



Gutachten zur Qualitätsregulierung hinsichtlich der Energiewendekompetenz und Netzservicequalität für die Stromverteilernetze

Im Auftrag der Bundesnetzagentur

31.07.2025



E-Bridge
Kompetenz in Energie



Gutachten zur Qualitätsregulierung hinsichtlich der Energiewendekompetenz und Netzservicequalität für die Stromverteilernetze

31.07.2025

Das Copyright für die veröffentlichten vom Autor selbst erstellten Objekte sowie Inhalte der Folien bleiben allein dem Autor vorbehalten.

Eine Vervielfältigung, Verwendung oder Änderung solcher Grafiken, Tondokumente, Videosequenzen und Texte in anderen elektronischen oder gedruckten Publikationen ist ohne ausdrückliche schriftliche Zustimmung des Autors nicht gestattet. Weiter gelten bei Unstimmigkeiten mit der elektronischen Version die Inhalte des Originals ausgedruckten Foliensatzes der E-Bridge Consulting GmbH.

E-Bridge Consulting GmbH lehnt jede Verantwortung für jeden direkten, indirekten, konsequenten bzw. zufälligen Schaden, der durch die nicht autorisierte Nutzung der Inhalte und Daten bzw. dem Unvermögen in der Nutzung der Information und Daten, die Bestandteil dieses Dokumentes sind, entstanden sind, ab. Die Inhalte dieses Dokumentes dürfen nur an Dritte in der vollständigen Form, mit dem Copyright versehen, der Untersagung von Änderungen sowie dem Disclaimer der E-Bridge Consulting GmbH weitergegeben werden.

E-Bridge Consulting GmbH, Bonn, Germany. Alle Rechte vorbehalten.

INHALTSVERZEICHNIS

MANAGEMENT SUMMARY (deutsch)	I
MANAGEMENT SUMMARY (englisch)	VIII
1 Hintergrund und Zielstellung	1
1.1 Hintergrund	1
1.2 Zielstellung des Gutachtens	1
2 Energiewendekompetenz von Netzbetreibern	3
2.1 Hintergrund und Vorgehen	3
2.2 Abgrenzung Netzservicequalität von Energiewendekompetenz	4
2.3 Der energiewendekompetente Netzbetreiber	6
2.4 Die Rolle der Digitalisierung (Digitalisierungsindex)	11
2.4.1 Dimensionen der Digitalisierung für Energiewendekompetenz	11
2.4.2 Digitalisierungsindex der Energiewendekompetenz	12
2.4.3 Auswertungen zum Digitalisierungsindex	14
2.5 Indikatoren der Energiewendekompetenz von Netzbetreibern	18
2.6 Kennzahlen der Energiewendekompetenz von Netzbetreibern	21
2.6.1 Kennzahlen Indikator „Zusätzliche erneuerbare Energien“	26
2.6.2 Kennzahlen Indikator „Zusätzliche Verbrauchseinrichtungen (Energiewendetechnologien)“	40
2.6.3 Kennzahlen Indikator „Zeit zwischen Antragsstellung und Inbetriebnahme“	45
2.6.4 Zusammenfassung	52
2.7 Anreizsystem zur Energiewendekompetenz von Netzbetreibern	54
3 Netzservicequalität im Bereich Stromverteilernetze	66
3.1 Hintergrund und Vorgehen	66
3.2 Internationale Fallbeispiele	67
3.3 Mögliche Ausgestaltung einer Netzservicequalität in Deutschland	68
3.4 Einordnung und Empfehlung zur weiteren Umsetzung	69
4 Zusammenfassung	71
ANHANG	72
A. Glossar	73
B. Abbildungsverzeichnis	75
C. Tabellenverzeichnis	77
D. Referenzliste	78

Abkürzungsverzeichnis

ARegV	Anreizregulierungsverordnung
ABC BNetzA	Bundesnetzagentur
EE	erneuerbare Energien
EEG	Gesetz für den Ausbau Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz)
EHB	Erhebungsbogen
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
Erz.-Lstg.	Erzeugungsleistung
EWK	Energiewendekompetenz
HS	Hochspannung
IQR-Box	Interquartilsbox
KI	Künstliche Intelligenz
MS	Mittelspannung
NAB	Netzanschlussbegehren
NS	Niederspannung
PV	Photovoltaik
RIIO	Revenue = Incentives + Innovation + Outputs
SE	Spannungsebene
Summenlstg.	Summenleistung
Techn.	Technologie
TP	Teilprozess
VNB	Verteilernetzbetreiber
WEA	Windenergieanlage
ZGS	Zentraler Grenzwertsatz

MANAGEMENT SUMMARY (deutsch)

Eine erfolgreiche Energiewende in Deutschland hängt maßgeblich von der Fähigkeit der Netzbetreiber ab, neue Energiewendetechnologien wie Erneuerbare-Energien-Anlagen, Speicher, Wärmepumpen und Ladeinfrastruktur zügig und zuverlässig in die Netzinfrastruktur zu integrieren. Diese Fähigkeit wird im Rahmen dieses Gutachtens als Energiewendekompetenz bezeichnet.

Die Berücksichtigung der Energiewendekompetenz in der Qualitätsregulierung soll gezielte Anreize dafür setzen, dass Netzbetreiber ihre Infrastruktur, ihre Prozesse und ihre Organisation aktiv an die Anforderungen der Energiewende anpassen.

Dabei steht nicht der Input wie etwa konkrete Maßnahmen im Vordergrund, sondern der tatsächliche und messbare Output: die Anzahl und Leistung der an das Netz angeschlossenen Energiewendetechnologien unter Beachtung der Anschlussnachfrage und die Geschwindigkeit, mit der dies gelingt.

Das Ziel dieses Gutachtens ist es, geeignete Methoden für die Qualitätsregulierung zu entwickeln, welche die Energiewendekompetenz bei Netzbetreibern adäquat erfassen, vergleichbar machen und durch einen wirkungsvollen Anreizrahmen systematisch stärken.

Definition der Energiewendekompetenz

Die Energiewendekompetenz ist definiert als vorausschauende Umsetzung von Anforderungen, die die Transformation der Netzinfrastruktur über alle Netzebenen hinweg im Hinblick auf die Energiewende, Umweltverträglichkeit, Versorgungssicherheit und Preisgünstigkeit fördert. (Bundesnetzagentur, 2024)

Ein energiewendekompetenter Netzbetreiber besitzt demnach die Fähigkeit, die Energiewende in seinem Versorgungsgebiet aktiv zu unterstützen und möglichst viele erneuerbare Energien, Speicher und weitere Energiewendetechnologien mit hinreichender Zuverlässigkeit und zügig an das Stromnetz anzuschließen.

Output und Indikatoren

Zur objektiven Bewertung des Outputs der Energiewendekompetenz werden geeignete Indikatoren entwickelt. Diese dienen als messbare Merkmale zur Bewertung der Leistungsfähigkeit und Weiterentwicklung eines Netzbetreibers im Hinblick auf die Integration von Energiewendetechnologien.

Die Auswahl der Indikatoren erfolgt anhand üblicher und auch von der Bundesnetzagentur im Eckpunktepapier aufgeführter Kriterien: Wirksamkeit, Beeinflussbarkeit durch den Netzbetreiber, Entwicklungsfähigkeit und Flexibilität, Eindeutigkeit sowie Transparenz, Umsetzbarkeit und Messbarkeit. Ein weiteres Kriterium ist die Kompatibilität mit dem bestehenden Regulierungssystem.

Gezielte Schaffung und Optimierung von Netzanschlusskapazitäten für Energiewendetechnologien	Zusätzliche Erneuerbare Energie
	Zusätzliche Verbrauchseinrichtungen (Energiewendetechnologien)
Kurze Netzanschlusssauern	Minimierung Zeit zwischen Antragstellung und Inbetriebnahme

Abbildung 1: Outputorientierte Indikatoren der Energiewendekompetenz von Netzbetreibern

Daher werden solche Indikatoren ausgeschlossen, die bereits durch gesetzliche Mindeststandards (z. B. Redispatch 2.0, § 14a EnWG) oder durch bestehende Elemente der Anreizregulierung (z. B. Effizienzkriterien beim Netzausbau und Engpassmanagement) abgedeckt sind. Zur Erhöhung des Outputs in Bezug auf die Energiewendekompetenz sind durch den Netzbetreiber konkrete Maßnahmen wie insbesondere Digitalisierungsprojekte, Prozessoptimierungen, Standardisierung sowie gezielter Kompetenz- und Personalaufbau durchzuführen.

Rolle der Digitalisierung

Die Digitalisierung ist ein zentraler Hebel zur Entwicklung der Energiewendekompetenz von Netzbetreibern. Daher ist mit der Förderung der Energiewendekompetenz auch eine Stärkung und eine Optimierung der

Digitalisierung verbunden. Da viele Digitalisierungsmaßnahmen (etwa im Bereich Datenmanagement oder Digitalisierung von Prozessen) nicht unmittelbar, sondern zeitverzögert als Output beim Netznutzer sichtbar werden, ist ein regelmäßiges Monitoring und eine transparente Veröffentlichung der Digitalisierungsfortschritte sinnvoll.

Ein Digitalisierungsindex der Energiewendekompetenz schafft Transparenz über den Entwicklungsstand eines Netzbetreibers in Bezug auf die für die Energiewendekompetenz relevanten Digitalisierungsdimensionen. Ein aggregierter Digitalisierungsindex ermöglicht zudem Aussagen über den Entwicklungsstand der Branche.

Der Digitalisierungsindex der Energiewendekompetenz umfasst **vier Dimensionen der Digitalisierung** mit besonders hohem Einfluss auf die Energiewendekompetenz, da sie unmittelbar darauf abzielen, den Netzanschluss und die Netzintegration von Energiewendetechnologien zu verbessern:

1. Smart Grid: Netztransparenz und Echtzeitsteuerung ermöglichen die Integration volatiler Erzeuger und flexibler Verbraucher bei gleichzeitiger Wahrung der Netzstabilität (Ausprägung: Beobachtbarkeit des Netzzustands, Steuerbarkeit von Anlagen).

2. Digitale Prozesse und Systeme: Beschleunigung von Planungsprozessen durch Automatisierung und bessere Prognosequalität ermöglicht einen zügigeren Infrastrukturausbau (Ausprägung: Prognose der Netzauslastung, automatisierte Netzplanung, KI-gestützte Planungsprozesse).

3. Datenmanagement und Analyse: Zeitreihenbasierte Analysen ermöglichen die Planung auf Basis realer Einspeise- und Lastverläufe. Digitale Netzmodelle sind Voraussetzung für präzise und automatisierbare Anschlussprüfungen und Lastflusssimulationen (Ausprägung: Digitale Netzpläne, zeitreihenbasierte Netzplanung).

4. Kundenmanagement: Frühzeitige Information über Netzkapazitäten ermöglicht zielgerichtete Investitionsentscheidungen bei Kunden und entlastet die Netzbetreiber (Ausprägung: Digitale Webportale, unverbindliche Netzanschlussprüfung).

Analyseergebnisse Digitalisierungsindex der Energiewendekompetenz

Im Rahmen der Festlegung zur Datenerhebung vom 17.03.2025 (Aktenzeichen GBK-24-02-1#5) wurden Dimensionen der Digitalisierung bei Netzbetreibern abgefragt.

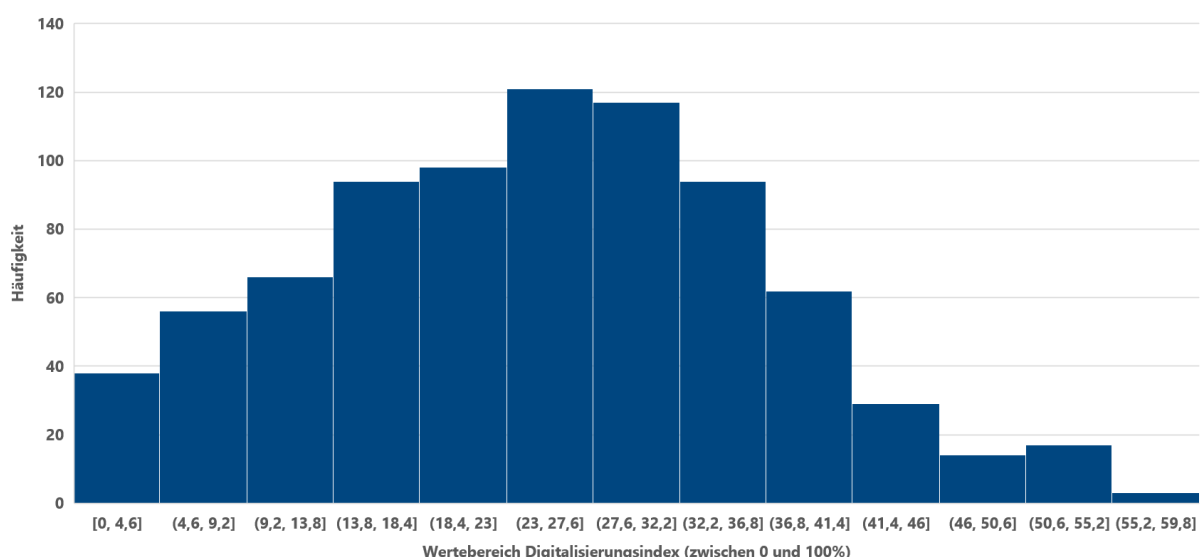


Abbildung 2: Verteilung Digitalisierungsindex der Energiewendekompetenz (Stand: 14.07.2025)

Auf Basis dieser Daten (809 Netzbetreiber) wurde ein **Digitalisierungsindex** entwickelt, der den aktuellen Entwicklungsstand der Digitalisierung eines Netzbetreibers transparent darstellt.

Abbildung 2 zeigt die Verteilung vom Digitalisierungsindex aller Netzbetreiber für das Jahr 2024. Es wird deutlich, dass der Branchenstand hinsichtlich der Digitalisierung über alle vier Dimensionen mit einem Mittelwert von 24,67 % Entwicklungspotenziale aufweist.¹ Die Gesamtwerte einzelner Netzbetreiber variieren erheblich: Während einige hohe Werte zwischen 60 % und 70 % erreichen, liegen sie bei anderen teils im unteren einstelligen Prozentbereich.

Abbildung 3 zeigt die Verteilung vom Digitalisierungsindex je Dimension der Digitalisierung. Dabei wird deutlich, dass sich die Ausprägung zudem in den vier Dimensionen unterscheidet. In der Dimension Datenmanagement (bspw. digitale Netzpläne) ist dieser mit einem Mittelwert von 49,25 % am höchsten, gefolgt vom Kundenmanagement (bspw. digitale Portale) mit einem Mittelwert von 28,01 %.

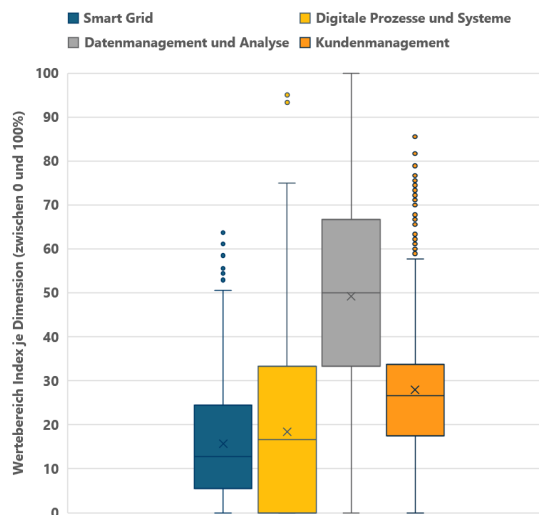


Abbildung 3: Verteilung Digitalisierungsindizes je Dimension der Digitalisierung (Stand: 14.07.2025)

Geringe Durchschnittswerte weisen die Dimensionen Digitale Prozesse und Systeme (automatisierte Netzplanung, Künstliche

Intelligenz (KI)) mit 18,4 % und Smart Grid (Beobachtbarkeit, Steuerbarkeit) sowie 15,67 % auf.

Schließlich ist der Grad der Digitalisierung von der Spannungsebene abhängig (siehe Abbildung 4). In den Hochspannungsebenen (Mittelwert 34,29 %) ist der Wert in der Regel höher als in den Mittel- (26,68 %) oder Niederspannungsebenen (22,51 %).

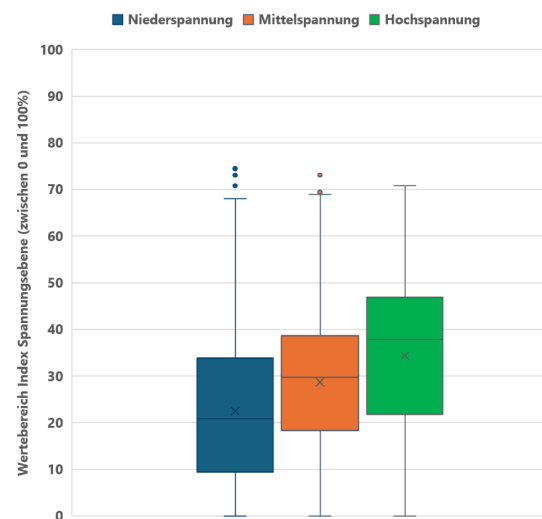


Abbildung 4: Verteilung der Digitalisierungsindizes je Spannungsebene (Stand: 14.07.2025)

Kennzahlen zur Energiewendekompetenz

Für eine Betrachtung, Bewertung und den Vergleich der Energiewendekompetenz müssen Datenpunkte vorhanden sein, die eine objektive, quantitativ und statistisch belastbare Aussage ermöglichen und, die zudem in ihrer Kombination ein unverzerrtes, möglichst vollständiges Bild des Outputs des energiewendekompetenten Netzbetreibers liefern. Hierzu sind Indikatoren und daraus abgeleitete Kennzahlen heranzuziehen.

Kennzahlen der Energiewendekompetenz machen die outputorientierten Indikatoren mess- und bewertbar.

Zentraler Bestandteil einer Kennzahl ist somit zunächst die Messgröße, also der Datenpunkt oder die Datenkombination zur Messung des Indikators.

¹ Detaillierte Beschreibungen der Berechnungen befinden sich in Kapitel 2.4

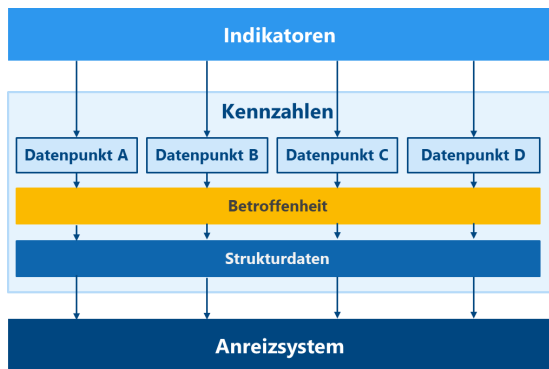


Abbildung 5: Schematische Darstellung Einordnung und Bestandteile von Kennzahlen

Um die Energiewendekompetenz eines Netzbetreibers zu bewerten, muss eine Betroffenheit gegeben sein, um von der Messgröße auf dessen Fähigkeiten und Kompetenzen schließen zu können. Der Datenpunkt muss vorhanden sein, mit angemessenem Aufwand erfassbar sein und im Falle einer statistischen Größe auf einer ausreichenden Grundgesamtheit beruhen (absolute Betroffenheit).

Die Energiewendekompetenz kann auch dann bewertet werden, wenn die Herausforderungen über das historische Kerngeschäft hinausgehen und somit eine hohe Betroffenheit im Verhältnis zu einem Größenmaß vorliegt (relative Betroffenheit).

Die relative Betroffenheit kann zudem einen strukturellen, d. h. einen exogenen, Einfluss aufweisen. Daher sind im Gutachten entsprechende Zusammenhänge mit den Messgrößen zu überprüfen. Neben der Betroffenheit können weitere systemische Zusammenhänge wie gebietsstrukturelle Merkmale einen signifikanten, aus Sicht des Netzbetreibers exogenen Einfluss auf den Output haben. Daher ist die Untersuchung statistisch belegbarer Zusammenhänge essenziell. Sofern diese Zusammenhänge aus den Daten belegbar sind, ist eine Berücksichtigung im Kennzahlensystem zu prüfen. Eine solche Berücksichtigung kann beispielsweise funktional erfolgen, analog zur Berücksichtigung des gebietsstrukturellen Merkmals „Lastdichte“ beim Qualitätselement hinsichtlich der Netzuverlässigkeit.

Die Indikatoren aus Abbildung 1 wurden aus einer Analyse der energiewendebezogenen

Prozesse beim Netzbetreiber sowie dessen Interaktion mit seinen Kunden ermittelt.

Der Indikator „hohe Netztransparenz“ und die „Qualität der Netzkundeninformation“ wird durch den Digitalisierungsindex bereits partiell erfasst. Zudem gelten dort teilweise Mindeststandards wie das Vorhandensein digitaler Netzanschlussportale, sodass dieser als Grundlage für Kennzahlen im Weiteren nicht mehr betrachtet wird.

Für die Ausgestaltung des Kennzahlensystems werden drei Indikatoren herangezogen:

- Zusätzliche erneuerbare Energien
- Zusätzliche Verbrauchseinrichtungen (Energiewendetechnologien)
- Minimierung Zeit zwischen Antragstellung und Inbetriebnahme Netzanschluss

Als Messgröße für eine gezielte Schaffung und Optimierung von Netzanschlusskapazitäten für Energiewendetechnologien bieten sich absolute oder relative Messwerte zur Bewertung der neu installierten Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen der Energiewendetechnologien an.

Einerseits können Verhältnisse der tatsächlich realisierten Netzanschlüsse bzw. Netzanschlussleistung zu Netzanschlussbegehren als Maß für die Umsetzungsquote von Netzanschlussbegehren beim Verteilernetzbetreiber (VNB) gewählt werden. Dies spiegelt den Erfolg des Netzbetreibers, möglichst viele Energiewendetechnologien in sein Netz zu integrieren.

Andererseits kann auch eine auf die Größe eines VNB normierte Anzahl umgesetzter Netzanschlussbegehren bzw. Netzanschlussleistungen als absoluter Zuwachs gewählt werden. Jeweils erfolgt eine Differenzierung nach Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen, perspektivisch ist auch eine weitere Aufschlüsselung nach Energiewendetechnologien denkbar. Eine Differenzierung kann unterschiedliche Herausforderungen aufgrund üblicher Leistungen oder Komplexität von Anschlussanfragen herausstellen, erhöht jedoch die Komplexität des Gesamtsystems.

Die Auswertung der bisher vorliegenden Daten zeigt, dass die beiden skizzierten

Messwerte sehr stark miteinander korrelieren. Sehr wohl stecken hinter beiden Varianten unterschiedliche Interpretationen und Beeinflussungsmöglichkeiten. Gegen die Wahl einer Umsetzungsquote spricht vor allem, dass die Anzahl/Leistung gestellter Anschlussbegehren durch das Kundenverhalten stark beeinflusst werden kann (etwa gleichzeitige Anschlussbegehren mit unterschiedlichen Leistungen für dasselbe geplante Vorhaben). Allerdings kann die Anzahl notwendiger Anschlussbegehren durch ein kundenorientiertes Verhalten des VNB auch reduziert werden (z. B. durch unverbindliche Netzanschlussauskünfte). Für die Verwendung eines absoluten Zuwachses spricht eine grundsätzliche Beanreizung der Netzintegration von Energiewendetechnologien. Beide Messwerte hängen von der exogenen Größe der Anschlussbegehren ab. In einer Umsetzungsquote wird dies bereits im Messwert erfasst.

Als Kennzahl für kurze Netzanschlussdauern bietet sich eine zeitliche Bewertung über den Median der Netzanschlussdauern an. Der Anschlussprozess teilt sich dabei zur weitestgehenden Herausfilterung der exogenen Einflüsse durch das Verhalten der Anschlusspetenten in die zwei Aspekte auf:

- Anschlussprozess 1: vollständiges/qualifiziertes Anschlussbegehren bis Netzanschlusszusage
- Anschlussprozess 2: Annahme der Netzanschlusszusage bis Inbetriebnahme Netzanschluss oder Bereitstellung der Netzanschlusskapazität

Die Medianwerte zeigen die Schnelligkeit des Netzbetreibers, Energiewendetechnologien an sein Netz anzuschließen.

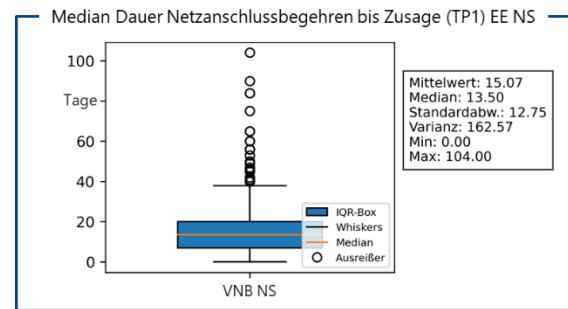


Abbildung 6: Exemplarisch: Median Dauer Netzanschlussbegehren bis Zusage auf NS-Ebene

Die Betroffenheit lässt sich über die Anzahl oder Leistung der Netzanschlussbegehren abbilden². Diese Werte korrelieren stark mit Strukturgrößen wie Fläche oder der Letztverbraucheranzahl des Netzbetreibers. Flächennetzbetreiber sind somit zwar absolut stärker betroffen – dies steht aber in klarem linearem Zusammenhang zur Versorgungsaufgabe. Es ist aus dieser absoluten Betroffenheit somit keine stärkere relative Betroffenheit im Sinne einer größeren Herausforderung ableitbar. Bei sehr geringer bzw. nicht vorhandener absoluter Betroffenheit kann der Wert stark verzerrt oder nicht ermittelbar sein. Die Kennzahl ist in diesem Fall für den entsprechenden Netzbetreiber nicht anwendbar und muss

durch eine neutrale Ersatzgröße substituiert werden. Die entsprechende Ersatzgröße ergibt sich in Zusammenhang mit der Ausgestaltung des Anreizsystems.

In der Betrachtung der Kennzahlen ergibt sich ein klarer systemischer Zusammenhang mit der betrachteten Spannungsebene. Dies lässt sich mit den üblichen Anzahlen und Leistungswerten sowie den üblichen Technologien der Netzanschlussbegehren in den verschiedenen Spannungsebenen erklären. Darüber hinaus gehende systemische Einflüsse, wie ein Einfluss unterschiedlicher Technologieanteile an den Netzanschlussbegehren zeigen aktuell keinen signifikanten Einfluss über

² Disclaimer: Die aktuellen Aussagen zu Kennwerten und Strukturzusammenhängen basieren auf der Datenerhebung GBK-24-02-1#5 vom 17.03.2025, die teilweise neue, erstmals von Verteilernetzbetreibern erhobene Daten umfasst. Die Auswertungen wiesen zum Teil unvollständige, in Einzelfällen fehlerhafte oder

uneinheitlich gefüllte Datenmeldungen auf. Insofern zeichnen die Auswertungen einen möglichen Gestaltungsweg auf, sind aber insofern vorbehaltlich, als dass sie mit vollständigem Datensatz und erneuter Datenerhebung zu wiederholen sind.

Anlagenanzahl und -leistung hinaus und werden daher nicht in die Kennzahl integriert. Auch in der Untersuchung gebietsstruktureller Merkmale ergibt sich keine belastbare Indikation eines systemischen Zusammenhangs mit den Kennzahlen. Auf Mittel und Niederspannungsebene deuten die durchgeführten Datenanalysen auf eine mögliche statistisch signifikante schwache Korrelation zwischen Messwerten wie der Anzahl umgesetzter Netzanschlussanfragen (EE-Anlagen) bezogen auf Netzanschlussbegehren (EE-Anlagen) und gebietsstrukturellen Merkmalen hin. Trotz der Signifikanz ist die Effektstärke sehr gering, sodass der praktische Einfluss als begrenzt einzustufen ist. Aufgrund des geringen Bestimmtheitsmaßes kann von der schwachen Korrelation nicht auf einen erklärenden Zusammenhang geschlossen werden. Dies sollte zukünftig auf einer erweiterten (vollständigen und plausibilisierten, optional über mehrere Jahre betrachteten) Datenbasis untersucht werden. Auf Basis der Datenauswertung wird eine funktionale Berücksichtigung aktuell nicht empfohlen.

Anreizsystem

Um den Beitrag eines Netzbetreibers zur Energiewende auch monetär abzubilden, wird der Output – gemessen an der schnell und zuverlässig angeschlossenen Leistung von Energiewendetechnologien (Output) – über einen Monetarisierungsfaktor bewertet.

Die CO₂-Einsparungen, die durch den frühzeitigen Anschluss von erneuerbaren Energien, Speichern und Verbrauchseinrichtungen erzielt werden, führen zu einem gesellschaftlichen Wohlfahrtsgewinn, der über andere Regulierungsinstrumente nicht internalisiert wird.

Je früher und umfangreicher dieser Beitrag erfolgt, desto stärker fällt der finanzielle Anreiz für den einzelnen Netzbetreiber aus.

Hierzu werden zwei zentrale Kennzahlen herangezogen:

- Verhältnis tatsächlich realisierter Netzanschlüsse/Netzanschlussleistung zu Netzanschlussbegehren oder auf Größe des Netzbetreibers normierte

Anzahl umgesetzter Netzanschlussbegehren/Netzanschlussleistung

- Dauer der Netzanschlussprozesse

Beide Kennzahlen werden im Vergleich je Netzbetreiber zu strukturell ähnlichen Netzbetreibern betrachtet und können in einen Bonus- oder einen Bonus-/Malus-Mechanismus überführt werden.

Der Vergleich erfolgt auf Basis von technologie- und spannungsebenenspezifischen CO₂-Vermeidungsfaktoren sowie Zeitfaktoren zur Abbildung der Anschlussgeschwindigkeit.

Die Höhe eines jährlichen Bonus oder Malus ergibt sich aus dem produktiven Zusammenspiel von drei Elementen:

- Bereitgestelltes Budget zur Förderung der Energiewendekompetenz
- CO₂-Einsparbeitrag durch angeschlossene Anlagen
- Relative Effizienz im Netzanschlussprozess

Eine jährliche Aktualisierung von Eingangsgrößen zur Abbildung des CO₂-Einsparpotenzials mithilfe von externen Quellen wie dem Umweltbundesamt als auch von Daten der Netzbetreiber selbst gewährleistet eine adäquate Berücksichtigung der Dynamik und Fairness im Anreizsystem.

Gesamtbild Anreizmechanismus zur Energiewendekompetenz

Das Gesamtbild zur Bewertung und Anreizung der Energiewendekompetenz besteht aus zwei Bausteinen:

Ein **outputorientiertes Anreizmodell** belohnt Netzbetreiber, die schnell und mit hoher Erfolgsquote erneuerbare Energien, Speicher und weitere Energiewendetechnologien in das Netz integrieren. Gemessen an Kennzahlen wird ein Bonus auf Basis des dadurch erlangten CO₂-Einspareffektes ermittelt.

Das Anreizmodell stellt sicher, dass Netzbetreiber die jeweils effizientesten und geeignetsten Maßnahmen zur Erlangung der Energiewendekompetenz und damit zur

Förderung der Energiewende im jeweiligen Versorgungsgebiet umsetzen.

Da zwischen Investitionen in die Erlangung von Energiewendekompetenz und dem tatsächlichen Output ein Zeitverzug herrschen kann, sorgt ein **Digitalisierungs-Index** für Transparenz über den Entwicklungsstand der Digitalisierung in den für die Energiewendekompetenz zentralen Dimensionen.

Der Digitalisierungsindex stellt sicher, dass Netzbetreiber durch Transparenz, auch im Vergleich zum Branchenstand, Digitalisierungsmaßnahmen in den zentralen Bereichen anstoßen.

Netzservicequalität

Die Netzservicequalität beschreibt die Qualität der Interaktion zwischen Netzbetreibern und Netznutzern insbesondere hinsichtlich Erreichbarkeit, Reaktionsgeschwindigkeit, Bearbeitungsdauer, Transparenz, Kundeninformation sowie der digitalen Verfügbarkeit von Prozessen. Anders als bei der klassischen Netzzuverlässigkeit (Versorgungsunterbrechungen) oder der Energiewendekompetenz (Fähigkeit zu Anschluss und Integration von Energiewendetechnologien), adressiert die Netzservicequalität vor allem die Schnittstelle zwischen Netzbetreibern und den Anschlusspetenten und -nehmern. In Zeiten beschleunigter Energiewende, steigender Anschlusszahlen und wachsender Komplexität und steigender Anforderungen an Flexibilität und Steuerbarkeit gewinnt sie zunehmend an Bedeutung.

Internationale Beispiele zeigen: Viele Regulierungen beziehen heute explizit serviceorientierte Kriterien in ihre Anreizsysteme ein, insbesondere zur Anschlussbearbeitung und Kundenkommunikation.

Die Netzservicequalität ist bislang im deutschen Regulierungsrahmen nicht vollständig abgebildet. Insbesondere Aspekte wie Reaktionsgeschwindigkeit, Termintreue, Beschwerdebearbeitung oder Transparenz von Informationen haben für Netzkunden wie Anlagenbetreiber, Projektierer und Installateure eine praktische Relevanz. Eine

systematische und vergleichbare Erfassung dieser Serviceaspekte kann somit einen Beitrag zur Stärkung der Kundenzentrierung im Netzbereich leisten.

Daher könnte theoretisch die Netzservicequalität neben der Netzzuverlässigkeit und der Energiewendekompetenz zu einer dritten, eigenständig zu betrachtenden Leistungsdimension von Netzbetreibern werden.

Im Vergleich zur Energiewendekompetenz und zur Digitalisierung hat die Netzservicequalität derzeit **weder dieselbe wirtschaftliche Hebelwirkung noch denselben systemischen Einfluss auf die Zielerreichung der Energiewende**. Zudem bestehen bereits durch gesetzliche Vorgaben, Kundenverträge und Mindeststandards (z. B. in der Grundversorgung, Niederspannungsanschlussverordnung) gewisse Vorgaben zur Kundeninteraktion, auch wenn diese nicht systematisch regulatorisch incentiviert sind.

Vor diesem Hintergrund wird empfohlen, die Einführung eines verpflichtenden, incentivierten Regulierungssystems zur Netzservicequalität vorerst zurückzustellen. Stattdessen sollten zunächst die folgenden Schritte erfolgen:

1. **Einführung der Energiewendekompetenz und des Digitalisierungsindex:** Die Implementierung eines Anreizsystems zur Stärkung der Energiewendekompetenz in Verbindung mit dem Digitalisierungsindex sollte vorrangig regulatorisch umgesetzt werden.
2. **Sondierende Datenerhebung und freiwilliges Benchmarking:** Die Serviceindikatoren sollten zunächst im Rahmen eines begleitenden Monitorings erfasst und vergleichend ausgewertet werden (auch zur Validierung der Umsetzbarkeit und Belastbarkeit).
3. **Optionale Integration in spätere Regulierungsentwicklungen:** Abhängig von den Ergebnissen des Monitorings und der weiteren Digitalisierung der Kundenprozesse kann zu einem späteren Zeitpunkt geprüft werden, ob einzelne Serviceindikatoren in die bestehende Qualitätsregulierung integriert oder separat reguliert werden sollten.

MANAGEMENT SUMMARY (englisch)

A successful energy transition in Germany critically depends on the ability of distribution system operators (DSOs) to rapidly and reliably integrate new energy transition technologies such as renewable energy systems, storage, heat pumps, and electric vehicle charging infrastructure into the electricity grid. This capability is referred to in this report as **Energy Transition Competence**.

Integrating this competence into quality regulation aims to create targeted incentives for DSOs to actively adapt their infrastructure, processes, and organization to meet the requirements of the energy transition. The focus is not on inputs (e.g., specific measures), but on measurable outputs: the number and capacity of connected energy transition technologies and the speed with which these connections are implemented, relative to demand.

The goal of this study is to develop regulatory methodologies that can appropriately assess, benchmark, and strengthen energy transition competence in a systematic and incentivizing manner.

Definition of Energy Transition Competence

Energy transition competence is defined as “the proactive implementation of requirements that support the transformation of grid infrastructure across all voltage levels in the context of the energy transition, environmental sustainability, security of supply, and cost efficiency.”

A competent DSO is therefore one that can efficiently and reliably connect a large number of renewables, storage systems, and other energy transition technologies to the electricity grid within its service area.

Output Indicators and Metrics

To objectively assess performance, a set of output-oriented indicators has been developed. These indicators reflect the DSO's ability to manage and expand the grid in line with energy transition demands. Indicators were selected based on the criteria of effectiveness, controllability, development

ability, transparency, and regulatory compatibility.

Indicators already covered by legal minimum standards (e.g., Redispatch 2.0, §14a EnWG) or existing incentive regulation are excluded. Instead, DSOs are expected to implement concrete measures such as digitalization projects, process optimization, standardization, and targeted capacity and workforce development.

The Role of Digitalization

Digitalization is a key factor of energy transition competence. Many measures in this area such as data management and automated planning have delayed visibility in output metrics. Therefore, regular monitoring and transparent reporting are essential to ensure progress.

A Digitalization Index for Energy Transition Competence has been developed to capture the digital maturity of DSOs in the most relevant areas for the energy transition. The index covers four core dimensions:

- Smart Grid (e.g., observability and controllability of network assets): Enables integration of volatile generation and flexible consumers while maintaining stability.
- Digital Processes and Systems (e.g., grid load forecasting, automated planning, AI-supported processes): Improves infrastructure planning speed and quality.
- Data Management and Analytics (e.g., digital grid models, time-series-based planning): Facilitates realistic and automatable grid analysis and planning.
- Customer Management (e.g., digital portals, non-binding grid connection checks): Enables earlier and more efficient customer decisions and reduces DSO workload.

Based on data from 809 DSOs (as of 14.07.2025), the average digitalization level across the sector remains low (24,67 %), though some operators have achieved values of up to 60-70 %. Higher digitalization levels are typically found at higher voltage levels.

Within the four dimensions, data management leads with an average score of 49,25 %, followed by customer management (28,01 %), while Smart Grid (15,67 %) and digital process automation (18,4 %) lag behind at under 20% each. This indicates that DSOs have prioritized foundational digital infrastructure and customer interfaces, while more complex automation and control technologies remain underdeveloped.

Performance Metrics for Energy Transition Competence

To enable robust evaluation and comparison, a set of quantitative metrics based on well-defined indicators is used. These include:

- Additional installed capacity of renewable energy systems
- Newly connected energy transition technologies on the consumption side
- Time between connection request and commissioning

Metrics can be defined as absolute or relative values (e.g., normalized to DSO size or service area). Connection success rates and connection speeds are especially relevant for performance benchmarking and incentive design.

Incentive Mechanism

To monetarily reflect the contribution of DSOs to the energy transition, a performance-based incentive mechanism is proposed. Financial rewards (or penalties) are based on the actual output (speed and success rate) of grid connections for energy transition technologies.

Key inputs to the incentive calculation include:

- Avoided CO₂ emissions (as a proxy for societal benefit)
- Connection performance (speed and success rate)
- DSO efficiency compared to structurally similar peers

The incentive is calculated annually based on:

- A funding envelope dedicated to supporting energy transition competence

- The CO₂ impact of connected installations
- The relative connection efficiency

The model incorporates a digitalization index to account for time-lag effects between investment and output. The index promotes transparency and helps DSOs benchmark their progress against the sector average.

Conclusion: Integrated Incentive Model for Energy Transition Competence

The proposed model combines two core components:

- An output-based incentive mechanism to reward fast, reliable grid integration of new technologies
- A digitalization index to create transparency and steer investment in digital infrastructure

Together, these instruments form a comprehensive, future-proof regulatory approach that encourages DSOs to align with the goals of the energy transition and simultaneously strengthens them in their task of reliable power supply despite the associated infrastructure challenges.

Network Service Quality

Network service quality captures how effectively DSOs interact with network users covering responsiveness, transparency, digital processes, and customer communication. While international regulators increasingly incorporate such criteria into incentive schemes, Germany's regulatory framework does not yet systematically address these aspects.

Given their practical relevance for stakeholders like installers and project developers, service indicators could complement existing dimensions such as supply reliability and energy transition competence. However, due to their currently limited strategic impact, the report recommends a phased approach: prioritize the rollout of the energy transition competence and digitalization index, initiate voluntary data collection, and assess future regulatory integration based on insights gained.

1 Hintergrund und Zielstellung

1.1 Hintergrund

Die Energiewende in Deutschland schreitet mit hoher Geschwindigkeit voran: Immer mehr erneuerbare Erzeugungsanlagen, Speicher sowie steuerbare Verbrauchseinrichtungen werden an das Stromnetz angeschlossen. Die Stromnetze spielen dabei eine zentrale Rolle – sie ermöglichen nicht nur den Transport und die Verteilung elektrischer Energie, sondern auch die Integration klimafreundlicher Erzeugung. Darüber hinaus schaffen sie die physikalische Grundlage für funktionierende Energiemärkte, in denen Erzeugung, Verbrauch und Flexibilität effizient aufeinander abgestimmt werden können.

Vor diesem Hintergrund kommt den Netzbetreibern eine Schlüsselrolle für das Gelingen der Energiewende zu.

Ihre Energiewendekompetenz – also die Fähigkeit, neue Energiewendetechnologien schnell, zuverlässig und systemdienlich in das Stromnetz zu integrieren – ist entscheidend dafür, dass die Transformation der Energieversorgung gelingt. Nur wenn Netzanschlüsse zügig realisiert, das Netz bedarfsgerecht ausgebaut und die Netzführung an die neuen Anforderungen angepasst werden, kann die Energiewende erfolgreich umgesetzt werden.

Im aktuell gültigen Regulierungsrahmen bestehen bislang keine ausreichenden Anreize für Netzbetreiber, ihre Energiewendekompetenz vorausschauend und systematisch auszubauen. Daher sollte das bestehende Qualitätselement der Anreizregulierung – das bisher ausschließlich auf die Versorgungszuverlässigkeit abzielt – um Elemente erweitert werden, die gezielt die Energiewendekompetenz der Netzbetreiber abbilden. Im Rahmen einer additiv ausgestalteten Qualitätsregulierung könnten so gezielt jene Netzbetreiber bewertet werden, die bei der Transformation ihrer Stromnetze eine besonders hohe Leistungsfähigkeit zeigen. Bereits die transparente Sichtbarmachung unterschiedlicher Kompetenzniveaus im Vergleich zum Status quo schafft eine differenzierende Wirkung und stärkt den Anreiz zur kontinuierlichen Weiterentwicklung.

Langfristig ist eine Integration dieses Qualitätsinstruments in einen weiterentwickelten, systemisch ausgerichteten Regulierungsrahmen anzustreben. Die derzeit diskutierten Vorschläge und Forderungen reichen dabei von einer normativen hoheitlichen Vorgabe von vielen einzelnen Anforderungen, die schlicht zu erfüllen sind, über eine Anerkennung und Förderung der Leistungsfähigkeit durch Transparenz bis hin zu ökonomischen Anreizen durch hoch ausdifferenzierte Bonus- und Malussysteme.

Gleichzeitig gewinnt die Interaktion zwischen Netzbetreiber und Kunden an Bedeutung und stellt einen weiteren Faktor der Energiewende dar. Der Anschluss von Photovoltaik (PV)-Anlagen, Kleinspeicher und/oder Wallboxen weist eine hohe Komplexität auf – insbesondere, da diese steuerbaren Verbrauchseinrichtungen in Markt- und Netzprozesse eingebunden werden müssen (bspw. nach § 14a EnWG). Eine effiziente Abwicklung dieser Interaktionsprozesse erfordert eine angemessene Netzservicequalität.

1.2 Zielstellung des Gutachtens

Das Ziel dieses Gutachtens ist es, geeignete Methoden für die Qualitätsregulierung zu entwickeln, welche die Energiewendekompetenz bei Netzbetreibern adäquat erfassen, vergleichbar machen und durch einen wirkungsvollen Anreizrahmen systematisch stärken.

Dabei sind insbesondere die Abgrenzbarkeit und die Widerspruchsfreiheit gegenüber anderen Anreizinstrumenten, wie beispielsweise dem Effizienzvergleich, zu berücksichtigen.

Die Netzleistungsfähigkeit, unter welcher auch die zu definierende Energiewendekompetenz zu fassen ist, ist bisher in groben Zügen in den §§ 19 und 20 der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) geregelt. Darüber hinausgehend liegt jedoch kein regulatorisches Konzept für die Netzleistungsfähigkeit vor. Sie wird regulatorisch bisher auch nicht umgesetzt.

Die Dimension der „Netzservicequalität“ ist in Deutschland derzeit weder normativ verankert noch wird sie regulatorisch umgesetzt. Ausgehend von internationalen Erfahrungen und praktischen Anwendungsbeispielen sind für die Netzservicequalität daher ebenfalls umsetzbare Konzepte zu prüfen.

2 Energiewendekompetenz von Netzbetreibern

2.1 Hintergrund und Vorgehen

Mit der fortschreitenden Energie- und Wärmewende, dem dadurch bedingten Zubau und Anschluss von Anlagen zur dezentralen Einspeisung von erneuerbaren Energien, sowie der zunehmenden Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG (z. B. Wallboxen und Wärmepumpen) wird die Befähigung zum vorausschauenden Ausbau und Betrieb der Stromverteilernetze immer wichtiger. Sowohl die steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG als auch die dezentralen Einspeiseanlagen sind von den Betreibern der Stromverteilernetze zugänglich anzuschließen und nach Möglichkeit wenig zu „dimmen“ bzw. abzuregeln. Gleichzeitig sind kritische Netzsituationen zu vermeiden.

Allerdings ergeben sich damit bei der Energiewendekompetenz vielfältige Zusammenhänge und Wechselwirkungen, die bei einer Regulierungsausgestaltung zu beachten sind. Für den Aspekt der vorausschauende und effizienten Netzentwicklung sind etwa folgende Zusammenhänge zu beachten:

- Vorausschauende Netzentwicklung setzt eine hinreichend belastbare Prognose der zukünftigen Netznutzung voraus.
- Eine bessere Prognostizierbarkeit kann auch durch den bewussten, stärkeren Einsatz einer netzorientierten Steuerung von Kunden erreicht werden, da damit gewissermaßen der Prognosehorizont verkürzt wird.
- Die Anwendung der Steuerung setzt eine hinreichende Beobachtbarkeit und damit entsprechende Messtechniken voraus.
- Die damit gewonnenen Daten können bei entsprechender Umsetzung in Kundenmodelle und einer fortlaufenden Anwendung in der Netzausbauplanung zu einer effizienten Netzentwicklung beitragen.
- Vorausschauender, über den aktuellen Bedarf hinausgehender Netzausbau kann – zumindest vorübergehend – zu zusätzlichen Kosten der Netzbereitstellung führen. Gleiches gilt für höheren Betriebsaufwand für den Aufbau der Prognose- und Planungsprozesse.

Dem Konzept der Qualitätsregulierung der Netzzuverlässigkeit liegt die Voraussetzung einer Preis-Qualitäts-Kopplung zugrunde, wie sie für ein Produkt oder eine Dienstleistung im Allgemeinen positiv korreliert unterstellt wird. Einfach gesagt: Je höher der Preis für ein definiertes Produkt ist, desto höher ist die Qualität. Diese These konnte auch durch wissenschaftlich-technische Analysen an Modell- und Referenznetzen für outputorientierte Qualitätskenngrößen bestätigt werden (Consentec GmbH, FGH e.V., Frontier Economics Limited, 2010) (E-Bridge, ZEW, FGH, 10.01.2020) (E-Bridge, ZEW, FGH, 23.11.2023). Aufgrund der obigen beispielhaften Überlegungen sind die Zusammenhänge bei der Energiewendekompetenz komplexer. So kann aus der Outputkenngröße „Umfang netzorientierter Steuerung von Netzkunden“ alleine nicht zwangsläufig auf eine geringe Kompetenz geschlossen werden. Dahingegen kann die gezielte Steuerbarkeit zur Maximierung der Anschlussleistungen für Energiewendetechnologien in einer bestehenden Netzinfrastruktur eine hohe Kompetenz ausdrücken. Zugleich kann aber ein anderer Netzbetreiber durch einen vorausschauenden, aber passgenauen Netzausbau ebenfalls die Anschlussnachfrage von Energiewendetechnologien bewältigen, ohne systematisch auf netzorientierte Maßnahmen zurückgreifen zu müssen. Vielmehr sind verschiedene Prozesse beim Netzbetreiber und deren Zusammenwirken zu betrachten, was aber wiederum die Definition outputorientierter Kenngrößen erschwert. Dementsprechend sind umfangreiche und komplexe Betrachtungen erforderlich, die zudem im Hinblick auf die Vermittlung der Ergebnisse und angesichts der verschiedenen bereits aus der Branche vorgeschlagenen Kenngrößen mit einprägsamen Modellbetrachtungen zu unterlegen sind.

Die Ausgestaltung der Energiewendekompetenz in der Qualitätsregulierung ist dann erfolgreich, wenn in der Praxis damit eine vorausschauende Entwicklung der Energiewendekompetenz mit Investitionen in Systeme, Prozesse und Personal angereizt werden kann.

In der heutigen Praxis ist dieser Anreiz nicht vollumfänglich gegeben und Netzbetreibern fällt es schwer, den proaktiven und antizipierenden Aufbau der Energiewendekompetenz gegenüber dem Asset Owner zu begründen und entsprechende Investitionen zu tätigen.

Das Ziel des Gutachtens ist die Entwicklung eines outputorientierten und auf Kennzahlen basierenden Vorschlags für ein Anreizsystem zum Aufbau von Energiewendekompetenz.

Dabei wird folgende Nomenklatur angewendet:

- Indikator: Messbares Merkmal zur Bewertung der Leistung oder Veränderung der Energiewendekompetenz eines Netzbetreibers
- Kennzahl: Definition eines quantifizierbaren Maßes zur Messung und Bewertung der Energiewendekompetenz eines Netzbetreibers
- Anreizsystem: Strukturiertes System zur Übersetzung von Kennzahlen in monetäre Anreize für einen Netzbetreiber

In Kapitel 2 dieses Gutachtens erfolgen zunächst **Vorüberlegungen zu Abgrenzung und Wechselwirkung zur Netzservicequalität in der Qualitätsregulierung**. Die Themengebiete Netzservicequalität und Energiewendekompetenz haben Gemeinsamkeiten und Unterschiede, die zu Beginn der Untersuchung sauber abgegrenzt werden müssen.

Die Identifikation geeigneter Indikatoren für die Energiewendekompetenz erfolgt, indem zunächst der Begriff der Energiewendekompetenz definiert und abgegrenzt sowie der „energiewendekompetente Netzbetreiber“ im Hinblick auf seine Herausforderungen und möglichen Maßnahmen zum Aufbau einer Energiewendekompetenz konkretisiert wird. Anschließend werden die **Anforderungen an geeignete Indikatoren** bestimmt, um aus einem breiten Spektrum an möglichen Indikatoren für die regulatorische Umsetzung umsetzbare Vorschläge ableiten zu können. Dazu erfolgt eine objektive Bewertung anhand **geeigneter Kenngrößen (Bewertungsmatrix)**, um ein Set an wirksamen, widerspruchsfreien, mess- und erfassbaren Indikatoren abzuleiten.

Nachdem geeignete Indikatoren identifiziert wurden, erfolgt die **Bestimmung geeigneter Kennzahlen und Kennzahlvorgaben**. In der Ausgestaltung der Kennzahlvorgaben ergibt sich ein Spektrum an Varianten. Es kann zwischen Vorgaben als Referenzen oder verbindlichen Zielvorgaben unterschieden werden und auch die zeitliche Dynamik des Systems ist zu berücksichtigen. Die Ergebnisse dieses Arbeitsschrittes werden mit Datenanalysen überprüft.

Es folgt die Ausgestaltung der monetären Bewertung der Energiewendekompetenz (Anreizrate). Die Monetarisierung dient der Übersetzung der Kennzahlen in finanzielle Anreize und Konsequenzen. Hierbei sind unterschiedliche Ansätze wie Preisgleitformeln oder Stufenverfahren denkbar.

2.2 Abgrenzung Netzservicequalität von Energiewendekompetenz

Die „Energiewendekompetenz“ und die „Netzservicequalität“ sind nicht identisch, weisen aber in bestimmten Bereichen Überschneidungen auf. Eine klare Abgrenzung ist erforderlich, um eine zielgerichtete Regulierung zu gewährleisten und gleichzeitig Synergien zu nutzen.

- Die Energiewendekompetenz umfasst die Fähigkeit eines Netzbetreibers, die Herausforderungen der Energiewende proaktiv zu bewältigen. Dies beinhaltet unter anderem den weitsichtigen Ausbau und Umbau der Netzinfrastruktur, den Einsatz innovativer Technologien sowie die IT-seitige Steuerung von Netzkomponenten. Ein energiewendekompetenter Netzbetreiber ist in der Lage, den steigenden Anteil erneuerbarer

Energien effizient zu integrieren, flexible Netzlösungen bereitzustellen und Netzengpässe durch intelligente Steuerungssysteme zu minimieren.

- Die Netzservicequalität hingegen betrifft primär die Schnittstelle zwischen Netzbetreiber und Netzkunden. Sie beschreibt die Effizienz und Qualität der Interaktionen, beispielsweise von der ersten Anfrage über den Netzanschlussprozess bis hin zur Kommunikation und der Abrechnung. Eine hohe Netzservicequalität bedeutet unter anderem, dass ein Netzbetreiber Kundenanfragen zügig bearbeiten, Informationen transparent bereitstellen und effiziente digitale Prozesse etablieren kann, um beispielsweise schnelle Netzanschlüsse oder Problemlösungen bereitzustellen.

Obwohl beide Begriffe unterschiedliche Schwerpunkte setzen, bestehen inhaltliche Überschneidungen. So trägt eine hohe Energiewendekompetenz beispielsweise dazu bei, dass Netzanschlussprozesse optimiert und innovative Lösungen für eine netzorientierte Steuerung gezielt entwickelt werden. Gleichzeitig führt eine hohe Netzservicequalität dazu, dass die Netzbetreiber enger mit ihren Kunden zusammenarbeiten, um beispielsweise den Ausbau von PV-Anlagen oder Wärmepumpen besser zu koordinieren.

Wechselwirkungen zwischen Energiewendekompetenz und Netzservicequalität

Verschiedene regulatorische Studien zeigen, dass zwischen beiden Konzepten zahlreiche Wechselwirkungen bestehen, die berücksichtigt werden müssen:

- Eine hohe Energiewendekompetenz ermöglicht eine nahtlose Integration erneuerbarer Energien und trägt zur Zuverlässigkeit der Stromversorgung bei (CEER, 2016).
- Flexibilität und Netzmanagement steigern die Anpassungsfähigkeit der Netze und reduzieren Reaktionszeiten auf Netzstörungen, was sich positiv auf die Netzservicequalität auswirkt (CEER, 2021).
- Energiekompetente Netzbetreiber können innovative Dienstleistungen für Kunden bereitstellen, die den Bedürfnissen aktiver Verbraucher (Prosumers) besser gerecht werden (CEER, 2019).
- Smart Grids sind eine Schlüsseltechnologie sowohl für die Energiewende als auch für die Verbesserung der Netzservicequalität (Bundesnetzagentur, 2022).

Anforderungen an die Definition von Kennzahlen

Die Herausforderung besteht darin, Kennzahlen zu entwickeln, die jeweils die Bereiche adäquat abbilden und gleichzeitig klar voneinander abgrenzen. Diese Kennzahlen müssen:

- Ein größtmögliches Maß der Energiewendekompetenz und Netzservicequalität erfassen, um Verzerrungen oder eine einseitige Bevorzugung einzelner Aspekte zu vermeiden.
- Überlappungsfrei definiert werden, um sicherzustellen, dass keine redundanten oder widersprüchlichen Anreize gesetzt werden.
- Objektive strukturelle Unterschiede der Netzbetreiber berücksichtigen, insbesondere in Bezug auf strukturelle Herausforderungen.

Ein Beispiel für eine mögliche Differenzierung wäre die Betrachtung von Anschlusszeiten für neue Erzeugungsanlagen. Während eine schnelle Bearbeitung von Netzanschlussanfragen eher der Netzservicequalität zuzuordnen ist, liegt die technische Machbarkeit des Anschlusses im Bereich der Energiewendekompetenz.

Monetäre Anreize und deren Ausgestaltung

Die Umwandlung von Kennzahlen in monetäre Anreizsysteme erfordert eine präzise Gestaltung, damit die beabsichtigte Steuerungswirkung erzielt wird. Insbesondere müssen folgende Aspekte sichergestellt werden:

- Die monetäre Anreizwirkung muss klar erkennbar und nachvollziehbar sein.

- Kennzahlenwerte müssen so in monetäre Anreize überführt werden, dass der Zusammenhang von Kennzahlengröße und monetärer Anreizwirkung konsistent abgebildet wird.
- Die gewählten Anreizmechanismen müssen sowohl für die Energiewendekompetenz als auch für die Netzservicequalität sinnvoll angewendet werden können.

Integration in den Regulierungsrahmen

Um eine konsistente Regulierung sicherzustellen, ist es entscheidend, dass Energiewendekompetenz und Netzservicequalität nicht isoliert betrachtet werden. Eine parallele Analyse beider Themenfelder ermöglicht es, die Wechselwirkungen und möglichen Zielkonflikte frühzeitig zu identifizieren. Daher umfasst das methodische Vorgehen zunächst eine gemeinsame Vorüberlegung zur Abgrenzung und Integration beider Aspekte der Versorgungsqualität in den Regulierungsrahmen. Anschließend werden geeignete Indikatoren identifiziert, Kennzahlen und Vorgaben definiert sowie Anreizsysteme entwickelt.

Wie in anderen Ländern Europas (bspw. Schweden oder Großbritannien) sowie in den USA wird ein Regulierungsansatz verfolgt, der mehrere zentrale Fragestellungen kombiniert: Er berücksichtigt das bereits Erreichte, setzt gezielte Anreize zur Weiterentwicklung in Richtung definierter netznutzerorientierter Ziele und fördert gleichzeitig notwendige Innovationen. Dieser ganzheitliche Ansatz sorgt dafür, dass die Netzbetreiber nicht nur für die Einhaltung regulatorischer Mindestanforderungen berücksichtigt werden, sondern auch Anreize erhalten, sich kontinuierlich zu verbessern und aktiv zur Umsetzung der Energiewende beizutragen.

Ein etabliertes Beispiel für einen solchen Regulierungsansatz ist das RIIO-Modell („Revenue = Incentives + Innovation + Outputs“), das von der britischen Regulierungsbehörde Ofgem (Office of Gas and Electricity Markets) entwickelt wurde. RIIO basiert auf einer langfristigen Regulierung mit klar definierten Leistungszielen, die über finanzielle Anreize mit den wirtschaftlichen Interessen der Netzbetreiber verknüpft werden. Dieses Modell stellt sicher, dass die Netzbetreiber nicht nur in die Instandhaltung und Modernisierung ihrer Netze investieren, sondern auch Innovationen fördern, um langfristige Effizienz- und Nachhaltigkeitsziele zu erreichen.

Allerdings kann RIIO nicht unmittelbar auf den deutschen Kontext übertragen werden. Unterschiede in der regulatorischen Struktur, der Marktgestaltung und den spezifischen Herausforderungen der Energiewende in Deutschland würden eine Anpassung des Ansatzes erfordern. Denn das RIIO-Modell setzt individuelle Zielvereinbarungen voraus, was mit mehr als 800 Netzbetreibern organisatorisch nicht nachhaltig umsetzbar und individuell prüfbar wäre. Daher kann die Idee des RIIO-Regulierungsschemas höchstens als Ideengeber für die Implementierung der Regulierung der Energiewendekompetenz und der Netzservicequalität in Deutschland dienen.

2.3 Der energiewendekompetente Netzbetreiber

Die Energiewendekompetenz ist definiert als „vorausschauende Umsetzung von Anforderungen, die die Transformation der Netzinfrastruktur über alle Netzebenen hinweg im Hinblick auf die Energiewende, Umweltverträglichkeit, Versorgungssicherheit und Preisgünstigkeit fördert.“ (Bundesnetzagentur, 2024)

Ein energiewendekompetenter Netzbetreiber besitzt demnach die Fähigkeit, die Energiewende in seinem Versorgungsgebiet aktiv zu unterstützen und kann möglichst viele erneuerbare Energien, Speicher und weitere Energiewendetechnologien mit hinreichender Zuverlässigkeit und schnell an das Stromnetz anschließen.

Dazu müssen die mit der Energiewende im Versorgungsgebiet verbundenen Herausforderungen antizipiert und mit entsprechenden Maßnahmen und Aufbau von Fähigkeiten proaktiv begegnet werden. Zu den Herausforderungen zählen vor allem die in Anzahl und Komplexität steigenden Netzanschlüsse sowie die sich in hoher Geschwindigkeit – in den Verteilernetzen lokal – ändernde Netznutzung, die eine Netzentwicklung mit hohen Investitionen und Baumaßnahmen unter Unsicherheit zur Folge haben kann.

Dabei ist zu beachten, dass Maßnahmen zum Aufbau von Energiewendekompetenz durch den Netzbetreiber erst mit einem Zeitverzug zu einer Wirkung in Bezug auf Outputfaktoren, wie zusätzlich angeschlossene Leistung an Energiewendetechnologien, führen. Umso wichtiger ist die frühzeitige Antizipation der zukünftigen Anforderungen und das proaktive Anstoßen der entsprechenden Maßnahmen. Dies kann – zumindest vorübergehend – zusätzliche Kosten für die Netzbereitstellung bedingen.

1. Startpunkt

Der Startpunkt für den Aufbau von Energiewendekompetenz auf Seiten der Netzbetreiber kann durch unterschiedliche Anlässe ausgelöst werden: sowohl durch interne Impulse wie strategische Entscheidungen im Unternehmen als auch durch externe Auslöser, insbesondere gesetzliche Anforderungen.

In den vergangenen Jahren haben sich insbesondere neue gesetzliche Vorgaben im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) sowie Festlegungen der Bundesnetzagentur (BNetzA) als zentrale externe Impulse herausgestellt. Diese Regelwerke schaffen deutschlandweit einheitliche Vorgaben für Prozesse, Standards und Schnittstellen, um eine koordinierte und effiziente Umsetzung der Energiewende auf Netzbetreiberebene sicherzustellen.

Beispiele solcher externen Vorgaben, die unmittelbar auf den Kompetenzaufbau im Bereich der Energiewende einzahlen, sind unter anderem:

- Festlegungen zur Netzintegration steuerbarer Verbrauchseinrichtungen (§ 14a EnWG, Festlegungen BK6-22-300 und BK8-22/010-A)

Ziel ist es, steuerbare Verbrauchseinrichtungen wie Wärmepumpen, Ladeeinrichtungen und Batteriespeicher flexibel in das Stromnetz einzubinden und Netzengpässe durch gezielte Steuerung zu vermeiden.

- Vorgaben zum Engpassmanagement und Redispatch 2.0 (§ 13 Abs. 1 und § 13a EnWG)

Diese Regelungen verpflichten Netzbetreiber zur vorausschauenden Steuerung von Einspeisung und Last, um Netzengpässe durch koordinierte Maßnahmen (Redispatch) zu verhindern.

Neben diesen regulatorischen Anforderungen entwickeln insbesondere Netzbetreiber, die mit überdurchschnittlich hohen Integrationsanforderungen konfrontiert sind, eigene Strategien und Maßnahmen. Diese zielen darauf ab, die Aufnahmefähigkeit für Energiewendetechnologien wie PV-Anlagen, Ladepunkte für Elektromobile oder Wärmepumpen deutlich und bedarfsgerecht auch proaktiv zu erhöhen und dies bei gleichzeitigem Erhalt der Systemsicherheit und Netzzuverlässigkeit. Dazu werden dann auch interne Prozesse und Systeme optimiert.

Damit wird deutlich: Der Aufbau von Energiewendekompetenz ist nicht nur eine Reaktion auf äußere Vorgaben, die die Umsetzung klar vorgegebener Standards umfasst, sondern schon immer und weiter zunehmend auch ein Ausdruck eigener vorausschauender Planung. Der Startpunkt zur Entwicklung von Energiewendekompetenz auf Seiten des Netzbetreibers können sowohl interne als auch externe Startpunkte bilden.

2. Maßnahmen des Netzbetreibers

Der Aufbau von Energiewendekompetenz erfolgt in der Praxis meist durch strukturierte Umsetzungsprojekte, die gezielt auf die Anforderungen der Energiewende ausgerichtet sind. Ziel dieser Projekte ist es, sowohl regulatorische Vorgaben als auch unternehmensinterne Strategien in konkrete Prozesse, Systeme und Fähigkeiten zu überführen.

Ein wesentlicher Fokus dieser Umsetzungsprojekte liegt auf der Digitalisierung. Denn digitale Prozesse und Schnittstellen sind der Schlüssel, um den steigenden Komplexitäts- und Automatisierungsanforderungen im Kontext der Energiewende effizient gerecht zu werden. Die Digitalisierung bildet somit einen entscheidenden Baustein für den Aufbau von Energiewendekompetenz.

Typischerweise gliedern sich Projekte zur Kompetenzentwicklung in mehrere Phasen:

- **Konzeptionsphase:** Entwicklung eines Umsetzungskonzepts, Definition der Zielprozesse, Festlegung der Ziel-IT-Architektur sowie Auswahl geeigneter Technologien und Tools.
- **Umsetzungsphase:** Durchführung der Ausschreibung bzw. Beschaffung, technische Implementierung, Systemanpassungen sowie umfassende Tests vor der Produktivsetzung.

Beispiele für konkrete Maßnahmen im Rahmen solcher Projekte sind etwa:

- **Digitalisierung des Netzanschlussprozesses:** Automatisierung und Standardisierung von Antrags-, Prüf- und Genehmigungsprozessen zur effizienteren Bearbeitung wachsender Anschlusszahlen (z. B. für PV-Anlagen, Wärmepumpen oder Ladeeinrichtungen).
- **Einführung von Tools zur automatisierten Netzanschlussprüfung:** Systeme, die in Echtzeit oder teilautomatisiert bewerten, ob ein Anschluss an das bestehende Netz unter den gegebenen Bedingungen möglich ist.

Neben der Prozess- und Systemebene ist auch der Faktor Mensch entscheidend. Der Wandel erfordert neue Kompetenzen und Rollenprofile, insbesondere in Bereichen, die bisher noch nicht im Fokus der klassischen Netzführung standen. Daher ist der gezielte Aufbau personeller Kapazitäten und inhaltlicher Expertise ein zentraler Erfolgsfaktor für die Netzbetreiber.

Beispiele für strategisch relevante Kompetenzfelder sind:

- **Aufbau von Fachwissen im Bereich Wasserstoff:** Dies umfasst Kenntnisse zur Erzeugung, zum Transport über bestehende und neue Infrastrukturen sowie zur künftigen Rolle von Wasserstoff in der Energieversorgung und bei industriellen Abnehmern.
- **Kompetenzentwicklung zu innovativen Netzanschlusskonzepten:** Etwa im Hinblick auf Flexible Connection Agreements oder Cable-Pooling, die helfen, Netzanschlüsse effizienter und netzdienlicher zu gestalten – insbesondere bei hoher Anschlussdichte und begrenzten Netzressourcen.

3. Fähigkeiten des Netzbetreibers

Die im Rahmen der Energiewende angestoßenen Maßnahmen wie insbesondere Digitalisierungsprojekte, Prozessoptimierungen sowie der gezielte Kompetenz- und Personalaufbau zahlen direkt auf den Erwerb konkreter betrieblicher Fähigkeiten ein. Diese Fähigkeiten machen die zuvor eher abstrakt gefasste Energiewendekompetenz eines Netzbetreibers greifbar und operationalisierbar.

Beispiele für solche betrieblichen Fähigkeiten sind:

- **Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit im Niederspannungsnetz:** Die wachsende Zahl dezentraler Einspeiser und steuerbarer Verbraucher wie PV-Anlagen, Wärmepumpen oder Ladeinfrastruktur erfordert eine deutlich verbesserte Transparenz über die Spannungen und Ströme im Niederspannungsnetz in nahe Echtzeit. Netzbetreiber entwickeln daher Fähigkeiten zur Messung, Analyse und Steuerung auf dieser Netzebene, etwa durch den Einsatz intelligenter Messsysteme, Netzmonitoring-Plattformen und Flexibilitätsmanagement.
- **Unverbindliche Netzanschlussprüfung:** Eine standardisierte, digitale Vorprüfung für potenzielle Anschlussnehmer ermöglicht eine frühzeitige Einschätzung der Anschlussfähigkeit – noch vor der formalen Antragstellung. Diese Fähigkeit entlastet interne Prozesse, erhöht die

Planungssicherheit für Kunden und Projektierer und sorgt gleichzeitig für eine bessere Steuerung des Netzanschlussmanagements auf Seiten des Netzbetreibers.

- **Sektorübergreifende Netzplanung:** Eine moderne Netzplanung muss heute nicht mehr nur die Strom- oder Gasnetze isoliert betrachten, sondern zunehmend sektorübergreifend denken etwa im Hinblick auf die Elektrifizierung von Wärmesektoren oder die Integration von Elektrolyseuren zur Wasserstoffproduktion. Netzbetreiber bauen hierfür Kompetenzen auf, die es ihnen erlauben, Strom-, Gas- und Wärmenetze integriert zu betrachten, Auswirkungen neuer Technologien zu bewerten und dadurch fundierte, vorausschauende Infrastrukturentscheidungen zu treffen.

4. Wirkung/Nutzen für den Netzkunden

Die neu aufgebauten betrieblichen Fähigkeiten im Zuge der Energiewende entfalten nicht nur unternehmensintern Wirkung, sie bringen auch einen konkreten Nutzen für die Netzkunden und die Gesellschaft insgesamt. Die Netzbetreiber werden damit zu aktiven Ermöglicern der Energiewende, indem sie den Zugang zum Netz erleichtern, Investitionen effizienter gestalten und gleichzeitig systemische Stabilität gewährleisten.

Beispiele für diesen Nutzen:

- **Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit im Niederspannungsnetz** ermöglichen den Anschluss aller steuerbaren Verbrauchseinrichtungen (nach § 14a EnWG): Durch die verbesserte Transparenz und Steuerungsmöglichkeit auf der Niederspannungsebene können die Netzbetreiber präzise erkennen, wo Engpässe drohen und gezielt gegensteuern. Das ermöglicht es, steuerbare Verbrauchsreinrichtungen wie Wärmepumpen, Wallboxen oder Batteriespeicher netzvertraglich zu integrieren. Für die Netzkunden bedeutet das: schnellere Anschlussmöglichkeiten, geringere Wartezeiten und höhere Versorgungszuverlässigkeit selbst bei steigender Anschlussdichte.
- **Unverbindliche Netzanschlussprüfung** schafft Transparenz über freie Netzanschlusskapazitäten: Durch automatisierte, standardisierte Vorprüfungen können Projektierer und Anlagenbetreiber frühzeitig erkennen, ob und wo im Netz ausreichend Kapazitäten vorhanden sind. Diese Transparenz reduziert Fehlplanungen und unnötige Investitionen, beschleunigt Projektentscheidungen und sorgt gleichzeitig für eine bessere Planbarkeit und Auslastung auf Seiten des Netzbetreibers. So profitieren sowohl die einzelnen Anschlussnehmer als auch die Gesamtwirtschaft von einem effizienteren Netzanschlussprozess.
- **Sektorübergreifende Netzentwicklung** reduziert Netzkosten für alle: Durch die integrierte Betrachtung von Strom-, Gas- und ggf. Wärmenetzen sowie durch die gezielte Berücksichtigung neuer Technologien wie Elektrolyseure zur Wasserstofferzeugung kann die Infrastruktur vorausschauend und effizient ausgebaut werden. So lassen sich Synergien heben und der Netzausbau gezielter auf zukünftige Bedarfe ausrichten.

Abbildung 7 zeigt eine Übersicht der „Funktionsweise eines energiewendekompetenten Netzbetreibers“.

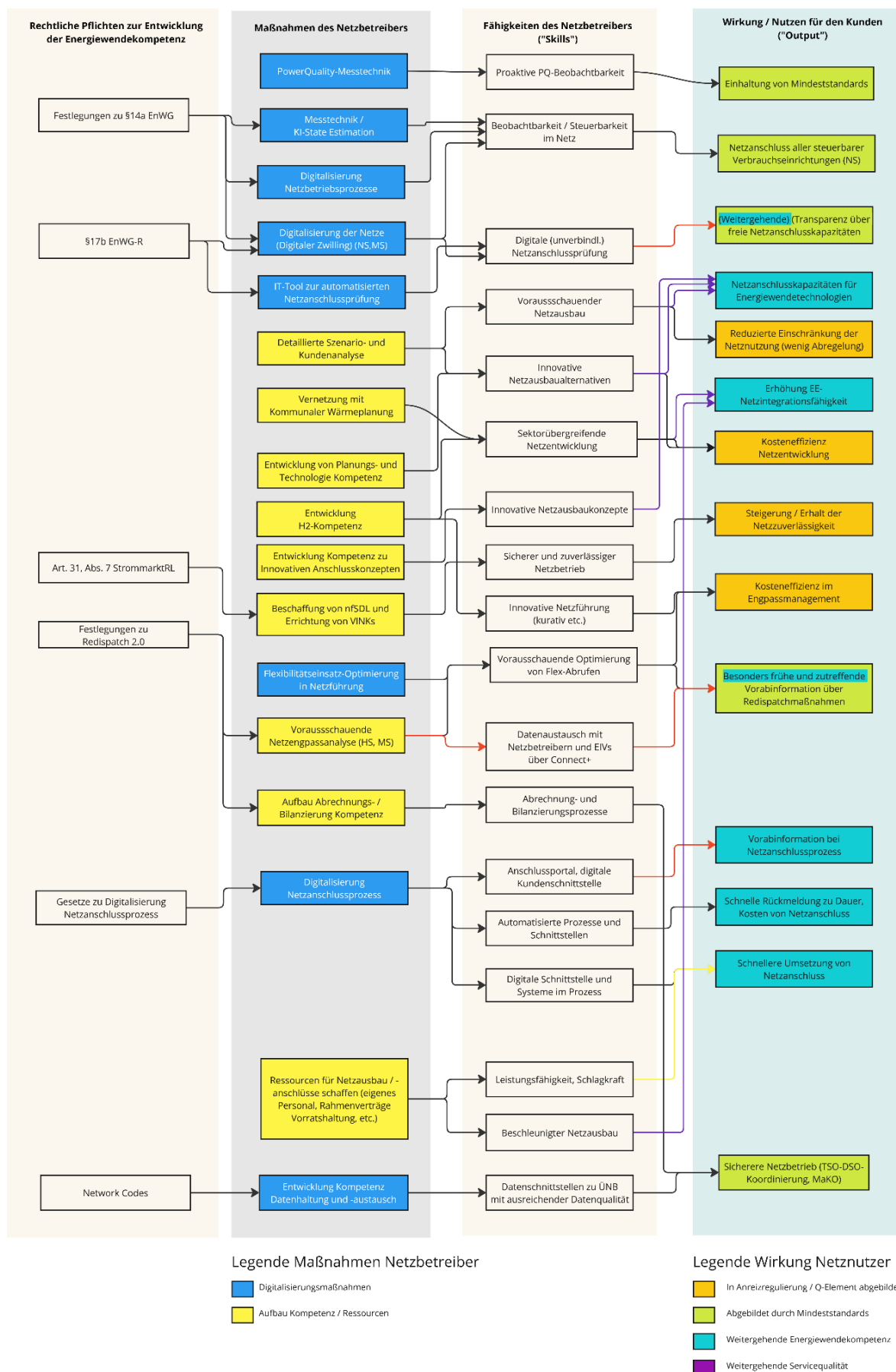


Abbildung 7: Funktionsweise eines energiewendekompetenten Netzbetreibers

2.4 Die Rolle der Digitalisierung (Digitalisierungsindex)

Die Energiewende stellt die Netzbetreiber vor außergewöhnliche Herausforderungen. Innerhalb kürzester Zeit muss eine Vielzahl neuer Einspeiser, Speicher und steuerbarer Verbraucher sicher und zuverlässig an das Stromnetz angeschlossen werden.

Dabei steigt nicht nur die Anzahl der Anschlussbegehren an, auch deren Komplexität (Vielfalt an Anschlussobjekten, Koordinierungsbedarf, Anforderung an Datenbereitstellung) nimmt erheblich zu. So werden die Netzkapazitäten zunehmend knapp, gleichzeitig erfordert der Netzbetrieb eine stärkere Interaktion mit Netznutzern sowie ein höheres Maß an Flexibilität und Steuerbarkeit. Um den Anschluss- und Integrationsbedarf zu bewältigen, ist ein Rekordniveau an Investitionen erforderlich, welches unter hoher Unsicherheit hinsichtlich zukünftiger Lastverläufe, Technologien und regulatorischer Rahmenbedingungen bewältigt werden muss.

Diese Komplexität kann nur durch eine umfassende Digitalisierung auf Seiten der Netzbetreiber beherrscht werden – von automatisierten Planungsprozessen über intelligentes Netzmonitoring bis hin zu digitalen Schnittstellen für eine effizientere Kundeninteraktion.

Da aber zum Beispiel im Bereich der Energiewendekompetenz die Digitalisierungsmaßnahmen zur Steigerung der Energiewendekompetenz etwa im Bereich Datenmanagement oder automatisierter Prozesse nicht unmittelbar, sondern zeitverzögert als Output beim Netznutzer sichtbar werden, ist eine Förderung insbesondere durch ein regelmäßiges Monitoring und die transparente Veröffentlichung der Digitalisierungsfortschritte sinnvoll.

Ein Digitalisierungsindex der Energiewendekompetenz schafft Transparenz über den Entwicklungsstand eines Netzbetreibers (und aggregiert über den Entwicklungsstand der Branche) in Bezug auf die für die Energiewendekompetenz relevante Digitalisierung.

2.4.1 Dimensionen der Digitalisierung für Energiewendekompetenz

Der **Digitalisierungsindex der Energiewendekompetenz** misst den Stand der Digitalisierung bei Netzbetreibern anhand von vier Dimensionen. Diese Dimensionen wurden gezielt ausgewählt, da sie ein umfassendes und zugleich fokussiertes Bild derjenigen digitalen Fähigkeiten liefern, die unmittelbar zur Energiewendekompetenz und zur Beschleunigung von Netzanschluss und Netzintegration von Energiewendetechnologien beitragen. Sie decken sowohl die Digitalisierung der physischen Netzinfrastruktur (Smart Grid), der internen Prozesse und Systeme, des datenbasierten Netzbetriebs als auch der Schnittstelle zu den Netzkunden ab und adressieren damit alle wesentlichen Hebel zur Stärkung der Energiewendekompetenz:

1. **Smart Grid:** Durch Netztransparenz und Echtzeitsteuerung können höhere Anteile volatiler Erzeugung und flexibler Lasten integriert werden, ohne die Netzstabilität zu gefährden. Diese Dimension erfasst die Fähigkeit zur Beobachtung und Steuerung von Netz- und Anlagenzuständen und bildet damit das digitale Fundament für ein dynamisches Netzmanagement.
 - **Digitale Prozesse und Systeme:** Beschleunigung von Netzanschlussprüfungen und Planungsprozessen durch Automatisierung und bessere Prognosequalität ermöglicht einen zügigeren Infrastrukturausbau
2. **Datenmanagement und Analyse:** Eine systematische Erfassung, Verfügbarkeit und Nutzung von Zeitreihen- und Netzdaten ist Voraussetzung für präzise Netzplanung, simulationsgestützte Anschlussprüfungen und eine vorausschauende Betriebsführung. Diese Dimension schafft die notwendige datenbasierte Grundlage für einen adaptiven Netzbetrieb.
3. **Kundenmanagement:** Die Digitalisierung der Kundenschnittstelle ermöglicht unter anderem, die Netzkunden frühzeitig über Kapazitäten und Anschlussmöglichkeiten zu informieren. Dies erleichtert die Projektplanung auf Kundenseite, reduziert Abstimmungsbedarfe und entlastet die Netzbetreiber.

Diese vier Dimensionen wurden bewusst so gewählt, da sie im Unterschied zu anderen potenziellen Digitalisierungsfeldern in direktem Zusammenhang mit der Umsetzung der Energiewende im Netz stehen. Sie ermöglichen zudem eine objektive Bewertung der Digitalisierungsfortschritte von Netzbetreibern im Hinblick auf ihre Fähigkeit, die steigende Zahl und Vielfalt von Anschlussbegehren effizient und transparent umzusetzen.

In der Datenerhebung zur Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung, die im Rahmen GBK-24-02-1#5 vom 17.03.2025 durchgeführt worden ist, wurden die Dimensionen der Digitalisierung bei Netzbetreibern abgefragt, woraus ein Digitalisierungsindex gebildet werden kann.

Abbildung 8 zeigt die Fragen, die im Erhebungsbogen erfasst wurden und überwiegend nach Spannungsebene differenziert angegeben werden konnten.

Dimensionen der Digitalisierung	Ausprägung	Nr. EHB	Abfrage in Erhebungsbogen
Smart Grid	Beobachtbarkeit Netzzustand	7.1	Beobachtbarkeit: Für wie viel Prozent der Stromkreislänge/Transformatoren erfassen Sie bereits Netzzustandsdaten (echtzeitnah) an zentraler Stelle? Welche Technik setzten Sie zur Beobachtung der Niederspannung beziehungsweise der Ortsnetzstationen ein (jeweils bezogen auf die Anzahl der Ortsnetzstationen)?
		7.5	
	Steuerbarkeit von Erzeugern und Speichern	7.4	Wie viel Prozent der Einspeiser und Speicher sind fernwirktechnisch in die Leitwarte eingebunden und können von dort aus gesteuert werden?
	Steuerbarkeit von Verbrauchern	7.3	Wie viel Prozent der Verbrauchseinrichtungen sind fernwirktechnisch in die Leitwarte eingebunden und können von dort aus gesteuert werden?
Digitale Prozesse und Systeme	Einbindung von steuerbaren Anlagen in Leitwarte	7.2	Wie viel Prozent der Betriebsmittel schalten Sie von zentraler Stelle (Schaltzustände verändern)?
	Prognose Netzauslastung in Netzführung	6.4	Nehmen Sie eine Prognose der Netzauslastung (Netzführung) vor?
	Software zur automatisierten Netzplanung	6.3	Nutzen Sie Software zur automatisierten Netzplanung?
	KI-gestützte Betriebsprozesse	7.6	In welchen Bereichen werden Ihre Betriebsprozesse bereits von KI unterstützt? (Asset Management, Netzführung, Netzplanung, Netzbetrieb, Kundenmanagement, Sonstiges)
Datenmanagement und Analyse	Netzpläne in digitaler Form (rechenfähig, GIS-basiert)	6.1	Liege Ihre Netzpläne in digitaler (rechenfähiger, GIS-basierter) Form vor? Bitte beziehen Sie Ihre Antwort in Prozent auf die Stromkreislänge in km.
	Nutzung Netzberechnungsprogramme	6.2	Haben Sie Ihr Netz zur Berechnung über Netzberechnungsprogramme erfasst?
	Zeitreihenbasierte Netzplanung	6.5	Setzen Sie in Ihrer Netzplanung ein zeitreihenbasiertes (oder gleichwertiges) Verfahren ein (Hinweise: Erläuterung unter „Definitionen“)?
Kundenmanagement	Unverbindliche Netzanschlussprüfung	6.6	Stellen Sie Netzkunden folgende Informationen in einem elektronischen Verfahren zur unverbindlichen Netzanschlusssauskunft bereit?
	Digitale Portale	8.2	Werden in Ihrem Webportal die Inhalte des BDEW-Leitfadens „Leitfaden zur Umsetzung der rechtlichen Vorgaben nach § 8 Abs. 7 EEG und §§ 6, 19 NAV“ hinsichtlich der Beschleunigung von Netzanschlüssen in der Niederspannung verwendet? Für welche Anwendungsfälle ist bzw. wird es in Ihrem Webportal möglich sein, ein Netzanschlussbegehren zu stellen? (Mehrfachauswahl möglich)
		8.3	

Abbildung 8: Abfragen im Erhebungsbogen „Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung der Bundesnetzagentur GBK-24-02-1#5 vom 17.03.2025

2.4.2 Digitalisierungsindex der Energiewendekompetenz

Der Digitalisierungsindex der Energiewendekompetenz quantifiziert den Digitalisierungsgrad von Netzbetreibern in den für die Energiewende besonders relevanten Handlungsfeldern.

Er basiert auf einem Modell mit vier Dimensionen, die jeweils durch mehrere Fragen im Rahmen eines standardisierten Erhebungsbogens (GBK-24-02-1#5 vom 17.03.2025) operationalisiert werden (siehe Abbildung 8).

Datenbasis

Grundlage der folgenden Auswertungen ist die Datenerhebung GBK-24-02-1#5 vom 17.03.2025 mit dem Datenstand vom 14.07.2025. In die Analyse flossen Daten von 809 Netzbetreibern für die Berichtsjahr 2022, 2023 und 2024 ein. Auch Netzbetreiber mit fehlenden Angaben bei einzelnen Fragen (z. B. nicht ausgefüllte Felder mit dem Eintrag „Bitte auswählen“) wurden berücksichtigt. In diesen Fällen wurde der jeweilige Datenpunkt mit 0 % bewertet. So werden betroffene Netzbetreiber insgesamt schlechter gestellt, als wenn sie den Fragebogen vollständig

ausgefüllt hätten. Dieses Vorgehen hat auch zur Folge, dass man nicht mehr unterscheiden kann zwischen „echten Null-Angaben“ und aufgefüllten „Null-Angaben“. Um diese Verzerrung zu verhindern, ist es alternativ denkbar, Netzbetreiber mit fehlenden Einträgen in einzelnen Fragen künftig von der Bewertung des Gesamtindex auszuschließen.

Im Zuge der Datenabfrage bestand im Erhebungsbogen die Möglichkeit eine Schätzung für die Datenpunkte vorzunehmen. Das berücksichtigt beispielsweise, das erstmalig abgefragte Datenpunkte eventuell nicht vollständig maschinenauslesbar vorhanden sind. Eine Schätzung ist hierbei aber keinesfalls zwingend mit einem fehlerhaften Datenpunkt gleichzusetzen. Auch die Schätzung auf Basis einer ausgewerteten Teilmenge an Daten oder eine Experteneinschätzung des Netzbetreiberpersonals kann valide, zur Ausgestaltung und Bewertung der Methodik verwendbare Daten bereitstellen. Schätzquoten werden daher im Zuge der Untersuchungen mit betrachtet. In den konkreten hier verwendeten Datenpunkten lag die Schätzquote je nach Spannungsebene zwischen 4 % und 10 %.

Struktur der Erhebung und Bewertung

Jede Dimension wird durch mehrere Fragen im Erhebungsbogen abgebildet. Die Fragen sind in der Regel nach Spannungsebenen differenziert (NS, MS, HS), sodass je Netzbetreiber pro Frage und Spannungsebene eine differenzierte Bewertung erfolgen kann. Zusätzlich wurden zwei dimensionsspezifische Indikatoren erhoben (Nutzung von KI und Vorhandensein eines Webportals), die nicht spannungsebenenspezifisch abgefragt werden. Die Bewertung erfolgt anhand eines binären oder stufenweisen Antwortschemas (z. B. ja/nein oder abgestuft in 10 %-Schritten), das für jede Frage in einen Prozentwert von überführt wird. Dabei gilt:

- Ja = 100 %, Nein = 0 %
- „Bis 10 %“ = 10 %, ..., „Bis 90 %“ = 90 %, „Bis 100 %“ = 100 %
- 100 % entspricht der vollständigen Umsetzung der jeweiligen digitalen Fähigkeit.
- 0 % entspricht keiner Umsetzung.
- Zwischenwerte sind bei gestuften Fragen (in 10 %-Schritte möglich)

Schrittweise Aggregation zum Digitalisierungsindex

Die Berechnung des Digitalisierungsindex erfolgt in mehreren Schritten (siehe Abbildung 10):

1. Zusammenfassung der Fragen pro Dimension nach Spannungsebene und Indikator (KI und Webportale) zu jeweils einem Index zwischen 0 und 100 %.
2. Aggregation der Spannungsebenenindizes auf Dimensionsebene.
3. Aggregation der Dimensionsindizes zum Gesamtindex für jeden Netzbetreiber.

Innerhalb jeder der vier Dimensionen werden die Einzelwerte zunächst über alle vorhandenen Spannungsebenen entsprechend der Stromkreislänge gewichtet gemittelt. Hat ein Netzbetreiber eine Spannungsebene nicht im Betrieb (z. B. keine Hochspannung (HS)), bleibt diese ohne Einfluss auf den Indexwert, die Bewertung erfolgt nur auf Basis der relevanten Ebenen (Gewichtungsfaktor = 0). Zusätzlich werden ggf. dimensionsspezifische Fragen (z. B. Webportale oder KI-Nutzung) als den spannungsebenenabhängigen Größen gleichwertige Indikatoren in die Mittelwertbildung der jeweiligen Dimension einbezogen (siehe Abbildung 8).

Berechnung des Gesamtindex

Der Gesamtwert ergibt sich als ungewichtetes arithmetisches Mittel der vier Dimensionsindizes. Im Erhebungsdaten wurden spannungsebenen- und umspannebenenspezifische Daten abgefragt. Für den Index wird die Umspannebene mit der unterlagerten Netzebene zusammengefasst. Die Spannungsebene wird also um die Abfragedaten der Umspannebene erweitert. Der Digitalisierungsindex liegt damit stets im Bereich 0–100 % und bildet den Digitalisierungsgrad eines Netzbetreibers hinsichtlich seiner Energiewendekompetenz ab.

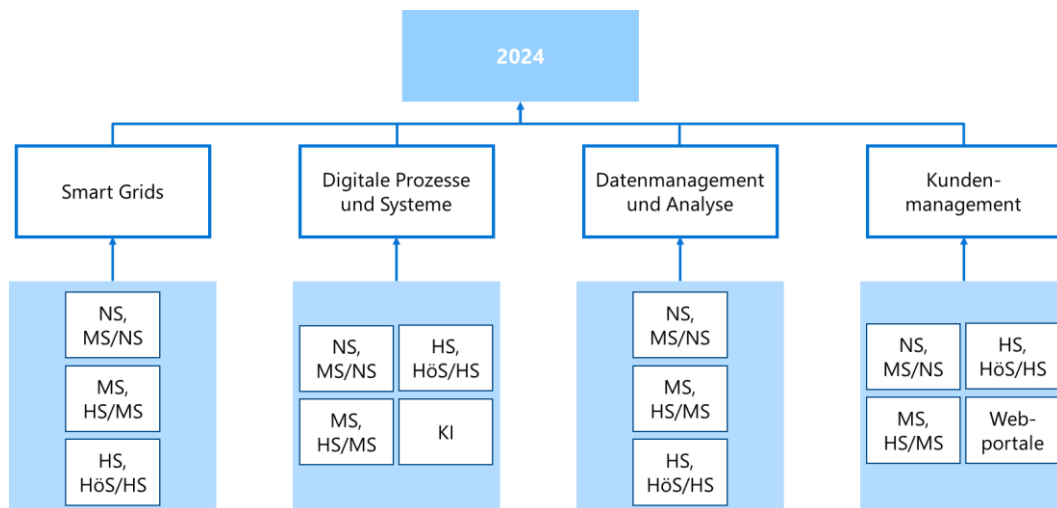


Abbildung 9: Aufbau Digitalisierungsindex der Energiewendekompetenz

Der Digitalisierungsindex ermöglicht:

- die quantitative Bewertung des individuellen Digitalisierungsstands eines Netzbetreibers,
- die strukturierte Einordnung in Bezug auf andere Netzbetreiber,
- die differenzierte Analyse nach Dimensionen und Einzelfragen zur Identifikation konkreter Stärken und Handlungsfelder,
- die transparente Kommunikation von Fortschritten und die Ermittlung von Entwicklungspfaden innerhalb der Branche im Zeitverlauf.

2.4.3 Auswertungen zum Digitalisierungsindex

Im Folgenden werden Auswertungen zur Datendigitalisierung vorgestellt. Diese Auswertungen sind beispielhafte Auswertungen und dienen der Analyse von ersten grundsätzlichen Zusammenhängen. Auf Grund der umfangreichen Datenbasis sind eine Reihe weiterer Analysen möglich.

Abbildung 10 zeigt die Verteilung der vier Dimensionen des Digitalisierungsindex. Dabei zeigt sich ein deutlich unterschiedliches Entwicklungsniveau in den unterschiedlichen Dimensionen. Den höchsten durchschnittlichen Digitalisierungsgrad erreicht die Dimension Datenmanagement, etwa durch die Nutzung digitaler Netzpläne und zeitreihenbasierter Analysen, mit einem Mittelwert von 49,25 %. An zweiter Stelle folgt das Kundenmanagement (beispielsweise durch digitale Portale und Tools zur unverbindlichen Netzanschlussprüfung) mit einem Mittelwert von 28,01 %. Deutlich geringer fallen die Durchschnittswerte in den beiden technologisch anspruchsvolleren Dimensionen aus: Sowohl die Dimension Digitale Prozesse und Systeme (unter anderem automatisierte Netzplanung und KI-gestützte Prognosen) mit 18,4 % als auch die Dimension Smart Grid (Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit des Netzes) mit 15,67 %.

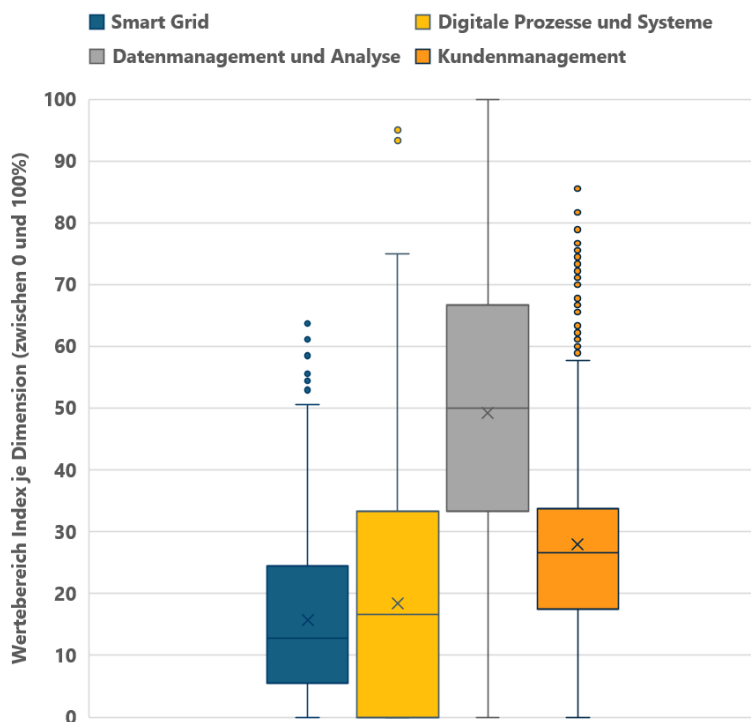


Abbildung 10: Verteilung Digitalisierungsindex je Dimension der Digitalisierung (Stand: 14.07.2025)

Die Verteilung deutet darauf hin, dass die Netzbetreiber bislang vorrangig in digitale Grundlagen wie Netzmodellierung und externe Kommunikationsschnittstellen investiert haben – teilweise auch durch gesetzliche Vorgaben motiviert (Redispatch 2.0, Umsetzung § 14a). Gleichzeitig bestehen noch Potenziale bei der Digitalisierung netztechnischer Steuerungssysteme und bei der Automatisierung komplexer Planungs- und Entscheidungsprozesse. Auch der Einsatz von künstlicher Intelligenz (KI), kann einen Beitrag leisten, um die Anforderungen der Energiewende künftig bewältigen zu können. Daher sollte insbesondere die Weiterentwicklung in den Bereichen Smart Grid und Digitale Prozesse stärker in den Fokus rücken.

Abbildung 11 zeigt die Verteilung des Digitalisierungsindex der Energiewendekompetenz für das Jahr 2024.

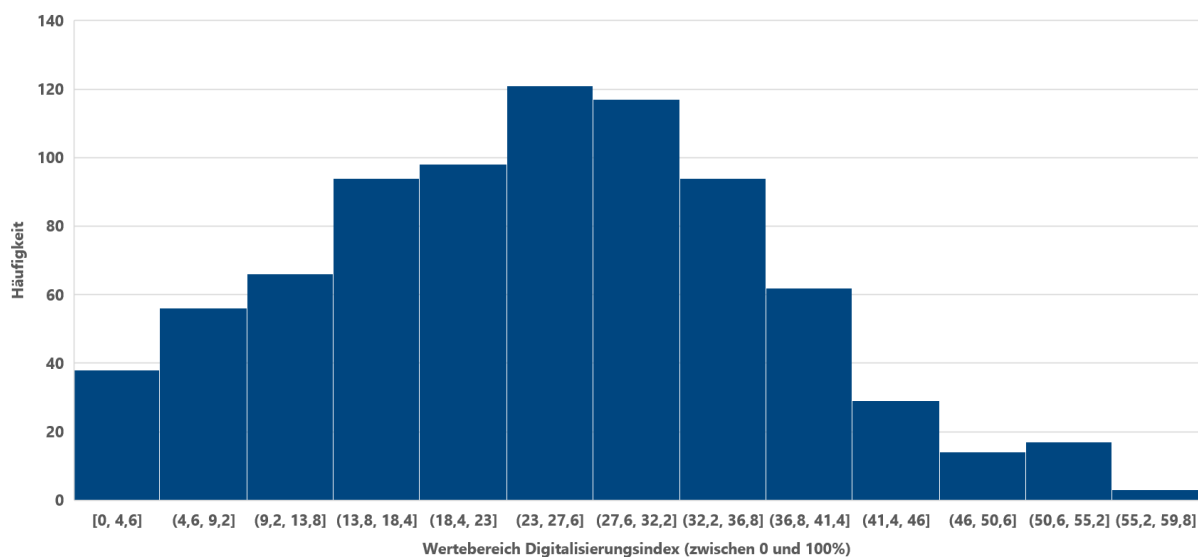


Abbildung 11: Verteilung Digitalisierungsindex der Energiewendekompetenz 2024 (Stand: 14.07.2025)

Die Auswertung aller Netzbetreiberdaten ergibt einen durchschnittlichen Digitalisierungsgrad von 24,67 % über alle vier Dimensionen hinweg liegt. Damit sind die Netzbetreiber im Durchschnitt noch weit von einer umfassenden Digitalisierung ihrer Netze entfernt und es besteht Handlungsbedarf bei der Digitalisierung der Stromnetze in Deutschland.

Gleichzeitig offenbart die Analyse eine erhebliche Streuung der Ergebnisse: Während einige Netzbetreiber bereits Digitalisierungsgrade von 60 % bis 70 % erreichen und damit als technologische Vorreiter gelten können, liegen andere im einstelligen Bereich. Diese Spannweite weist auf eine starke Heterogenität in des digitalen Entwicklungsstands der Netzbetreiber hin.

Die Ursachen hierfür sind vielschichtig: Neben Unterschieden in Unternehmensgröße, Ressourcenausstattung und technischer Infrastruktur dürften auch unterschiedliche strategische Priorisierungen sowie der Entwicklungsstand organisatorischer und kultureller Veränderungsprozesse sowie der unterschiedliche Handlungsdruck eine zentrale Rolle spielen.

Der Digitalisierungsindex der Energiewendekompetenz wurde nicht nur für das Jahr 2024, sondern auch rückblickend für die Jahre 2022 und 2023 ermittelt. Abbildung 12 zeigt die Verteilung für das Jahr 2022, Abbildung 13 die Verteilung für das Jahr 2023.

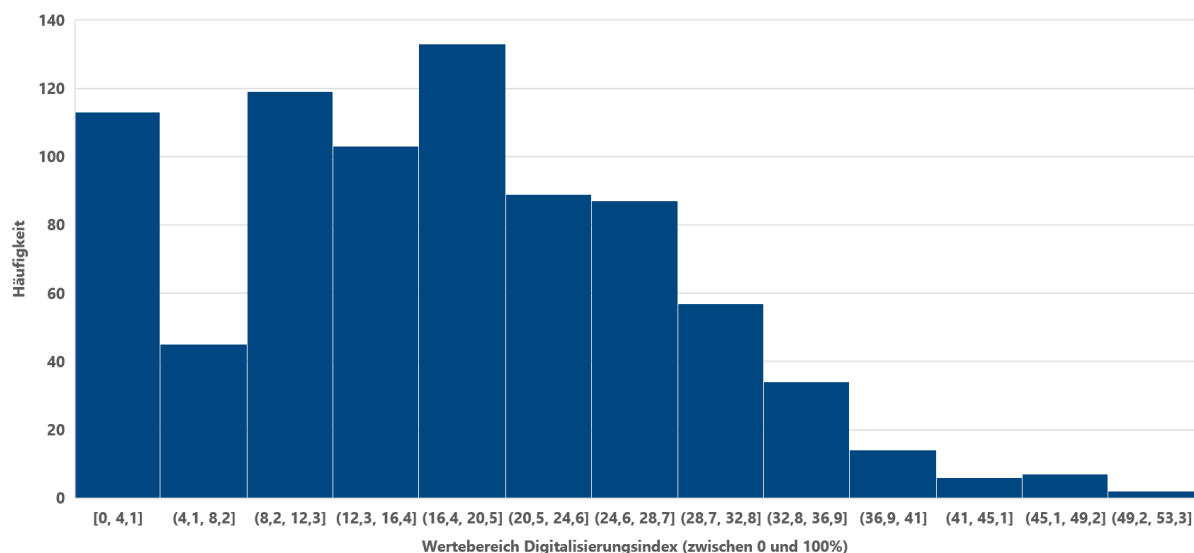


Abbildung 12: Verteilung Digitalisierungsindex der Energiewendekompetenz 2022 (Stand: 14.07.2025)

Die Analyse zeigt eine kontinuierliche Entwicklung: Im Jahr 2022 lag der durchschnittliche Indexwert bei lediglich 17,25 %. 2023 stieg dieser Wert leicht auf 18,36 %, bevor er im Jahr 2024 einen deutlich stärkeren Anstieg auf 24,67 % verzeichnete.

Diese Entwicklung weist auf eine zunehmende, wenn auch noch nicht flächendeckende Reaktion der Netzbetreiber auf die steigenden Anforderungen der Energiewende hin. Der beschleunigte Anstieg im Jahr 2024 könnte unter anderem auf regulatorische Impulse (z. B. Redispatch 2.0, § 14a EnWG), verbesserte Datenverfügbarkeit oder erste Wirkungen strategischer Digitalisierungsprogramme in den Unternehmen zurückzuführen sein.

Vor allem der Anteil der Netzbetreiber mit sehr niedrigen Werten im einstelligen Bereich ist über die Jahre bis 2024 deutlich gesunken.

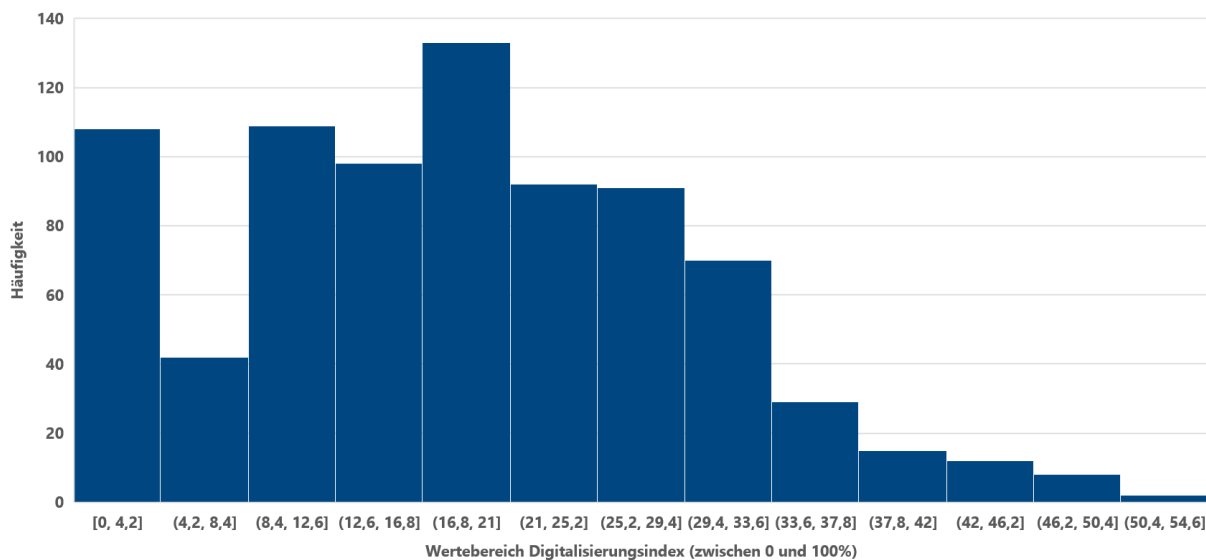


Abbildung 13: Verteilung Digitalisierungsindex der Energiewendekompetenz 2023 (809 Netzbetreiber Datenstand: 14.07.2025)

Wie zu erwarten, zeigt Abbildung 14, dass der Digitalisierungsindex von der betriebenen Spannungsebene abhängig ist. In der Hochspannungsebene (Mittelwert 34,29 %) ist der Digitalisierungsindex deutlich höher als in der Mittel- (Mittelwert 28,68 %) und Niederspannung (Mittelwert 22,51 %).

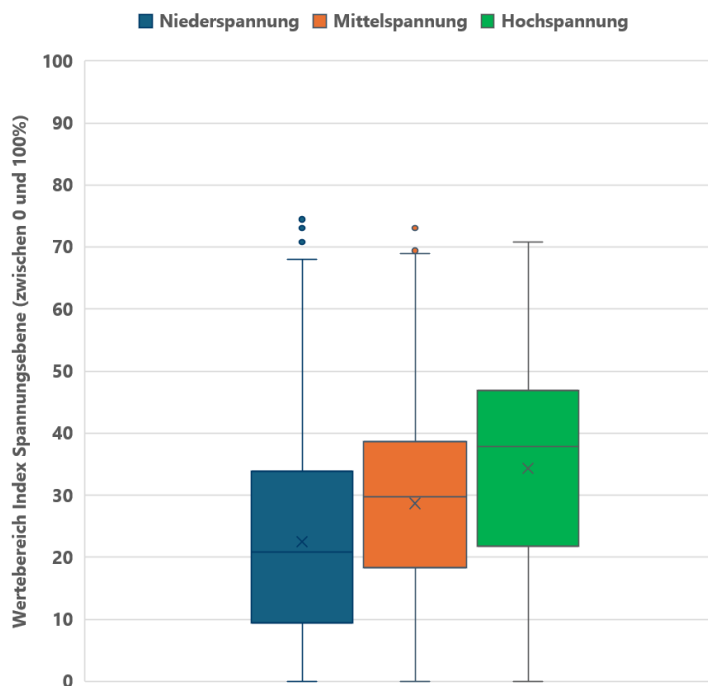


Abbildung 14: Verteilung Digitalisierungsindex je Spannungsebene (Stand: 14.07.2025)

Dieser Zusammenhang ist insbesondere bei vergleichenden Auswertungen oder einer Veröffentlichung von individuellen Unternehmenswerten zu berücksichtigen, um Verzerrungen in der Interpretation zu vermeiden.

Unterschiede in der Spannungsebene spiegeln sich nicht nur in technologischen Anforderungen und wirtschaftlichen Möglichkeiten wider, sondern auch in der Verfügbarkeit und Umsetzbarkeit von digitalen Lösungen. Eine einordnende Betrachtung der Ergebnisse nach Spannungsebene ist

daher essenziell, um faire und strukturadäquate Vergleiche zwischen den Netzbetreibern zu ermöglichen. Aus diesem Grund erfolgte eine Gewichtung der Ergebnisse im Digitalisierung entsprechend der Stromkreislängen der Spannungsebenen (siehe Kapitel 2.4.2).

Vor dem Hintergrund der wachsenden Komplexität netztechnischer Herausforderungen im Zuge der Energiewende erscheint ein Digitalisierungsindex von durchschnittlich 24,67 % in 2024 sehr gering. Ohne eine gezielte Weiterentwicklung und Verstetigung digitaler Fähigkeiten droht mittelfristig eine strukturelle Überforderung der Netzbetriebsprozesse – insbesondere bei der Anschlusskoordination und -integration von dezentralen Erzeugern, Speichern und neuen Lasten.

Daher ist es zentral, den Digitalisierungsindex als steuerungsrelevantes Instrument in der Qualitätsregulierung zu verankern. Er schafft Transparenz über den Stand der Digitalisierung der Netzbetreiber, erlaubt eine differenzierte Einordnung und kann als Basis für eine gezielte Anreizsetzung dienen, um die digitale Leistungsfähigkeit systematisch und flächendeckend zu erhöhen.

2.5 Indikatoren der Energiewendekompetenz von Netzbetreibern

Indikatoren übersetzen den Output eines energiewendekompetenten Netzbetreibers in objektive und messbare Merkmale, mit denen die Energiewendekompetenz eines Netzbetreibers absolut oder auch dessen Veränderung relativ bewertet werden kann. Damit bilden sie das Bindeglied zwischen dem aus der Analyse des energiewendekompetenten Netzbetreibers zunächst qualitativ ausgedrückten Output sowie den Berechnungsvorschriften für eine konkrete Kennzahl. Somit sind für die Kennzahlen und die Indikatoren die gleichen Bewertungskriterien anzuwenden.

Die in der umfangreichen Literatur (Swiss economics, sumicsid, 2024) (Knieps, 2003) (Kretschmer, 2010) zur Regulierung von Infrastrukturen im Allgemeinen und Energienetzen im Besonderen aufgeführten Bewertungskriterien weisen dabei große Schnittmengen auf. Diese Kriterien finden sich auch in den Stellungnahmen zum am 29.10.2024 veröffentlichten Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur und in den Beiträgen zum Expertenaustausch zu Anreizmechanismen für die Versorgungsqualität von Energieversorgungsnetzen – insbesondere zur Steigerung der Energiewendekompetenz. Mit der direkten Anwendung auf die Indikatoren und Kennzahlen haben für die Auswahl in diesem Gutachten die folgenden Kriterien Anwendung gefunden:

- **Vollständigkeit** im Hinblick auf die **Relevanz für die Energiewende**: Decken die Indikatoren das Themenfeld der Energiewende hinreichend ab? Werden die Interessen der relevanten Stakeholder in Bezug auf die Energiewendekompetenz, insbesondere die Interessen der Anschlusspetenten, weiteren Netzkunden und der Gesellschaft, durch die Indikatoren umfassend abgebildet?
- **Beeinflussbarkeit**: Sind die Indikatoren und Kennzahlen durch den Netzbetreiber hinreichend beeinflussbar? Überwiegend exogen bestimmte Indikatoren eignen sich somit nicht als Indikatoren. Können keine Indikatoren definiert werden, die überwiegend endogene Beeinflussbarkeit durch den Netzbetreiber aufweisen, sind die exogenen Einflüsse herauszurechnen. Damit sind – sowohl in den statistischen Daten als auch durch ergänzende ingenieurtechnische Überlegungen und Untersuchungen – nachweisbare exogene Einflüsse als strukturelle Unterscheidungsmerkmale zu behandeln.
- **Entwicklungsfähigkeit und Flexibilität**: Können die Indikatoren und Kennzahlen aus einer möglicherweise vereinfachten Basisvariante heraus weiterentwickelt werden? Diese Frage ist vor allem deshalb relevant, da gezielt für die Energiewendekompetenz mangels Indikatoren und Kennzahlen bisher keine Datenerfassung erfolgt ist. Somit bietet sich die Definition einer Basisvariante für ein Regulierungskonzept mit entsprechenden Indikatoren und Kennzahlen an, das mit den Erkenntnissen aus der praktischen Anwendung und Datenauswertungen in weiteren, nachgelagerten Schritten verfeinert und weiterentwickelt werden kann. Unter dem Kriterium der Entwicklungsfähigkeit ist auch zu betrachten, ob die Kennzahlen im heute absehbaren Fortschritt der Energiewende relevant bleiben, aber auch in ähnlicher Struktur und

Ausprägung verfeinert werden können. Beispielhaft sei die detailliertere Betrachtung bestimmte Anschlussnutzergruppen mit Bezug zur Energiewende genannt, die in den Auswertungen in Kapitel 2.6 betrachtet wird. Wenn sich dort deutlich unterschiedliche Einflüsse und Ergebnisse zeigen, ist eine Behandlung in getrennten Indikatoren und Kennzahlen sinnvoll.

- **Eindeutigkeit (Nichtredundanz):** Ist durch die Wahl des Sets der Indikatoren und Kennzahlen sichergestellt, dass keine Mehrfachbehandlung von Aspekten mit gleichgerichteter Outputwirkung innerhalb der Regulierung der Energiewendekompetenz erfolgt? Auch ist darauf zu achten, dass im gesamten Regulierungskonzept, also mit Blick auf die anderen Regulierungsinstrumente, wie dem Effizienzvergleich oder dem Qualitätselement hinsichtlich Netzuverlässigkeit, keine Mehrfachbetrachtung erfolgt. Weiter gefasst, stellt die Eindeutigkeit die **Kompatibilität mit dem Regulierungssystem** sicher. Eine Verletzung kann auch durch Anpassung dieser Regulierungsinstrumente geheilt werden, wobei als neu eingeführtes Element die Regulierung der Energiewendekompetenz zunächst unter der Voraussetzung des bestehenden Systems entwickelt wird.
- **Transparenz, Umsetzbarkeit und Messbarkeit:** Sind für Netzbetreiber und weitere Stakeholder die Zusammenhänge und Berechnungsmethoden nachvollziehbar? Können auf Basis des Indikators Kennzahlen eindeutig definiert und quantitativ beschrieben werden? Dies motiviert die Wahl möglichst einfacher Indikatoren und Kennzahlen, die einzelne Aspekte der Energiewendekompetenz berühren. Damit kann auch der Eindeutigkeit gedient werden. Die statistische Belastbarkeit und der Implementierungsaufwand fallen ebenso in dieses Umfeld, sind aber vorrangig für die auf Basis der Indikatoren zu bildenden Kennzahlen zu bewerten.

Aufgrund der Ausführungen zur Kompatibilität werden solche Indikatoren ausgeschlossen, die bereits durch gesetzliche Mindeststandards (z. B. Redispatch 2.0, § 14a EnWG) oder durch bestehende Elemente der Anreizregulierung (z. B. Effizienzkriterien bei Netzausbau und Engpassmanagement) abgedeckt sind.

Unter Berücksichtigung derjenigen – für die Netzkunden relevanten – Outputfaktoren, die nach den Analyseergebnissen aus eine weitergehende Energiewendekompetenz umschreiben, ergeben sich die in Abbildung 15 dargestellten Indikatoren. Dabei enthält die linke Spalte der Indikatoren eine Zusammenfassung der Outputfaktoren mit Wirkung und Nutzen für den Kunden, wobei die zweite Spalte diese Aspekte weiter ausdifferenziert.

Diese Indikatoren erfüllen aus den folgenden Gründen die oben aufgeführten Kriterien:

- Mit der Ableitung aus der Zielvorstellung eines umfassend energiewendekompetenten Netzbetreibers aus Sicht der Netzkunden sind die Kriterien **Vollständigkeit** und **Relevanz für die Energiewende** unmittelbar erfüllt.
- Gleiches gilt für das Kriterium **Beeinflussbarkeit**, da Maßnahmen und Fähigkeiten der Netzbetreiber die Ausgangspunkte für die durchgeführten Analysen bildeten. Sehr wohl können darüber hinaus exogene Einflussfaktoren auf die Indikatoren bestehen. Während dies bei der Indikatorengruppe „Hohe Netztransparenz und Kundeninformation“ aufgrund der maßgeblichen Gestaltung durch netzbetreiberinterne Prozesse kaum zu erwarten ist – abgesehen von unterschiedlichen bisherigen Fortschritten infolge intrinsischer Anreize durch den Einfluss einer bisherigen Betroffenheit – sind bei den anderen Indikatorengruppen durchaus Einflüsse möglich. Zu denken ist hierbei insbesondere an die exogenen Charakteristika innerhalb der Netzgebiete. Zum einen ist bereits heute und in Zukunft die Art der Energiewendetechnologien, die in den Netzen angeschlossen werden sollen, je nach Lage des Netzes (insbesondere städtischer und ländlicher Raum) regional unterschiedlich. Zum anderen kann auch die bisherige Betroffenheit eines Netzbetreibers insofern einen Einfluss aufweisen, als grundsätzlich oder für einzelne Netznutzungsfälle bestimmte Energiewendetechnologien auslegungsbestimmend auf die Netze wirken. Ein weiterer Ausbau in eben diesen Technologien ist damit grundsätzlich schwieriger zu realisieren als ein Mix von Technologien, die zu den bisherigen auslegungsrelevanten Netznutzungsfällen komplementär auf die Leistungsflüsse und damit die Netzbelastung wirken. Hierzu wurden für die

Datenabfrage bei den Netzbetreibern geeignete Daten erfragt, die in die Auswertung hinsichtlich der Korrelation mit den Kennzahlen einzubeziehen sind.

- Die Ableitung aus gesetzlichen Anforderungen, Maßnahmen und Fähigkeiten des Netzbetreibers sowie dessen Wirkung auf den durch den Netzkunden wahrnehmbaren Output gewährleistet eine **Transparenz, Umsetzbarkeit und Messbarkeit** der Indikatoren.
- Mit der Vorstrukturierung der Indikatoren in der ersten Spalte wird eine **Eindeutigkeit (Nichtredundanz)** innerhalb der Regulierung der Energiewendekompetenz angestrebt. Der Indikator „Hohe Netztransparenz und Kundeninformation“ weist kaum Überschneidungen mit den anderen Indikatoren auf. Zudem wird dieser Indikator unmittelbar durch Digitalisierungsprozesse beim Netzbetreiber für den Kunden erfahrbar. Dieser Indikator deckt vor allem Aspekte ab, die der Netzservicequalität zuzuordnen sind: Die Überschneidungen, die sich in der Wirkung höherer Transparenz und verbesserter Kundeninformationen auch in der Realisierbarkeit von Netzanschlüssen sowie der Realisierungsgeschwindigkeit zeigen, können bei den anderen Indikatoren erfasst werden. Somit eignen sich die Indikatoren im Bereich der hohen Netztransparenz vor allem für eine gesonderte Betrachtung des Digitalisierungsstands des Netzbetreibers. Zwischen der grundsätzlichen Realisierbarkeit von Netzanschlüssen, was durch den Indikator gezielte Schaffung und Optimierung von Netzanschlusskapazitäten für Energiewendetechnologien erfasst wird, sowie der Realisierungsgeschwindigkeit, beschrieben durch den Indikator kurze Netzanschlussdauern, bestehen durchaus Wechselwirkungen. So können kurze Netzanschlussdauern auf einer bereits existierenden Netzanschlusskapazität beruhen. Eine ansonsten erst durch konkrete Anschlussbegehren getriggerte Netzausbaumaßnahme mit entsprechend längerer Dauer kann dann vermieden werden. Eine Zusammenfassung zu einem Indikator verbietet sich aber, da der Netzanschlussprozess aus verschiedenen Phasen besteht³, die auch nicht in einem tatsächlich realisierten Netzanschluss münden müssen. Daher ist bei der weiteren Ausgestaltung der Regulierungsinstrumente darauf zu achten, dass keine Mehrfachbehandlung erfolgt.
- Die **Entwicklungsfähigkeit** und **Flexibilität** der Indikatoren sind zum Teil bereits durch die weitere Ausdifferenzierung in der zweiten Indikatorspalte verdeutlicht. So sind weitere Differenzierungen in energiewenderelevante Arten von Erzeugungsanlagen, Verbrauchsgeräten sowie Speicher denkbar. Auch können weitere Kundeninformationen berücksichtigt werden. Bei den Netzanschlussdauern sind ohnehin die Kennzahlen dahingehend spezifisch zu definieren, dass der exogene Einfluss des Netzkunden auf die Prozessdauern weitgehend ausgeschlossen wird.

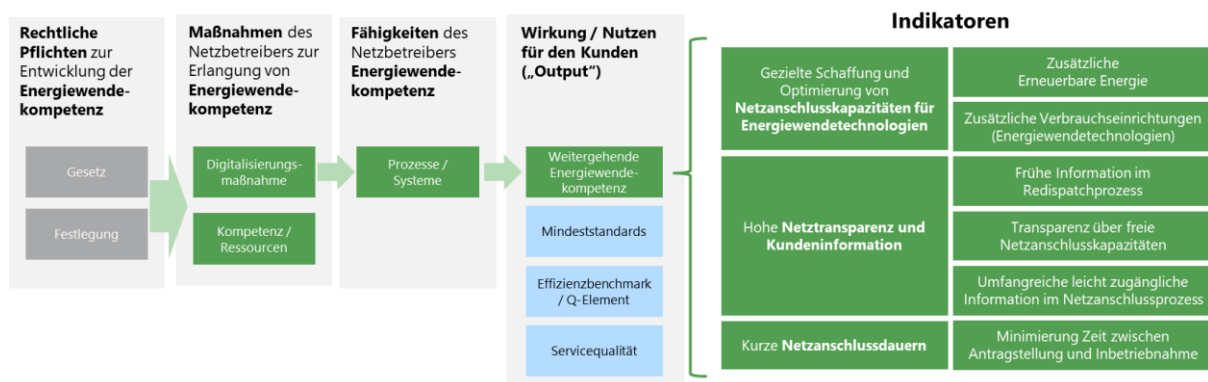


Abbildung 15: Ableitung der Indikatoren aus der Funktionsweise eines energiewendekompetenten Netzbetreibers

³ Anschlussstellprozess 1: vollständiges/qualifiziertes Anschlussbegehren bis Netzanschlusszusage, Anschlussstellprozess 2: Annahme der Netzanschlusszusage bis Inbetriebnahme Netzanschluss oder Bereitstellung der Netzanschlusskapazität

2.6 Kennzahlen der Energiewendekompetenz von Netzbetreibern

Für eine Betrachtung, Bewertung und den Vergleich der Energiewendekompetenz müssen Datenpunkte vorhanden sein, die eine objektive, quantitativ und statistisch belastbare Aussage ermöglichen und in ihrer Kombination ein unverzerrtes, möglichst vollständiges Bild des Outputs des energiewendekompetenten Netzbetreibers liefern.

Kennzahlen der Energiewendekompetenz machen die outputorientierten Indikatoren mess- und bewertbar.

Im Zuge der Definition des energiewendekompetenten Netzbetreibers wurden verschiedene Outputs herausgearbeitet, die eine nachhaltige, schnelle, kosteneffiziente und leistungsstarke Unterstützung der Energiewende zeigen. Diese Outputs wurden thematisch in Indikatoren zusammengefasst. Diese Indikatoren sind aber nicht unbedingt direkt messbar oder in ausreichender Datengrundlage abbildbar. Zudem können verschiedene mögliche Messgrößen eine – teils auch nur partielle – Aussage zu den verschiedenen Indikatoren ermöglichen. Eine Verwendung mehrerer solcher – eventuell auch stark korrelierter – Datenpunkte könnte zu einer verzerrenden Gewichtung von Teilaspekten einzelner Indikatoren oder einer Fehlgewichtung zwischen den Indikatoren führen. Die Auswahl geeigneter **Messwertbestandteile** bildet somit den ersten essenziellen Baustein in der Ausgestaltung geeigneter Kennzahlen.

Um die Energiewendekompetenz eines Netzbetreibers zu bewerten, muss eine quantifizierbare **Betroffenheit** gegeben sein, um von der Messgröße auf dessen Fähigkeiten und Kompetenzen schließen zu können. Ein Netzbetreiber ist hier also signifikant von exogenen Größen abhängig.

Die Betroffenheit kann dabei einerseits absoluter Natur sein: Bei keinen oder sehr geringen Herausforderungen im Zusammenhang mit der Energiewende sind Messgrößen dann jedoch nicht bestimmbar, statistisch nicht bewertbar oder auch von ingenieurstechnisch vernachlässigbarer Aussagekraft.

Andererseits kann eine Betroffenheit auch relativ in Bezug zum Kerngeschäft des Netzbetreibers interpretiert werden. Die im Zuge der Energiewende hohen Herausforderungen entsprechen in ihrer grundsätzlichen Ausgestaltung zunächst den Kernaufgaben eines Netzbetreibers wie Netzbetrieb, Netzausbau und Instandhaltung. Ein hoher oder niedriger Messwert liefert somit eine Aussage über diese Kernkompetenzen des Netzbetreibers. Erst im Rahmen von signifikanten Herausforderungen im Rahmen der Energiewende, wie einer signifikanten Zahl an Anschlussbegehren, zeigt sich die Energiewendekompetenz in Form eines Outputs.

Für unterschiedliche Netzbetreiber können sich im Zuge der Energiewende unterschiedliche Herausforderungen ergeben. Neben der Betroffenheit könnten auch **systemische Zusammenhänge mit gebietsstrukturellen Merkmalen** einen signifikanten und aus Sicht des Netzbetreibers exogenen Einfluss auf den Output haben. Daher ist die Untersuchung und – falls notwendig – auch die Berücksichtigung systemischer Zusammenhänge als weiterer Baustein der Kennzahlen notwendig, um eine vergleichende Bewertung der Energiewendekompetenz eines Netzbetreibers zu ermöglichen.

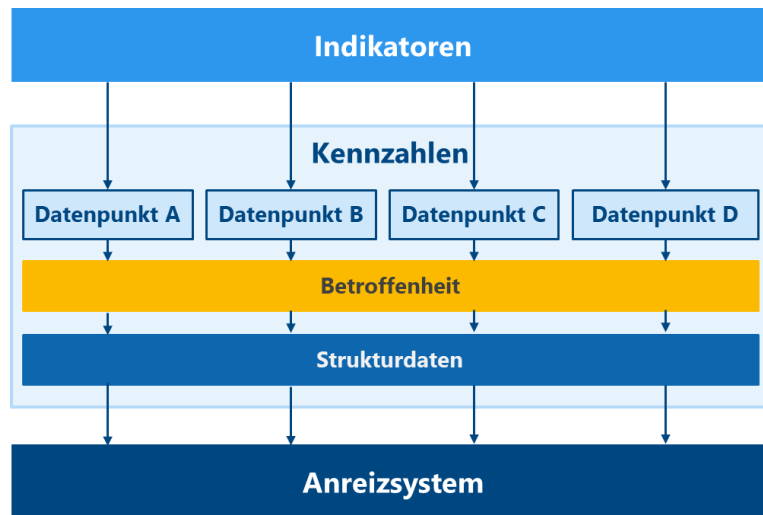


Abbildung 16: Schematische Darstellung, Einordnung und Bestandteile von Kennzahlen

Die stellt die Parametrierung und Kombination dieser Bestandteile und somit die Ausgestaltung des Kennzahlensystems dar. Die zentrale Untersuchungsfrage des Ausgestaltungsprozesses lautet daher:

Welches Kennzahlenmodell eignet sich, unter Berücksichtigung externer Einflüsse, zur Messung und Bewertung der Energiewendekompetenz?

Da sich verschiedene Optionen zur Implementierung ergeben, ist eine Auswahl und Bewertung der Lösungsoptionen notwendig. In diesen Prozess fließen die bereits bei der Bewertung der Indikatoren verwendeten Bewertungsgrößen ein. Für die eigentliche Messung sind zusätzlich folgende Aspekte maßgeblich:

Ein direkter Zusammenhang zwischen den verwendeten Messwerten im Sinne von Datenpunkten (Proxy-Variable) und Indikator (latente Variable) ist vorteilhaft, da dies sowohl intrinsische Zusammenhänge sicherstellt als auch die Nachvollziehbarkeit der Kennzahl unterstützt. Für schnelle Netzanschlüsse kann beispielsweise entweder die Prozessdauer gemessen werden (direkter Zusammenhang) oder ein Rückschluss aus Rückmeldungen zur Kundenzufriedenheit mit der Dauer des Netzanschlussprozesses gezogen werden (indirekter Zusammenhang). Die Auswahl der Datenpunkte wird unter Betrachtung von fachlicher Plausibilität, Robustheit und Kriteriumsvalidität getroffen.

Untersuchungen zur Ausgestaltung des Kennzahlensystems

Die einzelnen Untersuchungsschritte werden im Folgenden thematisch nach Indikatoren getrennt durchgeführt. Dies ermöglicht zunächst die Bewertung der gesamten Kennzahl von Daten über Betroffenheit und strukturelle Abhängigkeit.⁴

Eine Anwendung des Kennzahlensystems ist nur unter getrennter Betrachtung der Datenausreißer möglich. Eine Klärung, ob hier Datenfehler oder Sonderfälle vorliegen, ist zwingend erforderlich, um einen geeigneten Umgang in der Untersuchung zu wählen. Wird der Messwert in einer Plausibilisierungsprüfung als Datenfehler identifiziert, kann der fehlerhafte Datenpunkt in der Auswertung vernachlässigt werden, um zugrunde liegende Abhängigkeiten nicht zu verdecken und

⁴ Disclaimer: Die aktuellen Aussagen zu Kennwerten und Strukturzusammenhängen basieren auf der Datenerhebung GBK-24-02-1#5 vom 17.03.2025, die teilweise neue, erstmals von Verteilernetzbetreibern erhobene Daten umfasst. Die Auswertungen wiesen zum Teil unvollständige, in Einzelfällen fehlerhafte oder uneinheitlich gefüllte Datenmeldungen auf. Insofern zeichnen die Auswertungen einen möglichen Gestaltungsweg auf, sind aber insofern vorbehaltlich, als dass sie mit vollständigem Datensatz und erneuter Datenerhebung zu wiederholen sind.

zu verzerren. Eine Verwendung von robusten Verfahren (z. B. die Verwendung des Medians statt des arithmetischen Mittelwerts) kann zudem vorteilhaft sein.

Aufgrund unterschiedlicher Gewichtung, Abdeckung durch einen möglichen Digitalisierungsindex und die (möglichen) abgefragten Informationen sowie einer vorgenommenen Priorisierung, Bewertung der Datenverfügbarkeit und Anzahl der betroffenen Netzbetreiber wurde auf eine Berücksichtigung von „Frühe Information im Redispatchprozess“ und „Transparenz über freie Netzanschlusskapazitäten“ zunächst verzichtet. Der Indikator „Umfangreiche leicht zugängliche Information im Netzanschlussprozess“ überschneidet sich in den Messgrößen teils mit Aspekten der Digitalisierung und dem Indikator „Minimierung Zeit zwischen Antragstellung und Inbetriebnahme“.

Es verbleiben für die initiale Ausgestaltung aktuell drei Indikatoren:

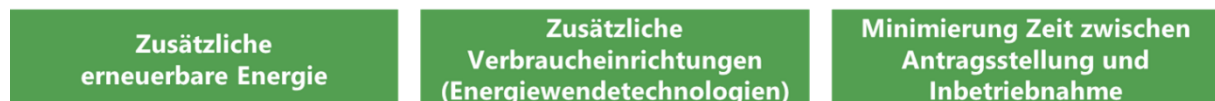


Abbildung 17: Indikatoren zur Ausgestaltung der Kennzahlen

Im Rahmen der Untersuchungen werden zunächst aus theoretischen Überlegungen und den verfügbaren Daten geeignete Kandidaten für eine Messgröße des Indikators abgeleitet. Der entsprechende Datenpunkt wird dann auf Grundlage der aktuellen Datenbasis untersucht. Im Anschluss folgt eine Untersuchung auf mögliche Zusammenhänge mit gebietsstrukturellen Größen und die Analyse zur Betroffenheit. Das Ergebnis der Untersuchungen ist dann eine vollständige Kennzahl, die in Kombination mit weiteren Kennzahlen in das Anreizsystem eingehen kann.

Die grundsätzliche Untersuchungsmethodik ist in Abbildung 18 dargestellt:

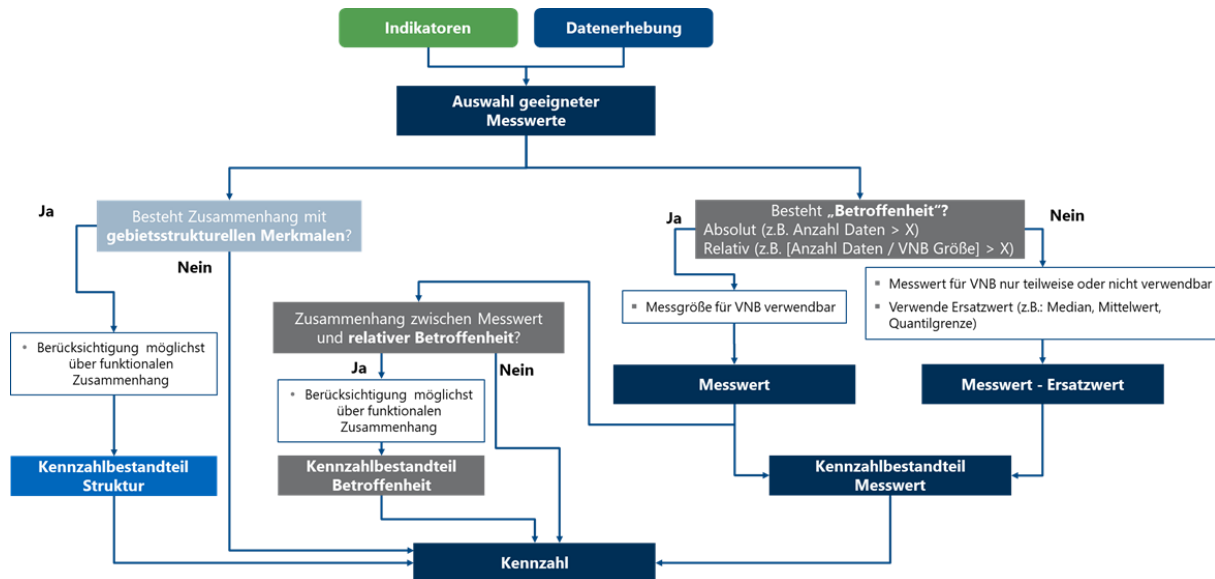


Abbildung 18: Untersuchungsmethodik Kennzahlensystem

Die Betroffenheit kann durch eine binäre Entscheidung) kategorisiert werden. Alternativ wäre auch eine kontinuierliche Bewertung denkbar. Da sowohl für den Übergang von Kerngeschäft zu Energiewendekompetenz als auch für eine abgeleitete Betroffenheit eine numerisch klare, objektiv begründbare Schwelle nicht eindeutig ableitbar ist, wird die Betroffenheit im Sinne einer kontinuierlichen, relativen Betroffenheit geprüft. Als absolutes Kriterium für Betroffenheit wird somit im Entwurf des Kennzahlensystems nur die Existenz von mindestens einem Datenpunkt, also beispielsweise einem vollständigen/qualifizierten Anschlussbegehren, herangezogen.

Die Untersuchung der Zusammenhänge mit den vorhandenen Strukturdaten wird auf Basis von verschiedenen, für regulierungstechnische Untersuchungen üblichen Korrelations- und Regressionsmaßen (Pearson's r , Kendall's Tau (τ), Spearman's Rho (ρ), Bestimmtheitsmaß (R^2)) durchgeführt (Consentec GmbH, FGH e.V., Frontier Economics Limited, 2010) (E-Bridge Consulting GmbH, ZEW GmbH, FGH e.V., 2020) (WIK Consult, 2024) (Victor Miguel Ribeiro). Das Korrelationsmaß nach Pearson's (r) ist aufgrund einfacher Berechenbarkeit und Interpretierbarkeit als Standardmaß für lineare Korrelation (Zusammenhänge) etabliert. Es reagiert jedoch empfindlich auf Ausreißer und bewertet lineare Zusammenhänge. Kendall's Tau (τ) und Spearman's Rho (ρ) sind Maße für den monotonen Zusammenhang, basieren also auf Rangwerten. Diese beiden Maße sind somit robuster gegen Ausreißer und auch für nicht lineare, aber monotone Beziehungen geeignet. Kendall's Tau bietet einen Vorteil bei Bindungen (gleiche Werte) im Vergleich mit Spearman und ist robuster, jedoch weniger intuitiv interpretierbar. Das Bestimmtheitsmaß R^2 liefert schließlich als Regressionsmaß eine Aussage zum Einfluss einer Variablen (unabhängige Variable) auf eine andere (abhängige Variable) und beschreibt eine Kausalitätsbeziehung.

- Pearson's r quantifiziert die lineare Beziehung zwischen zwei metrischen Variablen durch Normierung der Kovarianz. Der Wertebereich liegt bei -1 bis $+1$, wobei ± 1 einen perfekten linearen (negativen/positiven) Zusammenhang bedeuten. (Hilgers, 2019)
- Kendall's Tau ist ein Rangkorrelationsmaß, welches die Stärke und Richtung des monotonen Zusammenhangs zwischen zwei Variablen anhand von konkordanten und diskordanten Paaren bestimmt. Der Wert liegt zwischen -1 (vollständiger negativer Zusammenhang) und $+1$ (vollständiger positiver Zusammenhang). (Akoglu, 2018).
- Spearman's Rho ist ebenfalls ein Rangkorrelationskoeffizient, der die lineare Korrelation der Rangplätze zweier Variablen misst, indem er den Pearson-Koeffizienten auf die Ränge anwendet. Er erfasst monotone Zusammenhänge und ist robuster gegenüber Ausreißern als der Pearson-Koeffizient (Akoglu, 2018).
- R^2 ist das Quadrat von Pearson's r und gibt den Anteil der Varianz der abhängigen Variablen an, der durch das (lineare) Regressionsmodell erklärt wird. Ein R^2 von 0,8 bedeutet beispielsweise, dass 80 % der Streuung durch die lineare Beziehung mit der unabhängigen Variablen erklärt werden. (Schneider, 2010)

Für die genannten Maße gibt es orientierende Schwellenwerte, die helfen einzuschätzen, ob ein Zusammenhang wahrscheinlich, schwach oder stark ist. Diese Schwellen sind aber nicht absolut, sondern kontextabhängig. Eine Interpretationshilfe für Korrelationen bieten die Richtwerte nach Cohen (Tabelle 1) (Cohen, 1988). Diese Richtwerte bieten einen Anhaltspunkt, sind aber je nach Untersuchungsgegenstand zu interpretieren und im Rahmen von ingenieurwissenschaftlichen Zusammenhängen eher als untere Größe und Abschätzung zur sicheren Seite zu interpretieren.

Betrag (Indikator r)	Interpretation
0.00 – 0.30	kein oder schwacher Zusammenhang
0.30 – 0.50	Zusammenhang moderat/mittel
0.50 – 1	Zusammenhang deutlich/stark

Tabelle 1: Richtwerte zur Interpretation des Pearson-Korrelationskoeffizienten r .

Im Falle einer Indikation auf einen möglichen Zusammenhang werden t- und F-Tests herangezogen, um die statistische Signifikanz der Korrelation bzw. (linearen) Regression abzusichern.

Kann aus den statistischen Auswertungen ein struktureller Zusammenhang und Erklärungsbeitrag abgeleitet werden, kann eine Berücksichtigung in funktionaler Form erfolgen. Die konkrete Ausgestaltung ist abhängig von Messwert und Gesamtsystem. Eine solche Berücksichtigung erfolgt beispielsweise auf Mittelspannungsebene im Qualitätselement Strom über die funktionale Abbildung des Referenzwertes in Abhängigkeit von Strukturgrößen. Voraussetzung für diese

Bewertung ist, dass der exogene Einfluss stochastisch signifikant und ingenieurtechnisch erklärbar ist.

Die Betroffenheit wird im Rahmen der Untersuchungen als absolute (Anzahl Datenpunkte > 1) und relative Betroffenheit betrachtet. Liegt keine oder eine minimale absolute Betroffenheit des Netzbetreibers für eine Messgröße vor, kann keine oder eine eventuell stark verzerrte Aussage über die gemessene Größe gegeben werden. Erst ab einer gewissen Stichprobengröße kann eine hinreichende statistische Belastbarkeit vorausgesetzt werden. Einzelne Messwertausreißer in der Stichprobe haben dann keinen überwiegenden Einfluss mehr. Bei kleinen Stichproben kann ein einziger extremer Wert den Mittelwert stark verschieben und die Standardabweichung übermäßig aufblähen. Eine kleine Stichprobe ist dabei nicht fest definiert. Einschätzung bewegen sich im Bereich $n < 10$, $n < 20$, $n < 30$ bis $n < 100$. (Ying Cao) Um mögliche strukturelle Zusammenhänge in den Untersuchungen nicht auf Basis möglicher, aus kleinen Stichproben resultierender Ausreißer zu verdecken werden die Untersuchungen zunächst ungefiltert und dann zusätzlich unter Betrachtung von Datenpunkten mit einer zugrundeliegenden Mindestzahl von $n = 10$ Datenpunkten je Netzbetreiber durchgeführt. Die Wahl von $n=10$ Datenpunkten betrifft dabei nur die zusätzlichen Untersuchungen, nicht aber das entworfene Gesamtsystem.

Eine relative Betroffenheit kann in zwei Aspekte unterteilt werden. Bei geringer relativer Betroffenheit, also wenigen Messgrößen im Verhältnis zur Netzbetreibergröße ist fraglich, ob die Herausforderung und somit die gemessenen Größen auf eine Energiewendekompetenz im Sinne einer dem historischen VNB-Kerngeschäft additiven, zusätzlichen Kompetenz schließen lassen. Bei stark heterogener relativer Betroffenheit ist die Betroffenheit wie gebietsstrukturelle Merkmale auf strukturelle Zusammenhänge mit den Messwerten zu untersuchen. Denn eine starke relative Zunahme der Betroffenheit schafft auch außerhalb der Regulierung der Energiewendekompetenz Anreize zur Optimierung der eigenen Prozesse. Umgekehrt kann eine starke relative Betroffenheit zu besonderen Herausforderungen führen, insbesondere, wenn diese mit hoher zeitlicher Dynamik eintritt. Falls sich ein signifikanter Zusammenhang zwischen einem Messwert und relativer Betroffenheit ergibt, ist dieser analog zu einer möglichen Strukturdatenbetrachtung beispielsweise funktional in die Kennzahl zu integrieren.

Analog zur gesonderten Behandlung von Datenpunkten mit geringer Betroffenheit kann auch eine gesonderte Behandlung der Ausreißer notwendig sein. Kann auf Datenfehler geschlossen werden, ist eine Verwendung im Gesamtsystem nicht zielführend. In Frage kommen hier Ansätze wie eine Medianimputation.⁵ Ziel ist es, systematische Verzerrungen der Bewertung eines Netzbetreibers zu vermeiden, ohne den Einfluss einzelner Ausreißer überzubewerten. Alternativ kommt ein Einsortieren, also das Ersetzen des Extremwertes durch den nächst „zulässigen“ Wert (z. B. 95 %-Quantil) in Frage. Die Auswirkungen müssen in Zusammenhang mit dem gewählten Anreizsystem betrachtet werden, da sich beispielsweise unterschiedliche monetäre Rückwirkungen sowohl auf Ausreißer als auch auf die restlichen Netzbetreiber ergeben können.

Für die Kennzahluntersuchungen im Rahmen dieses Gutachtens ist eine valide Datengrundlage wichtig, um die aufgestellten Thesen statistisch zu prüfen und die modellhafte Ausgestaltung des Systems zu verifizieren. Die Untersuchungen werden zunächst mit vollständigem Datensatzes durchgeführt. Anschließend wurden die Untersuchungen unter Filterung von objektiv klar fehlerhaften Datenpunkten, wie einer um Faktor 1.000 zu hoch angegebenen versorgten Fläche, wiederholt. Eine Filterung wurde verwendet, da eine individuelle Rückplausibilisierung und Korrektur von Datenfehlern nicht in allen Fällen möglich war. Bei Verhältnisgrößen im Sinne einer Umsetzungsquote (x von n Anfragen konnten im Betrachtungszeitraum, z.B. innerhalb eines Jahres umgesetzt werden) wird ein Filterkriterium von 1.1 festgelegt. Bei einer zeitlichen Entkopplung von Anfrage und Umsetzung sind Werte größer als eins durchaus realistisch, bei ausreichender Stichprobengröße (Anzahl der Anschlussanfragen) erscheint eine Vervielfachung oder ein

⁵ Als Datenimputation wird die Ersetzung fehlender oder fehlerhafter Werte bezeichnet. Die Median-Imputation ist eine Methode zur Behandlung fehlender Daten, bei der die fehlenden Werte durch den Median der nicht fehlenden Werte derselben Variablen ersetzt werden. (Richard V. McCarthy, 2019)

Zurückgang der Anschlussanfragen mit Faktoren teils > 10 jedoch unrealistisch. Die Festlegung der Grenzwerte für das Filterkriterium erfolgte auf Grundlage einer fachlichen Einschätzung, welche Werte noch in einem realistischen Bereich liegen. Die konkrete Wahl des Schwellenwertes ist dabei in gewissem Umfang ermessensbasiert. Der Filter diene ausschließlich der explorativen Analyse, um mögliche Zusammenhänge mit weiteren Merkmalen wie gebietsstrukturellen Charakteristika zu identifizieren.

Eine Betrachtung der Daten über mehrere Stützjahre könnte die zugrunde liegenden Datenpunkte erhöhen und Ausreißer signifikant verringern.

Im Zuge der Datenabfrage bestand im Erhebungsbogen die Möglichkeit eine Schätzung für die Datenpunkte vorzunehmen. Das berücksichtigt beispielsweise, das erstmalig abgefragte Datenpunkte eventuell nicht vollständig maschinenauslesbar vorhanden sind. Eine Schätzung ist hierbei aber keinesfalls zwingend mit einem fehlerhaften Datenpunkt gleichzusetzen. Auch die Schätzung auf Basis einer ausgewerteten Teilmenge an Daten oder eine Experteneinschätzung des Netzbetreiberpersonals kann valide, zur Ausgestaltung und Bewertung der Methodik verwendbare Daten bereitstellen. Schätzquoten werden daher im Zuge der Untersuchungen mit betrachtet. Insgesamt lag die Schätzquote bezogen auf eingegangene Datenpunkte im Untersuchungsdatensatz bei 13,4 %. Die geringsten Schätzquoten ergeben sich für bereits im Rahmen von anderen Verfahren (teilweise) abgefragte Strukturdaten (ca. 2 % bis 15 %), bei neu abgefragten Datenpunkten ergaben sich teils höhere Schätzquoten im Bereich ca. 20 % bis 55 %. Da sich Schätzwerte und nicht geschätzte Datenpunkte in ähnlichen Wertebereichen bewegen ist eine Methodenausgestaltung auf Basis des Datensatzes belastbar.

2.6.1 Kennzahlen Indikator „Zusätzliche erneuerbare Energien“

Die zusätzlichen erneuerbaren Energien können theoretisch über verschiedene Kennzahlen abgebildet werden. Es kann für jede neu installierte Anlage die erzeugte Energie, die neu installierte Leistung oder die Anzahl neu installierter Anlagen gemessen werden.

Alle diese Größen stehen in einem Zusammenhang mit der Größe des Netzbetreibers (z. B. im Sinne der versorgten Fläche bzw. Letztverbraucherzahl) und sind stark abhängig von der exogenen Größe „Anzahl bzw. Leistung der Anschlussanfragen“.

Einordnung von „Anzahl bzw. Leistung der Anschlussanfragen“ als exogene Größe:

Kernaufgabe des Netzbetreibers im Sinne der Energiewendekompetenz ist es, bestmögliche Voraussetzungen struktureller und prozessualer Natur zu schaffen, um den Fortschritt der Energiewende zu fördern. In diesem Sinne ist ein geringer endogener Einfluss zu vermuten. Auf die meisten Kernaspekte hat der Netzbetreiber jedoch keinen Einfluss (verfügbare Flächen, Primärenergieverfügbarkeit im Sinne von solarer Einstrahlung oder verfügbarer Windenergie, Gesetzgebung), so dass die Anzahl bzw. Leistung der Anschlussanfragen insgesamt als überwiegend exogen angesehen werden kann.

Die Größen bieten also eine Aussage über die insgesamt installierte zusätzliche erneuerbare Energie. Der Zusammenhang zwischen zusätzlicher erneuerbarer Energie und Netzbetreibergröße steht dabei dem Effekt gegenüber, dass der größere Netzbetreiber im Sinne seiner für die Kernaufgaben verfügbaren Ressourcen, entsprechend auf quantitativ höhere Anfragen ausgerichtet sein sollte.

Die Energiewendekompetenz zeigt sich darin, mit den Herausforderungen kompetent umzugehen und eine möglichst hohe Energieerzeugung (Leistung, Anzahl) in Bezug auf eingegangene vollständige qualifizierte Anschlussanfragen ans Netz zu bringen. Hierbei ist zu beachten, dass sich aufgrund unterschiedlicher Herausforderungen im Sinne der Anschlussanfragen pro Größenmaß eine Gruppierung oder ein funktionaler Zusammenhang mit der relativen Betroffenheit ergeben könnte.

Im Erhebungsbogen zur Festlegung der Datenerhebung zur Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit, der Netzleistungsfähigkeit und der Netzservicequalität im Strombereich [GBK-24-02-1#5] wurden folgende Größen als Datenpunkte erhoben:

- Installierte Erzeugungsleistung aller EE-Erzeugungsanlagen, getrennt nach Energieträger und Spannungsebene für das Abfragejahr 2024
- Einspeisung elektrischer Energie aller EE-Erzeugungsanlagen, getrennt nach Energieträger und Spannungsebene für das Abfragejahr 2024
- Anzahl aller vollständigen/qualifizierten Anschlussbegehren von EE-Erzeugungsanlagen getrennt nach Energieträger und Spannungsebene für das Abfragejahr 2024
- Summenleistung aller vollständigen/qualifizierten Anschlussbegehren von EE-Erzeugungsanlagen getrennt nach Energieträger und Spannungsebene für das Abfragejahr 2024
- Über Prozessdauerzuordnungen: Anzahl der mit Abschluss des Teilprozesses: „Annahme Netzanschlusszusage bis Inbetriebnahme Netzanschluss oder Bereitstellung der Netzanschlusskapazität“ vollständig abgeschlossenen Anschlussanfragen

Die eingespeiste Energiemenge enthält zusätzliche exogene Effekte wie regional divergierende Wetterlagen und systematische Dargebotsunterschiede. Anzahl und Leistung stehen in direktem Zusammenhang zur zusätzlichen erneuerbaren Energie, wobei der Zusammenhang zwischen Leistung und Energie direkter ist. Anzahl und Leistung bilden dabei unterschiedliche mögliche Herausforderungen ab. Die grundsätzliche Herausforderung besteht im Anschluss einer großen Leistung – aber auch durch eine Vielzahl unterschiedlicher Einzelanfragen kann sich eine signifikante Herausforderung ergeben.

Auf eine zusätzliche Abfrage der neu angeschlossenen Leistung wurde im Sinne der Zielgröße der Datensparsamkeit verzichtet, zumal diese Größe aus der Differenz zum Vorjahreswert abgeschätzt werden kann. Da in der initialen Abfrage nur Daten für 2024 erhoben wurden, ist hier eine zusätzliche Untersuchung des Kandidaten nicht möglich. Es ist grundlegend eine sehr starke Korrelation mit der Anzahl umgesetzter Anschlussanfragen multipliziert mit der durchschnittlichen Leistung dieser Anfragen zu vermuten.

Als grundlegende Messgröße für die Kennzahl zum Indikator zusätzliche erneuerbare Energie schlagen wir somit das **Verhältnis aus Anzahl der vollständig abgeschlossenen Anschlussanfragen pro Jahr zu Anzahl aller vollständigen/qualifizierten Anschlussbegehren von EE-Erzeugungsanlagen getrennt nach Spannungsebene für jedes Abfragejahr** vor.

Mit Verweis auf die Datenpunkte des Erhebungsbogens kann diese Kenngröße folgendermaßen dargestellt werden:

$$\text{Formel als EHB Größen:} = \frac{4.5.1.1+4.5.2.1+4.5.3.1+4.5.4.1}{4.1.1+4.1.2+4.1.3}$$

(exemplarisch NS Ebene)

Formel 1: „Umsetzungsquote Anschlussbegehren EE“

Im Folgenden wird die Größe alternativ und vereinfachend als „Umsetzungsquote Anschlussbegehren EE“ bezeichnet. Als Quote ergibt sich somit eine dimensionslose Größe.

Die Anzahl und Leistung, aber auch strukturelle Gegebenheiten sollten sich zwischen den Spannungsebenen signifikant unterscheiden. Die Untersuchungen werden daher zunächst getrennt nach Spannungsebene durchgeführt, eine mögliche Aggregation wird anschließend untersucht und diskutiert. Eine Aufteilung nach Umsetzungsquote der Anschlussanfragen nach Einzeltechnologien ist auf Grundlage der Datenbasis nicht möglich. Der Messwert wird aber auf

strukturelle Zusammenhänge mit dem Verhältnis der Anschlussstechnologien untersucht, sodass eine Einschätzung gegeben wird, ob dies sinnvoll wäre.

Berechnung und statistische Bewertung: Niederspannungsebene

Der Messwert „Verhältnis aus Anzahl der vollständig abgeschlossenen Anschlussanfragen pro Jahr zu Anzahl aller vollständigen/qualifizierten Anschlussbegehren von EE-Erzeugungsanlagen in der Niederspannung“ ist zunächst ungefiltert in Abbildung 19 dargestellt

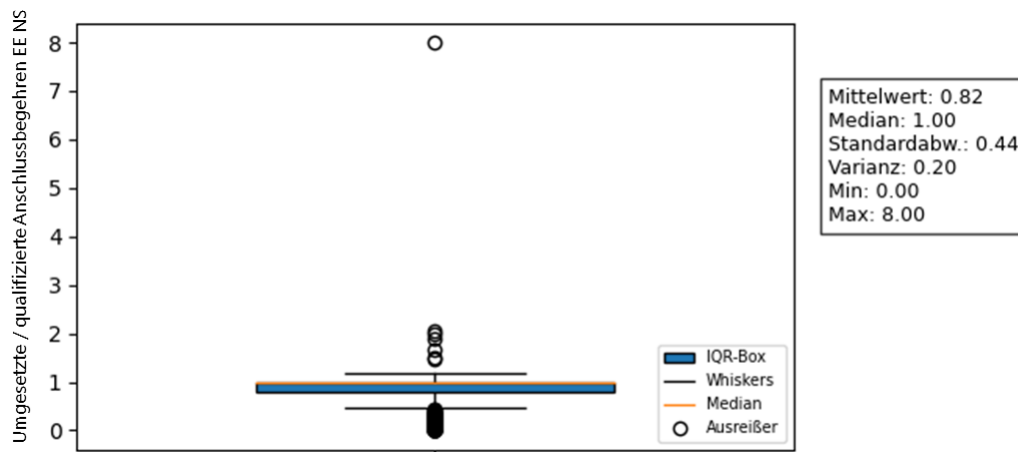


Abbildung 19: Boxplot Umsetzungsquote Anschlussbegehren EE NS

Der Median aus den Kennzahlenwerten liegt bei 1,0, was auf eine vollständige Zielerreichung in mindestens der Hälfte der Fälle hinweist. Der arithmetische Mittelwert von 0,82 wird durch einen Ausreißer (8,00) deutlich beeinflusst. Die Mehrzahl der Werte liegt jedoch im erwarteten Bereich zwischen null und knapp über eins. Werte über eins sind durchaus möglich, da die Umsetzung von Anschlussbegehren über die Dauer erst zeitlich versetzt mit der Anzahl der Anschlussbegehren verknüpft ist. Bei signifikanten Schwankungen – oder einem in der Vergangenheit aufgestauten Auftragsbestand – können mehr Anschlussanfragen umgesetzt werden, als im Betrachtungszeitraum eingegangen sind. Der hohe Ausreißer ist im Kontext einer Verhältniskennzahl jedoch nicht plausibel und deutet auf einen Datenfehler hin.

Um den Einfluss von Ausreißern, die als Datenfehler bewertet werden, im Rahmen der Untersuchung zu vernachlässigen und zentrale Tendenzen und Streuungen besser abzubilden, wurden im Folgenden die Daten „gefiltert“. Die Filterkriterien (Anzahl Anschlussanfragen $n \geq 10$, Quote ≤ 1.1) sind im Abschnitt zur Untersuchungsmethodik erläutert und dienen dazu, möglicherweise durch Ausreißer verdeckte Zusammenhänge zu identifizieren (s. Kapitel 2.6). Grundsätzlich ergeben sich die Ausreißer für Netzbetreiber mit einer geringen Anzahl an Netzanschlussbegehren (NAB). Eine Betrachtung der Betroffenheit kann hier also signifikanten Einfluss auf die Ergebnisse haben.

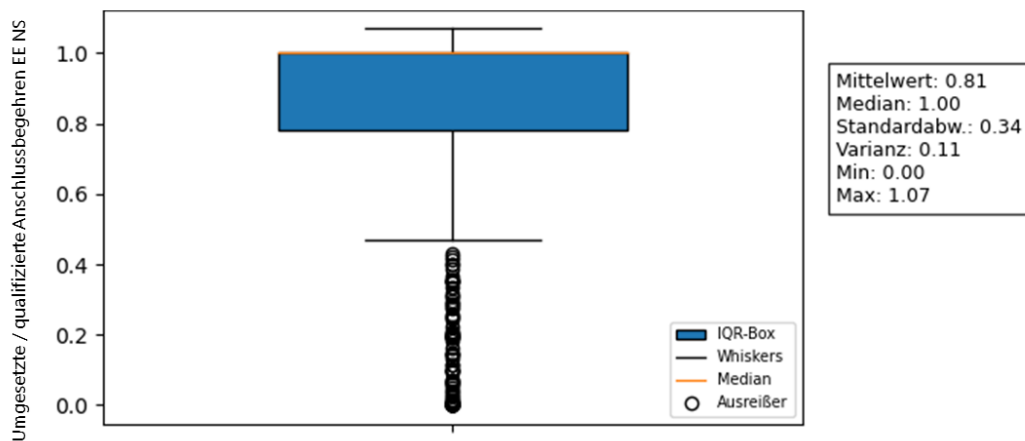


Abbildung 20: Boxplot Umsetzungsquote Anschlussbegehren EE NS (gefiltert)

Nach der Filterung der Ausreißer ergibt sich ein Mittelwert von 0,81. Die Veränderung des Wertes deutet bereits an, dass sich Auswertegrößen wie der Median, die sich gegenüber Ausreißern robust verhalten, besser eignen, wenn eine Datenbasis mit einzelnen Datenfehlern oder Ausreißern vorliegt.

Grundsätzlich liegen die Kennzahlenwerte im erwarteten Rahmen. Median und Interquartilsbox (IQR-Box) zeigen, dass eine Umsetzung von Netzanschlussbegehren für EE-Erzeugungsanlagen bei einem Großteil der Netzbetreiber zum größten Teil oder sogar vollständig erfolgt.

Auf Niederspannungsebene sind bei 689 von 743 Netzbetreibern mehr als 10 vollständige und qualifizierte NAB für EE-Erzeugungsanlagen eingegangen. Eine absolute Betroffenheit ist also bei einem überwiegenden Teil der Netzbetreiber gegeben. Erwartungsgemäß dominiert bei den Anfragen sowohl hinsichtlich der Anzahl als auch der Leistung die EE-Anlagen zur Energieerzeugung auf Basis solarer Einstrahlung.

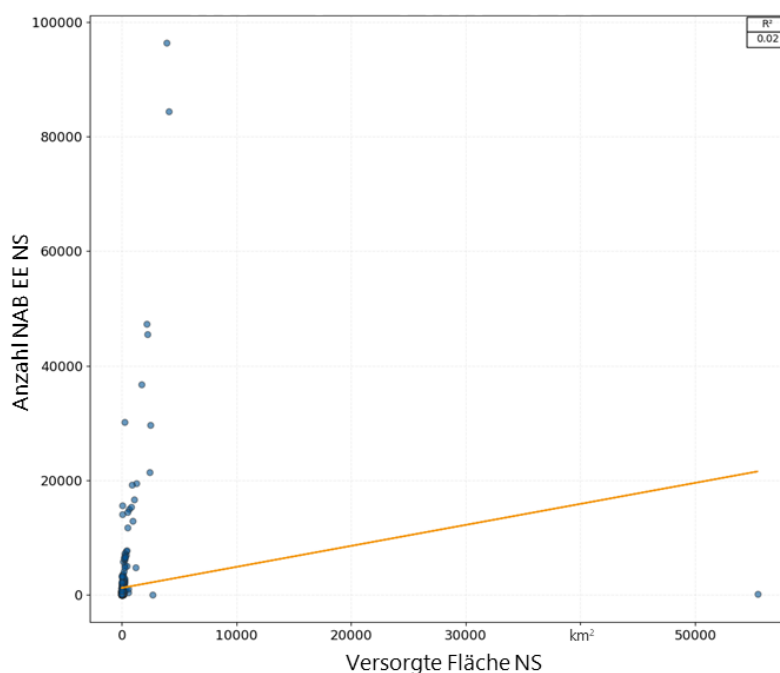


Abbildung 21: Streudiagramm Anzahl Netzanschlussbegehren EE NS zu versorgter Fläche NS

Um die relative Betroffenheit zu bewerten, wurde exemplarisch ein Streudiagramm der Anzahl von Netzanschlussbegehren EE-Erzeugungsanlagen und der versorgten Fläche in der Niederspannung abgebildet (Abbildung 21). Wie zu erkennen ist, wird der Zusammenhang signifikant durch einen Ausreißer verzerrt, der als Datenfehler identifiziert werden konnte (versorgte Fläche Niederspannung: 55.000 km²). Ohne diesen einzelnen Ausreißer ergibt sich der in Abbildung 22 abgebildete Zusammenhang.

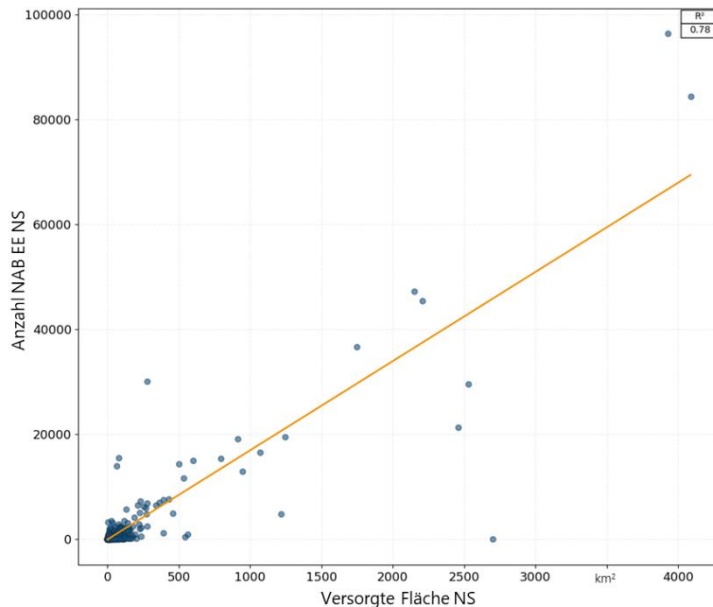


Abbildung 22: Streudiagramm Anzahl Netzanschlussbegehren EE NS zu versorgter Fläche NS (gefiltert)

Nach Ausschluss des Ausreißers zeigt das Streudiagramm eine deutlich klarere Datenstruktur. Die versorgte Fläche bewegt sich nun in einem realistischeren Bereich von 0 bis etwa 4.000 km², während die Anzahl der Anschlussanfragen hinsichtlich der EE-Erzeugungsanlagen weiterhin von 0 bis etwa 100.000 reichen. Die Datenpunkte folgen erkennbar einem linearen Trend entlang der Regressionsgeraden. Die Regressionsgerade zeigt eine positive Steigung, mit Zunahme der versorgten Fläche steigt die Anzahl von Anschlussanfragen proportional. Die versorgte Fläche ist somit ein geeigneter Prädiktor für die Anzahl der Anschlussbegehren. Dieser Zusammenhang deutet darauf hin, dass der dominierende Faktor für die Herausforderung im Sinne der Anzahl Anschlussbegehren in der Größe des Netzbetreibers liegt, mithin alle Netzbetreiber entsprechend ihrer Größe von energiewenderelevanten Netzanschlussbegehren betroffen sind. Auswertungen zu weiteren strukturellen Größenmaßen wie Letztverbraucherzahl – motiviert insbesondere durch die Erwartung einer mit der Letztverbraucherzahl korrelierenden Gebäudeanzahl, die für PV-Dachanlagen in Frage kommen – bestätigen diesen Zusammenhang. Die ursächliche Korrelation zwischen Letztverbraucheranzahl und versorgter Fläche ist aber auch durchaus plausibel, da nur mit Infrastrukturen und für Gebäude verwendete Flächen berücksichtigt werden.

Im Datensatz befindet sich eine signifikante Anzahl von Netzbetreibern mit einer eher geringen versorgten Fläche. Daher wurde zusätzlich der Zusammenhang zwischen versorgter Fläche und Anzahl der Netzanschlussbegehren EE nur für diejenigen Netzbetreiber untersucht, die eine versorgte Fläche unterhalb des Medians von 17 km² ausweisen, siehe Abbildung 23.

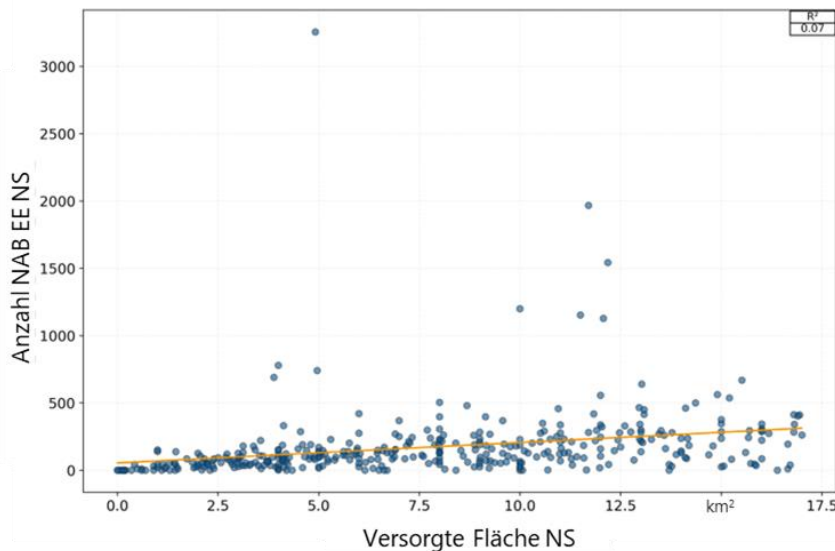


Abbildung 23: Streudiagramm Anzahl NAB EE NS zu versorgter Fläche in km²., Fläche < 17 km²

Hier ergibt sich keine klare lineare Regression. Bei geringer versorgter Fläche scheint die Strukturgröße versorgte Fläche also nicht maßgeblich die Anzahl der EE-Netzanschlussbegehren zu bestimmen. Die Variable "versorgte Fläche" ist im Datensatzausschnitt im Verhältnis zum gesamten Wertebereich des Datensatzes fast konstant (Betrachtung von ca. 1 % des Gesamtwertebereichs), daher fällt der Anteil an der Gesamtvarianz sehr klein aus. In diesem begrenzten Wertebereich könnten zusätzliche Einflussgrößen die versorgte Fläche dominieren. Von den zusätzlich untersuchten Strukturparametern zeigte nur die Stromkreislänge einen leicht höheren, jedoch immer noch schwachen Erklärungsbeitrag.

Da kein klarer Zusammenhang zwischen der Strukturgröße Fläche und der Anzahl der EE-Netzanschlussbegehren hergestellt werden kann, stehen hier potenziell gleichartige Verteilernetzbetreiber vor unterschiedlichen relativen Herausforderungen. Verteilernetzbetreiber A kann also bei vergleichbarer Fläche oder Stromkreislänge durchaus eine höhere oder niedrigere Anzahl an Netzanschlussbegehren erhalten. Falls sich ein Zusammenhang zwischen Anzahl der Netzanschlussbegehren und der Umsetzungsquote ergibt, könnte das bedeuten, dass sich die exogene relative Betroffenheit auf den Output auswirkt. Dann kann hier eine Berücksichtigung der relativen Betroffenheit notwendig sein. Die Untersuchung für den beschränkten Wertebereich zeigt jedoch keinen klaren Zusammenhang (Abbildung 24).

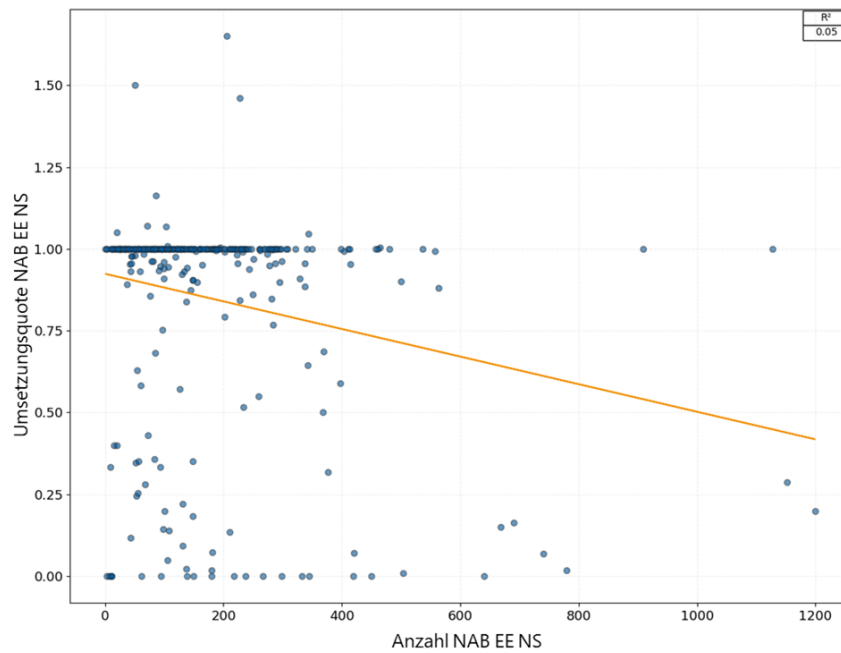


Abbildung 24: Streudiagramm Umsetzungsquote NAB EE NS zu Anzahl NAB EE NS, Fläche < 17 km²

Da auch für den Gesamtdatensatz kein vollständig erklärender linearer Zusammenhang vorliegt, wurde auch hier eine Regression zwischen relativer Betroffenheit im Sinne der Anschlussbegehren pro Fläche und Messwert für den Gesamtdatensatz untersucht.

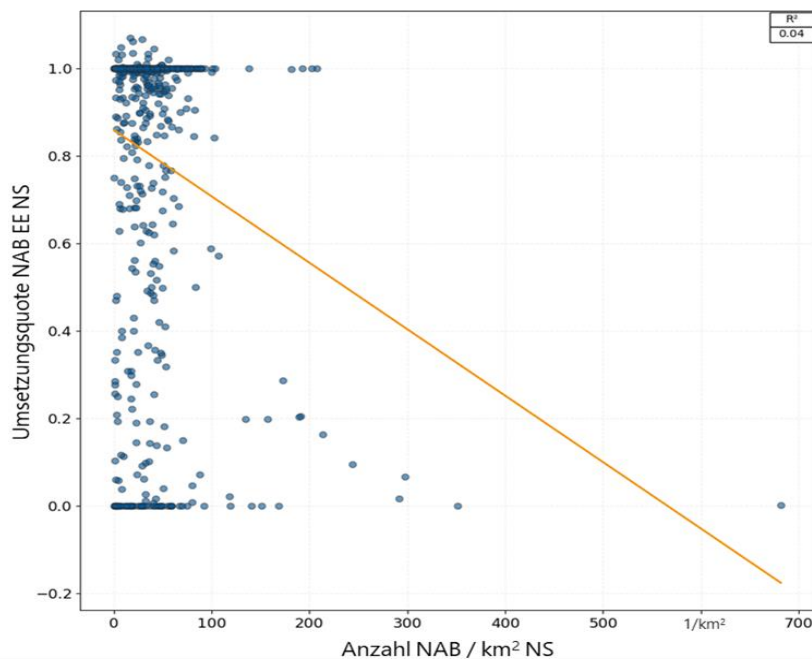


Abbildung 25: Streudiagramm Umsetzungsquote Anschlussbegehren EE NS zu Anschlussbegehren pro km²

Wie in Abbildung 25 dargestellt, ergibt sich hier kein Erklärungszusammenhang und somit kein signifikanter zusätzlicher Einfluss.

Zusammenfassend ergibt sich eine signifikante lineare Regression bei der Betrachtung von Anzahl der Anschlussanfragen und versorgter Fläche. Eine Untersuchung eines möglichen Zusammenhangs zwischen relativer Betroffenheit und Messgröße ergab keine stochastisch

signifikante Abhängigkeit und eine zusätzliche Aufnahme der relativen Betroffenheit in die Kennzahlgestaltung wird für die NS-Ebene nicht empfohlen.

Strukturelle Größen:

In der Tabelle 2 und Tabelle 3 (gefiltert) sind die Korrelations- und Regressionsmaße der Untersuchung der Zusammenhänge zwischen Messwert, also der Umsetzungsquote, und Strukturparametern dargestellt. Die Tabelle enthält den Pearson-Korrelationskoeffizienten r , seinen p -Wert, die dazugehörige F -Statistik mit p -Wert, den Spearman-Rangkorrelationskoeffizienten, den Kendall-Tau-Korrelationskoeffizienten sowie das Bestimmtheitsmaß R^2 , die zusammen die Stärke, Richtung und Signifikanz von linearen und monotonen Zusammenhängen zwischen den Variablen beschreiben. Zusätzlich ist die Zahl der verwendeten Erhebungsbögen (EHB) angegeben. Da teils einzelne Datenfelder fehlen, der restliche Erhebungsbogen jedoch sinnvoll gefüllt, realistisch und verwertbar scheint, wurden Beobachtungen nicht automatisch aufgrund einzelner Fehlstellen aus der Grundgesamtheit entfernt.

Im Ergebnis der Analyse ergeben sich keine belastbaren Hinweise auf eine Korrelation oder eine lineare Regression zwischen Umsetzungsquote und Strukturgrößen.

Eine Korrelation mit der Anzahl Netzanschlussbegehren wurde bereits im Zusammenhang mit der Betroffenheit untersucht. Auch hier ist kein Zusammenhang mit wesentlicher praktischer Bedeutung aus statistischen Untersuchungen ableitbar.

Datenfeld	r (Pearson)	pearson_p	pearson_f_stat	pearson_f_p	spearman_rho	kendall_tau	R ²	ehb_count
2 1 1_gesamtzahl_exist_NAP_NS_MS_NS	-0.07	0.08	3.13	0.08	-0.17	-0.13	0.00	699
2 1 2_gesamtzahl_exist_NEP_NS_MS_NS	-0.04	0.26	1.26	0.26	-0.18	-0.14	0.00	688
2 1 3_anzahl_neuer_NAP_NS_MS_NS	-0.09	0.03	4.76	0.03	-0.15	-0.11	0.01	654
2 1 4_anzahl_neuer_NEP_NS_MS_NS	-0.04	0.31	1.05	0.31	-0.09	-0.06	0.00	648
2 1 5_gesamtzahl_letzterverbraucher_NS	-0.07	0.10	2.74	0.10	-0.14	-0.10	0.00	627
2 1 6_gesamtzahl_letzterverbraucher_MS_NS	-0.12	0.00	8.46	0.00	-0.12	-0.09	0.01	619
2 1 7_versorgte_flaeche	0.01	0.87	0.03	0.87	-0.15	-0.11	0.00	694
2 1 8_zeitgleiche_JHL_abzgl_entnahmen	-0.07	0.06	3.69	0.06	-0.17	-0.12	0.01	679
2 1 9_zeitgleiche_JHL_aller_entnahmen_NS	-0.08	0.05	3.99	0.05	-0.16	-0.12	0.01	684
2 1 10_stromkreislaenge_NS	-0.05	0.18	1.76	0.18	-0.15	-0.11	0.00	697
10 1 1_Lastdichte_NS	-0.02	0.52	0.41	0.52	-0.05	-0.04	0.00	675

Tabelle 2: Korrelation Umsetzungsquote Anschlussbegehren EE NS mit gebietsstrukturellen Merkmalen

Datenfeld	pearson_r	pearson_p	pearson_f_stat	pearson_f_p	spearman_rho	kendall_tau	R ²	ehb_count
2 1 1_gesamtzahl_exist_NAP_NS_MS_NS	-0.15	0.00	13.93	0.00	-0.22	-0.17	0.02	616
2 1 2_gesamtzahl_exist_NEP_NS_MS_NS	-0.10	0.02	5.72	0.02	-0.25	-0.19	0.01	605
2 1 3_anzahl_neuer_NAP_NS_MS_NS	-0.12	0.01	7.92	0.01	-0.21	-0.15	0.01	580
2 1 4_anzahl_neuer_NEP_NS_MS_NS	-0.11	0.01	6.71	0.01	-0.15	-0.11	0.01	575
2 1 5_gesamtzahl_letzterverbraucher_NS	-0.16	0.00	14.03	0.00	-0.20	-0.15	0.02	553
2 1 6_gesamtzahl_letzterverbraucher_MS_NS	-0.18	0.00	18.42	0.00	-0.14	-0.10	0.03	551
2 1 7_versorgte_flaeche	0.00	0.97	0.00	0.97	-0.19	-0.14	0.00	612
2 1 8_zeitgleiche_JHL_abzgl_entnahmen	-0.14	0.00	12.60	0.00	-0.22	-0.16	0.02	601
2 1 9_zeitgleiche_JHL_aller_entnahmen_NS	-0.15	0.00	14.61	0.00	-0.22	-0.16	0.02	607
2 1 10_stromkreislaenge_NS	-0.12	0.00	8.65	0.00	-0.22	-0.16	0.01	615
10 1 1_Lastdichte_NS	-0.05	0.24	1.37	0.24	-0.08	-0.06	0.00	597

Tabelle 3: Korrelation Umsetzungsquote Anschlussbegehren EE NS mit gebietsstrukturellen Merkmalen (gefiltert)

Über die in Teil 2 „Strukturdaten“ des Erhebungsbogens abgefragten Daten hinaus sind weitere strukturelle Zusammenhänge denkbar. Daher wurde ein Einfluss der unterschiedlichen Verteilungen von Technologieanfragen untersucht. Ist ein Netzbetreiber besonders stark von Anfragen einer Erzeugungstechnologie betroffen, kann sich dies auf die voraussichtliche Gleichzeitigkeit auswirken. Dies könnte eine im Vergleich mit anderen Netzbetreibern höhere Herausforderung darstellen. Auf Niederspannungsebene ergibt sich aus der Untersuchung möglicher Korrelationen bzw. Regressionen jedoch kein Erklärungsbeitrag aufgrund der

Erzeugungstechnologie. Im Zusammenhang mit der hohen Dominanz an PV-Anlagen entspricht dies jedoch auch dem erwarteten Ergebnis.

Berechnung und statistische Bewertung: MS-Ebene

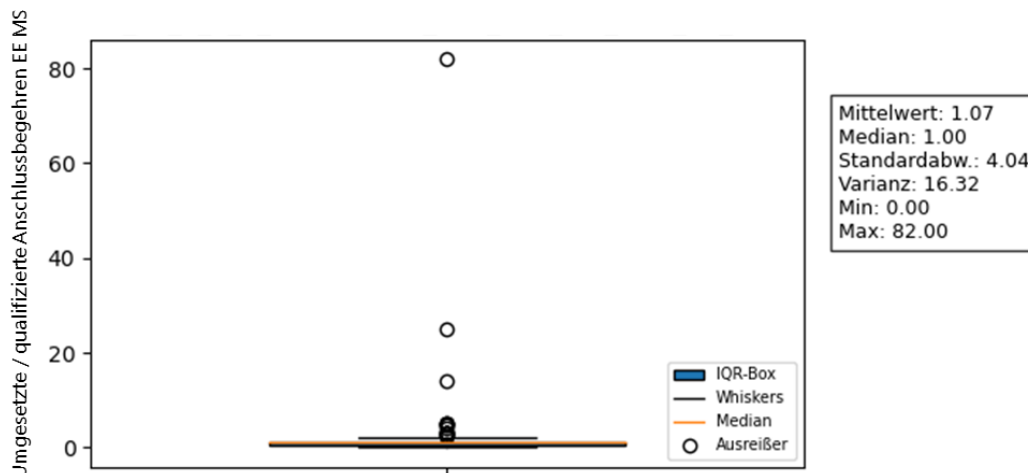


Abbildung 26: Boxplot Umsetzungsquote Anschlussbegehren EE MS

Der Messwert „Verhältnis aus Anzahl der vollständig abgeschlossenen Anschlussanfragen pro Jahr zu Anzahl aller vollständigen/qualifizierten Anschlussbegehren von EE-Erzeugungsanlagen in der Mittelspannung“ ist in Abbildung 26 dargestellt.

Der Median liegt bei 1,0, was wie in der Niederspannung auf eine vollständige Zielerreichung in mindestens der Hälfte der Fälle hinweist. Der Mittelwert von 1,07 wird durch mehrere Ausreißer beeinflusst. Die Mehrzahl der Werte liegt jedoch im erwarteten Bereich zwischen 0 und knapp über 1. Kennzahlenwerte über eins sind nicht unplausibel, wie bereits in der Untersuchung auf Niederspannungsebene dargelegt.

Analog zur Niederspannung wurden die Datenausreißer für die weiteren Analysen herausgefiltert und eine Betroffenheitsgrenze von mindestens zehn vollständigen und qualifizierten Netzanschlussbegehren als Filterkriterium für die zusätzlichen Analysen angelegt. Auf Mittelspannungsebene bleiben dadurch 588 von 748 Netzbetreibern unberücksichtigt, wobei dies für 302 auf die Betroffenheit ($n < 10$) und 286 auf nicht gelieferte Daten bzw. keinerlei eingegangene Anschlussanfragen ($n = 0$) zurückzuführen sind.

Aufgrund der Netzbetreiberstruktur ist das durchaus realistisch. Viele Netzbetreiber betreiben nur netztechnisch eher kurze Mittelspannungsstrecken (Median 124 km Stromkreislänge). Zudem sind einige Netzgebiete städtisch geprägt und Windkraftanlagen oder große Freiflächenanlagen somit selten. Das spiegelt sich auch in der Anzahl neuer Einspeisepunkte mit einem Median von Null und einem Mittelwert von 6. Exemplarisch lässt sich dies über das Marktstammdatenregister verifizieren, wo für einige exemplarische kleinere Netzbetreiber die Anzahl der im Jahr 2024 zugebauten Anlagen bei null und eins lag.

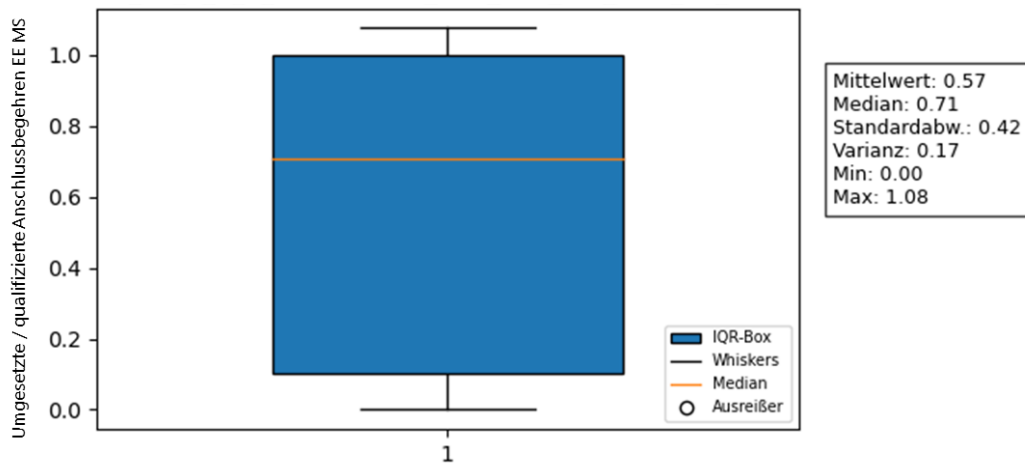


Abbildung 27: Umsetzungsquote Anschlussbegehren EE MS (gefiltert)

Der Median liegt bei 0,71, was auf eine leicht niedrigere Umsetzungsquote als in der Niederspannung hinweist. Der Mittelwert liegt bei 0,57. Leistung und Komplexität von Anschlussbegehren nehmen in höheren Spannungsebenen zu, eine niedrigere Quote ist also plausibel.

In der Abbildung 28 ist das Streudiagramm zur Anzahl Netzanlassbegehren EE MS zu geographischer Fläche Mittelspannung (MS) dargestellt, rechts davon ein auf Flächen kleiner des Medians (193,28 km²) beschränkte partielle Auswertung.

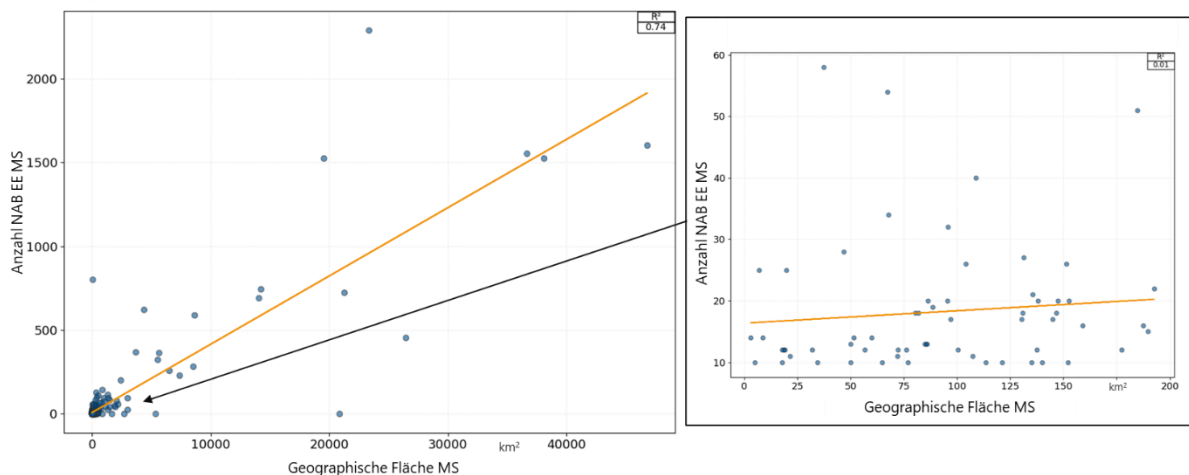


Abbildung 28: Anzahl Netzanlassbegehren EE MS zu geogr. Fläche MS (links) und Ausschnitt gefiltert, < 193,23 km²

Die geographische Fläche bewegt sich in einem Bereich von 0 bis etwa 50.000 km², während die Anzahl der Anschlussanfragen EE von 0 bis etwa 2.500 reichen. Die Datenpunkte folgen erkennbar einem linearen Trend entlang der Regressionsgeraden. Die Regressionslinie zeigt eine klare positive Steigung, mit steigender geographischer Fläche wächst die Anzahl von Anschlussanfragen proportional. Die geographische Fläche der Netzausdehnung scheint somit auch auf Mittelspannungsebene ein geeigneter Prädiktor für die Anzahl der Anschlussanfragen. Dieser Zusammenhang deutet – wie im Bereich der Niederspannungsnetze – darauf hin, dass der dominierende Faktor für die Herausforderung im Sinne der Anzahl Anschlussbegehren in der Größe des Netzbetreibers liegt. Auswertungen zu weiteren strukturellen Größenmaßen wie Letztverbraucherzahl bestätigen diesen Zusammenhang. Da in Mittelspannungsnetzen die Flächenverfügbarkeit für PV-Freiflächenanlagen sowie Windenergieanlagen einen großen Einfluss auf Netzanlassbegehren aufweist, ist dieser Zusammenhang plausibel.

Die Untersuchung des Teilausschnitts der VNB mit einer Flächenausdehnung unterhalb des Medians zeigt, wie auf Niederspannungsebene, keinen linearen Zusammenhang zwischen Anzahl der Anschlussanfragen und Fläche. Eine Rückwirkung der potenziell unterschiedlichen relativen Betroffenheit durch unterschiedliche Fläche bzw. Anzahl an Anschlussanfragen auf die Umsetzungsquote kann jedoch nicht abgeleitet werden, wie in Abbildung 29 dargestellt.

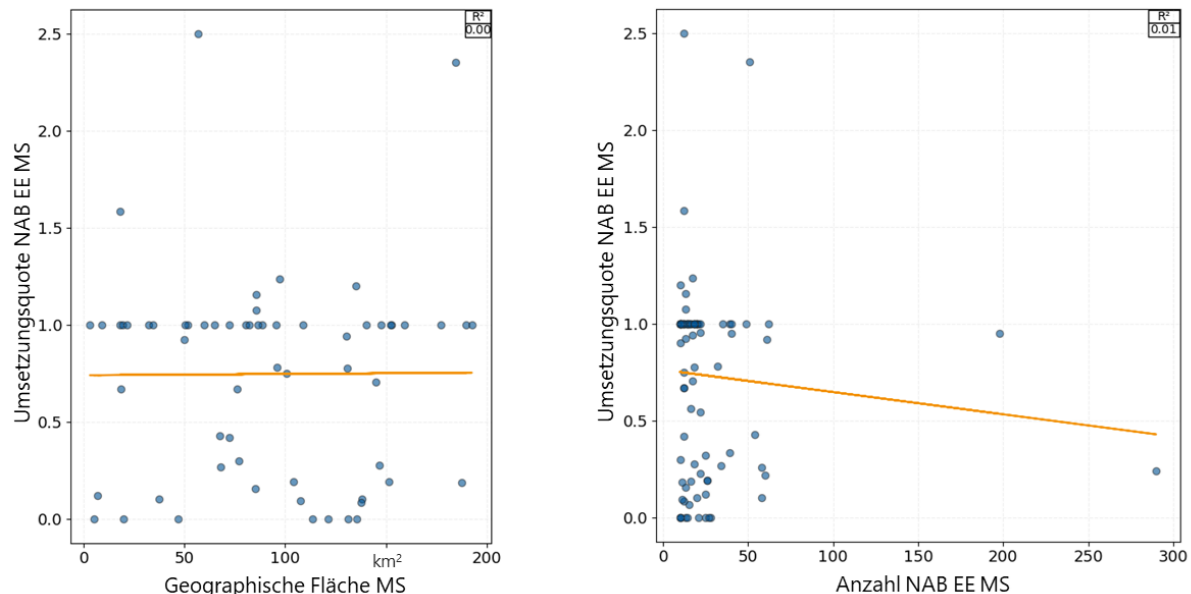


Abbildung 29: Umsetzungsquote zu geographischer Fläche (links) bzw. Anzahl Netzanschlussbegehren (rechts) für Datensatzausschnitt mit Fläche < 193,23 km²

Die Untersuchung der Korrelation der Messgröße (Umsetzungsquote) mit Strukturparametern zeigt keine signifikanten Erklärungsansätze, weder im ungefilterten (Tabelle 4) noch im gefilterten Datensatz (Tabelle 5).

Datenfeld	pearson_r	pearson_p	pearson_f_stat	pearson_f_p	spearman_rho	kendall_tau	R²	ehb_count
2_2_1_gesamtzahl_exist_NAP_MS_HS_MS	0.11	0.01	7.41	0.01	0.42	0.29	0.01	623
2_2_2_summenleistung_exist_NAP_MS_HS_MS	0.04	0.30	1.07	0.30	0.40	0.27	0.00	588
2_2_3_gesamtzahl_exist_NEP_MS_HS_MS	0.10	0.01	6.22	0.01	0.46	0.33	0.01	618
2_2_4_summenleistung_exist_NEP_MS_HS_MS	0.10	0.01	6.67	0.01	0.39	0.27	0.01	614
2_2_5_anzahl_neuer_NAP_MS_HS_MS	0.09	0.02	5.28	0.02	0.39	0.29	0.01	586
2_2_6_summenleistung_neuer_NAP_MS_HS_MS	0.17	0.00	17.49	0.00	0.43	0.32	0.03	575
2_2_7_anzahl_neuer_NEP_MS_HS_MS	0.11	0.01	6.70	0.01	0.36	0.28	0.01	589
2_2_8_summenleistung_neuer_NEP_MS_HS_MS	0.13	0.00	9.58	0.00	0.36	0.27	0.02	589
2_2_9_max_betrag_vertikale_netzlast_MS	0.02	0.68	0.17	0.68	0.29	0.20	0.00	598
2_2_10_geographische_flaeche_MS	0.10	0.02	5.55	0.02	0.33	0.23	0.01	545
2_2_11_gesamtzahl_letzterverbraucher_MS	0.11	0.01	6.53	0.01	0.49	0.34	0.01	551
2_2_12_gesamtzahl_letzterverbraucher_HS_MS	0.03	0.45	0.58	0.45	0.22	0.18	0.00	511
2_2_13_zeitgleiche_JHL_abzgl_entnahmen	0.13	0.00	8.96	0.00	0.38	0.27	0.02	547
2_2_14_zeitgleiche_JHL_aller_entnahmen_MS	0.01	0.91	0.01	0.91	0.39	0.27	0.00	552
2_2_15_stromkreislänge_MS	0.03	0.46	0.56	0.46	0.45	0.31	0.00	620
10_1_2_Lastdichte_MS	-0.07	0.10	2.77	0.10	0.00	0.00	0.01	532

Tabelle 4: Korrelation Umsetzungsquote Anschlussbegehren EE MS mit gebietsstrukturellen Merkmalen

Datenfeld	pearson_r	pearson_p	pearson_f_stat	pearson_f_p	spearman_rho	kendall_tau	R ²	ehb_count
2_2_1_gesamtzahl_exist_NAP_MS_HS_MS	-0.18	0.03	4.93	0.03	-0.25	-0.18	0.03	153
2_2_2_summenleistung_exist_NAP_MS_HS_MS	0.02	0.81	0.06	0.81	-0.31	-0.22	0.00	144
2_2_3_gesamtzahl_exist_NEP_MS_HS_MS	-0.20	0.01	6.17	0.01	-0.20	-0.14	0.04	150
2_2_4_summenleistung_exist_NEP_MS_HS_MS	-0.24	0.00	9.20	0.00	-0.27	-0.19	0.06	150
2_2_5_anzahl_neuer_NAP_MS_HS_MS	-0.12	0.17	1.95	0.17	-0.19	-0.14	0.01	145
2_2_6_summenleistung_neuer_NAP_MS_HS_MS	-0.16	0.06	3.57	0.06	-0.24	-0.17	0.03	141
2_2_7_anzahl_neuer_NEP_MS_HS_MS	-0.22	0.01	7.53	0.01	-0.19	-0.14	0.05	146
2_2_8_summenleistung_neuer_NEP_MS_HS_MS	-0.22	0.01	7.58	0.01	-0.23	-0.17	0.05	145
2_2_9_max_betrag_vertikale_netzlast_MS	-0.08	0.33	0.96	0.33	-0.03	-0.03	0.01	144
2_2_10_geographische_flaeche_MS	-0.24	0.01	6.92	0.01	-0.29	-0.21	0.06	119
2_2_11_gesamtzahl_letzterverbraucher_MS	-0.13	0.15	2.14	0.15	-0.25	-0.18	0.02	120
2_2_12_gesamtzahl_letzterverbraucher_HS_MS	0.05	0.57	0.32	0.57	-0.29	-0.22	0.00	114
2_2_13_zeitgleiche_JHL_abzgl_entnahmen	-0.17	0.07	3.33	0.07	-0.29	-0.21	0.03	118
2_2_14_zeitgleiche_JHL_aller_entnahmen_MS	-0.16	0.09	2.94	0.09	-0.29	-0.21	0.02	118
2_2_15_stromkreislange_MS	-0.02	0.81	0.06	0.81	-0.28	-0.20	0.00	152

Tabelle 5: Korrelation Umsetzungsquote Anschlussbegehren EE MS mit gebietsstrukturellen Merkmalen (gefiltert)

Auch hier wurden für jedes Merkmal die t-Statistik und der zweiseitige p-Wert für die Pearson-Korrelation berechnet. Einige p-Werte liegen unter dem üblichen Signifikanzniveau von 0,05, also ist der Zusammenhang mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht zufällig. Die Strukturgrößen Fläche und existierende bzw. neue Einspeisepunkte (NEP) zeigen einen statistisch signifikanten Zusammenhang. Die – teils signifikanten – Zusammenhänge deuten jedoch weiterhin höchstens auf eine schwache Korrelation hin. Weder die parametrische (Pearson) noch die rangbasierten Korrelationskoeffizienten (Spearman, Kendall) zeigen einen relevanten Zusammenhang zwischen der Strukturgröße der Netzgebiete und den Kennzahlenwerten zur Umsetzungsquote. Die untersuchten Strukturgrößen liefern keinen, für eine funktionale Berücksichtigung ausreichenden erklärenden Beitrag zur Umsetzungsquote. Auf Basis der aktuellen Daten ist somit keine Berücksichtigung gebietsstruktureller Größen in der Kennzahlausgestaltung „Umsetzungsquote Anschlussbegehren EE MS“ zu empfehlen.

Über die direkt in Teil 2 „Strukturdaten“ des Erhebungsbogens abgefragten Daten hinaus sind weitere strukturelle Zusammenhänge wie ein Einfluss unterschiedlicher Technologieverteilungen in den Anschlussbegehren denkbar. Daher wurde analog zur Niederspannungsebene ein Einfluss der unterschiedlichen Verteilungen von Technologieanfragen untersucht. Die überwiegende Anschlussleistung wird durch PV und WEA repräsentiert, daher ist im Folgenden das Verhältnis Wind zu Sonstige (und somit überwiegend PV) dargestellt. Auch auf Mittelspannungsebene ergibt sich kein Erklärungsbeitrag aufgrund der spezifischen Technologie.

Auf Mittelspannungsebene bewegt sich der Anteil der Netzanschlussbegehren für Windenergieanlagen (WEA) zwischen Null und 35 %, mit einigen Ausreißern mit bis zu 100 %. Ein Zusammenhang ist nicht erkennbar (Abbildung 30). Diese Aussage wird auch durch die Korrelationsmaße unterstützt.

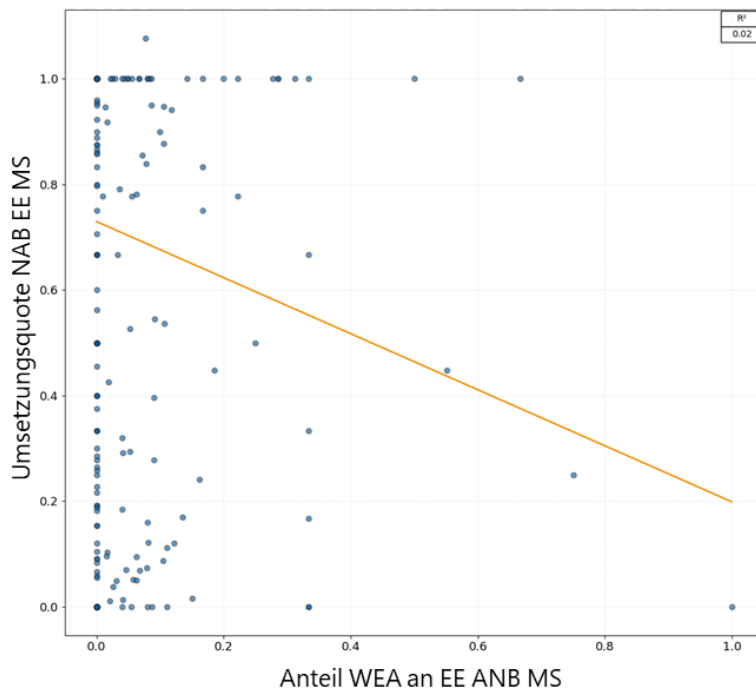


Abbildung 30: Umsetzungsquote Anschlussbegehren EE MS zu Anteil WEA an Anschlussbegehren

Berechnung und statistische Bewertung: HS-Ebene

Der Messwert „Verhältnis aus Anzahl der vollständig abgeschlossenen Anschlussanfragen pro Jahr zu Anzahl aller vollständigen/qualifizierten Anschlussbegehren von EEG-Erzeugungsanlagen in der Hochspannung“ ist in Abbildung 31 dargestellt.

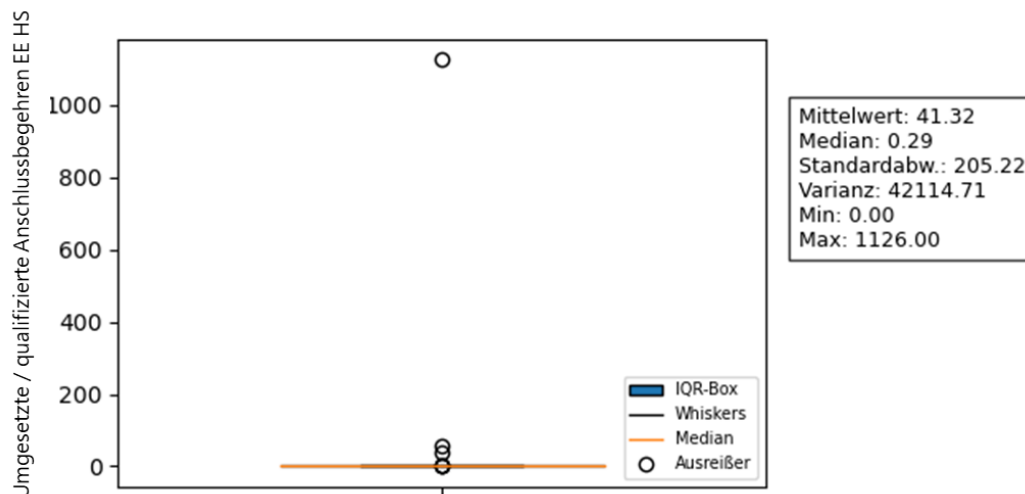


Abbildung 31: Boxplot Umsetzungsquote Anschlussbegehren EE HS

Das Verhältnis aus Anzahl der vollständig abgeschlossenen Anschlussanfragen pro Jahr zu Anzahl aller vollständigen/qualifizierten Anschlussbegehren von EEG-Erzeugungsanlagen in der Hochspannung“ ist in Abbildung 31 dargestellt. Der Median liegt bei 0,29, was auf eine deutlich geringere Umsetzungsquote als in den Nieder- und Mittelspannungen hinweist. Der Mittelwert von 41,32 wird durch mehrere, teils extreme Ausreißer beeinflusst, die – bei den hier betrachteten Anzahlen – nur als Datenfehler interpretierbar sind. Die Datenbasis stützt sich in der Hochspannungsebene auf 109 Beobachtungen. 11 der Beobachtungen enthalten dabei keine Angaben zu Anschlussbegehren, bei 68 VNB wurde die Zahl der Anschlussbegehren mit Null angegeben. Es verbleiben daher nur 30 Beobachtungen, von denen nur 16 mehr als 10 NAB

melden. Die niedrigen Anzahlen an Anschlussbegehren sind aufgrund der speziellen, individuellen Natur der leistungsmäßig großen Anlagen, die einen Anschluss an das Hochspannungsnetz benötigen durchaus realistisch. Eine exemplarische Validierung des Markstammdatenregisters für Netzbetreiber für den Zeitraum Januar bis Dezember 2024 ergab 97 neu installierte EE-Erzeugungsanlagen in der Hochspannungsebene für einen Flächennetzbetreiber und 0-1 neue Anlagen für Netzbetreiber mit geringer Stromkreislänge auf HS-Ebene.

Wie in der grundsätzlichen Einordnung ausgeführt wurden die Untersuchungen wiederum um eine Auswertung mit Filterung auf eine Betroffenheit von mehr als zehn Anschlussanfragen ergänzt. Bei Filterung nach dieser Betroffenheit verbleiben drei Netzbetreiber mit einer Umsetzungsquote von mehr als 30 umgesetzten Netzananschlussbegehren (NAB) je eingegangenem NAB, die im Folgenden als Datenfehler betrachtet werden. Die nach den definierten Kriterien ($n \geq 10$, Quote $\leq 1,1$) gefilterte Variable ist in der Abbildung 32 dargestellt.

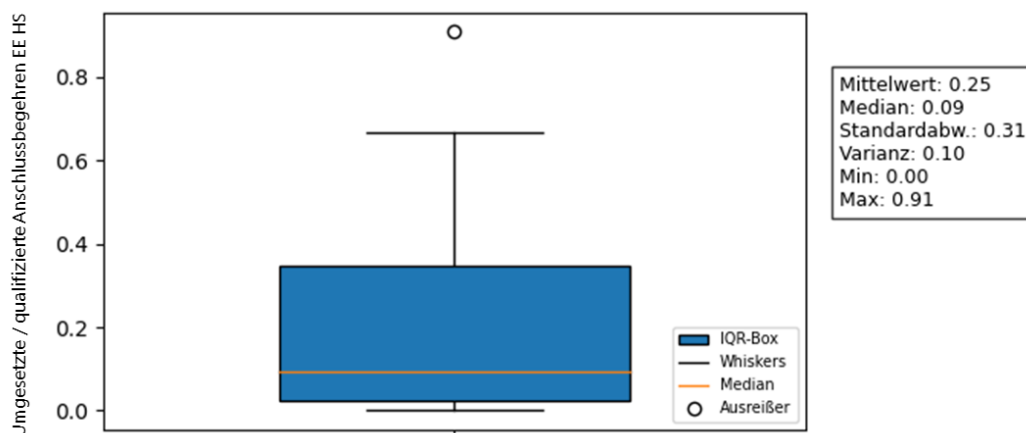


Abbildung 32: Boxplot Umsetzungsquote Anschlussbegehren EE HS (gefiltert)

Der Median liegt bei 0,09, was weiterhin auf eine deutlich geringere Umsetzungsquote als in Nieder- und Mittelspannung hinweist. Der Mittelwert liegt bei 0,25. Eine geringere Umsetzungsquote ist vor Hintergrund der individuellen, leistungsmäßig großen Anschlussbegehren plausibel. Der Effekt der zeitlichen Verzögerung zwischen Anschlussbegehren und Umsetzung tritt zudem bei den höheren durchschnittlichen Netzananschlussdauern stärker auf.

Auf Hochspannungsebene ergeben die untersuchten Kennzahlen zwar teils Hinweise auf einen möglichen strukturellen Zusammenhang der Messgröße mit Strukturgrößen, aufgrund der geringen Stichprobe sind diese jedoch statistisch nicht signifikant wie in Tabelle 6 aufgeführt.

Datenfeld	pearson_r	pearson_p	pearson_f_stat	pearson_f_p	spearman_rho	kendall_tau	R ²	ehb_count
2_3_1_gesamtzahl_exist_NAP_HS_HoS_HS	0.23	0.47	0.56	0.47	0.32	0.23	0.05	12
2_3_2_summenleistung_exist_NAP_HS_HoS_HS	0.06	0.85	0.04	0.85	0.11	0.11	0.00	12
2_3_3_gesamtzahl_exist_NEP_HS_HoS_HS	-0.14	0.66	0.21	0.66	0.02	0.03	0.02	12
2_3_4_summenleistung_exist_NEP_HS_HoS_HS	0.14	0.67	0.19	0.67	0.12	0.11	0.02	12
2_3_5_anzahl_neuer_NAP_HS_HoS_HS	-0.38	0.27	1.39	0.27	-0.31	-0.28	0.15	10
2_3_6_summenleistung_neuer_NAP_HS_HoS_HS	-0.34	0.37	0.91	0.37	-0.25	-0.26	0.11	9
2_3_7_anzahl_neuer_NEP_HS_HoS_HS	-0.01	0.98	0.00	0.98	0.28	0.21	0.00	11
2_3_8_summenleistung_neuer_NEP_HS_HoS_HS	0.14	0.69	0.17	0.69	0.41	0.26	0.02	11
2_3_9_maxi_betrag_vertikale_netzlast_HS	-0.44	0.16	2.35	0.16	-0.44	-0.26	0.19	12
2_3_10_geographische_flaeche_HS	0.04	0.91	0.01	0.91	0.11	0.08	0.00	12
2_3_11_gesamtzahl_der_letzterverbraucher_HS	0.04	0.89	0.02	0.89	0.21	0.14	0.00	12
2_3_12_gesamtzahl_der_LVB_HoS_HS	-0.03	0.93	0.01	0.93	0.05	0.04	0.00	10
2_3_13_zeitgleiche_JHL_abzgl_entnahmen	0.00	0.99	0.00	0.99	0.22	0.17	0.00	12
2_3_14_zeitgleiche_JHL_aller_entnahmen_HS	0.00	0.99	0.00	0.99	0.13	0.11	0.00	12
2_3_15_stromkreislange_HS	0.05	0.87	0.03	0.87	0.18	0.14	0.00	12
10_1_3_Lastdichte_HS	-0.08	0.80	0.07	0.80	0.04	-0.05	0.01	12

Tabelle 6: Korrelation Umsetzungsquote Anschlussbegehren EE HS mit gebietsstrukturellen Merkmalen (gefiltert)

Auf Hochspannungsebene ist die Umsetzungsquote grundsätzlich verwendbar. Da jedoch nur für einen geringen Anteil der Netzbetreiber überhaupt Daten in ausreichender Grundgesamtheit zur Verfügung stehen, ist der Messwert auch nur auf diese anwendbar. Daraus ergibt sich die Frage, ob die verbleibenden Datenpunkte für eine Bewertung allgemein ausreichen. Verzerrungen und Einflüsse durch die stark individuell geprägten Netzanschlussbegehren (NAB) könnten einem objektiven Maß widersprechen, da die Individualität der Anfragen außer über die Leistung oder die Anzahl nicht abgebildet werden kann. Eine Bewertung wird im Gesamtzusammenhang gegeben.

Zusammenfassung der Erkenntnisse

Der in Kapitel 2.6.1 vorgeschlagene Messwert als Umsetzungsquote Anschlussbegehren EE ist grundsätzlich verwendbar. Ausgenommen einzelner signifikanten Ausreißer liegen die Kennzahlenwerte im erwarteten Rahmen. Eindeutig fehlerhafte Angaben zur Anzahl von Netzanschlussbegehren und deren Realisierungen beziehungsweise als Ausreißer identifizierte Kennzahlenwerte zu den Umsetzungsquoten wurden aus dem Datensatz vom 14.07.2025 entfernt. Anhaltspunkte für eine darüber hinausgehende Fehlerbetrachtung liegen nicht vor. Die sich aus dem reduzierten (gefilterten) Datensatz ermittelten Kennzahlenwerte liegen innerhalb eines Wertebereichs, der aus Sicht der Gutachter zu erwarten ist.

Die Untersuchung struktureller Zusammenhänge hat keine Hinweise auf stochastisch belegbare signifikante Abhängigkeiten zwischen gebietsstrukturellen Einflüssen und Messgröße geliefert. Eine Berücksichtigung in funktionaler Form wird daher auf Basis der aktuellen Datengrundlage nicht empfohlen.

Signifikante Unterschiede in den Herausforderungen, vor allem in der Anlagenleistung und Anzahl ergeben sich auf Basis der Spannungsebenen. Eine Trennung der Spannungsebenen ermöglicht zudem einen Vergleich von Netzbetreibern unter – basierend auf der Auswertung der Daten zur Leistung und Anzahl der Anschlussanfragen zu Strukturparametern – ähnlichen Herausforderungen.

Da die relative Betroffenheit keinen Zusammenhang mit dem Messwert „Umsetzungsquote“ zeigt, wird hier eine Berücksichtigung nicht empfohlen.

Die Umsetzungsquote Anschlussbegehren EE kann somit als Spannungsebenen getrennte Kennzahl im Anreizsystem verwendet werden.

2.6.2 Kennzahlen Indikator „Zusätzliche Verbrauchseinrichtungen (Energiewendetechnologien)“

In den grundsätzlichen Fragestellungen und Ausgestaltungsoptionen zum Indikator ergeben sich viele Ähnlichkeiten zum Indikator der „zusätzlichen erneuerbaren Energien“. Im Gegensatz zur erzeugten geht es hier um die verbrauchte Energie, die einen Indikator für eine zunehmende Sektorenkopplung und Elektrifizierung darstellt. Als Verbrauchseinrichtungen Energiewendetechnologie werden analog zum Erhebungsbogen Wärmepumpen, Elektromobilität, Elektrolyseure und Batteriespeicher sowie sonstige (neue) Verbrauchseinrichtungen betrachtet.

Im Erhebungsbogen zur Festlegung der Datenerhebung zur Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit, der Netzleistungsfähigkeit und der Netzservicequalität im Strombereich [GBK-24-02-1#5] wurden folgende Größen als Datenpunkte erhoben:

- Vereinbarte Anschlussleistung aller angeschlossenen Energiewendetechnologien auf Verbrauchsseite getrennt nach Technologie und Spannungsebene für das Abfragejahr 2024
- Anzahl aller vollständigen/qualifizierten Anschlussbegehren von Verbrauchseinrichtungen und Speichern getrennt nach Technologie und Spannungsebene für das Abfragejahr 2024
- Summenleistung aller vollständigen/qualifizierten Anschlussbegehren von Verbrauchseinrichtungen und Speichern getrennt nach Technologie und Spannungsebene für das Abfragejahr 2024

- Über Prozessdauerzuordnungen: Anzahl der mit Abschluss des Teilprozesses: „Annahme Netzanschlusszusage bis Inbetriebnahme Netzanschluss oder Bereitstellung der Netzanschlusskapazität“ vollständig abgeschlossenen Anschlussanfragen

Anzahl und Leistung stehen auch hier in einem direkten Zusammenhang zum zusätzlichen Verbrauch von erneuerbaren Energien, wobei der Zusammenhang zwischen Leistung und Energie direkter ist. Da im Sinne der Datensparsamkeit analog zur erneuerbar erzeugten Energie auf eine zusätzliche Abfrage der neu angeschlossenen Leistung verzichtet wurde, da diese Größe zukünftig aus der Differenz zum Vorjahreswert abgeschätzt werden kann, ist auch hier eine zusätzliche Untersuchung des direkt auf der Leistung basierenden Kandidaten nicht möglich. Es ist grundlegend eine sehr starke Korrelation mit der Anzahl umgesetzter Anschlussanfragen multipliziert mit der durchschnittlichen Leistung dieser Anfragen zu vermuten.

Als grundlegenden Messwert für die Kennzahl zum Indikator zusätzlicher Verbrauch Energiewendetechnologien schlagen wir somit das Verhältnis aus Anzahl der vollständig abgeschlossenen Anschlussanfragen pro Jahr zu Anzahl aller vollständigen/qualifizierten Anschlussbegehren von Verbrauchseinrichtungen und Speichern getrennt nach Spannungsebene für jedes Abfragejahr vor.

Im Sinne der Datenpunkte des Erhebungsbogens kann diese Kenngröße folgendermaßen dargestellt werden:

$$\text{Formel als EHB Größen:} = \frac{5.5.1.1+5.5.2.1+5.5.3.1+5.5.4.1}{5.1.1+5.1.2+5.1.3}$$

(exemplarisch NS Ebene)

Formel 2: Messwert „Umsetzungsquote Anschlussbegehren Verbraucher und Speicher“

Im Folgenden wird die Größe alternativ und vereinfachend als „Umsetzungsquote von Anschlussbegehren zu Verbrauchseinrichtungen und Speichern“ bezeichnet.

Berechnung und statistische Bewertung: Niederspannungsebene

Die Variable „Verhältnis aus Anzahl der vollständig abgeschlossenen Anschlussanfragen pro Jahr zu Anzahl aller vollständigen/qualifizierten Anschlussbegehren von in der Niederspannung“ ist in der Abbildung 33 dargestellt.

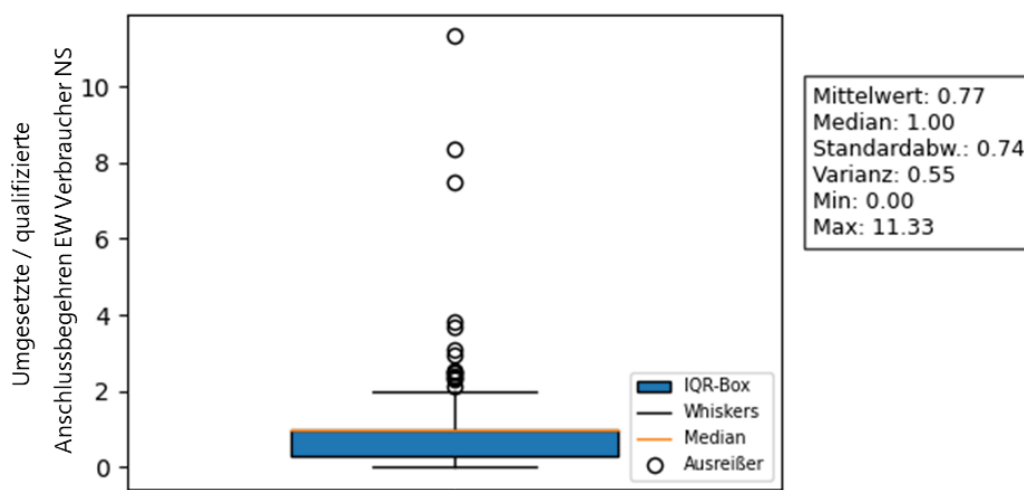


Abbildung 33: Boxplot Umsetzungsquote Anschlussbegehren Verbraucher und Speicher NS

Der Median liegt bei 1,0, was auf eine vollständige Zielerreichung in der Hälfte der Fälle hinweist. Der Mittelwert von 0,77 wird durch Ausreißer nur gering beeinflusst. Die Mehrzahl der Werte liegt im erwarteten Bereich zwischen 0 und knapp über 1, die IQR-Box ist sehr kompakt und liegt

vollständig unter dem Median. Das deutet auf eine recht starke Konzentration kleiner Werte hin. Werte über eins sind wie bei Erzeugungsanlagen durchaus realistischermäßig möglich, wie bereits bei den Auswertungen zu Erzeugungsanlagen erläutert. Um den Einfluss der Ausreißer im Rahmen der Untersuchung zu vernachlässigen und zentrale Tendenzen und Streuungen besser abzubilden, wurden im Folgenden die Daten analog zu den Kriterien bei erneuerbarer Energie (Anzahl Anschlussanfragen $n \geq 10$, Quote ≤ 1.1) „gefiltert“. Grundsätzlich ergeben sich insbesondere Ausreißer für Beobachtungen mit einer geringen Anzahl an Netzanschlussbegehren. Eine Betrachtung der Betroffenheit kann hier also signifikanten Einfluss auf die Ergebnisse nehmen.

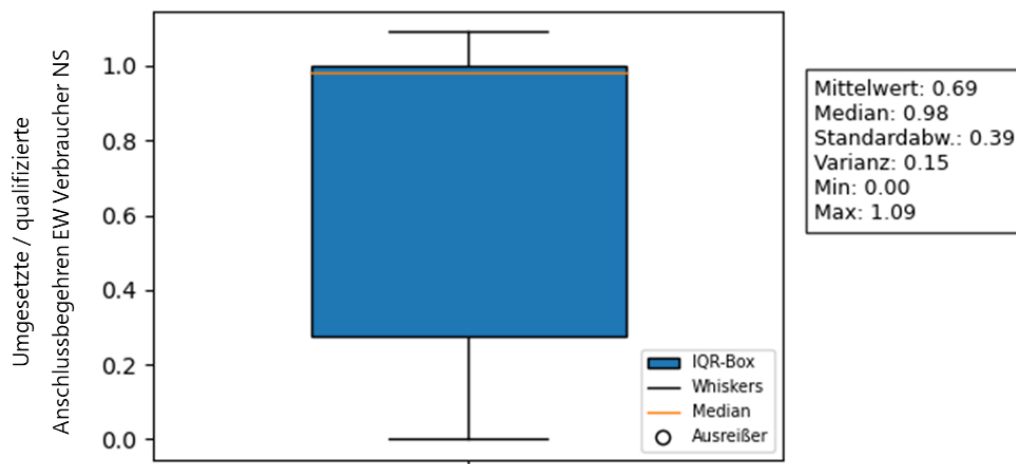


Abbildung 34: Boxplot Umsetzungsquote Anschlussbegehren Verbraucher und Speicher NS (gefiltert)

Der Median nach Eliminierung der Ausreißer liegt bei 0,98, der Mittelwert verschiebt sich auf 0,69.

Die Untersuchung des Zusammenhangs mit Strukturgrößen liefert – wie bereits für den Messwert zum Indikator zusätzliche erneuerbare Energie – keine signifikanten Erklärungsbeiträge für einen zu berücksichtigenden strukturellen Zusammenhang. Die Tabelle 7 enthält den Pearson-Korrelationskoeffizienten r , seinen p -Wert, die dazugehörige F -Statistik mit p -Wert, den Spearman-Rangkorrelationskoeffizienten, den Kendall-Tau-Korrelationskoeffizienten sowie das Bestimmtheitsmaß R^2 , die zusammen die Stärke, Richtung und Signifikanz von linearen und monotonen Zusammenhängen zwischen den Variablen beschreiben.

Datenfeld	pearson_r	pearson_p	pearson_f_stat	pearson_f_p	spearman_rho	kendall_tau	R ²	ehb_count
2_1_1_gesamtzahl_exist_NAP_NS_MS_NS	-0.10	0.01	6.29	0.01	-0.18	-0.13	0.01	632
2_1_2_gesamtzahl_exist_NEP_NS_MS_NS	-0.06	0.14	2.19	0.14	-0.20	-0.14	0.00	622
2_1_3_anzahl_neuer_NAP_NS_MS_NS	-0.10	0.02	5.61	0.02	-0.17	-0.12	0.01	593
2_1_4_anzahl_neuer_NEP_NS_MS_NS	-0.04	0.30	1.07	0.30	-0.12	-0.09	0.00	585
2_1_5_gesamtzahl_letzterverbraucher_NS	-0.13	0.00	9.74	0.00	-0.19	-0.14	0.02	565
2_1_6_gesamtzahl_letzterverbraucher_MS_NS	0.00	0.96	0.00	0.96	-0.09	-0.07	0.00	557
2_1_7_versorgte_flaeche	-0.07	0.10	2.68	0.10	-0.16	-0.11	0.00	627
2_1_8_zeitgleiche_JHL_abzgl_entnahmen	-0.14	0.00	13.07	0.00	-0.17	-0.12	0.02	615
2_1_9_zeitgleiche_JHL_aller_entnahmen_NS	-0.12	0.00	9.30	0.00	-0.17	-0.12	0.01	621
2_1_10_stromkreislänge_NS	-0.07	0.07	3.29	0.07	-0.17	-0.12	0.01	630
10_1_1_Lastdichte_NS	-0.01	0.77	0.08	0.77	-0.04	-0.03	0.00	611

Tabelle 7: Korrelation Umsetzungsquote Anschlussbegehren Verbraucher und Speicher NS mit gebietsstrukturellen Merkmalen (gefiltert)

Berechnung und statistische Bewertung: MS-Ebene

Der Messwert „Verhältnis aus Anzahl der vollständig abgeschlossenen Anschlussanfragen pro Jahr zu Anzahl aller vollständigen/qualifizierten Anschlussbegehren von Lasten und Speichern in der Mittelspannung“ ist in Abbildung 35 dargestellt.

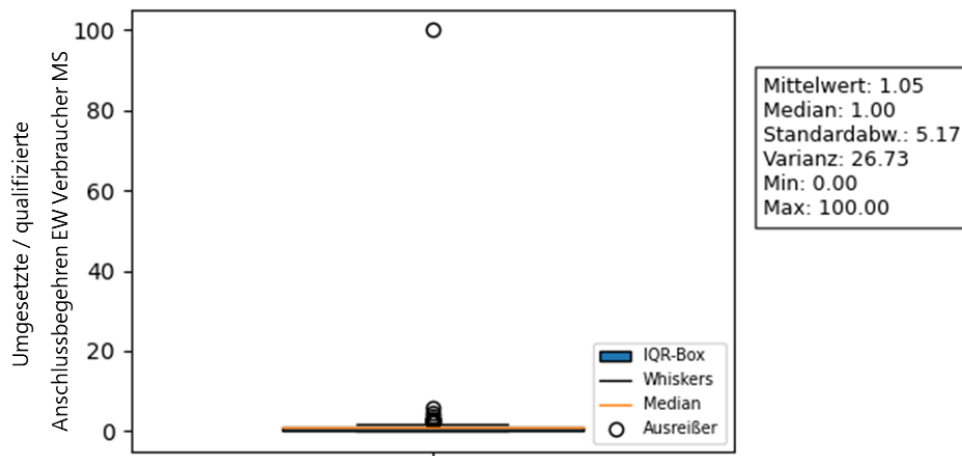


Abbildung 35: Boxplot Umsetzungsquote Anschlussbegehren Verbraucher und Speicher MS

Die Auswertung ergibt ein mit der Niederspannung vergleichbares Bild. Nach der Filterung von Ausreißer verbleibt der Median bei 1, was bedeutet, dass mindestens 50 % der Beobachtungen die eingegangenen Anschlussbegehren zu 100 % umsetzen konnten. Der Mittelwert liegt bei 1.05 und somit höher als auf Niederspannungsebene. Dies ist vor allem durch den signifikanten Ausreißer zu erklären. In den gefilterten Daten (Abbildung 36) liegen Mittelwert und Median unter den Werten auf Niederspannungsebene. Auch im Bereich Verbrauchseinrichtungen und Speicher gilt das mit steigender Spannungsebene Komplexität und Individualität von Netzanschlussbegehren tendenziell zunehmen.

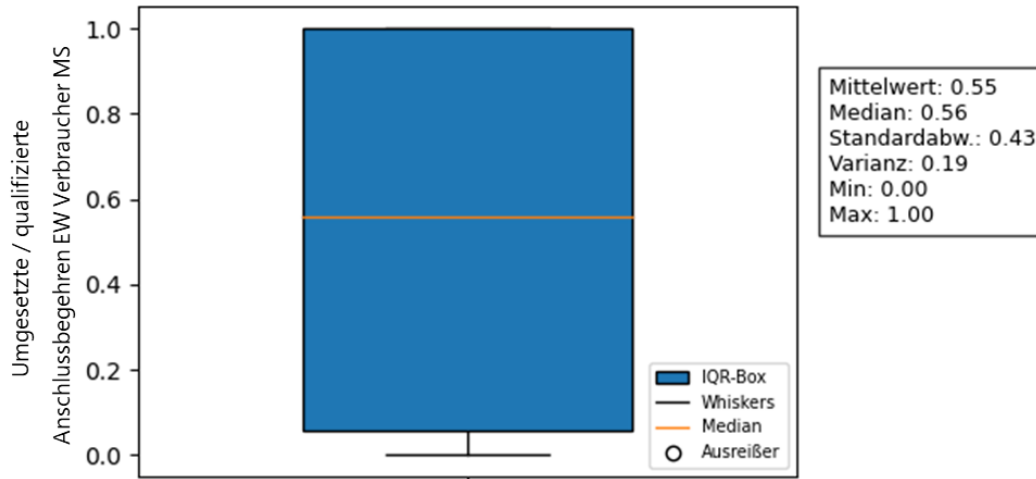


Abbildung 36: Boxplot Umsetzungsquote Anschlussbegehren Verbraucher und Speicher MS (gefiltert)

Zusammenhänge mit gebietsstrukturellen Merkmalen (siehe Tabelle 8) und weiteren strukturellen Einflussgrößen wie eines möglichen Einflusses der Anslusstechnologie können stochastisch nicht aus den Daten abgeleitet werden.

Datenfeld	pearson_r	pearson_p	pearson_f_stat	pearson_f_p	spearman_rho	kendall_tau	R ²	ehb_count
2_2_1_gesamtzahl_exist_NAP_MS_HS_MS	-0.14	0.20	1.68	0.20	-0.12	-0.09	0.02	88
2_2_2_summenleistung_exist_NAP_MS_HS_MS	-0.17	0.13	2.32	0.13	-0.20	-0.14	0.03	79
2_2_3_gesamtzahl_exist_NEP_MS_HS_MS	-0.10	0.34	0.91	0.34	-0.21	-0.15	0.01	85
2_2_4_summenleistung_exist_NEP_MS_HS_MS	-0.21	0.05	4.00	0.05	-0.14	-0.10	0.05	85
2_2_5_anzahl_neuer_NAP_MS_HS_MS	-0.15	0.17	1.93	0.17	-0.07	-0.05	0.02	82
2_2_6_summenleistung_neuer_NAP_MS_HS_MS	0.06	0.60	0.28	0.60	-0.06	-0.04	0.00	81
2_2_7_anzahl_neuer_NEP_MS_HS_MS	-0.19	0.08	3.06	0.08	-0.16	-0.12	0.04	83
2_2_8_summenleistung_neuer_NEP_MS_HS_MS	-0.20	0.07	3.35	0.07	-0.15	-0.11	0.04	82
2_2_9_max_betrag_vertikale_netzlast_MS	0.01	0.91	0.01	0.91	-0.12	-0.08	0.00	84
2_2_10_geographische_flaeche_MS	-0.15	0.21	1.58	0.21	-0.22	-0.16	0.02	69
2_2_11_gesamtzahl_letzterverbraucher_MS	-0.08	0.54	0.38	0.54	-0.27	-0.19	0.01	68
2_2_12_gesamtzahl_letzterverbraucher_HS_MS	-0.14	0.27	1.23	0.27	-0.16	-0.12	0.02	66
2_2_13_zeitgleiche_JHL_abzgl_entnahmen	-0.13	0.29	1.14	0.29	-0.20	-0.14	0.02	66
2_2_14_zeitgleiche_JHL_aller_entnahmen_MS	-0.13	0.30	1.11	0.30	-0.19	-0.13	0.02	66
2_2_15_stromkreislange_MS	0.08	0.46	0.55	0.46	-0.08	-0.06	0.01	87
10_1_2_Lastdichte_MS	0.13	0.30	1.09	0.30	0.17	0.13	0.02	66

Tabelle 8: Korrelation Umsetzungsquote Anschlussbegehren Verbraucher und Speicher MS mit gebietsstrukturellen Merkmalen (gefiltert)

Berechnung und statistische Bewertung: HS-Ebene

Auf Hochspannungsebene ergeben sich für die Umsetzungsquote Anschlussbegehren Verbraucher und Speicher vergleichbare Ergebnisse und Herausforderungen wie für Umsetzungsquote Anschlussbegehren EE. In sind die gefilterten Werte für die Umsetzungsquote Anschlussbegehren Verbraucher und Speicher als Boxplot dargestellt. Median und Mittelwert sind sehr gering.

Prozesse im Hochspannungsnetz sind tendenziell zeitaufwändig, komplex und erfordern umfangreichere Anschlussprüfungen. Grundsätzlich sind geringere Umsetzungsquoten durchaus realistisch.

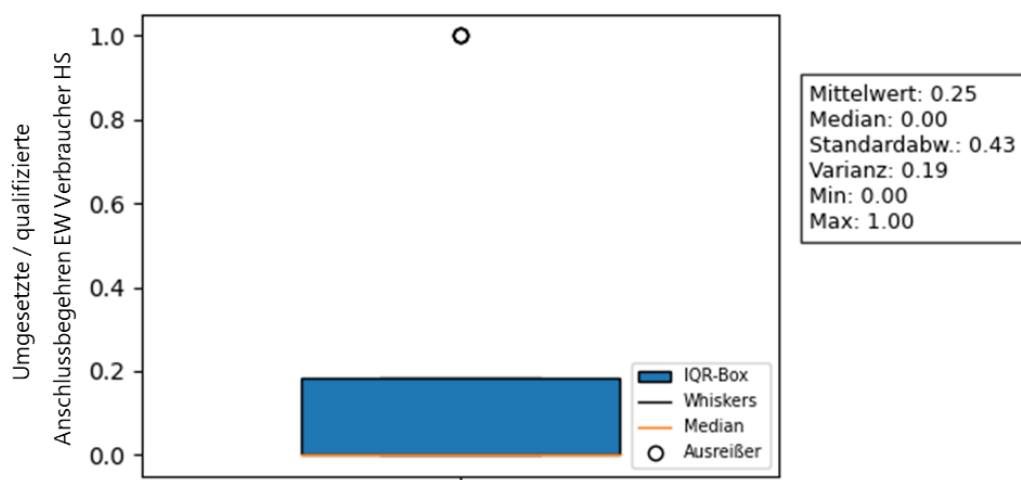


Abbildung 37: Boxplot Umsetzungsquote Anschlussbegehren Verbraucher und Speicher HS (gefiltert)

Wie in Tabelle 9 dargestellt, ergeben sich auch hier keine Hinweise auf einen Einfluss gebietsstruktureller Merkmale.

Datenfeld	pearson_r	pearson_p	pearson_f_stat	pearson_f_p	spearman_rho	kendall_tau	R ²	ehb_count
2_3_1_gesamtzahl_exist_NAP_HS_HoS_HS	-0.34	0.25	1.48	0.25	-0.28	-0.22	0.12	13
2_3_2_summenleistung_exist_NAP_HS_HoS_HS	-0.17	0.59	0.32	0.59	-0.19	-0.12	0.03	13
2_3_3_gesamtzahl_exist_NEP_HS_HoS_HS	0.47	0.10	3.13	0.10	-0.20	-0.18	0.22	13
2_3_4_summenleistung_exist_NEP_HS_HoS_HS	-0.08	0.78	0.08	0.78	-0.17	-0.12	0.01	13
2_3_5_anzahl_neuer_NAP_HS_HoS_HS	-0.09	0.79	0.08	0.79	0.12	0.11	0.01	12
2_3_6_summenleistung_neuer_NAP_HS_HoS_HS	0.48	0.11	3.06	0.11	0.36	0.29	0.23	12
2_3_7_anzahl_neuer_NEP_HS_HoS_HS	0.31	0.30	1.19	0.30	0.10	0.10	0.10	13
2_3_8_summenleistung_neuer_NEP_HS_HoS_HS	-0.03	0.91	0.01	0.91	0.13	0.06	0.00	13
2_3_9_maxi_betrag_vertikale_netzlast_HS	0.30	0.31	1.12	0.31	0.41	0.34	0.09	13
2_3_10_geographische_flaeche_HS	-0.23	0.46	0.59	0.46	-0.01	-0.03	0.05	13
2_3_11_gesamtzahl_der_letzverbraucher_HS	0.08	0.79	0.07	0.79	-0.08	-0.06	0.01	13
2_3_12_gesamtzahl_der_LVB_HoS_HS	-0.25	0.44	0.66	0.44	-0.22	-0.18	0.06	12
2_3_13_zeitgleiche_JHL_abzgl_entnahmen	-0.26	0.40	0.77	0.40	0.03	0.03	0.07	13
2_3_14_zeitgleiche_JHL_aller_entnahmen_HS	-0.30	0.31	1.12	0.31	0.05	0.03	0.09	13
2_3_15_stromkreislange_HS	-0.29	0.33	1.05	0.33	-0.17	-0.12	0.09	13
10_1_3_Lastdichte_HS	-0.05	0.86	0.03	0.86	0.16	0.12	0.00	13

Tabelle 9: Korrelation Umsetzungsquote Anschlussbegehren Verbraucher und Speicher HS mit gebietsstrukturellen Merkmalen (gefiltert)

Zusammenfassung der Erkenntnisse

Der in Kapitel 2.6.2 vorgeschlagene Messwert als Umsetzungsquote Anschlussbegehren Verbraucher und Speicher ist grundsätzlich verwendbar. Ausgenommen der signifikanten Ausreißer liegen die Werte im erwarteten Rahmen.

Die Untersuchung struktureller Zusammenhänge hat keine Hinweise auf stochastisch belegbare signifikante Abhängigkeiten zwischen gebietsstrukturellen Einflüssen und Messgröße geliefert. Eine Berücksichtigung wird daher auf Basis der aktuellen Datengrundlage nicht empfohlen. Eine mögliche Berücksichtigung könnte in funktionaler Form erfolgen, wie in Abschnitt 2.6 dargestellt.

Signifikante Unterschiede in den Herausforderungen, vor allem in der Leistung ergeben sich auf Basis der Spannungsebenen. Eine Trennung der Spannungsebenen ermöglicht zudem einen Vergleich von Netzbetreibern unter – basierend auf der Auswertung der Daten zur Leistung und Anzahl der Anschlussanfragen zu Strukturparametern – ähnlichen Herausforderungen.

Die Umsetzungsquote Anschlussbegehren Verbraucher und Speicher kann somit als Spannungsebenen getrennte Kennzahl im Anreizsystem verwendet werden.

2.6.3 Kennzahlen Indikator „Zeit zwischen Antragsstellung und Inbetriebnahme“

Für den Indikator Zeit zwischen Antragstellung und Inbetriebnahme eignen sich zeitliche Messgrößen. Dies können Summen von Prozessdauern in unterschiedlicher Granularität und Komplexität darstellen. Dabei ist essenziell, dass die Prozesse – zumindest im überwiegenden Anteil – endogen durch den Netzbetreiber beeinflusst werden können. Als Alternative zu Summen über die Prozessdauern bieten sich Medianwerte je Netzbetreiber an, die hier zu vermutende Ausreißer und Spezialfälle bei ausreichender Datenbasis bereits inhärent ausfiltern. Im Sinne der Datensparsamkeit sollte eine Beschränkung auf möglichst wenige Teilprozesse erfolgen.

Im Erhebungsbogen zur Festlegung der Datenerhebung zur Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit, der Netzleistungsfähigkeit und der Netzservicequalität im Strombereich [GBK-24-02-1#5] wurden daher folgende Größen als Datenpunkte erhoben:

- Median der Dauer je Vorgang „vollständiges/qualifiziertes Anschlussbegehren bis Netzanschlusszusage“ von EE-Erzeugungsanlagen je Spannungsebene
- Median der Dauer je Vorgang „Annahme Netzanschlusszusage bis Inbetriebnahme Netzanschluss oder Bereitstellung der Netzanschlusskapazität“ von EE-Erzeugungsanlagen je Spannungsebene

- Median der Dauer je Vorgang „vollständiges/qualifiziertes Anschlussbegehren bis Netzanschlusszusage“ von Ladeeinrichtungen für Elektromobile, Wärmepumpen, Speichern und sonstigen Verbrauchseinrichtungen je Spannungsebene
- Median der Dauer je Vorgang „Annahme Netzanschlusszusage bis Inbetriebnahme Netzanschluss oder Bereitstellung der Netzanschlusskapazität“ von Ladeeinrichtungen für Elektromobile, Wärmepumpen, Speichern und sonstigen Verbrauchseinrichtungen je Spannungsebene

Die Aufteilung in 2 Teilprozesse für die Anschlussbegehren verhindert weitgehend eine exogene Verfälschung der Dauern durch Netzkundenverhalten, zumal im Teilprozess Annahme Netzanschlusszusage bis Inbetriebnahme Netzanschluss oder Bereitstellung der Netzanschlusskapazität auch die Bereitstellung der Netzanschlusskapazität durch den Netzbetreiber das Prozessende definieren kann, wenn die Inbetriebnahme maßgeblich durch den Anschlussnehmer verzögert wird.

Als grundlegende Messgröße für die Kennzahl zum „Indikator Minimierung Zeit zwischen Antragsstellung und Inbetriebnahme“ schlagen wir somit die Summe der Medianwerte über beide Teilprozesse vor.

Im Sinne der Datenpunkte des Erhebungsbogens kann diese Messgröße folgendermaßen dargestellt werden:

Formel als EHB Größen: = 4.3.1 + 4.3.2

(exemplarisch NS-Ebene)

Formel 3: Messwert „Median der Anschlussprozessdauern EE“

Formel als EHB Größen: = 5.3.1 + 5.3.2

(exemplarisch NS-Ebene)

Formel 4: Messwert „Median der Anschlussprozessdauern EW Verbraucher“

Im Folgenden wird die Größe alternativ und vereinfachend als „Median der Anschlussprozessdauern EE“ bzw. „Median der Netzanschlussdauern EW Verbraucher“ bezeichnet. Ferner bezeichnet im Folgenden TP1 den Teilprozess „vollständiges/qualifiziertes Anschlussbegehren bis Netzanschlusszusage“ und TP2 entsprechend „Annahme Netzanschlusszusage bis Inbetriebnahme Netzanschluss oder Bereitstellung der Netzanschlusskapazität“. Wie im Erhebungsbogen erfolgt die Angabe jeweils in der Einheit Tage.

Berechnung und statistische Bewertung: Niederspannungsebene

Die abgebildeten Auswertungen im folgenden Kapitel beschränken sich auf gefilterte Daten mit einer Filterung nach Anzahl Anschlussanfragen $n \geq 10$. Die Aussagen haben ebenso für den ungefilterten Datensatz Bestand. Aufgrund der leicht höheren Korrelations- und Regressionswerte wurden die gefilterten Daten abgebildet und unterstreichen das Ergebnis, wenn dennoch keine statistisch belastbaren Korrelationen abgeleitet werden können.

Die Daten der addierten Dauern Median TP1 und TP2 für EE in der Niederspannung sind in Abbildung 38 dargestellt. Der Medianwert liegt bei 38 Tagen, während der Mittelwert mit 49,88 Tagen deutlich höher liegt. Dies deutet auf eine rechtsschiefe Verteilung hin. Die Daten zeigen eine hohe Streuung mit einer Standardabweichung von 45,13. Eine Vielzahl an Ausreißern oberhalb von ca. 200 Tagen lässt auf einzelne, stark verlängerte Prozesse schließen.

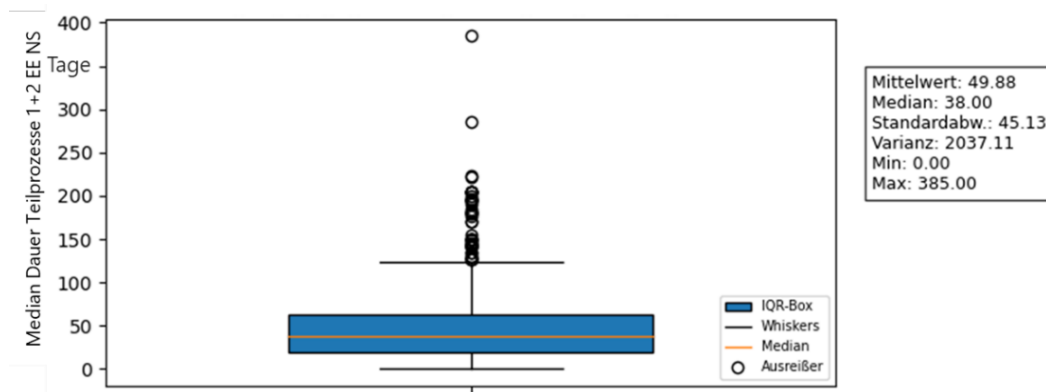


Abbildung 38: Boxplot Median der Anschlussprozessdauern EE NS (gefiltert)

Neben Schlussfolgerungen auf die Energiewendekompetenz des Netzbetreibers können auch externe Einflüsse (Struktur oder Technologieabhängigkeit) oder die Betroffenheit ursächlich für die Ausreißer sein. Insgesamt verlaufen die meisten Prozesse in der NS-Ebene mit einer kombinierten Dauer unterhalb von 60 Tagen, wie aus dem aktuellen Datenstand hervorgeht.

Für die Analyse des Einflusses einer getrennten Betrachtung nach Teilprozessen sind hier exemplarisch die Ergebnisse für Erzeugungsanlagen abgebildet. Wie erwartet, liegt der Median der Dauern von TP1 deutlich niedriger als der Median der Dauern für TP2 (Abbildung 39 und Abbildung 40), da zeitaufwendige Prozessschritte wie Netzausbau oder Verstärkung im Zusammenhang mit dem zweiten Teilprozess stehen.

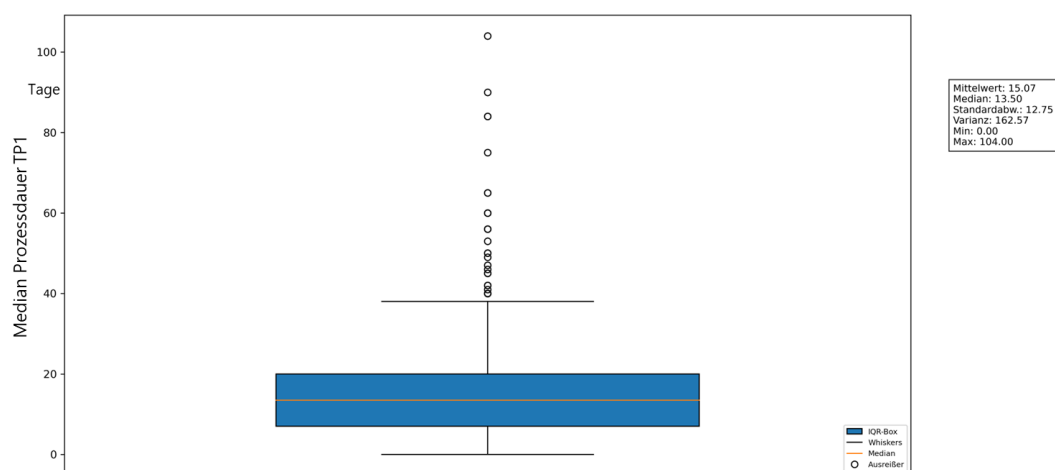


Abbildung 39: Boxplot Median der Anschlussprozessdauern, TP1 EE NS

Im Vergleich mit den regulatorischen Fristen⁶ liegen die Netzbetreiber auf Niederspannungsebene für TP1 im Mittel deutlich unter den vorgegebenen Werten von spätestens acht Wochen, was grundsätzlich die Erfüllung der gesetzlich geforderten unverzüglichen Übermittlung der geforderten Informationen im Zuge der Netzverträglichkeitsprüfung zeigt. Wenige Netzbetreiber überschreiten aber selbst im Median diese Frist.

⁶ Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) und weiterer energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer Energieerzeugung

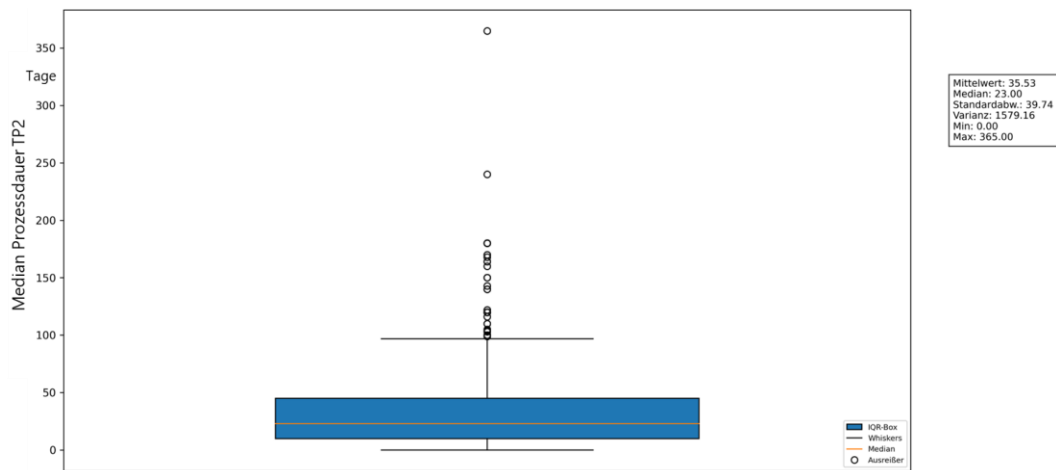


Abbildung 40: Boxplot Median der Anschlussprozessdauern, TP2 EE NS

Für die Prozessdauern für Verbrauchseinrichtungen und Speicher ergeben sich vergleichbare Werte, wie in Abbildung 41 dargestellt.

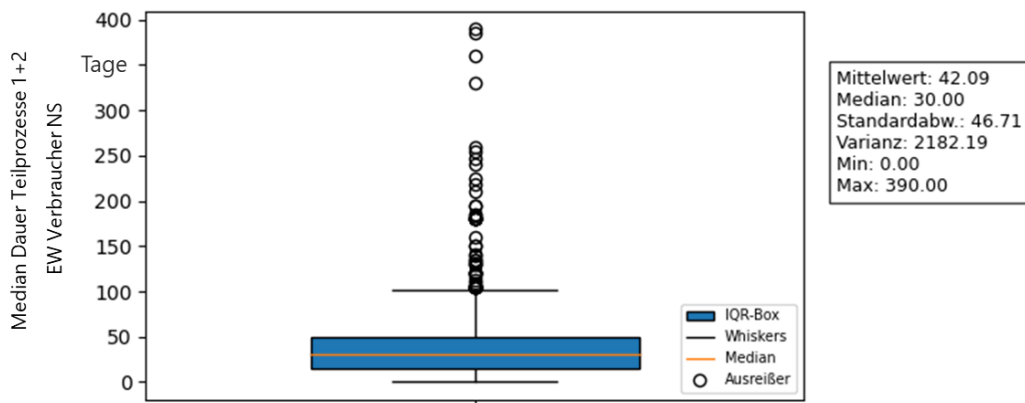


Abbildung 41: Boxplot Median der Anschlussprozessdauern EW Verbraucher (gefiltert)

Werte mit Dauer Null sind nach Definition der Abfrage plausibel, wenn keine zusätzlichen Maßnahmen notwendig sind. Auch bei Betrachtung der Prozessdauern ist kein gebietsstruktureller Einfluss ableitbar, wie in Tabelle 10 und Tabelle 11 dargestellt.

Datenfeld	pearson_r	pearson_p	pearson_f_stat	pearson_f_p	spearman_rho	kendall_tau	R ²	ehb_count
2_1_1_gesamtzahl_exist_NAP_NS_MS_NS	-0.02	0.62	0.25	0.62	0.11	0.07	0.00	622
2_1_2_gesamtzahl_exist_NEP_NS_MS_NS	-0.03	0.51	0.42	0.51	0.15	0.10	0.00	611
2_1_3_anzahl_neuer_NAP_NS_MS_NS	-0.02	0.67	0.18	0.67	0.06	0.04	0.00	587
2_1_4_anzahl_neuer_NEP_NS_MS_NS	-0.04	0.32	0.97	0.32	0.04	0.02	0.00	581
2_1_5_gesamtzahl_letzterverbraucher_NS	-0.02	0.72	0.13	0.72	0.08	0.05	0.00	559
2_1_6_gesamtzahl_letzterverbraucher_MS_NS	0.00	0.92	0.01	0.92	0.01	0.01	0.00	557
2_1_7_versorgte_flaeche	-0.03	0.51	0.44	0.51	0.09	0.06	0.00	618
2_1_8_zeitgleiche_JHL_abzgl_entnahmen	-0.01	0.84	0.04	0.84	0.12	0.08	0.00	607
2_1_9_zeitgleiche_JHL_aller_entnahmen_NS	-0.01	0.75	0.11	0.75	0.11	0.08	0.00	612
2_1_10_stromkreislange_NS	-0.02	0.67	0.18	0.67	0.11	0.08	0.00	621
10_1_1_Lastdichte_NS	0.01	0.77	0.09	0.77	0.07	0.04	0.00	603

Tabelle 10: Korrelation Median der Anschlussprozessdauern EE NS mit gebietsstrukturellen Merkmalen (gefiltert)

Datenfeld	pearson_r	pearson_p	pearson_f_stat	pearson_f_p	spearman_rho	kendall_tau	R ²	ehb_count
2_1_1_gesamtzahl_exist_NAP_NS_MS_NS	-0.03	0.52	0.42	0.52	0.09	0.06	0.00	580
2_1_2_gesamtzahl_exist_NEP_NS_MS_NS	-0.04	0.40	0.70	0.40	0.09	0.06	0.00	572
2_1_3_anzahl_neuer_NAP_NS_MS_NS	-0.02	0.57	0.33	0.57	0.06	0.04	0.00	551
2_1_4_anzahl_neuer_NEP_NS_MS_NS	-0.05	0.27	1.20	0.27	0.02	0.01	0.00	546
2_1_5_gesamtzahl_letzterverbraucher_NS	0.00	0.99	0.00	0.99	0.13	0.09	0.00	517
2_1_6_gesamtzahl_letzterverbraucher_MS_NS	0.04	0.33	0.96	0.33	0.02	0.02	0.00	512
2_1_7_versorgte_flaeche	-0.02	0.66	0.20	0.66	0.08	0.05	0.00	576
2_1_8_zeitgleiche_JHL_abzgl_entnahmen	0.01	0.86	0.03	0.86	0.11	0.07	0.00	566
2_1_9_zeitgleiche_JHL_aller_entnahmen_NS	-0.01	0.78	0.08	0.78	0.11	0.07	0.00	571
2_1_10_stromkreislange_NS	-0.03	0.47	0.51	0.47	0.10	0.07	0.00	579
10_1_1_Lastdichte_NS	0.01	0.81	0.06	0.81	0.08	0.05	0.00	562

Tabelle 11: Korrelation Median der Anschlussprozessdauern EW Verbraucher NS mit gebietsstrukturellen Merkmalen (gefiltert)

Die Korrelationskoeffizienten sind sehr gering und deuten auf keine nennenswerte Korrelation hin. Keiner der beobachteten linearen Zusammenhänge ist statistisch signifikant (Pearson).

Berechnung und Auswertung Mittelspannung-Ebene:

Auf Mittelspannungsebene ergeben sich vergleichbare Erkenntnisse. Die Prozessdauern sind erwartungsgemäß – aufgrund des höheren Prüfaufwands und insbesondere bei Netzausbaubedarf infolge der länger zu erwartenden Umsetzungsdauern – höher als auf Niederspannungsebene.

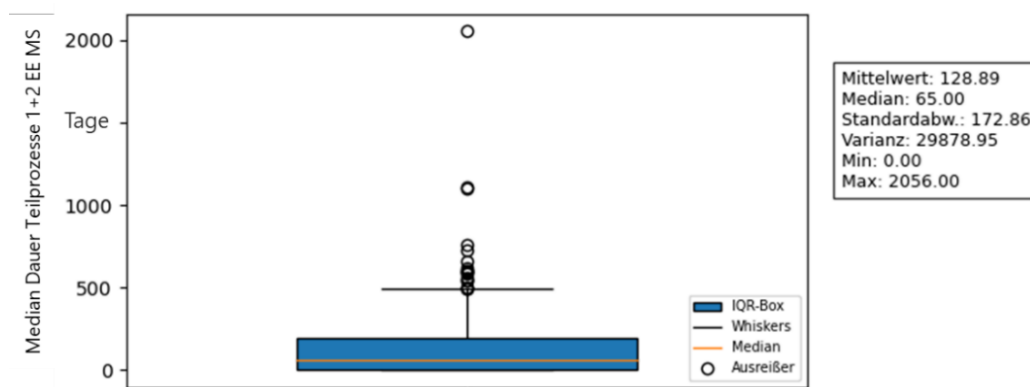


Abbildung 42: Boxplot Median der Anschlussprozessdauern EE MS (gefiltert)

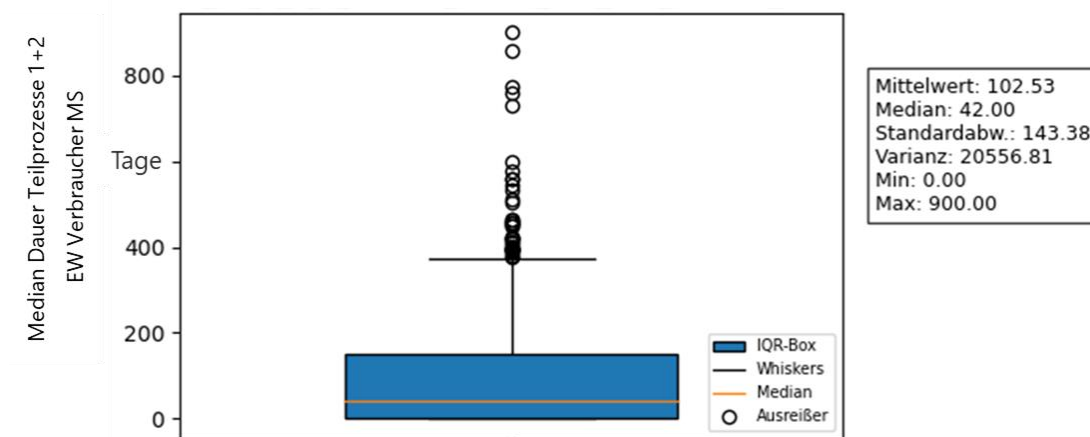


Abbildung 43: Boxplot Median der Anschlussprozessdauern EW Verbraucher MS (gefiltert)

Auch bei Betrachtung der Prozessdauern ist kein gebietsstruktureller Einfluss ableitbar, wie in Tabelle 12 und Tabelle 13 dargestellt. Analog zur Niederspannungsebene liegt das angesetzte Filterkriterium bei Anzahl Anschlussanfragen $n \geq 10$.

Datenfeld	pearson_r	pearson_p	pearson_f_stat	pearson_f_p	spearman_rho	kendall_tau	R ²	ehb_count
2_2_1_gesamtzahl_exist_NAP_MS_HS_MS	0.04	0.69	0.16	0.69	-0.06	-0.04	0.00	121
2_2_2_summenleistung_exist_NAP_MS_HS_MS	0.01	0.94	0.01	0.94	-0.01	-0.01	0.00	115
2_2_3_gesamtzahl_exist_NEP_MS_HS_MS	0.03	0.78	0.08	0.78	0.02	0.01	0.00	119
2_2_4_summenleistung_exist_NEP_MS_HS_MS	0.07	0.48	0.50	0.48	0.03	0.02	0.00	119
2_2_5_anzahl_neuer_NAP_MS_HS_MS	0.03	0.78	0.08	0.78	0.02	0.01	0.00	115
2_2_6_summenleistung_neuer_NAP_MS_HS_MS	0.29	0.00	10.25	0.00	0.12	0.08	0.08	114
2_2_7_anzahl_neuer_NEP_MS_HS_MS	0.03	0.72	0.13	0.72	0.10	0.07	0.00	115
2_2_8_summenleistung_neuer_NEP_MS_HS_MS	0.09	0.36	0.83	0.36	0.16	0.11	0.01	116
2_2_9_max_betrag_vertikale_netzlast_MS	-0.02	0.84	0.04	0.84	-0.14	-0.09	0.00	114
2_2_10_geographische_flaeche_MS	0.03	0.77	0.09	0.77	0.01	0.00	0.00	94
2_2_11_gesamtzahl_letzterverbraucher_MS	0.03	0.78	0.08	0.78	-0.05	-0.03	0.00	96
2_2_12_gesamtzahl_letzterverbraucher_HS_MS	0.00	0.98	0.00	0.98	0.11	0.08	0.00	94
2_2_13_zeitgleiche_JHL_abzgl_entnahmen	0.05	0.66	0.20	0.66	-0.01	0.00	0.00	96
2_2_14_zeitgleiche_JHL_aller_entnahmen_MS	0.05	0.60	0.28	0.60	0.00	0.01	0.00	96
2_2_15_stromkreislaenge_MS	-0.01	0.89	0.02	0.89	0.00	0.00	0.00	120
10_1_2_Lastdichte_MS	-0.01	0.93	0.01	0.93	-0.01	0.00	0.00	93

Tabelle 12: Korrelation Median der Anschlussprozessdauern EE MS mit gebietsstrukturellen Merkmalen (gefiltert)

Datenfeld	pearson_r	pearson_p	pearson_f_stat	pearson_f_p	spearman_rho	kendall_tau	R ²	ehb_count
2_2_1_gesamtzahl_exist_NAP_MS_HS_MS	0.21	0.05	3.95	0.05	0.16	0.11	0.04	86
2_2_2_summenleistung_exist_NAP_MS_HS_MS	0.02	0.83	0.05	0.83	0.16	0.11	0.00	77
2_2_3_gesamtzahl_exist_NEP_MS_HS_MS	0.19	0.08	3.19	0.08	0.20	0.13	0.04	83
2_2_4_summenleistung_exist_NEP_MS_HS_MS	0.33	0.00	10.07	0.00	0.21	0.14	0.11	83
2_2_5_anzahl_neuer_NAP_MS_HS_MS	0.08	0.46	0.54	0.46	0.13	0.09	0.01	82
2_2_6_summenleistung_neuer_NAP_MS_HS_MS	0.12	0.28	1.16	0.28	0.14	0.09	0.01	81
2_2_7_anzahl_neuer_NEP_MS_HS_MS	0.24	0.03	4.75	0.03	0.20	0.14	0.06	82
2_2_8_summenleistung_neuer_NEP_MS_HS_MS	0.22	0.05	3.97	0.05	0.26	0.18	0.05	81
2_2_9_max_betrag_vertikale_netzlast_MS	0.09	0.44	0.59	0.44	0.08	0.05	0.01	82
2_2_10_geographische_flaeche_MS	0.33	0.01	8.16	0.01	0.31	0.21	0.11	67
2_2_11_gesamtzahl_letzterverbraucher_MS	0.20	0.11	2.66	0.11	0.25	0.18	0.04	67
2_2_12_gesamtzahl_letzterverbraucher_HS_MS	-0.03	0.80	0.06	0.80	0.18	0.14	0.00	64
2_2_13_zeitgleiche_JHL_abzgl_entnahmen	0.23	0.07	3.47	0.07	0.26	0.18	0.05	65
2_2_14_zeitgleiche_JHL_aller_entnahmen_MS	0.22	0.08	3.07	0.08	0.26	0.18	0.05	65
2_2_15_stromkreislaenge_MS	0.08	0.50	0.47	0.50	0.23	0.15	0.01	85
10_1_2_Lastdichte_MS	-0.03	0.80	0.06	0.80	-0.22	-0.15	0.00	65

Tabelle 13: Korrelation Median der Anschlussprozessdauern EW Verbraucher MS mit gebietsstrukturellen Merkmalen (gefiltert)

Berechnung und Auswertung Hochspannung-Ebene

Auf Hochspannungsebene ergeben sich vergleichbare Erkenntnisse. Die Prozessdauern sind – wiederum erwartungsgemäß – höher als auf Nieder- und Mittelspannungsebene.

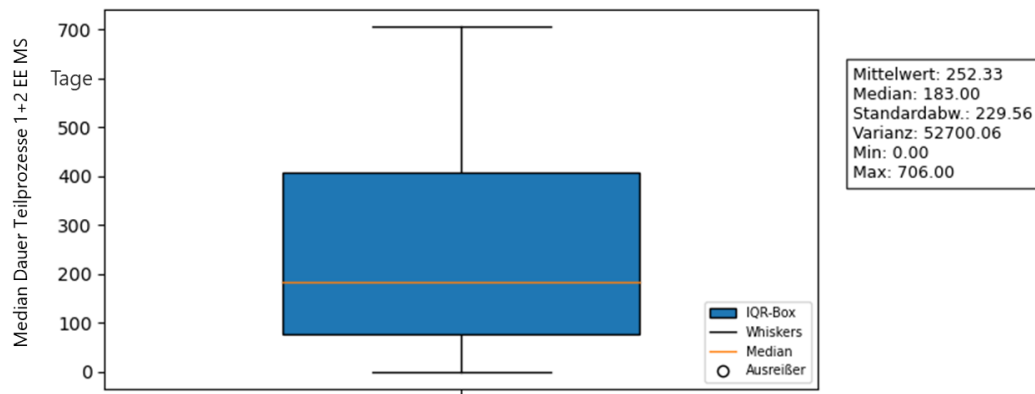


Abbildung 44: Boxplot Median der Anschlussprozessdauern EE HS (gefiltert)

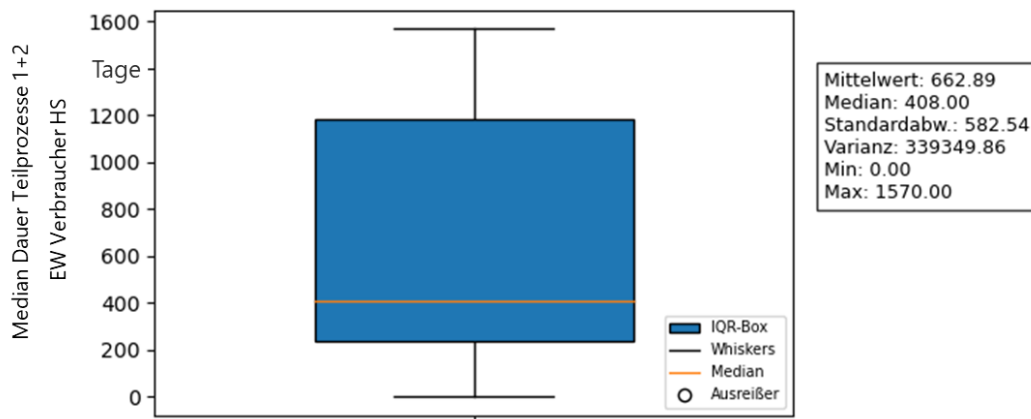


Abbildung 45: Boxplot Median der Anschlussprozessdauern EW Verbraucher HS (gefiltert)

Auch bei Betrachtung der Prozessdauern ist kein statistisch gesicherter gebietsstruktureller Einfluss ableitbar (s. Tabelle 14 und Tabelle 15), der rein exogenen gebietsstrukturellen Charakter aufweist. Sehr wohl ergeben sich Abhängigkeiten von Anzahlen und Leistungen bereits existierender sowie neuer Netzanschluss- und -einspeisepunkte. Dies kann – angesichts der nur geringen Anzahl von Netzanschlussbegehren und der ermittelten p-Werte (s. Abschnitte 2.6.1. und 2.6.2) auf der Hochspannungsebene aber nur als vorsichtige Vermutung – dahingehend interpretiert werden, dass eine hohe Vorbelastung der Netze durch hohe Anzahl bzw. Leistung bereits existierender Anschluss bzw. Einspeisepunkte und/oder eine gleichzeitige Realisierungsnotwendigkeit mehrerer Anschlüsse oder Anschlüsse für hohe Leistungen die Dauern verlängert.

Datenfeld	pearson_r	pearson_p	pearson_f_stat	pearson_f_p	spearman_rho	kendall_tau	R ²	ehb_count
2_3_1_gesamtzahl_exist_NAP_HS_HoS_HS	0.42	0.17	2.19	0.17	0.22	0.18	0.18	12
2_3_2_summenleistung_exist_NAP_HS_HoS_HS	-0.10	0.75	0.11	0.75	0.03	-0.03	0.01	12
2_3_3_gesamtzahl_exist_NEP_HS_HoS_HS	-0.06	0.85	0.04	0.85	0.08	0.12	0.00	12
2_3_4_summenleistung_exist_NEP_HS_HoS_HS	0.10	0.77	0.09	0.77	0.13	0.12	0.01	12
2_3_5_anzahl_neuer_NAP_HS_HoS_HS	-0.18	0.57	0.34	0.57	0.21	0.11	0.03	12
2_3_6_summenleistung_neuer_NAP_HS_HoS_HS	-0.04	0.91	0.01	0.91	0.36	0.26	0.00	12
2_3_7_anzahl_neuer_NEP_HS_HoS_HS	0.03	0.93	0.01	0.93	0.30	0.23	0.00	12
2_3_8_summenleistung_neuer_NEP_HS_HoS_HS	0.39	0.21	1.84	0.21	0.34	0.29	0.16	12
2_3_9_maxi_betrag_vertikale_netzlast_HS	0.14	0.66	0.21	0.66	-0.04	-0.03	0.02	12
2_3_10_geographische_flaeche_HS	0.15	0.64	0.24	0.64	0.07	0.03	0.02	12
2_3_11_gesamtzahl_der_letzterverbraucher_HS	-0.19	0.56	0.37	0.56	-0.03	0.00	0.04	12
2_3_12_gesamtzahl_der_LVB_HoS_HS	0.21	0.51	0.47	0.51	0.27	0.22	0.05	12
2_3_13_zeitgleiche_JHL_abzgl_entnahmen	0.48	0.12	2.94	0.12	0.15	0.09	0.23	12
2_3_14_zeitgleiche_JHL_aller_entnahmen_HS	0.41	0.18	2.04	0.18	0.03	0.00	0.17	12
2_3_15_stromkreislänge_HS	0.24	0.45	0.61	0.45	0.13	0.06	0.06	12
10_1_3_Lastdichte_HS	0.44	0.16	2.35	0.16	0.20	0.09	0.19	12

Tabelle 14: Korrelation Median der Anschlussprozessdauern EE HS mit gebietsstrukturellen Merkmalen (gefiltert)

Datenfeld	pearson_r	pearson_p	pearson_f_stat	pearson_f_p	spearman_rho	kendall_tau	R ²	ehb_count
2_3_1_gesamtzahl_exist_NAP_HS_HoS_HS	0.39	0.30	1.26	0.30	0.29	0.17	0.15	9
2_3_2_summenleistung_exist_NAP_HS_HoS_HS	0.52	0.15	2.54	0.15	0.49	0.34	0.27	9
2_3_3_gesamtzahl_exist_NEP_HS_HoS_HS	0.39	0.30	1.27	0.30	0.54	0.40	0.15	9
2_3_4_summenleistung_exist_NEP_HS_HoS_HS	0.56	0.12	3.21	0.12	0.52	0.34	0.31	9
2_3_5_anzahl_neuer_NAP_HS_HoS_HS	0.65	0.06	5.06	0.06	0.82	0.64	0.42	9
2_3_6_summenleistung_neuer_NAP_HS_HoS_HS	0.46	0.21	1.86	0.21	0.79	0.69	0.21	9
2_3_7_anzahl_neuer_NEP_HS_HoS_HS	0.40	0.28	1.35	0.28	0.41	0.29	0.16	9
2_3_8_summenleistung_neuer_NEP_HS_HoS_HS	0.50	0.17	2.28	0.17	0.38	0.26	0.25	9
2_3_9_maxi_betrag_vertikale_netzlast_HS	-0.20	0.60	0.30	0.60	-0.16	-0.11	0.04	9
2_3_10_geographische_flaeche_HS	0.39	0.30	1.23	0.30	0.39	0.29	0.15	9
2_3_11_gesamtzahl_der_letzterverbraucher_HS	0.56	0.11	3.26	0.11	0.50	0.29	0.32	9
2_3_12_gesamtzahl_der_LVB_HoS_HS	-0.19	0.62	0.26	0.62	0.00	0.00	0.04	9
2_3_13_zeitgleiche_JHL_abzgl_entnahmen	0.07	0.87	0.03	0.87	-0.08	-0.06	0.00	9
2_3_14_zeitgleiche_JHL_aller_entnahmen_HS	0.21	0.60	0.31	0.60	-0.02	-0.06	0.04	9
2_3_15_stromkreislänge_HS	0.34	0.36	0.94	0.36	0.14	0.06	0.12	9
10_1_3_Lastdichte_HS	-0.52	0.15	2.61	0.15	-0.66	-0.46	0.27	9

Tabelle 15: Korrelation Median der Anschlussprozessdauern EW Verbraucher HS mit gebietsstrukturellen Merkmalen (gefiltert)

Zusammenfassung und Einordnung der Erkenntnisse

Der in Kapitel 2.6.3 vorgeschlagene Messwert Median der Anschlussprozessdauern ist – nach Filterung von Ausreißern – grundsätzlich verwendbar. Da einzelne lange Dauern von Teilprozessen den Median nur wenig beeinflussen, sind bei extremen Ausreißern Datenfehler zu vermuten, was bei weiteren Erfassungen entsprechend iterativ zu klären ist.

Die Untersuchung struktureller Zusammenhänge hat keine Hinweise auf stochastisch belegbare signifikante Abhängigkeiten zwischen gebietsstrukturellen Einflüssen und Messwert geliefert. Eine Ausnahme bildet die HS-Ebene, auf der aber nur eine geringe Anzahl von Netzanschlussbegehren als Grundgesamtheit vorliegt. Die Ergebnisse sind aufgrund der geringen Stichprobe nicht statistisch signifikant.

2.6.4 Zusammenfassung

Die in Abschnitt 2.6.1 hergeleiteten Kennzahlen, bestehend aus den drei potenziellen Bestandteilen Messwerte, Betroffenheit und (gebiets-)strukturelle Merkmale, wurden auf Basis der Datenerhebung zur Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit, der Netzleistungsfähigkeit und der Netzservicequalität im Strombereich [GBK-24-02-1#5] untersucht. Im Fokus der Untersuchung standen die Fragestellungen:

- Sind die Messwerte geeignet und anwendbar?
- Besteht eine Notwendigkeit zur Berücksichtigung der Betroffenheit?
- Bestehen Zusammenhänge mit (gebiets-) strukturellen Merkmalen, die eine Berücksichtigung in der Kennzahl notwendig machen?

Die Messwerte scheinen grundsätzlich geeignet. Ausreißer, möglicherweise aufgrund von Datenfehlern, Sonderfällen bei niedriger Betroffenheit und Missverständnissen bei der Datenlieferung sowie eine Entwicklung der Schätzquote sollten jedoch im Blick behalten werden. Die Betrachtung mehrerer Jahre könnte hier – Analog zum Qualitätselement Strom bezüglich Versorgungszuverlässigkeit – zu einer stabileren Datengrundlage führen.

Die absolute Betroffenheit ist vor allem auf Mittel- und Hochspannungsebene teils gering. Aufgrund der hohen Netzbetreiberdiversität mit teils netztechnisch eher kurzen Mittelspannungsstrecken und der sehr individuellen Projekte mit hoher Anschlussleistung im Hochspannungsnetz, ist das durchaus realistisch. Im Zuge des Gesamtsystems muss hier eine sinnvolle Bewertung gesetzt werden. Wenn keine oder eine sehr geringe Betroffenheit vorliegt, kann keine belastbare Aussage zur Energiewendekompetenz des Netzbetreibers aus der Messgröße abgeleitet werden. Dem VNB soll aus einer Nichtbewertbarkeit kein Nachteil entstehen, wenn diese auf externe Einflüsse zurückzuführen ist. In diesem Fall sollte der nicht vorhandene oder nutzbare Messwert über den Median der entsprechenden Referenzgruppe nachgebildet werden.

Signifikante Unterschiede der relativen Betroffenheit ergeben sich aktuell nicht. Die exogene Größe der Anzahl der Anschlussbegehren geht bereits in die Messwerte ein. Da die Anzahl der Anschlussanfragen linear mit der Netzbetreibergröße skaliert, scheint sich strukturell damit auf Basis der Daten eine vergleichbare Herausforderung innerhalb der Spannungsebenen zu ergeben. Die Betrachtung der Datenausschnitte mit flächenmäßig kleinen Netzbetreibern auf NS- und MS-Ebene deutete auf eine gewisse Diversität der Herausforderungen hin. Eine weitergehende Analyse konnte jedoch keinen belastbaren Zusammenhang zwischen den Herausforderungen und den betrachteten Messgrößen nachweisen. Auch in diesem Fall wird daher keine funktionale Berücksichtigung der relativen Herausforderungen empfohlen.

Strukturelle Merkmale ergaben keine stochastisch signifikanten zusätzlichen Erklärungsbeiträge. Eine Berücksichtigung in den Kennzahlen kann stochastisch nicht signifikant ermittelt werden und wird daher zunächst nicht empfohlen.

Zusammenfassend ergeben sich vier Kennwerte je Netzbetreiber. Da aufgrund der eklatanten Unterschiede in Herausforderung, Struktur und Messweltergebnissen eine Unterscheidung der Spannungsebenen aus Sicht des Gutachters notwendig ist, multipliziert sich die Zahl der Kennzahlen mit der Zahl der Spannungsebenen des VNB.

Mit dem entwickelten Kennzahlensystem ist eine Einschätzung der Energiewendekompetenz möglich. Die Kennzahlen selbst sind aufgrund stochastisch aktuell nicht nachweisbarer Zusammenhänge mit gebietsstrukturellen Einflüssen recht simpel ausgestaltet. Schon durch die Anzahl von bis zu zwölf Kennzahlwerten ergibt sich jedoch eine Komplexität, die nur unter Betrachtung neuer Ergebnisse signifikant erhöht werden sollte, um eine direkte Nachvollziehbarkeit zu ermöglichen.

Die absolute Betroffenheit von Netzanschlussbegehren ist vor allem auf Mittel- und Hochspannungsebene bei vielen VNB sehr gering. Die niedrige absolute Betroffenheit führt bei einem Verhältnismaß basierend auf den Anschlussbegehren hier zu einer hohen Zahl von Ausreißern, wie in den Analysen zu den Daten aufgeführt. Mögliche Normierungen oder Gewichtungen der Kennwerte ergeben sich aus der Ausgestaltung des Gesamtsystems im Zusammenhang mit dem gewählten Anreizsystem.

2.7 Anreizsystem zur Energiewendekompetenz von Netzbetreibern

Durch einen gezielten Kompetenzaufbau im Bereich der Energiewende ermöglichen Netzbetreiber eine verstärkte Integration erneuerbarer Energien sowie den Ersatz fossiler Energieträger durch elektrische Energie in Verbrauchssektoren wie energieintensiven Industrien, in der Mobilität oder bei Haushalten.

Obwohl die Netzbetreiber die Integration von Anlagen zur Umsetzung der Energiewende aktiv unterstützen können, liegt deren tatsächliche Realisierung nicht vollständig in ihrem Einflussbereich. Der entwickelte Anreizmechanismus zielt daher ausschließlich auf den durch den Netzbetreiber beeinflussbaren Aufbau seiner Energiewendekompetenz.

Der Anreizmechanismus stellt nicht den Weg zur Erreichung der Energiewendekompetenz in den Fokus der Bewertung. Er fokussiert auf den Erreichungsgrad der Energiewendekompetenz als Ergebnis. Durch welche Maßnahmen und Instrumente ein Netzbetreiber sein Energiewendekompetenzziel erreicht, liegt aus Gutachtersicht im Ermessen des Netzbetreibers. Es wird davon ausgegangen, dass die Netzbetreiber das gleiche Energiewendekompetenzziel durch unterschiedliche Maßnahmen gleich effizient erreichen können. Jeder Netzbetreiber kann aber selbst am besten entscheiden, welche Maßnahmen in seiner konkreten Situation die geeigneten sind, um energiewendekompetent zu werden. Im Zentrum der Bewertung der Energiewendekompetenz durch das Anreizsystem steht die CO₂-Einsparung als übergeordnete Zielgröße. Dies motiviert sich dadurch, dass die CO₂-Einsparung ein wesentliches gesellschaftliches Ziel der Energiewende darstellt und damit den gesellschaftlichen „Kundennutzen“ gut erfasst. Damit wird durch ein geeignetes Anreizsystem eine Internalisierung des mit der CO₂-Einsparung verbundenen „Wohlfahrtseffekts“ in die Entscheidungen der Verteilernetzbetreiber ermöglicht.

Je schneller und umfangreicher ein Netzbetreiber durch seine Maßnahmen die Reduktion von CO₂-Emissionen ermöglichen kann, desto positiver wird dies im Rahmen des Anreizmechanismus bewertet. **Ziel ist eine transparente, gerechte und effiziente Bewertung der Anstrengungen und ein monetärer Ausgleich unterschiedlicher Beiträge der Netzbetreiber.**

Der Anreizmechanismus soll die Netzbetreiber dazu motivieren, möglichst rasch Energiewendekompetenz aufzubauen und regional wirksam anzuwenden. Dabei wird über die in Unterkapitel entwickelten Kennzahlen berücksichtigt, dass Umfang und Ausgangslage des notwendigen Kompetenzaufbaus je nach Netzbetreiber variieren können.

Die Abbildung 46 liefert einen schematischen Überblick über den modular aufgebauten Anreizmechanismus.

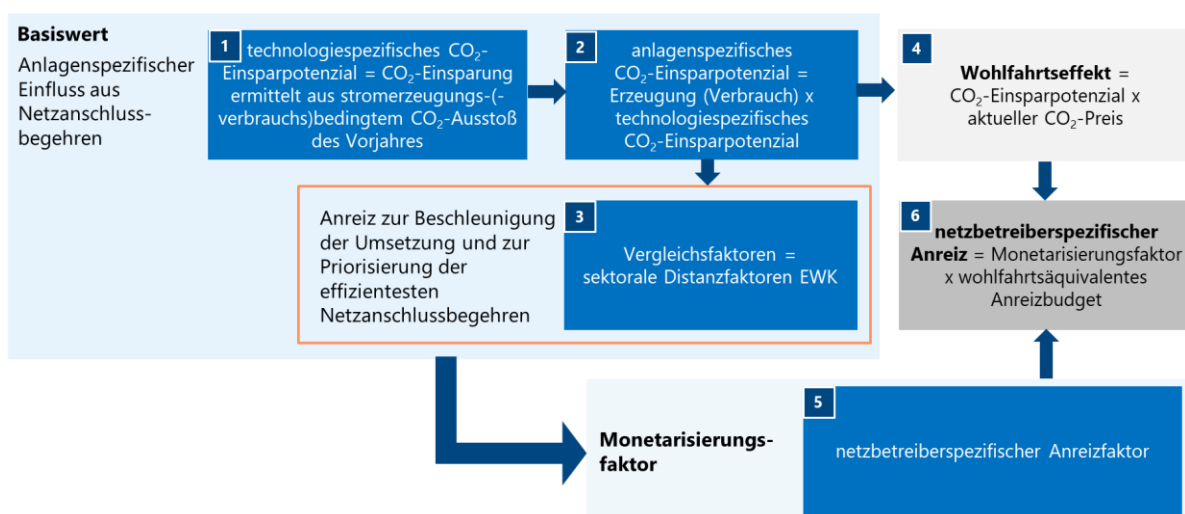


Abbildung 46: Schematischer Überblick zum Anreizmechanismus

Struktur und Funktionsweise des Anreizmechanismus

Der Anreizmechanismus ist modular aufgebaut. Dies ermöglicht es, einzelne Elemente bei Bedarf auszutauschen, ohne den Gesamtmechanismus grundlegend zu verändern. Bspw. kann im Zuge der Weiterentwicklung des Anreizmechanismus eine Anpassung der Kennzahlen notwendig werden oder eine Anpassung des Monetarisierungsfaktors vorgenommen werden.

Eine zentrale Komponente ist der sogenannte **Basiswert**. Der Basiswert beschreibt den individuellen Grad an Energiewendekompetenz eines Netzbetreibers. Wesentlich dafür ist die durch Maßnahmen des Netzbetreibers **vermeidbare CO₂-Menge**. Diese ergibt sich aus dem **technologiespezifischen CO₂-Einsparpotenzial** der im Netzgebiet neu installierten erneuerbaren Erzeugungsanlagen sowie der im Kontext der Energiewende zusätzlich angeschlossenen Verbrauchseinheiten.

Durch die Multiplikation des technologiespezifischen CO₂-Einsparpotenzials mit der prognostizierten Stromerzeugung bzw. dem zusätzlich ermöglichten Verbrauch je angeschlossener Anlage ergibt sich das **anlagenspezifische CO₂-Einsparpotenzial**.

Die Summe aller anlagenspezifischen Potenziale eines Netzbetreibers ergibt dessen **individuelles CO₂-Einsparpotenzial**. Aggregiert man diese über alle Netzbetreiber, ergibt sich das **gesamtdeutsche CO₂-Einsparpotenzial durch Maßnahmen der Energiewendekompetenz**.

Wird dieses Einsparpotenzial mit dem jeweils gültigen CO₂-Preis gewichtet, lässt sich der daraus resultierende gesamtgesellschaftliche Nutzen der Energiewende im jeweiligen Betrachtungszeitraum quantifizieren.

Dieser gesellschaftliche Nutzen ist das Ergebnis gemeinsamer Anstrengungen von Anlageninvestoren und Netzbetreibern – insbesondere im Hinblick auf effiziente Netzanschlussprozesse und deren Vorbereitung. Je schneller und effizienter Netzbetreiber entsprechende Technologien integrieren, desto größer fällt das CO₂-Einsparpotenzial aus.

Die **Beanreizung des Aufbaus von Energiewendekompetenz** bei Netzbetreibern erfolgt entlang zweier zentraler Hebel:

- Effiziente Gestaltung von Netzanschlussprozessen, um kurze Anschlusszeiten zu gewährleisten.
- Schaffung und Optimierung von Netzanschlusskapazitäten, um möglichst viele CO₂-sparende Technologien integrieren zu können.

Ein Vergleich mit anderen Netzbetreibern erlaubt es den Netzbetreibern, ihre eigene Energiewendekompetenz anhand vergleichbarer Maßzahlen einzuordnen. Der Fokus auf **output-orientierte Kennzahlen** belässt die Verantwortung für die Wahl konkreter Maßnahmen beim Netzbetreiber. Dieser entscheidet selbst, wie er die höchsten relativen Werte im Vergleich zu anderen Netzbetreibern zu erreichen sucht. Zu beachten ist, dass es sich hierbei explizit nicht um einen sektoralen Effizienzvergleich im Sinne der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) handelt.

Der **Monetarisierungsfaktor** fungiert als Verteilungsschlüssel für das zur Verfügung stehende Anreizbudget, das einem Äquivalent des gesamtdeutschen Wohlfahrtseffekts entspricht. Die individuelle Zuweisung eines Netzbetreibers erfolgt auf Grundlage seines Basiswerts im Vergleich zu den Basiswerten aller anderen Netzbetreiber. Somit wird die monetäre Anreizhöhe auch am absoluten Zubau von CO₂-sparenden Technologien bemessen.

Zur Beeinflussung ihres Anteils am Anreizbudget stehen den Netzbetreibern **zwei Steuerungsgrößen** zur Verfügung:

- Die Geschwindigkeit, mit der sie Netzanschlüsse realisieren, und
- Der Umfang, mit dem sie emissionsarme Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen integrieren.

Dementsprechend profitieren jene Netzbetreiber besonders, die sowohl durch umsetzungseffiziente Prozesse als auch durch gezielte Priorisierung großer CO₂-sparender Anschlussbegehren ihre Energiewendekompetenz unter Beweis stellen.

Ermittlung des Basiswerts

Der Basiswert stellt die netzbetreiberspezifische Kerngröße im Anreizsystem dar. Er setzt sich aus der technologiespezifischen CO₂-Einsparung je Spannungsebene sowie der relativen Anstrengung des Netzbetreibers im Vergleich zu anderen Netzbetreibern zusammen (vgl. Abbildung 47).

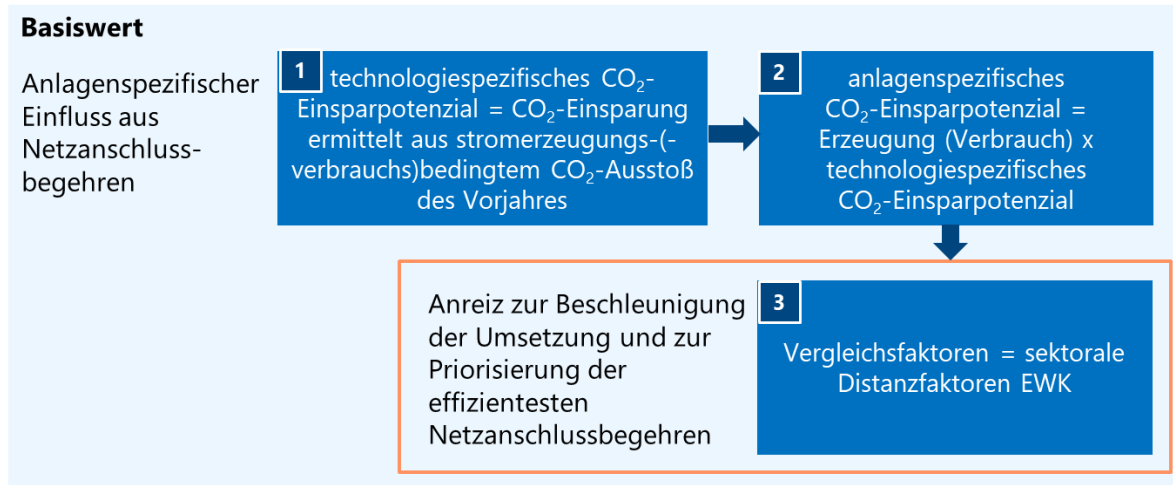


Abbildung 47: Ermittlung Basiswert

Komponenten zur Bestimmung des Basiswerts

Zur Ermittlung des Basiswerts werden drei zentrale Komponenten herangezogen:

- Das technologiespezifische CO₂-Einsparpotenzial – entspricht der CO₂-Einsparung und wird aus dem stromerzeugungs- beziehungsweise verbrauchsbedingten CO₂-Ausstoß des Vorjahres ermittelt.
- Das daraus abgeleitete anlagenspezifische CO₂-Einsparpotenzial – entspricht der Erzeugung beziehungsweise dem Verbrauch multipliziert mit dem technologiespezifischen Einsparpotenzial.
- Die daraus ermittelten Vergleichsfaktoren, auf Basis von Leistungs- und Zeitkennzahlen beziehungsweise den sektoralen Distanzfaktoren der Energiewendekompetenz.

1. Technologiespezifisches CO₂-Einsparpotenzial

Das CO₂-Einsparpotenzial hängt maßgeblich von der eingesetzten Erzeugungstechnologie und dem aktuell mit ihr verbundenen CO₂-Ausstoß ab. Als Bemessungsgrundlage werden die jährlich vom Umweltbundesamt veröffentlichten **Netto-CO₂-Vermeidungsfaktoren** verwendet. Tabelle 16 enthält die Faktoren für das Jahr 2023 (veröffentlicht im Januar 2025).

Energieträger	Emissionsfaktor (g CO ₂ -Äq./kWh)	Brutto-Vermeidungsfaktor (g CO ₂ -Äq./kWh)	Netto-Vermeidungsfaktor (g CO ₂ -Äq./kWh)	Vermiedene Mengen (kt CO ₂ -Äq.)
Wasserkraft	4	812	808	16071
Windenergie (Onshore)	18	776	758	88427
Windenergie (Offshore)	10	781	771	18424
Photovoltaik	57	746	690	43839
Feste Biomasse	64	816	753	7523
Flüssige Biomasse	672	816	145	15
Biogas	283	816	533	15134
Biomethan	262	816	555	1731
Klärgas	105	816	712	1088
Deponiegas	135	816	681	127
Biogener Anteil des Abfalls	4	816	813	4635
Tiefengeothermie	149	816	667	130

Tabelle 16: Grundlage zur Ermittlung der technologiespezifischen CO₂-Vermeidung (Quelle: Umweltbundesamt, 2025) (Lauf, 2025) ⁷

Die Netto-CO₂-Vermeidungsfaktoren bilden die Basis für die Bewertung der CO₂-Einsparwirkung der im Netzgebiet neu installierten Anlagen. Die Datengrundlage umfasst erneuerbare Erzeugungsanlagen sowie relevante Verbrauchseinheiten wie Ladeeinrichtungen, Wärmepumpen, Speicher, Elektrolyseure, erhoben von allen Netzbetreibern im Rahmen der Datenerhebung zur Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung.

2. Anlagenspezifisches CO₂-Einsparpotenzial

Erzeugungsseitig ergibt sich ein Abweichen zwischen den von Netzbetreibern erhobenen Kategorien und den verfügbaren Netto-Vermeidungsfaktoren. Zur Vereinfachung werden folgende Netto-Vermeidungsfaktoren im Rahmen des Gutachtens verwendet:

- Photovoltaik (690 g CO₂-Äquivalente/kWh) für solar erzeugte Energie
- Windenergie (Onshore) (758 g CO₂-Äquivalente/kWh) für Windenergie

Für sonstige Erzeugungsanlagen wird auf Grundlage der Veröffentlichungen im Marktstammdatenregister unterstellt, dass es sich im Wesentlichen um biogen erzeugte Energie handelt. Daher wird für sonstige Erzeugungsanlagen das mengengewichtete arithmetische Mittel der 2023 veröffentlichten CO₂-Einsparung aus biogener Energieerzeugung verwendet (638 g CO₂ - Äquivalente/kWh).⁸

Für die Ermittlung der CO₂-Einsparung durch zugebaute Verbrauchsanlagen werden folgende Annahmen getroffen:

- Energiewendekompetente Netzbetreiber, die Verbrauchsanlagen wie Wärmepumpen, Elektrolyseure oder Batteriespeicher in ihr Netz integrieren, ermöglichen es, zusätzliche Erneuerbare zu errichten. Denn durch deren zusätzlichen Verbrauch wird mehr elektrische Energie von Erneuerbaren-Anlagen genutzt, die ohne den Zubau dieser Verbrauchsanlagen nicht errichtet worden wären. Diese Verbrauchsanlagen beziehen ihre Energie aus dem öffentlichen Netz. Daher entspricht die durch sie ermöglichte CO₂-Einsparung dem mengengewichteten Mittel der Erneuerbaren-Erzeugung in Höhe von 721 g CO₂-Äquivalente/kWh.

⁷ Alternativ zu den Daten des Umweltbundesamtes könnten auch die Daten des Berichts Carbon Neutrality in the UNECE Region: Integrated Life-cycle Assessment of Electricity Sources der United Nations Economic Commission for Europe (2022). Verwendet werden. Diese Studie enthält einen leicht anderen Ansatz der CO₂-Ermittlung und wurde auch nur einmalig veröffentlicht.

⁸ Die unterstellten vermiedenen Mengen CO₂ für biogen erzeugte Energie sind ebenfalls dem Bericht entnommen.

- Bei Batteriespeichern wird eine doppelte CO₂-Einsparung berücksichtigt: Einerseits wirken elektrische Speicher wie Verbrauchseinheiten zum Zeitpunkt der Energieaufnahme und ermöglichen so eine zusätzliche Erneuerbareneinspeisung. Andererseits vermeiden sie konventionelle elektrische Energieerzeugung zum Zeitpunkt ihrer Energieabgabe.

Der CO₂-Vermeidungsfaktor wird jährlich neu ermittelt.⁹ Dadurch berücksichtigt der CO₂-Vermeidungsfaktor den bereits erfolgten Zubau an Energiewendekompetenz, indem das Vermeidungspotenzial je Technologie abnimmt. Die Reduktion des CO₂-Vermeidungspotenzials über die Zeit stellt daher einen zusätzlichen Anreiz für Netzbetreiber dar, möglichst frühzeitig Energiewendetechnologie in ihr Netz einzubinden.

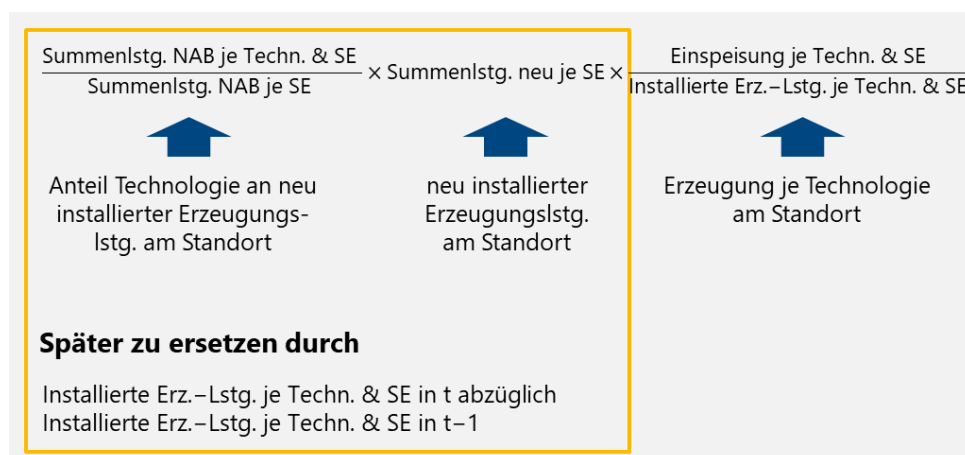
Die Ermittlung erfolgt technologie- und spannungsebenspezifisch durch Multiplikation der potenziellen Energieerzeugung bzw. -nutzung mit dem entsprechenden CO₂-Faktor.

Energieerzeugung und -verbrauch: Datengrundlage und Approximation

Die tatsächliche Energieerzeugung neu installierter Anlagen wurde bei der Datenerhebung zur Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung nicht direkt erfasst. Daher muss diese in mehreren Schritten approximiert werden. Es liegt keine Information vor, wieviel Leistung je Technologie und Spannungsebene im Betrachtungszeitraum neu angeschlossen wurde. Im Rahmen der Datenerhebung wurde von Netzbetreibern allerdings die mittlere erbetene Netzanschlussleistung je Technologie (Techn.) und Spannungsebene (SE) in Netzanschlussbegehren (NAB) erfragt. Daraus lässt sich durch Addition die insgesamt angefragte Summenleistung je Technologie und Spannungsebene (Summenlstg. NAB je Techn. & SE) und die insgesamt angefragte Summenleistung und Spannungsebene (Summenlstg. NAB je SE) ermitteln. Zudem wurde die insgesamt je Spannungsebene neu angeschlossenen Erzeugungsleistungen (Erz.-Lstg.) erhoben (Summenlstg. neu je SE). Wir nutzen diese Information, um die Summenleistung je neu installierter Technologie und Spannungsebene anzunähern.

Um die erzeugbare Energie der neu installierten Erzeugungseinheiten zu ermitteln, muss näherungsweise unterstellt werden, dass deren Erzeugungsbedingungen je Spannungsebene im Netzgebiet vergleichbar denen bereits existierender Anlagen sind. Unter dieser weiteren Annahme kann die erzeugbare Energie aller neu installierten Erzeugungsanlagen je Erzeugungstechnologie und je Spannungsebene aus der Einspeisung der bereits vorhandenen Erzeugungstechnologien je Spannungsebene approximiert werden.

Abbildung 48 beschreibt schematisch das Vorgehen zur Approximation der erzeugbaren Energie aus neu installierten Erzeugungsanlagen



⁹ Die Datengrundlage des aktuell veröffentlichten CO₂-Vermeidungsfaktors stammt aus dem Jahr 2023.

Abbildung 48: Vorgehen zur Approximation der erneuerbar erzeugbaren Energie

■ Für Mittel- und Hochspannung:

Die mittlere Erzeugung pro installierter Leistung aus Bestandsanlagen (Fragebogen Gruppen 3.1 & 3.2) wird mit der neu installierten Summenleistung je Spannungsebene (Gruppe 2.2 & 2.3) und dem technologiespezifischen Anteil aus den Netzanschlussbegehren (Gruppe 4.2) multipliziert.

■ Für Niederspannung:

Mangels Erhebung der Summenleistung der Niederspannung erfolgt eine weitere Näherung: Die durchschnittliche Leistung je Netzanschlussbegehren (Gruppe 4.1 & 4.2) wird mit der Anzahl der neu installierten Anlagen (Gruppe 2.1) multipliziert. In der Formel der wird daher für die Niederspannung "Summenlstg.neu je SE" ersetzt durch

$$\text{"durchschn.Lstg.NAB} \times \text{Anz.Anlagen neu"}$$

Der Energieverbrauch von Verbrauchsanlagen wurde ebenfalls nicht direkt erfasst. Daher wird mit typischen Volllaststunden bzw. Vollzyklen gearbeitet (Tabelle 17):¹⁰

Technologie	Mittelspannung	Niederspannung
Wärmepumpen	4.380 h	1.800 h
Elektrolyseure	4.000 h	4.000 h
Ladeeinrichtungen	2.250 h	1.095 h
Speicher (Vollzyklen)	400 Zyklen	250 Zyklen

Tabelle 17: Unterstellte Volllaststunden und Vollzyklen Verbrauchseinheiten

Die **neu angeschlossene Verbrauchsleistung** wird analog zur Erzeugungsleistung ermittelt: aus der Summenleistung (Gruppe 2.2 & 2.3) und dem Anteil je Technologie (Gruppe 5.2), multipliziert mit den typischen Volllaststunden oder -zyklen.

Hinweis: Künftig wird eine direkte Ermittlung der neu installierten Summenleistungen je Technologie und Spannungsebenen über aufeinanderfolgende Erhebungswellen möglich sein, wodurch deren Approximation entfällt.

Durch Multiplikation der CO₂-Vermeidungsfaktoren CO₂-Vermeidung_j mit den approximierten Energieerzeugungs- und -verbrauchswerten Energie_{isj} ergibt sich das **anlagenspezifische CO₂-Einsparpotenzial des Netzbetreibers i**:

$$\text{CO}_2\text{-Einsparpotenzial}_{isj} = \text{CO}_2\text{-Vermeidung}_j \times \text{Energie}_{isj}$$

Dessen Aggregation über alle Spannungsebenen und alle Erzeugungs- bzw. Verbrauchsmengen liefert das **netzbetreiberspezifische Gesamteinsparpotenzial**:

¹⁰ https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2021-08-05_cc_54-2021_effiziente_waerme-kaelteversorgung.pdf
<https://www.energieatlas.rlp.de/earp/daten/datenquellen-und-methodik/methodik-waermeerzeugung>
https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2024-11/Endbericht_Ladeprofile_ekfz_NEP_20241120.pdf
Rechenmodell der Nationalen Plattform Mobilität (NPM): <https://www.bauletter.de/archiv/2022/2022-06-15.php>
<https://dserver.bundestag.de/btd/20/083/2008331.pdf>
Speichermonitoring RWTH

$$\text{CO}_2\text{-Einsparpotenzial}_i = \sum_s \sum_j \text{CO}_2\text{-Einsparpotenzial}_{isj}$$

3. Herleitung Vergleichsfaktoren

Vergleichsfaktoren setzen die individuellen Kennzahlwerte zur Messung der Energiewendekompetenz je Netzbetreiber in ein Verhältnis zu den entsprechenden Kennzahlenwerten aller Netzbetreiber. Dadurch lässt sich zeigen, wie der **individuelle Netzbetreiber im Vergleich mit allen Netzbetreibern** hinsichtlich der betrachteten Kennzahl abschneidet. Je größer der jeweilige Vergleichsfaktor ist, desto höher soll der Monetarisierungsfaktor des Netzbetreibers ausfallen.

Aufgrund der in Abschnitt 2.6 ausgeführten Analyse kam es zu keiner notwendigen Berücksichtigung gebietsstruktureller Merkmale bzw. von Betroffenheit bei der Bildung der Kennzahlen. Daher sind die im Folgenden hergeleiteten Vergleichsfaktoren stets je Spannungsebene bezogen. Sollte die Bundesnetzagentur zu einem späteren Zeitpunkt zu der Einschätzung gelangen, dass gebietsstrukturelle Merkmale bzw. Betroffenheit sehr wohl separat berücksichtigt werden sollten, kann dies mithilfe eines weiteren Clusterelements neben Technologie und Spannungsebene bei der Herleitung der Vergleichsfaktoren erfolgen. Aufgrund der exponentiell wachsenden Komplexität sollte beachtet werden, dass die Anzahl der Clusterelemente und deren Kategorien geringgehalten werden. Beispielsweise werden für das Clusterelement Spannungsebenen drei Kategorien Niederspannung, Mittelspannung und Hochspannung unterschieden.

Wie oben beschrieben, wird Energiewendekompetenz anhand von zwei Kennzahlkategorien bestimmt:

- Gezielte Schaffung und Optimierung von Netzanschlusskapazitäten für Energiewendetechnologien soll die Einbindung neuer Energiewendetechnologien im Netz maximieren.
- Kurze Netzanschlussdauern zielen darauf ab, dass Netzbetreiber die Bearbeitungszeit zwischen Antragstellung eines Netzzugangs bis zur Inbetriebnahme des Netzzugangs minimieren.

Hinsichtlich der geschaffenen Netzanschlusskapazitäten werden die Netzbetreiber mit dem besten Netzbetreiber verglichen. Für den Vergleich hinsichtlich der Netzanschlussdauern wird die tatsächliche zeitliche Einsparung eines Netzbetreibers gegenüber dem schlechtesten Netzbetreiber als Maß verwendet.

Im Rahmen der Analyse wurden **zwei Kandidaten für Vergleichsfaktoren** untersucht:

- **Distanzfaktor:** Der Distanzfaktor vergleicht den Kennzahlwert eines Netzbetreibers mit dem Kennzahlwert des Netzbetreibers, der am besten oder am schlechtesten abschneidet.
- **Rangfaktor:** Der Rangfaktor zieht zum Vergleich der Netzbetreiber nicht deren tatsächlichen Kennzahlwert heran. Stattdessen wird den Netzbetreibern eine Rangposition zugeordnet unter Berücksichtigung ihres relativen Kennzahlenwerts.

Der Rangfaktor bietet dann einen Vorteil gegenüber dem Distanzfaktor, wenn die Kennzahlenwerte von Netzbetreibern am Rande der Verteilung einer Kennzahl weit auseinanderliegen. Beim Distanzfaktor kann es dann zu einer Überbewertung bzw. Unterbewertung aller Werte aufgrund einzelner sogenannten Ausreißer kommen. Um diese allgemein gültige Ausreißerproblematik zu verhindern, werden beim Rangfaktor die tatsächlichen Abstände zwischen Kennzahlenwerten vernachlässigt. Dadurch können allerdings wichtige Vergleichsinformationen verloren gehen. Im hier betrachteten Anwendungsfall könnte etwa eine seitens der Netzbetreiber beabsichtigte Über- oder Unterperformance nicht entsprechend berücksichtigt werden.

Der Kritik hinsichtlich seiner Ausreißertoleranz kann beim Distanzfaktor begegnet werden, indem mögliche Ausreißer kontrolliert werden. Beispielsweise kann eine obere oder untere Schranke für die Werte des Distanzfaktors eingeführt werden. Alle Werte, die jenseits dieser Schranke liegen, erhalten dann den Wert der Schranke. Dadurch bleibt die Möglichkeit gewahrt, die tatsächlichen Abstände der Mehrzahl der Kennzahlenwerte bei der Beanreizung zu berücksichtigen.

Wie bei der statistischen Bewertung der ermittelten Kennzahlen festgestellt, ist – bei entsprechend sorgfältiger Behandlung der Ausreißer – die Streuung der bereitgestellten Daten moderat. Daher bietet es sich an, den **Distanzfaktor** und nicht den **Rangfaktor** für beide Vergleichsfaktoren zu verwenden.

Um der Ausreißerproblematik vorzubeugen, wird bei der Bildung des jeweiligen Vergleichsfaktors allerdings nicht der schlechteste bzw. beste Netzbetreiber als Referenz herangezogen. Stattdessen wird der Wert des **95-Prozent-Grenz-Netzbetreibers als Vergleichsbasis** verwendet. Gleichermäßen wird eine Grenze beim 5-Prozent-Grenz-Netzbetreiber gezogen. Dadurch wird auch dem Risiko fehlerhafter Daten oder von Sondereffekten Rechnung getragen. Alle Netzbetreiber oberhalb des Betrachtungsbereichs erhalten hinsichtlich des Vergleichsfaktors den Wert des 95-Prozent-Grenz-Netzbetreibers. Alle Netzbetreiber unterhalb des Betrachtungsbereichs erhalten hinsichtlich des Vergleichsfaktors den Wert des 5-Prozent-Grenz-Netzbetreibers.

In der konkreten Ausgestaltung wird ein **Leistungsfaktor je Spannungsebene für zusätzliche Erneuerbaren-Anlagen und für -zusätzliche Verbrauchseinrichtungen (Energiewendetechnologien)** auf Grundlage der Kennzahlen ermittelt. Der Leistungsfaktor ergibt sich als Verhältnis des individuellen Kennzahlwerts zum Kennzahlwert des 95-Prozent-Grenz-Netzbetreibers:

$$\text{Leistungsfaktor}_i = \frac{\text{Umsetzungsanteil}_i}{\text{Umsetzungsanteil}_{95\%}}$$

Je mehr Netzanschlussbegehren ein Netzbetreiber innerhalb einer Betrachtungsperiode umsetzen kann, desto höher fällt sein Leistungsfaktor aus. Netzbetreiber mit einem höheren Umsetzungsanteil als der 95-Prozent-Grenz-Netzbetreiber erhalten den gleichen Leistungsfaktor wie dieser. Der Wert des 95-Prozent-Grenz-Netzbetreibers entspricht hier dem maximal erzielbaren Leistungsfaktor 1. Netzbetreiber jenseits des 95-Prozent-Grenz-Netzbetreibers erhalten ebenfalls den maximal erzielbaren Leistungsfaktor 1. Wie oben beschrieben wird durch die Begrenzung Sondereffekten vorgebeugt.

Abbildung 49 zeigt die sich hinsichtlich des Leistungsfaktors herausgebildeten Verteilungen.

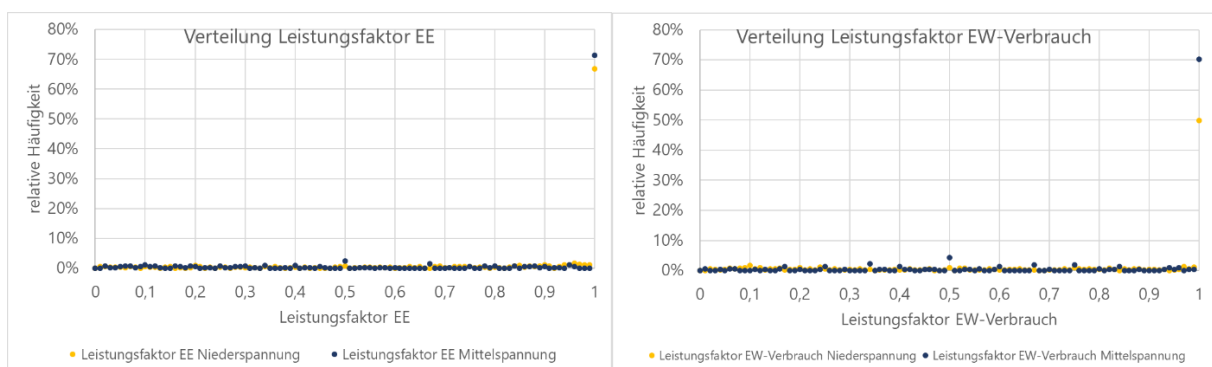


Abbildung 49: Verteilungen Leistungsfaktoren Niederspannung und Mittelspannung (zusätzliche Erneuerbare Erzeugungstechnologien und zusätzliche Verbrauchseinrichtungen (Energiewendetechnologien))

Für Abbildung 49 wurden die Leistungsfaktoren gemäß ihrer relativen Häufigkeit über alle Netzbetreiber verglichen. Es wird deutlich, dass die große Mehrzahl der Netzbetreiber aktuell die an sie gerichteten Netzanschlussbegehren umsetzen kann. Unterschiede zwischen Niederspannung und Mittelspannung und zwischen Erzeugungs- und Verbrauchstechnologien sind

gering. Dies kann sich ändern, wenn beispielsweise zukünftig die Spanne der angeschlossenen Leistung von Erneuerbaren-Erzeugungsanlagen aufgrund einer zunehmenden Heterogenität in Umsetzungspräferenzen zwischen Netzbetreiber wächst. Aktuell deutet die relative Häufigkeit beim Leistungsfaktor 1 darauf hin, dass Netzbetreiber bereits bevorzugt hohe Erzeugungsleistungen ans Netz anschließen. Es liegt aber insbesondere auch daran, dass Netzbetreiber aktuell noch sehr gut die an sie gestellten Netzanschlussbegehren umsetzen können.

Für den Vergleichsfaktor hinsichtlich der Netzanschlussdauern wird die Zeitersparnis als Median-Dauer zwischen Netzanschlusszusage und Inbetriebnahme der betroffenen Netzanschlussbegehren jedes Netzbetreibers mit der entsprechenden Median-Dauer des 95-Prozent-Grenz-Netzbetreibers ins Verhältnis gesetzt wird:

$$\text{Zeitfaktor}_i = \frac{\text{Dauer}_{95\%} - \text{Dauer}_i}{\text{Dauer}_{95\%}}$$

Je kürzer ein Netzbetreiber im Verhältnis zum 95-Prozent-Grenz-Netzbetreiber benötigt, desto höher fällt sein Zeitfaktor aus. Alle Netzbetreiber mit einer höheren angegebenen Median-Dauer als der 95-Prozent-Grenz-Netzbetreiber erhalten wie dieser einen Zeitfaktor von 0. Der Zeitfaktor wird für den Vergleich je Spannungsebene verwendet.

Daraus ergibt sich die in Abbildung 50 dargestellte Verteilung der Zeitfaktoren der Netzbetreiber für Netzanschlussbegehren in der Niederspannung und der Mittelspannung.

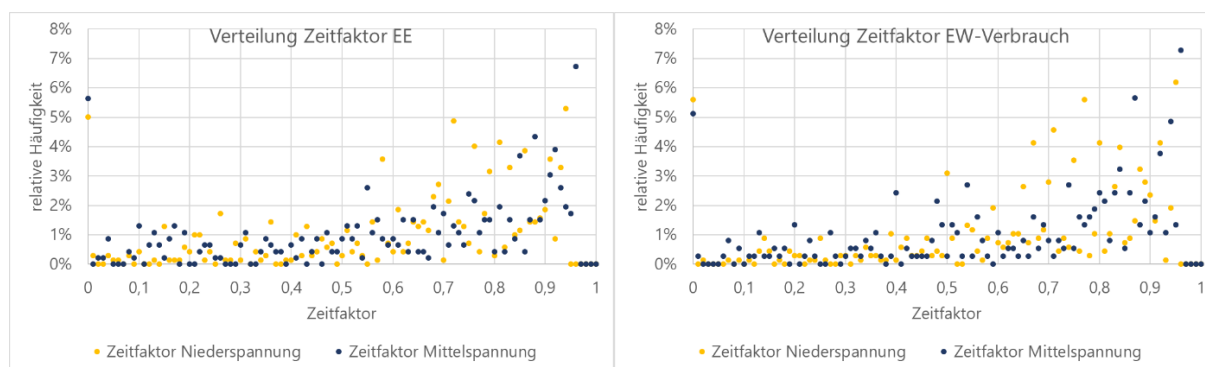


Abbildung 50: Verteilung Zeitfaktoren Niederspannung und Mittelspannung (zusätzliche Erneuerbare Erzeugungstechnologien und zusätzliche Verbrauchseinrichtungen (Energiewendetechnologien))

Für Abbildung 50 wurden die Zeitfaktoren gemäß ihrer relativen Häufigkeit über alle Netzbetreiber verglichen. Die Darstellung zeigt eine linksschiefe Verteilung. Rund 54 % der Netzbetreiber mit Anschlussbegehren für Erneuerbare Erzeugungstechnologien in der Niederspannung und rund 53 der Netzbetreiber mit Anschlussbegehren für Erneuerbare Erzeugungstechnologien in der Mittelspannung haben einen Zeitfaktor über 0,7 bereits erreicht.¹¹ Die beiden relativen Häufigkeiten beim Zeitfaktor 0 repräsentieren die Netzbetreiber, die entweder genauso wie der 95-Prozent-Grenznetzbetreiber oder schlechter abgeschnitten haben. Die Konzentration der Werte der Zeitfaktoren oberhalb der 0,7 bestätigt die bereits im Rahmen der Datenanalyse identifizierte ähnliche Dauer zur Bearbeitung von Netzanschlussbegehren über alle Netzbetreiber hinweg.

Ermittlung des Basiswerts

Für die Bildung des Basiswerts wird je Spannungsebene das CO₂-Einsparpotenzial unterschieden nach Erzeugung und Verbrauch q^{EE} und $q^{EW-Verbr.}$ mit den zugehörigen Zeitfaktoren ZF^{EE} für zusätzliche erneuerbare Energien und $ZF^{EW-Verbr.}$ für zusätzliche Verbrauchseinrichtungen und

¹¹ Entsprechend ergibt sich für zusätzliche Verbrauchseinrichtungen: Rund 58 % der Netzbetreiber mit Anschlussbegehren der Niederspannung und rund 56 % der Netzbetreiber mit Anschlussbegehren in der Mittelspannung haben einen Zeitfaktor über 0,7 bereits erreicht

dem jeweiligen Leistungsfaktor zusätzliche erneuerbare Energien LF^{EE} bzw. Leistungsfaktor zusätzliche Verbrauchseinrichtungen $LF^{EW-Verbr.}$ multipliziert und über die Spannungsebenen s addiert. Dadurch werden sowohl mengenmäßige Unterschiede im CO₂-Einsparpotenzial von Erzeugungs- und Verbrauchseinrichtungen als auch Unterschiede in der Umsetzung zwischen Spannungsebenen im Basiswert des Netzbetreibers i berücksichtigt:

$$\text{Basiswert}_i = \sum_s ZF_{s,i}^{EE} \times LF_{s,i}^{EE} \times q_{s,i}^{EE} + ZF_{s,i}^{EW-Verbr.} \times LF_{s,i}^{EW-Verbr.} \times q_{s,i}^{EW-Verbr.}$$

Herleitung netzbetreiberspezifischer Monetarisierungsfaktor und Anreizmechanismus.

Der Monetarisierungsfaktor dient der Verteilung eines wohlfahrtsäquivalenten Anreizbudgets auf die Netzbetreiber. Er wird gebildet, indem der Basiswert jedes Netzbetreibers in Relation zu den Basiswerten der anderen Netzbetreiber gesetzt wird:

$$\text{Monetarisierungsfaktor}_i = \frac{\text{Basiswert}_i}{\sum_k \text{Basiswert}_k}$$

Der netzbetreiberspezifische Anreiz zur Steigerung seiner Energiewendekompetenz ergibt sich für einen Netzbetreiber, indem das wohlfahrtsäquivalente Anreizbudget mit dem Monetarisierungsfaktor des Netzbetreibers multipliziert wird:

$$\text{Anreiz}_i = \text{Monetarisierungsfaktor}_i \times \text{Anreizbudget}$$

Durch den Aufbau des Basiswerts ergibt sich der individuelle Anreiz zur Steigerung der Energiewendekompetenz unter Berücksichtigung der Performance jedes Netzbetreibers hinsichtlich der Kennzahlen als auch hinsichtlich seines tatsächlichen Beitrags in Form der absoluten Menge an CO₂-Vermeidung.

Für die Implementierung des Anreizmechanismus ist es unerheblich, ob er als reines Bonus-System mit externer Finanzierung des Anreizbudgets oder als Bonus-Malus-System mit Erhebung des Anreizbudgets von allen Netzbetreibern umgesetzt werden soll.

Aus Sicht der Gutachter sollten die Leistungsfaktoren und der Zeitfaktor je Spannungsebene unterschieden nach Erzeugung und Verbrauch den Netzbetreibern mitgeteilt werden. Zur eigenen Einordnung ihres Standes und ihrer Entwicklung über die Zeit sollten die Netzbetreiber zudem jährlich eine anonymisierte Übersicht aller Netzbetreiber unterschieden nach Leistungsfaktoren und Zeitfaktor bspw. in Form einer Grafik, wie in Abbildung 49 oder Abbildung 50 erhalten.

Darstellung der Umsetzung bei unterschiedlichen Netzbetreibertypen

Im Folgenden wird anhand anonymisierter Netzbetreiberdaten die Anwendung des Anreizmechanismus dargestellt. Betrachtet werden (1) ein großer Flächennetzbetreiber, (2) ein großes Stadtwerk, (3) ein Netzbetreiber, der relativ groß in der Niederspannung und mittelgroß in der Mittelspannung ist, und (4) ein kleiner Ortsnetzbetreiber.¹²

¹² Die gezeigten Informationen sind gerundet und können nicht als repräsentativ zum Vergleich innerhalb der gewählten Gruppen herangezogen werden.

Nr.	Charakterisierung	Erzeugung neu installierte EE-Anlagen (GWh)			Verbrauch neu install. EW-Verbr.-Anlagen (GWh)		
		NSp	MSp	HSp	NSp	MSp	HSp
1	Stadtnetz, groß	8.221	10.306	-	7.756	34.319	-
2	Fläche, groß	51.311	168.040	350.992	51.305	98.115	-
3	NSp groß, MSp mittel	21.795	443	-	298	-	-
4	Ortsnetz, klein	211	-	-	232	-	-

Tabelle 18: Überblick über zusätzlich installierte Leistung erneuerbare Energien und Verbrauchseinrichtungen (Energiewendetechnologien) bei Beispiel-Netzbetreibern

Tabelle 18 gibt einen Überblick über die ermittelten Erzeugungs- und Verbrauchsdaten neu installierter Energiewendetechnologien je Spannungsebene der vier Beispiel-Netzbetreiber. Aus den Daten wird deutlich, dass nicht jeder Netzbetreiber auf allen Spannungsebenen Energiewendetechnologien installiert hat und wie sich die Netzbetreiber zueinander unterscheiden.

Aus den bereitgestellten Daten wurden der zugehörige Zeitfaktor und die zugehörigen Leistungsfaktoren der vier Netzbetreiber gebildet (Tabelle 19):

Nr.	Charakterisierung	Zeitfaktor neu Installation EE-Anlagen			Zeitfaktor neu Installation EW-Verbr.-Anlagen			Zeitfaktor neu Installation EE-Anlagen			Zeitfaktor neu Installation EW-Verbr.-Anlagen		
		NSp	MSp	HSp	NSp	MSp	HSp	NSp	MSp	HSp	NSp	MSp	HSp
1	Stadtnetz, groß	0,77	0,71	-	0,61	0,67	-	0,47	0,92	-	0,26	0,93	-
2	Fläche, groß	0,91	0,51	-	0,87	0,42	-	0,71	0,40	1,00	0,57	0,36	-
3	NSp groß, MSp mittel	0,19	0,60	-	0,62	-	-	0,99	1,00	-	-	-	-
4	Ortsnetz, klein	0,25	-	-	0,13	-	-	1,00	-	-	1,00	-	-

Tabelle 19: Vergleichsfaktoren der Netzbetreiber

Die Betrachtung der Vergleichsfaktoren verdeutlicht Unterschiede in der Bearbeitungszeit von Netzanschlussbegehren als auch in der angeschlossenen Leistung. Der Flächennetzbetreiber ist vergleichsweise schnell bei den Anschlussprozessen in der Niederspannung. In der Mittelspannung ist er hingegen im Mittelfeld. Bei der zusätzlichen erneuerbaren Erzeugungsleistung unter Berücksichtigung aller seiner Netzanschlussbegehren der Spannungsebene ist er hingegen mit einem Leistungsfaktor von 0,71 im guten Mittelfeld in der Niederspannung. Mit 0,4 ist er im Vergleich zu anderen Netzbetreibern in der Mittelspannung eher im unteren Mittelfeld. Ein ähnliches Bild ergibt sich hinsichtlich der zusätzlichen Verbrauchseinrichtungen.

Der kleine Ortsnetzbetreiber ist mit einem Zeitfaktor von 0,25 bzw. 0,13 zwar hinsichtlich der Umsetzungszeit relativ langsam. Allerdings konnte er alle Netzanschlussbegehren im Betrachtungszeitraum umsetzen, was die Leistungsfaktoren abbilden.

zeigt zudem, dass auch unvollständige Informationen im Rahmen der Erhebung gemacht wurden. So hat der Flächennetzbetreiber zwar Erzeugungsanlagen in der Hochspannungsebene umgesetzt. Allerdings fehlt die Information zur Dauer. Zu beachten ist, dass sich unvollständige Informationen direkt auf die Monetarisierung auswirken.

Tabelle 20 zeigt, welche CO₂-Einsparung sich aus den neu installierten Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen ergibt und welche monetäre Beanreizung den Netzbetreibern unter Berücksichtigung ihres Monetarisierungsfaktors zugewiesen wird. Für die Ermittlung der monetären Beanreizung wurde ein Anreizbudget von insgesamt 50 Millionen Euro unterstellt.

Nr.	Charakterisierung	Monetarisierung (kEUR)	Monetarisierungsfakto	Einsparung (1000t CO ₂ Äq.)
1	Stadtnetz, groß	316	0,006	60.601
2	Fläche, groß	1.055	0,021	719.763
3	NSp groß, MSp mittel	44	0,001	22.537
4	Ortsnetz, klein	0,80	0,00	443

Tabelle 20: CO₂-Einsparung und monetäre Beanreizung

Der Vergleich zwischen den Netzbetreibern verdeutlicht, dass sich neben dem direkten Vergleich der individuellen Energiewendekompetenz der Netzbetreiber ihre Größe gemessen als absolutes CO₂-Einsparpotenzial auswirkt.

3 Netzservicequalität im Bereich Stromverteilernetze

3.1 Hintergrund und Vorgehen

Die Netzservicequalität beschreibt die Qualität der Interaktion zwischen Netzbetreibern und Netznutzern insbesondere hinsichtlich Erreichbarkeit, Reaktionsgeschwindigkeit, Bearbeitungsdauer, Transparenz, Kundeninformation sowie der digitalen Verfügbarkeit von Prozessen. Anders als bei der klassischen Netzzuverlässigkeit (Versorgungsunterbrechungen) oder der Energiewendekompetenz (Fähigkeit zu Anschluss und Integration von Energiewendetechnologien), adressiert die Netzservicequalität vor allem die Schnittstelle zwischen Netzbetreibern und den Anschlusspetenten und -nehmern. In Zeiten beschleunigter Energiewende, steigender Anschlusszahlen und wachsender Komplexität und steigender Anforderungen an Flexibilität und Steuerbarkeit gewinnt sie zunehmend an Bedeutung.

Internationale Entwicklung und regulatorische Praxis

In zahlreichen internationalen Regulierungsregimen ist die Netzservicequalität Bestandteil der Leistungsregulierung von Netzbetreibern. Dabei geht es vor allem um Aspekte wie:

- Bearbeitungsdauer von Netzanschlussanfragen
- Pünktlichkeit von Außendienstterminen
- Zuverlässigkeit der Kundenkommunikation
- Transparenz über verfügbare Netzkapazitäten
- Digitalisierung von Kundenprozessen
- Kundenzufriedenheit

International lässt sich somit ein klarer Trend erkennen: Regulierungsbehörden erweitern ihr Verständnis von Netzqualität über rein technische Kriterien hinaus und beziehen explizit netzkundenseitige Serviceaspekte als Ausdruck einer netznutzerzentrierten Transformation ein.

Auch in Deutschland ist die Interaktion zwischen Netzbetreiber und Netzkunden durch die Energiewende erheblich dynamischer geworden: Immer mehr Haushalte, Gewerbebetriebe und Investoren wollen eigene Erzeugungsanlagen, Speicher oder steuerbare Verbraucher anschließen.

Daher könnte theoretisch die Netzservicequalität neben der Netzzuverlässigkeit und der Energiewendekompetenz zu einer dritten, eigenständig zu betrachtenden Leistungsdimension von Netzbetreibern werden.

Methodisches Vorgehen im Gutachten

Zur Erfassung und Bewertung der Netzservicequalität wurde in diesem Gutachten ein zweistufiges methodisches Vorgehen gewählt:

1. Analyse internationaler Ansätze

Es wurden erfolgreiche Beispiele aus der internationalen Regulierungslandschaft untersucht, insbesondere im Hinblick auf:

- die Auswahl geeigneter Serviceindikatoren (z. B. Anschlussdauer, Reaktionszeit, Kundenzufriedenheit)
- die methodische Umsetzung (z. B. Schwellenwerte, Indexsysteme, Benchmarking)
- die Integration in bestehende Regulierungsmodelle.

2. Ableitung einer möglichen Ausgestaltung für Deutschland unter Berücksichtigung bestehender Instrumente

Im Anschluss wurde geprüft, welche dieser Ansätze auf den deutschen Kontext übertragbar sind insbesondere unter besonderer Berücksichtigung:

- der bereits bestehenden Qualitätsregulierung zur Versorgungszuverlässigkeit
- der geplanten Einführung von Anreizen zur Energiewendekompetenz.

Ziel ist es, jene Aspekte der Netzservicequalität zu identifizieren, die noch nicht regulatorisch adressiert sind, jedoch aus Sicht der Netznutzer höchste Relevanz besitzen. Die verbleibende Lücke wird in Kapitel 3.2 näher analysiert.

3.2 Internationale Fallbeispiele

Im Folgenden werden die ausgewählten Länder – Großbritannien, Italien, Frankreich, Spanien und Schweden – jeweils in einem kompakten Länderkapitel betrachtet. Diese systematische Darstellung dient dazu, einen Impuls für die deutsche Diskussion abzuleiten, welche Lücken im internationalen Vergleich bestehen, bleiben und wo Potenzial für eine gezielte Regulierung liegt.

Großbritannien (UK)

Großbritannien gilt mit seinem RIIO-Regulierungsrahmen als eines der fortschrittlichsten Modelle für Servicequalitätsregulierung in Europa. Über die Guaranteed Standards of Performance sind gesetzlich verbindliche Fristen und automatische Entschädigungen festgelegt. Beispiele sind eine Maximaldauer von 10 Arbeitstagen für die Erstellung von Netzanschlussangeboten oder pauschale Zahlungen von £30-165 bei Verstoß gegen Servicefristen. Diese Standards sind verbindlich und werden öffentlich überwacht (OFGEM, 2023).

Darüber hinaus adressiert das Connections Engagement Incentive (ICE) gezielt die Qualität der Interaktion mit Großanschlusskunden. Netzbetreiber müssen ihre Prozesse dokumentieren und proaktive Einbindung nachweisen, um Bonuszahlungen zu erhalten. Das System wird regelmäßig evaluiert und veröffentlicht (OFGEM, 2021); (CEER, 2022).

Trotz dieser fortschrittlichen Regelungen besteht eine Lücke bei der Transparenz und Fairness des Warteschlangenmanagements für Netzanschlüsse. Gerade in Engpassregionen kritisieren Netznutzer intransparente Priorisierungen und unklare Kapazitätzuteilungen, die regulatorisch bislang nicht verbindlich gesteuert werden. Hier fehlt eine verpflichtende Veröffentlichung von Warteschlangenpositionen und Kapazitätinformationen, die aus Nutzersicht für Investitionsentscheidungen hoch relevant wären. (OFGEM, 2022)

Italien

Italien verfügt über ein sehr weit entwickeltes System für kommerzielle Qualitätsregulierung. Die sogenannte Qualità Commerciale umfasst detaillierte, verbindliche Fristen für zentrale Dienstleistungen wie Angebotserstellung (z. B. ≤ 30 Tage), Inbetriebnahmen und Beschwerdebearbeitung. Diese Standards sind rechtsverbindlich und mit automatischen Entschädigungszahlungen („rimborso automatico“) bei Fristüberschreitungen verknüpft, typischerweise um 30 € pro Tag. Die Netzbetreiber müssen diese Zahlungen proaktiv leisten und die Einhaltung veröffentlichen (ARERA, 2024). Das System gilt als Vorbild für die Kombination aus verbindlichen Fristen und monetären Konsequenzen (CEER, 2022)

Trotz dieser ausgeprägten Standardisierung bestehen Hemmnisse bei der Qualität und Transparenz der Kundeninformation. Zwar werden Fristen eingehalten, aber die Anforderung an die Vollständigkeit und Verständlichkeit der technischen und wirtschaftlichen Informationen ist weniger streng geregelt. Gerade für komplexere Anschlussprojekte fehlt eine verpflichtende proaktive Beratung über Machbarkeit, Kostenstruktur und Anschlussalternativen. (CEER, 2022)

Frankreich

Frankreich reguliert Servicequalität über das TURPE-System (Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité), das die allowed revenues der Netzbetreiber festlegt und Qualitätskomponenten integriert. Es bestehen verbindliche Fristen für die Bearbeitung einfacher Kundenanfragen und ein Monitoring des délai de réponse auf schriftliche Korrespondenz. Netzbetreiber sind verpflichtet, diese Leistungen zu dokumentieren und in einem Benchmarking zu veröffentlichen. (CEER, 2022)

Das System ist stark auf Basisprozesse und Standardanschlüsse ausgerichtet, während für komplexere Netzanschlussprojekte bislang kaum spezifische Anforderungen existieren. Besonders die Koordination bei Netzengpässen und die Kommunikation über Priorisierungen sind regulatorisch nicht stark ausgeprägt. Kunden beklagen hier Intransparenz und schwer planbare Projekte. (CEER, 2022)

Spanien

Spanien integriert Servicequalität über den Índice de Calidad Comercial in das Erlösobergrenzenmodell. Es gibt verbindliche Fristen für Angebotserstellung (oft ≤ 15 Arbeitstage), definierte Bearbeitungszeiten für Beschwerden und Vorgaben zur Erreichbarkeit. Diese Kennzahlen werden überwacht und in einem Bonus-/Malus-System berücksichtigt, das an die allowed revenues gekoppelt ist. Die Netzbetreiber müssen ihre Leistung regelmäßig melden und veröffentlichen (CEER, 2022)

Während Fristen und Basiskommunikation klar geregelt sind, fehlt ein Fokus auf digitale Transparenz und Prozessintegration. Speziell Echtzeit-Statusverfolgung für Netzanschlussanfragen oder Self-Service-Portale sind bislang nicht verpflichtend standardisiert. Gerade Netznutzer mit dezentralen Erzeugungsanlagen wünschen sich bessere digitale Tools zur Verfolgung des Anschlussprozesses. (CEER, 2022)

Schweden

Schweden steuert Servicequalität über ein Revenue-Cap-Modell mit Bonus-/Malus-Elementen. Hervorzuheben ist der Customer Experience Management Index (CEMI), der als Bestandteil der Erlösregulierung kundenorientierte Kriterien wie Termintreue, Informationsqualität, Erreichbarkeit und Bearbeitungszeiten bewertet. Diese Kennzahlen fließen direkt in die allowed revenues ein und schaffen finanzielle Anreize zur Verbesserung der allgemeinen Servicequalität (CEER, 2022); (Ei, 2024). Die Netzzuverlässigkeit wird separat über SAIDI/SAIFI geregelt und ebenfalls finanziell incentiviert.

Im Bereich der Netzanschlussprozesse fehlen bislang vollständig nationale, verbindliche Fristvorgaben oder standardisierte KPIs. Automatische Entschädigungen oder Bonus-/Malus-Systeme für die Anschlussgeschwindigkeit existieren nicht. Netznutzer bemängeln insbesondere fehlende Transparenz über Warteschlangenpositionen und Kapazitätsverfügbarkeiten. 2024 hat die schwedische Regulierungsbehörde Ei einen Maßnahmenplan vorgestellt, der erstmals eine standardisierte Erhebung und Steuerung dieser Aspekte aufbauen soll – aktuell befindet sich dieses System jedoch noch in der Konzeptionsphase.

3.3 Mögliche Ausgestaltung einer Netzservicequalität in Deutschland

Im Anschluss an die internationale Betrachtung in Kapitel 2 und aufbauend auf den in Kapitel 2 dargelegten Grundlagen zur Energiewendekompetenz stellt sich die Frage, welche Kenngrößen für eine ergänzende Regulierung der Netzservicequalität in Deutschland geeignet sind.

Dabei ist vor allem das Zusammenspiel und die klare Abgrenzung zur bestehenden Qualitätsregulierung (Netzzuverlässigkeit) und zur vorgeschlagenen Qualitätsdimension der Energiewendekompetenz notwendig.

Die im Gutachten entwickelte Energiewendekompetenz stellt eine outputorientierte Leistungsdimension der Netzbetreiber dar. Sie bewertet konkret, wie viele Erzeugungs- und Verbrauchseinrichtungen der Energiewende erfolgreich und zügig ans Netz angeschlossen werden. Hierfür wurden in Kapitel 2 drei zentrale Indikatoren identifiziert:

- Zusätzliche erneuerbare Energien
- Zusätzliche Verbrauchseinrichtungen (z. B. Wärmepumpen, Ladeinfrastruktur)
- Minimierung der Zeitspanne vom Netzanschlussbegehren zwischen Antragstellung und Inbetriebnahme

Der Fokus liegt hier auf tatsächlicher Netzanschlussleistung und Umsetzungsgeschwindigkeit, ergänzt durch einen Digitalisierungsindex, der den Entwicklungsstand der digitalen Fähigkeiten des Netzbetreibers abbildet. Die Energiewendekompetenz bezieht sich damit auf die systemische Fähigkeit, Anschlussbegehren effizient und vorausschauend zu bewältigen und ist stark durch Infrastruktur, Prozesse und Prognosefähigkeit geprägt. Der outputorientierte Ansatz fördert die Verbesserung der Netzservicequalität im Bereich des Netzanschlusses (Web-Portale/digitale Schnittstellen).

Im Unterschied dazu bezieht sich die Netzservicequalität auf die Service- und Interaktionsqualität in der Kundenbeziehung, unabhängig davon, ob ein Netzanschluss auch tatsächlich zustande kommt. Während die Energiewendekompetenz also eher auf „Was wurde ermöglicht?“ abzielt, fragt die Netzservicequalität „Wie wurde dabei mit dem Kunden umgegangen?“

Notwendigkeit einer eigenständigen Netzservicequalitätsregulierung

Die Analyse zeigt, dass Aspekte der Kundeninteraktion weder durch das bestehende Q-Element (Versorgungszuverlässigkeit) noch durch die vorgeschlagene Energiewendekompetenz abgedeckt werden. Dies betrifft insbesondere:

- die Reaktionszeit auf Anfragen und Beschwerden
- die Verbindlichkeit und Planbarkeit zugesagter Termine
- die Qualität der Kundeninformation (z. B. Angebotsunterlagen, Onlinezugang)
- das Beschwerdemanagement
- die subjektive Zufriedenheit der Kunden mit dem Gesamtprozess

Diese Aspekte sind aus Kundensicht besonders relevant (etwa für Installateure, Projektentwickler oder Prosumer) und haben in der Praxis große Bedeutung für Investitionsentscheidungen, Bauzeitpläne oder Kundenzufriedenheit.

3.4 Einordnung und Empfehlung zur weiteren Umsetzung

Die in diesem Kapitel dargestellten Indikatoren und Dimensionen zeigen, dass die **Netzservicequalität bislang im deutschen Regulierungsrahmen nicht vollständig abgebildet ist**. Insbesondere Aspekte wie Reaktionsgeschwindigkeit, Termintreue, Beschwerdebearbeitung oder Transparenz von Informationen haben für Netzkunden wie Anlagenbetreiber, Projektierer und Installateure eine praktische Relevanz. Eine systematische und vergleichbare Erfassung dieser Serviceaspekte kann somit einen Beitrag zur Stärkung der Kundenzentrierung im Netzbereich leisten.

Gleichzeitig ist jedoch festzuhalten, dass die Netzservicequalität im Vergleich zu anderen Elementen der Qualitätsregulierung von geringerer strategischer Relevanz ist.

Insbesondere:

- Die **Energiewendekompetenz** adressiert das zentrale Ziel der deutschen Energiepolitik: die zügige und zuverlässige Integration von Energiewendetechnologien ins Stromnetz.

- Der **Digitalisierungsindex** ist ein Schlüsselinstrument, um die Zukunftsfähigkeit der Netzbetreiber systematisch zu stärken.
- Das bestehende **Qualitätselement zur Netzzuverlässigkeit (Q-Element)** bildet eine fundamentale Säule der Versorgungssicherheit und bleibt auch in Zukunft regulatorisch unverzichtbar.

Im Vergleich dazu hat die Netzservicequalität derzeit **weder dieselbe wirtschaftliche Hebelwirkung noch denselben systemischen Einfluss auf die Zielerreichung der Energiewende**. Zudem bestehen bereits durch gesetzliche Vorgaben, Kundenverträge und Mindeststandards (z. B. in der Grundversorgung, Niederspannungsanschlussverordnung) gewisse Vorgaben zur Kundeninteraktion, auch wenn diese nicht systematisch regulatorisch incentiviert sind.

Vor diesem Hintergrund wird empfohlen, die Einführung eines verpflichtenden, incentivierten Regulierungssystems zur Netzservicequalität vorerst zurückzustellen. Stattdessen sollten zunächst die folgenden Schritte erfolgen:

1. **Einführung der Energiewendekompetenz und des Digitalisierungsindex:** Die Implementierung eines Anreizsystems zur Stärkung der Energiewendekompetenz in Verbindung mit dem Digitalisierungsindex sollte vorrangig regulatorisch umgesetzt werden.
2. **Sondierende Datenerhebung und freiwilliges Benchmarking:** Die Serviceindikatoren sollten zunächst im Rahmen eines begleitenden Monitorings erfasst und vergleichend ausgewertet werden – auch zur Validierung der Umsetzbarkeit und Belastbarkeit.
3. **Optionale Integration in spätere Regulierungsentwicklungen:** Abhängig von den Ergebnissen des Monitorings und der weiteren Digitalisierung der Kundenprozesse kann zu einem späteren Zeitpunkt geprüft werden, ob einzelne Serviceindikatoren in die bestehende Qualitätsregulierung integriert oder separat reguliert werden sollten.

4 Zusammenfassung

Die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende stellt die deutschen Stromverteilernetzbetreiber vor wachsende Herausforderungen. Im Zentrum steht dabei die Fähigkeit, neue Energiewendetechnologien wie erneuerbare Energien, steuerbare Verbrauchseinrichtungen und Speicher schnell, zuverlässig und effizient in die Netzinfrastruktur zu integrieren. Diese Fähigkeit wird in diesem Gutachten als Energiewendekompetenz bezeichnet und bildet den zentralen Gegenstand einer möglichen Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung.

Zur objektiven Bewertung der Energiewendekompetenz wurde ein systematischer Vorschlag für ein outputorientiertes Anreizmodell entwickelt. Im Fokus steht dabei nicht der Aufwand der Netzbetreiber, sondern der tatsächliche Output: die Menge erfolgreich angeschlossener Anlagen sowie die Geschwindigkeit der Netzintegration.

Drei zentrale Indikatoren bilden die Grundlage:

- Zusätzliche erneuerbare Energien
- Zusätzliche Verbrauchseinrichtungen (Energiewendetechnologien)
- Minimierung Zeit zwischen Antragstellung und Inbetriebnahme Netzanschluss

Diese Indikatoren werden durch belastbare Kennzahlen operationalisiert und ermöglichen eine transparente, vergleichbare Leistungsbewertung zwischen Netzbetreibern. Ein monetärer Anreizmechanismus auf Basis dieser Kennzahlen kann über CO₂-Einsparpotenziale gerecht und wirksam ausgestaltet werden. Dabei wird sowohl der Umfang als auch die Geschwindigkeit des Anschlusses in Relation zum Beitrag für die Energiewende bewertet.

Ergänzend wurde ein Digitalisierungsindex der Energiewendekompetenz entwickelt, der auf vier zentralen Dimensionen basiert: Smart Grid, Digitale Prozesse und Systeme, Datenmanagement und Analyse sowie Kundenmanagement. Diese Dimensionen wurden gezielt gewählt, da sie in direktem Zusammenhang zur Fähigkeit stehen, Netzanschlussprozesse zu beschleunigen, Netzintegration zu ermöglichen und Flexibilitäten zu nutzen. Der Digitalisierungsindex erlaubt eine transparente und differenzierte Bewertung des digitalen Entwicklungsstands eines Netzbetreibers und dient als ergänzendes Steuerungsinstrument.

Das Gutachten legt zudem dar, dass eine klare Abgrenzung zur Netzservicequalität notwendig ist, da diese primär die Interaktion mit den Netzkunden adressiert. Beide Konzepte sind jedoch komplementär und können in einer erweiterten Qualitätsregulierung gemeinsam betrachtet werden.

Insgesamt bietet das vorgeschlagene Modell eine belastbare Grundlage zur Integration der Energiewendekompetenz in die Qualitätsregulierung der Stromverteilernetze. Es adressiert die aktuellen Herausforderungen, fördert eine vorausschauende Kompetenzentwicklung und schafft gezielte Anreize für eine beschleunigte Umsetzung der Energiewende im Verteilernetz.

ANHANG

- A. Glossar
- B. Abbildungsverzeichnis
- C. Tabellenverzeichnis
- D. Referenzliste

A. Glossar

Anreizsystem

Strukturiertes System, das auf Grundlage definierter Kennzahlen monetäre Anreize (Bonus/Malus) für Netzbetreiber setzt, um gewünschte Leistungen, insbesondere im Bereich der Energiewendekompetenz und Netzservicequalität, zu fördern.

Digitalisierungsindex der Energiewendekompetenz

Index zur Bewertung des Digitalisierungsgrads eines Netzbetreibers in vier Dimensionen (Smart Grid, digitale Prozesse, Datenmanagement, Kundenmanagement), die für die Energiewendekompetenz relevant sind.

Effizienzbenchmark

Vergleichsverfahren zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Netzbetreibern, das im Rahmen der Anreizregulierung zur Ermittlung zulässiger Erlöse dient.

Energiewendekompetenz

Fähigkeit eines Netzbetreibers, die Transformation der Netzinfrastruktur im Hinblick auf Energiewende, Umweltverträglichkeit, Versorgungssicherheit und Preisgünstigkeit vorausschauend zu gestalten und umzusetzen.

Indikator

Messbares Merkmal, das die Leistung oder Veränderung der Energiewendekompetenz (oder Netzservicequalität) eines Netzbetreibers beschreibt und Grundlage für die Entwicklung von Kennzahlen bildet.

Kennzahl

Quantifizierbares Maß zur objektiven und vergleichbaren Bewertung von Indikatoren, das auf Basis definierter Datenpunkte errechnet wird.

Künstliche Intelligenz

Teilgebiet der Informatik, das sich mit der Entwicklung von Systemen befasst, die menschliches Entscheidungs- und Lernverhalten nachbilden können – etwa durch Mustererkennung, Prognosemodelle oder automatisierte Entscheidungsfindung.

Messwert

Direkt messbarer Datenpunkt aus Datenerhebung oder Kombination dieser Datenpunkte und Grundbaustein der Kennzahlausgestaltung.

Netzanschlussbegehren

Anfrage eines Netzkunden an den Netzbetreiber zur Herstellung eines Anschlusses für Erzeugungs- oder Verbrauchsanlagen an das Stromnetz.

Netzanschlusskapazität

Verfügbare elektrische Leistung, die ein Netzbetreiber an einem bestimmten Punkt des Netzes für den Anschluss neuer Anlagen bereitstellen kann.

Outputorientierung

Regulatorischer Ansatz, bei dem nicht Maßnahmen (Input), sondern die tatsächlich erreichten Ergebnisse (Output) im Vordergrund stehen, etwa angeschlossene Leistung oder Anschlussgeschwindigkeit.

Redispatch 2.0

Koordiniertes Engpassmanagementsystem, bei dem Netzbetreiber die Einspeisung von Erzeugungsanlagen steuern, um Netzengpässe zu vermeiden, inklusive der Berücksichtigung von Anlagen unter 100 kW.

Netzservicequalität

Qualität der Prozesse und Interaktionen zwischen Netzbetreiber und Netznutzer, z. B. bei Bearbeitungszeiten, Kundenkommunikation und Verfügbarkeit von Informationen.

Smart Grid

Intelligentes Stromnetz, das durch Digitalisierung und Automatisierung eine effizientere, flexible und sichere Netzintegration von dezentralen Erzeugern und Verbrauchern ermöglicht.

Sektorübergreifende Netzplanung

Integrierte Planung von Strom-, Gas- und Wärmenetzen zur Erreichung der Energiewendeziele unter Berücksichtigung von Synergien zwischen den Infrastrukturen.

Spannungsebene

Technische Klassifikation der Netzebenen in Hoch-, Mittel- und Niederspannung, mit jeweils unterschiedlichen Anforderungen an Planung, Betrieb und Digitalisierung.

Versorgungssicherheit

Zuverlässigkeit der Energieversorgung im Stromnetz unter Berücksichtigung von Verfügbarkeit, Frequenz- und Spannungsqualität sowie der Widerstandsfähigkeit gegenüber Störungen.

B. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Outputorientierte Indikatoren der Energiewendekompetenz von Netzbetreibern	I
Abbildung 2: Verteilung Digitalisierungsindex der Energiewendekompetenz (Stand: 14.07.2025)	II
Abbildung 3: Verteilung Digitalisierungsindizes je Dimension der Digitalisierung (Stand: 14.07.2025)	III
Abbildung 4: Verteilung der Digitalisierungsindizes je Spannungsebene (Stand: 14.07.2025)	III
Abbildung 5: Schematische Darstellung Einordnung und Bestandteile von Kennzahlen	IV
Abbildung 6: Exemplarisch: Median Dauer Netzanschlussbegehren bis Zusage auf NS-Ebene	V
Abbildung 7: Funktionsweise eines energiewendekompetenten Netzbetreibers	10
Abbildung 8: Abfragen im Erhebungsbogen „Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung der Bundesnetzagentur GBK-24-02-1#5 vom 17.03.2025	12
Abbildung 9: Aufbau Digitalisierungsindex der Energiewendekompetenz	14
Abbildung 10: Verteilung Digitalisierungsindex je Dimension der Digitalisierung (Stand: 14.07.2025)	15
Abbildung 11: Verteilung Digitalisierungsindex der Energiewendekompetenz 2024 (Stand: 14.07.2025)	15
Abbildung 12: Verteilung Digitalisierungsindex der Energiewendekompetenz 2022 (Stand: 14.07.2025)	16
Abbildung 13: Verteilung Digitalisierungsindex der Energiewendekompetenz 2023 (809 Netzbetreiber Datenstand: 14.07.2025)	17
Abbildung 14: Verteilung Digitalisierungsindex je Spannungsebene (Stand: 14.07.2025)	17
Abbildung 15: Ableitung der Indikatoren aus der Funktionsweise eines energiewendekompetenten Netzbetreibers	20
Abbildung 16: Schematische Darstellung, Einordnung und Bestandteile von Kennzahlen	22
Abbildung 17: Indikatoren zur Ausgestaltung der Kennzahlen	23
Abbildung 18: Untersuchungsmethodik Kennzahlensystem	23
Abbildung 19: Boxplot Umsetzungsquote Anschlussbegehren EE NS	28
Abbildung 20: Boxplot Umsetzungsquote Anschlussbegehren EE NS (gefiltert)	29
Abbildung 21: Streudiagramm Anzahl Netzanschlussbegehren EE NS zu versorgter Fläche NS	29
Abbildung 22: Streudiagramm Anzahl Netzanschlussbegehren EE NS zu versorgter Fläche NS (gefiltert)	30
Abbildung 23: Streudiagramm Anzahl NAB EE NS zu versorgter Fläche in km ² , Fläche < 17 km ²	31
Abbildung 24: Streudiagramm Umsetzungsquote NAB EE NS zu Anzahl NAB EE NS, Fläche < 17 km ²	32
Abbildung 25: Streudiagramm Umsetzungsquote Anschlussbegehren EE NS zu Anschlussbegehren pro km ²	32
Abbildung 26: Boxplot Umsetzungsquote Anschlussbegehren EE MS	34
Abbildung 27: Umsetzungsquote Anschlussbegehren EE MS (gefiltert)	35
Abbildung 28: Anzahl Netzanschlussbegehren EE MS zu geogr. Fläche MS (links) und Ausschnitt gefiltert, < 193,23 km ²	35
Abbildung 29: Umsetzungsquote zu geographischer Fläche (links) bzw. Anzahl Netzanschlussbegehren (rechts) für Datensatzausschnitt mit Fläche < 193,23 km ²	36
Abbildung 30: Umsetzungsquote Anschlussbegehren EE MS zu Anteil WEA an Anschlussbegehren	38
Abbildung 31: Boxplot Umsetzungsquote Anschlussbegehren EE HS	38
Abbildung 32: Boxplot Umsetzungsquote Anschlussbegehren EE HS (gefiltert)	39
Abbildung 33: Boxplot Umsetzungsquote Anschlussbegehren Verbraucher und Speicher NS	41
Abbildung 34: Boxplot Umsetzungsquote Anschlussbegehren Verbraucher und Speicher NS (gefiltert)	42
Abbildung 35: Boxplot Umsetzungsquote Anschlussbegehren Verbraucher und Speicher MS	43
Abbildung 36: Boxplot Umsetzungsquote Anschlussbegehren Verbraucher und Speicher MS (gefiltert)	43

Abbildung 37: Boxplot Umsetzungsquote Anschlussbegehren Verbraucher und Speicher HS (gefiltert)	44
Abbildung 38: Boxplot Median der Anschlussprozessdauern EE NS (gefiltert)	47
Abbildung 39: Boxplot Median der Anschlussprozessdauern, TP1 EE NS	47
Abbildung 40: Boxplot Median der Anschlussprozessdauern, TP2 EE NS	48
Abbildung 41: Boxplot Median der Anschlussprozessdauern EW Verbraucher (gefiltert)	48
Abbildung 42: Boxplot Median der Anschlussprozessdauern EE MS (gefiltert)	49
Abbildung 43: Boxplot Median der Anschlussprozessdauern EW Verbraucher MS (gefiltert)	49
Abbildung 44: Boxplot Median der Anschlussprozessdauern EE HS (gefiltert)	51
Abbildung 45: Boxplot Median der Anschlussprozessdauern EW Verbraucher HS (gefiltert)	51
Abbildung 46: Schematischer Überblick zum Anreizmechanismus	54
Abbildung 47: Ermittlung Basiswert	56
Abbildung 48: Vorgehen zur Approximation der erneuerbar erzeugbaren Energie	59
Abbildung 49: Verteilungen Leistungsfaktoren Niederspannung und Mittelspannung (zusätzliche Erneuerbare Erzeugungstechnologien und zusätzliche Verbrauchseinrichtungen (Energiewendetechnologien))61	
Abbildung 50: Verteilung Zeitfaktoren Niederspannung und Mittelspannung (zusätzliche Erneuerbare Erzeugungstechnologien und zusätzliche Verbrauchseinrichtungen (Energiewendetechnologien))62	

C. Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Richtwerte zur Interpretation des Pearson-Korrelationskoeffizienten r .	24
Tabelle 2: Korrelation Umsetzungsquote Anschlussbegehren EE NS mit gebietsstrukturellen Merkmalen	33
Tabelle 3: Korrelation Umsetzungsquote Anschlussbegehren EE NS mit gebietsstrukturellen Merkmalen (gefiltert)	33
Tabelle 4: Korrelation Umsetzungsquote Anschlussbegehren EE MS mit gebietsstrukturellen Merkmalen	36
Tabelle 5: Korrelation Umsetzungsquote Anschlussbegehren EE MS mit gebietsstrukturellen Merkmalen (gefiltert)	37
Tabelle 6: Korrelation Umsetzungsquote Anschlussbegehren EE HS mit gebietsstrukturellen Merkmalen (gefiltert)	39
Tabelle 7: Korrelation Umsetzungsquote Anschlussbegehren Verbraucher und Speicher NS mit gebietsstrukturellen Merkmalen (gefiltert)	42
Tabelle 8: Korrelation Umsetzungsquote Anschlussbegehren Verbraucher und Speicher MS mit gebietsstrukturellen Merkmalen (gefiltert)	44
Tabelle 9: Korrelation Umsetzungsquote Anschlussbegehren Verbraucher und Speicher HS mit gebietsstrukturellen Merkmalen (gefiltert)	45
Tabelle 10: Korrelation Median der Anschlussprozessdauern EE NS mit gebietsstrukturellen Merkmalen (gefiltert)	48
Tabelle 11: Korrelation Median der Anschlussprozessdauern EW Verbraucher NS mit gebietsstrukturellen Merkmalen (gefiltert)	49
Tabelle 12: Korrelation Median der Anschlussprozessdauern EE MS mit gebietsstrukturellen Merkmalen (gefiltert)	50
Tabelle 13: Korrelation Median der Anschlussprozessdauern EW Verbraucher MS mit gebietsstrukturellen Merkmalen (gefiltert)	50
Tabelle 14: Korrelation Median der Anschlussprozessdauern EE HS mit gebietsstrukturellen Merkmalen (gefiltert)	52
Tabelle 15: Korrelation Median der Anschlussprozessdauern EW Verbraucher HS mit gebietsstrukturellen Merkmalen (gefiltert)	52
Tabelle 16: Grundlage zur Ermittlung der technologiespezifischen CO ₂ -Vermeidung (Quelle: Umweltbundesamt, 2025) (Lauf, 2025)	57
Tabelle 17: Unterstellte Volllaststunden und Vollzyklen Verbrauchseinheiten	59
Tabelle 18: Überblick über zusätzlich installierte Leistung erneuerbare Energien und Verbrauchseinrichtungen (Energiewendetechnologien) bei Beispiel-Netzbetreibern	64
Tabelle 19: Vergleichsfaktoren der Netzbetreiber	64
Tabelle 20: CO ₂ -Einsparung und monetäre Beanreizung	64

D. Referenzliste

- Akoglu, H. (2018). *User's guide to correlation coefficients*. *Turkish journal of emergency medicine*. Von <https://doi.org/10.1016/j.tjem.2018.08.001> abgerufen
- ARERA. (2024). *Annual Report on the state of services and activities carried out in 2023*.
- Bundesnetzagentur. (2024). *Eckpunkte zu den Methoden der Anreizmechanismen für die Versorgungsqualität von Energieversorgungsnetzen - insbesondere zur Steigerung der Energiewendekompetenz*.
- CEER. (2022). *6th Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply, chapter France*.
- CEER. (2022). *6th Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply, chapter Italy*.
- CEER. (2022). *6th Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply, chapter Spain*.
- CEER. (2022). *6th Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply, chapter Sweden*.
- CEER. (2022). *CNMC-Dokumente*.
- CEER. (2022). *CRE-Dokumentationen*.
- Cohen, J. (1988). *Statistical Power Analysis for the Behavioral Sciences (2nd ed.)*. Lawrence Erlbaum. Von <https://www.utstat.toronto.edu/brunner/oldclass/378f16/readings/CohenPower.pdf> abgerufen
- Consentec GmbH, FGH e.V., Frontier Economics Limited. (2010). *Konzeptionierung und Ausgestaltung des Qualitätselements (Q-Element) im Bereich Netzzuverlässigkeit Strom sowie dessen Integration in die Erlösobergrenze. Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur*.
- E-Bridge Consulting GmbH, ZEW GmbH, FGH e.V. (2020). *Gutachten zur Konzeptionierung eines Qualitätselementes*.
- E-Bridge Consulting GmbH, ZEW GmbH, FGH e.V. (2023). *Gutachten zur Konzeptionierung des Qualitätselements - weiterführende Analysen. Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur*.
- Ei. (2024). *Improved management of grid connection processes*. English summary on ei.se.
- Hilgers, R. H. (2019). *Korrelationskoeffizient nach Pearson*. In: Gressner, A.M., Arndt, T. (eds) *Lexikon der Medizinischen Laboratoriumsdiagnostik*. Berlin, Heidelberg: Springer Reference Medizin. Von https://doi.org/10.1007/978-3-662-48986-4_1763 abgerufen
- Knieps, G. B. (2003). *Zwischen Regulierung und Wettbewerb – Netzsektoren in Deutschland*. Berlin, Heidelberg: Springer Verlag.
- Kretschmer, T. K.-U. (2010). *Bedingungen und Prinzipien einer konsistenten Regulierung*. Betriebswirtschaftliches Institut, Lehrstuhl Controlling, Universität Stuttgart.
- Lauf, T. (2025). *Emissionsbilanz Erneuerbarer Energieträger - Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2023*. Umweltbundesamt.
- OFGEM. (2021). *Incentive on Connections Engagement (ICE)*.
- OFGEM. (2022). *Electricity Network Access and Forward-Looking Charges Significant Code Review – Decision and Direction*.
- OFGEM. (2023). *Guaranteed Standards of Performance*.
- Richard V. McCarthy, M. (2019). *Applying Predictive Analytics*.
- Schneider, A. H. (2010). *Linear regression analysis - part 14 of a series on evaluation of scientific publications*. *Deutsches Ärzteblatt Int*; 107(44): 776-82. Von <https://DOI: 10.3238/arztebl.2010.0776> abgerufen
- Swiss economics, sumicid. (2024). *Effizienzvergleich Verteilernetzbetreiber Strom der vierten Regulierungsperiode. Finales Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur*.
- Victor Miguel Ribeiro, G. (kein Datum). *Natural Gas Prices in the Framework of European Union's Energy Transition: Assessing Evolution and Drivers*. Von <https://psecommunity.org/wp-content/plugins/wporg/includes/file/2302/LAPSE-2023.10703-1v1.pdf> abgerufen
- WIK Consult. (2024). *Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für die vierte Regulierungsperiode Strom und Gas*.
- Ying Cao, M. M. (kein Datum). *Why is a small sample size not enough?* Open Access.

KOMPETENZ
IN ENERGIE

