeutschland treibt den Aufbau einer Gigawatt-Factory auf Basis erneuerbarer Stromerzeugung voran, mit dem Ziel, bis 2030 bis zu 7 Gigawatt und bis 2040 bis zu 14 Gigawatt an Grünstromerzeugung verfügbar zu machen. Investitionen in den Ausbau von Speicherkapazitäten, die Entwicklung wasserstofffähiger Kraftwerke, sowie die Energiegewinnung aus Biomasse sind zentrale Bestandteile der Transformation vom konventionellen Energieversorger zum breit aufgestellten Energiewendeunternehmen.

Ihr Ansprechpartner:

Dr. Maren Jasper-Winter
Head of Public Affairs

Lausitz Energie Kraftwerke AG
Friedrichstraße 100
10117 Berlin

Mobil: +49 152 01523150
maren.jasper-winter@leag.de

www.leag.de

