

STROM

Bericht

Zustand und Ausbau der
Verteilernetze 2022



Bundesnetzagentur

Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilernetze 2022

Berichte der Verteilernetzbetreiber gem. § 14 Abs. 2 i. V. m. §14 d EnWG

Stand: Juli 2023

**Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen**

Referat 620

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Tel.: +49 228 14-0

Fax: +49 228 14-8872

E-Mail: 620.Postfach@bnetza.de

Zusammenfassung

Der Ausbau und Zustand der Stromverteilernetze nimmt im Rahmen der Energiewende weiter an Bedeutung zu. Der Ausbau der Verteilernetze ist dabei eine zentrale Grundlage für den Anschluss dezentraler Erzeuger (EE-Anlagen) sowie Verbraucher aus dem Bereich der E-Mobilität oder Wärme. Die Herausforderungen der nächsten Jahre treffen dabei auf sehr heterogene Strukturen im bestehenden Verteilernetz mit regional sehr unterschiedlichen Erzeugungs- und Verbrauchsstrukturen. Die bestehende „VNB-Landschaft“ ist nicht nur eigentumsrechtlich und organisatorisch sehr heterogen, sondern auch technisch und wirtschaftlich sehr unterschiedlich aufgestellt. Vorliegender Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilernetze 2022 soll hierzu in verschiedenen Themenbereichen einen fundierten Überblick geben.

Bei dem Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilernetze handelt es sich um eine Zusammenfassung von Informationen, die durch Verteilernetzbetreiber an die Bundesnetzagentur gemeldet wurden. Die Datenbasis des Berichts beruht auf der Abfrage 2022 mit Stichtag 31.12.2021 gemäß des zu diesem Zeitpunkt gültigen § 14 Abs. 2 in Verbindung mit § 14d EnWG alte Fassung¹. Die Abfrage richtete sich an alle Verteilernetzbetreiber mit mehr als 100.000 unmittelbar oder mittelbar angeschlossenen Kunden. In der Vergangenheit wurden nur die Hochspannungsnetzbetreiber befragt. Durch den angepassten Adressatenkreis ist die Anzahl der befragten Netzbetreiber von 59 auf 82 Verteilernetzbetreiber gestiegen. Die von den 82 Verteilernetzbetreibern erhaltenen Informationen über den Zustand und Ausbaubedarf der Verteilernetze decken die Hochspannungsebene in Deutschland nahezu vollständig ab. In der Mittelspannungsebene werden durch die Abfrage 2022 ca. 79,60 Prozent und in der Niederspannungsebene ca. 80,12 Prozent der Stromkreislänge abgedeckt. Trotz der im Vergleich zur hohen Gesamtzahl der deutschen Verteilernetzbetreiber von mehr als 860 Unternehmen ergibt sich durch die Abfrage bei den 82 großen Stromverteilernetzbetreiber bezogen auf die Stromkreislänge ein sehr hoher Abdeckungsgrad.

Aufgrund der zum Zeitpunkt der Abfrage geltenden Rechtslage war nur die Meldung von Maßnahmen mit Erhöhung der Übertragungskapazität verpflichtend. Innerhalb der Abfrage wurden freiwillig gemeldete Maßnahmen, die nicht zu einer Erhöhung der Übertragungsnetzkapazität führten, aus der Meldung der Abfrage – und soweit möglich aus der Datenbasis der Vorjahre – separiert. Hierzu zählen reine Ersatzmaßnahmen sowie Rückbau und Altlastentsorgung. Insgesamt wurden von den 82 Verteilernetzbetreibern ein erwarteter Netzausbaubedarf (mit Erhöhung der Übertragungskapazität) bis 2032 in Höhe von 42,27 Mrd. Euro gemeldet. Im Vergleich zu den Vorjahren ist tendenziell weiterhin ein steigender Ausbaubedarf im Verteilernetz zu erkennen.

Die in diesem Bericht genannten Zahlen sind Prognosen der Netzbetreiber und nicht mit der tatsächlichen, aktuellen Investitionstätigkeit zu verwechseln. Die tatsächliche Investitionstätigkeit wird durch die Anträge zum Kapitalkostenaufschlag deutlich, in denen Verteilernetzbetreiber die getätigten Investitionen seit dem Basisjahr und die in den nächsten zwei Jahre geplanten Investitionen unmittelbar in die Erlösobergrenze einstellen und refinanzieren können. Zum Stichtag 30. Juni 2022 haben 164 Unternehmen einen Antrag auf Genehmigung eines Kapitalkostenaufschlags für das Jahr 2022 eingereicht. Die Zahlen zum Kapitalkostenaufschlag decken somit eine noch höhere Anzahl an Verteilernetzbetreiber ab und sind auch dahingehen nur bedingt vergleichbar.

¹ In der Fassung 27. Juli 2021 bis 28. Juli 2022.

Gleichwohl zeigen sowohl die gemeldeten Daten im Rahmen des § 14 Abs. 2 EnWG als auch die Anschaffungs- und Herstellungskosten, die über den Kapitalkostenaufschlag genehmigt wurden, dass die Netzbetreiber bereit sind zu investieren. Die Entwicklung der IST-Kosten aus dem Kapitalkostenaufschlag ist in den Jahren 2017 bis 2021 gestiegen. Im Jahr 2017 betrugen die tatsächlich getätigten Investitionen rund 2,6 Mrd. Euro. Im Jahr 2021 waren es rund 4,2 Mrd. Euro. Auch ein Ausblick auf die geltend gemachten Kosten für die Jahre 2022 (rund 5,0 Mrd. Euro Plan-Kosten) sowie 2023 (rund 5,8 Mrd. Euro Plan-Kosten) lässt erwarten, dass die Netzbetreiber weiterhin investieren werden.

Der Treiber des Netzausbaus unterscheidet sich dabei in Abhängigkeit der betrachteten Netzebene. Grundsätzlich lässt sich sagen, dass in den höheren Spannungsebenen der Ausbau getrieben ist von dem EE-Zubau, während in den unteren Spannungsebenen vor allem die erwartete Hochlauf der Elektromobilität und der Einbau von Wärmepumpen zu Netzausbau führen wird. Eine regelmäßige Diskussion betrifft zudem die Frage nach dem vorausschauenden Netzausbau. Mit der gesetzlichen Anpassung des § 14d EnWG hat der Gesetzgeber nochmal deutlich gemacht, dass die Netze vom Ziel der Klimaneutralität geplant und entsprechend vorausschauend ausgebaut werden müssen. Die hier vorliegenden Zahlen auf Grundlage der alten Rechtslage zeigen, dass auch bislang der vorausschauende Ausbau möglich war und praktiziert wurde und wird. Konkret steht sogar der überwiegende Teil der gemeldeten Einzelmaßnahme im Zusammenhang mit einem bislang nur prognostizierten Engpass.

Durch dezentrale Einspeisung und Veränderungen auf der Lastseite, wie beispielsweise durch die Integration von Ladeinfrastruktur und Wärmepumpen, gewinnt für die Verteilernetzbetreiber das Wissen über den tatsächlichen Netzzustand immer mehr an Bedeutung. Dies ist auch ein Thema, welches in den laufenden Festlegungsverfahren der Bundesnetzagentur zum § 14a EnWG von Relevanz ist. Beleuchtet wird im Bericht daher auch die Frage, inwiefern für als kritisch identifizierte Netzbereiche bereits echtzeitnahe Netzzustandsdaten an zentraler Stelle erfasst werden. Hier zeigt sich weiterhin ein deutliches Gefälle in Bezug auf die betrachtete Spannungsebene. Während in der Hochspannung eine quasi vollständige Erfassung vorhanden ist, erfasst in der Niederspannung weiterhin nur eine Minderheit der Verteilernetzbetreiber echtzeitnahe Zustandsdaten kritischer Bereiche. Im Bereich Digitalisierung zeigt die Bestandsaufnahme insgesamt, dass diese in einigen Bereichen wie z.B. der Verfügbarkeit digitaler Netzpläne schon relativ weit fortgeschritten ist, in anderen Bereichen wie z.B. der Beobachtbarkeit der Netze in der Niederspannung sicherlich noch weiter ausgebaut werden kann und muss.

Der nächste Netzausbauplan ist von den Verteilernetzbetreibern zum 30.04.2024 fertigzustellen. Die Netzausbaupläne der einzelnen Verteilernetzbetreiber werden dann erstmals nach aktuell gültiger Rechtslage des § 14d EnWG erstellt und auf in Planungsregionen abgestimmten Regionalszenarien basieren. Die angestrebte Klimaneutralität für das Jahr 2045 muss dann explizit berücksichtigt werden. Die von § 14d EnWG adressierten Verteilernetzbetreiber haben sich vor diesem Hintergrund im Laufe des Jahres 2022 bereits zu sechs Planungsregionen zusammengefunden und ihre Arbeit aufgenommen. Die Regionalszenarien wurden zum 30.6.2023 durch die betroffenen Verteilernetzbetreiber veröffentlicht. Der im vorliegenden Bericht dargestellte Netzausbaubedarf basiert noch nicht auf den abgestimmten Regionalszenarien.

Ein Anstieg des erwarteten Netzausbaubedarfs in den Netzausbauplänen 2024 ist dabei durch die bessere Berücksichtigung der klimapolitischen Ziele zu erwarten. Darüber hinaus sind die Netzausbaupläne ab dem Jahr 2024 nicht mehr nur auf Netzausbaumaßnahmen beschränkt, die zu einer Erhöhung der Übertragungskapazität führen. Daher geht die Bundesnetzagentur davon aus, zukünftig auch über reine

Ersatzmaßnahmen berichten zu können und damit die Gesamtdimension des Netzausbaus noch besser erfassen zu können.

Inhaltsverzeichnis

1	Allgemeine Anmerkungen zur Berichterstattung.....	7
2	Bericht zum erwarteten Ausbau des Verteilernetzes	9
2.1	Netzoptimierung, Verstärkung und Ausbau des Verteilernetzes	9
2.1.1	Erwarteter Ausbaubedarf des Verteilernetzes.....	10
2.1.2	Entwicklung des 10-Jahres Netzausbaubedarfs	15
2.2	Fokus Hochspannungsnetzausbau	16
3	Bericht zum Netzbetrieb.....	21
3.1	Ausnutzung der Bestandsnetze	21
3.1.1	Erfassung von Schaltzuständen und Netzzustandsdaten	21
3.1.2	Steuerungsmöglichkeiten.....	22
3.1.3	Datenbedarfe	23
3.1.4	Kommunikationstechnik	24
3.1.5	Netzauslastungsprognosen.....	25
3.1.6	Technische Maßnahmen zur Ausnutzung der Bestandsnetze.....	26
3.1.7	Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen sowie Spitzenkappung	28
3.1.8	Netzverluste.....	29
3.1.9	Spannungsqualität und Kurzzeitunterbrechungen.....	30
3.2	Systemdienstleistungen im Verteilernetz	32
3.3	Planungsgrundsätze für den Netzanschluss.....	33
3.4	Digitalisierung im Verteilernetz.....	37
3.5	Sonstige Investitionen in das Verteilernetz.....	39
4	Bericht zur Entwicklung der Ein- und Ausspeisung in das Verteilernetz.....	40
4.1	Aufnahme Erneuerbare Energien im Verteilernetz.....	40
4.2	Entwicklung der Lastseite.....	41

1 Allgemeine Anmerkungen zur Berichterstattung

Um den künftigen Netzausbaubedarf der Verteilernetzbetreiber sowie den Zustand der Verteilernetze einschätzen zu können, führt die Bundesnetzagentur regelmäßig eine Abfrage über den Netzzustand und den geplanten Netzausbau für die nächsten zehn Jahre durch. Die Abfrage 2022 wurde auf Grundlage des zum Abfragezeitpunkt geltenden Rechts, dem § 14 Abs. 2 in Verbindung mit § 14d EnWG alte Fassung² durchgeführt.

Die Abfrage des Jahres 2022 richtete sich an Verteilernetzbetreiber, die zur Erstellung eines Netzausbauplans verpflichtet sind. Durch die Novellierung des EnWG im Juli 2021 hat sich daher der Kreis der Adressaten von 59 Verteilernetzbetreibern auf 82 Verteilernetzbetreiber erhöht. In den vergangenen Jahren war lediglich ein Verteilernetzbetreiber in der Abfrage enthalten, der kein Hochspannungsnetz betreibt. Nun sind eine Reihe von Verteilernetzbetreiber enthalten, die einzelne Netzebenen nicht betreiben. 17 der 82 befragten Verteilernetzbetreiber betreiben kein Hochspannungsnetz. Auswertungen, die das Hochspannungsnetz betreffen, beziehen sich daher auf die Angaben der anderen 65 Netzbetreiber. Sieben dieser 17 Verteilernetzbetreiber geben an, die darunterliegende Umspannebene Hoch- auf Mittelspannung ebenso nicht zu betreiben, so dass Auswertungen dieser Umspannebene die Angaben von 75 Verteilernetzbetreibern enthalten. Ein Verteilernetzbetreiber betreibt wiederum nur die Hochspannung und die darunterliegende Umspannebene Hoch- auf Mittelspannung, so dass Auswertungen der drei unteren Netzebenen auf den Angaben von 81 Netzbetreibern beruhen.

Anzahl befragte Verteilernetzbetreiber je Netzebene

Netzebene	Anzahl Verteilernetzbetreiber
Hochspannung	65
Umspannebene Hoch- auf Mittelspannung	75
Mittelspannung	81
Umspannebene Mittel- auf Niederspannung	81
Niederspannung	81

Quelle Bundesnetzagentur

Tabelle 1-1: Anzahl befragte Verteilernetzbetreiber je Netzebene

Wie bereits im Vorjahresbericht (2021) konnten die befragten Verteilernetzbetreiber innerhalb der Abfrage eine Selbsteinschätzung abgeben, ob sie ihr Netzgebiet als überwiegend städtisch, überwiegend ländlich oder ausgewogen ansehen. Von den 82 befragten Verteilernetzbetreibern sehen 23 ihr Netzgebiet als überwiegend

² In der Fassung 27. Juli 2021 bis 28. Juli 2022

ländlich und 37 als überwiegend städtisch an. 22 der befragten Verteilernetzbetreiber halten die Struktur ihres Netzgebietes für ausgeglichen.

2 Bericht zum erwarteten Ausbau des Verteilernetzes

Der von den Verteilernetzbetreibern an die Bundesnetzagentur gemeldete Netzzustand und Netzausbau bezieht sich auf den Stand zum 31.12.2021. Durch den erweiterten Adressatenkreis dieses Berichts ist der Abdeckungsgrad des deutschen Verteilernetzes weiter gestiegen. Die von den Verteilernetzbetreibern erhaltenen Informationen über den zu erwartenden Netzausbau decken die Hochspannungsebene in Deutschland nahezu vollständig ab. In der Mittelspannungsebene werden durch die Abfrage 2022 ca. 79,60 Prozent und in der Niederspannungsebene ca. 80,12 Prozent der Stromkreislänge abgedeckt.

Grundsätzlich erfolgt die Meldung des Netzausbaubedarfs an die Bundesnetzagentur über den sogenannten Maßnahmenplan. Die Verteilernetzbetreiber listen hierin ihre Netzausbaumaßnahmen mit einer gewissen Detailtiefe auf. Die einzelnen Maßnahmen können hierbei über eine vom Verteilernetzbetreiber eindeutig vergebene laufende Nummer identifiziert werden. Neben Angaben zu der Begründung und Betriebsmitteln der einzelnen Maßnahmen sind Angaben enthalten, die sich im Zeitverlauf ändern. Hierzu zählen insbesondere der Projektstatus (vorgesehen, konkrete Planung, im Bau, abgeschlossen, weggefallen) sowie der Stand des Genehmigungsverfahrens, falls ein solches erforderlich ist. Es kann vorkommen, dass Angaben zu erwarteten Kosten, Zeitpunkten, Leitungslängen oder Übertragungskapazitäten angepasst werden müssen. Dies kann insbesondere der Fall sein, wenn eine vorgesehene Maßnahme in die konkretere Planung übergeht.

Da der Planungszeithorizont beim Netzausbau von der Hochspannung bis hin zur Niederspannung abnimmt, enthalten die Maßnahmenpläne der einzelnen Verteilernetzbetreiber fast ausschließlich Maßnahmen der Hochspannung sowie der Umspannebene Hoch- auf Mittelspannung. Von den Netzbetreibern wird in der Regel kein langfristiger Netzausbauplan für die unteren Netzebenen erstellt. Notwendige Netzausbaumaßnahmen werden auf diesen Netzebenen kurzfristig umgesetzt. Seit der Abfrage 2021 können die befragten Verteilernetzbetreiber daher eine pauschale 10-Jahresplanung für die Netzebenen Mittelspannung, Umspannebene Mittelspannung auf Niederspannung sowie Niederspannung angeben. In der Regel wurde von den befragten Netzbetreibern auf Grundlage historischer Daten sowie neuer Herausforderungen (wie z.B. der Integration von Ladesäulen) ein durchschnittlicher Investitionsbedarf pro Jahr ermittelt und anschließend auf 10 Jahre hochgerechnet. Dieses Vorgehen ermöglicht eine bessere Einschätzung des erwarteten Investitionsbedarfs der unteren Netzebenen.

Wie im vorangegangenen Kapitel beschrieben wird bei den nachfolgenden Ausführungen differenziert, wie viele der befragten Verteilernetzbetreiber die jeweilige Netzebene betreiben.

2.1 Netzoptimierung, Verstärkung und Ausbau des Verteilernetzes

Die auf Grundlage des § 14 Abs. 2 in Verbindung mit § 14d EnWG alte Fassung³ durchgeführte Abfrage 2022 enthält Informationen über den zu erwartenden Netzausbaubedarf. In den nachfolgenden Zahlen ist ausschließlich Netzausbau enthalten, der zu einer Erhöhung der Übertragungskapazität führt. Hierzu zählen neben Netzneubau alle Maßnahmen zur Netzverstärkung und Netzoptimierung sowie Ersatzmaßnahmen, in deren Rahmen eine Erhöhung der Übertragungskapazität durchgeführt wird. Nicht enthalten sind reine Ersatzmaßnahmen („Eins zu Eins“-Ersatz), Rückbau und Altlastenentsorgung. Diese wurden – soweit trotzdem gemeldet und als solche gekennzeichnet – aus den Zahlen herausgerechnet.

³ In der Fassung 27. Juli 2021 bis 28. Juli 2022

Die Abfrage 2022 des erwarteten Netzausbaubedarfs erfolgte über zwei unterschiedliche Abfrageteile. Im ersten Teil wurde der erwartete 10 Jahresbedarf der drei unteren Netzebenen in Euro abgefragt. In diesem Teil wird von den Netzbetreibern in der Regel auf Grundlage historischer Daten sowie neuer Herausforderungen (wie z.B. der Integration von Ladesäulen) ein durchschnittlicher Investitionsbedarf pro Jahr ermittelt und anschließend auf 10 Jahre hochgerechnet. Einzelne, im Verhältnis zur Netzbetreibergröße eher als Kleinprojekte zu bezeichnenden Maßnahmen wurden von den befragten Netzbetreibern durch Hinzurechnen über den 10-Jahresbedarf und nicht über den Maßnahmenplan gemeldet. Des Weiteren haben die befragten Verteilernetzbetreiber in Teil Eins eine Einschätzung angegeben, ob der gemeldete Bedarf überwiegend verbrauchs- oder erzeugungsbedingt ist. Über den zweiten Teil der Bedarfsabfrage meldeten die befragten Verteilernetzbetreiber ihren Maßnahmenplan. Hierüber werden von den Verteilernetzbetreibern vor allem Einzelmaßnahmen der Netzebenen Hochspannung und Umspannebene von Hoch-auf Mittelspannung mit detaillierteren Informationen gemeldet. Aber ebenso Einzelmaßnahmen der unteren Netzebenen, die nicht in Teil 1 enthalten sind, werden über den Maßnahmenplan gemeldet. Der sich aus den Einzelmaßnahmen ergebene Bedarf überschneidet sich nicht mit dem in Bedarf des ersten Teils der Abfrage.

2.1.1 Erwarteter Ausbaubedarf des Verteilernetzes

Der überwiegende Teil der Netzbetreiber meldete sowohl Einzelmaßnahmen als auch die 10-Jahres Planung der unteren Netzebenen. Neun der 82 befragten Verteilernetzbetreiber haben keine Einzelmaßnahmen gemeldet. Vier Verteilernetzbetreiber meldeten keine 10-Jahresplanung der unteren Netzebenen, sondern planen die unteren Netzebenen ausschließlich über den Maßnahmenplan (Bildung von Sammelmaßnahmen). Insgesamt wurden von den 82 Verteilernetzbetreiber 3.337 Einzelmaßnahmen mit einem Netzausbaubedarf in Höhe von 16,42 Mrd. Euro sowie zusätzlich durch die 10-Jahresplanung der unteren Netzebenen ein Netzausbaubedarf in Höhe von 25,84 Mrd. Euro gemeldet. Hierdurch ergibt sich ein von den 82 Verteilernetzbetreibern erwarteter Netzausbaubedarf bis 2032 in Höhe von 42,27 Mrd. Euro.

Verteilernetzausbaubedarf mit Erhöhung der Übertragungskapazität in Mrd. Euro

Neubau, Ersatz mit Erhöhung der Übertragungskapazität, Verstärkung und Optimierung

	Maßnahmenanzahl	Netzausbaubedarf in Mrd. Euro
Gemeldete Netzausbaumaßnahmen bis 2032	3.337	16,42 Mrd. Euro
Aggregierte 10-Jahresplanung unterer Netzebenen	---	25,84 Mrd. Euro
Gesamt:		42,27 Mrd. Euro

Quelle Bundesnetzagentur

Tabelle 2-1: Verteilernetzausbaubedarf mit Erhöhung der Übertragungskapazität

Verteilernetzausbaubedarf mit Erhöhung der Übertragungskapazität

in Mrd. Euro; Neubau, Ersatz mit Erhöhung der Übertragungskapazität, Verstärkung und Optimierung

	Gesamt erwarteter Verteilernetzausbaubedarf bis 2032	Davon durch Maßnahmenplan gemeldet	Davon durch aggregierte 10-Jahresplanung der unteren Netzebenen gemeldet
HS	10,66 Mrd. Euro	10,66 Mrd. Euro	--
HS/MS	3,10 Mrd. Euro	3,10 Mrd. Euro	--
MS	13,01 Mrd. Euro	2,02 Mrd. Euro	10,99 Mrd. Euro
MS/NS	5,43 Mrd. Euro	0,07 Mrd. Euro	5,36 Mrd. Euro
NS	9,93 Mrd. Euro	0,44 Mrd. Euro	9,49 Mrd. Euro
Sonstige	0,14 Mrd. Euro	0,14 Mrd. Euro	--
Gesamt:	42,27 Mrd. Euro	16,42 Mrd. Euro	25,84 Mrd. Euro

Quelle Bundesnetzagentur

Tabelle 2-2: Verteilernetzausbaubedarf mit Erhöhung der Übertragungskapazität je Netzebene

Die vorstehende Tabelle 2-2 zeigt die Verteilung des gemeldeten Ausbaubedarfs in Mrd. Euro nach Netzebenen und Art der Meldung. Wie zu erkennen ist, betrifft der durch konkrete Einzelmaßnahmen gemeldete Netzausbaubedarf zu ca. 65 Prozent die Hochspannungsebene. Damit macht diese Netzebene zwei Drittel des über den Maßnahmenplan gemeldeten, langfristig geplanten Netzausbaus aus. In Kapitel 2.2 werden die Erkenntnisse zur Hochspannungsebene detaillierter betrachtet.

In der nachfolgenden Tabelle 2-3 ist eine Einteilung der Verteilernetzbetreiber in Cluster nach erwartetem Ausbaubedarf dargestellt. Der gemeldete aggregierte 10-Jahresbedarf der unteren Netzebenen ist in der Clustereinteilung berücksichtigt worden. Der erwartete Netzausbaubedarf beträgt im Durchschnitt 0,52 Mrd. Euro pro Verteilernetzbetreiber, ist bei den einzelnen Verteilernetzbetreibern jedoch sehr unterschiedlich ausgeprägt. Etwa zwei Drittel des gemeldeten Bedarfs entfällt auf zwölf Verteilernetzbetreiber, deren Netzausbaubedarf jeweils zwischen einer und fünf Mrd. Euro liegt. Diese zwölf Verteilernetzbetreiber sind zum Stichtag 31.12.2021:⁴ Avacon Netz GmbH, Bayernwerk Netz GmbH, E.DIS Netz GmbH, Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH, Netze BW GmbH Rheinische NETZGesellschaft mbH, Schleswig-Holstein Netz AG, Stromnetz Berlin GmbH, Stromnetz Hamburg GmbH, Syna GmbH, TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG, Westnetz GmbH.

⁴ Aufzählung in alphabetischer Reihenfolge.

Verteilernetzausbau mit Erhöhung der Übertragungskapazität in Mrd. Euro

Neubau, Ersatz mit Erhöhung der Übertragungskapazität, Verstärkung und Optimierung

	Anzahl Verteilernetzbetreiber	Insgesamt in Mrd. Euro
Alle befragten VNB	82	42,27 Mrd. Euro
VNB > 1 Mrd. €	12	27,91 Mrd. Euro
1 Mrd. € > VNB > 100 Mio. €	43	12,90 Mrd. Euro
100 Mio. € > VNB > 50 Mio. €	15	1,09 Mrd. Euro
50 Mio. € > VNB	12	0,37 Mrd. Euro

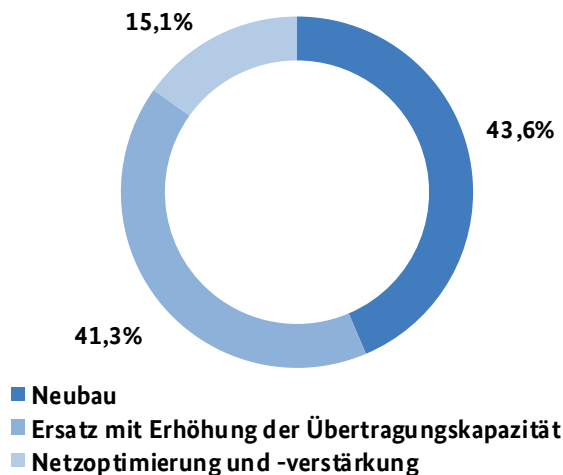
Quelle Bundesnetzagentur

Tabelle 2-3: Clustereinteilung des erwarteten Verteilernetzausbaubedarfs

Von dem gesamten erwarteten Netzausbaubedarf im Verteilernetz in Höhe von 42,27 Mrd. Euro entfallen 18,43 Mrd. Euro (43,6 Prozent) auf Neubaumaßnahmen. Auf Ersatz (und Ersatzneubau), der zu einer Erhöhung der Übertragungsnetzkapazität führt, entfallen 17,45 Mrd. Euro (41,3 Prozent). Auf die Projektkategorie Netzoptimierung und Verstärkung entfallen 6,39 Mrd. Euro.

Erwarteter Verteilernetzausbaubedarf nach Projektkategorie

in Prozent



Quelle Bundesnetzagentur

Abbildung 2-1: Erwarteter Verteilernetzausbaubedarf nach Projektkategorie

Rund 32 Prozent der insgesamt 3.337 gemeldeten Einzelmaßnahmen befinden sich bereits im Bau, weitere 25 Prozent in der konkreten Planung. Mit dem Projektstatus „vorgesehen“ sind 43 Prozent der Maßnahmen gemeldet. Bei diesen Projekten liegt eine grobe Planung vor, um möglichen oder erwarteten Ereignissen vorbereitet und schneller begegnen zu können.

Insgesamt werden 92.642 Kilometer Leitungslänge angegeben, die verstärkt, optimiert, neu gebaut oder ersetzt⁵ werden sollen. In der nachfolgenden Tabelle 2-4 sind die gemeldeten Kilometer nach Netzebene sowie Projektstatus dargestellt. Auch für die Umspannebenen werden von den Verteilernetzbetreibern Kilometer gemeldet. Diese hängen dann beispielsweise mit dem Neubau eines Umspannwerkes direkt in Zusammenhang.

Verteilernetzausbau mit Erhöhung der Übertragungskapazität in Kilometern

Neubau, Ersatz mit Erhöhung der Übertragungskapazität, Verstärkung und Optimierung

	Vorgesehene Maßnahme	Konkrete Planung	Im Bau	Gesamt
HS	11.296	5.588	1.618	18.501
HS/MS inkl. MS	1.736	807	64.396	66.939
MS/NS inkl. NS	314	73	6.815	7.202
Summe	13.346	6.467	72.829	92.642

Quelle Bundesnetzagentur

Tabelle 2-4: Erwarteter Verteilernetzausbaubedarf in Kilometern: Neubau, Ersatz mit Erhöhung der Übertragungskapazität, Verstärkung und Optimierung

Von den 3.337 gemeldeten Maßnahmen wurden 676 Maßnahmen als verzögert gemeldet, diese befinden sich mehrheitlich bereits im Bau oder in der konkreteren Planung. Die befragten Verteilernetzbetreiber konnten hierbei je Maßnahme ein oder mehrere Gründe für die Verzögerung nennen. Die Angabe von mehr als einem Verzögerungsgrund erfolgte nur bei 28 Maßnahmen, bei den übrigen Maßnahmen wurde jeweils nur ein Verzögerungsgrund genannt. Jeweils zwischen 4 und 7 Prozent der Verzögerungen stehen im Zusammenhang mit den Übertragungsnetzbetreibern, der Bevölkerungsakzeptanz oder weiteren Dritten. Bei ca. 39 Prozent der verzögerten Maßnahmen werden interne Gründe genannt. Hierbei kann es sich beispielsweise um einen Personalmangel seitens des Verteilernetzbetreibers handeln. Jedoch wird bei den internen Gründen häufig auch die Veränderung der Priorität, d.h. der Reihenfolge der Maßnahmenumsetzung oder aber auch die Abhängigkeit von der Realisierung einer anderen Maßnahme, die sich verzögert, genannt. Bei 20 Prozent der verzögerten Maßnahmen wurde der Genehmigungsprozess als Verzögerung genannt. Hierzu zählen jedoch auch Verzögerungen durch nicht „originäre“ Genehmigungsbehörden, d.h. durch weitere Träger öffentlicher Belange wie z.B. das Straßenbauamt. Wird die Hochspannungsebene isoliert betrachtet, stehen ein Drittel aller verzögerten Maßnahmen im Zusammenhang mit Genehmigungsprozessen. Bei 22 Prozent der Verzögerungen wurde ein "sonstiger Grund" angegeben.

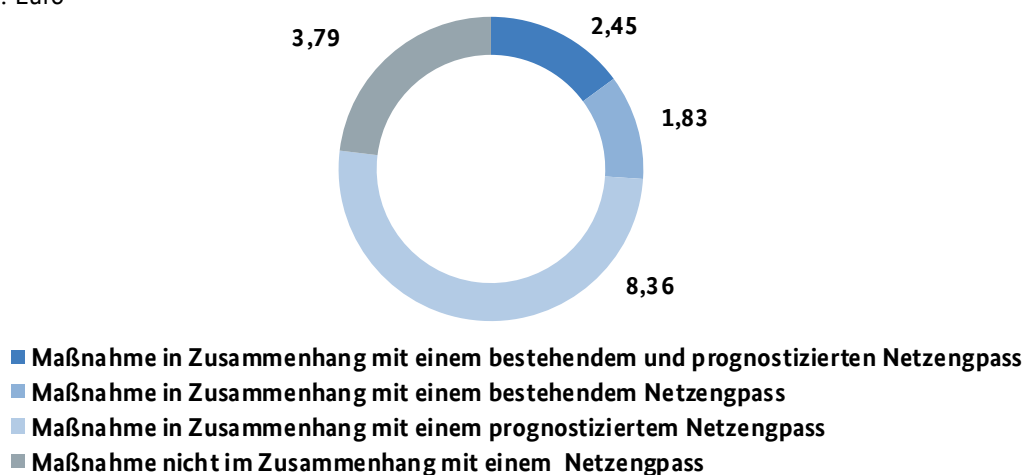
2.090 der 3.337 Maßnahmen mit einem Netzausbaubedarf in Höhe von 12,62 Mrd. Euro stehen im Zusammenhang mit einem bestehenden und/oder prognostizierten Netzengpass. Hiervon entfallen 2,45 Mrd. Euro auf Maßnahmen, die sowohl im Zusammenhang mit einem bestehenden, als auch

⁵ Das Wort "ersetzt" bezieht sich nur auf Ersatz mit Erhöhung der Übertragungskapazität.

prognostizierten Netzengpass stehen, d.h. dass bereits ein Engpass besteht, aber noch ein weiterer Engpass erwartet wird. 1.83 Mrd. Euro entfallen auf Maßnahmen die einem bestehenden Engpass begegnen. Der mit 8,36 Mrd. Euro größte Anteil entfällt auf Maßnahmen, die einem prognostizierten Netzengpass vorbeugen sollen. Bei den restlichen 1.247 gemeldeten Maßnahmen mit einem Volumen in Höhe von 3,79 Mrd. Euro wurde kein Zusammenhang zu einem bestehenden oder prognostizierten Netzengpass angegeben.

Engpassbedingter Verteilernetzausbaubedarf

in Mrd. Euro



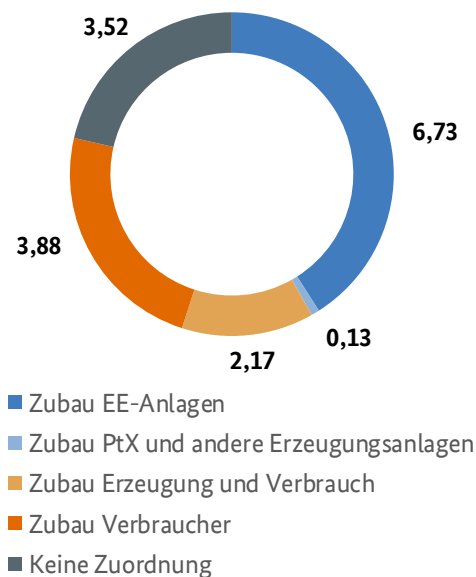
Quelle Bundesnetzagentur

Abbildung 2-2: Engpassbedingter Verteilernetzausbaubedarf

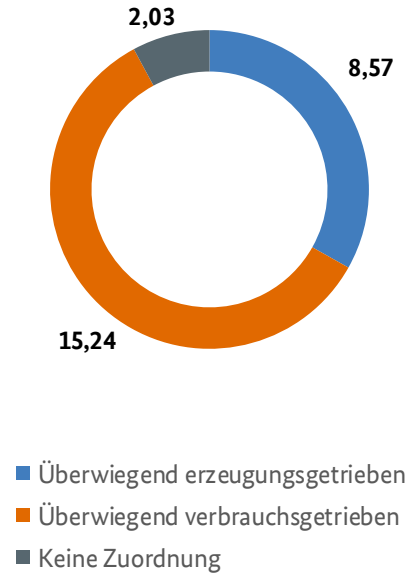
Den nachfolgenden zwei Ringdiagrammen ist zu entnehmen, wie viel des erwarteten Netzausbaubedarfs ganz oder teilweise im Zusammenhang mit Erzeugungsanlagen und/oder Verbrauchern steht. Die Möglichkeit der Einordnung des Netzausbaubedarfs unterschied sich hierbei je nach Art der Meldung. In der weniger detaillierten 10-Jahresplanung der unteren Netzebenen wurde lediglich eine Zuordnung zu überwiegend erzeugungs- oder verbrauchsbedingtem Bedarf vorgenommen. Insgesamt wurden von den 25,84 Mrd. Euro 15,24 Mrd. Euro dem überwiegend verbrauchsbedingten Netzausbaubedarf zugeordnet. 8,57 Mrd. Euro entfallen auf den überwiegend erzeugungsbedingten Netzausbau. Der Anteil des überwiegend verbrauchsbedingten Netzausbaubedarf nimmt hierbei mit sinkender Netzebene zu (56 bis 64 Prozent), der erzeugungsbedingte Anteil nimmt ab (39 bis 28 Prozent). Ein kleiner Anteil kann weder einem verbrauchs- noch einem erzeugungsbedingten Ausbau zugeordnet werden. Hierzu zählen beispielsweise technisch notwendige Maßnahmen zur Sicherstellung der Funktionsfähigkeit und Resilienz des Netzes.

Innerhalb des gemeldeten Maßnahmenplans haben die Verteilernetzbetreiber für ihre Einzelmaßnahmen einen Grund angegeben, aufgrund dessen die Maßnahme überwiegend erfolgte. Es ist festzustellen, dass der überwiegende Teil der Maßnahmenplanung, und damit vor allem der oberen Netzebenen, weitestgehend im Zusammenhang mit dem Zubau Erneuerbaren Energien Anlagen (EE-Anlagen) steht.

Netzausbautreiber gemeldeter Einzelmaßnahmen in Mrd. Euro



Netzausbautreiber der 10-Jahresplanung der unteren Netzebenen in Mrd. Euro



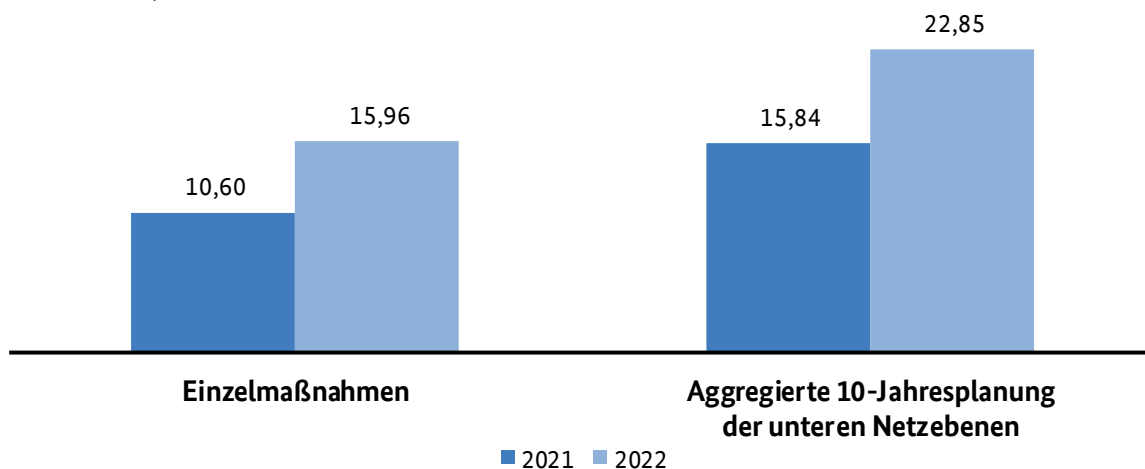
Quelle Bundesnetzagentur

Abbildung 2-3: Treiber des Verteilernetzausbaubedarfs

2.1.2 Entwicklung des 10-Jahres Netzausbaubedarfs

Für den Adressatenkreis, der sich mit dem Adressatenkreis des Vorjahresberichts überschneidet, kann der erwartete Netzausbaubedarf verglichen werden. Wie in der untenstehenden Abbildung zu sehen ist, ist der erwartete Netzausbau für die nächsten 10 Jahre erneut angestiegen. Die 58 verglichenen Verteilernetzbetreiber meldeten im Bericht 2021 insgesamt 2.308 Maßnahmen mit einem erwarteten Netzausbaubedarf in Höhe von 10,60 Mrd. Euro. Aus der diesjährigen Meldung dieser 58 Verteilernetzbetreiber ergibt sich, dass hiervon 360 Maßnahmen mittlerweile abgeschlossen sind sowie weitere 64 Maßnahmen als weggefallen gemeldet wurden. Als vorgesehen, konkret geplant sowie im Bau befindlich wurden von den 58 Verteilernetzbetreibern für den Bericht 2022 3.135 Einzelmaßnahmen mit einem Ausbaubedarf in Höhe von 15,96 Mrd. Euro gemeldet.

Gegenüberstellung des gemeldeten Netzausbaubedarfs 2021 und 2022 in Mrd. Euro, 58 Verteilernetzbetreiber



Quelle Bundesnetzagentur

Abbildung 2-4: Gegenüberstellung des gemeldeten Netzausbaubedarfs 2021 und 2022 in Mrd. Euro, 58 Verteilernetzbetreiber

2.2 Fokus Hochspannungsnetzausbau

Insgesamt wurden für das Hochspannungsnetz 1.214 netzkapazitätserhöhende Maßnahmen gemeldet, die sich im Bau befinden, vorgesehen oder bereits konkret geplant sind. 14 Verteilernetzbetreiber, die die Hochspannungsebene betreiben, sehen in den nächsten zehn Jahren in der Hochspannung keinen Bedarf an Netzneubau, Ersatzneubau mit Erhöhung der Übertragungskapazität sowie Optimierung und Verstärkung. Hier wird sich in Zukunft zeigen, ob die Verwendung der Regionalszenarien ggf. doch zu Maßnahmen führen wird.

Der sich aus den gemeldeten Einzelmaßnahmen ergebende, zu erwartende Netzausbaubedarf der Hochspannung bis 2032 beträgt 10,66 Mrd. Euro (ca. 25,2 Prozent des Gesamtbedarfs). Die 1.214 Einzelmaßnahmen können nach den Projektkategorien unterschieden werden. Wie in nachfolgender Tabelle zu sehen ist, machen die gemeldeten Ersatzmaßnahmen mit Erhöhung der Übertragungskapazität fast 45 Prozent des gemeldeten Hochspannungsausbaubedarfs in Mrd. Euro aus.

Erwarteter Hochspannungsetzausbau nach Projektkategorie

Projektkategorie	Anzahl Maßnahmen	Kilometer	Bedarf in Mrd. Euro
Neubau	432	4.580	3,8
Ersatz mit Erhöhung der Übertragungskapazität	373	6.425	4,8
Netzoptimierung und -verstärkung	409	7.495	2,1
Summe	1.214	18.501	10,7

Quelle Bundesnetzagentur

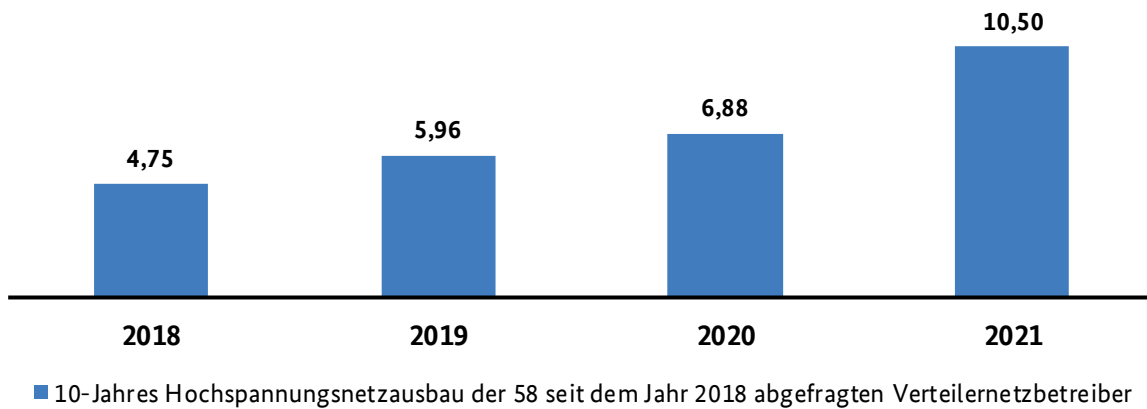
Tabelle 2-5: Erwarteter Hochspannungsnetzausbau nach Projektkategorie

Der erwartete Durchführungszeitraum von Baubeginn bis Fertigstellung ist sehr heterogen und reicht von wenigen Wochen bis zu 12 Jahren. Im Durchschnitt wird für die gemeldeten Neubaumaßnahmen von Baubeginn bis Fertigstellung von 33,1 Monaten ausgegangen. Bei Ersatzmaßnahmen mit Erhöhung der Übertragungskapazität liegt der Durchschnitt bei 41,3 Monaten, bei Netzoptimierung und -verstärkung bei ca. 31,6 Monaten. Insgesamt wurde für 353 der 1.214 Hochspannungsmaßnahmen eine Verzögerung gemeldet. Die Verteilernetzbetreiber konnten hierbei ein oder mehrere Verzögerungsgründe angeben. Aus den Meldungen ergibt sich, dass 30,9 Prozent der Verzögerungen ganz oder teilweise im Zusammenhang mit dem Genehmigungsprozess stehen. Rückschlüsse, an welchem Punkt der Genehmigungsprozess verzögert ist, können nicht erfolgen.

Bezogen auf die Hochspannungsebene lässt sich ein Vergleich des erwarteten Netzausbaus für diejenigen Verteilernetzbetreiber darstellen, die seit der Abfrage 2019 (Basisjahr 2018) bis zur aktuellen Abfrage 2022 (Basisjahr 2021) Teil des Adressatenkreises sind. Es ist für diesen Adressatenkreis ein deutlicher Anstieg des erwarteten Hochspannungsnetzausbaus in Höhe von 3,62 Mrd. Euro im Vergleich zum Vorjahr zu erkennen.

Bereinigter Hochspannungsnetzausbaubedarf mit Erhöhung der Netzkapazität in Mrd. Euro

- Neubau, Ersatz mit Erhöhung der Übertragungskapazität, Verstärkung und Optimierung



Quelle Bundesnetzagentur

Abbildung 2-5: Bereinigter Hochspannungsnetzausbaubedarf mit Erhöhung der Netzkapazität in Mrd. Euro

In der folgenden Abbildung ist das Hochspannungsnetz der befragten Verteilernetzbetreiber dargestellt. Netzengpässe sind hierbei rot gekennzeichnet. Es ist zu erkennen, dass viele der im Norden und Osten verlaufenden Hochspannungsleitungen Engpässe aufweisen. Dort findet insbesondere ein großer Zubau an Windenergieanlagen statt. Von Engpässen betroffen sind zudem Gebiete, über die der Strom vom Nordosten abtransportiert wird.

110kV Hochspannungsleitungen und Engpassregionen

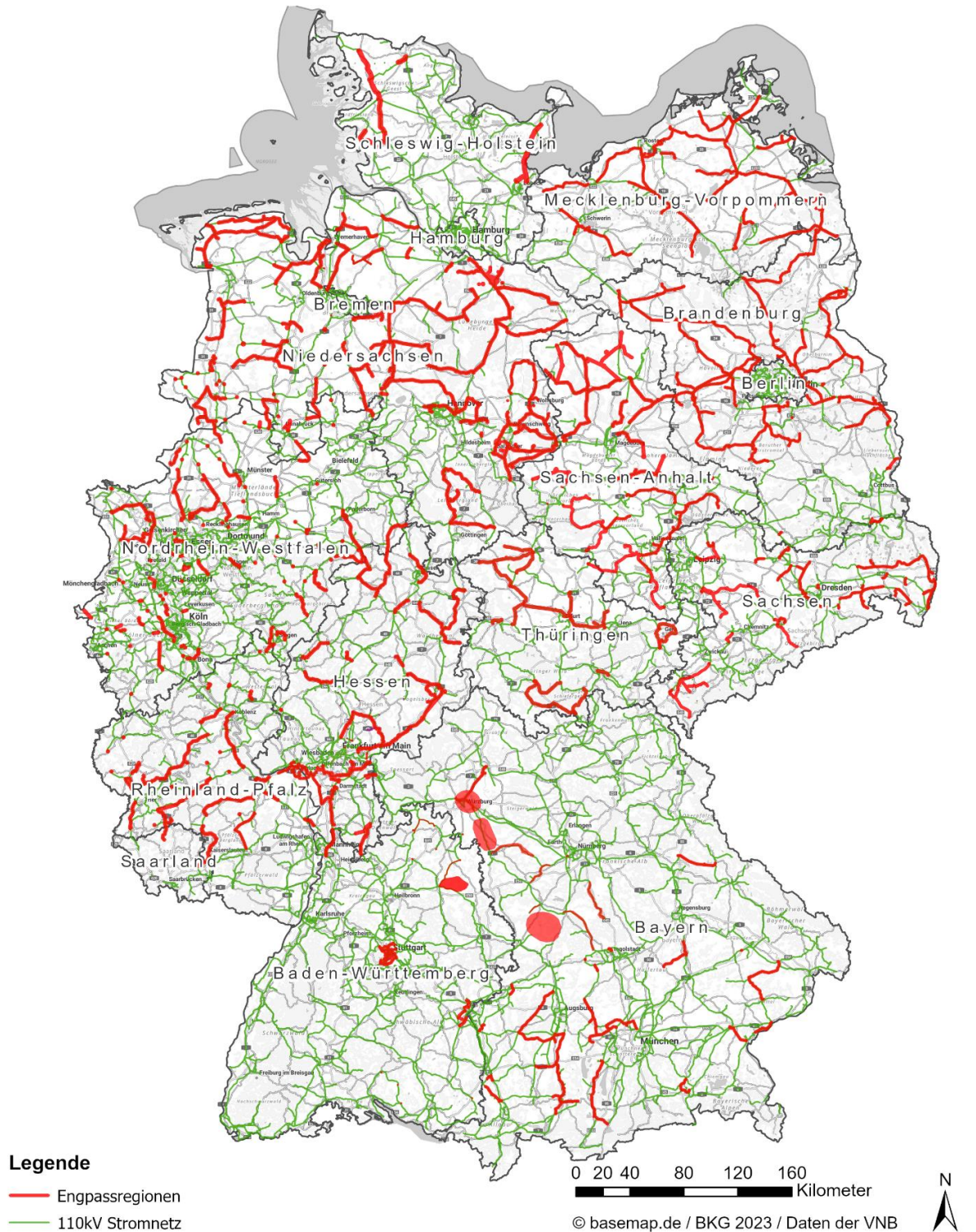


Abbildung 2-6: 110 kV Hochspannungsleitungen und Engpassregionen

In nachfolgender Tabelle ist der erwartete Ausbaubedarf der Hochspannungsebene je Verteilernetzbetreiber aufgeführt, sofern dieser über 100 Mio. Euro liegt. Dabei liegen 11 der 19 genannten Verteilernetzbetreiber über einem für die nächsten zehn Jahre erwarteten Hochspannungsausbau von 250 Mio. Euro.

Hochspannungsausbaubedarf mit Erhöhung der Übertragungskapazität in Mio. Euro

Neubau, Ersatz mit Erhöhung der Übertragungskapazität, Verstärkung und Optimierung

Hochspannungsbetreiber	Erwarteter Hochspannungsnetz- ausbaubedarf in Mio. Euro
Avacon Netz GmbH	1.955,6
E.DIS Netz GmbH	1.833,6
Bayernwerk Netz GmbH	831,0
Westnetz GmbH	810,4
Schleswig-Holstein Netz AG	573,8
Stromnetz Berlin GmbH	526,3
Stromnetz Hamburg GmbH	418,1
NRM Netzdienste Rhein-Main GmbH	354,9
WEMAG Netz GmbH	352,7
Netze BW GmbH	348,9
Rheinische NETZGesellschaft mbH	326,5
N-ERGIE Netz GmbH	225,3
Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH	212,7
Syna GmbH	201,4
LEW Verteilnetz GmbH	200,0
SachsenNetze HS.HD GmbH	197,4
TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG	167,5
SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG	162,2
Energienetze Offenbach GmbH	103,4

Quelle Bundesnetzagentur

Tabelle 2-6: Hochspannungsausbaubedarf mit Erhöhung der Übertragungskapazität in Mio. Euro

3 Bericht zum Netzbetrieb

Im Rahmen der Abfrage 2022 wurden die Verteilernetzbetreiber gebeten, Fragestellungen zum Netzbetrieb zu beantworten. Hierzu wurde der Fragenkatalog der vergangenen Abfragen überarbeitet und weitergeführt. In diesem Kapitel werden Themen wie beispielsweise Netzausnutzung, Netzauslastung und Digitalisierung beschrieben. Ein Vergleich mit den Vorjahren ist nur eingeschränkt möglich, da sich der Adressatenkreis der jährlichen Abfrage vergrößert hat. Wie in Kapitel 1 beschrieben werden nicht alle Netzebenen von allen 82 Verteilernetzbetreibern betrieben. Dies ist bei Auswertungen, die nach Netzebenen aufgeschlüsselt werden, zu berücksichtigen.

3.1 Ausnutzung der Bestandsnetze

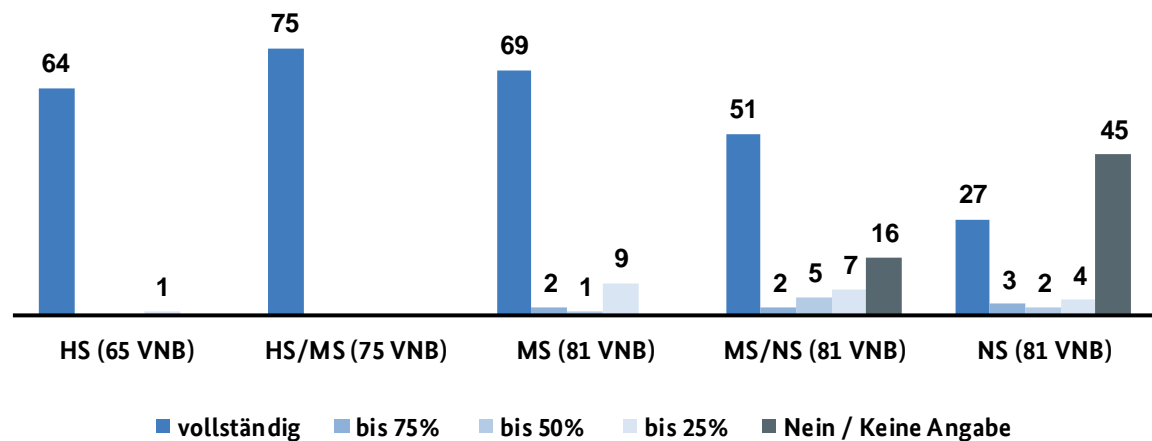
Wie bereits in den Vorjahren wurden die Fragestellungen zur Ausnutzung der Bestandsnetze überarbeitet und weitergeführt. Die Ergebnisse werden in den folgenden Abschnitten dargestellt.

3.1.1 Erfassung von Schaltzuständen und Netzzustandsdaten

So wurde je Netzebene beispielsweise gefragt, inwiefern Schaltzustände und Netzzustandsdaten zentral erfasst, gespeichert oder verändert werden können. Bezogen auf die reine Erfassung von Schaltzuständen an zentraler Stelle werden die Hochspannung und die Umspannebene Hoch- auf- Mittelspannung nahezu von allen Verteilernetzbetreibern vollständig erfasst. In Richtung unterer Netzebenen sinkt dann der Anteil der Netzbetreiber, die Schaltzustände ganz oder teilweise zentral erfassen. In der Niederspannung findet bei über der Hälfte der befragten Verteilernetzbetreiber keine Erfassung an zentraler Stelle statt.

Zentrale Erfassung von Schaltzuständen

Anzahl Verteilernetzbetreiber



Quelle Bundesnetzagentur

Abbildung 3-1: Zentrale Erfassung von Schaltzuständen

Durch dezentrale Einspeisung und Veränderungen auf der Lastseite, wie beispielsweise durch die Integration von Ladeinfrastruktur und Wärmepumpen, gewinnt für die Verteilernetzbetreiber das Wissen über den tatsächlichen Netzzustand immer mehr an Bedeutung. Interessant ist daher, in wieviel Prozent der als kritisch

identifizierten Netzbereiche bereits echtzeitnahe⁶ Netzzustandsdaten an zentraler Stelle erfasst werden. Von den 65 befragten Verteilernetzbetreibern, die ein Hochspannungsnetz betreiben, erfassen bereits 59 Verteilernetzbetreiber echtzeitnahe Netzzustandsdaten aller ihrer als kritisch identifizierten Bereiche der Hochspannung sowie weitere vier Netzbetreiber zumindest teilweise. Auf der Umspannebene Hoch- auf Mittelspannung geben 67 von 75 Verteilernetzbetreiber an, echtzeitnahe Zustandsdaten aller als kritisch identifizierten Bereiche zentral zu erfassen. Weitere drei Verteilernetzbetreiber erfassen echtzeitnahe Zustandsdaten zumindest teilweise. Hier ist ebenfalls eine Abnahme der erfassenden Verteilernetzbetreiber in den unteren Netzebenen zu sehen. Für alle als kritisch identifizierte Bereiche des eigenen Mittelspannungsnetzes werden noch von 36 der 81 Verteilernetzbetreiber Zustandsdaten zentral erfasst. 38 Verteilernetzbetreiber erfassen Zustandsdaten zumindest teilweise. Für kritische Bereiche der Umspannebene Mittel- auf Niederspannung erfassen nur noch 17 von 81 Verteilernetzbetreiber echtzeitnahe Netzzustandsdaten zentral. 33 Verteilernetzbetreiber erfassen zumindest teilweise Zustandsdaten der als kritisch identifizierten Bereiche. In der Niederspannung erfassen 61 der 81 Verteilernetzbetreiber keine echtzeitnahen Zustandsdaten kritischer Bereiche. Lediglich 8 von 81 haben eine Erfassung in allen als kritisch identifizierten Bereichen.

Erfasste Netzzustandsdaten der Hochspannung und Umspannebene Hoch- auf Mittelspannung werden von fast allen Verteilernetzbetreibern mindestens in aggregierter Form gespeichert. Netzzustandsdaten der Mittelspannung werden bei 84 Prozent, der Umspannebene Mittel- auf Niederspannung bei 63 Prozent und der Niederspannung nur noch lediglich bei 20 Prozent der befragten Verteilernetzbetreiber mindestens in aggregierter Form gespeichert.

3.1.2 Steuerungsmöglichkeiten

Steuerungen aufgrund ausgewerteter Zustandsdaten können von den Verteilernetzbetreibern, je nach technischer Ausstattung, vor Ort, d.h. direkt am Erzeuger oder Verbraucher, oder von zentraler Stelle vorgenommen werden. Die Steuerung kann dabei automatisch oder manuell erfolgen. Die verschiedenen Steuerungsmöglichkeiten schließen sich nicht gegenseitig aus, so dass ein Verteilernetzbetreiber in der Lage sein kann, sowohl von zentraler Stelle als auch manuell vor Ort zu steuern.

Grundsätzlich zeigt sich, dass bereits vorhandene Steuerungsmöglichkeiten derzeit eher für Erzeuger implementiert sind. Bei knapp der Hälfte der Netzbetreiber ist es in der Hoch- und Mittelspannung vollständig möglich, diese von zentraler Stelle manuell zu steuern. In der Niederspannung fällt die Steuerbarkeit dagegen deutlich geringer aus. Eine automatisierte Steuerbarkeit von Erzeugern ist nur bei wenigen Netzbetreibern möglich.

Ebenfalls nur wenige Netzbetreiber haben bereits eine Steuerbarkeit von Verbrauchern implementiert. Am weitesten verbreitet ist dabei noch die manuelle zentrale Steuerung von Verbrauchern auf der Hochspannungsebene, dies ist bei ca. 15 Prozent der Netzbetreiber vollständig möglich. In der Mittel- und Niederspannung ist dies auf wenige Einzelfälle beschränkt, ebenso grundsätzlich im Bereich der automatisierten Steuerung.

⁶ Übertragungsabstand unter 15 Minuten

3.1.3 Datenbedarfe

Die befragten Netzbetreiber sehen zum großen Teil einen Bedarf an Daten, die ihnen heute noch nicht zur Verfügung stehen. Lediglich 8 der 82 Verteilernetzbetreiber sehen keinen weiteren Bedarf an Daten. Die Verteilernetzbetreiber konnten im Vorjahresbericht als Freitext angeben, welche Daten benötigt werden, jedoch noch nicht verfügbar sind. Die ausgewerteten Antworten wurden in die diesjährige Abfrage integriert. Aus der nachfolgenden Tabelle zum Datenbedarf geht hervor, dass sowohl das Vorliegen von bestimmten Daten sowie der Bedarf nach Daten innerhalb der Abfrageadressaten heterogen ist. Daten über die Last- und Einspeisung an Netzverknüpfungspunkten zum vorgelagerten Netz liegen fast allen Netzbetreibern in ausreichender Form oder zumindest teilweise vor. Nur drei der 82 Verteilernetzbetreiber haben einen Bedarf an diesen Informationen, der noch nicht gedeckt ist. Im Punkt Datenbedarf von Betriebsmitteln zeigt sich, dass Echtzeitwerte der Mittelspannung bei 94 Prozent der befragten Netzbetreiber bereits mindestens teilweise vorliegen. Für die Niederspannung beträgt der Anteil nur noch 32 Prozent der befragten Netzbetreiber. Ein Drittel der befragten Netzbetreiber gibt jedoch an, Echtzeitwerte der Niederspannung derzeit nicht zu benötigen.

Datenbedarf der befragten Verteilernetzbetreiber

Anzahl Verteilernetzbetreiber

	Daten liegen vor	Daten liegen teilweise vor	Daten werden benötigt	Daten werden nicht benötigt
Last- und Einspeisung an den Netzverknüpfungspunkten zu vorgelagerten Netzbetreibern	65	14	3	
Informationen zu Einspeiseanlagen nachgelagerter Netzbetreiber	15	33	11	23
Lastseitige Flexibilitätsangebote	4	7	25	46
Kundenseitige Prognose von Last und Erzeugung	2	37	22	21
Echtzeitwerte von Betriebsmitteln in der MS	16	61	2	3
Echtzeitwerte von Betriebsmitteln in der NS	1	25	29	27
(Bessere) Wetterprognosen	41	23	5	13
Temperaturüberwachung von Leitungen	2	14	10	56
Lastgangdaten aus der NS- Ebene (Haushaltsanschlüsse)	1	16	27	37

Quelle: Bundesnetzagentur

Tabelle 3-1: Datenbedarf der befragten Verteilernetzbetreiber⁷

⁷ Ein Verteilernetzbetreiber machte bezüglich der Lastgangdaten aus der NS-Ebene keine Angabe.

3.1.4 Kommunikationstechnik

Im Rahmen der Abfrage wurden die Verteilernetzbetreiber bezüglich der in ihrem Netz eingesetzten Übertragungstechnologien für die Kommunikation mit Betriebsmitteln, Erzeugern oder Verbrauchern befragt. Von den 82 befragten Verteilernetzbetreibern wird Mobilfunk für Erzeuger von allen 82, für Betriebsmittel von 79 sowie für die Kommunikation mit Verbrauchern von 67 der Verteilernetzbetreiber eingesetzt. Die Nutzung von optischen Transportmitteln wie z.B. Lichtwellenleiter (LWL) oder Glasfaser wurde in der vergangenen Abfrage von mehreren Verteilernetzbetreibern als sonstige Übertragungsmöglichkeit gemeldet. Aus diesem Grund wurde diese Übertragungstechnologie in die Abfrageliste aufgenommen. Hier zeigt sich ebenfalls ein weit verbreiteter Einsatz. Für Betriebsmittel werden optische Transportmittel bei 81, für Erzeuger bei 56 sowie für Verbraucher bei 45 der befragten Verteilernetzbetreiber eingesetzt.

Des Weiteren kommen bei einem großen Anteil der Verteilernetzbetreiber Rundsteuertechnik und DSL zum Einsatz. Rundsteuertechnik wird für Betriebsmittel bei 53, für Erzeuger bei 66 sowie für Verbraucher bei 63 der befragten Verteilernetzbetreiber eingesetzt. DSL wird für Betriebsmittel bei 65, für Erzeuger bei 52 sowie Verbraucher bei 44 der befragten Verteilernetzbetreiber eingesetzt. Ethernet wird für Betriebsmittel von 57, für Erzeuger von 37 sowie für Verbraucher von 31 der befragten Verteilernetzbetreiber eingesetzt.

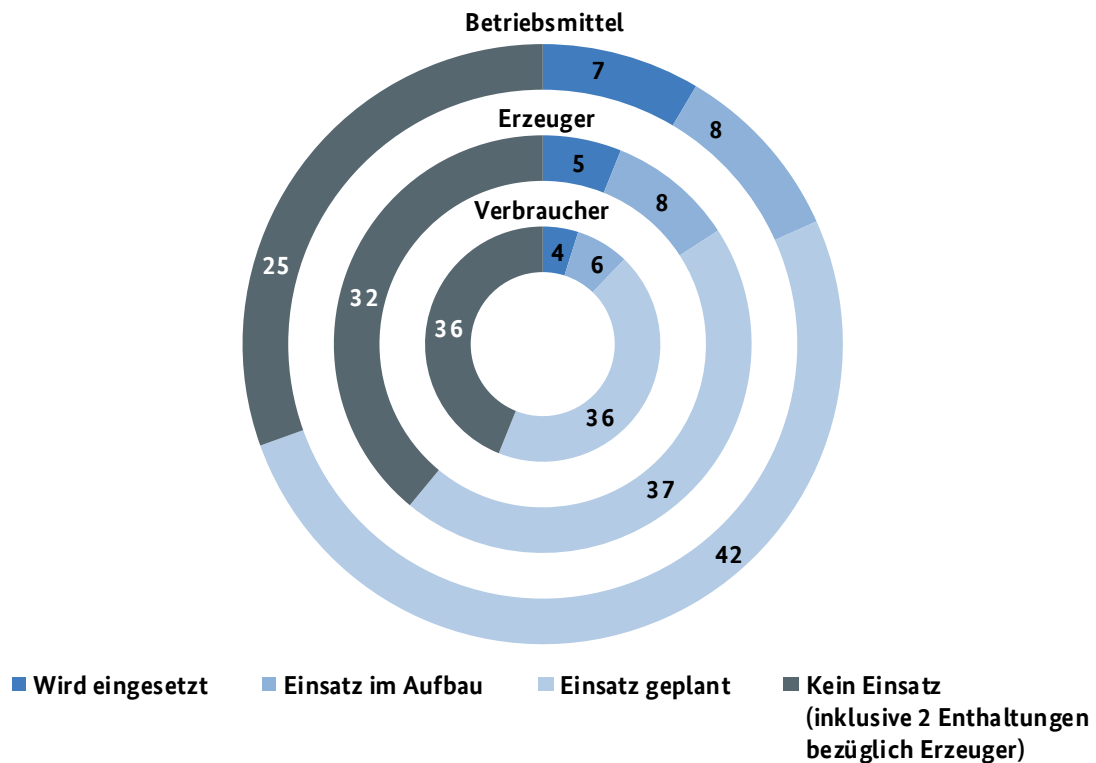
Die Technologie LoRaWan wird für Betriebsmittel derzeit bei 16 Verteilernetzbetreibern eingesetzt. Bei weiteren 23 Verteilernetzbetreibern befindet sich der Einsatz von LoRaWan für Betriebsmittel im Aufbau oder ist geplant. Für Erzeuger bzw. Verbraucher wird LoRaWan nur von wenigen Verteilernetzbetreibern eingesetzt (2 bzw. 6 Verteilernetzbetreiber), befindet sich im Aufbau (jeweils 5 Verteilernetzbetreiber) oder ist zukünftig geplant (11 bzw. 13 Verteilernetzbetreiber). Weitere Übertragungstechnologien, die von einigen der befragten Netzbetreibern insbesondere für Betriebsmittel eingesetzt werden, sind Satellit (20 Verteilernetzbetreiber), Power-Line (9 Verteilernetzbetreiber) und Synchrone Digitale Hierarchie Netz (SDH-Netz, 25 Verteilernetzbetreiber).

Bei Bedarf konnte von den Verteilernetzbetreibern eine weitere Übertragungstechnologie angegeben werden. Hier wurden unter anderem Kupfersignalkabel, Wechselstrom-Telegraphie sowie Multiprotocol Label Switching (MPLS) genannt.

Auch mit dem in diesem Jahr auf 82 erweiterten Adressatenkreis ist in folgender Graphik zu erkennen, dass ein Großteil der Verteilernetzbetreiber darüber hinaus plant, den Einsatz der 450MHz-Technologie aufzubauen und einzusetzen. Hintergrund der Frage ist die Vergabe dieser Frequenz für den Energiesektor im Jahr 2021. Durch die Vergabe kann eine zusätzliche Frequenznutzung im Bereich der Anbindung intelligenter Messsysteme ermöglicht werden. Hierfür eignet sich das verfügbare Frequenzband besonders gut, da aufgrund der Wellenlänge Kellerräume besser erreicht werden können, in denen üblicherweise der Zählerschrank angebracht ist.

Einsatz von 450MHz als Übertragungstechnologie

Anzahl Verteilernetzbetreiber



Quelle Bundesnetzagentur

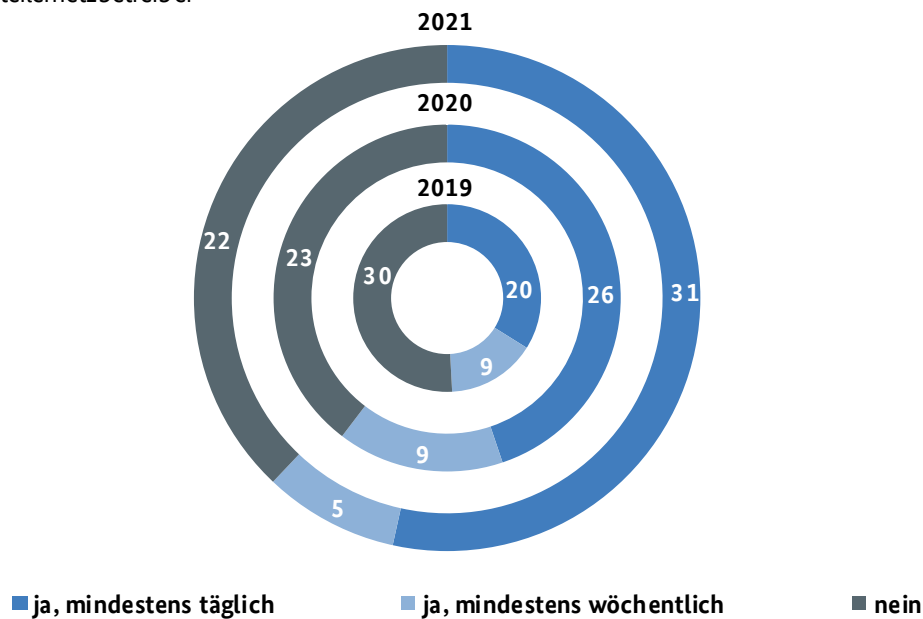
Abbildung 3-2: Einsatz von 450MHz als Übertragungstechnologie

3.1.5 Netzauslastungsprognosen

37 der 82 befragten Verteilernetzbetreiber führen mindestens täglich eine Netzauslastungsprognose im Rahmen des Netzbetriebs durch. Weitere 7 Verteilernetzbetreiber geben an, diese mindestens wöchentlich durchzuführen. Durch die Erweiterung des Adressatenkreises sind die Angaben nicht unmittelbar mit dem Vorjahresbericht vergleichbar. Werden die Angaben zur Netzauslastungsprognose des mit dem Vorjahresberichten übereinstimmenden Adressatenkreises isoliert betrachtet, ist festzustellen, dass der Anteil der Verteilernetzbetreiber, der mindestens täglich eine Netzauslastungsprognose im durchführt, weiter ansteigt.

Durchführung von Netzauslastungsprognosen im Rahmen des Netzbetriebs - 58 Verteilernetzbetreiber

Anzahl Verteilernetzbetreiber



Quelle Bundesnetzagentur

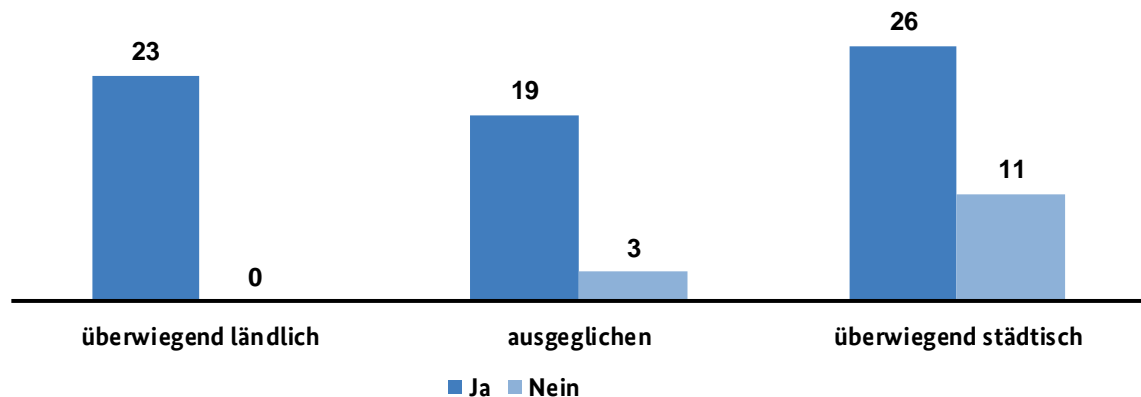
Abbildung 3-3: Durchführung von Netzauslastungsprognosen im Zeitverlauf

3.1.6 Technische Maßnahmen zur Ausnutzung der Bestandsnetze

Die Verteilernetzbetreiber wurden danach gefragt, ob sie technische Maßnahmen zur besseren Ausnutzung ihrer Bestandsnetze durchführen. Zu den technischen Maßnahmen zählen unter anderem Freileitungsmonitoring und regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT). Insgesamt gaben 68 der 82 befragten Verteilernetzbetreiber an, technische Maßnahmen zur besseren Ausnutzung der Bestandsnetze einzusetzen. 11 Verteilernetzbetreiber gaben an, dass in ihrem Bestandsnetz kein Bedarf besteht. Weitere zwei Verteilernetzbetreiber gaben an, Netzengpässen derzeit durch Erneuerung und Verstärkung der Netze zu begegnen. Bei einem Verteilernetzbetreiber befindet sich der Einsatz von technischen Maßnahmen im Aufbau. Vor allem in städtischen Netzgebiet sieht ein Teil der befragten Verteilernetzbetreiber keinen Bedarf, technische Maßnahmen zur besseren Ausnutzung der Bestandsnetze einzusetzen (siehe Abbildung 3-4)

Ergreifen Sie technische Maßnahmen zur besseren Ausnutzung der Bestandsnetze?

Anzahl Verteilernetzbetreiber



Quelle Bundesnetzagentur

Abbildung 3-4: Einsatz technischer Maßnahmen zur besseren Ausnutzung der Bestandsnetze

Die befragten Verteilernetzbetreiber konnten ihre Angaben zum Einsatz der technischen Maßnahmen (Freileitungsmonitoring, rONT, sensitive Einspeisemanagementregler, Spannungs- und Blindleistungsmanagement sowie Regelungskonzepte und Weitbereichsregler) weiter konkretisieren. Von den eingesetzten technischen Maßnahmen werden das Freileitungsmonitoring, sensitive Einspeisemanagementregler, rONT sowie Regelungskonzepte und Weitbereichsregler überwiegend im ländlichen und eher ausgeglichenen Bereich eingesetzt. Bei Spannungs- und Blindleistungsmanagement ist der Einsatz in ländlichen, städtischen und ausgeglichenen Netzgebieten ähnlich ausgeprägt. Aus der nachfolgenden Tabelle wird deutlich, dass Spannungs- und Blindleistungsmanagement bei 69,5 Prozent der befragten Verteilernetzbetreiber eingesetzt oder gerade aufgebaut wird oder der Einsatz geplant ist. Der Einsatz von rONT wurde überwiegend von Verteilernetzbetreibern mit eher ländlicher oder ausgeglichener Netzstruktur gemeldet. Nur sieben der überwiegend städtischen Verteilernetzbetreiber planen den Einsatz von rONT oder setzen diese bereits ein. Insgesamt wurden 1.795 eingesetzte rONT gemeldet, von denen 370 rONT im Jahr 2021 in Betrieb genommen wurden. Die Anzahl eingesetzter rONT ist hierbei sehr heterogen. Auffallend ist, dass sich ca. 88 Prozent der eingesetzten rONT in den Netzen von drei überwiegend ländlichen Verteilernetzbetreibern befinden.

Einsatz von technischen Maßnahmen zur besseren Ausnutzung der Bestandsnetze

Anzahl Verteilernetzbetreiber

	Freileitungs- monitoring	rONT	Sensitive Einspeise- management- regler	Spannungs-/ Blindleistungs- management	Regelungs- konzepte / Weitbereichs- regler
Wird eingesetzt	18	35	14	39	21
Einsatz im Aufbau	1	1	4	11	5
Einsatz geplant	5	7	6	7	9
kein Einsatz	56	37	55	23	44
k.A.	2	2	3	2	3

Quelle Bundesnetzagentur

Tabelle 3-2: Einsatz technischer Maßnahmen zur besseren Ausnutzung der Bestandsnetze

3.1.7 Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen sowie Spitzenkappung

Zum Zeitpunkt der Abfrage 2022 forderte der §14d Abs. 5 EnWG (alte Fassung), dass bei der der Planung des Elektrizitätsverteilernetzausbaus die Möglichkeiten von Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen zu berücksichtigen sind.⁸ Die befragten Verteilernetzbetreiber konnten in der diesjährigen Abfrage angeben, ob sie die Instrumente "Spitzenkappung nach § 11 (2) EnWG", "Netzentgeltreduzierung nach § 14a EnWG" oder "Netzentgeltreduzierung nach § 19 StromNEV" anwenden. Das Instrument der Spitzenkappung wurde lediglich von sieben Verteilernetzbetreibern grundsätzlich angemeldet. Bei zwei dieser Verteilernetzbetreiber bestand 2021 jedoch kein konkreter Bedarf, dieses Instrument tatsächlich anzuwenden. Weitere vier Verteilernetzbetreiber bereiten den Einsatz vor oder wollen Spitzenkappung zukünftig nutzen. Die Instrumente der Netzentgeltreduzierungen werden von einem überwiegenden Teil genutzt. So werden Netzentgeltreduzierung nach § 14a EnWG bereits von 70 Verteilernetzbetreibern angewendet und Reduzierungen nach § 19 StromNEV von 75 Verteilernetzbetreibern. Lediglich 10 bzw. 5 Verteilernetzbetreiber planen keinen zukünftigen Einsatz der Instrumente.

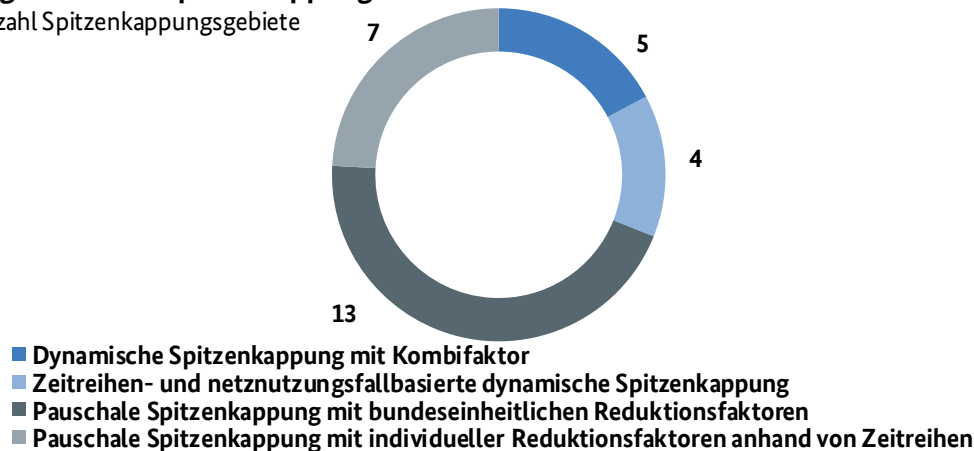
Insgesamt wurde von fünf der befragten Verteilernetzbetreiber eine Anwendung des Instruments der Spitzenkappung nach § 11 Abs. 2 EnWG in 29 Gebieten gemeldet. 22 Spitzenkappungsgebiete wurden hierbei von Netzbetreibern mit eher ländlicher Netzstruktur sowie 7 Spitzenkappungsgebiete von Netzbetreibern mit ausgewogener Netzstruktur gemeldet. Netzbetreiber mit überwiegend städtischer Struktur meldeten kein Gebiet, in dem das Instrument der Spitzenkappung angewendet wird. Die Anzahl der jeweilig gemeldeten Spitzenkappungsgebiete variiert zwischen einem und zehn Gebieten.

⁸ Durch die erneute Novellierung des § 14d EnWG hat der zu erstellende Netzausbauplan 2024 notwendige Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen in den nächsten fünf und zehn Jahren zu enthalten (§ 14d Abs. 3 Nr. 3 EnWG).

Die Verteilernetzbetreiber können die Spitzenkappung nach unterschiedlichen Verfahren in ihrer Netzplanung anwenden. Hierbei können sie zwischen pauschalen und dynamischen Ansätzen wählen. Für die gemeldeten Netzgebiete, in denen Spitzenkappung angewendet wurde, wurde mit 13 Gebieten am häufigsten (45 Prozent) eine pauschale Spitzenkappung durch Anwendung bundeseinheitlicher Reduktionsfaktoren angewendet. Individuelle Reduktionsfaktoren anhand von Zeitreihen wurde in sieben Spitzenkappungsgebieten, das Kombifaktor-Verfahren in fünf Spitzenkappungsgebieten sowie eine zeitreihen-nutzungsfallbasierte Spitzenkappung in vier Gebieten angewendet. Die Ermittlung der individuellen Reduktionsfaktoren anhand von Primärenergieangeboten oder auf Basis von Volllaststunden wurde von den Verteilernetzbetreibern nicht angewendet.

Angewendetes Spitzenkappungsverfahren

Anzahl Spitzenkappungsgebiete



Quelle Bundesnetzagentur

Abbildung 3-5: Angewendetes Spitzenkappungsverfahren

Im Rahmen der Abfrage 2022 gaben 30 von 82 Verteilernetzbetreiber an, dass sie an Pilotprojekten zum Einsatz von netzdienlicher Flexibilität in Ihrem Netz beteiligt sind. Genannt wurden unter anderem Projekte im Bereich der Elektromobilität, der Erzeuger- und/oder Verbrauchersteuerung, von intelligenten Mess- und Energiemanagementsystemen oder im Bereich von Wirk- und Blindleistungspotenzialen.

3.1.8 Netzverluste

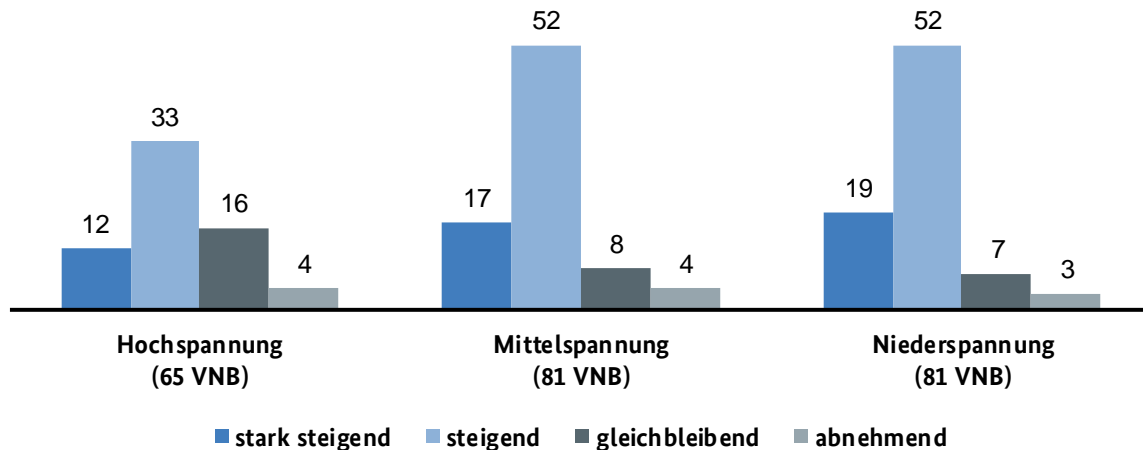
Auf ihr Netz bezogen erwartet der leicht überwiegende Teil der Netzbetreiber eine Steigerung der Netzverluste. Für die Hochspannungsnetzebene gehen mittelfristig 34 der 65 Hochspannungsnetzbetreiber von steigenden sowie 4 Netzbetreiber von stark steigenden Netzverlusten aus. Weitere 26 Verteilernetzbetreiber gehen von gleichbleibenden Netzverlusten sowie ein Netzbetreiber von abnehmenden Netzverlusten aus. Ähnlich zeichnet sich das Bild der mittelfristigen Netzverlustveränderung für die Mittel- bzw. Niederspannung. Hier gehen 49 bzw. 60 der 81 Verteilernetzbetreiber von einem Anstieg sowie fünf bzw. zwei Verteilernetzbetreiber von einem starken Anstieg der Netzverluste aus. Jeweils zwei Verteilernetzbetreiber gehen von abnehmenden Netzverlusten im Mittel- bzw. Niederspannung aus. 25 bzw. 17 Verteilernetzbetreiber gehen mittelfristig von einer gleichbleibenden Situation aus.

Längerfristig – auf 10 Jahre gesehen – erhöht sich der Anteil der Verteilernetzbetreiber, die einen starken Anstieg der Netzverluste erwarten, für alle drei Netzebenen. Wie der nachfolgenden Abbildung zu entnehmen

ist, erwarten 69 Prozent der befragten Hochspannungsnetzbetreiber einen (starken) Anstieg der Netzverluste. In der Mittelspannung 85 Prozent sowie in der Niederspannung 88 Prozent. Hauptgrund dafür ist die zukünftig steigende Auslastung der Netze.

Langfristig erwartete Veränderung von Netzverlusten

Anzahl Verteilernetzbetreiber



Quelle Bundesnetzagentur

Abbildung 3-6: Langfristig erwartete Veränderung von Netzverlusten

3.1.9 Spannungsqualität und Kurzzeitunterbrechungen

Die Haltung der Spannungsqualität ist weiterhin ein wichtiges Thema im Bereich des Netzbetriebs. Als Spannungsqualität wird grundsätzlich die Übereinstimmung der tatsächlich – physikalisch – vorliegenden Netzspannung und der vom Netzbetreiber zugesagten Netzspannung verstanden. Durch europäische und internationale Normen wird ein Maß für die Spannungsqualität vorgegeben. Um ein gleiches Verständnis im europäischen Raum zu gewährleisten, wurde im Jahr 2010 die Norm EN 50160:2010 geschaffen. Demnach liegt eine Unterbrechung vor, sofern die Spannung einer Übergabequelle um mehr als 5 Prozent von der Bezugsspannung abweicht. Ein Spannungseinbruch ist definiert durch eine – je Spannungsebene definierte – prozentuale Verringerung oder Erhöhung der zugesagten Versorgungsspannung (Beispielsweise ± 10 Prozent). Auch wenn die tatsächliche Unterbrechung der Stromversorgung sehr kurz ist, wird von einer Versorgungsunterbrechung gesprochen. Liegt die Dauer der Unterbrechung dabei unterhalb von drei Minuten, so wird sie als „kurze Versorgungsunterbrechung“ bezeichnet. Die Auswirkungen von kurzen Versorgungsunterbrechungen sind sehr unterschiedlich und abhängig von der Art des Verbrauchers/Erzeugers sowie dessen Störimpfindlichkeit. Bereits kleine Normabweichungen können in bestimmten Fällen zu Störungen bei Letztverbrauchern oder im Netzbetrieb führen. Kurze Versorgungsunterbrechungen werden somit von verschiedenen Kundengruppen unterschiedlich wahrgenommen. Für Haushaltskunden sind sie meist von untergeordneter Bedeutung. Bei industriellen Verbrauchern, die über keine gesonderte Absicherung der Stromversorgung für kritische Prozesse verfügen, können bereits sehr kurze Versorgungsunterbrechungen oder Spannungsabweichungen zu Produktionsbeeinträchtigungen führen. Ursächlich für kurze Versorgungsunterbrechungen sind bspw. atmosphärische Einwirkungen und daraus resultierende Erd- und Kurzschlüsse oder Netzzurückwirkungen von Erzeugungsanlagen und Verbrauchsgeräten. In Deutschland erhebt die Bundesnetzagentur gemäß § 52 EnWG

die Daten zu den Langzeitversorgungsunterbrechungen mit einer Dauer > 3 Minuten. Diese werden im Strombereich ebenfalls zur Qualitätsregulierung herangezogen.

Versorgungsunterbrechungen von kürzerer Dauer werden nicht von allen Verteilernetzbetreibern erfasst. Für die Hochspannungsebene erfassen 52 der 65 Hochspannungsbetreiber Unterbrechungen zwischen einer und 3 Minuten, 51 der 65 Hochspannungsbetreiber erfassen Unterbrechungen unter einer Minute. In der Mittelspannung werden Unterbrechungen zwischen einer und drei Minuten von 69 der befragten Verteilernetzbetreiber erfasst, Unterbrechungen unter einer Minute von 64 Verteilernetzbetreibern. Auf der Niederspannung ist der Anteil der Verteilernetzbetreiber, die Unterbrechungen erfassen, geringer. Unterbrechungen zwischen einer und drei Minuten werden von 27 und Unterbrechungen unter einer Minute von 18 Verteilernetzbetreibern erfasst.

Für das Jahr 2021 wurden insgesamt 562 Kurzzeitunterbrechungen zwischen einer und drei Minuten sowie 2.892 Kurzzeitunterbrechungen unter einer Minute gemeldet. Diese Unterbrechungen wurden überwiegend in der Mittelspannung erfasst. Wird die Meldung des mit den Vorjahresabfragen übereinstimmenden Adressatenkreises im Zeitverlauf betrachtet (Tabelle 3-3 sowie Tabelle 3-4), so kann festgestellt werden, dass die Anzahl erfassten Kurzzeitunterbrechungen sowohl unter als auch zwischen einer und drei Minuten zurückgegangen ist. Der Rückgang erfasster Kurzzeitunterbrechungen ist hauptsächlich bei zwei Verteilernetzbetreibern mit überwiegend ländlicher sowie einem Verteilernetzbetreiber mit eher ausgeglichener Netzstruktur festzustellen.

Gemeldete Kurzzeitunterbrechungen zwischen einer und drei Minuten

58 Verteilernetzbetreiber, Anzahl Kurzzeitunterbrechungen

	Kurzzeitunterbrechungen zw. 1 und 3 Minuten Anzahl 2019	Kurzzeitunterbrechungen zw. 1 und 3 Minuten Anzahl 2020	Kurzzeitunterbrechungen zw. 1 und 3 Minuten Anzahl 2021
Hochspannung	37	42	41
Mittelspannung	1213	996	366
Niederspannung	33	28	35
Gesamt:	1283	1066	442

Quelle Bundesnetzagentur

Tabelle 3-3: Gemeldete Kurzzeitunterbrechung zwischen einer und drei Minuten

Gemeldete Kurzzeitunterbrechungen unter einer Minute

58 Verteilernetzbetreiber, Anzahl Kurzzeitunterbrechungen

	Kurzzeitunterbrechungen unter 1 Minute Anzahl 2019	Kurzzeitunterbrechungen unter 1 Minute Anzahl 2020	Kurzzeitunterbrechungen unter 1 Minute Anzahl 2021
Hochspannung	714	1034	594
Mittelspannung	2833	2544	1584
Niederspannung	2	2	3
Gesamt:	3549	3580	2181

Quelle Bundesnetzagentur

Tabelle 3-4: Gemeldete Kurzzeitunterbrechung zwischen unter einer Minute

Von den insgesamt 82 befragten Verteilernetzbetreibern geben 53 an, dass sie im Zusammenhang mit Kurzzeitunterbrechungen erfolgreiche Automatische Wiedereinschaltungen (AWE) erfassen. Hier wurden insgesamt 3.628 erfolgreiche AWE gemeldet, die zu ca. 86 Prozent in Netzen mit überwiegend ländlicher Struktur erfasst wurden. Spannungseinbrüche entsprechend EN 50160:2010 werden von 38 Verteilernetzbetreibern erfasst. Die insgesamt 1.882 gemeldeten Spannungseinbrüche wurden zu ca. 56 Prozent in überwiegend städtischen Netzgebieten erfasst.

3.2 Systemdienstleistungen im Verteilernetz

Systemdienstleistungen können zu einer Optimierung des Netzbetriebs führen. Daher ist es für Verteilernetzbetreiber von Bedeutung, mögliche Potentiale zu eruieren. Von den 82 befragten Verteilernetzbetreibern geben 23 an, dass sie an Pilotprojekten zur Erbringung von Systemdienstleistungen in ihrem Netz beteiligt sind. Die Themenbereiche der genannten Pilotprojekte sind hierbei unterschiedlich. Viele der im Rahmen der Befragung genannten Projekte befassen sich mit dem Potential, das sich im Bereich der Blindleistung ergeben kann. Hier werden beispielsweise die Blindleistungsregelung und -bereitstellung genannt, um einen Beitrag zum Blindleistungshaushalt zu leisten. Ebenso wird in diesem Zusammenhang der Einsatz von U-Q-Management, STATCOM (statischer synchroner Blindleistungskompensator) -Containern oder der (geplante) Einsatz von Kompensationsspulen genannt. Ein genanntes Projekt befasst sich mit der Bildung eines regionalen, virtuellen Flächenkraftwerks durch die Bündelung verschiedener Erneuerbare-Energie-Anlagen einer Region.

Weitere von den Verteilernetzbetreibern genannte Projekte befassen sich mit dem netzbetreiberübergreifenden Datenaustausch, der Erbringung von Regelernergie, dem Redispatch 2.0 (z.B. Projekt DA/RE), Systemführungsstrategien, der Steuerung von Betriebsmitteln zur Netzauslastungsverbesserung oder mit der Herbeiführung von netzdienlichem Verhalten von Verbrauchseinrichtungen. Auch der Einbezug von Kleinspeichern in den Versorgungswiederaufbau wird genannt.

Im Rahmen der Abfrage wurden die 82 Verteilernetzbetreiber gefragt, ob sie in den nächsten 5 Jahren wesentliche Entwicklungen sehen, die sich negativ auf die Spannungsqualität in ihrem Netz auswirken könnten. Dies wurde von 62 Verteilernetzbetreibern bejaht. Die Verteilernetzbetreiber nennen als Grund hier den Wandel in der Erzeugungsstruktur in Deutschland. Konkret geht es um den Wegfall der

Synchrongeneratoren konventioneller Kraftwerke und deren "netzbildenden" Eigenschaften. Windkraft- und PV-Anlagen hätten aufgrund der derzeitigen Ausgestaltung ihrer leistungselektronischen Schnittstelle zum Netz keine netzbildende Eigenschaft und beeinflussten somit die Systemstabilität entsprechend nicht mehr positiv. Treten zukünftig im Netz plötzliche Spannungseinbrüche ein, so sei es möglich, dass eben diese Erneuerbare Energieanlagen abschalten würden. Die Anlagen würden dann ebenfalls plötzlich keine Energie mehr einspeisen, was zur Folge hätte, dass die Spannung im Netz noch weiter absinken könne. Anstatt dass sich die Anlagen dem Spannungseinbruch entgegenwirkend verhalten, würden sie diesen unterstützen.

Der genannten Problematik versuchen die Verteilernetzbetreiber mit verschiedenen Lösungsansätzen entgegenzuwirken. Genannt wird die Erhöhung der Netzstabilität durch klassischen Netzausbau, aber auch durch Optimierungen der Netzstruktur. Hierbei stellen die Netzbetreiber fest, dass geringer vermaschte Netze einen positiven Einfluss auf die Höhe der Kurzschlussleistung haben. Ebenso der Einsatz von Netzreglern oder rONTs zur Entgegenwirkung wird von vielen Netzbetreibern erwähnt. Darüber hinaus geben viele Netzbetreiber an, dass sie das Netzmonitoring erhöhen wollen, um Probleme im Netzbetrieb überhaupt feststellen zu können.

Darüber hinaus finden derzeit Überarbeitungen der technischen Anschlussregeln im Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (VDE FNN) statt. Hierdurch sollen die einzuhaltenden technischen Eigenschaften für EE-Anlagen verschärft werden.

3.3 Planungsgrundsätze für den Netzanschluss

Um dem erwarteten Leistungsanstieg in den Netzen gerecht zu werden, ist eine vorausschauende Netzplanung, auch auf der untersten Spannungsebene, erforderlich. Für die Planung eines Niederspannungsnetzes ist ein Einhalten des gesetzlich vorgegebenen Spannungsbands und die richtige Bemessung der Stromtragfähigkeit von Kabeln und Leitungen essentiell. Hilfestellungen und Vorgaben werden in einigen DIN-Normen übermittelt. Üblich für die Netzplanung ist ein Vorgehen nach DIN 18015, in welcher ausführlich Planungsvorgaben für Wohngebäude beschrieben sind.

Schon im Rahmen der Vorjahresabfrage wurden Musterfälle für Einfamilienhäuser mit und ohne Wärmepumpe sowie Ladeeinrichtungen in einem Neubaugebiet mit Warmwasserbereitung geschaffen. Anhand dieser Musterfälle konnte eine durchschnittliche Kapazitätsplanung bei Anschlussbegehren berechnet werden. Im Rahmen der diesjährigen Abfrage wurden die Musterfälle leicht angepasst. Statt der Musterfälle mit und ohne einer 22 kW-Ladeeinrichtung bei einem Einfamilienhaus wurden nun zwei Musterfälle für ein Mehrfamilienhaus mit 5 Wohneinheiten mit und ohne Ladeeinrichtung eingeführt. Die Meldung zweier Verteilernetzbetreiber, sowie die Meldung der Musterfälle 5 und 6 eines weiteren Verteilernetzbetreibers, konnten nicht in die nachfolgenden Aussagen einbezogen werden. Die angegebenen Werte entsprechen daher bei den Musterfällen 1 bis 4 den Angaben von 80 Verteilernetzbetreibern sowie bei den Musterfällen 5 und 6 den Angaben von 79 Verteilernetzbetreibern.

Musterfälle der Kapazitätsplanung bei Anschlussbegehren

Einfamilienhaus (EFH), Mehrfamilienhaus (MFH), Wohneinheiten (WE)

	Gebäude	Annahme Wärmepumpe	Annahme Ladeeinrichtung	Planerischer gleichzeitiger Leistungsbedarf
Musterfall 1	EFH	-	-	4,49 kW
Musterfall 2	EFH	4,00 kW	-	7,23 kW
Musterfall 3	EFH	-	11,00 kW	9,54 kW
Musterfall 4	EFH	4,00 kW	11,00 kW	12,52 kW
Musterfall 5	MFH (5 WE)	-	-	11,70 kW
Musterfall 6	MFH (5 WE)	-	5 mal 11 kW	27,11 kW

Quelle Bundesnetzagentur

Tabelle 3-5: Musterfälle der Kapazitätsplanung bei Anschlussbegehren

Vorab sei erwähnt, dass sich die Musterfälle auf einen Straßenzug mit mehreren Anschlüssen gleicher Art beziehen, zum Beispiel zehn Einfamilienhäuser ohne Wärmepumpe und ohne Ladeeinrichtung im Musterfall 1. Für Musterfall 1 nehmen die Verteilernetzbetreiber bei der Kapazitätsplanung eine durchschnittliche Leistung von 4,49 kW an. Wird für diesen Haushalt eine Wärmepumpe mit einer Leistung von 4 kW hinzugenommen (Musterfall 2), steigt die durchschnittliche planerische Leistung auf 7,23 kW an. Zu erkennen ist, dass die durchschnittliche Kapazitätsplanung, trotz des Hinzukommens von 4 kW, nur um 2,75 kW ansteigt. Womit im Schnitt über alle Verteilernetzbetreiber von einer angenommenen Gleichzeitigkeit für Wärmepumpen von 0,69 ausgegangen werden kann. Bei der Anschlussplanung eines Einfamilienhauses ohne Wärmepumpe jedoch mit angeschlossener Ladeeinrichtung mit einer Leistung in Höhe von 11 kW (Musterfall 3) liegt die durchschnittliche planerische Leistung bei 9,54 kW. Folglich nehmen die befragten Verteilernetzbetreiber im Schnitt eine Gleichzeitigkeit von 0,46 für eine 11 kW Ladesäule in einem Einfamilienhaus an. Für den Musterfall 4, bei dem neben der 11 kW Ladeeinrichtung zusätzlich auch eine 4 kW Wärmepumpe vorhanden ist, wird im Schnitt eine planerische Leistung von 12,52 kW angenommen.

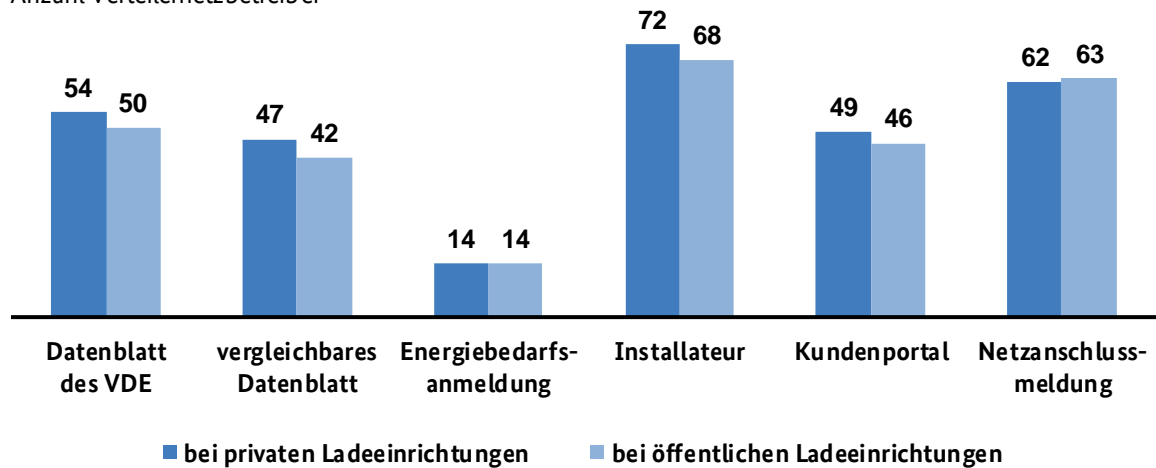
Für ein Mehrfamilienhaus mit 5 Wohneinheiten (Musterfall 5) nehmen die Verteilernetzbetreiber bei der Kapazitätsplanung eine durchschnittliche Leistung von 11,70 kW an. Kommt für jede Wohneinheit eine 11 kW Ladeeinrichtung hinzu (Musterfall 6), steigt die durchschnittliche planerische Leistung auf 27,11 kW an.

Die Verteilernetzbetreiber sagen aus, dass es für die Netzplanung wichtig sei, dass ihnen der Anschluss von privaten oder öffentlichen Ladeeinrichtungen frühzeitig bekannt gemacht wird. Bei Einrichtung einer Ladestation ist daher immer eine Meldung an den Netzbetreiber erforderlich. Diese Meldung kann über unterschiedliche Verfahren erfolgen. Die Nutzung einzelner Verfahren läuft bei den Verteilernetzbetreibern parallel und schließt sich nicht gegenseitig aus. Die Netzbetreiber wurden gemäß der Vorjahresabfrage befragt, ob sie Meldungen von Ladeeinrichtungen über Datenblätter, Energiebedarfsmeldungen, Installateure,

ihr Kundenportal und/oder eine Netzanschlussmeldung erhalten. In nachfolgender Abbildung 3-7 ist aufgeführt, bei wie vielen der 82 befragten Verteilernetzbetreiber das jeweilige Verfahren verwendet wird. Darüber hinaus geben zwei Verteilernetzbetreiber an, dass sie bezüglich öffentlicher Ladeeinrichtungen zusätzlich das Ladesäulenregister der Bundesnetzagentur einbeziehen.

Genutzte Verfahren zur Meldung von Ladeeinrichtungen

Anzahl Verteilernetzbetreiber



Quelle Bundesnetzagentur

Abbildung 3-7: Genutzte Verfahren zur Meldung von Ladeeinrichtungen

Viele der befragten Verteilernetzbetreiber geben an, dass sie grundsätzlich gute Erfahrungen in Bezug auf die Meldung von privaten Ladestationen gemacht haben. Fast die Hälfte der befragten Verteilernetzbetreiber haben die Frage nach den Erfahrungen mit "neutral" beantwortet. Sieben Verteilernetzbetreiber geben an, negative Erfahrungen gemacht zu haben.

Erfahrungen mit der Anzeige von privaten Ladesäulen

Anzahl Verteilernetzbetreiber

Wie sind Ihre Erfahrungen mit der Anzeige von privaten Ladesäulen?	Anzahl Verteilernetzbetreiber
sehr gut (++)	1
gut (+)	35
neutral (0)	39
negativ (-)	7
sehr negativ (--)	0

Quelle: Bundesnetzagentur

Tabelle 3-6: Erfahrungen mit der Anzeige von privaten Ladesäulen

Trotz den grundsätzlich neutralen bis guten Erfahrungen mit der Anzeige privater Ladesäulen § 19 Abs. 2 Satz 2 NAV berichten 73 der befragten Verteilernetzbetreiber auch von Problemen oder Hindernissen im Rahmen der Meldung von privaten Ladeeinrichtungen. Sehr häufig wird von den Netzbetreibern genannt, dass den Netznutzen die Meldepflicht von Ladeeinrichtungen an den Netzbetreiber nicht bekannt sei. Ebenso scheint laut Verteilernetzbetreibern den Netzkunden nicht bewusst zu sein, wie wichtig die Meldung von Ladeeinrichtungen für Netzplanung und -betrieb ist und welcher technische Aufwand seitens der Verteilernetzbetreiber mit der Integration der Ladeeinrichtung in das Netz entsteht. Es wird daher oft eine fehlende Information der Öffentlichkeit bemängelt und dass für den Netzkunden kein erkennbarer Nutzen der Meldung ersichtlich sei.

Ein weiteres Problem ist laut der befragten Verteilernetzbetreiber, dass für sie teilweise nicht einschätzbar sei, wie viele ungemeldete Ladeeinrichtungen in ihren Netzen installiert sind oder wie hoch der Anteil von Netznutzern ist, die ihr Fahrzeug über einphasige Haushaltssteckdosen laden. Dies sind jedoch Informationen, die der Netzbetreiber zwingend benötigt, um das Niederspannungsnetz auch für weitere Netznutzer planen und eine symmetrische Auslastung der Phasen gewährleisten zu können.

Verteilernetzbetreiber sind im Rahmen der Herstellung oder Änderung eines Netzanschlusses berechtigt, ein Anschlussentgelt sowie einen Baukostenzuschuss (BKZ) vom Anschlussnehmer zu verlangen. Von den 82 befragten Verteilernetzbetreibern berichten 44 Verteilernetzbetreiber, dass es in ihrem Netz Ausnahmen gebe, bei denen keine BKZ und/oder Anschlussentgelte gezahlt werden müssten. Genannt werden beispielsweise Befreiungen für zeitlich befristete Netzanschlüsse oder Sonderregelungen für Anschlüsse von steuerbaren Verbrauchereinrichtungen oder für Anschlüsse, die hauptsächlich der Erzeugung (EE-Anlagen) dienen. Auch geben einige Verteilernetzbetreiber an, einen höheren Wert als die gesetzlich vorgeschriebene Mindestgrenze von 30 kVA in der Niederspannung anzuwenden.

3.4 Digitalisierung im Verteilernetz

Vor dem Hintergrund der steigenden Zahl von dezentralen Einspeisern und steuerbaren Verbrauchern wird die Digitalisierung von einzelnen Prozessen und Bereichen von den Verteilernetzbetreibern als hilfreich angesehen.

Für den Bereich digitaler Netzpläne meldeten 74 der 82 befragten Verteilernetzbetreiber, dass Netzpläne aller Netzebenen bereits vollständig in digitaler Form (GIS) vorliegen. Bei den übrigen Netzbetreibern liegen digitale Netzpläne (GIS) der im Netzbereich vorhandenen Spannungsebenen zumindest teilweise vor. Lediglich ein Netzbetreiber gab an, von seinem Hochspannungsnetz keine Netzpläne in digitaler Form zu haben. Nicht nur das Vorliegen digitaler Netzkarten ist für Verteilernetzbetreiber in der heutigen Zeit von Bedeutung. Durch Netzberechnungsprogramme werden sie dabei unterstützt, die Funktionsfähigkeit und Effizienz ihres Netzes im Blick zu halten. Auch hier kann die Erfassung der eigenen Netze durch das genutzte Netzberechnungsprogramm sehr hilfreich sein. Für die Hochspannung geben 60 der 65 befragten Verteilernetzbetreiber eine vollständige Erfassung über Netzberechnungsprogramme an. Bei einem Verteilernetzbetreiber ist die Erfassung des Hochspannungsnetzes im Aufbau. Das Mittelspannungsnetz wird von 75 Verteilernetzbetreibern in Netzberechnungsprogrammen erfasst. Ein Netzbetreiber gab an, sein Mittelspannungsnetz teilweise zu erfassen. Bei drei Verteilernetzbetreibern befindet sich die Erfassung der Mittelspannung im Aufbau. Im Bereich der Niederspannung ist die Erfassung der Netze durch Netzberechnungsprogramme nicht so weit fortgeschritten wie in den darüber liegenden Netzebenen. Hier erfassen 42 von 81 Verteilernetzbetreiber ihr Niederspannungsnetz vollständig über ein Netzberechnungsprogramm. Bei 29 Verteilernetzbetreibern befindet sich die Erfassung der Niederspannungsnetze jedoch bereits im Aufbau.

Für die Netzplanung verwenden die Netzbetreiber unterschiedliche Datenquellen. Dabei werden die Daten nicht nur aus einer, sondern in der Regel aus mehreren Quellen bezogen. Neben dem Einbezug von Einzelwerten kommen bei der Netzplanung auch Zeitreihen, wie beispielsweise gemessene Einspeiseprofile erneuerbarer Energien Anlagen, zur Anwendung. Netzzustandsdaten werden derzeit von acht Netzbetreibern genutzt. Bei neun weiteren Verteilernetzbetreibern ist die Nutzung von Netzzustandsdaten gerade im Aufbau. Bei 31 der befragten Verteilernetzbetreiber ist eine Nutzung der Netzzustandsdaten zumindest auf längere Sicht geplant. Ähnlich sieht es bei der Nutzung von Zeitreihen von Zählerstandsgangmessungen für die Netzplanung aus. 29 der befragten Verteilernetzbetreiber gaben an, dass sie planen, Zeitreihen von Zählerständen zukünftig zu verwenden. Netzzustandsdaten und Zeitreihen von Zählerstandsgangmessungen werden somit innerhalb der Netzplanung an Bedeutung zunehmen. Dieser Trend könnte sich mit fortschreitender Ausstattung der Netzverknüpfungspunkte mit Smart Metern verstärken. Der überwiegende Teil der befragten Netzbetreiber verwendet Informationen aus Zeitreihen von Netzbetriebsmitteln sowie Informationen aus Schleppzeigern.

Nutzung von Messwerten aus dem Netzbetrieb im Rahmen der Netzplanung

Anzahl Verteilernetzbetreiber

	Ja	Im Aufbau	Nein, aber geplant	Nein
Einspeisezeitreihen von erneuerbaren Energien	52	8	8	14
Einzelwerte von Netzbetriebsmitteln	61	5	2	14
Engpassmanagement	15	6	9	52
Netzzustandsdaten	8	9	31	34
Schleppzeiger	69	-	-	13
Zeitreihen von Netzbetriebsmitteln	70	3	3	6
Zeitreihen von Zählenstandgangmessung	14	8	29	31

Quelle Bundesnetzagentur

Tabelle 3-7: Nutzung von Messwerten aus dem Netzbetrieb im Rahmen der Netzplanung

Ein weiterer Bereich, bei dem durch Digitalisierung automatisierte Prozesse erfolgen können, ist die Netzplanung. Die Verteilernetzbetreiber konnten in der diesjährigen Abfrage für die drei Netzebenen Hoch-, Mittel- und Niederspannung angeben, ob sie Software zur automatisierten Netzplanung einsetzen. Vier Netzbetreiber geben die Softwarenutzung für alle drei Netzebenen an. Zwei der befragten Verteilernetzbetreiber geben eine softwarebasierte Lösung für zwei Netzebenen, die Hoch und Mittelspannung, an. Weitere fünf Verteilernetzbetreiber geben an, für zumindest eine dieser drei Netzebenen automatisierte Netzplanungen durch eine Software durchführen zu lassen.

Perspektivisch wird der Softwareeinsatz zur automatisierten Netzplanung zunehmen, denn teilweise sind die befragten Verteilernetzbetreiber dabei, eine automatisierte Netzplanung durch Softwareeinsatz aufzubauen oder planen, dies in Zukunft aufzubauen.

Entsprechend des Vorjahresberichts konnten die Verteilernetzbetreiber für verschiedene Anwendungsfelder angeben, ob sie Künstliche Intelligenz (KI) einsetzen. Diese sind Predictive Maintenance, Netzauslastungsprognosen, Netzplanung sowie Sicherheitsmaßnahmen (Cybersecurity). Zudem konnten die Verteilernetzbetreiber bei Bedarf ein weiteres Anwendungsfeld je Netzebene melden. Wie bereits in den Vorjahren steht der Einsatz von KI in den Verteilernetzen noch relativ am Anfang und findet nur bei einigen wenigen Netzbetreibern statt. Der Großteil der Verteilernetzbetreiber gibt weiterhin an, keine KI einzusetzen. Im Bereich der Netzauslastungsprognosen wird KI in sieben Hochspannungs-, sechs Mittelspannungs- sowie drei Niederspannungsnetzen eingesetzt. In einer ähnlichen Anzahl von Hochspannungs-, Mittelspannungs- sowie Niederspannungsnetzen ist der Einsatz von KI für Netzauslastungsprognosen im Aufbau. Ein Verteilernetzbetreiber hat als zusätzlichen Anwendungspunkt gemeldet, dass er in seinem Mittelspannungsnetz KI zur Erkennung von Anomalien im Prozessnetzwerk einsetzt. Ein weiterer Verteilernetzbetreiber baut den KI-Einsatz zur Erkennung von Netzanomalien in der Hoch- und Mittelspannung auf. Von den 82 befragten Verteilernetzbetreibern geben 19 an, dass sie Pilotprojekte zur

Verwendung von Künstlicher Intelligenz durchführen. Diese lassen sich in die Bereiche Prognosen (Last, Netzzustand), Netzberechnungen, Optimierung des Netzbetriebs, Satellitenbildverarbeitung, Bild- und Texterkennung sowie Anomalie-Erkennung gliedern.

Die Verteilernetzbetreiber sollten in der diesjährigen Abfrage angeben, ob sie verschiedene genannte Punkte als Hemmnis zur Nutzung von KI sehen. Diese waren: Fachkräftemangel bzw. fehlendes Know-how, Kosten-Nutzen-Verhältnis, Mangel maschinenlesbarer Daten sowie Nachvollziehbarkeit eingesetzter Algorithmen. Über die Hälfte der befragten Verteilernetzbetreiber gab an, dass sie den Fachkräftemangel, bzw. das Fehlen an Know-how als Hemmnis zur Nutzung von KI sehen. Auch der Mangel von maschinenlesbaren Daten wird von 40 Verteilernetzbetreibern als Hemmnis angesehen. Jeweils 29 Verteilernetzbetreiber sehen das Kosten-Nutzen-Verhältnis bzw. die Nachvollziehbarkeit des eingesetzten Algorithmus als Hemmnis. Neben der Einschätzung dieser vier Hemmnis-Möglichkeiten konnten die Netzbetreiber eigene Angaben machen, wo sie Hemmnisse verorten. Hiervon machten neun Verteilernetzbetreiber Gebrauch und nannten Stichworte wie Komplexität, fehlende ausgereifte Technologien, Datenqualität oder fehlende Standardprodukte.

Bei vielen der befragten Verteilernetzbetreiber werden digitale Schnittstellen wie Online-Portale oder Applikationen (Apps) beispielsweise für Netzanschlussanfragen oder Leitungsauskünfte angeboten. Für Energieverbraucher sowie für Bauunternehmen bieten bereits 87 Prozent der Verteilernetzbetreiber digitale Schnittstellen an, für Installateure sind es noch 82 Prozent der Verteilernetzbetreiber sowie für Einspeiser 73 Prozent. Mit Blick auf den sich mit der Vorjahresabfrage überschneidenden Adressatenkreis kann eine positive Tendenz festgestellt werden. Mehrere Verteilernetzbetreiber bieten nun eine digitale Schnittstelle in einem Bereich an, für den sie gemäß der Vorjahresabfrage noch keine digitale Schnittstelle implementiert hatten.

3.5 Sonstige Investitionen in das Verteilernetz

Von den befragten Verteilernetzbetreibern geben 51 Verteilernetzbetreiber an, derzeit große Investitionsprojekte durchzuführen, die nicht direkt dem erwarteten Ausbau des Verteilernetzes zugeordnet werden können. Diese Investitionsprojekte sind unter anderem der Neubau oder die Erweiterung von Verwaltungs- und Betriebsgebäuden, Logistikzentren, Parkhäusern und Netzleitstellen, hard- und softwareseitiger Neu- und Umbau von Netzleitsystemen, die Umstellung von Fuhrparks auf Elektromobilität, der Aufbau von Onlineportalen und Kundenschnittstellen, Investitionen in Software (-aktualisierungen) und IT-Sicherheit, Einführung und Umstellung von Workmanagementsystemen, Assetmanagement und Lifecycle-Analysen sowie die Vorbereitung auf Redispatch 2.0 oder ein 450-MHz-Funknetz. Außerdem wurden Projekte zur Digitalisierung von Arbeitsabläufen und der verbesserten oder automatisierten Netzplanung erwähnt.

4 Bericht zur Entwicklung der Ein- und Ausspeisung in das Verteilernetz

Wie insbesondere im Kapitel zum erwarteten Ausbaubedarf des Verteilernetzes aufgezeigt wurde, ist dieser nicht alleine auf die Integration dezentraler Einspeiseanlagen zurückzuführen. Insbesondere auf den unteren Netzebenen spielt die steigende Zahl von Ladeeinrichtungen für Elektromobile und zu integrierende Wärmepumpen eine bedeutende Rolle. Daher wird im Folgenden die jetzige und erwartete Netzsituation sowohl der Ein- als auch der Ausspeiseseite betrachtet.

4.1 Aufnahme Erneuerbare Energien im Verteilernetz

Insbesondere für die höheren Netzebenen kann die Integration Erneuerbarer Energien zunehmend eine dimensionierende Rolle spielen, die ist jedoch je nach Netzbetreiber unterschiedlich stark ausgeprägt. Eine dimensionierende Rolle für die Hochspannung ist dann gegeben, wenn die maximalen Rückspeisung aus EE ins Übertragungsnetz größer als der maximale Bezug zur Deckung der Last im Verteilernetz ausfällt. 566 der insgesamt 3.625 gemeldeten eigenen Umspannwerke der Hoch- auf Mittelspannung dienen alleine oder überwiegend der Einbindung von Erneuerbaren Energien (EE). Das entspricht einem Anteil von rund 16 Prozent. Die Verteilung dieser EE-bedingten Umspannwerke ist jedoch sehr heterogen. Von den 75 befragten Verteilernetzbetreibern, welche die Umspannebene Hoch- auf Mittelspannung betreiben, meldeten nur 23 Verteilernetzbetreiber mindestens ein EE-bedingtes Umspannwerk. Bezogen auf die Netzstruktur ist zu erkennen, dass vor allem überwiegend ländliche sowie Netze mit ausgeglichener Struktur betroffen sind. Hier melden drei Verteilernetzbetreiber sogar, dass zwischen 43 und 49 Prozent ihrer Umspannstationen der Integration Erneuerbare Energien dienen. In Netzen mit überwiegend städtischer Struktur werden hingegen lediglich zwei EE-bedingte Umspannwerke gemeldet.

Anzahl netzbetreibereigene Umspannstationen Hoch- auf Mittelspannung

Netzgebietsstruktur	Anzahl Umspanstation Hoch- auf Mittelspannung	davon allein/überwiegend zur Einbindung EE-Anlagen (Anzahl)	davon allein/überwiegend zur Einbindung EE-Anlagen (Prozent)
überwiegend ländlich	1.919	326	17,0%
ausgeglichene	1.161	238	20,5%
überwiegend städtisch	545	2	0,4%

Quelle: Bundesnetzagentur

Tabelle 4-1: Anzahl netzbetreibereigene Umspannstationen Hoch- auf Mittelspannung

Im Rahmen der Abfrage 2022 wurde die Anzahl der angeschlossenen EE-Anlagen abgefragt. Die Anzahl der gemeldeten EE-Anlagen kann nach den Energieträgern Photovoltaik (PV), Wind, Biomasse und Wasser sowie Sonstige erneuerbare Energien eingeteilt werden. Die Aufteilung der angeschlossenen EE-Anlagen erfolgte nach Hoch-, Mittel und Niederspannung. An den Umspannebenen angeschlossene EE-Anlagen sind hierbei der niedrigeren Netzebene zuzuordnen.

Die 82 befragten Verteilernetzbetreiber haben darüber hinaus Angaben zur derzeit installierten Leistung an Erneuerbaren Energien gemacht, die in ihrem Netzgebiet angeschlossen sind sowie eine Prognose abgegeben, wie sich die installierte Leistung in den nächsten zehn Jahren entwickeln wird.

Prognose der an das Verteilernetz angeschlossenen Erneuerbaren Energien Anlagen

Prozent

	Prozentuale Steigerung der installierten Leistung bis 2032 im Verhältnis zum Jahr 2022
Hochspannung	419%
Mittelspannung	180%
Niederspannung	266%
Gesamt	262%

Quelle Bundesnetzagentur

Tabelle 4-2: Prognose der an das Verteilernetz angeschlossene Erneuerbare Energien Anlagen

Es zeigt sich, dass in allen Spannungsebenen ein erheblicher Zuwachs an Erneuerbaren Energien erwartet wird. Im Vergleich zur heute angeschlossenen Leistung zeigt sich, dass insbesondere die Leistung in der Hochspannung am stärksten zunehmen wird. Auch in den unteren Spannungsebenen ist jedoch ein hoher Zuwachs zu erwarten.

Von den 82 befragten Verteilernetzbetreibern geben zudem 47 an, dass sie eigene Szenarien zur regionalen Entwicklung der Stromerzeugung aus Wind- und Photovoltaikanlagen erstellen oder erstellen lassen.

4.2 Entwicklung der Lastseite

Im Vergleich zu früher kann der Netzausbaubedarf nicht mehr alleine auf die Integration von EE-Anlagen zurückgeführt werden. Insbesondere für den Netzausbaubedarf der unteren Netzebenen sind die Veränderungen im Verkehrs- und Wärmesektor ausschlaggebend. So geben 46 der 82 Verteilernetzbetreiber an, dass sie aktuell Pilotprojekte, Studien, Bachelor- oder Masterarbeiten zur besseren Netzintegration von Elektromobilen in ihrem Netz durchführen oder an diesen beteiligt sind. Die Themen dieser Untersuchungen sind hierbei weit gestreut. Genannt sind beispielsweise die folgenden Themenkomplexe in unterschiedlicher Detailtiefe: Zusammenspiel von PV-Anlagen und Wärmepumpen; Optimierung von Lademanagement und/oder Steuerungsmaßnahmen; dezentrale Flexibilitätspotentiale; Anreizsysteme und deren Auswirkung auf das Ladeverhalten; Untersuchungen zur Gleichzeitigkeit; Durchführung von Stresstests.

Die Auslastung der Bestandsnetze ist eine wichtige zu betrachtende Größe geworden. Die Auslastung - bzw. eine Überlastung - signalisiert einem Verteilernetzbetreiber ob und wenn, wie viele/große Verbraucher oder Erzeuger noch an das Netz angeschlossen werden können, bevor es optimiert, verstärkt oder ausgebaut werden muss. Beispielsweise sehen bereits heute 66 der 82 befragten Verteilernetzbetreiber ein

Netzausbaubedarf aufgrund des Zubaus von Ladeinfrastruktur. Für den Netzbetrieb spielen zwei elektrotechnische Größen eine besondere Rolle: Strom und Spannung. Ein zu hoher Strom auf den Kabeln/Leiterseilen (Kapazitätsengpass) würde diese zu stark erhitzen und somit zu Schäden an Betriebsmitteln führen. Eine zu hohe oder zu niedrige Spannung im Netz (Grenzwertverletzung) verursacht Störungen oder gar Schäden bei Verbrauchern und Erzeugern.

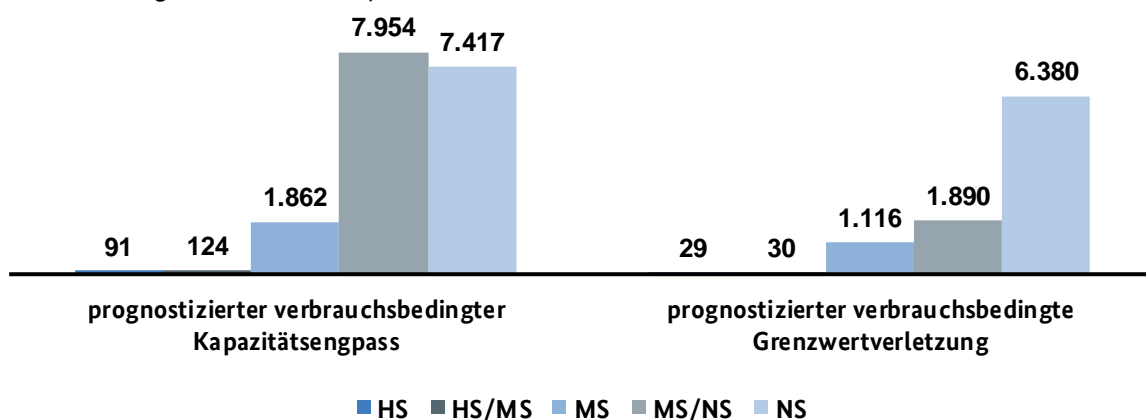
Die 82 Verteilernetzbetreiber wurden analog zu der Fragestellung der Vorjahre zu bestehenden sowie prognostizierten verbrauchsbedingten Kapazitätsengpässen und Grenzwertverletzungen befragt. Für das Netz der 82 befragten Verteilernetzbetreiber werden insgesamt 262 Leitungsabschnitte bzw. Umspannwerke mit bestehenden verbrauchsbedingten Kapazitätsengpässen gemeldet. Die 262 gemeldeten Leitungsabschnitte oder Umspannwerke teilen sich auf 121 Leitungsabschnitte der Niederspannung, 70 Umspannwerke Mittel- auf Niederspannung, 46 Leitungsabschnitte der Mittelspannung sowie 25 Leitungsabschnitte der Hochspannung auf. Damit liegen 90 Prozent der von verbrauchsbedingten Kapazitätsengpässen betroffenen Leitungsabschnitte in den unteren drei Netzebenen.

Ein ähnliches Bild zeichnet sich bei den gemeldeten Leitungsabschnitten mit bestehenden verbrauchsbedingten Grenzwertverletzungen ab. Hier wurden verbrauchsbedingte Grenzwertverletzungen für fünf Umspannwerke der Umspannebene Mittel- auf Niederspannung, 78 Leitungsabschnitte der Niederspannung sowie 13 Leitungsabschnitte der Mittelspannung gemeldet. Für die Hochspannung und die darunterliegende Umspannebene wurden keine verbrauchsbedingten Grenzwertverletzungen gemeldet.

Die Verteilernetzbetreiber gehen in den nächsten 5 Jahren von einem erheblichen Anstieg von verbrauchsbedingten Kapazitätsengpässen und Grenzwertverletzungen aus. Hiervon betroffen werden laut der Verteilernetzbetreiber vor allem die Umspannebene Mittel- auf Niederspannung sowie die Niederspannung sein (Abbildung 4-1). Für das Gesamtnetz werden in 5 Jahren 17.448 Leitungsabschnitte bzw. Umspannwerke mit verbrauchsbedingten Kapazitätsengpässen sowie 9.445 Leitungsabschnitte bzw. Umspannwerke mit verbrauchsbedingten Grenzwertverletzungen gemeldet.

Prognostizierte verbrauchsbedingte Kapazitätsengpässe und Grenzwertverletzungen

Anzahl Leitungsabschnitte / Umspannwerke



Quelle Bundesnetzagentur

Abbildung 4-1: Prognostizierte verbrauchsbedingte Kapazitätsengpässe und Grenzwertverletzungen

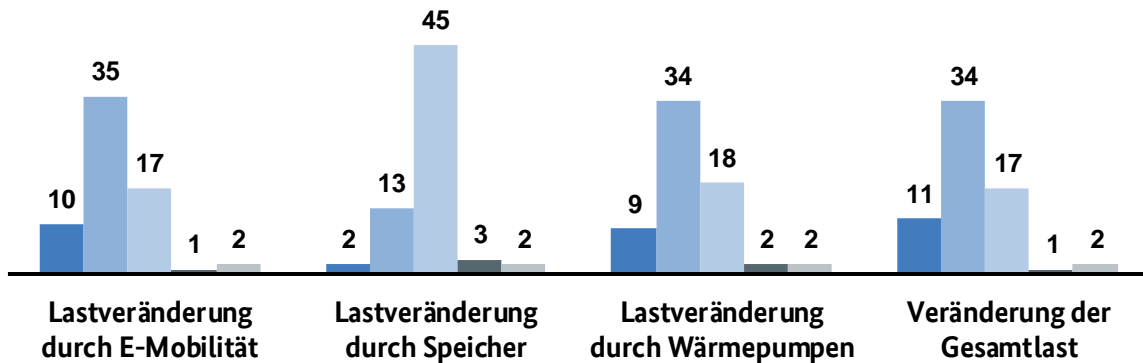
Im Zusammenhang mit der Anzahl der aktuell oder in Zukunft betroffenen Leitungsabschnitte und Umspannwerke konnten die Verteilernetzbetreiber einschätzen, ob sie diesen mit Netzausbau oder Netzverstärkung und -optimierung begegnen werden. Für die Umspannebene Mittel- auf Niederspannung und die Niederspannung konnten die Verteilernetzbetreiber auch eine Begegnung durch Steuerung von Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG angeben. Nicht alle Verteilernetzbetreiber konnten eine klare Aufteilung vornehmen, insbesondere bezogen auf erwartete Kapazitätsengpässe sowie Grenzwertverletzungen. Hierdurch kam es teilweise zur doppelten Zählung von Leitungssträngen. Die Daten wurden daher soweit möglich bereinigt. Aus den gemeldeten Zahlen und ggf. zusätzlichen Erläuterungen lässt sich dennoch eine grobe Einschätzung herleiten. Es ist zu erkennen, dass die Verteilernetzbetreiber bei Kapazitätsengpässen und Grenzwertverletzungen gemäß des NOVA Prinzips ihr Netz möglichst vorrangig verstärken, optimieren und wenn notwendig ausbauen wollen.

Es lässt sich aus den Daten ableiten, dass Netzoptimierung und -verstärkung zur Behebung von ca. 60 Prozent der bestehenden und ca. 65 Prozent der erwarteten Kapazitätsengpässe eingesetzt wird bzw. werden soll. Bezogen auf Grenzwertverletzungen wird Verstärkung und Optimierung bei 55 Prozent der bestehenden und ca. 75 Prozent der erwarteten Grenzwertverletzungen eingesetzt. Das Instrument der Steuerung von Verbrauchereinrichtungen die Steuerung von Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG wird derzeit eher weniger oder lediglich zusätzlich von den Verteilernetzbetreibern eingesetzt. Zukünftig sind hier die Vorgaben der geplanten Festlegungen der Bundesnetzagentur zum § 14a EnWG zu beachten.

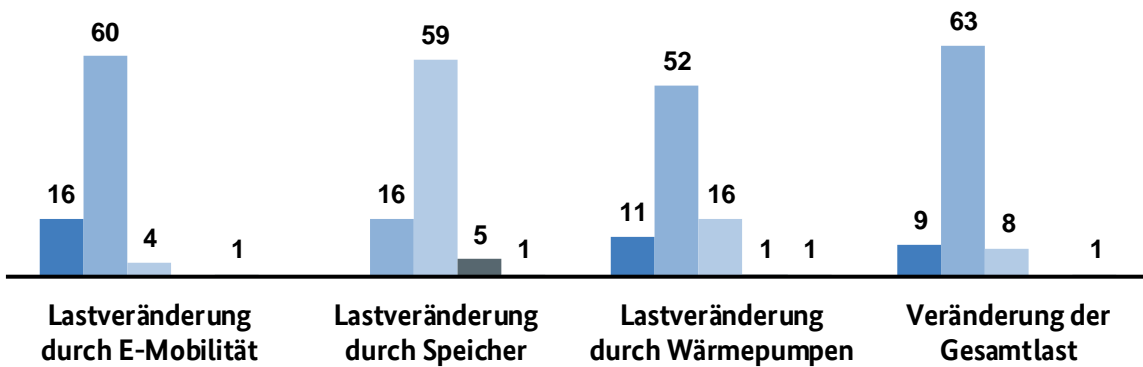
Die Verteilernetzbetreiber wurden in der diesjährigen Abfrage gefragt, welche Erwartungen sie bezüglich der Lastveränderung in ihrem Netz haben. Hierbei wurde für die Hochspannungsebene ein Zeithorizont von 10 Jahren und für Mittel- und Niederspannung von 5 Jahren vorgegeben. Es erfolgte eine Einschätzung der Entwicklung der Gesamtlast sowie der Last aufgrund von E-Mobilität, Speicher und Wärmepumpen in den Stufen stark steigend bis stark sinkend (++/+/0/--). Grafisch ist die Erwartungshaltung der befragten Verteilernetzbetreiber für die Hoch-, Mittel und Niederspannung in der nachfolgenden Abbildung 4-1 aufgezeigt. Die Meldungen der Verteilernetzbetreiber zeigen auf, dass insbesondere durch E-Mobilität und Wärmepumpen ein Lastanstieg erwartet wird. Je tiefer die Netzebene, desto mehr Verteilernetzbetreiber gehen insgesamt von einem Anstieg der Last aus. Der erwartete Anstieg wird insbesondere bei Betrachtung der Niederspannung deutlich: Hier erwarten beispielsweise 42 Verteilernetzbetreiber eine stark steigende, sowie 37 Verteilernetzbetreiber eine steigende Last durch E-Mobilität.

Erwartete Lastveränderungen in der Hochspannung 2032

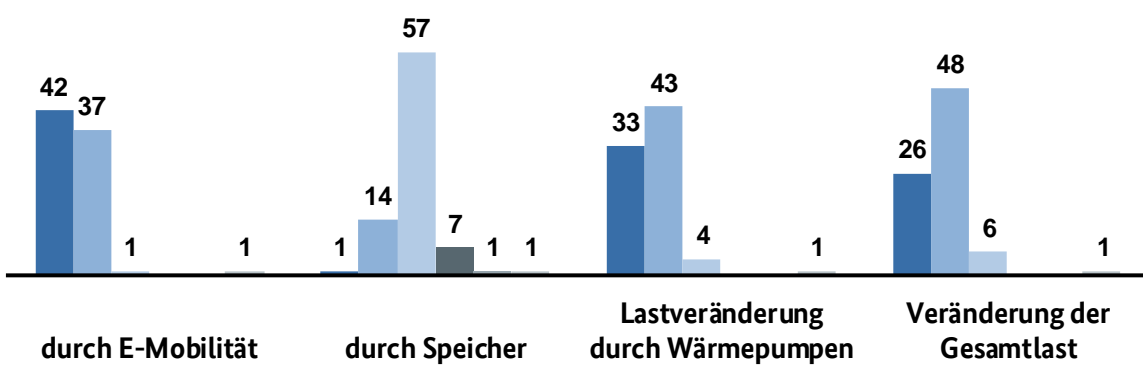
Anzahl Verteilernetzbetreiber

**Erwartete Lastveränderungen in der Mittelspannung 2027**

Anzahl Verteilernetzbetreiber

**Erwartete Lastveränderungen in der Niederspannung 2027**

Anzahl Verteilernetzbetreiber



■ stark steigend ■ steigend ■ gleichbleibend ■ abnehmend ■ stark abnehmend ■ keine Angaben

Quelle Bundesnetzagentur

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1: Erwarteter Verteilernetzausbaubedarf nach Projektkategorie	12
Abbildung 2-2: Engpassbedingter Verteilernetzausbaubedarf	14
Abbildung 2-3: Treiber des Verteilernetzausbaubedarfs	15
Abbildung 2-4: Gegenüberstellung des gemeldeten Netzausbaubedarfs 2021 und 2022 in Mrd. Euro, 58 Verteilernetzbetreiber	16
Abbildung 2-5: Bereinigter Hochspannungsausbaubedarf mit Erhöhung der Netzkapazität in Mrd. Euro	18
Abbildung 2-6: 110 kV Hochspannungsleitungen und Engpassregionen	19
Abbildung 3-1: Zentrale Erfassung von Schaltzuständen	21
Abbildung 3-2: Einsatz von 450MHz als Übertragungstechnologie	25
Abbildung 3-3: Durchführung von Netzauslastungsprognosen im Zeitverlauf	26
Abbildung 3-4: Einsatz technischer Maßnahmen zur besseren Ausnutzung der Bestandsnetze	27
Abbildung 3-5: Angewendetes Spitzenkappungsverfahren	29
Abbildung 3-6: Langfristig erwartete Veränderung von Netzverlusten	30
Abbildung 3-7: Genutzte Verfahren zur Meldung von Ladeeinrichtungen	35
Abbildung 4-1: Prognostizierte verbrauchsbedingte Kapazitätsengpässe und Grenzwertverletzungen	42

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1-1: Anzahl befragte Verteilernetzbetreiber je Netzebene	7
Tabelle 2-1: Verteilernetzausbaubedarf mit Erhöhung der Übertragungskapazität	10
Tabelle 2-2: Verteilernetzausbaubedarf mit Erhöhung der Übertragungskapazität je Netzebene	11
Tabelle 2-3: Clustereinteilung des erwarteten Verteilernetzausbaubedarfs	12
Tabelle 2-4: Erwarteter Verteilernetzausbaubedarf in Kilometern: Neubau, Ersatz mit Erhöhung der Übertragungskapazität, Verstärkung und Optimierung	13
Tabelle 2-5: Erwarteter Hochspannungsnetzausbau nach Projektkategorie	17
Tabelle 2-6: Hochspannungsnetzausbaubedarf mit Erhöhung der Übertragungskapazität in Mio. Euro	20
Tabelle 3-1: Datenbedarf der befragten Verteilernetzbetreiber	23
Tabelle 3-2: Einsatz technischer Maßnahmen zur besseren Ausnutzung der Bestandsnetze.....	28
Tabelle 3-3: Gemeldete Kurzzeitunterbrechung zwischen einer und drei Minuten	31
Tabelle 3-4: Gemeldete Kurzzeitunterbrechung zwischen unter einer Minute	32
Tabelle 3-5: Musterfälle der Kapazitätsplanung bei Anschlussbegehren	34
Tabelle 3-6: Erfahrungen mit der Anzeige von privaten Ladesäulen.....	36
Tabelle 3-7: Nutzung von Messwerten aus dem Netzbetrieb im Rahmen der Netzplanung	38
Tabelle 4-1: Anzahl netzbetreibereigene Umspannstationen Hoch- auf Mittelspannung.....	40
Tabelle 4-2: Prognose der an das Verteilernetz angeschlossene Erneuerbare Energien Anlagen	41

Glossar

Bidirektionales Laden

Bidirektionales Laden heißt, dass Batterien von Elektrofahrzeugen nicht nur beladen, sondern auch entladen werden können. So kann der Strom auch kontrolliert aus der Fahrzeugbatterie wieder zurück über die Ladesäule ins Stromnetz oder eigene Haus fließen.

Bidirektionales Laden ermöglicht, die Batterie des Elektrofahrzeugs als Speicher für überschüssige Energie aus dem Stromnetz oder einer lokalen regenerativen Quelle zu nutzen und zu einem späteren Zeitpunkt wieder ins Netz abzugeben. Das Elektrofahrzeug kann so zum Beispiel zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen zur Netzstabilisierung eingesetzt werden.

Zum bidirektionalen Laden muss sowohl das Elektrofahrzeug als auch die Ladeeinrichtung die erforderlichen technischen Voraussetzungen erfüllen, die insbesondere die kommunikative Anbindung betreffen. Aktuell gibt es noch wenige Produkte, die eine Steuerung des Batteriemanagements im Elektrofahrzeug durch ein externes Energiemanagement ermöglichen.

Einspeiseüberhang

Größte positive Differenz zwischen Einspeiseleistung inkl. EE-Einspeisung vermindert um die Verbrauchsleistung im eigenen Netz.

Elektromobilitätsdurchdringung

Die Elektromobilitätsdurchdringung beschreibt, wie stark elektrische Antriebe in einer Region im Vergleich zu anderen Antriebformen im Verkehr verbreitet sind. Eine hohe Durchdringung mit Elektromobilität führt zu höheren Stromverbräuchen und geht durch die für batterieelektrische Fahrzeuge benötigte Ladeinfrastruktur mit einer Erhöhung der Anschlussleistung in den Verteilernetzen einher, wodurch Netzausbaubedarf entstehen kann.

Freileitungsmonitoring

Freileitungsmonitoring (FLM) ermöglicht es, die Übertragungskapazität von Freileitungen zu steigern. Indem der kritische Faktor der Betriebstemperatur genau überwacht wird, kann der Stromfluss anhand der Witterungsbedingungen und der tatsächlichen Betriebszustände ausgelegt werden.

Individuelle Reduktionsfaktoren

Nach FNN-Hinweis: Pauschales Verfahren zur Anwendung der Spitzenkappung bei dem kein bundeseinheitlicher, sondern ein individueller Reduktionsfaktor verwendet wird.

Kombifaktor-Verfahren	Nach FNN-Hinweis: Dynamisches Verfahren zur Anwendung der Spitzenkappung bei dem ein kombinierter Faktor für PV- und Windeinspeisung verwendet wird.
Künstlicher Intelligenz	Künstliche Intelligenz (KI) bezeichnet Software-Systeme mit einem „intelligenten“ Verhalten, die ihre Umgebung analysieren und mit einem gewissen Grad an Autonomie handeln, um bestimmte Ziele zu erreichen. (Quelle: Europäische Kommission, 2021)
Lichtwellenleiter	Auch Glasfaserkabel genannt, übertragen Licht als leitungsgebundenes Kommunikationssystem
Long Range Wide Area Network (LoRaWAN)	Funktechnologie zur Datenübertragung über größere Entfernung
Powerline	Bei der Powerline-Technik wird das vorhandene Netz der Niederspannungsebene zur Datenübertragung genutzt. Eine Parallele Kommunikationsstruktur ist nicht von Nöten.
Predictive Maintenance	"Die vorausschauende Wartung": Es finden Analysen von Betriebsmitteln statt um diese proaktiv zu warten.
Redispatch 2.0	Die Regelungen zum Einspeisemanagement von EE-Anlagen und KWK-Anlagen wurden in ein einheitliches Redispatch-Regime im EnWG überführt. Dies hat zur Folge, dass EE-Anlagen und KWK-Anlagen ab 100 kW sowie Anlagen, die jederzeit durch einen Netzbetreiber fernsteuerbar sind, in den Redispatch einbezogen werden müssen.
regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT)	Ein rONT ist ein MS/NS-Transformator, der das Übersetzungsverhältnis im laufenden Betrieb ändern kann.
Regelungskonzepte und Weitbereichsregler	Die Spannung wird in der Umspannanlage so geregelt, dass im gesamten untergelagerten Netz die Spannung im erlaubten Bereich bleibt
Schwarzstartfähigkeit	Bezeichnet die Fähigkeit einer Erzeugungsanlage im Schwarzfall die Stromversorgung vollständig autark wiederherzustellen. Die erzeugte Energie kann dann Einheiten zur Verfügung gestellt werden, die nicht ohne externe Hilfe starten können.
Sektorenkopplung	Bezeichnung für die Verbindung der Sektoren Strom, Gas, Wärme und Mobilität.

sensitive Einspeisemanagementregler	Technische Einrichtung, die es dem Netzbetreiber ermöglicht jederzeit die Einspeiseleistung bei Netzüberlastung zu reduzieren.
Spannungs- und Blindleistungsmanagement	Das Spannungs- und Blindleistungsmanagement wird eingesetzt um die Spannungsqualität einzuhalten, den Transport von Wirkleistung sicherzustellen, Netzverluste zu minimieren und den Netzausbau zu reduzieren.
Spitzenkappung	Spitzenkappung beschreibt die Berücksichtigung eines beschränkten Maßes an prognostizierter Abregelung von Windkraft- und PV-Anlagen in der Planung von elektrischen Netzen.
U-Q-Management	Das Blindleistungs-Spannungs-Management ist ein Verfahren zur Regelung der Blindleistung einer Erzeugungsanlage in Abhängigkeit der Spannung des Netzanschlusspunkts.

Abkürzungsverzeichnis

AWE	automatische Wiedereinschaltungen
DA/RE	Datenaustausch/Redispatch
DIN	Deutsches Institut für Normung
EFH	Einfamilienhaus
EN	Europäische Norm
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
FLM	Freileitungsmonitoring
FNN	Forum Netztechnik/Netzbetrieb
GIS	Geoinformationssystem
GW	Gigawatt
HS	Hochspannung
KI	Künstliche Intelligenz
kV	Kilovolt
kVA	Kilovoltampere
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MFH	Mehrfamilienhaus
Mio.	Millionen
Mrd.	Milliarden
MS	Mittelspannung
MW	Megawatt
NAP	Netzausbauplan
NEP	Netzentwicklungsplan
NOVA	Netzoptimierung vor Verstärkung vor Ausbau

NS	Niederspannung
PV	Photovoltaik
rONT	regelbare Ortsnetztransformatoren
STATCOM	Static Synchronous Compensator
TAR	technische Anschlussbedingungen
UW HS/MS	Umspannwerk Hochspannung auf Mittelspannung
UW MS/NS	Umspannwerk Mittelspannung auf Niederspannung
VNB	Verteilernetzbetreiber
WE	Wohneinheit

Impressum

Herausgeber

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Ansprechpartner

Referat 620

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

620.Postfach@bnetza.de

www.bundesnetzagentur.de




Tel. +49 228 14-0

Stand

Juli 2023



www.bundesnetzagentur.de

-  twitter.com/BNetzA
-  social.bund.de/@bnetza
-  youtube.com/BNetzA