

dena- Verteilnetzstudie II

Energiewende im Verteilnetz

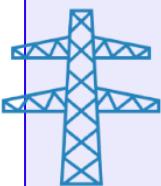
Webinar-Serie 04.07.2025 – 17.07.2025

dena

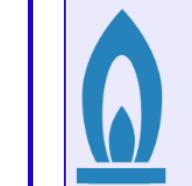
Das Webinar wird aufgezeichnet.

- Die Aufnahme bezieht sich nur auf die Präsentation der Studienergebnisse. Die anschließende offene Fragerunde wird nicht aufgezeichnet.
- Sie haben die Möglichkeit, Fragen im F&A-Bereich einerseits anonym zu stellen und auch Ihren angezeigten Namen eigenständig anpassen.
- Bitte keine Fragen doppelt stellen: Voten sie die bestehenden Fragen gerne mit  hoch!

Die Verteilnetze kommen zunehmend an Grenzen



Dezentraler EE-Zubau, Elektromobilität und Wärmepumpen treiben den Ausbaubedarf



Gas- und Wärmenetze müssen transformiert werden, um Klimaziele zu erreichen



Rekordinvestitionen treffen auf knappe Ressourcen, begrenzte Planungs- und Baukapazitäten

Zwischen Finanzierbarkeit, Geschwindigkeit und Bezahlbarkeit

Transformation braucht Balance: Drei Ziele, ein Ordnungsrahmen

- Investitionen müssen planbar, finanzierbar und effizient sein.
- Energiepreise für Haushalte & Wirtschaft müssen tragbar bleiben.
- Dafür braucht es einen verlässlichen Ordnungsrahmen & gute Investitionsbedingungen.



Warum eine neue Verteilnetzstudie?

26 Praxispartner und drei Gutachter

- In der dena-Verteilnetzstudie I 2012 waren die Stromnetze im Fokus, jetzt die **spartenübergreifende Betrachtung**.
- Die Studie ergänzt Energiesystemstudien um **betriebswirtschaftliche Perspektive**.
- Ergebnis sind **praxistaugliche Handlungsoptionen** für VNB und Politik.



Agenda 07.07.

- Einordnung in den Kontext der Gesamtstudie (BET)
- Entwicklung der Stromverteilnetze und technische Herausforderungen (BMU/BUW)
- Betriebswirtschaftliche Analyse der Transformation im Stromverteilnetz (BET)
- Handlungsbedarfe für Politik und Unternehmen (BET)
- Fragen und Diskussion (dena)

dena-Verteilnetzstudie II

**Webinar 2: Herausforderungen und Handlungsempfehlungen für
den Ausbau der Stromverteilnetze**

Juli 2025

Agenda

1	Einordnung in den Kontext der Gesamtstudie	12:15 – 12:25
2	Entwicklung der Stromverteilnetze und technische Herausforderungen	12:25 – 12:40
3	Betriebswirtschaftliche Analyse der Transformation im Stromverteilnetz	12:40 – 12:55
4	Handlungsbedarfe für Politik und Unternehmen	12:55 – 13:10
5	Q&A	13:10 – 13:30



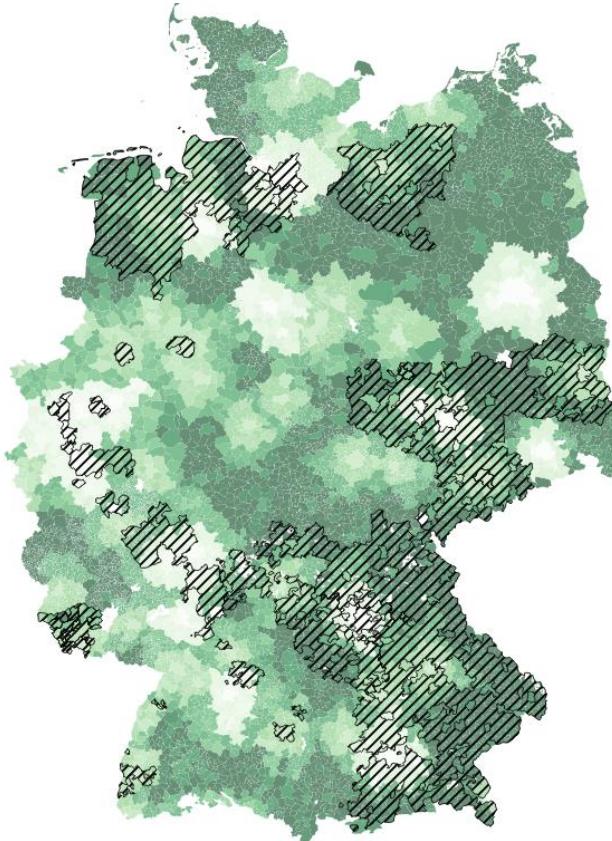
Agenda

1	Einordnung in den Kontext der Gesamtstudie	12:15 – 12:25
2	Entwicklung der Stromverteilnetze und technische Herausforderungen	12:25 – 12:40
3	Betriebswirtschaftliche Analyse der Transformation im Stromverteilnetz	12:40 – 12:55
4	Handlungsbedarfe für Politik und Unternehmen	12:55 – 13:10
5	Q&A	13:10 – 13:30



Die Verteilnetzstudie II analysiert die wesentlichen Herausforderungen für VNB im Zuge der Transformation und entwickelt passende Handlungsempfehlungen

Netzgebiete (Strom) der Studienpartner



26 Netzbetreiber aus mit den Sparten Strom, Gas und Wärme haben die Erstellung des Gutachtens begleitet

Ziele und Scope

- Ziel der Untersuchung:
 - Ganzheitliche und spartenübergreifende Beschreibung der Herausforderungen für Verteilnetzbetreiber in der aktuellen Phase der Energiewende
 - Transfer der Herausforderungen von der System- in die Unternehmensperspektive
- Identifizierte Handlungsfelder:

I
Finanzierung der
benötigten
Infrastrukturen

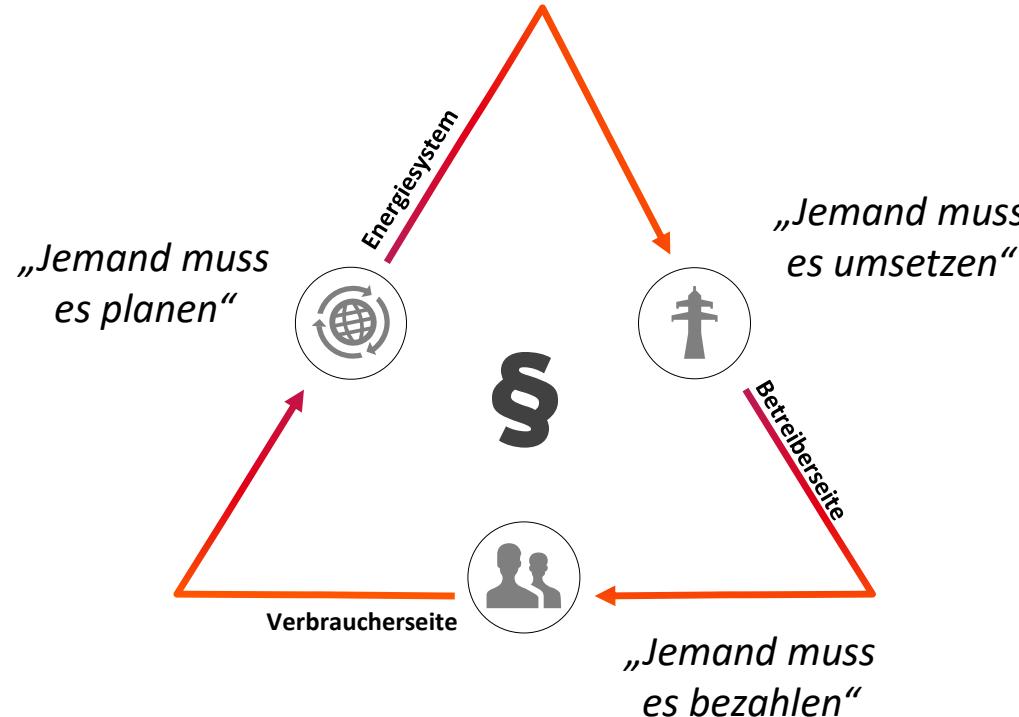
II
Weiterentwicklung
einer **koordinierten**
Planung

III
Umsetzen der
Digitalisierung
zur Hebung
netzdienlicher Effekte

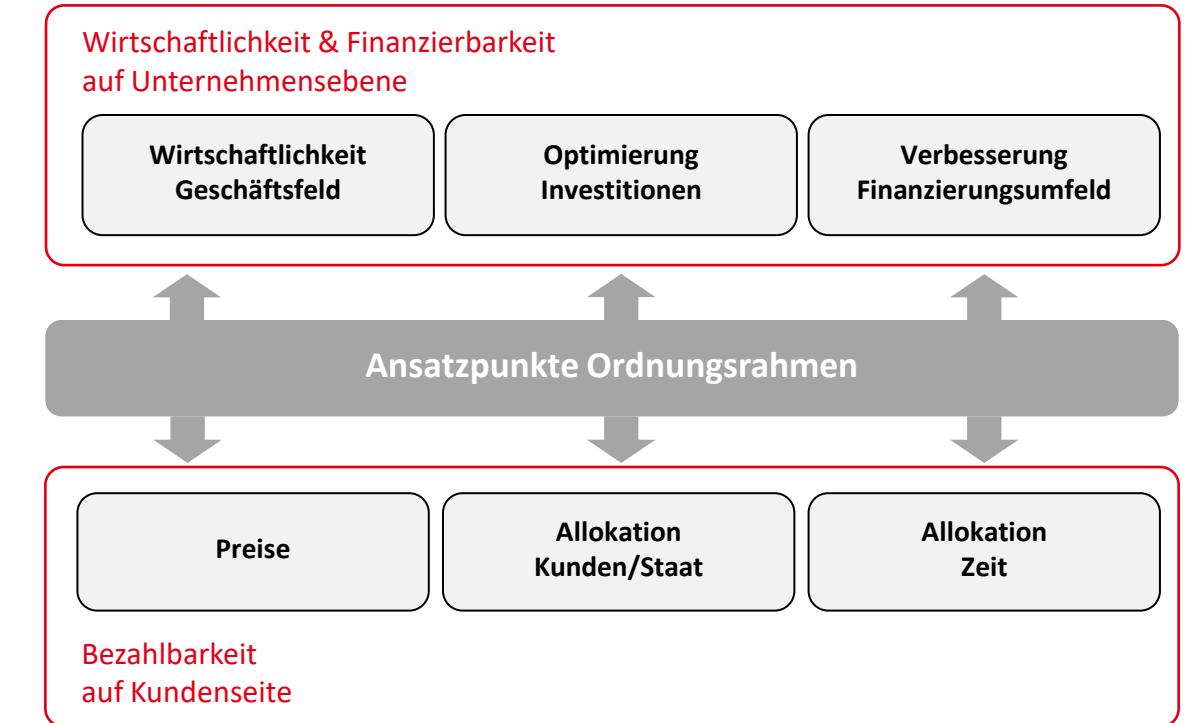
IV
Umgang mit
steigenden
Ressourcen-bedarfen

Um im Spannungsfeld Energiesystem, Betreiber- und Verbraucherseite ein Ausgleich herzustellen, müssen Maßnahmen für Wirtschaftlichkeit und Bezahlbarkeit ergriffen werden

Zieldreieck der Transformation



Ansatzpunkte Weiterentwicklung Ordnungsrahmen



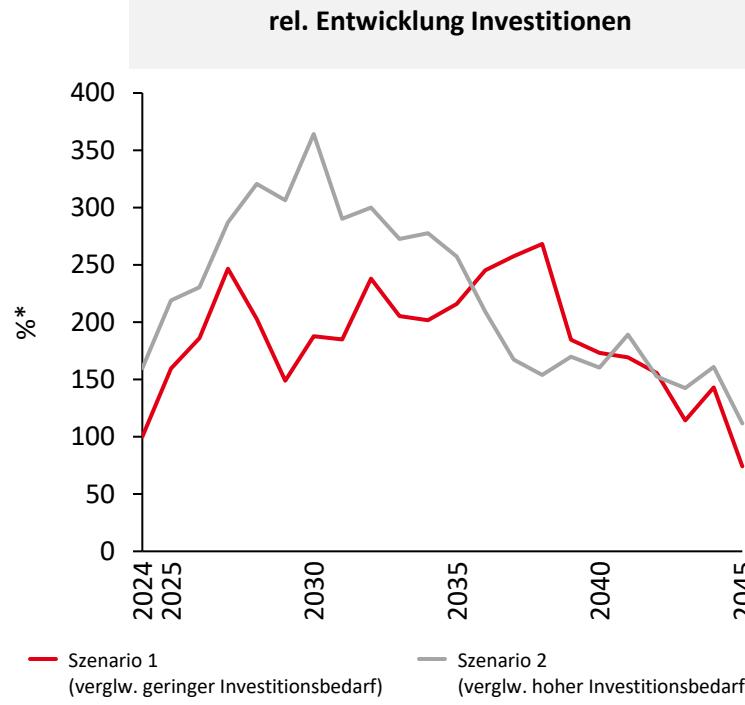
Eine erfolgreiche Transformation muss einen Ausgleich zwischen Ausbaubedarfen für Klimaziele, Wirtschaftlichkeit für Betreiber und Bezahlbarkeit für Verbraucher schaffen

Je nach Sparte sind unterschiedliche Ansatzpunkte für Weiterentwicklung des Ordnungsrahmens erforderlich

Für die Transformation im aktuellen Ordnungsrahmen fehlt betreiberseitig die Wirtschaftlichkeit und verbraucherseitig die Bezahlbarkeit



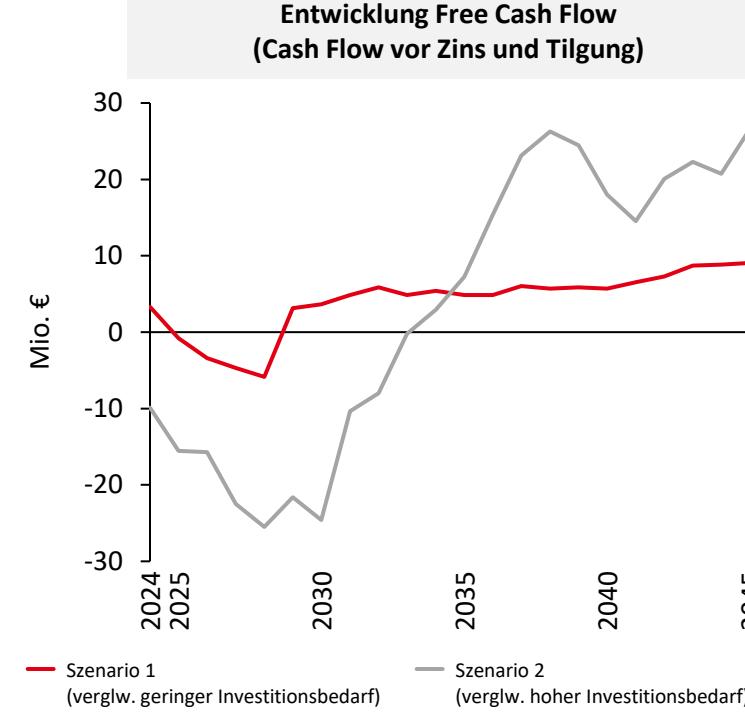
Energiesystem



Transformation erfordert Investitionen, die die Investitionen im Ausgangsjahr durchschnittlich um 85% - 125% übersteigen



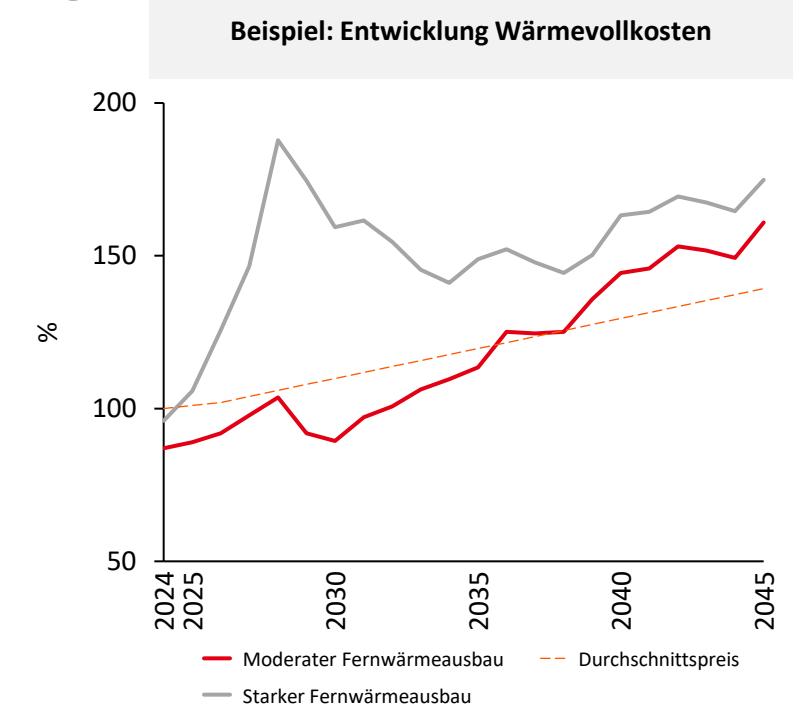
Betreiberseite



Angespannte finanzielle Situation, da hohe Anfangsinvestitionen nicht durch laufende Einnahmen gedeckt sind

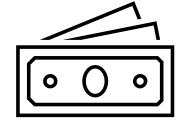
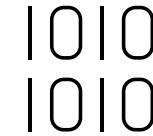
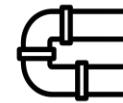
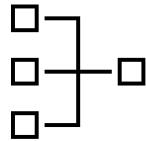


Verbraucherseite



Kosten der Transformation v.a. für die Wärme nicht vollständig auf Endkunden wälzbar. Vergleichbare Ergebnisse auch in anderen Sparten.

Die spezifischen Herausforderungen und Handlungsfeldern werden in sechs Webinaren zwischen 04.07. und 17.07. vorgestellt



Webinar 1
04.07.

Energiewende im
Verteilnetz aus
System- und
Unternehmens-
perspektive

Webinar 2
07.07.

**Herausforderungen
und Handlungs-
empfehlungen für den
Ausbau der
Stromnetze**

Webinar 3
08.07.

**Herausforderungen
und Handlungs-
empfehlungen für die
Transformation der
Gasnetze**

Webinar 4
09.07.

**Herausforderungen
und Handlungs-
empfehlungen für
den Ausbau von
Fernwärme und
erneuerbarer
Wärmeerzeugung**

Webinar 5
10.07.

**Digitalisierung als
Baustein für die
Transformation im
Verteilnetz**

Webinar 6
17.07.

**Instrumente zur
Finanzierung der
Verteilnetz-
infrastrukturen**

Agenda

-
- | | | |
|---|---|----------------------|
| 1 | Einordnung in den Kontext der Gesamtstudie | 12:15 – 12:25 |
| 2 | Entwicklung der Stromverteilnetze und technische Herausforderungen | 12:25 – 12:40 |
| 3 | Betriebswirtschaftliche Analyse der Transformation im Stromverteilnetz | 12:40 – 12:55 |
| 4 | Handlungsbedarfe für Politik und Unternehmen | 12:55 – 13:10 |
| 5 | Q&A | 13:10 – 13:30 |
-



Herausforderungen im Stromnetz

Neben dem Ausbaubedarf nehmen Unsicherheit und Dynamik zu

In der technischen Modellierung betrachtete Treiber



Zunehmender Leistungsbedarf durch Elektrifizierung der Wärme und Mobilität auf allen Spannungsebenen



Zunahme volatiler Einspeisung (Wind, PV) auf allen Spannungsebenen



Digitalisierung: Überwachung und Steuerung u.a. gemäß EnWG § 14a, Redispatch 2.0, GNDEW

Netzorientierte Flexibilitätsnutzung: Steuerungsansätze beeinflussen Netzausbaubedarf

Weitere wesentliche Treiber



Bedarf Netzanschlusskapazität durch Großspeicher



Potenzieller Lastzuwachs durch Elektrolyseure



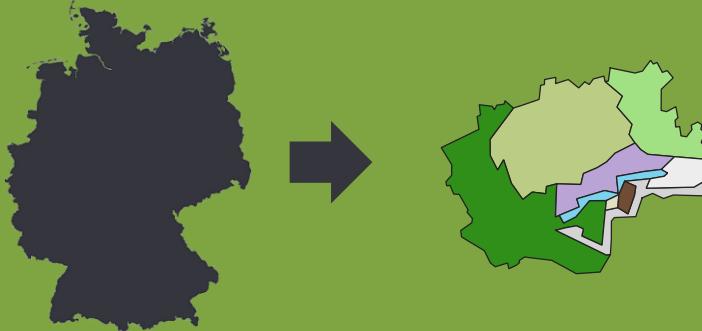
Höhere Prognoseunsicherheit durch dynamische Tarife und neue Verbrauchsmuster

Ableitung zukünftiger Stromnetzbedarfe

Top-Down-Analyse (quantitativ) und Bottom-Up-Betrachtung (qualitativ)

Top-Down

- Ermittlung und Übertragung netzstruktureller Kennzahlen auf Musterhäuser
- Abschätzung des spezifischen Ausbaubedarfs je Spannungsebene (HS/MS/NS)



Ableitung von technischen Mengengerüsten



- Ermittlung energetischer Anforderungen auf Quartiersebene
- Qualitative Diskussion von Maßnahmen
- Einflussfaktoren für die Subvarianten in der Sparte Strom



Diskussion von Herausforderungen und Lösungen



Bottom-Up

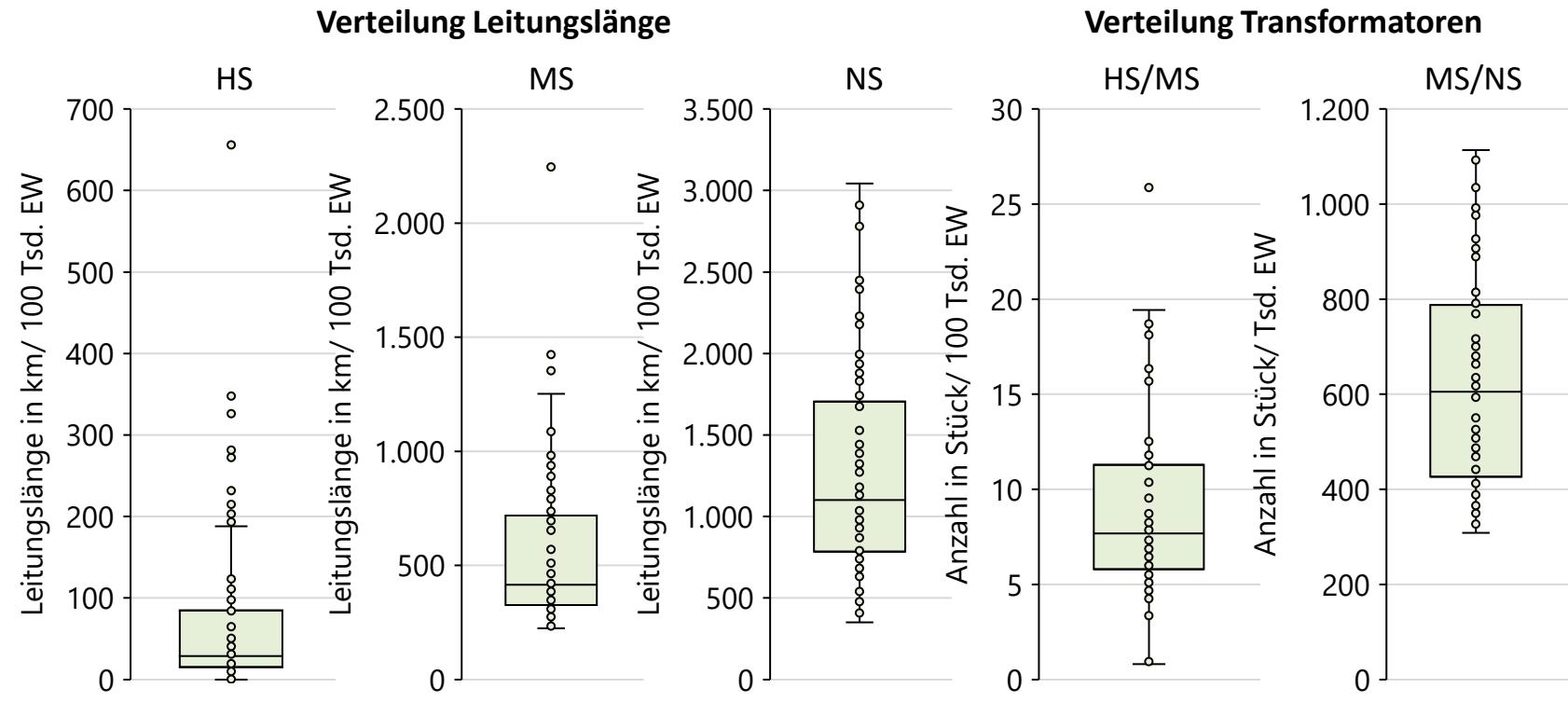
Versorgungsaufgabe teils sehr Unterschiedlich

Verteilungsanalyse von Netzstrukturparametern für Musterhäuser

Die ca. 80 veröffentlichtungspflichten
VNBs nach §14d EnWG repräsentieren:

- 82% der geographischen Fläche Deutschlands
- 76% der Einwohner Deutschlands

- Netzstrukturparameter nach §23c EnWG
- Skalierung der Netzstrukturparameter der VNBs auf 100.000 Einwohner
- Verteilung typischer Ausprägungen von Netzstrukturparameter



Darstellung der Verteilung von Assetbeständen je Netzebene für Verteilnetzbetreiber mit mehr als 100.000 Netzkunden.
Alle Werte sind normiert auf 100.000 Einwohner („Musterhausen“) zur vergleichbaren Skalierung der Netzstrukturparameter.

Unteres Quartil	Oberes Quartil	Ausreißer		Leitungslänge in km		Transformatoren in Stück		
Unterer Whisker	Median	Oberer Whisker		Hochspannung (HS)	Mittelspannung (MS)	Niederspannung (NS)	HS / MS	MS / NS
		∞	Oberes Quartil (eher ländlich)	85	718	1.699	11	780
		∞	Median	31	415	1.101	8	605
		∞	Unteres Quartil (eher städtisch)	15	327	791	6	427

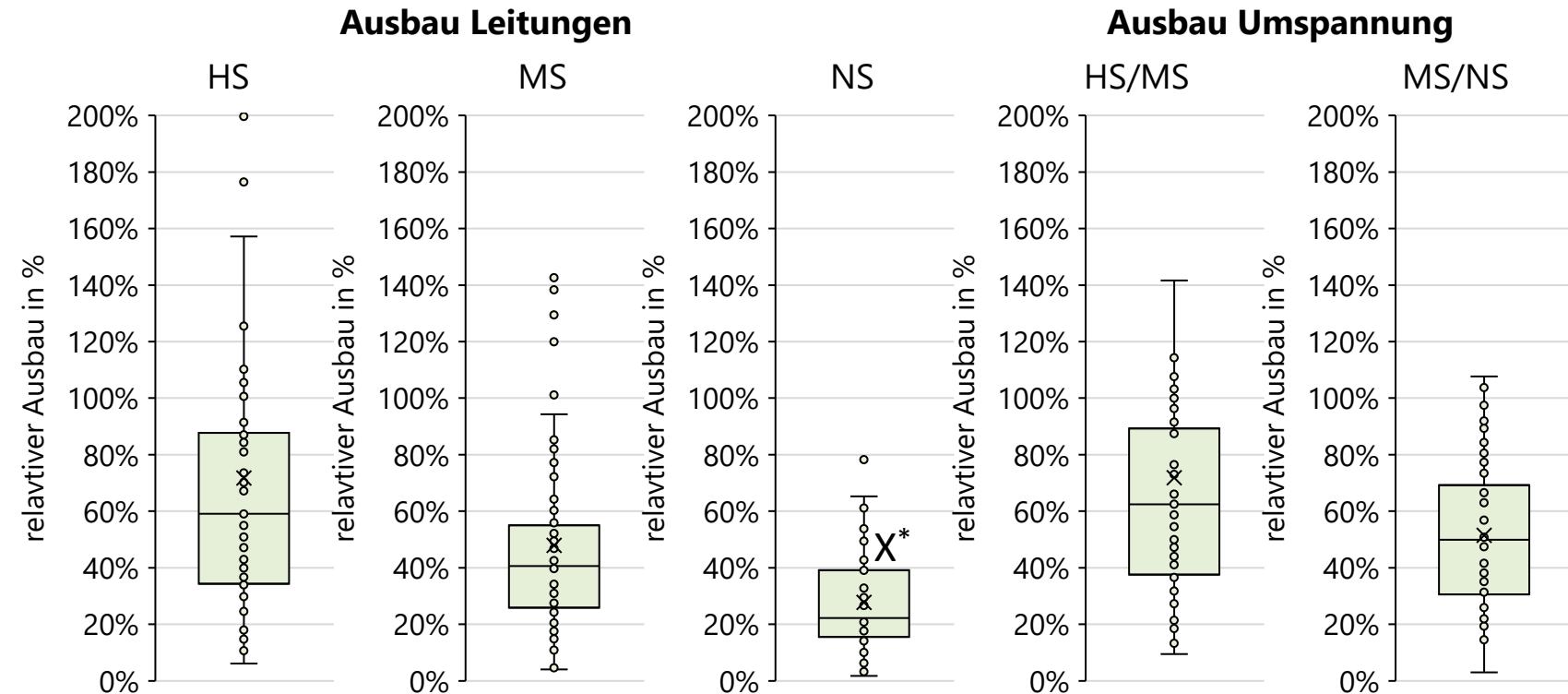
Hoher Netzausbaubedarf auf allen Spannungsebenen

Analyse der Netzausbaupläne gemäß § 14d EnWG

Die ca. 80 veröffentlichten
VNPs nach §14d EnWG repräsentieren:

- **82% der geographischen Fläche** Deutschlands
- **76% der Einwohner** Deutschlands

- Auswertung der Netzausbaupläne
- Verteilung der prognostizierten Ausbaumaßnahmen je Spannungsebene für deutschlandweite Verteilnetzbetreiber



X*: Der Ausbaubedarf in der Niederspannungsebene wird in den NAPs möglicherweise unterschätzt – andere Studien gehen von einem Leitungsbedarf von rund 45 % aus.
z.B. : BDEW, ZVEI, "Quantifizierung der Technologiebedarfe in deutschen Verteilnetzen" (2024)

Der Netzausbau ist flächendeckend notwendig – kann aber regional und netzebenspezifisch sehr unterschiedlich ausgeprägt sein.

Untersuchungsvarianten Stromnetz

Referenzpfade, Planungsannahmen und Versorgungsstrukturen im Vergleich

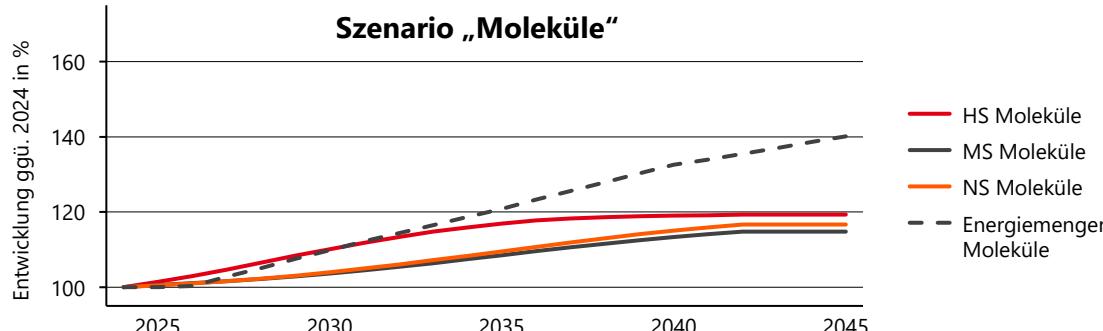
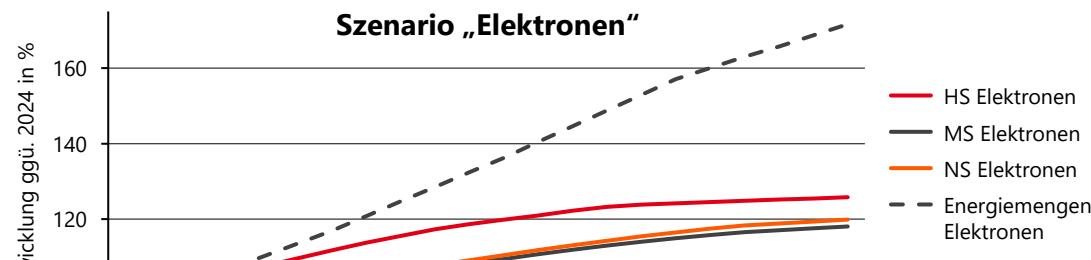
Übersicht Varianten Strom			
Referenz- pfade		Referenz	
		<ul style="list-style-type: none">➤ Musterhausen➤ Netzausbaubedarf entsprechend Medianwerte des NAP➤ Transformationspfad „Elektronen“ gemäß Bundes-Langfristszenarien	
		<ul style="list-style-type: none">➤ Transformationspfad „Moleküle“ gemäß Bundes-Langfristszenarien	
Planungs- varianten		Low CAPEX	
		<ul style="list-style-type: none">➤ -30% Netzausbaubedarf durch netzorientierte Flexibilitätsnutzung und Anwendung weiterentwickelter Planungs- und Betriebsgrundsätze	
High CAPEX			
		<ul style="list-style-type: none">➤ Erhöhter Netzausbaubedarf (+20 %) aufgrund Unsicherheiten in der Entwicklung von Last- und Einspeisebedarfe.➤ Planung erfolgt unter unvollständiger Informationslage (konsekutive Planung).	
Beschleunigte Transformation			
		<ul style="list-style-type: none">➤ Schneller EE-Ausbau oder ambitionierte regionale Klimaziele führen zu einem Vorziehen der Ausbauschritte gegenüber der Referenz (2040 statt 2045)	
Versorger- varianten		Flächennetzbetreiber	
		<ul style="list-style-type: none">➤ Versorgungsgebiet mit rund 2 Mio. Einwohnern➤ Betreiber mit großem, heterogenem Versorgungsgebiet; Investitionen (z. B. Umspannwerke) erfolgen gleichmäßiger verteilt.	
Flächennetzbetreiber mit Redispatch			
		<ul style="list-style-type: none">➤ Netzausbau verzögert sich durch Restriktionen und Widerstände. Redispatch führt zu zusätzlichen Kosten.	

Die Varianten spiegeln unterschiedliche Entwicklungspfade und Unsicherheiten wider – von technologischem Fortschritt über politische Zielverschärfungen bis zu heterogenen Versorgungsstrukturen.

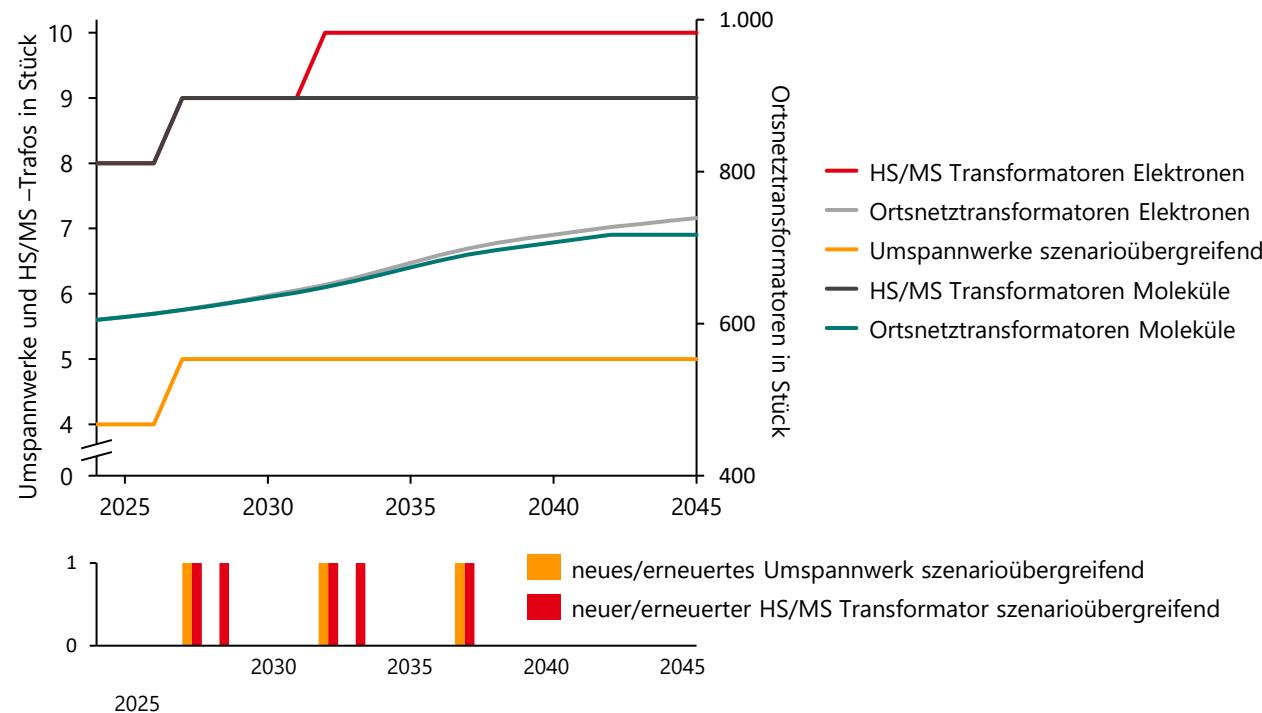
Übersicht Entwicklung der Mengengerüste

Steigende Bedarfe in allen Netzebenen

Entwicklung Leitungskilometer und Energiemenge (%)



Entwicklung Netzstationen und Umspannwerke



- Der Bedarf steigt in allen Betriebsmittelgruppen um ca. 20–25 %, um die Transformationsziele zu erreichen.
- Zusätzlich ist der Ersatz und die Kapazitätserhöhung bestehender Betriebsmittel zu berücksichtigen
- Der Ausbau konzentriert sich zeitlich auf die Mitte der 2030er Jahre.

- Neben dem Leitungsausbau ist der Neubau bzw. Ausbau von Umspannwerken und Netzstationen zentral.
- In Musterhausen erfolgt die Errichtung neuer Umspannwerke als Sprunginvestition in den Jahren 2027, 2032 und 2037.

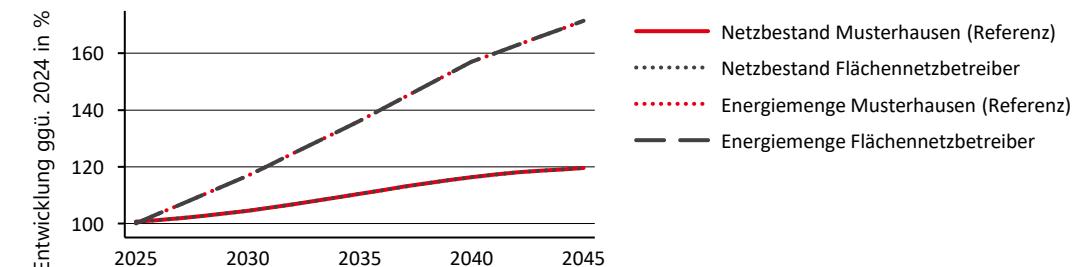
Übersicht Entwicklung der Mengengerüste

Vergleich Musterhausen mit der Musterregion

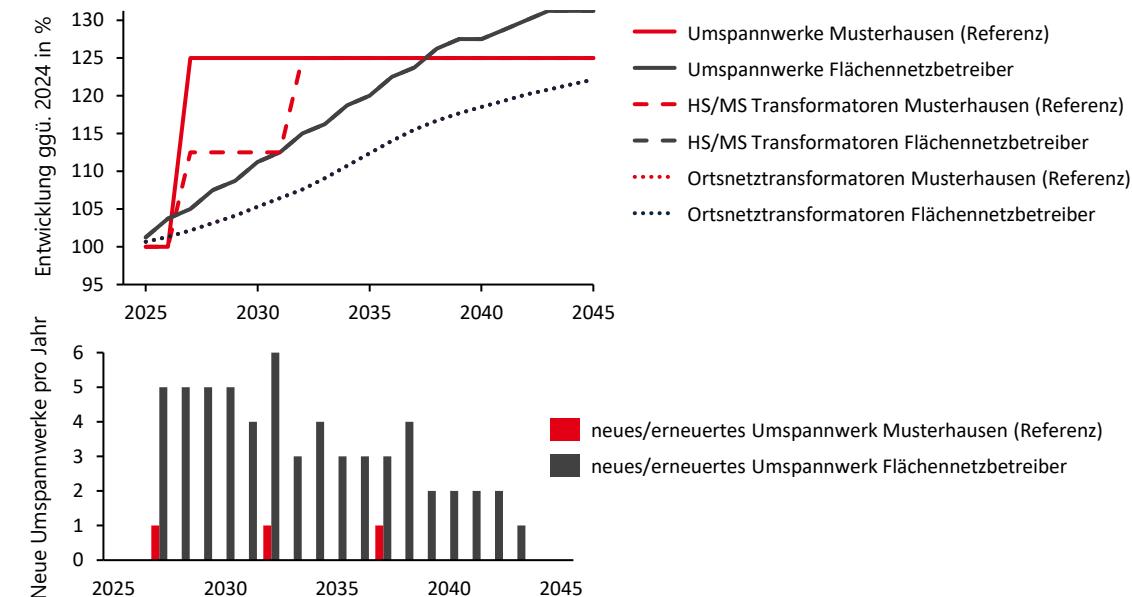
Besonderheiten beim Ausbauprofil von Flächennetzbetreibern (Musterregion)

- Für die Modellierung wurde ein Flächennetzbetreiber mit **ca. 2 Mio. Einwohnern** betrachtet – das entspricht dem **20-Fachen von Musterhausen**.
- Netzausbau und Energiemengen wurden proportional skaliert**, um eine vergleichbare Modellierung sicherzustellen.
- Der Netzausbau verteilt sich bei Flächennetzbetreibern zeitlich deutlich gleichmäßiger** als in Musterhausen, da **jährlich mehrere Umspannwerke erforderlich** sind.
- Engpässe in Planung, Bau und Komponentenlieferung** (z. B. bei Transformatoren) **verstärken den Bedarf an kontinuierlicher Investitionstätigkeit**.
- Das resultierende **Ausbauprofil unterscheidet sich deutlich vom diskreten Ausbauverlauf** der Musterhausen-Variante.

Vergleich der Mengengerüste Referenz und Flächennetzbetreiber



Ausbauverläufe auf Umspannebene



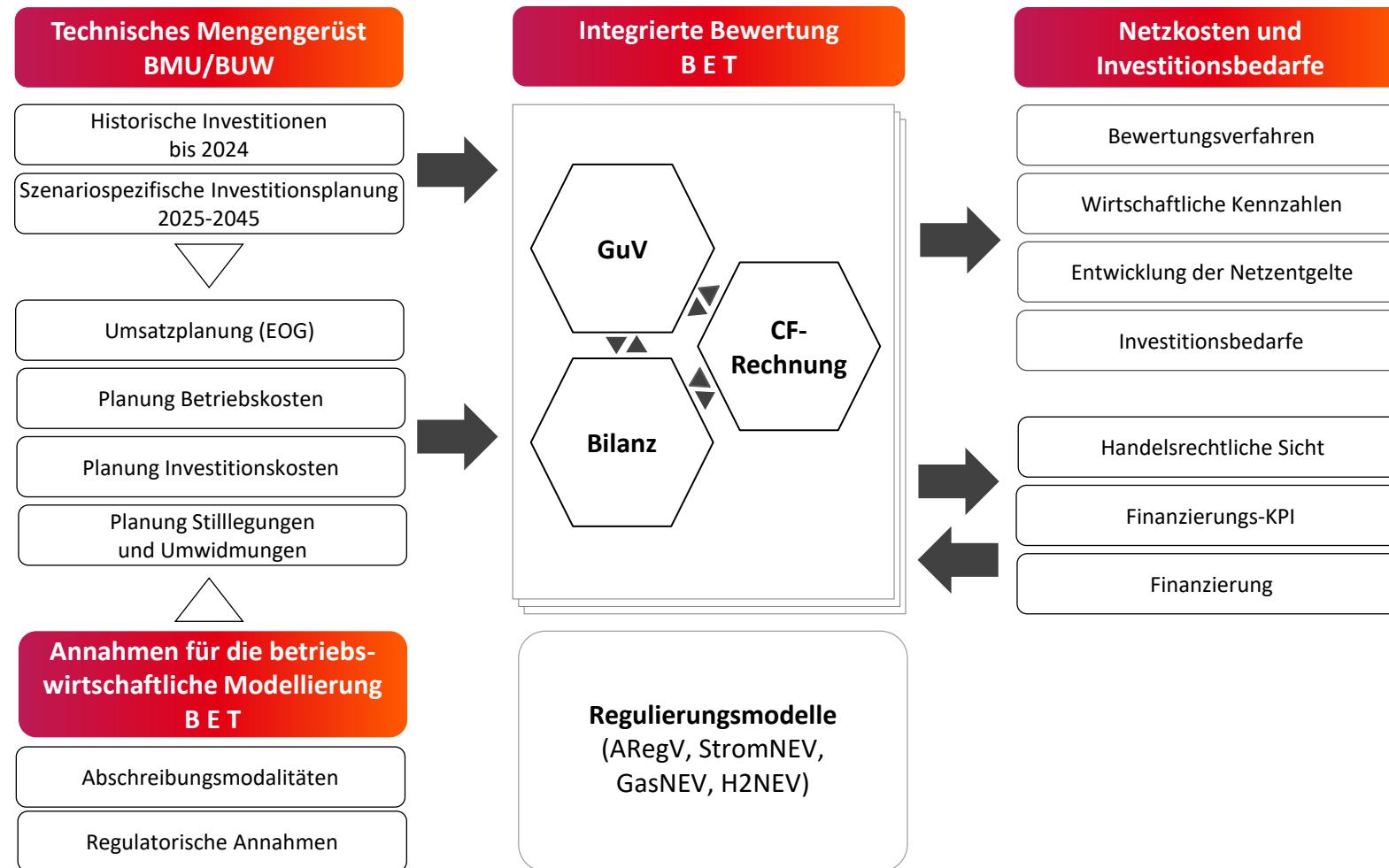
Agenda

1	Einordnung in den Kontext der Gesamtstudie	12:15 – 12:25
2	Entwicklung der Stromverteilnetze und technische Herausforderungen	12:25 – 12:40
3	Betriebswirtschaftliche Analyse der Transformation im Stromverteilnetz	12:40 – 12:55
4	Handlungsbedarfe für Politik und Unternehmen	12:55 – 13:10
5	Q&A	13:10 – 13:30



Die betriebswirtschaftlichen Berechnungen wurden in praxiserprobten Businessplan und Netzentgeltnetools durchgeführt

Vorgehensweise der betriebswirtschaftlichen Analyse

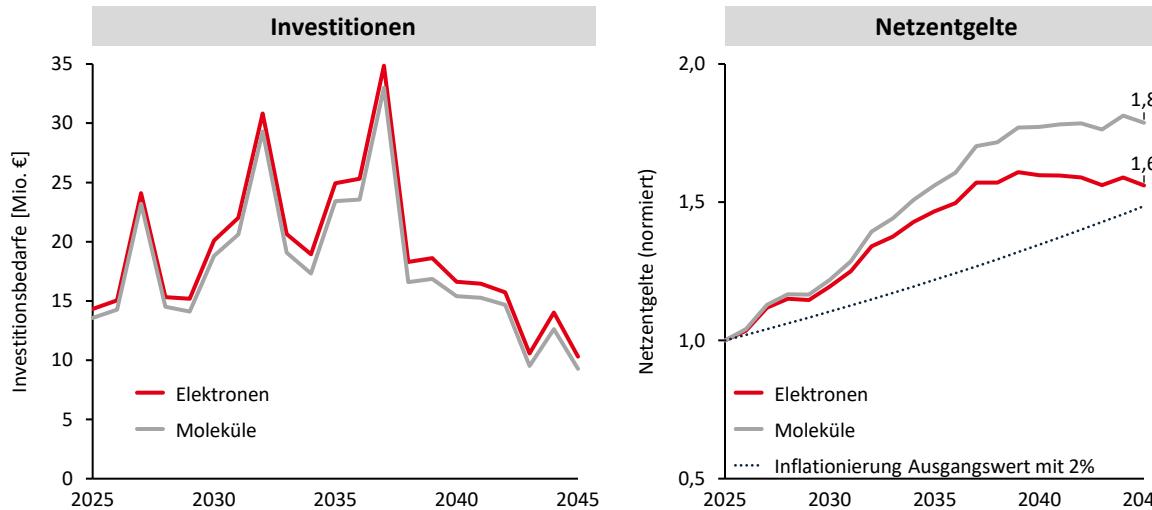


Ergebnisse und Ziele

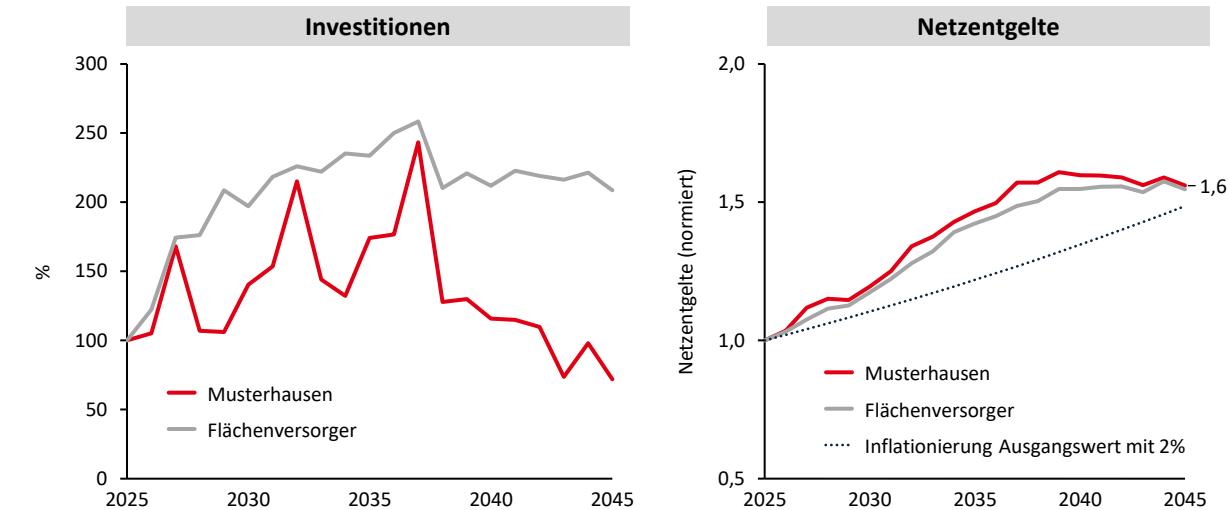
- Grundlage:**
 - Technische Entwicklungspfade als Ausgangsbasis
 - Ergänzt um Betriebs- und Investitionskosten der Studienpartner
- Planungspfade im Modell:** Betriebskosten, Investitionskosten, Stilllegungen, Umwidmungen
- Verarbeitung im BET-Businessmodell:**
 - Einbezug geltender Rahmenbedingungen
 - Ggf. Annahmen zur Veränderung des Ordnungsrahmens bei langfristiger Betrachtung
- Ergebnisse:**
 - Wirtschaftliche Kennzahlen und Finanzierungsbedarfe für Netzbetreiber
 - Entwicklung der Vollkosten als Indikator für benötigte Endkundenpreise

Verteilnetzbetreiber Strom unterschiedlicher Größe stehen unabhängig vom Transformationspfad vor Investitionen, die die historischen Investitionen erheblich übersteigen

Vergleich Elektronen/Moleküle



Vergleich Musterhausen/Flächennetzbetreiber



- Hohe Investitionen unabhängig vom Transformationsszenario
- Zusätzliche Herausforderung durch Sprunginvestitionen (z.B. USW*)
- Netzentgeltanstieg bildet nur Verteilnetzkosten ab

- Größe des Netzgebiets machen kontinuierliche Investitionen in USW erforderlich: Höhere Investitionsbedarfe ohne einzelne Spitzen
- Netzentgeltentwicklung im Flächennetz nicht höher, da von Engpassfreiem Netz ausgegangen wird

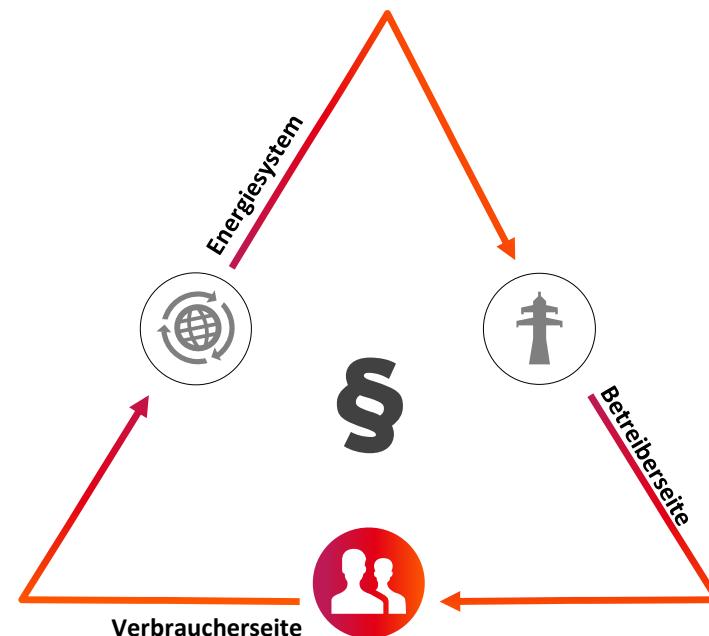
Die Transformationspfade Elektronen und Moleküle weisen nur geringe Unterschiede im Bedarf von Investitionen auf.

Investitionshöhe und bei kleineren Netzbetreibern Sprunginvestitionen sind wesentliche Herausforderungen für die Finanzierung

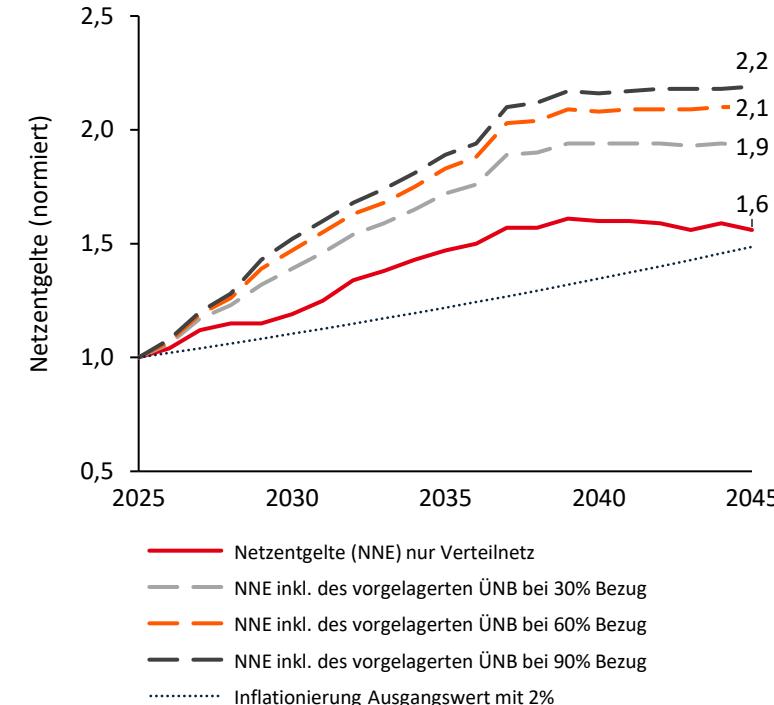
Verteilnetzentgelte steigen in den Analysen um den Faktor 1,5 bis 2. Dies beruht auf der Annahme einer starken Elektrifizierung und damit Verteilung der Investitionskosten auf viele neue Netznutzer (z.B. Wärmepumpen, Elektromobilität)

Insgesamt zeigen die Analysen eine Verdopplung der Belastung für die Verbraucher in einem Engpass-freiem Netz mit starker Elektrifizierung

Zieldreieck der Transformation



Entwicklung Netzentgelte



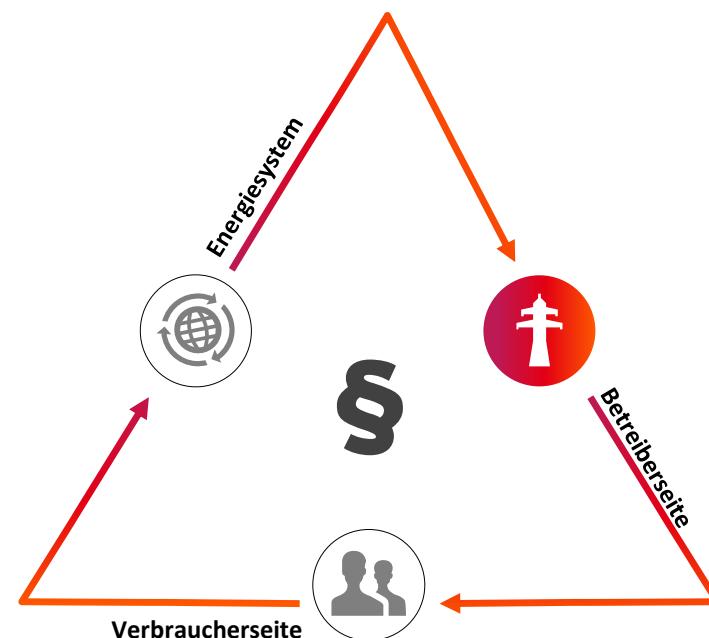
- Kosten für Verbraucher ergeben sich aus Verteil- und vorgelagerten Netzentgelten
- Strombezugsmenge aus dem Übertragungsnetz wurde zwischen 30 % und 90 % variiert
- Während die Netzentgelte für das Verteilnetz in Musterhausen auf das 1,6-fache des Bezugswertes 2025 steigen, erhöht sich dies auf den
 - Faktor 1,9 inkl. 30% Strombezug aus dem Übertragungsnetz
 - Faktor 2,1 inkl. 60 % Strombezug aus dem Übertragungsnetz
 - Faktor 2,2 inkl. 90 % Strombezug aus dem Übertragungsnetz

Die Anwendung der aktuellen Netzentgeltsystematik bis 2045 führt ca. zu einer Verdopplung der Belastung für die Verbraucher

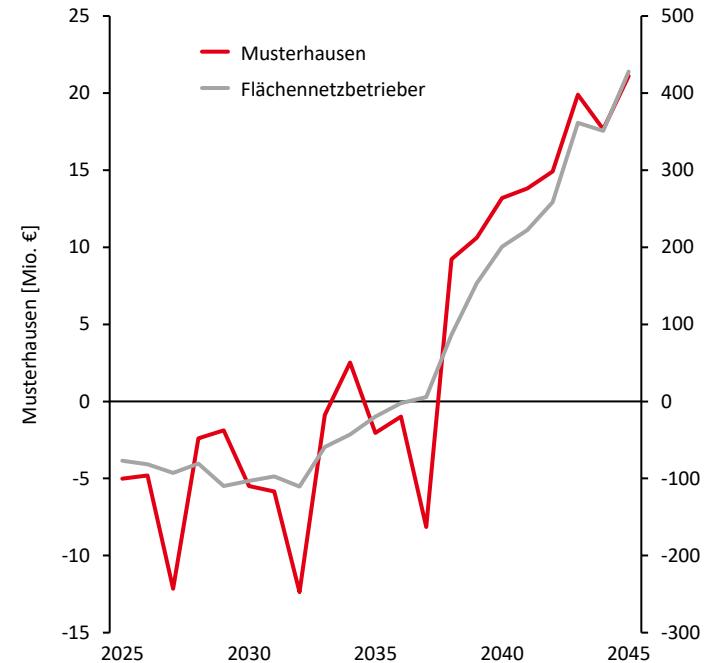
Sollte sich im Zeitablauf herausstellen, dass hohen Annahmen zu Last- und Absatzentwicklung nicht eintreten, führt dies zu einem zusätzlichen Anstieg der spezifischen Belastung für Verbraucher, da die Kosten auf eine geringere Bezugsbasis umgelegt werden müssen

Investitionsbedarfe für den Netzausbau erfordern, dass externe Mittel zugeführt werden

Zieldreieck der Transformation



Entwicklung Free Cash Flow*

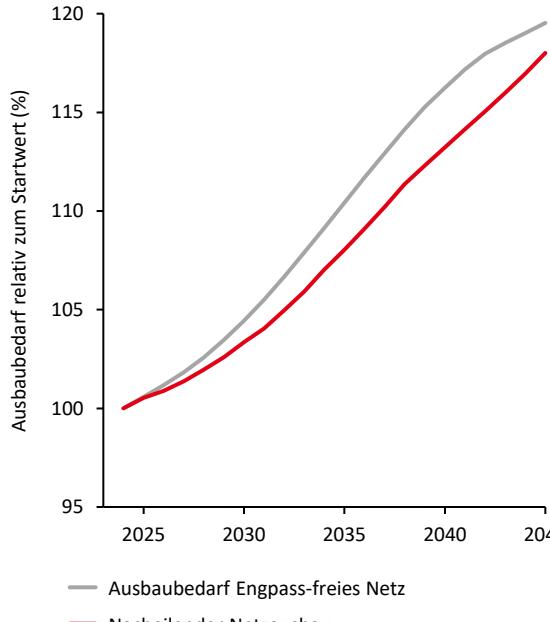


- Beide Beispielnetze weisen negative Cash Flows vor Bedingung von Zinsen, Tilgung und Ausschüttungen bis nach 2035 auf
- Unabhängig von der Größe des Netzgebiets sind Investitionen nur durch Zuführung externer Mittel realisierbar
- Liquiditätsstrom bei Flächennetzbetreiber gleichmäßiger, da nicht geprägt durch einzelne Sprunginvestitionen
- Die negativen Cash Flows summieren sich beim betrachteten Flächennetzbetreiber auf rund 875 Mio. € bis 2035
- In Musterhausen betragen sie rund 50 Mio. € bis 2035

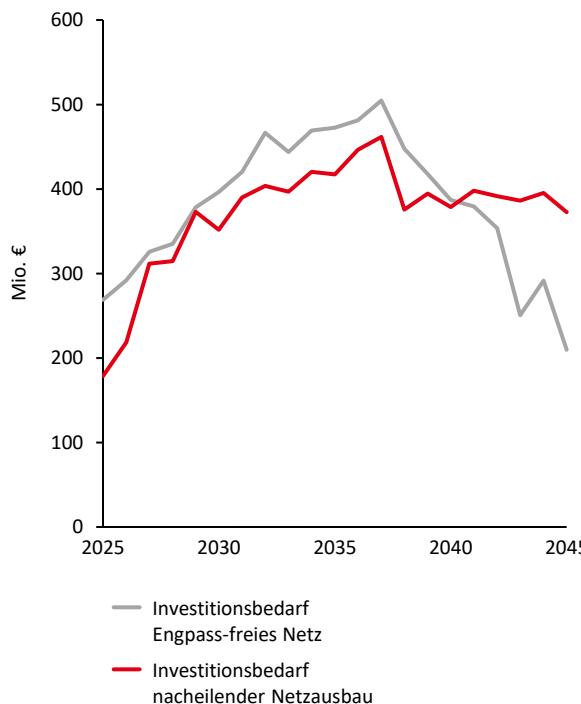
Aufgrund der Investitionsanforderungen im Strombereich ist eine signifikante Liquiditätszufuhr erforderlich
 Aus dem laufenden operativen Geschäft lassen sich die erforderlichen Investitionen nicht durch eine Innenfinanzierung realisieren

Nacheilender Netzausbau führt zu zusätzlichen Belastungen für die Netznutzer

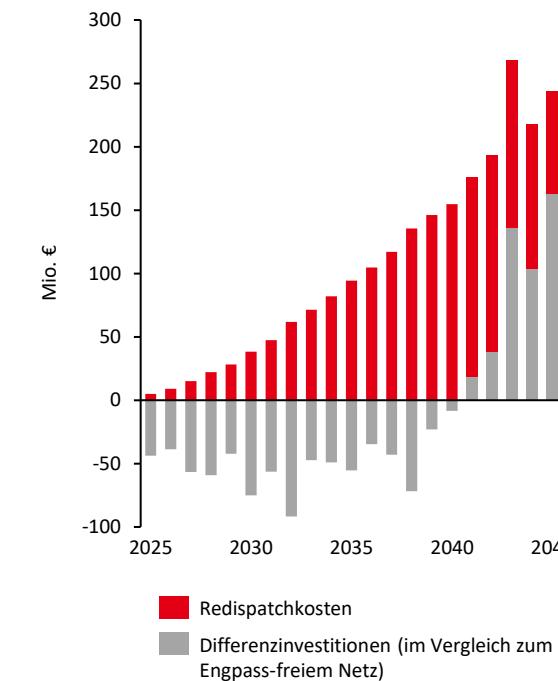
Nacheilender Netzausbau



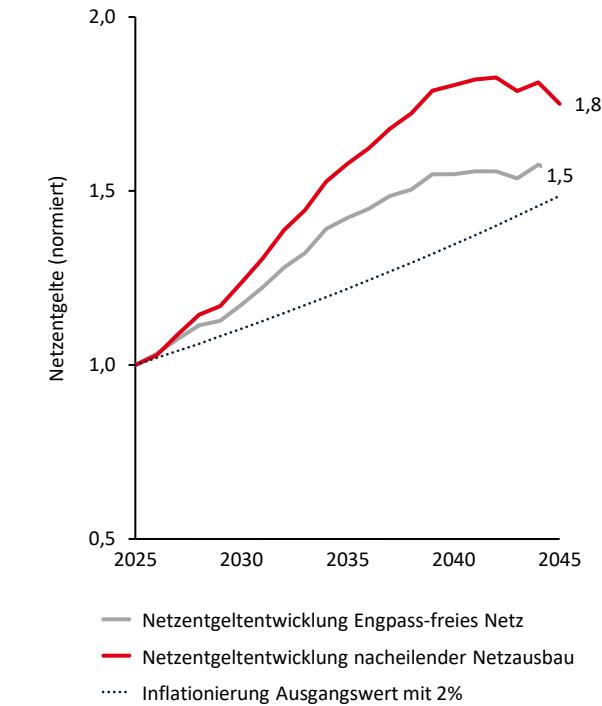
Investitionsbedarfe



Differenzinvestitionen & Redispatchkosten



Netzentgelte Verteilnetz (Bsp. Flächennetzbetreiber)

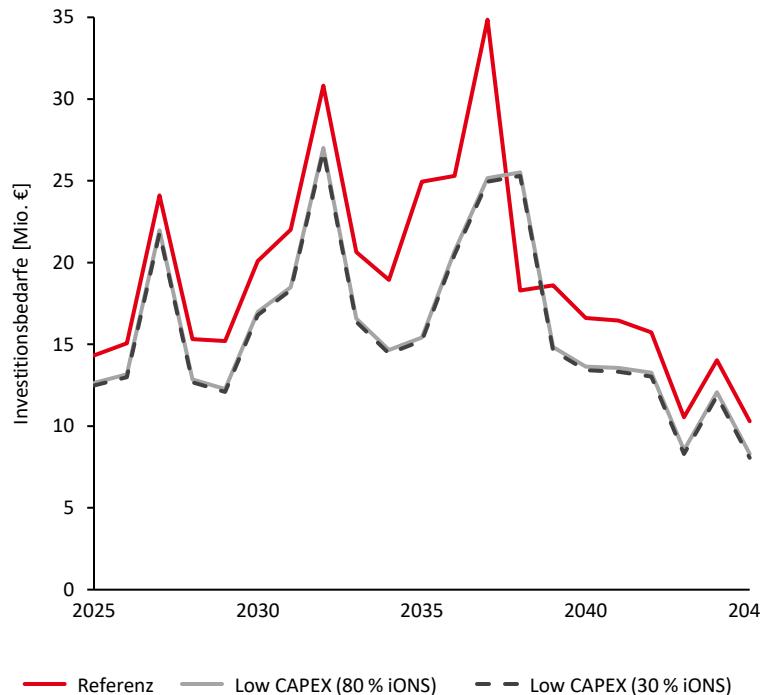


Ein verzögerter Netzausbau führt zu höheren Redispatchkosten und damit zu spürbar höheren Belastungen für die Netznutzer. Das Verteilnetz-Entgelt liegt im Zieljahr 2045 um 13 % höher als im Fall ohne Redispatch

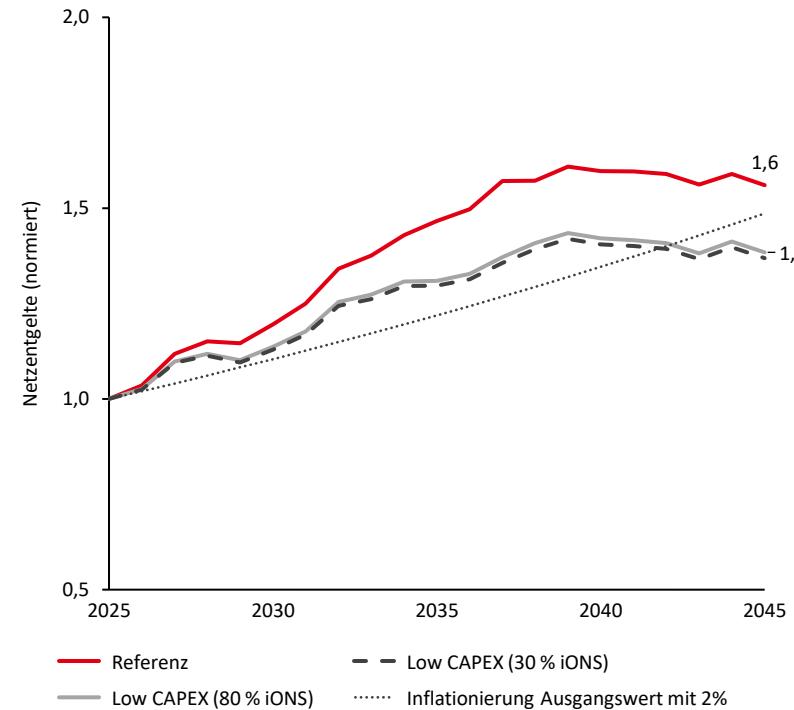
Um dies zu vermeiden, sollte auf eine bessere Synchronisation von Netzausbau und Ausbau der Erneuerbaren geachtet werden

Die Kosten für die Netznutzer können durch netzdienlichen Flexibilitätseinsatz und optimierte Netznutzung optimiert werden. Das tatsächliche Potenzial ist stark netzspezifisch

Kosten Netzausbau & Digitalisierung



Netzentgelte



- Netzdienlicher Einsatz von Flexibilitäten und optimierte Netznutzung kann Netzausbaubedarfe optimieren oder zeitlich verzögern
- Für das analysierte Musterhausen wurde von einer 30%igen Reduktion des benötigten Netzausbaus ausgegangen
- Investitionen sinken nicht im gleichen Ausmaß, da Sprunginvestitionen in gleicher Höhe anfallen
- Dennoch sind die Netzentgelte dadurch im Mittel um rund 10% niedriger
- Höhe der Durchdringung mit Sensorik und Aktorik hat kaum messbare Auswirkung auf Gesamtkosten

Die Analyse zeigt ein Potenzial für Musterhausen, dessen Größenordnung auf Literatur- und Erfahrungswerten der Gutachter beruht

Das konkrete durch Digitalisierung erschließbare Potenzial ist stark netzspezifisch und muss im Einzelfall ermittelt werden

Außerdem beruht das Einsparpotenzial auf der Annahme, dass Netzausbau nicht verzögert, sondern optimiert wird. Diese Möglichkeit räumt die aktuelle Ausgestaltung des §14 EnWG nicht ein

Agenda

1	Einordnung in den Kontext der Gesamtstudie	12:15 – 12:25
2	Entwicklung der Stromverteilnetze und technische Herausforderungen	12:25 – 12:40
3	Betriebswirtschaftliche Analyse der Transformation im Stromverteilnetz	12:40 – 12:55
4	Handlungsbedarfe für Politik und Unternehmen	12:55 – 13:10
5	Q&A	13:10 – 13:30



Auswahl zentraler Handlungsempfehlungen des Gutachtens



Strom

- Anhebung der EK-Zinsen auf das international wettbewerbsfähige Niveau
- Erweiterung des Rechtsrahmens für Berücksichtigung & Anreizung von Flexibilität
- Konsequente Umsetzung bestehender Verschläge für eine bessere Ausnutzung von Netzanschlusskapazitäten
- Bessere Synchronisation von Netz- und EE-Ausbau



Gas

- Weiterentwicklung des gesetzlichen Rahmens für die konsequente Planung der Gasnetztransformation im Verteilnetz
- Entwicklung von Konzepten zur Weiternutzung bestehender Gasinfrastrukturen
- Begrenzung des Netzentgeltanstiegs kurz vor einer Stilllegung von Gasnetzen
- Vorfinanzierungsinstrument für H₂ Infrastruktur auch für das Verteilnetz prüfen

8.7.2025



Wärme

9.7.2025

- Schaffung eines langfristig verlässlichen Förderrahmens für Fernwärme
- Prüfung einer Mengenabsicherung für neu zu erschließende Wärmenetzgebiete
- Weiterentwicklung der Preisbildung in Bezug auf den anstehenden Ausbaubedarf im Fernwärmennetz



Übergreifend – Digitalisierung & Finanzierung

10. & 17.7.2025

- Ausgestaltung weiterer Kooperationsmodelle zur Finanzierung (z.B. AssetCo)
- Absicherung von Krediten & Stellung von Sicherheiten durch die öffentliche Hand
- Nutzung von Kommunalkrediten der Förderbanken
- Weitere Anreizung und Anerkennung Digitalisierungskosten (inkl. für Pilotprojekte)
- Weitere Standardisierung/Digitalisierung von Prozessen & Genehmigungsverfahren

dena-Studie greift die spartenspezifische Handlungsempfehlungen aus den aktuellen Diskussionen auf und bestärkt mit ihrem Transfer auf die Unternehmensperspektive den Handlungsbedarf

Zusammenspiel System- und Unternehmensperspektive

I. Weitere Optimierung

1. Bessere Synchronisation von Netz- und EE-Ausbau
2. Bessere Ausnutzung von Netzanschlusskapazitäten

Engere Verzahnung der koordinierten Planung auf allen Ebenen und Sparten

3. Digitalisierung in Netzplanung und Netzbetrieb

Weitere Standardisierung/ Digitalisierung von Prozessen & Genehmigungsverfahren

II. Steigerung der Wirtschaftlichkeit

4. Anhebung der EK-Zinsen auf wettbewerbsfähiges Niveau
5. Erweiterung des Rechtsrahmens für Flexibilität

Weitere Anreizung und Anerkennung Digitalisierungskosten (inkl. Pilotprojekte)

III. Finanzierung

Ausgestaltung weiterer Kooperationsmodelle zur Finanzierung (z.B. AssetCo)
 Absicherung von Krediten & Stellung von Sicherheiten durch die öffentliche Hand
 Nutzung von Kommunalkrediten der Förderbanken

17.7.2025



Die Handlungsempfehlungen im Spannungsdreieck von Transformationsaufgabe, Betreiber- und Kundensicht sind im weiteren Prozess sowohl auf System- als auch auf Unternehmensebene in die Umsetzung zu überführen

1. Besse Synchronisierung des Ausbaus und 2. Ausnutzung von Netzanschlusskapazitäten

Fokusthemen des Netzanschlussgipfels (April 2024)

	Kurzfristig umsetzbare Maßnahmen		Umfassende Weiterentwicklungen		
1 Anschlussbedingungen vereinheitlichen	Leitfäden für Anschlussnutzer zum Netzanschluss erstellen	Musterwortlaut für Anschlussbedingungen bereitstellen	Anschlussbedingungen im einheitlichen digitalen Format auf Internetplattform darstellen	Prozess zur kontinuierlichen Verbesserung der technischen Normen (VDE/FNN) als Grundlage für harmonisierte Anschlussbedingungen initiieren	
2 Anschlussverfahren vereinfachen	Digitale Beauftragung von Niederspannungsanschlüssen mit einheitlichem Prozess einführen	Verbindliche Rückmeldefristen für Anschlussbegehren einführen	Digitale Beauftragung von Mittelspannungsanschlüssen mit einheitlichem Prozess einführen	Vollständig digitale Abwicklung sämtlicher Netzanchlussprozesse als Standard einführen	Sicherstellung angemessener Personalausstattung für beschleunigte Netzanchlussverfahren
3 Netzkapazitäten für Anschluss besser nutzbar machen	Transparenz über Netzkapazitäten für Netzanchluss (unverbindliche Netzanchlussprüfung) schaffen	Vorhandene Netzkapazitäten durch Reservierungsfristen effizienter nutzbar machen	Genehmigungsverfahren beschleunigen für Baumaßnahmen zur Herstellung des Netzanchlusses	Innovative Konzepte für Netzanchluss gesetzlich und regulatorisch ermöglichen (z.B. Einspeisesteckdose)	
4 Kosten harmonisieren und reduzieren	Berechnungsmethodik für Anschlusskosten vereinfachen und harmonisieren		Anschlusskosten verringern durch koordinierte Planung und gemeinsamen Bau (z.B. Quartierebene)		
5 Zertifizierung vereinfachen	Verfahren für Anlagenzertifizierung vereinfachen	Zentrales Register für Einheitenzertifikate errichten und nutzbar machen			
6 Inbetriebnahme erleichtern	Bundesweite Anerkennung eingetragener Installatoren sicherstellen		Anmeldeprozesse vereinfachen und Datenbedarfe synchronisieren (z.B. zwischen Inbetriebnahmeprotokoll und Marktstammdatenregister)	Bedarfsangepasste Aus- und Weiterbildungen von Fachkräften einrichten	

Netzanchlussgipfel – Fachlicher Teil 3

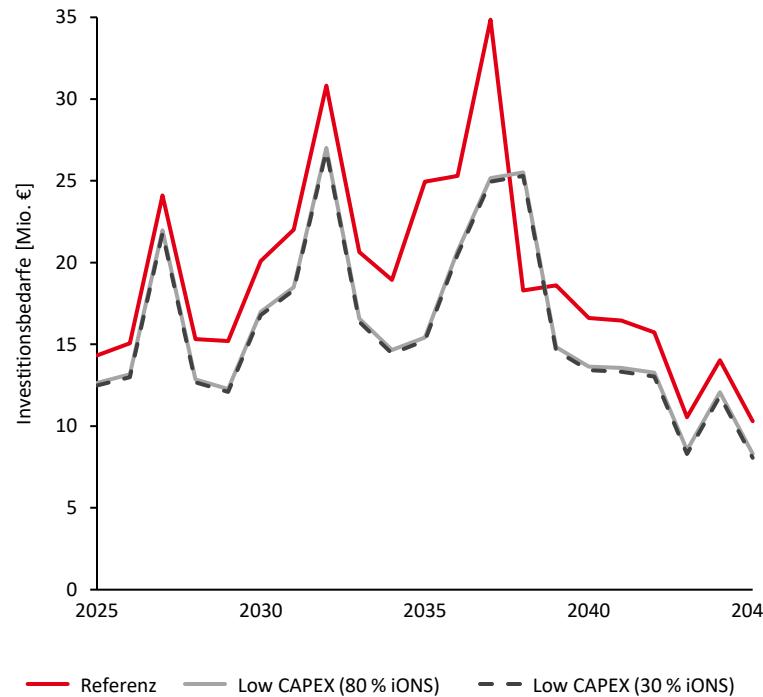
Prozessuale Optimierung wie im Branchen-
dialog „Beschleunigung von Netzanchluss“

- Schneller, digitaler Prozess mit hoher Transparenz und verbindlichen Fristen
- Befristete Kapazitätsreservierung für mehr Sicherheit ohne eine dauerhafte Blockade
- Ausweitung von innovativen Modellen:
 - Gemeinsame Nutzung für mehrere, sich ergänzende Anlagen bzw. Speicher
 - Flexibilisierung der Anschlussleistung (von Begrenzungen, über Teilung bis Verwertung ungenutzter Kapazitäten)
 - Bündelung für zeitlich und räumlich nahe Anlagen sowie proaktiver Ausbau
 - Transparenz über Positivliste/Hilfen

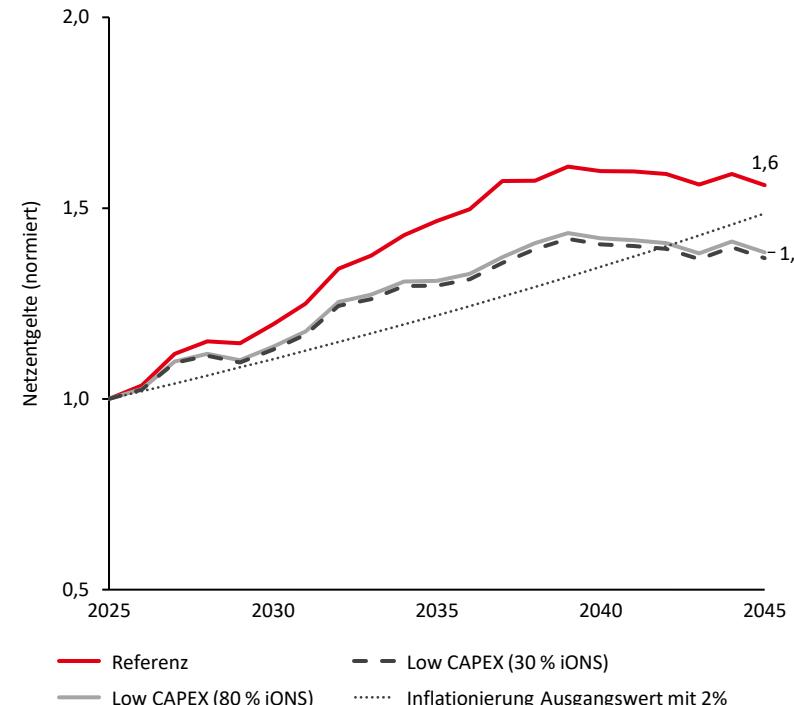
Zur Reduktion des Ausbaubedarfs ist eine engere Synchronisation von EE- und Netzausbau anzustreben sowie eine bessere Auslastung der Netzanschlüsse zu prüfen

3. Optimierungspotentiale durch Digitalisierung

Kosten Netzausbau und Digitalisierung



Netzentgelte und Digitalisierung – Bsp. iONS

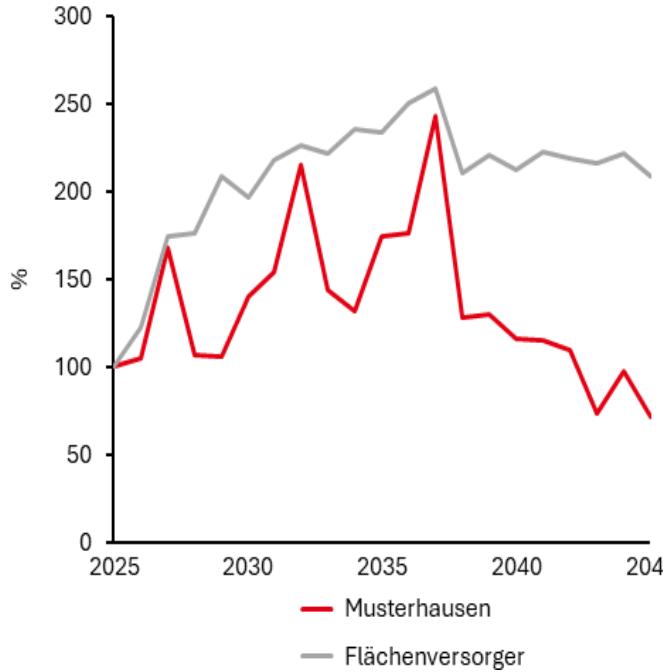


- Die stark steigende Anzahl dezentraler Einspeiser und neuer Anwendungsfälle (Prosumer, etc.) erfordert stärkere Digitalisierung
- Digitalisierung erweitert die Optionen für eine Systemoptimierung im Rahmen von Planung und Betrieb der Netze
- Digitalisierung kann Netzausbaubedarfe optimieren oder zeitlich verzögern
- Im Beispiel Musterhausen wurde von einer 30%igen Reduktion angenommen
- Das jeweilige durch Digitalisierung erschließbare Potenzial ist netz- und unternehmensspezifisch zu prüfen

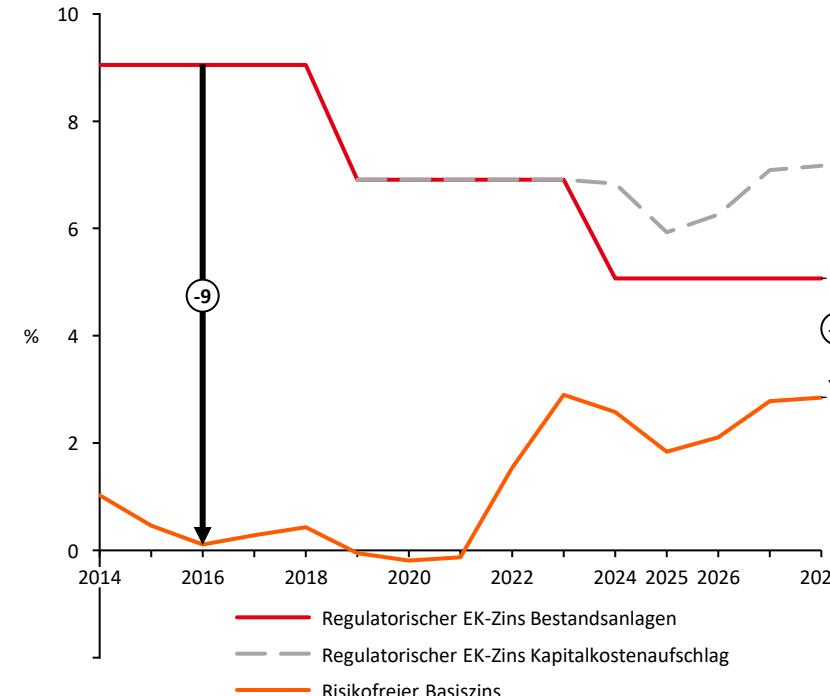
Digitalisierung sowohl in Planung und Bau sowie im Betrieb kann, abhängig von der netzspezifischen Situation, einen wichtigen Beitrag für Systemoptimierung und Effizienz leisten

4. Anhebung der EK-Zinsen im Stromverteilnetz auf ein wettbewerbsfähiges Niveau

Investitionen



Zinsentwicklung



- Starker Anstieg des Investitionsbedarfs
- Neben EE-Ausbau sind v.a. Prosumer und Punktlasten die Treiber (u.a. Rechenzentren)
- Bei vielen VNB ergibt sich ein negativer Free Cash Flow bis Mitte 2030 (v.a. High Capex)
- Externe Kapitalzufuhr zur Finanzierung des Netzausbau erforderlich
- Verschuldungsgrad & Restriktionen der Anteilseigner/Geldgeber setzen tw. Grenzen
- Es ist fraglich, ob das aktuelle Zinsniveau ausreichend attraktiv für Investoren ist

Bedarf zur EK-Zinsanhebung auf wettbewerbsfähiges Niveau, um Erwartung der Geldgeber und Finanzierung zu sichern.

5. Erweiterung des rechtlichen Rahmens für die Flexibilität

Systemischer Mehrwert einer besseren Flexibilitätsnutzung

Volatile Erzeugung erneuerbarer Energien

Da die Stromerzeugung aus Wind und Solarenergie stark witterabhängig ist, schwankt die verfügbare Energie erheblich. Flexibilität ist entscheidend, um diese Schwankungen auszugleichen und Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Effiziente Integration erneuerbarer Energien

Ohne flexible Nachfrage kann es zu Überkapazitäten in Zeiten hoher Einspeisung und Unterversorgung in Zeiten niedriger Einspeisung kommen. Flexibilität hilft, Überschussstrom zu nutzen und Netzengpässe zu vermeiden.

Versorgungssicherheit

Durch die Möglichkeit, Verbrauch und Erzeugung besser zu synchronisieren, wird die Netzstabilität erhöht. Flexibilität trägt dazu bei, das System widerstandsfähiger gegen Schwankungen zu machen.

Flexibilität wird zum zentralen Merkmal für wettbewerbsfähige Strompreise und ein effizientes, klimaneutrales Stromsystem

Reduktion von Systemkosten

Flexible Verbraucher können Lastspitzen im Stromverbrauch glätten, wodurch weniger teure Reservekraftwerke benötigt werden und die Netzbelastrung reduziert wird. Dies senkt die Gesamtkosten für das Stromsystem.

Technologische und regulatorische Anpassungen

Um die Flexibilität zu erhöhen, müssen technische Infrastrukturen (z.B. Smart Meter) und regulatorische Rahmenbedingungen (z.B. dynamische Tarife) geschaffen werden, was komplexe Herausforderungen mit sich bringt.

- Ziel: Erweiterung des Rechtsrahmens zur Berücksichtigung & Anreizung von Flexibilität
- Prüfung, inwieweit eine Netzauslegung nicht mehr auf maximale Lastspitzen erfolgt
- Prüfung von Möglichkeiten zur weiteren Ausgestaltung flexibilitätsfördernden Netzentgelten als ergänzendes Instrument
- Prüfung weiterer Fördermöglichkeiten für Flexibilität in der Industrie (z.B. Sonderent-gelt anstelle von Bandlastprivileg)
- Prüfung, inwieweit der regelmäßige bzw. dauerhafte Einsatz von § 14a EnWG zur Entlastung beitragen kann

Netzdienliche Flexibilität sollte als dauerhaft alternative Option geprüft und weiterentwickelt werden

Agenda

1	Einordnung in den Kontext der Gesamtstudie	12:15 – 12:25
2	Entwicklung der Stromverteilnetze und technische Herausforderungen	12:25 – 12:40
3	Betriebswirtschaftliche Analyse der Transformation im Stromverteilnetz	12:40 – 12:55
4	Handlungsbedarfe für Politik und Unternehmen	12:55 – 13:10
5	Q&A	13:10 – 13:30



Q & A



**Bei Fragen zum Gutachten stehen
wir Ihnen gerne zur Verfügung**

B E T



Heinz-Werner Hölscher

Associated Partner

+49 241 47062-0

heinz-werner.hoelscher@bet-consulting.de

B E T



Oliver Koch

Gruppenleiter Intelligente Stromnetze

+49 202 439 1906

okoch@uni-wuppertal.de

B E T



Stefan Mischinger

Senior Manager

+49 30 2418991-83

stefan.mischinger@bet-consulting.de



Dr. Björn Uhlemeyer

Geschäftsführer BMU Energy Consulting

+49 1515 5514929

uhlemeyer@bmu-energy-consulting.de



Anschrift & Kontaktdaten

B E T Consulting GmbH

info@bet-consulting.de | www.bet-consulting.de

Standort Aachen

Alfonsstraße 44
D-52070 Aachen
Telefon +49 241 47062-0

Standort Berlin

Krausenstraße 8
D-10117 Berlin
Telefon +49 30 2418991-80

Standort Leipzig

Floßplatz 31
D-04107 Leipzig
Telefon +49 341 30501-0

Geschäftsführer:

Dr. Alexander Kox | Dr. Olaf Unruh

Generalbevollmächtigte:

Dr. Michael Ritzau | Dr. Wolfgang Zander

Sitz der Gesellschaft: Aachen

Registergericht: Aachen

Handelsregister: HRB 5731

