

**Leistungsfähige
Verteilnetzbetreiber:
Wie Transparenz die
Energiewende beschleunigen
kann.**

Hintergrundpapier

Leistungsfähige Verteilnetzbetreiber: Wie Transparenz die Energiewende beschleunigen kann.

Oktober 2025

Autor: Daniel Fürstenwerth, 1000 GW Institut

Rollbergstraße 28a | 12053 Berlin

daniel.fuerstenwerth@1000GW.de | www.1000GW.de

Gefördert durch die Reiner Lemoine Stiftung

Zusammenfassung

1. Verteilnetzbetreiber sind zentral für die Energiewende – für den Ausbau der Erneuerbaren Energien, für die Elektrifizierung und für Flexibilität.
2. Lösungen für alle Herausforderungen im Verteilnetz stehen zur Verfügung, aber die Anreize für den Einsatz fehlen häufig.
3. Bestehende Anreiz- und Kontrollmechanismen in Deutschland funktionieren nur eingeschränkt – europäische Best Practices werden nicht umgesetzt.
4. Deutsche Verteilnetzbetreiber sind exzellent in der Gewährung der Stromnetzstabilität – viele für die Energiewende zentralen Aufgaben werden nicht ausreichend schnell gelöst.
5. Langfristig müssen die richtigen Anreize gesetzt werden – in Anreizregulierung und Gesetzen.
6. Stärkere Transparenz über die Performance einzelner Verteilnetzbetreiber kann einen wesentlichen Beitrag leisten: diese befähigt lokale Stakeholder dazu, von ihrem Verteilnetzbetreiber vor Ort bessere Performance und die Umsetzung von Best Practices einzufordern. Diese Lösung kann dezentral, alleine durch die Netznutzer umgesetzt werden.

Inhalt

Zusammenfassung.....	3
Einleitung.....	5
1. Verteilnetzbetreiber: Die Unternehmen und die Aufgaben	5
1.1 Verteilnetze.....	5
1.2 Verteilnetzbetreiber: die Unternehmen.....	6
1.3 Verteilnetzbetreiber - Energieversorger - Messstellenbetreiber	7
1.4 Aufgaben der Verteilnetzbetreiber in der Energiewende im Wandel.....	7
1.5 Zwischenfazit	9
2. Innovationen der Verteilnetzbetreiber	10
2.1 Beispiele für Netzanschluss großer EE und Batterien	10
2.2 Beispiele für Netzanschluss Elektrifizierungstechnologien	11
2.3 Beispiele für Flexibilität.....	11
2.4 Dezentrale Stromerzeugung & Teilhabe	11
2.5. Zwischenfazit	12
3. Anreize und Motivation für Verteilnetzbetreiber	12
3.1 Regulatorisches Umfeld	12
3.2 Anreizregulierung durch die Bundesnetzagentur – Status Quo und aktuelle Diskussion ...	12
3.3 Aufsicht & Missbrauchsverfahren durch die Bundesnetzagentur	14
3.4 Gesetzlich verankerte finanzielle Anreize für VNB	14
3.5 Weitere Anreizmechanismen für VNB.....	14
3.6 Internationale Best Practices der Regulierung von Verteilnetzbetreibern.....	15
3.7 Zwischenfazit	16
4. Diagnose: VNB in der Energiewende	17
4.1 Sicherheit der Stromversorgung.....	17
4.2 Geschwindigkeit der Umsetzung der Energiewende	17
4.3 Zwischenfazit	19
5. Lösungsansätze: Neue Anreize und mehr Transparenz	19
5.1 Gesamtfazit zur aktuellen Situation.....	19
5.2 Zentrale Lösung: Anreize gemäß internationalen Best Practices	19
5.3 Dezentral umsetzbare Lösung: Stärkere Transparenz	20
5.3.1 Wie könnte Transparenz aussehen?.....	20
5.3.2 Direkte und indirekte Anreize zu Innovation durch Transparenz.....	21
5.3.3 Beschleunigte Innovation durch Transparenz über Dienstleister	23
5.4 Fazit.....	23

Einleitung

Die Internationale Energieagentur IEA hat herausgearbeitet, dass die Stromsektoren der Industriestaaten bis 2035 klimaneutral sein müssen, um weltweit das 1,5°-Ziel zu erreichen. Vor diesem Hintergrund soll der Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch in Deutschland auf 80 Prozent erhöht werden. Hierfür werden zum einen sehr große installierte Leistungen an Erneuerbaren Energien erforderlich. Gleichzeitig müssen auch große Mengen an fossilen Energien in anderen Sektoren, wie dem Verkehr- und dem Wärmesektor, durch elektrische Energie ersetzt werden. Diese sogenannten Elektrifizierungstechnologien wie Wärmepumpen und Elektroautos müssen an das Stromnetz angeschlossen werden. Um diese neuen Abnehmer und die dargebotsabhängigen Erneuerbaren Energien zeitlich zusammenzubringen, wird ein großes Maß an Flexibilität benötigt.

Diese drei Dinge - Erneuerbare Energien, Elektrifizierungstechnologien und Flexibilisierung – werden zu einem weit überwiegenden Anteil im Verteilnetz angeschlossen. Dies macht Verteilnetzbetreiber zu einem zentralen Akteur der Energiewende. Ob wir als Gesellschaft erfolgreich unser Energiesystem klimaneutral modernisieren und damit zum globalen 1.5° Ziel beitragen, wird im Verteilnetz entschieden.

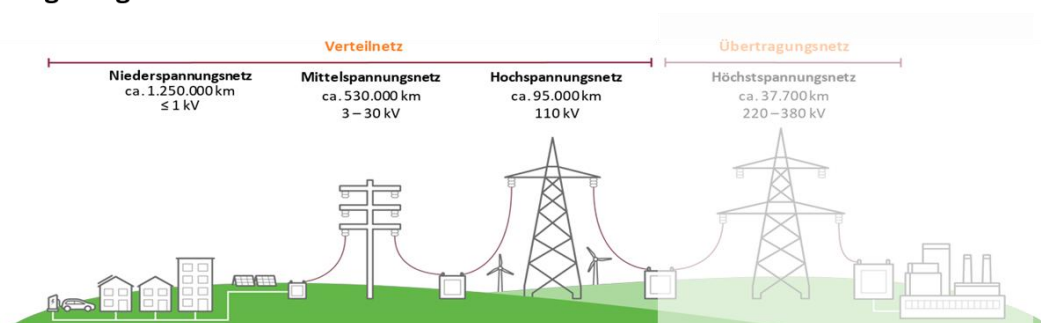
In diesem Hintergrundpapier soll ein Überblick gegeben werden, wo wir hierzu aktuell stehen – und welche Ansätze geeignet sein können, um das Verteilnetz fit zu machen für das klimaneutrale Energiesystem.

1. Verteilnetzbetreiber: Die Unternehmen und die Aufgaben

1.1 Verteilnetze

Die Verteilnetze für Strom wurden gegen Ende des 19. Jahrhunderts im Rahmen der Elektrifizierung erstmalig errichtet, meist durch die Kommunen vor Ort. Im 20. Jahrhundert wurden diese zu den heutigen großräumigen Strukturen verbunden. Zusätzlich wurden nationale und internationale Übertragungsnetze errichtet. Die gesamte Länge des deutschen Verteilnetzes ist etwa 1,88 Mio. Kilometer,¹ was dem fünffachen Abstand der Erde vom Mond entspricht. Die Niederspannung, an der die meisten privaten Wohngebäude angeschlossen sind, macht davon etwa zwei Drittel (67 %) aus. Die Mittelspannung, an der typischerweise größere Gebäudekomplexe und Gewerbebetriebe angeschlossen sind, machen 28 % aus.

Leitungslängen im Deutschen Stromnetz



Quelle: BDEW 2023

Das Hochspannungsnetz, welches überwiegend in ländlichen Regionen zum Einsatz kommt, macht lediglich etwa 5 % aus. Gegenüber dem Übertragungsnetz ist dies gemessen an der Leitungslänge immer noch fast dreimal länger. Große Industriebetriebe werden meist direkt an das Hochspannungs- oder an das Übertragungsnetz angeschlossen.

Neben Verteilnetzen für Strom gibt es auch Verteilnetze für Gas, welche hier jedoch nicht weiter betrachtet werden.

1.2 Verteilnetzbetreiber: die Unternehmen

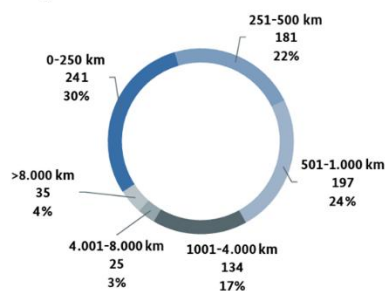
Das Verteilnetz ist ein typisches Beispiel für ein natürliches Monopol, also eine Marktstruktur, bei der es effizient ist, dass es keinen Wettbewerb gibt, sondern an jedem Ort nur ein einziger Anbieter die Infrastruktur bereitstellt. Die Unternehmen, welche die Verteilnetze besitzen und betreiben unterliegen daher der Regulierung der Bundesnetzagentur.

Seit der Errichtung befanden sich die Verteilnetzbetreiber nahezu ausschließlich in kommunalem Eigentum – bis zur Liberalisierung des Energiemarkts Ende der 1990er Jahre, als viele Energiekonzerne kommunale Netzbetreiber ganz oder teilweise kauften. Nach dem Jahr 2007 kam es infolge gesetzlicher Änderungen zu einer Welle der Rekommunalisierungen, in deren Rahmen zahlreiche Kommunen den Betrieb ihrer Verteilnetze wieder durch eigene Stadtwerke übernahmen. Dadurch können insbesondere bei technischen Arbeiten, wie Erdarbeiten bei Leitungsausbau und Instandsetzungen, signifikante Synergien mit anderen Leitungsmedien (z.B. Wasser und Fernwärme) erzielt werden.

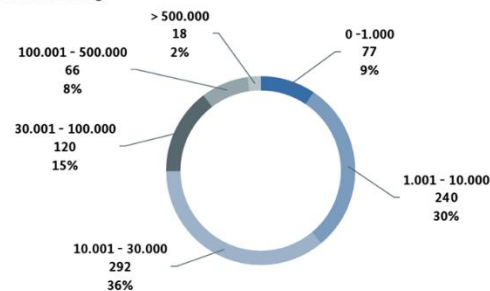
Heute gibt es 866 Verteilnetzbetreiber in Deutschlandⁱⁱ. Anhand der Netzlänge (linke Abbildung) wird ersichtlich, dass es sich bei etwas über der Hälfte (457) der Netzbetreiber um kleine Netzbetreiber mit jeweils weniger als 500 km Netzen handelt. Darunter sind viele Betreiber von großen Industriearealen. Die „mittleren“ Netzbetreiber mit Netzlängen zwischen 500 und 4.000 km machen weitere fast 40 % der Netzbetreiber aus (331). Hierzu zählen viele Stadtwerke von kleinen und mittleren Städten. Beispiele für Städte mit Netzbetreibern mit ca. 1.000 km Netzlänge sind Erfurt, Erlangen und Greifswald. Unter den 60 größten Netzbetreibern mit Netzlängen über 4.000 km sind sowohl die Netzbetreiber der großen Städte (Berlin ~35.000 km, Hamburg ~33.000 km) als auch die sogenannten „Flächennetzbetreiber“. Diese sind aus den Regionalversorgerstrukturen des letzten Jahrhunderts hervorgegangen und für die Versorgung sehr großer Flächen – teils in weitgehender Übereinstimmung mit Bundeslandgrenzen – verantwortlich.

Verteilnetzbetreiber in Deutschland nach Netzlänge und Anzahl Marktlokationen

Strom: Verteilnetzbetreiber nach Netzlänge in 2023
Anzahl und Verteilung



Strom: Verteilnetzbetreiber nach Anzahl der Marktlokationen in 2023
Anzahl und Verteilung



Quelle: Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2024

Eine detaillierte Übersicht über Eigentumsverhältnisse an Verteilnetzbetreibern ist nicht bekannt. Sowohl bei Stadtwerken als auch bei Flächennetzbetreibern sind Kommunen häufig mindestens Miteigentümer. Die zwei größten Eigentümer von Verteilnetzen sind die börsennotierten Unternehmen EON und EnBW. Dabei spielt EON eine besondere Rolle, da das Unternehmen gleichzeitig etwa 32 % des deutschen Verteilnetzes besitzt und nach eigenen Angaben 24 % Marktanteil am deutschen Endkundenmarkt für Strom hat.ⁱⁱⁱ

1.3 Verteilnetzbetreiber - Energieversorger - Messstellenbetreiber

Im Rahmen der Liberalisierung des Strommarktes wurde im Jahr 1998 die Trennung zwischen den Geschäftsfeldern des regulierten Netzbetriebs und dem wettbewerblichen Stromliefergeschäft gesetzlich vorgeschrieben. Dies soll der Diskriminierung von konkurrierenden Erzeugern und Stromlieferanten vorbeugen: der Netzbetreiber muss allen Energieversorgungsunternehmen die exakt gleichen Services in der gleichen Qualität liefern, auch wenn diese Konkurrenten des verbundenen Unternehmens „Energieversorger“ sind. Ausnahmen bezüglich der Umsetzung dieser Trennung gelten weiterhin für etwa 75 % der Netzbetreiber, welche mit unter 100.000 Anschlusspunkten von sogenannten De-minimis-Regelungen^{iv} profitieren. In diesen Fällen müssen die Mitarbeiter der Netzbetreiber Diskriminierungsfreiheit gewährleisten auch in solchen Fällen, wo ihre Kollegen im Mutter- oder Schwesterunternehmen mit „externen“ Konkurrenten um die an das Verteilnetz angeschlossenen Kunden sowie um knappe Netzanschlusskapazitäten konkurrieren.

Seit dem Jahr 2005 wurde zusätzlich die Rolle des „Messstellenbetreibers“ (MSB) aus dem Aufgabengebiet des regulierten Verteilnetzbetreibers ausgenommen, um auch hier Wettbewerb zu ermöglichen. Der Messstellenbetrieb umfasst alles, was für die Abrechnung von Strommengen erforderlich ist, inklusive der Bereitstellung der Messtechnik, den technischen Vorgaben an Zählerschränke, der Erfassung von Zählerständen, sowie der Verrechnung und Weiterleitung der erfassten Daten. Gleichzeitig sind die Verteilnetzbetreiber in ihrem Netzgebiet als grundzuständige Messstellenbetreiber (gMSB) für alle Messstellen zuständig, für die nicht separat ein wettbewerblicher Messstellenbetreiber (wMSB) beauftragt wird. Auch hier gilt die Verpflichtung des Verteilnetzbetreibers zu diskriminierungsfreiem Wettbewerb in dem Fall, dass externe Unternehmen in Konkurrenz zu dem eigenen Mutter- oder Schwesterunternehmen stehen.

1.4 Aufgaben der Verteilnetzbetreiber in der Energiewende im Wandel

Die Aufgaben der Verteilnetzbetreiber lassen sich in 5 Kategorien zusammenfassen. Bei der fünften Kategorie „Messstellenbetrieb“ handelt es sich strenggenommen um eine separate Aufgabe. Da der Verteilnetzbetreiber aber verpflichtet ist, die Gewährleistung der Verfügbarkeit der Angebote des Messstellenbetriebs als grundzuständiger Messstellenbetreiber (gMSB) zu gewährleisten, wird diese hier ebenfalls aufgeführt.

Im Folgenden werden diese Aufgaben grob beschrieben, mit einem Fokus auf spezifische Herausforderungen im Rahmen der Energiewende.

Übersicht: Aufgaben der Verteilnetzbetreiber

Netzplanung & Netzausbau	<ul style="list-style-type: none"> • Planung, Konsultation • Bauplanung und Projektumsetzung • Finanzierung
Netzanschluss	<ul style="list-style-type: none"> • Prozessabwicklung und Priorisierung Anfragen • Technische Anbindung Netznutzer • Erhebung Baukostenzuschüsse
Netzführung	<ul style="list-style-type: none"> • Monitoring Netze und Betriebsmittel • Steuern zum Vermeiden von Überlastung
Netzzugang	<ul style="list-style-type: none"> • Kaufen und Verkaufen von Strom ermöglichen • Verwaltung Netznutzerdaten • Abrechnung Netzentgelte, Bereitstellung Preissignale Netz
Messstellenbetrieb (gMSB)	<ul style="list-style-type: none"> • Bereitstellen von Mess- und Steuertechnik • Auslesen der Messwerte, Verrechnung und Versandt

Netzplanung und Netzausbau umfasst die strategische Planung und Konsultation, die konkrete Bauplanung und Projektumsetzung sowie die Finanzierung von Investitionen in die Netzinfrastruktur. Infolge der Energiewende hat sich diese Aufgabe deutlich verändert. So müssen zum Beispiel die Planungen eine sehr große Anzahl kleiner (<500MW) Erzeugungs- und Speicheranlagen berücksichtigen, wobei die Akteure vielfältig sind und die Realisierungswahrscheinlichkeiten teils unklar. Mit der Ermöglichung von vorausschauenden Netzinvestitionen im Jahr 2021 und der neuen Pflicht zur Veröffentlichung der Netzausbaupläne hat sich diese Aufgabe nochmals signifikant geändert. Die zentralen Herausforderungen in dem Bereich der Netzplanung sind die weit komplexeren Planungsanforderungen. Im Bereich des Netzausbaus werden durch die Energiewende in den nächsten Jahren so hohe Investitionen erforderlich, dass diese mit konventionellen Finanzierungswegen nur schwer zu erreichen sind. Eine zentrale Herausforderung werden hier innovative Finanzierungsmechanismen^v sein.

Netzanschluss umfasst die Annahme und Abwicklung von Anschlussanträgen, die technische Anbindung von Netznutzern sowie die Erhebung von Baukostenzuschüssen. Die Zahl der Anfragen ist in den letzten Jahren infolge des starken Zubaus von Photovoltaikanlagen, Ladepunkten und Wärmepumpen deutlich gestiegen, was die Prozessabwicklung vor neue Herausforderungen stellt. Mit zunehmender Elektrifizierung sind weitere Steigerungen der Antragszahlen zu erwarten. Insbesondere der Anschluss neuer Netznutzer an nach alten Planungsmaßstäben bereits ausgelastete Netze, welcher durch die Möglichkeiten zur Steuerung in Kombination mit flexiblen Netzanschlussverträgen möglich wird, stellt eine neue Aufgabe dar. Aufgrund der Verantwortung für die Stabilität der Stromversorgung obliegt es dem Verteilnetzbetreiber, durch technische Anschlussbedingungen (TABs) und bei größeren Anlagen durch eine anlagenspezifische Zertifizierung sicherzustellen, dass kein Netznutzer eine Gefahr darstellt. Durch die gesetzliche Änderung zur verpflichtenden Nutzung deutschlandweit einheitlicher technischer Anschlussrichtlinien (TAR) im Jahr 2024 können je nach bislang benutzten TABs Anpassungen erforderlich werden.

Netzführung beinhaltet die Überwachung der Netze und Betriebsmittel sowie Steuerungsmaßnahmen zur Vermeidung von Überlastungen. Hierunter fällt die zentrale Aufgabe der Verteilnetzbetreiber, die Systemstabilität zu jeder Zeit zu gewährleisten. Durch die Energiewende und die damit einhergehende veränderte Nutzung des Verteilnetzes sind hier

jedoch auch vollständig neue Aufgaben entstanden. Während historisch der Strom nur in eine Richtung floss, werden Verteilnetze heute gleichfalls zum „Einsammeln“ von Stromerzeugung aus Erneuerbaren genutzt. Monitoring der Netzzustände wird auch heute schon nicht nur in der Hochspannung, sondern auch in der Mittel- und Niederspannung benötigt, um die verfügbaren Netze kosteneffizient auszulasten. Für das aktive Steuern von Erzeugung und Verbrauch über Smart Meter müssen neue IT-Systeme eingeführt werden, die bislang meist nur für die Höchst- und Hochspannungsebenen im Einsatz waren.

Netzzugang ist der in den gesetzlichen Regeln verankerte Begriff für alle Prozesse, die der Netzbetreiber umsetzt, um den Netznutzern den Kauf- und Verkauf von Strom zu ermöglichen. Was sich einfach anhört, beinhaltet insbesondere den Betrieb von komplexen IT-Systemen, die sich in vielen Fällen über Jahrzehnte entwickelt haben. Dabei müssen alle Nutzer- und Strommengendaten rechtssicher verwaltet werden, um Käufer, Verkäufer und gehandelte Strommengen IT-seitig mit physikalischen Anknüpfungspunkten und Messungen zu verbinden. Zusätzlich müssen alle Transaktionen über 866 VNB standardisiert kommuniziert werden können (die sogenannte Marktkommunikation) und die physikalischen Verluste im eigenen Netz müssen erhoben und separat verrechnet werden. Durch die Einführung von 15-Minuten-Messwerten statt 1-Jahres-Messwerten, neuen Nutzungskonzepten wie der gemeinschaftlichen Nutzung von Erneuerbaren Energien, der Marktteilnahme auch von kleinen Erzeugern, Speichern und Letztverbrauchern (sogenannte „Flexumer“) entsteht hier ein sehr großer Anpassungsbedarf. Um das Ausmaß dieser Umstellung zu beschreiben, erscheint der Vergleich mit der Umstellung von der Papierüberweisung in einer regionalen Sparkasse hin zu modernen online-Trading-Apps auf einem Handy angemessen.

Ähnlich große Veränderungen sind zu erwarten in dem Gebiet der Abrechnung der Netzentgelte, welche ebenfalls in den Aufgabenbereich „Netzzugang“ fällt. In der Vergangenheit ging es hierbei vereinfachend gesagt darum, je Kunde einmal jährlich eine Abrechnung auf Basis einer einfachen Multiplikation zu erheben. Um die für die Energiewende erforderliche Flexibilität marktlich anzureizen, entsteht hier in Zukunft eine vollständig neue Aufgabe darin, ein mindestens zeitvariables Preissignal für die Nutzung des Netzes zu geben, welches den Netznutzern einen ökonomisch effizienten Anreiz zur Höherauslastung des Netzes gibt. Langfristig wird von Experten erwartet, dass sich diese Aufgabe zu einer je Ortsnetztrafo differenzierten day-ahead-Bepreisung der Netznutzung entwickeln kann.

Messstellenbetrieb (gMSB) umfasst die Bereitstellung von Mess- und Steuertechnik sowie das Auslesen, Verrechnen und Versenden von Messwerten. Eine zentrale Aufgabe hierbei ist der sogenannte Roll-out von Smart Meter Gateways. Mit dem Rollout intelligenter Messsysteme entwickelt sich der Messstellenbetrieb zunehmend zu einer zentralen Grundlage für die Steuerung von Erzeugung und Verbrauch. Die Erhebung und Weiterleitung von Messwerten erfordert dabei vollständig neue IT-Systeme und standardisierte Schnittstellen.

1.5 Zwischenfazit

Verteilnetzbetreiber bestehen zum größten Teil seit etwa einhundert Jahren. Durch die Energiewende stellen sich umfassende neue Anforderungen, die weit über das hinausgehen, was Verteilnetzbetreiber in den letzten Jahrzehnten gemacht haben. Ursache dafür sind insbesondere die Vielzahl von vielen kleinen Einspeisern statt wenigen großen, sowie der erforderliche Paradigmenwechsel weg von einer Kupferplatte hin zu einem aktiven Marktplatz zur Bewirtschaftung von beschränkten Netzkapazitäten. Das Ausmaß der erforderlichen Digitalisierung ist eine vollständig neue Herausforderung für die bislang auf die Bereitstellung von lokaler Infrastruktur fokussierten Unternehmen.

2. Innovationen der Verteilnetzbetreiber

Für viele der beschriebenen Herausforderungen gibt es bereits Lösungen, die bei verschiedenen Verteilnetzbetreibern standardmäßig zum Einsatz kommen. Dies können Innovationen und verbesserte Prozesse sein, die allein innerhalb des Unternehmens entstanden sind oder gemeinsam mit Partnern und Kunden entwickelt wurden. Dafür können auch Dienstleistungen, wie zum Beispiel neue IT-Tools oder Prozessdienstleistungen, von innovativen Anbietern eingekauft werden. Solche Umstellungen in Technik, Prozessen und IT-Systemen erfordern mindestens in der Einführungsphase einen teils signifikanten initialen Aufwand. Die langfristigen positiven Auswirkungen von solchen Innovationen können sowohl dem eigenen Unternehmen zugutekommen (geringere Kosten, höhere Mitarbeiterzufriedenheit), als auch den Kunden, also den Netznutzern. Neben den finanziellen Aufwänden können gerade im Fall von Anpassungen in IT und Prozessen auch langjährig eingespielte interne Abläufe und Strukturen betroffen sein.

Im Folgenden sind einige **exemplarische Beispiele** benannt, eine vollständige Übersicht über Innovationen bei VNB wird dabei nicht angestrebt.

2.1 Beispiele für Netzanschluss großer EE und Batterien

- Mit der Lösung „Fichtner Easy Connect“ bietet die Firma Fichtner IT-Consulting ein Tool an, mit dem Projektentwickler von Erneuerbaren Energien Anlagen eigenständig die verfügbaren Netzanschlusskapazitäten online prüfen können. Zum Einsatz kommt dieses Tool bereits bei MITNETZ Strom, LEW Verteilnetze und Bayernwerk unter dem Namen „SNAP“, für schnelle Netzanschlussprüfung.^{vi} Dem Tool zugrunde liegt eine automatisierte Analyse von verfügbaren Netzanschlussleistungen. Diese ersetzt die bisherigen zeitaufwendigen Anfragen und projektspezifischen Auswertungsprozesse und spart damit sehr viel Zeit der Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter des Netzbetreibers. Nach einem Start bei MITNETZ mit der Mittelspannung im Jahr 2020 wurde im Jahr 2025 die Möglichkeit auch für Prüfungen auf der Hochspannung geschaffen.
- Mit der sogenannten „Einspeisesteckdose“ stellen LEW Verteilnetz und Bayernwerk gebündelte Einspeisekapazität an fest definierten Umspannwerken vorab bereit.^{vii} Projektentwickler bewerben sich über ein standardisiertes Online-Verfahren auf einen bereits festgelegten Netzverknüpfungspunkt. Das ersetzt viele individuelle Anschlussprüfungen, schafft Transparenz und beschleunigt Prozesse. Die Bündelung erleichtert gemeinsame Anschlüsse, technologieübergreifende Lösungen und netzdienliche Speicherbetriebsweisen. Für die Netzbetreiber verbessert das die Auslastung und die vorausschauende Ausbauplanung.
- Die Überbauung von Netzanschlüssen mittels sogenannter Flexibler Netzanschlussverträge wird bereits von einigen Verteilnetzbetreibern wie dem Bayernwerk aktiv angeboten^{viii}. Dabei wird insbesondere der Sachverhalt ausgenutzt, dass Wind- und Solaranlagen so gut wie niemals genau gleichzeitig die maximale Leistung erzeugen, es also fast nie einen Sturm bei starkem Sonnenschein gibt. Dadurch können Netzanschlüsse schneller und kostengünstiger bereitgestellt werden.
- Durch regelmäßige regionale Austauschformate gemeinsam mit Kommunen und Projektentwicklern verbessert SH Netze die Qualität der Netzplanung. Eine digitale Datenbank ermöglicht es den Kommunen, die in Planung befindlichen Projekte und deren Entwicklung direkt mit dem Netzbetreiber zu teilen.^{ix} Auf sogenannten Netzentwicklungsforen, regionale Präsenzveranstaltungen, findet ein gemeinsamer Austausch mit Projektentwicklern statt, wobei auch mögliche Kooperationen zwischen

Projektentwicklern für einen schnelleren und kosteneffizienteren Netzanschluss erleichtert werden.^x

- Die Firma Epilot bietet digitale Portale für den Netzanschluss an, in denen die Projektentwickler selbst Formulare digital ausfüllen und Unterlagen hochladen können. Diese werden nahtlos in den Systemen des Verteilnetzbetreibers eingespielt, der in einer digitalen Projektmappe das Projekt gemeinsam mit dem Projektentwickler bearbeiten kann. Medienbrüche über PDF-Formulare, ausgedruckte und eingescannte Papiere, Dateneingaben durch Sachbearbeiterinnen und Sachbearbeiter des Verteilnetzbetreibers entfallen vollständig.
- Durch Auslastungs- und Freileitungsmonitoring können Netzbetreiber die Aufnahme von zusätzlicher Erzeugung an einem bestehenden Netz verbessern und damit langfristig auch zusätzliche Kapazität anschließen. Hierfür setzt z.B. SH Netz spezielle Technik und Software ein, die eine Echtzeitüberwachung erlaubt. Auf Basis dieser Daten können durch Algorithmen und Modelle in Kombination mit Wetterprognosen zukünftige Auslastungsszenarien simuliert werden.

2.2 Beispiele für Netzanschluss Elektrifizierungstechnologien

- Für Elektrifizierungstechnologien wie Wärmepumpen, elektrische Autos, Lastwagen und Gabelstapler, Elektrolyseure und direkte elektrische Heizungsanlagen stellen sich häufig die gleichen Herausforderungen wie für Erneuerbare Energien und Speicher. Alle oben beschriebenen verfügbaren Lösungen gelten daher gleichfalls. Konkret wurde zum Beispiel in dem SNAP-tool der MITNETZ (Schnelle Netzanschluss Prüfung) zuerst die Möglichkeit zur Netzprüfung für Projektentwickler für Erneuerbare Energien geschaffen, einige Zeit später die Funktionalität auch auf zukünftige Nachfrager erweitert.

2.3 Beispiele für Flexibilität

- Smart Meter sind eine wesentliche Voraussetzung für Flexibilität von Letztverbrauchern. Einige Verteilnetzbetreiber haben bereits eine Roll-out-Quote von über 30% (z.B. Westnetz, Stromnetz Berlin, Oberhausener Netzgesellschaft). Manche Netzbetreiber ermöglichen interessierten Kunden den freiwilligen Einbau eines Smart Meters in kurzer Zeit. In diesen Netzgebieten ist es den Netzkunden möglich, einen zeitvariablen Stromtarif zu nutzen und dadurch in Zeiten von geringen Strompreisen günstigen Strom zu beziehen.
- Ein „Digitaler Zwilling“, als ein möglichst vollständiges digitales Abbild des Verteilnetzes, ist die Grundlage für eine effiziente Höherauslastung des Netzes. Erst hierdurch können die Vorteile von flexiblen Verbrauchern (zum Beispiel Wärmepumpen, Elektroautos) und Erzeugern (zum Beispiel abschaltbare PV-Anlagen) wirklich einen effizienten Beitrag für das Verteilnetz bieten, bzw. der Einsatz bleibt auf wenige prognostizierbare Engpässe beschränkt. Unternehmen wie Envelio bieten solche Software-tools an.

2.4 Dezentrale Stromerzeugung & Teilhabe

- Mit dem „virtuellen Summenzähler“ werden Mieterstromprojekte günstiger, da auf eine zusätzliche Wandleranlage (Kosten ca. 10.000 EUR) verzichtet werden kann. Die Verrechnung der zuzuordnenden Strommengen erfolgt auf Basis von Daten aus den Smart Metern der Teilnehmenden. Viele Verteilnetzbetreiber akzeptieren dieses moderne Messkonzept oder bieten es sogar selbst in ihrer Rolle als grundzuständiger Messstellenbetreiber an.

- Während viele Verteilnetzbetreiber das neue Konzept der Gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung bislang nur akzeptieren, wenn ein wettbewerblicher Messstellenbetreiber die Aufteilung der Strommengen durchführt, bieten andere bereits die (gesetzlich verpflichtende) Umsetzung als gMSB an, und bieten darüber hinaus die Bereitstellung der Abrechnungsdaten an die Betreiber an (nicht gesetzlich verpflichtend).^{xi}

2.5. Zwischenfazit

Viele Verteilnetzbetreiber sind auch Innovationstreiber und entwickeln pragmatisch neue Lösungen für die Probleme – von technischen bis zu prozessualen Veränderungen. Viele innovative Dienstleister stehen zur Verfügung, um technische Lösungen anzubieten. Jedoch werden Innovationen häufig nicht flächendeckend von allen anderen Verteilnetzbetreibern übernommen, wie dies in einem Markt mit Wettbewerb geschehen würde.

3. Anreize und Motivation für Verteilnetzbetreiber

3.1 Regulatorisches Umfeld

Die grundsätzlichen Aufgaben der Verteilnetzbetreiber und der Bundesnetzagentur (BNetzA) bestimmt der Gesetzgeber, die Zuständigkeit liegt hierfür im Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE). Dabei sind die europarechtlichen Vorgaben zu der Unabhängigkeit des Regulierers zu berücksichtigen.

Die Bundesnetzagentur ist damit beauftragt, die Umsetzung der gesetzlichen Pflichten der VNB zu beaufsichtigen und in vielen Fällen zu konkretisieren. Sie kann in vielen Bereichen mit Festlegungen und Leitfäden detaillierte Vorschriften zu Prozessabläufen geben und Standards definieren, an welche die VNB gebunden sind.

Darüber hinaus gibt es weitere Stakeholder, die für das konkrete Handeln der Verteilnetzbetreiber ebenso relevant sein können. So vergeben zum Beispiel die Kommunen die Konzession zum Betrieb des Stromnetzes alle 20 Jahre neu an einen Netzbetreiber, und ermöglichen damit erst die wirtschaftliche Tätigkeit. In den Aufsichtsrat wird in vielen Fällen ein lokaler gewählter Politiker entsandt, und auch Presseberichte und Gerichtsurteile können das Handeln von Verteilnetzbetreibern beeinflussen.

3.2 Anreizregulierung durch die Bundesnetzagentur – Status Quo und aktuelle Diskussion

Netznutzer zahlen Geld an die Verteilnetzbetreiber für die Nutzung des Netzes, sogenannte Netzentgelte. Diese werden standardmäßig von den Stromlieferanten mit abgerechnet und an den Verteilnetzbetreiber weitergegeben. Weil es im Netz als natürliches Monopol keinen Wettbewerb gibt, wird die gesamte Höhe der Netznutzungsentgelte von der Bundesnetzagentur je Verteilnetzbetreiber festgelegt.

Diese Erlösobergrenze ermittelt die Bundesnetzagentur im Rahmen der Anreizregulierung für jeden einzelnen Verteilnetzbetreiber. Die Basis dafür bietet ein Benchmarking der Kosten aller VNB in Deutschland, der sogenannte Effizienzvergleich. Darin werden die gesamten Ausgaben des Verteilnetzbetreibers in Relation zu strukturellen Daten wie der Anzahl der Messpunkte und der Netzlänge gesetzt und ein „theoretisch 100% effizienter“ Netzbetreiber ermittelt. Von diesem ausgehend errechnet sich die Erlösobergrenze für jeden einzelnen Netzbetreiber, also

wieviel Einnahmen er im Laufe der Regulierungsperiode pro Jahr erzielen darf. Die aktuelle Regulierungsperiode läuft von 01.01.2024 bis zum 31.12.2028.

Eine Anpassung der Erlösobergrenze erfolgt durch den sogenannten „Q-Faktor“, welcher die Qualität der Leistung eines Verteilnetzbetreibers abbildet. In Deutschland wird dieser Q-Faktor derzeit ausschließlich durch den SAIDI-Wert (System Average Interruption Duration Index) ermittelt. Ein schlechter SAIDI-Wert führt damit direkt zu finanziellen Einbußen, die in einzelnen Fällen schon bis zu 4 % der gesamten jährlichen Erlöse des Netzbetreibers betroffen haben. Der Empfehlung der Europäischen Vereinigung der Energieregulatoren zur Einführung von weiteren Kunden-orientierten Qualitätskriterien (sogenannte „Commercial Quality“) ist die Bundesnetzagentur bislang nicht gefolgt.

Durch die aktuelle Anreizregulierung hat der Verteilnetzbetreiber einen Anreiz zur Reduktion von Kosten – da jede Einsparung direkt seinen Gewinn erhöht – sowie zur Gewährleistung einer maximal hohen Systemstabilität.

Aktuelle Diskussion um die Weiterentwicklung der Anreizregulierung

Die nächste Regulierungsperiode beginnt am 01.01.2029. Die Gestaltung der Anreize in dieser nächsten Periode diskutiert die Bundesnetzagentur mit den betroffenen Unternehmen in dem sogenannten „NEST“-Prozess (Abkürzung für: „Netze. Effizient. Sicher. Transformiert.“). Dabei werden von der Bundesnetzagentur aktuell vier Ziele genannt^{xii}:

1. Erhaltung eines attraktiven Investitionsumfeldes
2. Stärkere Vereinfachung und mehr Transparenz
3. Konsequente Anreize zur Erhaltung der Kosteneffizienz
4. Stärkere Ausrichtung an den Anforderungen der Energiewende

Während die ersten beiden Ziele einen Fokus auf die Unterstützung der Arbeit der Verteilnetzbetreiber haben, zielt das dritte Ziel auf die Reduktion der gesamten durch die Netznutzer zu tragenden Kosten ab. Inhaltlich neu ist das vierte Ziel, welches einen Schwerpunkt auf die aktuellen Herausforderungen der Energiewende im Verteilnetz legt.

Ein Verweis auf oder ein Abgleich mit den Empfehlungen des Verbandes der Europäischen Regulierer CEER (Council of European Energy Regulators) findet sich in den Dokumenten der Bundesnetzagentur nicht. Über die Einbeziehung von internationalen Experten sowie einen Austausch zu Stromnetz-spezifischen Best Practices mit Regulierern in europäischen Nachbarländern sind keine öffentlichen Informationen verfügbar.

Als Grundlage für die Ausgestaltung quantitativer Indikatoren für die stärkere Ausrichtung der Anreize an den Anforderungen der Energiewende wurde von der Firma E-Bridge Consulting im Auftrag der Bundesnetzagentur ein Gutachten erarbeitet^{xiii}. Darin wurden Indikatoren für „Energiewendekompetenz“ und „Digitalisierung“ erarbeitet. Nicht enthalten sind darin jegliche Aufgaben der Verteilnetzbetreiber im Bereich Netzzugang, wie z.B. die Qualität der Umsetzung der Festlegungen zur Marktkommunikation zu den Geschäftsprozessen zur Kundenbelieferung mit Elektrizität (GPKE) und den Wechselprozessen im Messwesen (WIM).

Internationale Beispiele für Anreize hin zu mehr Netzservicequalität – also Anreize für ein Handeln im Interesse der Netzanschlussnutzer - werden in dem Gutachten angeführt. Von den Gutachtern wird eine Umsetzung von solchen Anreizen entgegen den Empfehlungen von CEER und ohne Nennung von Gründen nicht empfohlen. Die Bundesnetzagentur neigt gemäß der begleitenden Bewertung des Gutachtens aktuell dazu, solche Kriterien nicht weiter zu verfolgen

und verweist dabei auf bestehende gesetzliche Vorgaben und Mindestkriterien, auch wenn diese „nicht systematisch incentiviert“ werden.^{xiv}

3.3 Aufsicht & Missbrauchsverfahren durch die Bundesnetzagentur

Die Bundesnetzagentur ist damit beauftragt, das Handeln der Verteilnetzbetreiber zu überwachen und wo nötig einzugreifen. Dafür steht die Bundesnetzagentur mit den VNB im intensiven Austausch und verfolgt strukturelle Probleme, sofern es darauf Hinweise gibt. Sie ist berechtigt, im Einzelfall Anordnungen an die betroffenen Verteilnetzbetreiber zu erteilen.

Im Fall von Streitfällen zwischen Netznutzern und Netzbetreibern kann die Bundesnetzagentur sogenannte „Missbrauchsverfahren“ durchführen. Mittels solcher Verfahren kann eine fehlende Umsetzung von Mindestkriterien an die Servicequalität von Verteilnetzbetreibern eingefordert werden. Sie kommen zum Beispiel dann zum Einsatz, wenn ein Netzbetreiber die Auffassung vertritt, dass spezielle Messkonzepte nicht rechtskonform umsetzbar sind, während ein Netznutzer diese für umsetzbar hält. Die typische Dauer eines solchen Missbrauchsverfahrens beträgt in etwa 2 Jahre. Aufgrund der hohen Aufwendungen auf Seitens des Netzkunden sind solche Verfahren in den wenigsten Fällen für typische Erneuerbare Energien-Projekte mit Investitionsvolumina unter 1 Million EUR geeignet.

Eine niederschwellige Möglichkeit zur Beeinflussung des Verhaltens der Netzbetreiber sind sogenannte „Positionspapiere“, in denen die Beschlusskammern der Bundesnetzagentur ihre Position zu bestimmten Fragen von besonderer Relevanz kommuniziert. Diese sind nicht rechtlich verbindlich, aber faktisch prägend, da sie anzeigen, in welcher Weise die Bundesnetzagentur in einem Verfahren voraussichtlich entscheiden würde.

3.4 Gesetzlich verankerte finanzielle Anreize für VNB

In den meisten Aufgabenbereichen werden die Aufgaben der Verteilnetzbetreiber im Gesetz grundsätzlich definiert, die Kontrolle über die Einhaltung und damit der Anreiz für die Einhaltung aber durch die Bundesnetzagentur gewährleistet. Grundsätzlich kann jedoch auch der Gesetzgeber direkte Anreize für die Umsetzung spezifischer Aufgaben vorgeben.

Ein Beispiel dafür stellt der § 9 Absatz 2a EEG 2025 dar. Dort ist geregelt, dass der Verteilnetzbetreiber einen Betrag von 100 EUR pro Jahr an den Betreiber einer Erneuerbaren Energien-Anlage zu entrichten hat, sofern die Fernsteuerung über das SMGW (Smart Meter Gateway) nicht funktioniert.

3.5 Weitere Anreizmechanismen für VNB

Konzessionen

Mit einer Konzession vergibt eine Kommune das Recht, das lokale Stromnetz für 20 Jahre zu betreiben. Damit hat die Kommune die direkte Entscheidung über die Geschäftsgrundlage des Verteilnetzbetreibers. Im Rahmen der Ausschreibung der Netzkonzession kann die Kommune sich nach 20 Jahren für den gleichen oder einen anderen Betreiber des lokalen Verteilnetzes entscheiden. Diese Entscheidungsgewalt führt dazu, dass Verteilnetzbetreiber einen Anreiz für eine besonders gute Beziehung zu den konzessionsgebenden Kommunen pflegen.

Eigentümer & Aufsichtsrat

Eigentümer sind grundsätzlich an einer möglichst hohen Rendite interessiert, welche im Wesentlichen durch die Anreizregulierung vorgegeben wird. Darüber hinaus können gerade im Fall von kommunalen Eigentümern auch weitere „informelle“ Ziele relevant sein, wie die

Unterstützung der Energiewende vor Ort. Sofern die Kommune mindestens anteiliges Eigentum an dem Verteilnetzbetreiber hält, wird die Kommune meist im Aufsichtsrat oder einem vergleichbaren Gremium des Netzbetreibers repräsentiert. Dies kann zum Beispiel durch eine Bürgermeisterin, Mitarbeitende der Kommune oder ein Mitglied der Kommunalverwaltung erfolgen.

Gerichte

Jeder Verteilnetzbetreiber kann grundsätzlich vor einem regulären Gericht verklagt werden. Insbesondere wenn einem Netzanschlussnutzer finanzieller Schaden aufgrund eines Fehlverhaltens des VNB entsteht, kann dieser den Schaden einklagen, sofern dieser gerichtsfest belegbar ist. Aufgrund der hohen Abhängigkeit der Kunden von der guten Zusammenarbeit mit dem lokalen VNB wird dieser Weg jedoch nur sehr selten gewählt.

Öffentlicher Druck

Als Monopolisten sind VNB nicht von der Bewertung durch die Öffentlichkeit abhängig, legen jedoch in den meisten Fällen durchaus Wert auf eine positive Außenwahrnehmung. Eine Berichterstattung in den Medien hat angeblich schon zu Veränderungen in Verfahren und Prozessen geführt.

3.6 Internationale Best Practices der Regulierung von Verteilnetzbetreibern

Der Europäische Verband der Regulierungsbehörden CEER (Council of European Energy Regulators) veröffentlicht jährlich einen Vergleich der Regulierungsansätze verschiedener Länder.^{xv} Darin liegt der Schwerpunkt auf drei Aspekten der Regulierung: Stabilität der Stromversorgung, Spannungsqualität und „Commercial Quality“. Auf Basis dieser Untersuchungen und der dabei stattfindenden Austausche internationaler Experten verfasst CEER Empfehlungen für die europäischen Regulierungsbehörden, mit Best Practices.

Im Folgenden soll der dritte Aspekt der „Commercial Quality“ genauer betrachtet werden.

Best Practice 1: Service-Level-Qualität als Anreizfunktion für Netzbetreiber

Gemäß den Einschätzungen der internationalen Experten sollte neben den technischen Aspekten der Servicequalität auch die Qualität der Prozesse zwischen Kunden und Verteilnetzbetreibern mit expliziten Anreizen versehen werden. Dies ist Gegenstand der Kategorie „Commercial Quality“. Der Fokus liegt dabei auf der Sicherung von Mindeststandards der Kundendienstleistungen, welche in Abwesenheit von Wettbewerb auf andere Weise sichergestellt werden muss. Von den 34 teilnehmenden nationalen Regulatoren erfassen 32 mindestens einen Indikator der minimalen Service-Level-Qualität. Zumeist sind dies Indikatoren für maximale Zeiträume, innerhalb derer ein Netzanschluss oder der Einbau eines neuen Zählers erfolgen muss, oder Rückmeldungen zu schriftlichen Anfragen an den Verteilnetzbetreiber. Wesentliche Voraussetzung dafür ist die technische Erfassung dieser Indizes. Hierfür wird unter anderem ein Best-Practice-Beispiel aus Georgien genannt.

Best Practice 2: Transparenz über Netzanfragen in Georgien

In Georgien hat der Regulator eine zentrale Datenbank eingerichtet, in der der Bearbeitungsfortschritt aller Netzanschlussanfragen, die bei allen Netzbetreibern eingehen, IT-technisch erfasst und verfolgt werden. Dadurch kann der Regulator zu jeder Zeit ohne aufwendige Abfragen und Auswertungen einsehen, wie viele Netzanschlussprozesse je VNB

offen sind, und wie lange die durchschnittliche Dauer bis zum Netzanschluss ist. Aufwendige Abfragen in Excel-Tabellen oder ähnlichem entfallen dadurch vollständig.

Best Practice 3: Automatische Entschädigungen für die Kunden

Bei 21 der teilnehmenden Regulatoren sind mit den Indikatoren der minimalen Service-Level-Qualität Entschädigungszahlungen an den Kunden verbunden im Fall der Nicht-Erfüllung. Für die privaten und profitorientierten Unternehmen wird dadurch der altruistische Anreiz zum regelkonformen Verhalten ergänzt durch einen finanziellen Anreiz: Die Erbringung der eingeforderten Leistung wird finanziell attraktiver als die nicht-Erbringung. Etwaige Unsicherheiten bezüglich der Einforderung von regelkonformen Verhalten werden hierdurch ausgeschlossen.

Um zusätzlich noch die Unsicherheit über das Erfordernis der Auszahlung zu beseitigen, schlägt CEER als Best Practice (Nr. 3 auf Seite 168) die automatisierte Auszahlung solcher Entschädigungen vor. Das heißt der Kunde muss keinen Antrag auf Zahlung stellen, sondern der Verteilnetzbetreiber überweist eigenständig die Entschädigung an den Kunden, ohne dass es einer Aufforderung bedarf. Die effiziente Abwicklung erfolgt dabei meist über eine Reduktion der Netzentgelte, welche dem Endkunden über den Stromliefervertrag in Rechnung gestellt werden. Konkret erhält der Endkunde also z.B. im Fall eines verspätet eingebauten Smart Meters eine Reduktion in der Stromrechnung, der Netzbetreiber erhält einen eindeutigen Anreiz für einen zeitgerechten Einbau.

In 11 der 34 betrachteten Ländern werden diese empfohlenen Best Practices der automatischen Entschädigungszahlungen bereits heute umgesetzt.

3.7 Zwischenfazit

Verteilnetzbetreiber sind Monopole und werden reguliert. Zugleich stammen die Anreize und Kontrollmechanismen aus einer Zeit, in der Veränderungen am Energiesystem weitaus weniger dynamisch waren, als sie es heute sind. In Deutschland fehlen bislang Anreize für Kundenorientierung, Innovation und Geschwindigkeit, welche nicht dem Ziel der Kostenersparnis oder der Stabilität des Stromnetzes dienen. Aktuell werden in Deutschland im Rahmen des NEST-Prozesses Anpassungen hin zu Anreizen für einen schnelleren Netzanschluss diskutiert. Dabei werden aktuell weder Anreize für Netzservicequalität noch eine Pönalisierung im Einzelfall in Betracht gezogen. Ein Austausch zu Best Practices in der Regulierung von Verteilnetzbetreibern im internationalen Kontext scheint bislang auf Seiten der Bundesnetzagentur nicht stattgefunden zu haben.

Internationale Best Practices der Regulierung enthalten hingegen Anreize für Netzservicequalität (umgesetzt von >90 % der EU-Regulierer), inklusive automatisch zu überweisender Entschädigungen im Fall des Unterschreitens von Mindestkriterien (umgesetzt von >30 % der EU-Regulierer).

Die aktuellen Prozesse der Bundesnetzagentur zur Aufsicht über 866 Verteilnetzbetreiber erscheinen der benötigten Geschwindigkeit der Energiewende nur bedingt gewachsen, die Möglichkeiten zur Eskalation im Fall von Streitfällen erscheinen mindestens für den Fall von kleinen Erneuerbaren Energien-Anlagen nicht angemessen.

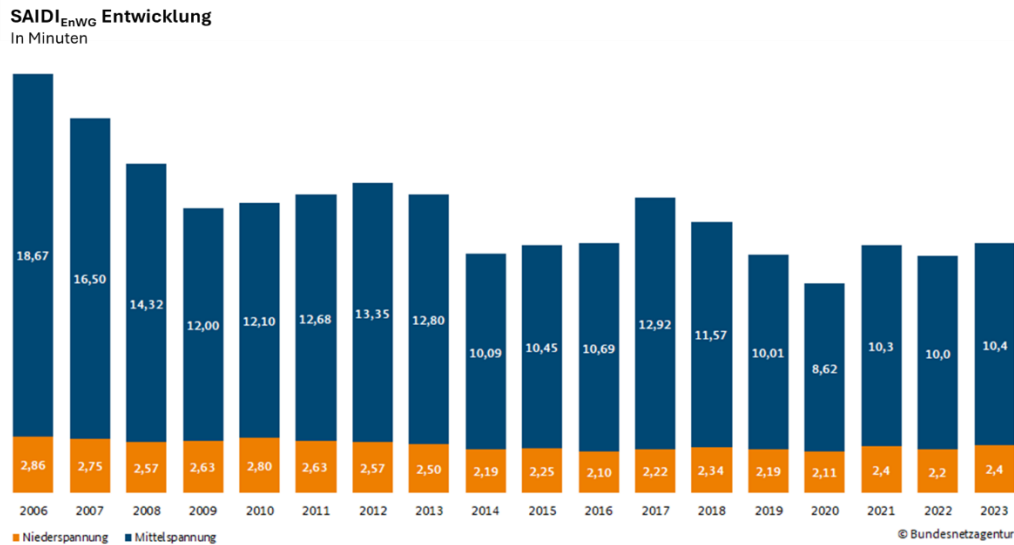
Neben der Anreizregulierung bestehen weitere Anreize für Verteilnetzbetreiber, die sich aus der Vergabe der Konzessionen durch die Kommunen, die kommunalen Eigentümer, die Möglichkeit für Gerichtsverfahren und für öffentlichen Druck vor Ort ergeben. Hierdurch kann lokal ein Anreiz zur Kundenorientierung entstehen.

4. Diagnose: VNB in der Energiewende

4.1 Sicherheit der Stromversorgung

Die Versorgungssicherheit des deutschen Verteilnetzes ist weltweit führend. Dies belegen die jährlichen Erhebungen des sogenannten SAIDI-Wertes^{xvi}, der die durchschnittliche Länge der Stromunterbrechung für einen Letztverbraucher pro Jahr ermittelt. Im Europäischen Vergleich sind lediglich die Netzbetreiber der Schweiz und Dänemarks auf dem gleichen Niveau^{xvii}.

Entwicklung der Versorgungssicherheit im deutschen Verteilnetz, 2006 bis 2023



Quelle: Bundesnetzagentur online

Besonders hervorzuheben ist, dass die deutschen Verteilnetzbetreiber auch im Zuge des exponentiellen Wachstums der an das Netz angeschlossenen fluktuierenden Erneuerbaren Energien in der Zeit zwischen 2006 und 2023 sogar eine Reduktion der Stromunterbrechungen erreichen konnten.

4.2 Geschwindigkeit der Umsetzung der Energiewende

Während die Verteilnetzbetreiber die Stabilität der Stromversorgung hervorragend gewährleisten, bestehen in anderen Bereichen große Herausforderungen. Dabei sind nicht alle Herausforderungen allein auf die Handlungen der Verteilnetzbetreiber zurückzuführen – auf eine detaillierte Analyse der Ursachen und Wirkungsketten soll hier jedoch verzichtet werden.

Netzanschluss Erneuerbarer Energien und Speicher

Für große Erneuerbare Energien-Kraftwerke, wie PV-Freiflächenanlagen und Windanlagen stellen sich die größten Herausforderungen bei der physikalischen Anbindung an das Netz, also in den Bereichen Netzplanung, Netzausbau und Netzanschluss. Eine im Vergleich zu der EE-Ausbaugeschwindigkeit langsame Geschwindigkeit des Netzausbaus – insbesondere in der Ebene der Hochspannung - verzögert die Anschlüsse von EE-Anlagen und Speicher. In vielen Fällen erscheinen die Prozesse zum Netzanschluss in der Hoch- und Mittelspannung geeignet für eine geringe Anzahl an neuen Großkraftwerken und Großabnehmern, nicht jedoch für die hohe Zahl an EE-Anlagen, die gemäß den Plänen der Bundesregierung errichtet werden sollen. Zumeist sind die Webportale zwar grundsätzlich vorhanden - der Prozessablauf zum Netzanschluss bleibt jedoch häufig intransparent, ein digitales integriertes Prozessmanagement

ist noch nicht umgesetzt. Flexible Netzanschlussvereinbarungen, welche Netzanschlüsse auch in bereits hoch ausgelasteten Netzregionen ermöglichen können, werden von vielen VNB noch nicht umgesetzt. Als wesentlicher Grund dafür wird häufig das Fehlen einer digitalen Netzführung, zum Beispiel mit Hilfe eines digitalen Zwillings, benannt.

Elektrifizierung

Bei der Elektrifizierung von Unternehmen stellen sich vergleichbare Herausforderungen wie für große Erneuerbare Energien-Kraftwerke. Zwar müssen hier häufig keine neuen Leitungswege genehmigungsrechtlich erschlossen werden. Eine Verstärkung von bereits vorhandenen Netzen und Netzbetriebsmitteln wird aber in vielen Fällen erforderlich, wenn CO₂-verbrauchende Prozesse durch elektrische Prozesse wie Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge ersetzt werden. Insbesondere die Möglichkeit von flexiblen Netzanschlüssen könnte hier eine Lösung darstellen, das Fehlen davon verhindert jedoch die zeitnahe Anbindung von neuen flexiblen Lasten.

Flexibilisierung

Mit der Elektrifizierung kommen sehr große Mengen an neuen, flexiblen Stromverbrauchern in das Stromsystem. Ein anschauliches Beispiel dafür sind Elektroautos in einer von Pendlern geprägten Wohngegend: Wenn diese alle zwischen 18 und 19 Uhr mit voller Leistung ihre Batterie laden, stellt dies eine große Herausforderung für das Verteilnetz dar. Andererseits können diese Batterien sogar netzdienlich genutzt werden. Zentral hierfür sind angemessene Preissignale aus dem Netz. Seit 01.01.2025 sind solche zeitvariablen Preissignale von allen Verteilnetzbetreibern verpflichtend anzubieten. Aufgrund der hohen zeitlichen Detaillierung (15 Minuten statt 60 Minuten) und der im Verhältnis zu den bisherigen Standards hohen Komplexität der Abrechnung (zeitvariable Tarife) ist dies eine sehr große Herausforderung für eine die IT-Abteilung des Verteilnetzbetreibers.

Dezentrale Stromerzeugung & Teilhabe

Die Gewährung des Netzzugangs für einen Netznutzer in einem Einfamilienhaus mit PV-Anlage und Speicher stellt vermutlich für alle Verteilnetzbetreiber eine einfache Aufgabe dar. Weit komplexer und in der Praxis mit vielen Herausforderungen einhergehend sind gemeinschaftliche Eigenversorgungskonzepte in Mehrfamilienhäusern, wie Mieterstrom und Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung. In vielen Fällen wird aus der Praxis berichtet, dass die fehlende Erfüllung der gesetzlichen Vorgaben durch die Verteilnetzbetreiber die größte Herausforderung bei der Umsetzung solcher Modelle ist. Die gleichen Erfahrungen werden berichtet bezüglich der Gewährung des Marktzugangs für kleine Erzeuger, welche nicht die „einfache“ Einspeisevergütung in Anspruch nehmen, sondern den Strom im Rahmen der sogenannten „Direktvermarktung“ an der Börse verkaufen möchten. Obwohl diese Form der Vermarktung für das Stromsystem sehr vorteilhaft und wichtig ist, gestaltet sich die praktische Umsetzung bei sehr vielen Verteilnetzbetreibern sehr schwierig. Als Ursache dafür wird von Expertinnen und Experten insbesondere auf die fehlende Umsetzung der regulatorisch verbindlich vorgegebenen Prozesse genannt, also die Einhaltung von Mindestkriterien der Servicequalität durch die Verteilnetzbetreiber.

Smart-Meter Rollout

Während einige Verteilnetzbetreiber den Smart-Meter-Rollout bereits weitgehend abgeschlossen haben, stockt der Rollout bei vielen. Ähnlich differenziert ist die Situation bei dem Roll-out von Systemen zur Steuerung kleiner Erzeuger und Verbraucher über das SMGW, welcher eng verbunden ist mit dem oben genannten Echtzeitmonitoring des Netzes. Dabei ist

ein flächendeckender Rollout eben dieser Technologie die Grundlage für Flexibilität und damit für die Integration von Erneuerbaren Energien.

4.3 Zwischenfazit

Die Verteilnetzbetreiber in Deutschland leisten außerordentlich gute Arbeit in dem Aufgabengebiet, welches in der Anreizregulierung mit einem direkten finanziellen Einfluss für den Verteilnetzbetreiber verbunden ist: Der SAIDI-Index in Deutschland ist europaweite Spitze.

Herausforderungen zeigen sich jedoch in den Bereichen, wo keine finanziellen Anreize für eine gute Performance bestehen. Dies beinhaltet insbesondere die Herausforderungen, welche mit Blick auf das Erreichen des 1.5° Ziels, besonders kritisch sind – die Integration von Erneuerbaren Energien und Elektrifizierungstechnologien und das Ermöglichen von Flexibilität. Während einige Verteilnetzbetreiber hier mit Best Practices zeigen, wie die Herausforderungen gelöst werden können, zeigt sich generell eine geringe Geschwindigkeit der Übernahme von Innovationen und ein mangelnder Fokus auf die Interessen der Netznutzer.

5. Lösungsansätze: Neue Anreize und mehr Transparenz

5.1 Gesamtfazit zur aktuellen Situation

Aus Sicht von vielen Branchenakteuren stellen Verzögerungen bei der Umsetzung von Innovationen und Weiterentwicklung von Prozessen und Technologien bei Verteilnetzbetreibern eine zentrale Hürde für die Energiewende dar.^{xviii} Die oben durchgeführte Analyse von Handlungsfeldern und Anreizen für Verteilnetzbetreiber legt nahe, dass die grundlegende Ursache in fehlenden Anreizen liegt. Aktuell haben Verteilnetzbetreiber lediglich zwei direkte Zielfunktionen: Kosten minimieren und Stabilität der Stromversorgung maximieren. Für die Umsetzung der für das Erreichen des 1,5° Ziels zentralen Aufgaben, dem Anschluss von (1) Erneuerbaren Energien und (2) Elektrifizierungstechnologien, sowie für das Unterstützen von (3) Flexibilisierung gibt es derzeit keine finanziellen Anreize.

In der Theorie des deutschen Regulierungsrahmens werden diese Aufgaben über die Definition von Mindestkriterien der Servicequalität eingefordert – von gesetzlichen Anforderungen für maximale Dauern für Netzanschlüsse bis zu Festlegungen für die Umsetzung von Prozessen der Marktkommunikation. In der Praxis sind die angewandten Verfahren zur Überwachung dieser Mindestkriterien bei über 800 Verteilnetzbetreibern nicht geeignet, um die Erfüllung zu gewährleisten.

Die Analyse der Empfehlungen des Verbandes der Europäischen Regulierer CEER hat gezeigt, dass dieses Phänomen unter internationalen Experten umfassend bekannt ist, ebenso wie Lösungen hierfür.

5.2 Zentrale Lösung: Anreize gemäß internationalen Best Practices

Für eine nachhaltige Verbesserung der aktuellen Herausforderungen sind adäquate Anreize für die Verteilnetzbetreiber zentral. Die im Rahmen des NEST-Prozesses diskutierten Indizes der „Energiewendekompetenz“ und „Digitalisierung“ stellen signifikante Verbesserungen ggü. dem Status Quo dar. In den Bereichen des physikalischen Netzanschlusses von Erneuerbaren Energien und Elektrifizierungstechnologien würden hier ab 2029 erstmals Anreize für Verbesserungen geschaffen. Gemäß dem aktuellen Vorschlag zur Definition der neuen Indizes

würden jedoch alle Aufgaben der Verteilnetzbetreiber im Bereich des Netzzugangs – also dem Ermöglichen des kaufmännischen Marktzugangs - vollständig ohne Anreize verbleiben.

Weiterhin nicht adressiert in den aktuellen Vorschlägen wird zudem die enge Einbindung der Perspektive der Netzkunden. Statt finanziellen Anreizen für eine gute Netzservicequalität sollen weiterhin eine Vielzahl von detaillierten Mindestkriterien in einer Vielzahl von Gesetzen und Festlegungen dazu führen, dass die Verteilnetzbetreiber gegenüber den Netznutzern optimale Leistungen erbringen.

Dies widerspricht den internationalen Best Practices und den Empfehlungen von CEER. Dessen folgend, sollte auch in Deutschland in Zukunft die Netzservicequalität im Rahmen der Anreizregulierung mit in den Fokus genommen werden. Insbesondere zeigen internationale Erfahrungen, dass Mindestkriterien nicht durch eine Hoffnung auf regelkonformes Verhalten angereizt werden sollten, sondern mit finanziellen Anreizen. Konkret empfiehlt CEER transaktionskostenoptimierte Verfahren der automatischen Entschädigung, wenn Mindestkriterien nicht erfüllt werden.

Während neue strukturelle Anreize für höhere Netzservicequalität erst mit Beginn der neuen Regulierungsperiode ab 2029 möglich sind, können spezifische Anreize für einzelne Mindestkriterien jederzeit vom Gesetzgeber geregelt werden. Ein Beispiel welches weitgehend den Empfehlungen von CEER entspricht, sind die Anreize für die funktionierende Steuerung von Erneuerbaren-Energien-Anlagen über das SMGW im §9 Absatz 2a EEG.

5.3 Dezentral umsetzbare Lösung: Stärkere Transparenz

Neben direkten finanziellen Anreizen können auch indirekte Anreize einen Einfluss auf das Verhalten von Verteilnetzbetreibern haben. Dabei handelt es sich im Wesentlichen um Anreize, welche durch die Bedeutung von lokalen Stakeholdern für den Verteilnetzbetreiber entstehen: die Konzessionsvergebende Kommune, die Bürgermeisterin oder der Bürgermeister im Aufsichtsrat sowie lokale Medien.

Um diese Anreizmechanismen zu stärken, ist ein hohes Maß an Transparenz über die Performance des lokalen Verteilnetzbetreibers – insbesondere im Vergleich zu anderen, ggf. benachbarten Verteilnetzbetreibern – erforderlich. Ohne diese Transparenz fällt es den lokalen Stakeholdern schwer, konkrete Verbesserungsmaßnahmen einzufordern. Denn häufig ist vor Ort nicht bekannt, was von anderen Verteilnetzbetreibern im aktuellen regulatorischen Rahmen bereits umgesetzt wird und wo regulatorische Anpassungen wirklich erforderlich sind.

Wie solch ein hohes Maß an Transparenz aussehen könnte, und über welche Mechanismen diese zu mehr Innovation und besserer Performance der Verteilnetzbetreiber führen kann, wird im Folgenden beschrieben.

Ein wesentlicher Unterschied zu den oben beschriebenen Anpassungen der finanziellen Anreize ist, dass diese Lösung nicht notwendigerweise durch zentrale Organe wie Bundesnetzagentur und Bundesministerien umgesetzt werden muss. Alleine auf Basis der geltenden Regeln und der von Netznutzern der verschiedenen Verteilnetzbetreiber gemachten Erfahrungen kann die Transparenz auch dezentral hergestellt werden.

5.3.1 Wie könnte Transparenz aussehen?

Auf einer Transparenz-Website könnten alle von den Verteilnetzbetreibern verpflichtend zu erbringenden Leistungen sowie freiwillig/zusätzlich angebotene Leistungen für jeden Aufgabenbereich einsehbar sein. Jeder Kunde könnte dort, spezifisch für sein Anliegen, erfahren,

welche Pflichten jeder Verteilnetzbetreiber hat und welche freiwillig angebotenen Leistungen es von verschiedenen Verteilnetzbetreibern gibt, die über die gesetzlichen Vorschriften hinaus Dienstleistungen erbringen. Zusätzlich könnten die damit verbundenen Ergebnisse sichtbar sein wie zum Beispiel die Anzahl offener Netzanschlussanfragen in Bearbeitung, die Wartezeiten bis zum Netzanschluss oder die Geschwindigkeit der Integration von Zählern anderer Messstellenbetreiber in das eigene Netzgebiet.

Für jeden einzelnen Anwendungsfall würde dadurch insbesondere die Umsetzung von Best Practices durch Verteilnetzbetreiber sichtbar. Die Verbreitung von einzelnen Best Practices könnte man dann als Übersicht, zum Beispiel auf einer Deutschlandkarte, ansehen. Falls es aufgrund von Verzögerungen in der Umsetzung bei bestimmten Dienstleistungen zu einem fehlenden Angebot bei einzelnen Verteilnetzbetreibern kommt, könnte dies ebenfalls in Form einer Karte sichtbar gemacht werden.

Jeder einzelne Verteilnetzbetreiber könnte auf Basis solch einer detaillierten Übersicht seine eigene Performance mit der von anderen Verteilnetzbetreibern vergleichen. In jedem einzelnen Aufgabengebiet könnte dieser sich vergleichen mit den direkten Nachbarn sowie mit allen Verteilnetzbetreibern Deutschlands. Darüber hinaus wäre ein detaillierter Vergleich für den einzelnen Verteilnetzbetreiber auch Top-Down möglich: in welchen Bereichen ist der VNB führend, wo hat er eher noch Aufholbedarf?

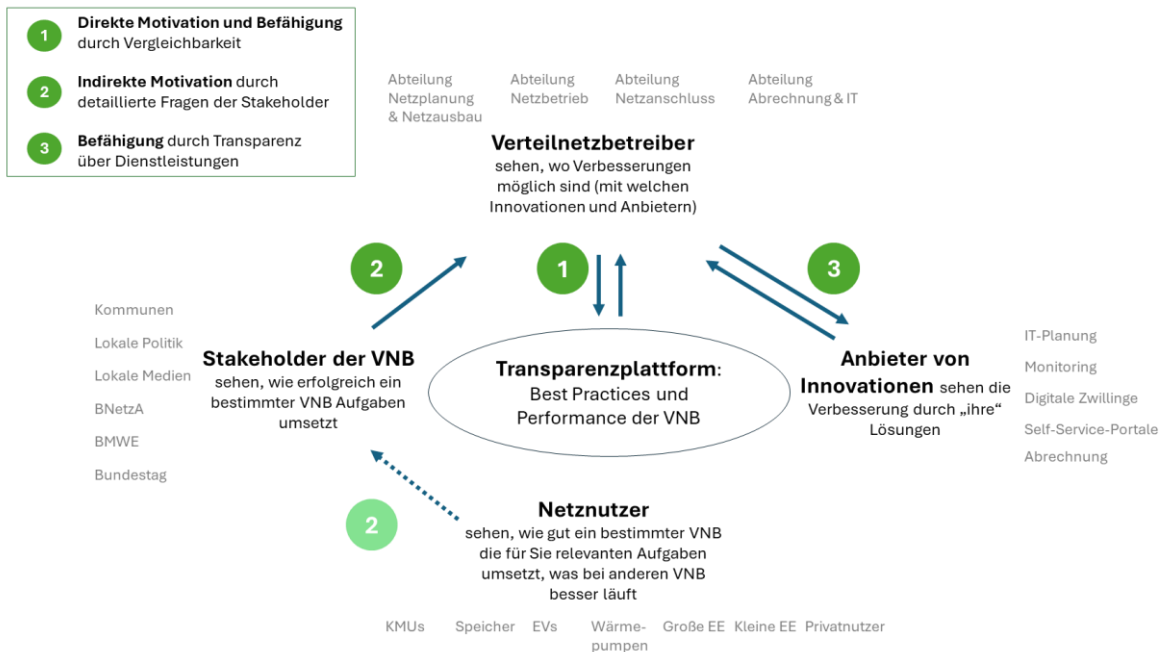
5.3.2 Direkte und indirekte Anreize zu Innovation durch Transparenz

Direkter Anreize zu Innovation durch Transparenz

Vergleichbarkeit über die Performance der Verteilnetzbetreiber könnte den einzelnen Verteilnetzbetreiber dazu motivieren, Innovationen und Best Practices schneller zu übernehmen. Zum einen wird je Anwendungsfall sichtbar, wo man selbst steht und was aktuelle Best Practices sind. Da niemand gerne das Schlusslicht sein möchte, liegt eine Übernahme von Best Practices nahe, um im Vergleich besser zu werden. Zum anderen könnte im Rahmen von unternehmensinternen strategischen Prozessen ein Abgleich erfolgen, in welchen Bereichen man selbst führt, und wo Verbesserungsbedarf besteht. Auch innerhalb der einzelnen Abteilungen könnte Transparenz die internen Diskussionen unterstützen: wenn die Best Practices woanders funktionieren, wäre das nicht auch bei uns möglich?

Ein weiterer Einfluss auf die direkte, also interne Motivation des Verteilnetzbetreibers könnte mit Blick auf den Austausch mit den Stakeholdern sein. Gerade in Gesprächen mit den konzessionsgebenden Kommunen, den lokalen Politikerinnen und Politikern und der lokalen Presse kann bei vollständiger Transparenz sehr glaubhaft hervorgehoben werden, wie erfolgreich die eigenen Aufgaben – auch relativ zu den anderen Verteilnetzbetreibern – erledigt werden. Andererseits wären gerade in solchen Gesprächen auch kritische Fragen zu einzelnen Aspekten zu erwarten, wo die eigene Performance eher weniger gut ist der Rest der deutschen Verteilnetzbetreiber.

Transparenz beschleunigt Innovation über drei Mechanismen



Indirekter Anreiz zu Innovation durch Transparenz

Durch die Vergleichbarkeit der Performance der Verteilnetzbetreiber könnten jegliche Stakeholder von einem bestimmten Verteilnetzbetreiber sehr konkrete Fragen an diesen richten. So steht zum Beispiel der Verteilnetzbetreiber meist in einem engen Austausch mit der konzessionsgebenden Kommune. Im Fall von besonderen Anliegen der Kommune an den Verteilnetzbetreiber (wie zum Beispiel Herausforderungen beim Netzanschluss eines neuen KMUs, oder dem Anschluss von PV-Anlagen und Ladesäulen auf städtischen Gebäuden) wendet sich diese Kommune direkt an ihren Netzbetreiber. Bislang besteht dabei eine Informationsasymmetrie mit Bezug auf die konkreten Aufgaben des Netzbetreibers und mögliche Lösungsansätze. Durch eine sehr hohe Transparenz, hier insbesondere bezüglich der Best-Practices bei anderen Verteilnetzbetreibern, könnte der Verteilnetzbetreiber gut begründen, warum gewisse Aspekte nicht möglich sind – oder die Kommune konkrete Frage stellen, warum gewisse Best Practices nicht in ihrem Netzgebiet möglich sind.

Der gleiche Mechanismus kann grundsätzlich auch im Verhältnis zu anderen lokalen Stakeholdern zur Anwendung kommen – von der lokalen Politik, Vertreterinnen und Vertretern im Aufsichtsrat, lokalen KMUs und Letztverbrauchenden, bis hin zur lokalen Presse und den lokalen Bundestagsabgeordneten.

Auch die Zusammenarbeit mit der Bundesnetzagentur könnte durch die Transparenz verbessert werden. Bei der Bundesnetzagentur eventuell eingehende Beschwerden könnten durch eine Darlegung der guten Performance des Verteilnetzbetreibers als Sonderfälle eingeordnet werden, oder bei einer allgemein schlechten Performance des Verteilnetzbetreibers in dem betreffenden Aufgabenbereich eine gute Basis für gemeinsame Vereinbarungen zur Einführung von Innovationen sein. Generell würde die Arbeit der Bundesnetzagentur, welche für die Aufdeckung von strukturellen Problemen in den Prozessen der Verteilnetzbetreiber zuständig ist, durch diese Transparenz stark unterstützt.

Ein weiterer indirekter Mechanismus hin zu mehr Innovation kann durch eine Betrachtung der deutschlandweiten Performance je Aufgabenbereich entstehen. Für Bundesnetzagentur, die Verbände der Verteilnetzbetreiber und das BMWV sind strukturelle Herausforderungen einfacher als bisher zu erkennen durch eine quantitative Übersicht über die deutschlandweite Umsetzung von verschiedenen Aufgaben. Auf dieser Basis können Handlungsbedarfe priorisiert werden und Analysen erfolgen, inwiefern die Verbreitung von Best Practices durch Verteilnetzbetreiber allein ausreicht, ob die Bundesnetzagentur Vorgaben anpassen müsste oder ob sogar eine gesetzliche Anpassung erforderlich ist, um Innovation bei den Verteilnetzbetreibern zu unterstützen.

5.3.3 Beschleunigte Innovation durch Transparenz über Dienstleister

Sofern die Transparenz der Performance und über Best Practices durch öffentlich verfügbare Informationen über die jeweils beteiligten Dienstleister ergänzt wird, könnte hier ein weiterer Mechanismus greifen. Zum einen würden Verteilnetzbetreiber, die in bestimmten Aufgabenbereichen die Best-Practices von anderen Verteilnetzbetreibern übernehmen wollen, direkt über mögliche Partner für die Umsetzung informiert. Durch eine Betrachtung der Performance in einem bestimmten Aufgabenbereich von allen Verteilnetzbetreibern, die mit einem bestimmten Dienstleister zusammenarbeiten, könnte sich ein Verteilnetzbetreiber über die zu erwartende Qualität der eigenen Dienstleistung vorab informieren.

5.4 Fazit

Die aktuellen Anreize für Verteilnetzbetreiber sind nicht geeignet, um die Entwicklung hin zu einem klimaneutralen Stromsystem effizient zu unterstützen und um das 1,5° Ziel zu erreichen. Strukturelle Anpassungen in der Anreizregulierung in der nächsten Regulierungsperiode ab 2029 sind erforderlich. Angemessen erscheint insbesondere ein stärkerer Austausch mit und ein gegenseitiges Lernen von anderen europäischen Regulierern und die Anwendung von internationalen Best Practices. Dazu gehören Anreize für Netzservicequalität neben Anreizen für schnelleren Netzanschluss und Netzzugang. Solche Anreize können neben der Anreizregulierung auch gesetzlich umgesetzt werden, wie es für die Steuerung von Erneuerbaren-Energien-Anlagen im §9 Absatz 2a EEG geschehen ist. Gemäß den Empfehlungen von CEER sollte dabei zur Reduktion der Transaktionskosten eine automatisierte Zahlung von Entschädigungen erfolgen.

Transparenz kann darüber hinaus eine zentrale Rolle spielen, um den Austausch von Best Practices zwischen Verteilnetzbetreibern zu fördern und damit die Einführung von Innovationen zu beschleunigen. Dadurch trägt Transparenz zu einer besseren Performance der Verteilnetzbetreiber bei. Besonders hilfreich erscheint dabei solche Transparenz, die die Qualität der Umsetzung von einzelnen Aufgaben durch die einzelnen Verteilnetzbetreiber vergleichbar macht. Dadurch werden lokale Stakeholder wie Mitarbeiter in Kommunen, Bürgermeister und Letztverbraucher befähigt, Innovationen von den Verteilnetzbetreibern vor Ort einzufordern. Solch eine Transparenz könnte idealerweise durch die Bundesnetzagentur bereitgestellt oder unterstützt werden. Sie kann aber auch allein durch Netznutzer herbeigeführt werden, etwa durch den Aufbau einer oder mehrerer Online-Transparenzplattformen.

Quellen und Verweise

ⁱ BDEW auf Basis Monitoringreport BNetzA 2022:

www.bdew.de/media/documents/20230609_Deutsches_Strom_und_Gasnetz_Ver%C3%B6ffentlichung_03.pdf?utm

ⁱⁱ Monitoringbericht BNetzA 2024

<https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2024.pdf>

ⁱⁱⁱ EON und Zeit-Online: [https://www.eon.com/content/dam/eon/eon-com/eon-com-](https://www.eon.com/content/dam/eon/eon-com/eon-com-assets/documents/investor-relations/en/presentations/2025-02-26_Facts_FiguresFY%202024_final.pdf)

[assets/documents/investor-relations/en/presentations/2025-02-26_Facts_FiguresFY%202024_final.pdf](https://www.eon.com/content/dam/eon/eon-com/eon-com-assets/documents/investor-relations/en/presentations/2025-02-26_Facts_FiguresFY%202024_final.pdf)

[https://www.zeit.de/news/2025-02/26/eon-verdient-erneut-milliarden-vor-allem-als-](https://www.zeit.de/news/2025-02/26/eon-verdient-erneut-milliarden-vor-allem-als-netzbetreiber#:~:text=Eon%20verdient%20sein%20Geld%20vor,80%20Prozent%20in%20den%20Netzausbau.)

[netzbetreiber#:~:text=Eon%20verdient%20sein%20Geld%20vor,80%20Prozent%20in%20den%20Netzausbau.](https://www.zeit.de/news/2025-02/26/eon-verdient-erneut-milliarden-vor-allem-als-netzbetreiber#:~:text=Eon%20verdient%20sein%20Geld%20vor,80%20Prozent%20in%20den%20Netzausbau.)

^{iv} § 7 Abs. 2 EnWG

^v DENA Verteilnetzstudie II www.dena.de/projekte/dena-verteilnetzstudie-ii/

^{vi} Fichtner GmbH www.fit.fichtner.de/userfiles/fileadmin-

[fit/images/content/Presse_Artikel_Mitteilungen_Fotos/FIT_50_2-Artikel_SNAP.pdf](http://www.fit.fichtner.de/userfiles/fileadmin-) ;

www.fichtnerdigitalgrid.de/userfiles/fileadmin-digitalgrid/Flyer/Flyer_de/EasyConnect_web.pdf

^{vii} LEW Verteilnetze [www.lew-verteilnetz.de/lew-verteilnetz/fuer-einspeiser/in-das-oeffentliche-netz-](http://www.lew-verteilnetz.de/lew-verteilnetz/fuer-einspeiser/in-das-oeffentliche-netz-einspeisen/einspeisesteckdose)

[einspeisen/einspeisesteckdose](http://www.lew-verteilnetz.de/lew-verteilnetz/fuer-einspeiser/in-das-oeffentliche-netz-einspeisen/einspeisesteckdose)

^{viii} Bayernwerk Netz [\[www.bayernwerk-netz.de/de/energie-\]\(http://www.bayernwerk-netz.de/de/energie-einspeisen/ueberbauung.html?utm_source=chatgpt.com#prinzip-optimierter-netzanschlusspunkt\)](http://www.bayernwerk-netz.de/de/energie-</p></div><div data-bbox=)

[einspeisen/ueberbauung.html?utm_source=chatgpt.com#prinzip-optimierter-netzanschlusspunkt](http://www.bayernwerk-netz.de/de/energie-einspeisen/ueberbauung.html?utm_source=chatgpt.com#prinzip-optimierter-netzanschlusspunkt)

^{ix} SH Netz www.sh-netz.com/de/kommunen-partner/kommunen/pv-freiflaechenatlas.html

^x Sunfarming GmbH www.sunfarming.de/blog/tag/sh-netz

^{xi} 1000 GW Institut www.1000gw.de/gemeinschaftliche-gebaeudeversorgung/

^{xii} Bundesnetzagentur:

www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/GBK_Termine/Downloads/2025/09_2025/17_09_2025/Sonderbeirat_Langfassung.pdf?__blob=publicationFile&v=6

^{xiii} E-Bridge GmbH: https://e-bridge.de/wp-content/uploads/2025/09/E-Bridge_FGH_Gutachten-Qualitaetsregulierung.pdf

^{xiv} Bundesnetzagentur: www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/GBK-GZ/2024/GBK-24-02-1x4_Q-Reg/Downloads/Einordnungspapier_Gutachten_E-Bridge_FGH.pdf?__blob=publicationFile&v=4

^{xv} CEER, 7th Benchmarking Report; www.ceer.eu/wp-content/uploads/2024/04/7th-Benchmarking-Report-2022.pdf

^{xvi} Bundesnetzagentur 2024

www.bundesnetzagentur.de/EN/Areas/Energy/SecurityOfSupply/QualityOfSupply/start.html

^{xvii} 7th CEER Benchmarking Report www.ceer.eu/publication/7th-ceer-ecrb-benchmarking-report-on-the-quality-of-electricity-and-gas-supply/

^{xviii} PV-ThinkTank – Reformoffensive für Netze www.pv-thinktank.de/2024/01/22/gemeinschaftliche-reformoffensive-starten/