NETZAUSBAUPLAN 2026 der WEMAG Netz GmbH

Informationen zum Zustand und Ausbau des Netzes gemäß § 14 Abs. 2 i. V. m. § 14d EnWG

Schwerin, 30.10.2026

Impressum

WEMAG Netz GmbH
Obotritenring 40
19053 Schwerin

Kontakt
Tel.: 0385 755-30 22
Fax: 0385 755-23 11
E-Mail: kontakt@wemag-netz.de



Bild: Erdholländer-Windmühle Obere Warnow

Inhaltsverzeichnis

Einleitung 7

1 Planungsgrundlagen 11

1.1 Regionalszenario der Planungsregion Ost 11

1.2 Voraussichtliche Entwicklung der Versorgungsaufgabe 14

1.2.1 Aktuelle Versorgungsaufgabe 14

1.2.2 Voraussichtliche Entwicklung der Versorgungsaufgabe bis 2030 16

1.2.3 Voraussichtliche Entwicklung der Versorgungsaufgabe 2031 bis 2035 17

1.2.4 Voraussichtliche Entwicklung der Versorgungsaufgabe 2036 bis 2045 19

1.3 Entwicklungen im Netzgebiet der WEMAG Netz GmbH 20

1.3.1 Demografische Entwicklung im Netzgebiet der WEMAG Netz GmbH 23

1.3.2 Entwicklung des Wohngebäude- und Wohnungsbestandes im Netzgebiet der WEMAG Netz GmbH 23

1.3.3 Entwicklung des Haushaltsstromverbrauchs im Netzgebiet der WEMAG Netz GmbH 24

1.3.4 Abnahmeverhalten von Rechenzentren 26

1.3.5 Analysen zur Elektromobilität 27

1.3.6 Analysen zu dezentralen Wärmepumpen 29

2 Netzausbauplanung 31

2.1 Netzdimensionierender Ausbau 31

2.1.1 Beschreibung des Ausbaubedarfs im Hochspannungsnetz 31

2.1.2 Übersicht netzdimensionierende Ausbauplanung im Hochspannungsnetz 33

2.1.3 Beschreibung des Ausbaubedarfs im Mittel- und Niederspannungsnetz 37

2.1.4 Übersicht netzdimensionierende Ausbauplanung im Mittel- und Niederspannungsnetz 39

2.2 Rahmenbedingungen und Erfüllungshemmnisse 41

2.3 Nicht-netzdimensionierender Ausbau 43

3 Bedarf an Systemdienstleistungen und Flexibilitätsdienstleistungen 44

4 Spitzenkappung nach § 11 Absatz 2 EnWG 47

5 Stellungnahmen 49

6 Projektsteckbriefe 50

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: WEMAG-Netzgebiet mit den Netzregionen Nord, West und Süd 8

Abbildung 2: Aktuelle Engpässe und geplante Netzmaßnahmen im 110-kV-Netz bis 2035 10

Abbildung 3: Netzregionen, Stadtwerke-Netzgebiete und Sondergemeinden im WEMAG-Netzgebiet 22

Abbildung 4: Entwicklung des Stromverbrauchs in Mecklenburg-Vorpommern 25

Abbildung 5: Entwicklung des Stromverbrauchs von Privathaushalten (ohne unterlagerte VNB) .. 25

Abbildung 6: Pkw-Bestand insgesamt je 1.000 EW 28

Abbildung 7: Entwicklung der installierten elektrischen Leistung von Wärmepumpen 30

Abbildung 8: Zielnetz der WEMAG Netz GmbH bis 2035 36

Abbildung 9: Geplante Netzmaßnahmen im Mittelspannungsnetz für die nächsten fünf Jahre 38

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Geografische und demografische Strukturmerkmale des WEMAG-Netzgebiets (WNG) ... 7

Tabelle 2: Bevölkerungsdichte nach Netzbetreiber und Gebiet ... 8

Tabelle 3: Mantelzahlen des Regionalszenarios 2025 der Planungsregion Ost für das Netzgebiet der WEMAG Netz GmbH. Leistungen in MW, Photovoltaik in MWp; Werte auf 5 MW gerundet. ... 13

Tabelle 4: Zubau ausgewählter Technologien nach Zeitraum. Leistungen in MW, Photovoltaik in MWp. ... 13

Tabelle 5: Aufteilung der Bestandswerte aus dem Regionalszenario 2025 auf die Netz- und Umspannebenen. Leistungen in MW, Photovoltaik in MWp; ungerundete Werte. ... 15

Tabelle 6: Erwarteter netzdimensionierender Ausbau in der Hochspannung bis 2045, eingeordnet nach Jahr des Baubeginns ... 34

Tabelle 7: Erwarteter netzdimensionierender Ausbaubedarf in der Mittel- bis Niederspannung, eingeordnet nach Jahr des Baubeginns ... 40

Tabelle 8: Investitionsbedarf aufgrund von Altersersatz ... 43

Tabelle 9: Spitzenkappung im WEMAG-Netzgebiet ... 47

Abkürzungsverzeichnis

Al/St	-	*Aluminium/Stahl (Leiterseilwerkstoff)*
BEV	-	*Batterieelektrisches Fahrzeug (Battery Electric Vehicle)*
EE	-	*Erneuerbare Energien*
EEG	-	*Erneuerbare-Energien-Gesetz*
EFH	-	*Einfamilienhaus*
EnWG	-	*Energiewirtschaftsgesetz*
EW	-	*Einwohner*
HöS	-	*Höchstspannung*
HPC	-	*High Performance Computing (Hochleistungsrechnen)*
HS	-	*Hochspannung*
KI	-	*Künstliche Intelligenz*
MFH	-	*Mehrfamilienhaus*
MS	-	*Mittelspannung*
NAP	-	*Netzausbauplan*
NE	-	*Netzebene*
NOVA	-	*Netzoptimierung vor Verstärkung vor Ausbau*
NS	-	*Niederspannung*
NVP	-	*Netzverknüpfungspunkt*
ONAF	-	*Oil Natural Air Forced (Kühlart von Transformatoren)*
PE	-	*Polyethylen*
PR-Ost	-	*Planungsregion Ost*
PUE	-	*Power Usage Effectiveness (Kennwert von Rechenzentren)*
PV	-	*Photovoltaik*
ÜNB	-	*Übertragungsnetzbetreiber*
UW	-	*Umspannwerk*
VNB	-	*Verteilnetzbetreiber*
VPE	-	*Vernetztes Polyethylen*
WNG	-	*WEMAG Netz GmbH*
ZFH	-	*Zweifamilienhaus*

Einleitung

Die WEMAG Netz GmbH (WNG) betreibt ein Verteilnetz in Teilen Mecklenburg-Vorpommerns sowie Brandenburgs und Niedersachsens. Das Netzgebiet liegt im Übertragungsnetzgebiet der 50Hertz Transmission GmbH. Tabelle 1 fasst die geografischen und demografischen Strukturmerkmale zusammen.

Tabelle 1: Geografische und demografische Strukturmerkmale des WEMAG-Netzgebiets (WNG)

Bereich	Gebiet / Abgrenzung	Umfang	Anteil
Gebietsfläche	Ohne unterlagerte Netzgebiete	8.060 km²	
	Einschließlich unterlagerter Netzgebiete	8.680 km²	
Regionale Verteilung[1]	Mecklenburg-Vorpommern	6.460 km²	80 %
	Brandenburg	1.260 km²	16 %
	Niedersachsen	340 km²	4 %
Siedlung und Bevölkerung	Städtische Fläche	1.740 km²	22 %
	Einwohner insgesamt	309.400	

[1]*Flächenverteilung ohne, Einwohnerzahlen einschließlich unterlagerter Netzgebiete. Bevölkerungsstand: 31.12.2025. Angaben gerundet.*

Das Verteilnetzgebiet der WEMAG Netz GmbH gliedert sich in die drei Netzregionen Nord, West und Süd (vgl. Abbildung 1).

Die Netzregion Nord umfasst eine Fläche von 2.420 km² ohne bzw. 2.610 km² mit unterlagerten Verteilnetzen. Sie liegt überwiegend im Landkreis Rostock (Planungsregion Rostock) und schließt einige Gemeinden der benachbarten Landkreise Nordwestmecklenburg und Ludwigslust-Parchim (Planungsregion Westmecklenburg) ein. Zum 31.12.2025 zählte die Netzregion Nord, inkl. der nachgelagerten Netzgebiete, rund 110.100 Einwohner.

Die Netzregion West umfasst eine Fläche von 2.740 km² ohne bzw. 2.950 km² mit unterlagerten Verteilnetzen. Sie liegt überwiegend im Landkreis Nordwestmecklenburg und schließt einige Gemeinden des benachbarten Landkreises Ludwigslust-Parchim sowie Teile von zwei Gemeinden des niedersächsischen Landkreises Lüneburg (Planungsregion Landkreis Lüneburg) ein. Zum 31.12.2025 zählte die Netzregion West, inkl. der nachgelagerten Netzgebiete, rund 112.000 Einwohner.

Die Netzregion Süd umfasst eine Fläche von 2.900 km² ohne bzw. 3.120 km² mit unterlagerten Verteilnetzen. Sie liegt überwiegend im Landkreis Ludwigslust-Parchim und schließt Gemeinden und Gemeindeteile des benachbarten brandenburgischen Landkreises Prignitz (Regionale Planungsgemeinschaft Prignitz-Oberhavel) ein. Zum 31.12.2025 zählte die Netzregion Süd, inkl. der nachgelagerten Netzgebiete, rund 87.300 Einwohner.

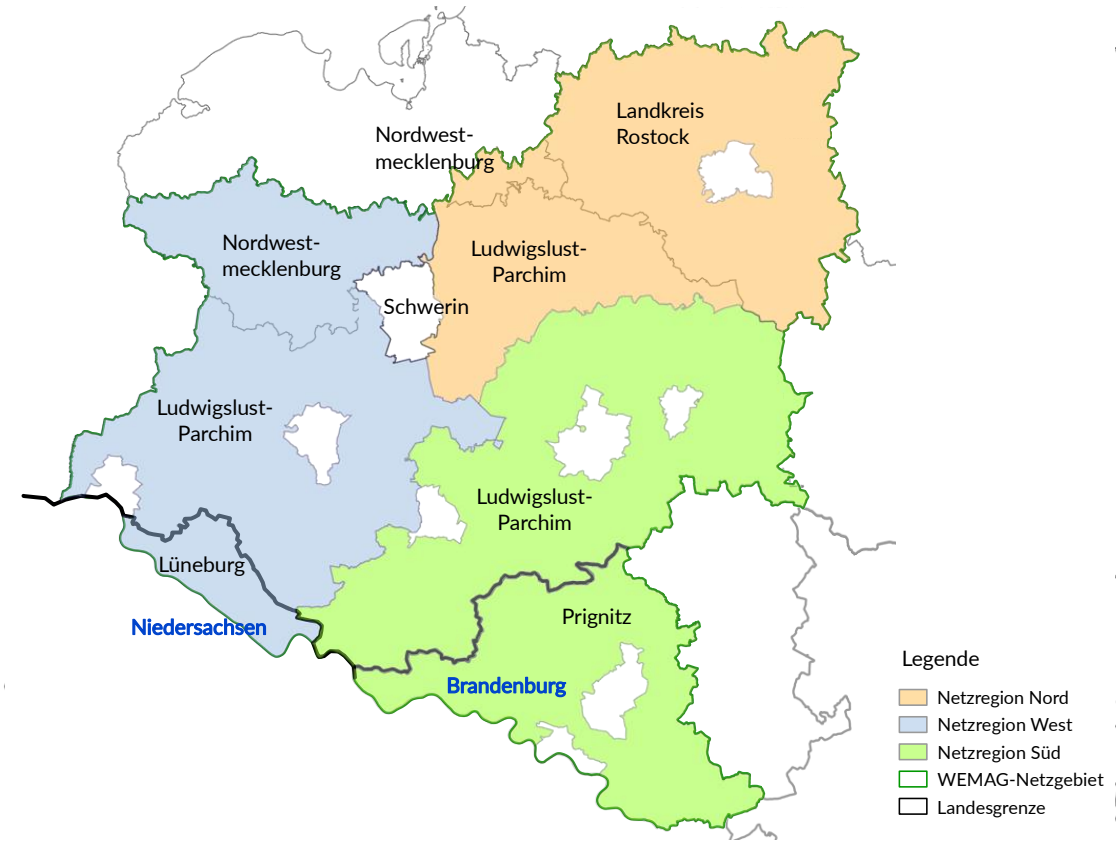


Abbildung 1: WEMAG-Netzgebiet mit den Netzregionen Nord, West und Süd

Das WEMAG-Netzgebiet gehört zu den am dünnsten besiedelten Regionen Deutschlands. Die vier Landkreise, in denen es liegt, zählen zu den 25 von knapp 420 Landkreisen und kreisfreien Städten mit der geringsten Bevölkerungsdichte. Berechnet man die Einwohnerdichte ohne die Netzgebiete der eingebetteten Stadtwerke, fällt sie im Netzgebiet der WEMAG Netz GmbH nochmals geringer aus. Tabelle 2 zeigt die Werte für das gesamte Netzgebiet und die drei Netzregionen im Vergleich zu den benachbarten Verteilnetzgebieten.

Tabelle 2: Bevölkerungsdichte nach Netzbetreiber und Gebiet

Netzbetreiber	Gebiet	Einwohner je km² (ohne Stadtwerke-Netzgebiete)	Einwohner je km² (inkl. Stadtwerke-Netzgebiete)
WEMAG Netz	Gesamt	34,5	35,6
	Nord	40,0	42,2
	West	37,2	38,0
	Süd	26,9	28,0
E.DIS Netz	Gesamt	58,1	--
Avacon Netz		87,4	--
Schleswig-Holstein Netz		90,6	--

In allen drei WEMAG-Netzregionen liegt die Bevölkerungsdichte damit unter den Vergleichswerten der benachbarten Netzgebiete. Am dünnsten besiedelt ist die Netzregion Süd.

Eine weitere Besonderheit des Netzgebiets ist die geringe Anzahl von Letztverbrauchern in der Niederspannung. Sie liegt ebenfalls deutlich unter den Werten der umliegenden Netzgebiete. Noch ausgeprägter gilt dies für die Netzebene 6 (MS/NS-Umspannung): Hier liegt die Anzahl der Letztverbraucher im Netzgebiet der WEMAG Netz GmbH deutlich unter den Werten aller benachbarten Netzgebiete.

Zudem weist das Netzgebiet der WEMAG Netz GmbH bundesweit die geringste Lastdichte aller Flächennetzbetreiber in der Mittelspannung auf.

Dem steht eine deutlich höhere installierte Erzeugungsleistung gegenüber. Zur Jahresmitte 2026 waren im Netzgebiet der WEMAG Netz GmbH 22.506 Stromerzeugungsanlagen mit einer installierten Nettoleistung von insgesamt 3,1 GW in Betrieb (ohne Netzgebiete der unterlagerten Verteilnetzbetreiber). Kapitel 1.1 beschreibt diese Erzeugungsstruktur ausführlich.

Diese hohe installierte Erzeugungsleistung ist an ein Netz angeschlossen, das historisch für die Versorgung eines dünn besiedelten ländlichen Raums ausgelegt wurde. Im Jahr 2026 führte dies zu zahlreichen Engpässen im 110-kV-Netz. Sie entstehen, weil sich bei hoher Einspeisung Lastflüsse in Richtung der Übergabestellen zum Übertragungsnetz ausbilden. Die Leitungsbelastung nimmt dabei mit abnehmender Entfernung zum Netzverknüpfungspunkt schrittweise zu. Bereits heute sind daher zahlreiche Maßnahmen zur Einspeiseabsenkung erforderlich, um den sicheren Netzbetrieb aufrechtzuerhalten. Besonders stark betroffen waren mit Stand September 2026 die Trassen Hagenow–Boizenburg und Görries–Hagenow. Abbildung 2 zeigt die engpassbehafteten Betriebsmittel.

Um dieser Entwicklung zu begegnen, sind bis 2035 zahlreiche Maßnahmen im Hochspannungsnetz vorgesehen oder bereits in Umsetzung. Dazu zählen unter anderem Netzverstärkungen auf den genannten stark belasteten 110-kV-Trassen. Abbildung 2 zeigt diese Maßnahmen ebenfalls, nummeriert gemäß dem Erhebungsbogen der Bundesnetzagentur. Kapitel 2 beschreibt die Maßnahmen im Detail.

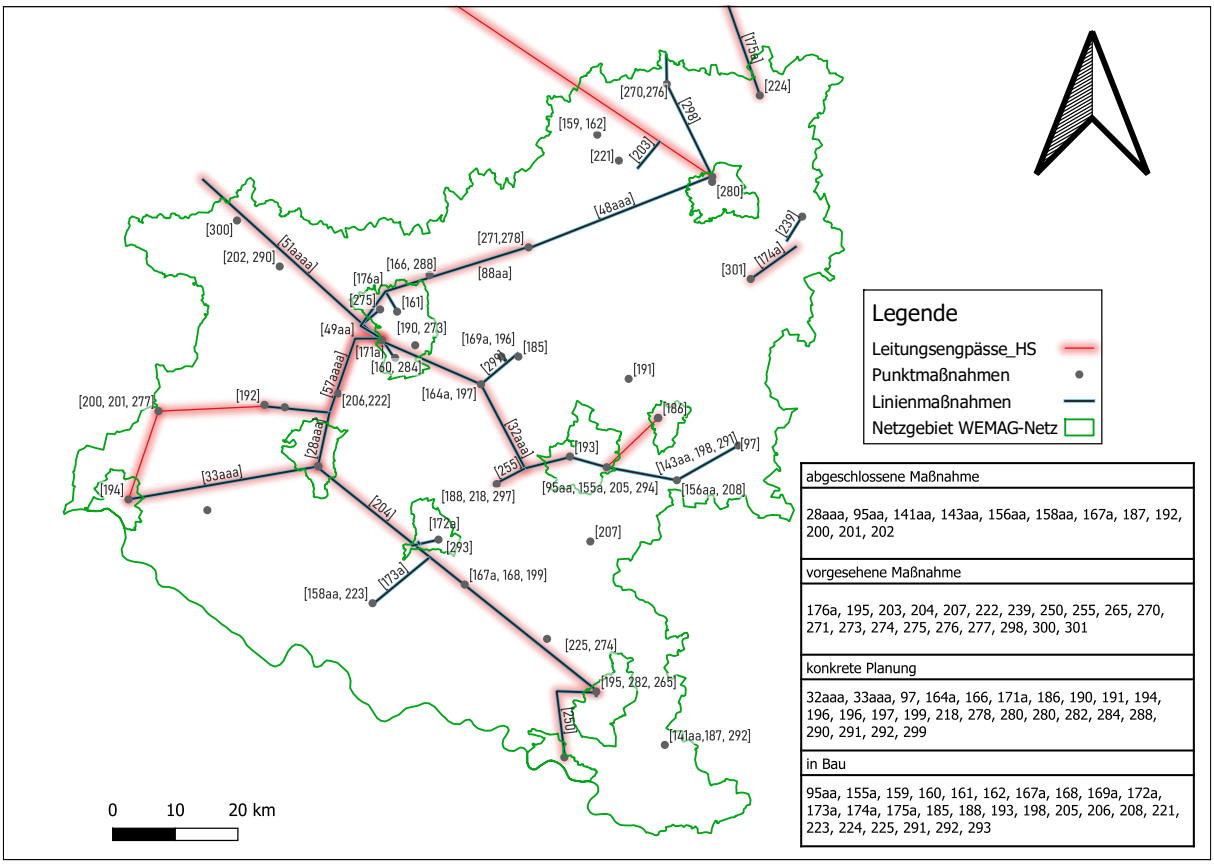


Abbildung 2: Aktuelle Engpässe und geplante Netzmaßnahmen im 110-kV-Netz bis 2035

Der vorliegende Netzausbauplan ist als strategischer Entwicklungsrahmen zu verstehen. Die dargestellten Maßnahmen, Mengengerüste, Termine und Investitionsbedarfe geben den Planungsstand 2026 wieder und beruhen auf dem zugrunde gelegten Regionalszenario. Sie werden im weiteren Planungsprozess regelmäßig überprüft und an die tatsächliche Entwicklung von Erzeugung, Verbrauch, regulatorischen Vorgaben und übergeordneten Netzausbauvorhaben angepasst (vgl. Kapitel 2.2).

1 Planungsgrundlagen

Dieses Kapitel beschreibt die Daten des Regionalszenarios 2025 der Planungsregion Ost (PR-Ost), die der Ausbauplanung zugrunde liegen.

1.1 Regionalszenario der Planungsregion Ost

Das Netzgebiet der WEMAG Netz GmbH ist ein dünn besiedeltes Flächengebiet mit geringer Industrieansiedlung. Diese Struktur führt bereits heute zu einem deutlichen Erzeugungsüberschuss in der Region. Ende 2024 stand einer gemessenen Jahreshöchstlast von 408 MW eine installierte EE-Erzeugungsleistung von ca. 3 GW gegenüber. Die volatil einspeisenden Energieträger Windenergie und Photovoltaik dominierten mit jeweils ca. 1,3 GW installierter Leistung. Das größte Einzelsegment bildeten die Windenergieanlagen, gefolgt von PV-Freiflächenanlagen mit 0,9 GW und PV-Gebäudeanlagen mit 0,4 GW. Auch dies ist eine Folge der regionalen Struktur mit großen landwirtschaftlich genutzten Flächen und geringer Bebauungsdichte. Konventionelle, überwiegend thermische Kraftwerke und sonstige erneuerbare Erzeugungsanlagen, z. B. einige kleinere Laufwasserkraftwerke, spielten eine untergeordnete Rolle.

Trotz zunehmender Elektrifizierung von Wärmeversorgung und Verkehr lagen die installierten Verbraucherleistungen Ende 2024 weit unter den Erzeugungsleistungen. Die Segmente Wärme und Elektromobilität lagen annähernd gleichauf: 110 MW entfielen auf Wärmelösungen, 120 MW auf die Elektromobilität. Konventionelle Lasten, vor allem Haushalte, Landwirtschaft und Industrie, beliefen sich auf ca. 410 MW. Aus diesem erheblichen Ungleichgewicht zwischen Erzeugungs- und Verbrauchsleistung ergibt sich bereits heute eine EEG-Einspeisequote von über 200 %, bezogen auf den Jahresstromverbrauch.

Der Zubau von Großbatteriespeichern stand im WEMAG-Netzgebiet 2024 noch am Anfang. Bis Jahresende gingen erste Projekte mit einer Gesamtleistung von rund 20 MW in Betrieb. Kleinbatteriespeicher mit einer Leistung unter 1 MW erreichten zusammen ca. 50 MW.

Die erwartete Entwicklung der installierten Leistung erneuerbarer Energien ist ein zentraler Treiber der strategischen Netzausbauplanung. Tabelle 3 zeigt die Bestands- und Prognosewerte, Tabelle 4 die daraus abgeleiteten Leistungszuwächse je Zeitraum. Für die Photovoltaik wird ein äußerst dynamischer Zubau prognostiziert. Bis 2030 werden ca. 3,8 GW installierte PV-Leistung erwartet. Das Freiflächensegment wächst dabei voraussichtlich deutlich stärker als das Segment der Anlagen an oder auf Gebäuden. Die Gebäudeanlagen wachsen voraussichtlich um ca. 525 MW auf 935 MW; für die PV-Freiflächenanlagen wird innerhalb weniger Jahre ein Zuwachs von 1,9 GW prognostiziert. Damit ist die Photovoltaik ab 2030 die Erzeugungstechnologie mit der größten installierten Leistung im Netzgebiet der WEMAG Netz GmbH. Von 2030 bis 2035 setzt sich das Wachstum der PV-Freiflächenanlagen in vergleichbarer Größenordnung fort: Innerhalb von fünf Jahren werden weitere 1,8 GW erwartet. Damit wird die Freiflächen-PV im Jahr 2035 zum größten Einzelsegment der Einspeisetechnologien. Das Wachstum der PV-Gebäudeanlagen verlangsamt sich dagegen moderat; ihre installierte Leistung erreicht bis 2035 ca. 1,25 GW. Bis 2045 wird hier ein weiterer Zubau von ca. 425 MW erwartet, sodass die installierte Leistung auf voraussichtlich 1,7 GW steigt.

Auch für die Freiflächen-PV wird nach 2035 eine sinkende Wachstumsrate prognostiziert. Im Zehnjahreszeitraum von 2035 bis 2045 ist ein weiterer Zubau von 2,2 GW zu erwarten. Bis 2045 wird damit eine installierte Leistung von 6,9 GW erreicht.

Zusammenfassend ist für die Photovoltaik ein starkes Wachstum festzustellen, das vor allem vom Zubau im Freiflächensegment getragen wird. Für 2045 werden insgesamt ca. 8,6 GW installierte PV-Leistung erwartet. Das entspricht etwa einer Versechsfachung innerhalb des 20-jährigen Prognosezeitraums. Ein erheblicher Teil davon wird in den nächsten zehn Jahren erwartet, der stärkste Anstieg in den ersten fünf Jahren. Ab 2030 ist die Photovoltaik bezogen auf die installierte Leistung die bedeutendste Einspeisetechnologie. Im Jahr 2035 lösen die PV-Freiflächenanlagen die Windenergie an Land als größtes Einzelsegment ab.

Die Windenergie ist derzeit das größte Einzelsegment der Einspeisetechnologien; Ende 2024 betrug ihre installierte Leistung 1,3 GW. Auch für diese Technologie wird bis zum Erreichen eines klimaneutralen Energiesystems im Zieljahr 2045 ein erheblicher Zubau erwartet. Bis 2030 kommen voraussichtlich 1,8 GW hinzu. Die installierte Windleistung steigt damit auf mehr als das Doppelte des Bestands von Ende 2024. Von 2030 bis 2035 flacht das Wachstum mit einem Zubau von 1,2 GW leicht ab. Dieser Zuwachs innerhalb von nur fünf Jahren entspricht jedoch nahezu der gesamten Ende 2024 installierten Windleistung. Für die Zeit nach 2035 geht die Prognose von einem weitgehend ausgeschöpften Zubaupotenzial aus. Entsprechend steigt die installierte Leistung von 2035 bis 2045 nur noch moderat um 300 MW.

Die installierten Leistungen der übrigen erneuerbaren Erzeugung bleiben über den gesamten Prognosezeitraum weitgehend konstant und auf niedrigem Niveau.

Konventionelle Kraftwerke auf Basis fossiler Brennstoffe spielen im Netzgebiet der WEMAG Netz GmbH ebenfalls eine untergeordnete Rolle. Ihr Betriebsende wird vor allem für den Zeitraum nach 2035 erwartet. Im für 2045 angenommenen klimaneutralen Energiesystem sind sie nicht mehr vorgesehen; Tabelle 3 weist für dieses Jahr keine konventionelle Kraftwerksleistung mehr aus.

Für 2045 wird im Netzgebiet der WEMAG Netz GmbH eine Erzeugungsleistung aus erneuerbaren Energien von 13,3 GW prognostiziert. Dem steht eine ebenfalls dynamische Entwicklung der installierten Verbraucherleistung gegenüber. Den größten Anteil haben dabei Großprojekte, vor allem Rechenzentren. In den letzten Monaten war ein zunehmendes Interesse von Investoren an solchen Vorhaben zu beobachten. Diese Entwicklung dürfte vor allem auf dem wachsenden Bedarf an Rechenkapazität für neue KI-Modelle beruhen. Der größte Leistungszuwachs wird in den nächsten Jahren erwartet: 710 MW im ersten Prognoseabschnitt bis 2030 und weitere 500 MW von 2030 bis 2035. Bis 2035 wird somit mit einer installierten Last von über 1 GW gerechnet. Danach flacht die Entwicklung etwas ab; mit 1,7 GW erreicht die installierte Leistung im Jahr 2045 ihren höchsten Wert im Prognosezeitraum. Allein diese Sparte würde damit im zugrunde gelegten Szenario einen Zuwachs an installierter Verbraucherleistung verursachen, der etwa dem Vierfachen der 2024 gemessenen Jahreshöchstlast entspricht. Die Leistungszuwächse der betrachteten Verbraucher sind ebenfalls in Tabelle 4 zusammengefasst.

Neben Rechenzentren ist die Elektromobilität ein weiterer wesentlicher Treiber der Lastentwicklung. Fahrzeughersteller bringen derzeit zahlreiche neue Elektromodelle auf den Markt, gleichzeitig steigen die Zulassungszahlen von Elektro-Pkw. Für die Prognoseabschnitte bis 2030 und 2035 wird in dieser Sparte ein rascher Hochlauf erwartet. Bis 2030 steigt die installierte Ladeleistung um 520 MW auf 640 MW. Für 2035 geht die Prognose von mehr als 1 GW (1,1 GW) aus.

Tabelle 3 gibt einen Überblick über die installierten Leistungen im Bestandsjahr 2024 und in den Prognosejahren 2030, 2035 und 2045. Tabelle 4 ergänzt diese Übersicht um den absoluten

Zubau ausgewählter Technologien in den jeweiligen Zeiträumen. Die Werte in Tabelle 3 sind auf 5 MW gerundet.

Tabelle 3: Mantelzahlen des Regionalszenarios 2025 der Planungsregion Ost für das Netzgebiet der WEMAG Netz GmbH. Leistungen in MW, Photovoltaik in MWp; Werte auf 5 MW gerundet.

Technologie	Bestand (2024)	2030	2035	2045
Photovoltaik auf oder an Gebäuden (MWp)	410	935	1.250	1.675
Photovoltaik Freifläche (MWp)	940	2.850	4.640	6.880
Windenergie an Land	1.300	3.115	4.340	4.625
Windenergie auf See	0	0	0	0
Sonstige erneuerbare Erzeugung	155	160	160	150
Konventionelle Kraftwerke	130	125	120	0
Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	100	145	220	470
Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	10	110	155	320
Elektromobilität	120	640	1.085	1.450
Konventionelle Last (umfasst Haushalte, Gewerbe, Handel, Industrie, Landwirtschaft)	410	370	345	320
Stand-Alone Rechenzentren	0	710	1.210	1.710
Elektrolyseure	0	250	390	690
Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	50	300	405	540
Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	20	25	730	1.480
Pumpspeicher	0	0	0	0

Tabelle 4: Zubau ausgewählter Technologien nach Zeitraum. Leistungen in MW, Photovoltaik in MWp.

Technologie	2025–2030	2031–2035	2036–2045
Photovoltaik auf oder an Gebäuden (MWp)	+525	+315	+425
Photovoltaik Freifläche (MWp)	+1.910	+1.790	+2.240
Windenergie an Land	+1.815	+1.225	+285
Stand-Alone Rechenzentren	+710	+500	+500
Elektromobilität	+520	+445	+365
Elektrolyseure	+250	+140	+300

Elektrolyseure können potenziell zur Verringerung des EE-bedingten Netzausbaus beitragen. Wie Rechenzentren können sie über längere Zeiträume hohe elektrische Leistungen beziehen. Zugleich lässt sich ihre Leistungsaufnahme flexibel an Erzeugungsschwankungen anpassen.

Entsprechende Anlagen werden überwiegend, wenn auch nicht ausschließlich, in räumlicher Nähe zum Wasserstoff-Kernnetz erwartet, welches das Netzgebiet der WEMAG Netz GmbH im Osten und Südosten quert. Gegenüber dem letzten NAP wird nun mit einem beginnenden Hochlauf gerechnet. Bis 2030 wird mit dem Netzanschluss der ersten Anlagen in einer Größenordnung von 250 MW gerechnet. Danach setzt sich der Hochlauf etwas langsamer fort; für 2035 wird eine installierte Leistung von 390 MW prognostiziert. In den folgenden zehn Jahren bis zum Zieljahr der Klimaneutralität 2045 kommen weitere 300 MW hinzu, sodass insgesamt 690 MW erreicht werden (vgl. Tabelle 3). Die im NAP 2024 genannte Prognose von 1,4 GW wird damit deutlich abgesenkt.

1.2 Voraussichtliche Entwicklung der Versorgungsaufgabe

1.2.1 Aktuelle Versorgungsaufgabe

Die Verteilung der installierten Leistungen auf die Netz- und Umspannebenen verdeutlicht die zentrale Rolle der erneuerbaren Energien im heutigen Energiesystem. Insbesondere Photovoltaik- und Windenergieanlagen, überwiegend in der Hochspannung angeschlossen, prägen die Einspeisestruktur des Netzgebiets (vgl. Tabelle 5). Tabelle 5 weist die Bestandswerte ungerundet aus; die Werte in Tabelle 3 sind auf 5 MW gerundet.

Tabelle 5: Aufteilung der Bestandswerte aus dem Regionalszenario 2025 auf die Netz- und Umspannebenen. Leistungen in MW, Photovoltaik in MWp; ungerundete Werte.

	UW HöS/HS	HS	UW HS/MS	MS	UW MS/NS	NS
Photovoltaik auf oder an Gebäuden (MWp)	0	0	15	184	11	198
Photovoltaik Freifläche (MWp)	0	511	16	360	14	36
Windenergie an Land	0	889	53	360	0	0
Windenergie auf See	0	0	0	0	0	0
Sonstige erneuerbare Erzeugung	0	0	20	120	2	14
Konventionelle Kraftwerke	0	0	120	3	6	0
Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	0	0	0	0	0	100
Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	0	0	0	10	0	0
Elektromobilität	0	0	0	0	0	120
Konventionelle Last (umfasst Haushalte, Gewerbe, Handel, Industrie, Landwirtschaft)	0	78	120	70	30	110
Stand-Alone Rechenzentren	0	0	0	0	0	0
Elektrolyseure	0	0	0	0	0	0
Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	0	0	0	0	0	47
Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	0	0	7	11	0	0
Pumpspeicher	0	0	0	0	0	0

Den größten Anteil an der installierten Erzeugungsleistung hatte Ende 2024 die Windenergie an Land mit insgesamt rund 1,3 GW. Davon waren rund 889 MW an das Hochspannungsnetz, 360 MW an die Mittelspannung und 53 MW an die HS/MS-Umspannebene angeschlossen. Offshore-Windenergieanlagen gibt es im Netzgebiet nicht.

Die installierte Leistung der PV-Freiflächenanlagen betrug Ende 2024 rund 940 MWp. Sie konzentrierte sich vor allem auf die Hochspannung mit 511 MWp und die Mittelspannung mit 360 MWp. Kleinere Leistungsanteile waren an den HS/MS- und MS/NS-Umspannebenen sowie in der Niederspannung angeschlossen. Die PV-Gebäudeanlagen erreichten eine installierte Gesamtleistung von rund 408 MWp. Anders als die Freiflächenanlagen verteilten sie sich deutlich stärker auf die verbrauchernahen Netzebenen, mit Schwerpunkten in der Niederspannung (198 MWp) und der Mittelspannung (184 MWp).

Die sonstigen erneuerbaren Erzeugungsanlagen erreichten eine installierte Leistung von insgesamt rund 156 MW, überwiegend in der Mittelspannung (120 MW) und an der HS/MS-Umspannebene (20 MW). Konventionelle Kraftwerke spielten mit einer installierten Gesamtleistung von rund 129 MW eine untergeordnete Rolle. Der Großteil dieser Leistung war an der HS/MS-Umspannebene angeschlossen (120 MW); in den nachgelagerten Netzebenen waren nur geringe Leistungen vorhanden.

Auch Speichertechnologien gewinnen zunehmend an Bedeutung. Die installierte Leistung der Kleinbatteriespeicher konzentrierte sich Ende 2024 nahezu vollständig auf die Niederspannung und betrug dort 47 MW. Großbatteriespeicher waren dagegen überwiegend in der Mittelspannung und an der HS/MS-Umspannebene angeschlossen. Die in Tabelle 5 ausgewiesenen Leistungen der Großbatteriespeicher summieren sich auf 18 MW, davon 11 MW in der Mittelspannung und 7 MW an der HS/MS-Umspannebene.

Zusammenfassend zeigt die Verteilung der installierten Leistungen eine Zweiteilung der Netzstruktur. Große Windenergie- und Freiflächen-PV-Anlagen waren überwiegend an das Hochspannungsnetz angeschlossen und bestimmten dort die Anforderungen an die Transportkapazitäten. PV-Aufdachanlagen, Balkonkraftwerke, Elektromobilität und dezentrale Speicher waren dagegen vor allem in den Mittel- und Niederspannungsnetzen angesiedelt. Die Ladeleistung der Elektromobilität betrug 120 MW und war vollständig der Niederspannung zugeordnet (vgl. Tabelle 5).

1.2.2 Voraussichtliche Entwicklung der Versorgungsaufgabe bis 2030

Auch bis 2030 bleibt das Netzgebiet nach heutiger Prognose deutlich durch die Einspeisung aus erneuerbaren Energien geprägt. Die prognostizierte Entwicklung der installierten Erzeugungsleistungen (vgl. Tabelle 3) lässt erwarten, dass sich dieser Trend verstärkt. Die Anforderungen an die Integration dezentraler und zentraler Einspeiser steigen voraussichtlich auf allen Netz- und Umspannebenen. Wesentliche Treiber sind Photovoltaik und Windenergie. Sie verschieben die Erzeugungsstruktur weiter hin zu höheren installierten Leistungen und größeren Anlagen.

Für die Photovoltaik wird sowohl bei Dach- als auch bei Freiflächenanlagen ein deutlicher Leistungszuwachs erwartet. PV-Dachanlagen werden voraussichtlich weiterhin überwiegend in den verbrauchernahen Netzebenen angeschlossen. Entsprechend ist vor allem in der Niederspannung, an der MS/NS-Umspannebene und in der Mittelspannung mit steigenden installierten Leistungen zu rechnen. Die zunehmende Verbreitung von PV-Anlagen auf Wohn- und Gewerbegebäuden dürfte die Einspeisung weiter dezentralisieren und die Anforderungen an die nachgelagerten Verteilnetze erhöhen.

Parallel dazu wird ein erheblicher Ausbau der PV-Freiflächenanlagen erwartet. Neben der Anzahl der Anlagen nimmt auch die durchschnittliche Größe der Solarparks kontinuierlich zu. In der Vergangenheit wurde ein wesentlicher Teil der Freiflächenanlagen in der Mittelspannung oder in nachgelagerten Netzebenen angeschlossen. Zunehmend verlagern sich die Anschlüsse jedoch in höhere Spannungsebenen. Wegen der steigenden Anlagengrößen werden bis 2030 voraussichtlich vermehrt Anschlüsse an der HS/MS-Umspannebene, in der Hochspannung sowie unmittelbar an der HöS/HS-Umspannebene erforderlich. Im zugrunde gelegten Szenario sind für 2030 insgesamt rund 2,1 GW der installierten Freiflächen-PV-Leistung in der Hochspannung und an der HöS/HS-Umspannebene angesetzt. Die relative Bedeutung der unteren Netzebenen für den Anschluss großer Freiflächenanlagen nimmt dagegen voraussichtlich weiter ab.

Bei der Windenergie zeigt sich eine vergleichbare Entwicklung. Sowohl die Anzahl der Anlagen als auch die installierte Gesamtleistung nehmen weiter zu. Gleichzeitig steigt die Leistung einzelner Windenergieanlagen stetig, sodass sich neue Windparks zunehmend an höheren Netzebenen orientieren. Im zugrunde gelegten Szenario werden bis 2030 insgesamt rund 3,1 GW

an installierter Windenergieleistung erwartet. Die Hauptlastflüsse in Richtung der Netzverknüpfungspunkte zum Übertragungsnetz dürften dadurch zunehmen.

Gleichzeitig verändert sich dadurch die Erzeugungsstruktur in der Mittelspannung. Während die installierte Erzeugungsleistung in der Niederspannung, an den MS/NS- und HS/MS-Umspannwerken sowie in der Hochspannung zunimmt, wird für die Mittelspannung selbst ein Rückgang erwartet. Ursache ist, dass vor allem Windenergie- und PV-Freiflächenanlagen, die bislang in Teilen an die Mittelspannung angeschlossen wurden, wegen ihrer zunehmenden Größe künftig voraussichtlich bevorzugt in höheren Spannungsebenen angeschlossen werden.

Die installierten Leistungen konventioneller Kraftwerke und sonstiger erneuerbarer Erzeugungsanlagen bleiben im Prognosezeitraum nach heutiger Einschätzung weitgehend konstant. Ihr relativer Anteil an der Gesamtleistung nimmt dadurch weiter ab, während Windenergie und Photovoltaik als tragende Säulen der Stromerzeugung weiter an Bedeutung gewinnen.

Auf der Verbrauchsseite prägt vor allem die fortschreitende Elektrifizierung die Entwicklung der Versorgungsaufgabe. Insbesondere die Elektromobilität führt zu einem deutlichen Anstieg der Anschlussleistungen. Der überwiegende Teil der Ladeinfrastruktur wird in der Niederspannung angeschlossen und wirkt sich unmittelbar auf die Belastung der Ortsnetze aus. Ergänzend entstehen zunehmend größere Ladeinfrastrukturen, etwa Schnellladehubs oder Ladeeinrichtungen an Autobahnstandorten für Pkw und Nutzfahrzeuge. Wegen ihres hohen Leistungsbedarfs werden sie voraussichtlich überwiegend an die Mittelspannung oder direkt an HS/MS-Umspannwerke angeschlossen und können dort neue Lastschwerpunkte bilden.

Darüber hinaus werden Rechenzentren bis 2030 voraussichtlich wesentlich zur Lastentwicklung beitragen. Nach den derzeit bekannten Projekten ist ein Anschluss überwiegend in der Hochspannung oder unmittelbar an HöS/HS-Umspannwerken zu erwarten. Wegen ihres hohen Leistungs- und Energiebedarfs können Rechenzentren zu bedeutenden Lastschwerpunkten im Netzgebiet werden. Sie erhöhen damit zusätzlich die Anforderungen an die Netzkapazitäten in den übergeordneten Netzebenen.

Zusammenfassend bleibt das Netzgebiet nach heutiger Prognose auch bis 2030 deutlich einspeisegeprägt. Durch wachsende Anlagengrößen dürften sich die Netzanschlüsse der Erzeugungsanlagen zunehmend in höhere Netzebenen verschieben. Windenergie- und Freiflächen-PV-Anlagen werden voraussichtlich verstärkt an die Hochspannung und die HöS/HS-Umspannebene angeschlossen, während sich der Ausbau der Dach-PV weiterhin auf die verbrauchernahen Netzebenen konzentriert. Auf der Verbrauchsseite führen Elektromobilität und neue Großverbraucher wie Rechenzentren zu zusätzlichen Lastzuwächsen. Insgesamt steigen damit die Anforderungen an die Transportkapazitäten des Hochspannungsnetzes ebenso wie an die Aufnahmefähigkeit der Mittel- und Niederspannungsnetze.

1.2.3 Voraussichtliche Entwicklung der Versorgungsaufgabe 2031 bis 2035

Auch von 2031 bis 2035 bleibt das Netzgebiet im zugrunde gelegten Szenario deutlich durch die Einspeisung erneuerbarer Energien geprägt. Der weitere Ausbau von Photovoltaik- und Windenergieanlagen lässt die installierte Erzeugungsleistung erneut steigen; die Anschlussstruktur verschiebt sich dabei voraussichtlich zunehmend in höhere Spannungsebenen. Ursache sind vor allem die wachsenden Anlagengrößen von Windparks und PV-Freiflächenanlagen. Sie stellen höhere Anforderungen an die Anschlussnetzebene und werden voraussichtlich zunehmend direkt an Umspannwerken oder in der Hoch- bzw. Höchstspannung angeschlossen.

Die höchsten Zuwächse der installierten Erzeugungsleistung werden an der HöS/HS-Umspannebene sowie in der Hochspannung erwartet. Wesentliche Treiber sind der weitere Ausbau der PV-Freiflächenanlagen und der Windenergie. Auch in der Mittelspannung wird ein weiterer Leistungsanstieg prognostiziert, der vor allem auf zusätzliche PV-Freiflächenanlagen zurückgeht. In den nachgelagerten Netzebenen setzt sich zudem der Ausbau der Dach-PV fort. Entsprechend wird sowohl an den MS/NS-Umspannwerken als auch in der Niederspannung ein deutlicher Anstieg der installierten Erzeugungsleistung erwartet.

Besonders deutlich zeigt sich diese Entwicklung bei den PV-Freiflächenanlagen. Sie sind der wesentliche Treiber des Leistungszuwachses in der Hochspannungsebene. Ihre installierte Leistung in der Hochspannung und an der HöS/HS-Umspannebene steigt im zugrunde gelegten Szenario bis 2035 auf insgesamt rund 2,9 GW. Grund dafür ist die Annahme, dass größere Solarparks wirtschaftlich und technisch bevorzugt an leistungsstärkeren Netzanschlusspunkten angeschlossen werden.

Auch die PV-Dachanlagen entwickeln sich weiterhin dynamisch. Ihr Zubau konzentriert sich überwiegend auf die Nieder- und Mittelspannung und dezentralisiert die Erzeugungsstruktur dort weiter. Die installierte Leistung der PV-Dachanlagen in der Nieder- und Mittelspannung steigt nach heutiger Prognose bis 2035 von etwa 500 MWp auf rund 700 MWp. Die Anzahl der angeschlossenen Anlagen erhöht sich gegenüber 2030 voraussichtlich um nahezu 60 %. Die Dach-PV bleibt damit ein wesentlicher Treiber für die Entwicklung der verbrauchernahen Netzebenen und erhöht die Anforderungen an die Spannungsregelung und die Aufnahmefähigkeit der Verteilnetze.

Die Windenergie bleibt nach heutiger Prognose bis 2035 das leistungsstärkste Einzelsegment im Netzgebiet; ab 2035 wird sie von den PV-Freiflächenanlagen abgelöst. Ihre installierte Leistung steigt im zugrunde gelegten Szenario von rund 3 GW auf etwa 4,3 GW und ist damit ein maßgeblicher Treiber der erforderlichen Ausbaumaßnahmen. Gleichzeitig setzt sich die Verlagerung der Netzanschlüsse in höhere Spannungsebenen voraussichtlich fort. Ein zunehmender Anteil neuer Windparks wird voraussichtlich unmittelbar an höheren Netzebenen angeschlossen. Damit gewinnen die Netzverknüpfungspunkte zum Übertragungsnetz und die großräumigen Transportkapazitäten im Hochspannungsnetz weiter an Bedeutung.

Auf der Verbrauchsseite prägt weiterhin vor allem der Hochlauf der Elektromobilität die Entwicklung. Insbesondere im privaten Bereich wird ein deutlicher Ausbau der Ladeinfrastruktur erwartet; die installierte Leistung steigt vor allem in der Niederspannung. Mehr private Ladeeinrichtungen führen zu höheren Lasten in den Ortsnetzen und erhöhen den Verstärkungsbedarf in den verbrauchernahen Netzebenen. Gleichzeitig gewinnen intelligente Betriebs- und Steuerungskonzepte an Bedeutung, um die vorhandenen Netzkapazitäten möglichst effizient zu nutzen.

Insgesamt ist von 2031 bis 2035 eine weitere deutliche Zunahme der installierten Erzeugungsleistung zu erwarten. Große Wind- und Freiflächen-PV-Anlagen orientieren sich voraussichtlich zunehmend zur Hoch- und Höchstspannung, während die Dach-PV ein wesentlicher Treiber für die Mittel- und Niederspannungsnetze bleibt. Auf der Verbrauchsseite führt vor allem die Elektromobilität zu steigenden Anschlussleistungen. Die Versorgungsaufgabe wird damit sowohl von steigenden Transportanforderungen im Hochspannungsnetz als auch von einer zunehmenden Belastung der verbrauchernahen Netzebenen bestimmt. Aus dieser Entwicklung ergibt sich der Bedarf an weiteren Netzverstärkungen und am Ausbau der Netzinfrastruktur,

um die Integration der erneuerbaren Energien und die Versorgungssicherheit langfristig zu gewährleisten.

1.2.4 Voraussichtliche Entwicklung der Versorgungsaufgabe 2036 bis 2045

Für den Zeitraum von 2036 bis 2045 wird eine weitere Zunahme der installierten Erzeugungsleistung erwartet. Der Zubau konzentriert sich dabei voraussichtlich zunehmend auf ausgewählte Spannungsebenen. Gegenüber den vorangegangenen Planungszeiträumen zeichnet sich eine stärkere Konsolidierung der Erzeugungsstruktur ab. In den unteren Netzebenen lässt die Wachstumsdynamik nach heutiger Prognose teilweise nach. Bei den Windenergieanlagen dürfte sich dagegen der Trend zu immer größeren Anlagen und damit zu Anschlüssen an leistungsstärkeren Netzebenen fortsetzen.

Die größten Zuwächse der installierten Erzeugungsleistung werden in der Hochspannung und an der HöS/HS-Umspannebene erwartet. Haupttreiber ist der weitere Ausbau der PV-Freiflächenanlagen, die wegen ihrer Größe und hohen Einspeiseleistung voraussichtlich zunehmend direkt in der Hochspannung angeschlossen werden. Auch an den HS/MS-Umspannwerken wird ein weiterer Leistungsanstieg prognostiziert. Er geht im zugrunde gelegten Szenario im Wesentlichen auf zusätzliche Freiflächen-PV-Anlagen zurück, die für einen Anschluss an die Mittelspannung bereits zu groß sind, für einen direkten Anschluss an die Höchstspannung jedoch nicht groß genug.

In der Niederspannung setzt sich gleichzeitig der Ausbau der Dach-PV fort. Die installierte Leistung steigt voraussichtlich weiter und dezentralisiert die Erzeugung im verbrauchernahen Netzbereich zunehmend. In den übrigen Spannungsebenen bleiben die installierten Leistungen nach heutiger Prognose weitgehend konstant. Die Erzeugungsentwicklung konzentriert sich in diesem Zeitraum damit voraussichtlich auf zwei Pole des Energiesystems: große Freiflächenanlagen in den höheren Netzebenen und zahlreiche dezentrale Dachanlagen in der Niederspannung.

Bei der Windenergie wird nach den starken Ausbauphasen der Vorjahre ein deutlich geringerer Leistungszuwachs erwartet. Zusätzliche Windenergieprojekte werden voraussichtlich vorwiegend in der Hochspannung bzw. an der HöS/HS-Umspannebene angeschlossen. Die insgesamt installierte Windleistung steigt daher nur noch moderat. Gleichzeitig zeichnet sich ab, dass neue Windparks wegen ihrer Anlagengrößen und Anschlussleistungen überwiegend an leistungsstarken Netzverknüpfungspunkten der oberen Netzebenen angeschlossen werden.

Für das Zieljahr 2045 ergibt sich im zugrunde gelegten Szenario eine deutlich konzentrierte Erzeugungsstruktur. Von der prognostizierten Gesamtleistung von rund 13,3 GW entfallen nach heutiger Prognose etwa 10 GW auf die Hochspannung und die HöS/HS-Umspannebene. Diese Leistung stellen im Wesentlichen Windenergie- und PV-Freiflächenanlagen bereit. Die großräumige Einspeisung erneuerbarer Energien dürfte damit künftig die Anforderungen an die Transportkapazitäten der Hochspannung und an die Netzverknüpfungspunkte zum Übertragungsnetz bestimmen.

Darüber hinaus wird an den HS/MS-Umspannwerken ein deutlicher Leistungsanstieg erwartet. Auch hier sind PV-Freiflächenanlagen voraussichtlich der dominierende Ausbautreiber. In den darunterliegenden Netzebenen verlieren Freiflächenanlagen dagegen an Bedeutung, da neue Projekte nach heutiger Einschätzung überwiegend in höheren Spannungsebenen angeschlossen werden.

Bei der Dach-PV setzt sich die Entwicklung zu einer dezentralen Erzeugungsstruktur voraussichtlich fort. In der Niederspannung sind PV-Dachanlagen nach heutiger Prognose das mit Abstand größte Erzeugungssegment und bestimmen maßgeblich die Einspeisesituation in den Ortsnetzen. Die hohe Anzahl dezentraler Anlagen erhöht die Anforderungen an Spannungsregelung, Lastflussmanagement und Netzführung in den unteren Spannungsebenen.

Zusammenfassend zeichnet sich für den Ausbau bis 2045 im zugrunde gelegten Szenario eine zunehmend zweigeteilte Entwicklung ab. Große Windenergie- und Freiflächen-PV-Anlagen stellen voraussichtlich den überwiegenden Teil der Erzeugungsleistung bereit und sind in den oberen Netzebenen angeschlossen. Die dezentrale Stromerzeugung erfolgt überwiegend über Dach-PV-Anlagen in den Niederspannungsnetzen. Die künftige Versorgungsaufgabe wird daher nach heutiger Einschätzung gleichermaßen vom Transport großer regenerativer Leistungen im Hochspannungsnetz und von der Integration zahlreicher dezentraler Erzeugungsanlagen in den Verteilnetzen bestimmt. Diese Entwicklung unterstreicht die Notwendigkeit der Fortführung des koordinierten Ausbaus der gesamten Netzinfrastruktur bis 2045.

1.3 Entwicklungen im Netzgebiet der WEMAG Netz GmbH

Um künftige, für die Netzausbauplanung relevante Entwicklungen im Netzgebiet der WEMAG Netz GmbH analysieren zu können, wurde eine Datenbasis aufgebaut. Sie beschreibt das Netzgebiet anhand zahlreicher Merkmale, darunter

- die Einwohner- und Haushaltszahlen,
- der Bestand an Wohn- und Nichtwohngebäuden,
- der Bestand an Straßenfahrzeugen,
- der Bestand an Stromerzeugungsanlagen und
- der Bestand an Ladeinfrastruktur für die Elektromobilität.

Die Daten liegen auf Gemeindeebene als Zeitreihen für die Jahre 2015 bis 2025 vor. Damit lassen sich neben den aktuellen Werten auch Entwicklungstrends analysieren und fortschreiben. Die Daten stammen vor allem aus der amtlichen Statistik des Bundes und der Länder Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg und Niedersachsen sowie aus den Statistikportalen der Bundesnetzagentur und des Kraftfahrt-Bundesamtes.

Zur Abbildung des Netzgebiets und seiner drei Netzregionen auf Gemeindeebene wurden zunächst alle Konzessionsgemeinden einbezogen, in denen das Unternehmen die Grundversorgung mit Strom wahrnimmt. Sonderfälle, in denen Gemeinden nur teilweise im Netzgebiet liegen oder sich auf zwei benachbarte Netzregionen verteilen, wurden soweit möglich berücksichtigt.

Abbildung 3 zeigt die Netzregionen, die unterlagerten Stadtwerke-Netzgebiete und die folgenden Sonderfälle der Gemeindezuordnung:

- Die Gemeinden Neustadt-Glewe und Obere Warnow (Nr. 1–2) wurden der Netzregion Süd zugeordnet, da dort ihre Siedlungsschwerpunkte liegen.
- Die Gemeinden Bad Kleinen, Hohen Viecheln, Jesendorf und Lübberstorf (Nr. 3–6) wurden zusätzlich einbezogen und der Netzregion Nord zugeordnet, obwohl sie nicht in der Liste der Grundversorgungskonzessionsgemeinden enthalten sind.

- Die Gemeinden Lübow, Zurow, Neukloster und Glasin (Nr. 7–10) wurden dagegen nicht berücksichtigt, obwohl sie teilweise im Netzgebiet liegen. Mit Ausnahme von Neukloster liegen ihre Siedlungsschwerpunkte außerhalb des Netzgebiets.
- Die grundversorgten Gemeindeteile von Groß Pankow (Prignitz) und Perleberg (Nr. 11–12) wurden entsprechend ihrem Anteil an der Gesamtbevölkerung der Gemeinde berücksichtigt. Bei den Gemeinden Lübz, Ludwigslust und Parchim (Nr. 13–15) wurde auf eine Aufteilung verzichtet: Für die Gemeindeteile liegen keine aktuellen Einwohnerzahlen vor, und älteren Daten zufolge sind ihre Anteile sehr klein.

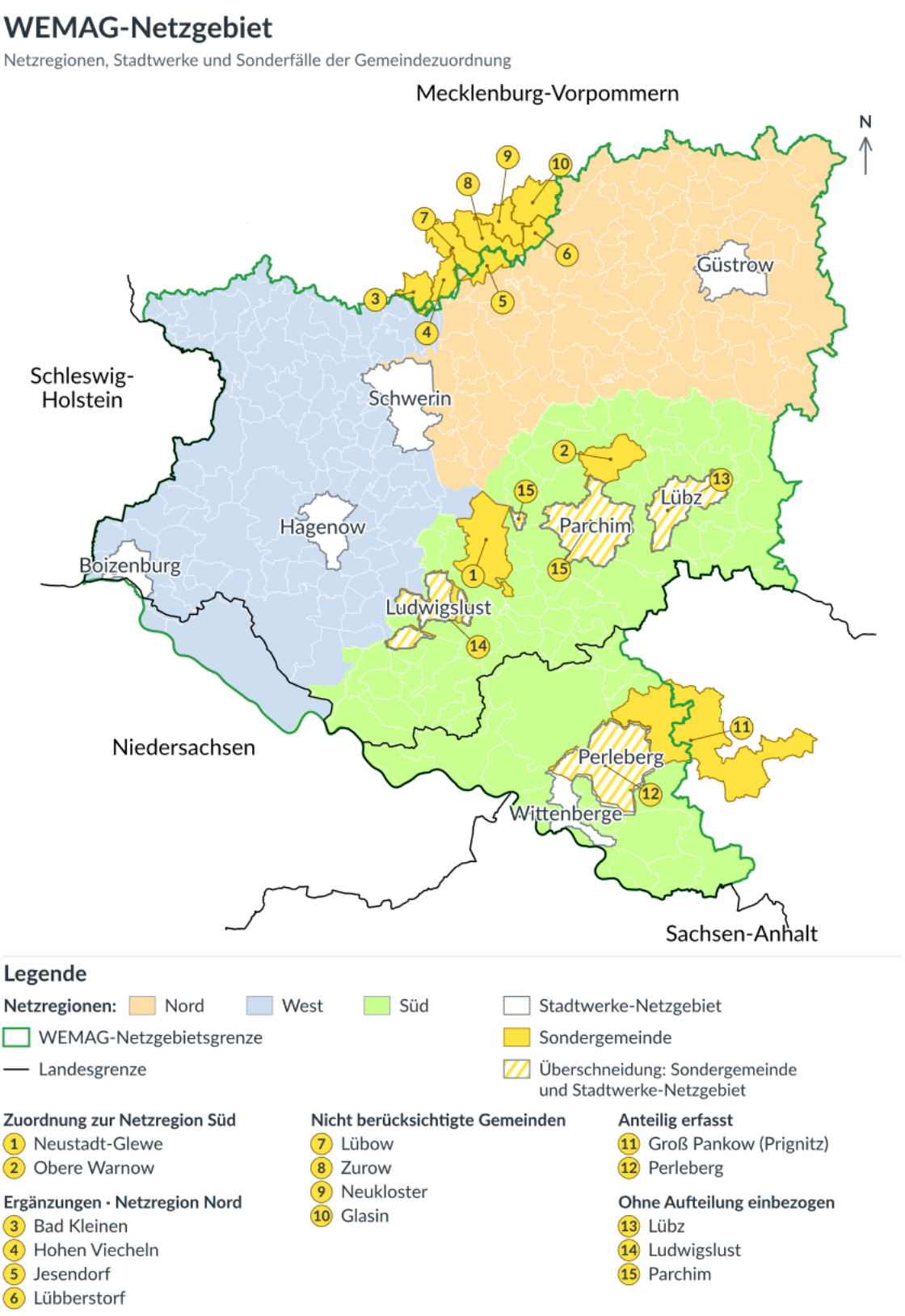


Abbildung 3: Netzregionen, Stadtwerke-Netzgebiete und Sondergemeinden im WEMAG-Netzgebiet

1.3.1 Demografische Entwicklung im Netzgebiet der WEMAG Netz GmbH

Zur Analyse der demografischen Entwicklung wurden zum einen die Einwohner- und Haushaltszahlen der Datenbasis auf Gemeindeebene ausgewertet. Zum anderen wurden die Entwicklungstrends der Einwohnerzahlen je Gemeinde für die Jahre 2025 bis 2045 in Einzeljahren trendbasiert fortgeschrieben. Die demografische Entwicklung ist eine wesentliche Grundlage der Netzplanung. Aus ihr lässt sich z. B. die Entwicklung des Wohnungs- und Gebäudebestands (Haushaltsstromverbrauch für Elektrogeräte, strombasierte Heizsysteme) oder des Fahrzeugbestands (Elektromobilität) abschätzen.

Wegen dieser grundlegenden Bedeutung wurden die vorausberechneten Einwohnerzahlen mit den Ergebnisdaten zur Demografie abgeglichen, die das Fraunhofer IEE im Regionalszenario Ost 2025 bereitgestellt hat. Die vorausberechneten Einwohnerzahlen der einzelnen Gemeinden weichen um weniger als ± 5 % von den Werten des Regionalszenarios ab.

Die Haushaltszahlen wurden aus den Einwohnerzahlen der Gemeinden abgeschätzt. Grundlage sind die durchschnittlichen Haushaltsgrößen der Gemeinden aus dem Zensus 2022 (Stichtag 15. Mai 2022). Vergleichsanalysen zufolge sind größere Veränderungen der Haushaltsgrößen nicht mehr zu erwarten; zumindest in Mecklenburg-Vorpommern ändert sich die Haushaltsgrößenstruktur seit etwa 2015 kaum noch. Im Jahr 2022 betrug die durchschnittliche Haushaltsgröße im Netzgebiet der WEMAG Netz GmbH 1,984 Personen je Haushalt. Für 2045 wird eine durchschnittliche Haushaltsgröße von 1,965 Personen je Haushalt angesetzt.

Die drei Netzregionen sind mit 2.420 km² (Nord), 2.740 km² (West) und 2.900 km² (Süd) flächenmäßig annähernd gleich groß (insgesamt 8.060 km², ohne unterlagerte VNB). Sie sind jedoch sehr unterschiedlich dicht besiedelt. Bleiben die Flächen der Netzregionen und des Netzgebiets unverändert, gehen mit den Einwohnerzahlen auch die Einwohnerdichten weiter zurück.

1.3.2 Entwicklung des Wohngebäude- und Wohnungsbestandes im Netzgebiet der WEMAG Netz GmbH

Neben den Einwohner- und Haushaltszahlen beeinflusst auch der Wohngebäude- und Wohnungsbestand die künftige Entwicklung des Stromverbrauchs. Seine Entwicklung wurde in der Datenbasis je Gemeinde abgeschätzt. Grundlage waren die bisherige Bestandsentwicklung, die Baufertigstellungen der letzten Jahre und spezifische Kennziffern wie der Wohnungsbestand je 1.000 Haushalte.

Der Bestand an Gebäuden mit Wohnraum umfasst Ein-, Zwei- und Mehrfamilienhäuser sowie Wohnheime und sonstige Gebäude mit Wohnraum. Im Netzgebiet der WEMAG Netz GmbH beläuft er sich derzeit auf 101,9 Tsd. Wohngebäude, darunter 93,4 Tsd. Ein- und Zweifamilienhäuser und knapp 6,3 Tsd. Mehrfamilienhäuser (ohne unterlagerte VNB). Bis 2045 wächst der Bestand voraussichtlich auf 105,4 Tsd. Wohngebäude, darunter 96,5 Tsd. Ein- und Zweifamilienhäuser und 6,3 Tsd. Mehrfamilienhäuser.

Der Bestand an Wohnungen in Wohngebäuden umfasst derzeit 144,8 Tsd. Wohnungen und steigt bis 2045 voraussichtlich auf 148,2 Tsd. Hinzu kommen jeweils ca. 4.000 Wohnungen in Wohnheimen und sonstigen Gebäuden mit Wohnraum. Der Gesamtbestand an Wohnungen wächst damit von 148,7 Tsd. auf 152,1 Tsd. (ohne unterlagerte VNB).

In Wohngebäuden gibt es derzeit 51,8 Tsd. Wohnungen in der Netzregion Nord, 41,4 Tsd. in der Netzregion Süd und 51,6 Tsd. in der Netzregion West. Einschließlich der Wohnungen in Wohnheimen und sonstigen Gebäuden beläuft sich der aktuelle Bestand auf 53,1 Tsd. (Nord), 42,7 Tsd. (Süd) bzw. 52,8 Tsd. Wohnungen (West). Bis 2045 steigt dieser Bestand voraussichtlich auf 54,4 Tsd. (Nord), 43,3 Tsd. (Süd) bzw. 54,4 Tsd. Wohnungen (West), jeweils ohne unterlagerte VNB.

Dabei wurde berücksichtigt, dass in den letzten Jahren kaum Wohnungen zurückgebaut wurden. Setzt sich dieser geringe Rückbau bis 2045 fort, wächst der Wohnungsbestand in vielen Gemeinden, obwohl die Einwohnerzahlen vor allem im ländlichen Raum zurückgehen. Die Wohnungsversorgung je Einwohner steigt damit, auch wenn die Zahl der tatsächlich bewohnten Wohnungen konstant bleibt oder sinkt. Der daraus resultierende zunehmende Leerstand würde in Städten wie im ländlichen Raum vor allem ältere Mehrfamilienhäuser betreffen. Im ländlichen Raum werden zudem zunehmend auch ältere Ein- und Zweifamilienhäuser leer stehen.

Für die Netzausbauplanung ist dies insofern von Bedeutung, als neue Wohngebäude zunehmend mit klimaneutralen Heizsystemen wie elektrischen Wärmepumpen ausgestattet werden, leerstehende Wohngebäude dagegen nicht (mehr) umgerüstet werden.

1.3.3 Entwicklung des Haushaltsstromverbrauchs im Netzgebiet der WEMAG Netz GmbH

Der Stromverbrauch der Privathaushalte setzt sich im Wesentlichen aus dem Verbrauch für Elektrogeräte, für die Gebäudeheizung (Umwälzpumpen, elektrische Wärmepumpen, Elektro- und Nachtspeicherheizungen) und für die Elektromobilität zusammen.

Der Stromverbrauch lässt sich direkt aus den Einwohner- bzw. Haushaltszahlen und spezifischen Verbrauchswerten ermitteln. Deren Entwicklung bis 2045 wurde beispielhaft für die Privathaushalte in Mecklenburg-Vorpommern in drei Szenarien abgeschätzt (siehe Abbildung 4). Die Daten für die Jahre 2005 bis 2025 stammen aus Erhebungen der amtlichen Statistik zum Stromabsatz der Elektrizitätsversorgung. Sie beschreiben den Jahresstromverbrauch von Haushaltskunden einschließlich Wohnungsgesellschaften. Damit enthalten sie auch den Stromverbrauch für die Gebäudeheizung und für die Elektromobilität, soweit diese über private Ladeeinrichtungen der Haushalte versorgt wird. Die in der Abbildung gestrichelt dargestellten Entwicklungen setzen dementsprechend eine Fortsetzung der bislang nur schwach ausgeprägten Trends bei der Installation elektrischer Wärmepumpen und der Ausstattung der Privathaushalte mit Elektrofahrzeugen voraus.

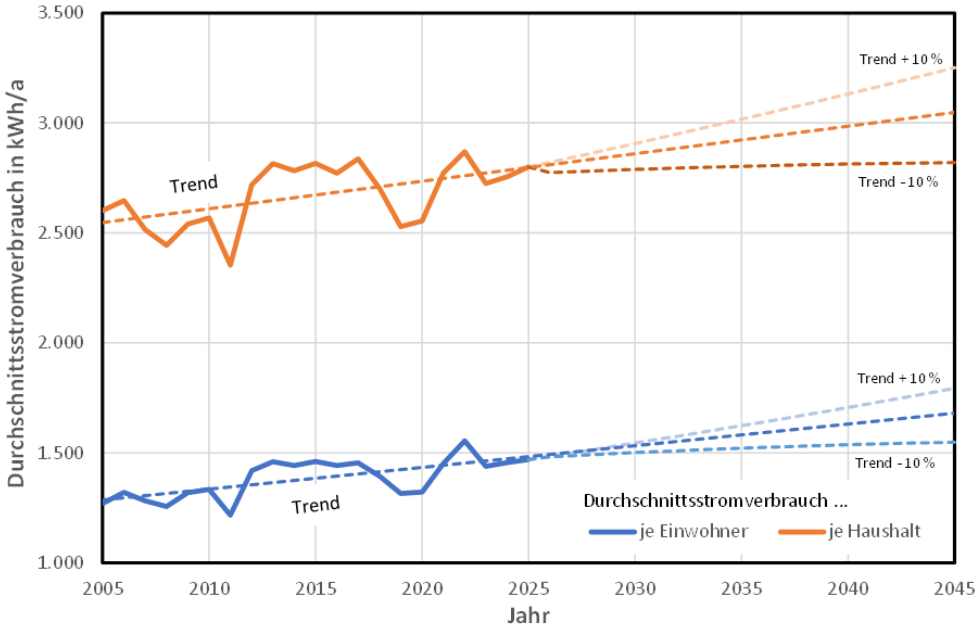


Abbildung 4: Entwicklung des Stromverbrauchs in Mecklenburg-Vorpommern

Derzeit beläuft sich der Stromverbrauch der Privathaushalte im Netzgebiet der WEMAG Netz GmbH auf knapp 410 GWh/a (ohne unterlagerte VNB). Davon entfallen jeweils ca. 150 GWh auf die Netzregionen Nord und West sowie ca. 110 GWh auf die Netzregion Süd. Legt man das mittlere Szenario des spezifischen Stromverbrauchs aus Abbildung 4 zugrunde, steigt der Stromverbrauch der Privathaushalte bis 2045 auf ca. 420 GWh, wie in Abbildung 5 dargestellt.

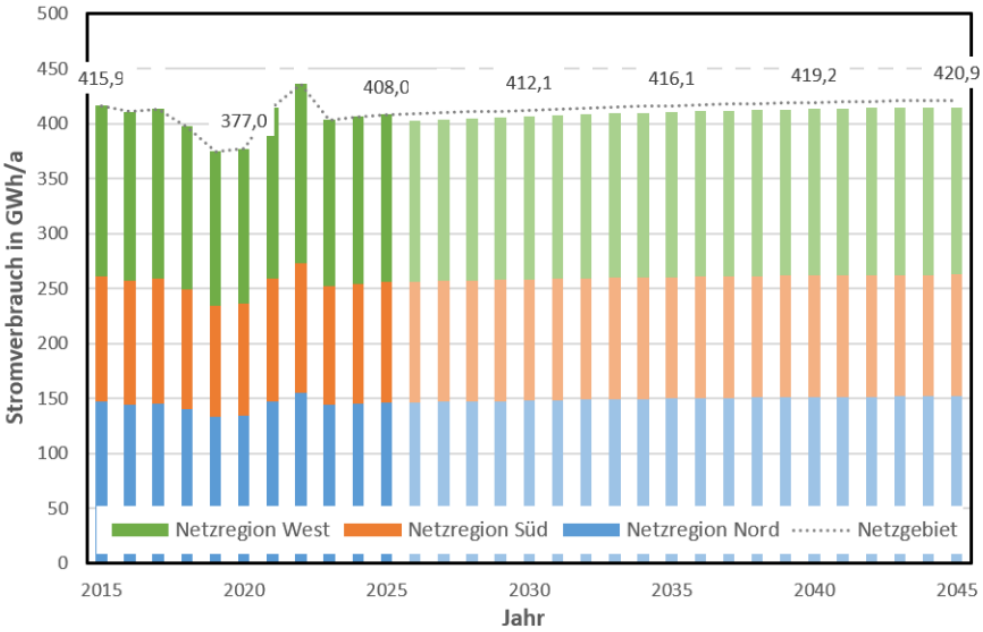


Abbildung 5: Entwicklung des Stromverbrauchs von Privathaushalten (ohne unterlagerte VNB)

1.3.4 Abnahmeverhalten von Rechenzentren

Die Leistungsklassen und das Abnahmeverhalten von Rechenzentren stellen beim Hochlauf der Netzlast eine besondere Herausforderung dar. Aufgrund der Leistungsklassen bzw. der flächenmäßigen Leistungsdichte sind mit dem Anschluss von Rechenzentren in der Regel erhebliche Netzinfrastrukturprojekte verbunden.

Bewertet man den Energiebedarf, lässt sich ein potenzielles Flexibilisierungspotenzial unterstellen, welches allerdings maßgeblich von den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen des Kunden und dem Anwendungsfall der Serverfarmen abhängig ist.

Aus netztechnischer Sicht stellen Rechenzentren – durch ihre technischen Prozesse – allerdings ein erhebliches Flexibilisierungspotenzial dar, welches zukünftig netzplanerisch weiter untersetzt werden kann. Ziel dabei muss die regionale Harmonisierung von Einspeisung und Verbrauch zur Reduktion der Transportaufgabe im Netz sein.

In Mecklenburg-Vorpommern sind derzeit (Stand 2025) Rechenzentren mit einer Kapazität von insgesamt 20 MW angesiedelt. Das entspricht 0,67 % der in Deutschland insgesamt vorhandenen Kapazität von 2,976 GW. Für 2030 erwartet der Branchenverband der deutschen Informations- und Telekommunikationsbranche Bitkom e. V. in Mecklenburg-Vorpommern eine Kapazität von insgesamt 1.000 MW.

Perspektivisch kommen die Städte Rostock, Schwerin und Greifswald sowie deren Umland als Standorte für Rechenzentren in Betracht. Die für Mecklenburg-Vorpommern erwartete Kapazität von 1.000 MW umfasst unter anderem ein bereits bekanntes Ansiedlungsvorhaben von Schwarz Digits in der Gemeinde Dummerstorf (Landkreis Rostock) im Netzgebiet der E.DIS Netz GmbH. Das Rechenzentrum soll 2033 mit einer Anschlussleistung von zunächst 240 MW fertiggestellt werden; bis 2045 soll die Anschlussleistung auf bis zu 1 GW steigen.

Für die Netzplanung ergeben sich aus den aktuellen Entwicklungen bei Rechenzentren unter anderem folgende Schlussfolgerungen:

- Netzanschlussanfragen von Rechenzentren im Verteilnetz bewegen sich in einer Größenordnung von 5 bis 300 MVA.
- Für eine erfolgreiche und schnelle Integration dieser Kunden reicht der konventionelle Planungsansatz gegebenenfalls nicht mehr aus oder hätte einen enormen Ausbau des Verteilnetzes zur Folge.
- Probabilistische Ansätze müssen reale Lastverläufe im 110-kV-Verteilnetz berücksichtigen. Eine Auswertung für zwei Rechenzentren (90 bzw. 40 MVA) zeigt:
    - Rechenzentren können sich in ihrem Leistungsbezug sehr unterschiedlich verhalten. Ein Standardlastprofil wie für Gewerbekunden ist daher nicht ohne Weiteres anwendbar.
    - Rechenzentren haben eine Grundlast. Im gesamten Jahresverlauf können jedoch deutliche, meist kurzzeitige Sprünge der Bezugsleistung auftreten. Diese sind keine Besonderheit einzelner Jahre, sondern treten in allen Jahren auf. Die maximal bezogene Leistung kann 20 bis 50 % über der mittleren Bezugsleistung liegen.
    - Im Jahresverlauf fällt die Bezugsleistung wiederkehrend auf null. Mögliche Ursachen sind Probeläufe der Notstromanlagen oder Arbeiten an den Schaltanlagen.

- Im Jahresverlauf kann die Bezugsleistung einen deutlichen Trend aufweisen, z. B. einen Anstieg zur Jahresmitte bzw. zum Jahresende oder einen Rückgang bei geänderter Nutzung. Die betrachteten Rechenzentren sind über die Jahre kontinuierlich gewachsen, blieben aber deutlich unter der installierten Leistung. Die große Differenz zwischen installierter und bezogener Leistung lässt sich u. a. auf zeitlich versetzte Bauabschnitte zurückführen.
- Der Blindleistungsbezug ist gering und wurde daher nicht betrachtet.
- Gliedern sich neu geplante Rechenzentren größerer Leistung in mehrere Gebäude bzw. Blöcke, haben diese typischerweise einen Leistungsbedarf von 10 bis 40 MVA je Block.
- Um keine erst perspektivisch benötigte Netzkapazität zu blockieren, kann mit geplanten Rechenzentren gegebenenfalls eine stufenweise Erhöhung der zulässigen Bezugsleistung vereinbart werden.
- Bezugsleistung, Bezugslastgang und Bezugsstrommenge können gegebenenfalls durch eigene (erneuerbare) Stromerzeugungsanlagen des Rechenzentrums beeinflusst werden.

1.3.5 Analysen zur Elektromobilität

Die beschriebene Datenbasis enthält auch den Bestand an Straßenfahrzeugen für alle Gemeinden im Netzgebiet der WEMAG Netz GmbH, darunter den Bestand an privat und gewerblich genutzten Pkw. Es handelt sich um Daten des Kraftfahrt-Bundesamtes für die Jahre 2021 bis 2025. Für denselben Zeitraum enthält die Datenbasis außerdem den Bestand an Pkw mit Elektroantrieb, d. h. Pkw mit reinem Batterieantrieb (BEV), Plug-in-Hybride und Brennstoffzellenfahrzeuge. Der Anteil der Batteriefahrzeuge an den Pkw mit Elektroantrieb lag im Netzgebiet in den letzten Jahren zwischen 60 und 65 %; in den Landkreisen Rostock und Ludwigslust-Parchim beträgt er knapp 61 %, im Landkreis Nordwestmecklenburg knapp 65 %.

Die Entwicklung des Pkw-Bestands in den Gemeinden des Netzgebiets wurde auf Grundlage der aktuellen Bestandszahlen bis 2045 vorausberechnet. Wie beim Gebäudebestand wurde dafür die vorausberechnete Entwicklung der Einwohnerzahlen herangezogen. Aus den Daten der Jahre 2021 bis 2025 wurden für jede Gemeinde Kennziffern zur Pkw-Ausstattung der Bevölkerung (Pkw-Bestand insgesamt je 1.000 EW) berechnet und deren Trend bis 2045 fortgeschrieben. Abbildung 6 zeigt diese Kennziffern beispielhaft für das Land Mecklenburg-Vorpommern und die Netzregionen der WEMAG Netz GmbH. Mit den Kennziffern wurde zunächst der Gesamtbestand der privat und gewerblich genutzten Pkw bis 2045 vorausberechnet. In den Netzregionen Nord, Süd und West entfielen am Jahresende 2025 auf je 1.000 Einwohner 633, 610 bzw. 571 Pkw. Gemäß dem in der Abbildung dargestellten Trend steigt diese Ausstattung bis 2045 allmählich auf 659, 635 bzw. 594 Pkw je 1.000 Einwohner, sofern zwischenzeitlich keine disruptiven Ereignisse diese Entwicklung beeinflussen.

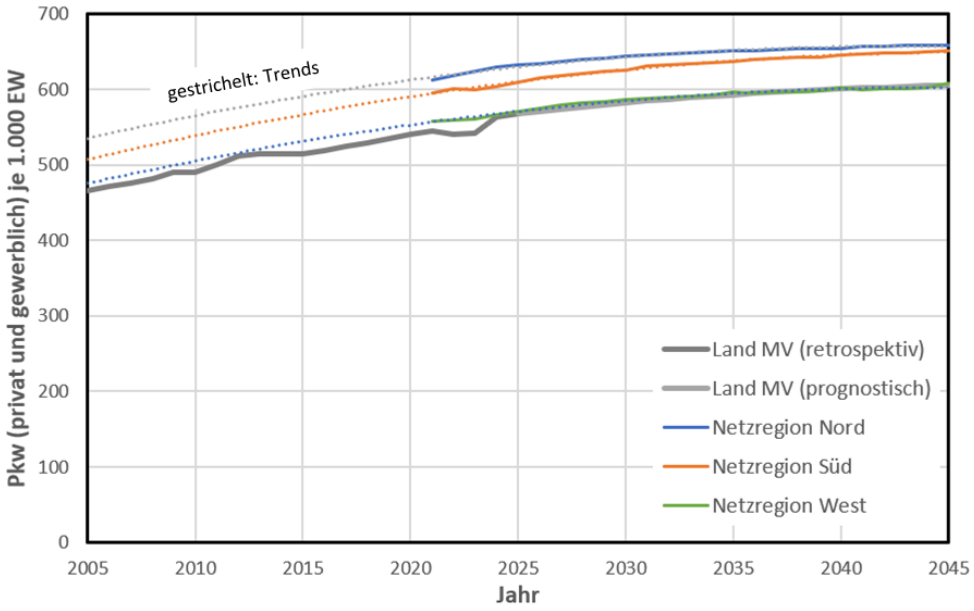


Abbildung 6: Pkw-Bestand insgesamt je 1.000 EW

Anschließend wurden für das Netzgebiet die Anteile der Pkw mit Elektroantrieb am gesamten Pkw-Bestand für die Jahre 2021 bis 2025 ausgewertet und die ermittelten Trends ebenfalls bis 2045 fortgeschrieben. Dabei wurden zwei mögliche Entwicklungen unterschieden:

- Ein konservatives *Trendszenario* schreibt die bisherige Entwicklung der Elektromobilität in den drei Netzregionen bis 2045 fort. Danach steigen die Anteile der Pkw mit Elektroantrieb am gesamten Pkw-Bestand in den Netzregionen Nord, Süd und West von 3,3, 2,7 bzw. 3,7 % (Jahresende 2025) bis 2045 allmählich auf 22,6, 21,6 bzw. 22,7 %.
- Ein *normatives Szenario* beschreibt die Entwicklung der Elektromobilität in den drei Netzregionen unter der Annahme, dass die nationalen Ziele nicht nur in Deutschland insgesamt, sondern auch im Netzgebiet der WEMAG Netz GmbH erreicht werden. In diesem Szenario, das deutlich über dem Trendszenario liegt, steigen die Anteile der Pkw mit Elektroantrieb in den Netzregionen Nord, Süd und West bis 2045 auf 65,6, 62,9 bzw. 66,1 %.

Mit dem vorausberechneten Pkw-Gesamtbestand und den beiden Szenarien lässt sich der Bestand an batterieelektrischen Pkw im Netzgebiet bis 2045 abschätzen:

- Im *Trendszenario* steigt der Bestand an batterieelektrischen Pkw in den Netzregionen Nord, Süd und West (einschließlich der unterlagerten Verteilnetzbetreiber) von 1.272, 1.277 bzw. 3.061 Pkw am Jahresende 2025 bis 2045 auf ca. 13.000, 15.000 bzw. 29.500 Pkw. Dies entspricht 21 bis 22 % des jeweiligen Gesamtbestands. In den Netzgebieten der unterlagerten Verteilnetzbetreiber werden 2045 ca. 5.500 (Netzregion Süd) bzw. 14.400 batterieelektrische Pkw (Netzregion West) zugelassen sein.
- Im *normativen Szenario* steigt der Bestand an batterieelektrischen Pkw in den Netzregionen Nord, Süd und West (einschließlich der unterlagerten VNB) bis 2045 auf ca. 39.100, 45.200 bzw. 88.300 Pkw, also auf 63 bis 66 % des jeweiligen Gesamtbestands. In den Netzgebieten der unterlagerten Verteilnetzbetreiber werden 2045 ca. 16.500 (Netzregion Süd) bzw. 43.100 batterieelektrische Pkw (Netzregion West) zugelassen sein.

Darüber hinaus wurden die Flexibilitätspotenziale der batterieelektrischen Pkw analysiert.

1.3.6 Analysen zu dezentralen Wärmepumpen

Am Jahresende 2025 umfasste der Bestand an dezentralen Wärmepumpen im Netzgebiet der WEMAG Netz GmbH 8.700 Anlagen. Davon entfielen knapp 3.200 auf die Netzregion Nord, 2.200 auf die Netzregion Süd und 3.300 auf die Netzregion West. Hinzu kamen 2.700 Anlagen in den von Stadtwerken versorgten Netzgebieten, davon 800 in der Netzregion Süd und 1.900 in der Netzregion West. Insgesamt waren somit ca. 11.400 Wärmepumpen installiert: 3.200 in der Netzregion Nord, 3.000 in der Netzregion Süd und 5.200 in der Netzregion West.

Für die Vorausberechnung des Wärmepumpenbestands bis 2045 wurden unter anderem folgende Annahmen getroffen:

- Bei den jährlich neu fertiggestellten Wohngebäuden steigt der Anteil der Ein-, Zwei- und Mehrfamilienhäuser mit Wärmepumpe von heute 0,5 % bis 2045 auf 3,7 bis 4,6 % (jeweils bezogen auf die Gesamtzahl der jeweiligen Gebäudeart).
- Bei den Nichtwohngebäuden steigt dieser Anteil von heute 0,2 % bis 2045 auf 1,9 %.
- Bei den Wohngebäuden werden von 2026 bis 2045 jährlich 0,3 % des heutigen Gebäudebestands im Zuge energetischer Sanierungen bzw. Heizungsmodernisierungen auf elektrische Wärmepumpen umgestellt.
- Für Nichtwohngebäude wird eine etwas höhere Sanierungsquote von 0,35 % angesetzt.

Schreibt man den heutigen Wärmepumpenbestand mit diesen Annahmen entlang der vorausberechneten Gebäudebestände fort, steigt die Zahl der Anlagen im Netzgebiet der WEMAG Netz GmbH bis 2045 auf 26.700. Davon entfallen knapp 9.900 auf die Netzregion Nord, 6.800 auf die Netzregion Süd und 10.000 auf die Netzregion West (jeweils ohne unterlagerte VNB). Hinzu kommen 9.500 Anlagen in den von Stadtwerken versorgten Netzgebieten, davon knapp 3.200 in der Netzregion Süd und knapp 6.300 in der Netzregion West. Insgesamt wären damit ca. 36.200 Wärmepumpen installiert: 9.900 in der Netzregion Nord, 10.000 in der Netzregion Süd und 16.300 in der Netzregion West.

Die elektrische Antriebsleistung des dezentralen Wärmepumpenbestands im Netzgebiet der WEMAG Netz GmbH belief sich am Jahresende 2025 auf 94,5 MW. Davon entfielen 33,4 MW auf die Netzregion Nord, 25,5 MW auf die Netzregion Süd und 35,5 MW auf die Netzregion West. Hinzu kamen 28,1 MW in den von Stadtwerken versorgten Städten, davon 8,5 MW in der Netzregion Süd und 19,6 MW in der Netzregion West. Insgesamt hatte der Wärmepumpenbestand somit eine elektrische Leistung von 122,6 MW: 33,4 MW in der Netzregion Nord, 34,1 MW in der Netzregion Süd und 55,1 MW in der Netzregion West.

Für die Vorausberechnung der installierten elektrischen Leistung des Wärmepumpenbestands bis 2045 wurden die in Abbildung 7 dargestellten durchschnittlichen elektrischen Antriebsleistungen zugrunde gelegt. Für neue Wohngebäude wurden linear sinkende Antriebsleistungen angenommen: Im Jahr 2024 betrugen sie durchschnittlich 5 kW bei Einfamilienhäusern, 8 kW bei Zweifamilienhäusern und 30 kW bei Mehrfamilienhäusern (in der Abbildung EFH, ZFH, MFH). Bis 2045 sinken diese Leistungen auf 4,5, 7,2 bzw. 27,0 kW. Für Nichtwohngebäude wurde dagegen angenommen, dass die durchschnittliche Anlagenleistung im Jahr 2024 25 kW betrug und bis 2045 auf 50 kW steigt.

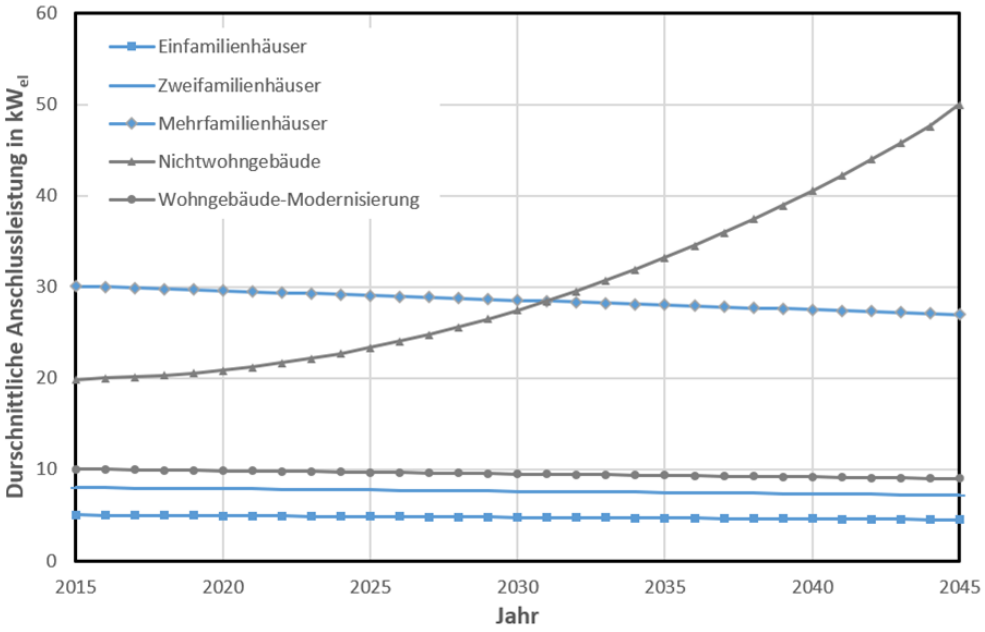


Abbildung 7: Entwicklung der installierten elektrischen Leistung von Wärmepumpen

Mit den beschriebenen Annahmen und Modellparametern steigt die Leistung des Wärmepumpenbestands im Netzgebiet der WEMAG Netz GmbH bis 2045 auf ca. 470 MW (inkl. der nachgelagerten Netzgebiete).

2 Netzausbauplanung

2.1 Netzdimensionierender Ausbau

Für den Zeitraum bis 2045 sieht der Netzausbauplan der WEMAG Netz GmbH umfangreiche Maßnahmen zum Ausbau und zur Verstärkung des Netzes in allen betriebenen Netzebenen vor. Die wesentlichen Ausbautreiber unterscheiden sich je nach Spannungsebene. In der Hochspannung bestimmen vor allem die deutlich steigenden Einspeiseleistungen aus erneuerbaren Energien (EE), insbesondere aus Wind- und Photovoltaikanlagen, aber auch aus Speicheranlagen, den zusätzlichen Bedarf an Netzkapazität. In der Mittel- und Niederspannung werden Maßnahmen vor allem durch den Anstieg der Bezugsleistung erforderlich. Um die daraus resultierenden Anforderungen an Transportkapazität, Systemstabilität und Versorgungssicherheit zu erfüllen, wurde ein Maßnahmenpaket aus Netzverstärkung, Ersatzneubau und Neubau entwickelt.

Der netzdimensionierende Ausbau wird nach dem Prinzip „Netzoptimierung vor Verstärkung vor Ausbau“ (NOVA) ermittelt. Ziel ist ein wirtschaftlich optimaler Ausbauumfang für das Zielnetz. Zu den wesentlichen Netzoptimierungsmaßnahmen zählen die Anpassung der Netztopologie, die Automatisierung von Netzbetriebsmitteln und die Verbesserung der Betriebsfahrweisen.

2.1.1 Beschreibung des Ausbaubedarfs im Hochspannungsnetz

Die durchgeführten Untersuchungen und Netzberechnungen zeigen einen erheblichen Ausbaubedarf im Hochspannungsnetz der WEMAG Netz GmbH. Er ergibt sich vor allem aus dem starken Zubau erneuerbarer Erzeugungsanlagen und den daraus resultierenden steigenden Transportanforderungen. Die prognostizierten Einspeiseleistungen aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen führen in weiten Teilen des Netzes zu deutlich höheren Leistungsflüssen, die überwiegend in Richtung Übertragungsnetz abgeführt werden müssen. Um diese Aufgabe langfristig sicher und zuverlässig zu bewältigen, wurden neben Ertüchtigungsmaßnahmen im Bestandsnetz der Neubau von 110-kV-Freileitungen sowie von Netzverknüpfungspunkten zum Übertragungsnetz als erforderlich ermittelt. Zudem sind die Übernahme einer bestehenden 220-kV-Leitung und deren Umrüstung für den Betrieb mit 110 kV geplant.
Der Neubau zusätzlicher Netzverknüpfungspunkte (NVP) ist von zentraler Bedeutung für die Netzentwicklung. Die NVP bilden die Schnittstellen zur vorgelagerten Netzebene und müssen so dimensioniert sein, dass die im Netzgebiet eingespeiste Leistung abgeführt werden kann. Mit der Errichtung der NVP in Mühlenbeck und Obere Warnow sowie im Suchraum Brunow werden in den nächsten Jahren entsprechende Kapazitäten zur Aufnahme und Ableitung der EE-Einspeisung geschaffen. Der NVP im Suchraum Brunow ist in modular erweiterbarer Bauweise geplant und kann bedarfsabhängig ausgebaut werden. In der ersten Ausbaustufe ist eine Kapazität von 800 MVA vorgesehen, die später auf bis zu 1.600 MVA erhöht werden kann. Perspektivisch sind drei weitere NVP in den Suchräumen Gallin, Ludwigslust und Siemitz vorgesehen. Dem NVP im Suchraum Ludwigslust kommt in der künftigen Netztopologie besondere Bedeutung zu. Neben der zusätzlichen Leistungsaufnahme soll er die bestehende Transportachse Hagenow–Perleberg entlasten und so den erforderlichen Ausbau im 110-kV-Netz erheblich reduzieren. Die NVP in den Suchräumen Gallin und Siemitz sind in der ersten Ausbaustufe mit einer Schnittstellenkapazität von jeweils 400 MVA geplant.

Ein weiterer Schwerpunkt des Netzausbaus ist die Erhöhung der Übertragungskapazität bestehender 110-kV-Leitungen. Zahlreiche bereits heute stark belastete Leitungen erreichen bei den angenommenen Ausbaupfaden der erneuerbaren Energien ihre technischen Grenzen. Daher sind umfangreiche Umbeseilungen und Leitungsverstärkungen vorgesehen, meist als Ersatzneubau. Wo immer möglich, wurden diese Maßnahmen so dimensioniert, dass zusätzliche 110-kV-Neubauleitungen vermieden werden. Bis zum angenommenen Klimaneutralitätsjahr 2045 sind auf fast allen 110-kV-Bestandstrassen Verstärkungsmaßnahmen erforderlich. Zu den zentralen Maßnahmen zählen die Verstärkungen der Trassen Görries–Parchim/Süd, Görries–Schönberg, Görries–Güstrow und Perleberg–Hagenow. Ziel ist es, die steigenden Einspeiseleistungen aufzunehmen und in Richtung der Netzverknüpfungspunkte zum Übertragungsnetz abzutransportieren sowie ausreichende Reserven für einen sicheren Netzbetrieb vorzuhalten.

Besondere Bedeutung haben dabei die Leitungsachsen zwischen den wind- und photovoltaikstarken Regionen sowie die Übergabepunkte zum Höchstspannungsnetz. Insbesondere die Trassen Görries–Parchim/Süd und Perleberg–Hagenow übernehmen künftig eine zentrale Funktion beim Transport erneuerbarer Einspeiseleistung. Ihre Stromtragfähigkeit muss daher deutlich erhöht werden, um Netzengpässen vorzubeugen und die Einspeisung der prognostizierten Erzeugungsleistung dauerhaft zu ermöglichen.

Ergänzend zur Verstärkung bestehender Leitungen sind auch einige 110-kV-Neubauvorhaben unumgänglich. Sie dienen sowohl der Anbindung neu zu errichtender Umspannwerke als auch der Schaffung zusätzlicher Transportkorridore im Hochspannungsnetz. Die neuen Verbindungen verteilen die Lastflüsse besser und entlasten bestehende Leitungen. Gleichzeitig erhöhen sie die Resilienz des Netzes gegenüber dem Ausfall kritischer Betriebsmittel.

Zur Vereinheitlichung der Netzplanung und zur Reduzierung des Planungsaufwands wird für künftige Neubau- und Ersatzneubauvorhaben im Hochspannungsnetz ein standardisiertes Leitungs- und Mastdesign angestrebt. Als einheitlicher Leiterseiltyp ist 265-AL1/35-ST1A (Al/St 265/35) vorgesehen. Die erforderlichen Transportkapazitäten werden nicht über unterschiedliche Leiterseiltypen, sondern über die Anzahl der Teilleiter je Bündel erreicht. Je nach netztechnischen Anforderungen und erwarteten Lastflüssen kommen Einfach-, Doppel-, Dreifach- oder Vierfachbündelleiter zum Einsatz. Mit diesem modularen Konzept lässt sich die Stromtragfähigkeit der Leitungen bedarfsgerecht an die jeweiligen Transportanforderungen anpassen, bei zugleich hohem Standardisierungsgrad. Dies ermöglicht eine wirtschaftliche Dimensionierung der Infrastruktur und schafft ausreichend Flexibilität für unterschiedliche Einsatzbereiche im Hochspannungsnetz. Die Standardisierung bietet zudem Vorteile über die Planung hinaus: Die Beschränkung auf einen Leiterseiltyp verringert die Komplexität von Beschaffung, Lagerhaltung und Instandhaltung. Hochtemperaturleiter sind in Einzelfällen vorgesehen, etwa in besonders zeitkritischen Projekten, in denen kurzfristig große Übertragungskapazitäten geschaffen werden müssen; sie sind jedoch nicht die technische Vorzugslösung.

Neben den Anforderungen aus der EE-Einspeisung bestimmen zahlreiche betriebliche Anforderungen die Maßnahmen. Dazu zählen insbesondere die Einhaltung des (n-1)-Kriteriums, die Vermeidung von Transitflüssen, die Sicherstellung einer ausreichend hohen Kurzschlussleistung und die Optimierung der Lastflüsse. Dies erfordert mitunter auch neue Trennstellen im Netz. Ein Beispiel ist der geplante Neubau der Schaltanlage Göhren. Sie soll den Lastfluss auf der stark belasteten Trasse Görries–Parchim/Süd verteilen und so verhindern, dass sich über das vorgelagerte Übertragungsnetz Transitflüsse zwischen den NVP Görries, Wessin und Parchim/Süd einprägen.

Parallel zum Aus- und Umbau des 110-kV-Leitungsnetzes ist auch der Neubau von HS/MS-Umspannwerken erforderlich. Die Berechnungen zeigen, dass vor allem in ländlich geprägten Teilen des Netzgebiets mit langen Mittelspannungsabgängen künftig Spannungsbandverletzungen in der Mittelspannung auftreten können. Dem soll der Neubau von HS/MS-Umspannwerken entgegenwirken; dafür wurden insgesamt sieben Suchräume identifiziert. Die neuen Umspannwerke verkürzen bestehende Versorgungswege, verringern Spannungsbandverletzungen und schaffen zusätzliche Kapazitäten für den Anschluss dezentraler Einspeiser und neuer Verbraucher. Zusätzlich sind bis 2030 Neubauten an den Standorten Wölzow und Rampe geplant, die dem Anschluss von Last- und Einspeisekunden dienen.

Darüber hinaus müssen zahlreiche bestehende Umspannwerke an die künftigen Anforderungen angepasst werden. Hierzu sind Erhöhungen der Transformatorleistungen vorgesehen, insbesondere in den Umspannwerken Ludwigslust, Lübz, Neustadt-Glewe, Wittenburg, Rehna, Lankow, Güstrow und Karstädt. Die Leistungserhöhungen dienen sowohl der Aufnahme zusätzlicher Einspeiseleistung als auch der Sicherstellung eines (n-1)-sicheren Betriebs. In mehreren Umspannwerken sind Transformatoren mit Bemessungsleistungen von bis zu 80 MVA vorgesehen, um den steigenden Anforderungen langfristig gerecht zu werden.

Zusammenfassend führen die erwarteten Entwicklungen der kommenden zwei Jahrzehnte zu einer grundlegenden Veränderung der Belastungssituation im Hochspannungsnetz. Bei der ursprünglichen Auslegung des Netzes stand die Versorgung der Verbraucher im Vordergrund. Heute entwickelt sich das Netz zunehmend zu einer Infrastruktur für den großräumigen Transport erneuerbar erzeugter Leistung. Die geplanten Maßnahmen, insbesondere Aus- und Neubau von Leitungen und Netzverknüpfungspunkten sowie die Umspannwerksmaßnahmen, sind daher die wesentliche Voraussetzung, um die prognostizierten Einspeiseleistungen sicher in das vorgelagerte Netz zu integrieren und die Versorgungssicherheit im Netzgebiet dauerhaft zu gewährleisten.

2.1.2 Übersicht netzdimensionierende Ausbauplanung im Hochspannungsnetz

Tabelle 6 gibt einen Überblick über den Ausbauumfang und den geschätzten Investitionsbedarf in der Hochspannung und den zugehörigen Umspannebenen bis 2045. Sie umfasst sämtliche Maßnahmen des Neubaus, des Ersatzneubaus mit Erhöhung der Transportkapazität sowie der Netzoptimierung und -verstärkung. Die Zuordnung zu den Zeiträumen erfolgt nach dem Jahr des geplanten Baubeginns.

Zur besseren Übersichtlichkeit wurden in der Kategorie HöS/HS-UW nur Umspannwerke ohne Versorgungsaufgabe in der Mittelspannung erfasst. Die dort ausgewiesenen sieben Maßnahmen setzen sich aus sechs neu zu errichtenden NVP und der Erweiterung eines bestehenden NVP zusammen: bis 2030 die NVP Mühlenbeck und Obere Warnow sowie die Erweiterung Wessin, von 2031 bis 2035 der NVP Brunow und von 2036 bis 2045 insbesondere die neuen NVP Gallin, Siemitz und Ludwigslust. Alle weiteren Vorhaben, etwa die Erweiterung der 110-kV-Sammelschiene eines bestehenden HöS/HS/MS-Umspannwerks, wurden der Kategorie HS/MS-UW zugeordnet. Die Stückzahlen in Tabelle 6 umfassen somit sowohl Neubauten als auch Maßnahmen an Bestandsstandorten.

Tabelle 6: Erwarteter netzdimensionierender Ausbau in der Hochspannung bis 2045, eingeordnet nach Jahr des Baubeginns

Zeitraum	Maßnahme	Geschätzte Menge	Erwarteter Ausbaubedarf
Bis 2030	NE 2: HöS/HS UW	3 Stk.	ca. 200 Mio. Euro
	NE 3: HS-Leitungen	280 km	ca. 230 Mio. Euro
	NE 4: HS/MS UW	19 Stk.	ca. 180 Mio. Euro
2031-2035	NE 2: HöS/HS UW	1 Stk.	ca. 180 Mio. Euro
	NE 3: HS-Leitungen	400 km	ca. 310 Mio. Euro
	NE 4: HS/MS UW	5 Stk.	ca. 90 Mio. Euro
2036-2045	NE 2: HöS/HS UW	3 Stk.	ca. 440 Mio. Euro
	NE 3: HS-Leitungen	520 km	ca. 590 Mio. Euro
	NE 4: HS/MS UW	18 Stk.	ca. 280 Mio. Euro
Gesamt			**ca. 2.500 Mio. Euro**

Strategische Größenordnungen nach aktuellem Planungsstand; nicht mit dem altersbedingten Investitionsbedarf in Tabelle 8 addierbar (vgl. Kapitel 2.3).

2.1.2.1 Ausbauplanung im Hochspannungsnetz bis 2030

Bis 2030 liegt der Schwerpunkt auf der Errichtung neuer Netzverknüpfungspunkte zum Übertragungsnetz sowie auf der Verstärkung und Optimierung des 110-kV-Bestandsnetzes. Vorgesehen ist insbesondere die Fertigstellung von zwei neuen HöS/HS-Umspannwerken, des NVP Mühlenbeck und des NVP Obere Warnow (geplante Inbetriebnahme jeweils 2030). Am Standort Wessin ist eine Erweiterung der 110-kV-Sammelschiene geplant. Die Investitionen in dieser Kategorie belaufen sich auf ca. 200 Mio. Euro (vgl. Projektsteckbriefe 1–3).

Neben den Arbeiten an den Netzverknüpfungspunkten ist bis 2030 der Maßnahmenbeginn an zehn 110-kV-Leitungen bzw. Leitungsabschnitten mit insgesamt 280 km Leitungslänge geplant. Dafür wird ein Investitionsbedarf von ca. 230 Mio. Euro erwartet. Netzplanerisch am bedeutendsten sind der Neubau des 110-kV-Kabels vom Umspannwerk Kreien zum neu zu errichtenden Umspannwerk bei Plau am See, der trassengleiche Ersatzneubau der 110-kV-Freileitung Görries–Schönberg sowie der trassengleiche Ersatzneubau der 110-kV-Freileitung Boizenburg–Hagenow. Für den bestehenden Abzweig Crivitz soll ebenfalls mit der Umsetzung eines umfangreichen Maßnahmenpakets begonnen werden: Auf dem bestehenden Trassenabschnitt von Höhe Göhren bis zum UW Crivitz ist ein Ersatzneubau teils als 110-kV-Freileitung, teils als 110-kV-Kabel vorgesehen. Vom UW Crivitz ist ein 110-kV-Freileitungsneubau bis zum bestehenden NVP Wessin geplant. Auf den 110-kV-Freileitungsabzweigen Ludwigslust, Wüstmark, Krakow und Bützow wird die Trasse jeweils für eine maximale Leitertemperatur von 80 °C ertüchtigt; der Abzweig Conow wird als Ersatzneubau mit Doppelbündelleitern ausgeführt (vgl. Projektsteckbriefe 5–14).

Auf der Ebene der HS/MS-Umspannwerke (NE 4) ist bis 2030 an 19 Standorten der Beginn unterschiedlicher Maßnahmen vorgesehen. Neu errichtet werden die Umspannwerke Wölzow, Rampe, Zarrentin und Plau. Die Treiber dafür sind unterschiedlich: der Anschluss von EE-Anlagen (UW Rampe), die Vermeidung von Spannungsproblemen in der Mittelspannung (UW Plau) sowie der Anschluss größerer Bezugskunden (UW Wölzow und UW Zarrentin). Bei den übrigen 15 Projekten handelt es sich vor allem um Maßnahmen zur Netzoptimierung und -verstärkung, z. B. die Erhöhung der HS/MS-Transformatorkapazitäten, die Erweiterung bestehender Hoch- und Mittelspannungsschaltanlagen oder die Errichtung und Inbetriebnahme von 110-kV-Erdschlusskompensationsspulen. Insgesamt werden in diesem Bereich rund 180 Mio. Euro investiert. Detaillierte Informationen enthalten die Projektsteckbriefe 15–33.

2.1.2.2 Ausbauplanung im Hochspannungsnetz 2031 bis 2035

Von 2031 bis 2035 sollen die Ersatzneubauten im 110-kV-Leitungsnetz deutlich intensiviert werden. Diese Vorhaben erfordern Planungs- und Genehmigungsverfahren und damit entsprechende Vorlaufzeiten. Insgesamt soll auf fünf 110-kV-Freileitungstrassen mit der Netzverstärkung begonnen werden: auf den vergleichsweise langen Trassen Görries–Parchim/Süd, Görries–Güstrow und Perleberg–Wittenberge sowie auf den Trassen Abzweig Wattmannshagen und Görries–Lankow. Darüber hinaus sind der Kauf einer bestehenden 220-kV-Leitung und ihre Umrüstung für den Betrieb mit 110 kV geplant. Für die Leitungsmaßnahmen dieses Zeitraums weist Tabelle 6 insgesamt 400 km und einen Investitionsbedarf von ca. 310 Mio. Euro aus (vgl. Projektsteckbriefe 35–40).

Mit dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien und dem steigenden Bedarf an Transportkapazität soll mit der Errichtung eines weiteren Netzverknüpfungspunkts im Suchraum Brunow begonnen werden. Seine Inbetriebnahme ist für spätestens 2032 geplant (vgl. Projektsteckbrief 4). Für die Errichtung der HöS/HS-Umspannwerke sind in diesem Zeitraum Investitionen von ca. 180 Mio. Euro geplant. Für die Errichtung und den Anschluss ist eine enge Abstimmung mit dem Übertragungsnetzbetreiber erforderlich, um die zeitliche Abbildung zu konkretisieren.

Darüber hinaus sind Punktmaßnahmen an fünf HS/MS-Umspannwerksstandorten geplant. Dazu gehören unter anderem der Neubau eines Umspannwerks im Suchraum Schwaan sowie einer ausgelagerten Sammelschiene am UW Perleberg. An den Standorten Neustadt-Glewe und Brüel sind Erweiterungen zur Realisierung einer zweiten Einschleifung geplant. Im UW Rehna soll aus Gründen der Versorgungssicherheit ein zweiter Transformator in Betrieb genommen werden. Insgesamt sind im Bereich der HS/MS-Umspannwerke weitere Investitionen von 90 Mio. Euro vorgesehen. Die Projektsteckbriefe 41–45 fassen die wichtigsten Projekte zusammen. Das Zielnetz für das Jahr 2035 ist in Abbildung 8 dargestellt.

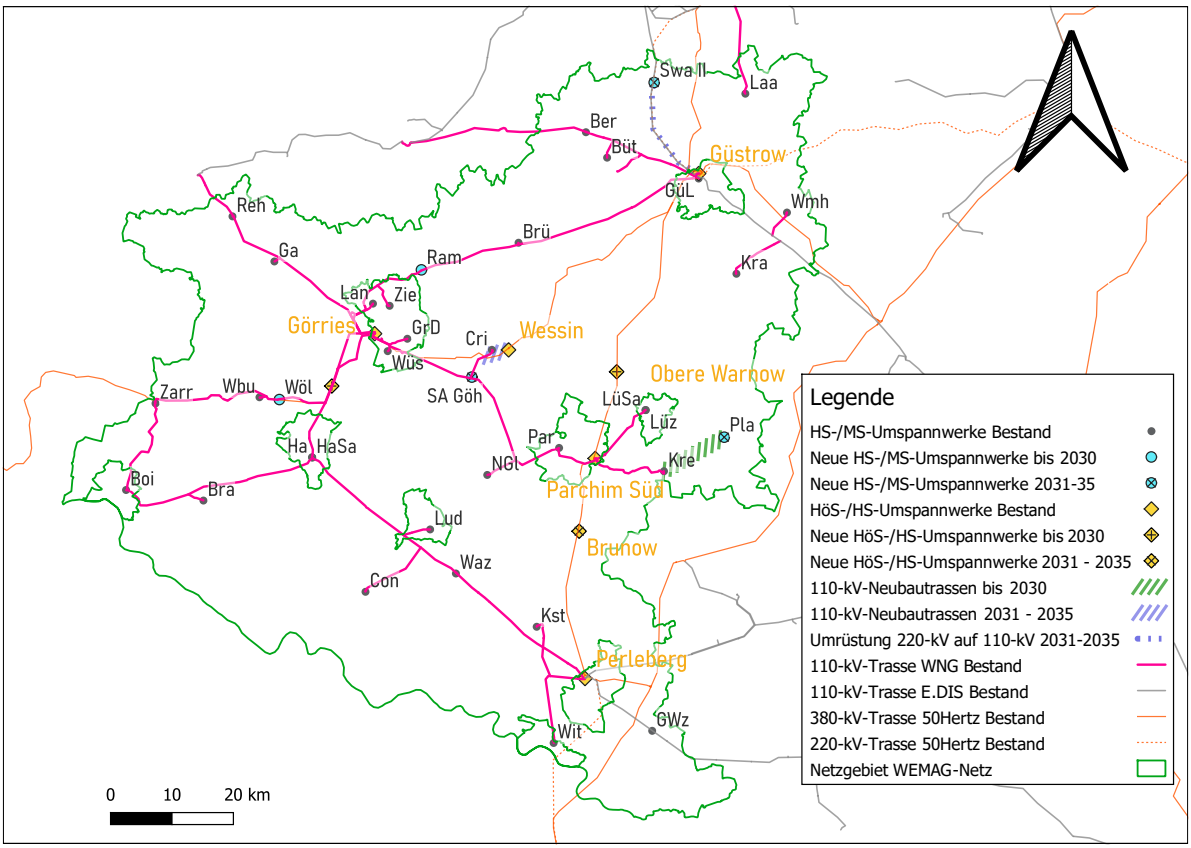


Abbildung 8: Zielnetz der WEMAG Netz GmbH bis 2035

2.1.2.3 Ausbauplanung im Hochspannungsnetz 2036 bis 2045

Für den Zeitraum von 2036 bis 2045 ist eine erhebliche Anzahl an Neubauprojekten erforderlich. Die Berechnungen zeigen, dass zur Integration der erwarteten Einspeiseleistungen drei zusätzliche Netzverknüpfungspunkte zum Übertragungsnetz (Suchräume Gallin, Siemitz und Ludwigslust) sowie weitere Transportkorridore und Umspannwerke notwendig werden (vgl. Projektsteckbrief 34 zum NVP im Suchraum Ludwigslust). Die Entwicklung der NVP erfolgt in enger Abstimmung mit dem Übertragungsnetzbetreiber.

Standen in den vorherigen Zeiträumen vor allem die Ertüchtigung und der Ersatzneubau bestehender 110-kV-Leitungen im Mittelpunkt, ist für diesen Zeithorizont der Baubeginn an fünfzehn 110-kV-Freileitungen bzw. Freileitungsabschnitten vorgesehen. Darunter sind zwölf Neubauprojekte mit insgesamt 320 km Freileitungslänge (ca. 160 Trassenkilometer). Nach derzeitigen Prognosen müssen zudem die wichtigen Trassen Görries–Wismar und Perleberg–Hagenow verstärkt werden. Weiterhin zeigt sich, dass die derzeit im Umbau befindliche Trasse Bentwisch–Laage gegebenenfalls mit einem Hochtemperaturleiterseil auszurüsten ist. Insgesamt beginnen in diesem Zeitraum die Arbeiten an 520 km 110-kV-Freileitungen. Die Häufung von Neubauprojekten ergibt sich zum einen aus den Planungs- und Genehmigungszeiten, zum anderen aus der Verfügbarkeit geeigneter Dienstleister. Für neu zu errichtende 110-kV-Freileitungen wird daher nach heutigem Stand eine Vorlaufzeit von rund zehn Jahren bis zum Baubeginn angesetzt.

Im Bereich der HS/MS-Umspannwerke sind sechs Neubauprojekte vorgesehen. Nach derzeitiger Planung sollen sie in den Suchräumen Berge, Medow, Zülow, Lenzen, Neuhaus und Rastow entstehen. An zwölf weiteren Bestandsstandorten ist eine Erhöhung der HS/MS-

Transformatorkapazitäten vorgesehen, teils durch den Austausch vorhandener Transformatoren, teils durch die Inbetriebnahme zusätzlicher Transformatoren. Der erwartete Investitionsbedarf in diesem Bereich beträgt ca. 280 Mio. Euro.

Über den gesamten Betrachtungszeitraum bis 2045 ergibt sich damit ein umfangreiches Ausbauprogramm mit sechs neuen HöS/HS-Umspannwerken (NVP) und der Erweiterung des bestehenden NVP Wessin (zusammen die sieben HöS/HS-UW-Maßnahmen in Tabelle 6), ca. 1.200 km Leitungsneubau bzw. -verstärkung sowie 42 Punktmaßnahmen an HS/MS-Umspannwerken. Die HS/MS-Vorhaben umfassen elf Neubauten und 31 Maßnahmen an Bestandsstandorten. Der damit verbundene Investitionsbedarf beläuft sich auf insgesamt ca. 2,5 Mrd. Euro.

2.1.3 Beschreibung des Ausbaubedarfs im Mittel- und Niederspannungsnetz

Anders als im Hochspannungsnetz wird die künftige Entwicklung des Mittelspannungsnetzes zusätzlich durch die Veränderung der Verbraucherstrukturen im Zuge der Energiewende bestimmt. Die Netzberechnungen zeigen, dass insbesondere im Starklastfall in mehreren Netzbereichen Spannungsprobleme zu erwarten sind. Ursachen sind die teilweise großen Versorgungsgebiete bestehender HS/MS-Umspannwerke und lange Mittelspannungsabgänge, verbunden mit dem kontinuierlichen Lastanstieg durch die Elektrifizierung der Sektoren Wärme und Verkehr sowie durch neue Verbrauchseinrichtungen. Daraus können unzulässig hohe Spannungsfälle entlang der Leitungen entstehen, obwohl deren Nennauslastung noch nicht erreicht ist. In verschiedenen Netzbereichen kann dies künftig zur Verletzung der vorgegebenen Spannungsgrenzen führen. Eine Übersicht der geplanten Maßnahmen im Mittelspannungsnetz zeigt Abbildung 9. Aus Gründen der Übersichtlichkeit wurde auf eine Darstellung der Nummerierung der über 400 Projekte verzichtet. Engpässe treten im Mittelspannungsnetz derzeit nicht auf.

Zur Sicherstellung der Versorgungsqualität und zur Einhaltung der zulässigen Spannungsbänder ist daher der Neubau zusätzlicher HS/MS-Umspannwerke erforderlich. Neue Einspeisepunkte verkürzen die versorgenden Mittelspannungsabgänge deutlich und verringern so die Spannungsfälle bei hohen Lastbezügen. Dadurch entstehen zusätzliche Kapazitäten für den Anschluss weiterer Verbraucher und für die Integration dezentraler Erzeugungsanlagen. Da ein neues Umspannwerk auf mehrere Leitungen gleichzeitig wirkt, ist es oft günstiger als andere Ausbaumaßnahmen im Mittelspannungsnetz, etwa großflächige Querschnittserhöhungen oder der Einsatz mehrerer MS-Längsregler. Die geplanten Umspannwerke sind somit ein wesentlicher Baustein für den langfristig stabilen Betrieb des Mittelspannungsnetzes.

Der Neubau von Umspannwerken ist jedoch mit umfangreichen Anpassungen der bestehenden Netzinfrastruktur verbunden. Die neuen Standorte müssen in die vorhandene Netzstruktur eingebunden werden, was häufig eine Neuordnung bestehender Mittelspannungsabgänge erfordert. Dazu gehören unter anderem die Umverlegung von Leitungsabschnitten, neue Kabelverbindungen, die Anpassung von Schaltstellen sowie die Umstrukturierung von Netzgruppen und Versorgungsbereichen. In vielen Fällen entsteht dadurch ein erheblicher Planungs- und Bauaufwand, der deutlich über die Errichtung des Umspannwerks hinausgeht.

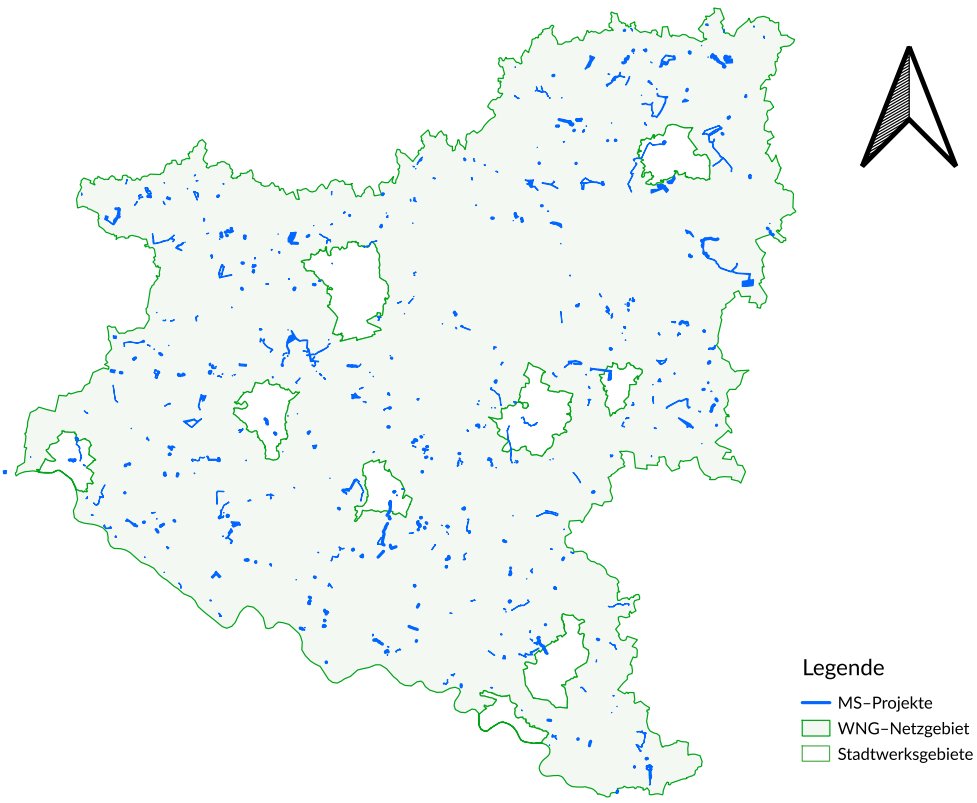


Abbildung 9: Geplante Netzmaßnahmen im Mittelspannungsnetz für die nächsten fünf Jahre

Eine besondere Herausforderung ist die Suche nach Standorten für neue Umspannwerke. Neben technischen Anforderungen sind zahlreiche raumordnerische, naturschutzfachliche und eigentumsrechtliche Randbedingungen zu berücksichtigen. Insbesondere in Regionen mit großflächigen Natur- und Landschaftsschutzgebieten kann die Suche nach geeigneten Standorten erschwert sein (vgl. Kapitel 2.2). Umweltuntersuchungen, artenschutzrechtliche Prüfungen sowie Abstimmungen mit Behörden und Flächeneigentümern können die Planungs- und Genehmigungsdauer erheblich beeinflussen. Zudem kann sich im Planungsverlauf zeigen, dass favorisierte Flächen nicht verfügbar sind oder zusätzliche Ausgleichs- und Ersatzmaßnahmen erforderlich werden.

Neben der Spannungshaltung wird die Einhaltung zulässiger Erdschlussstromgrenzwerte zunehmend zur Herausforderung. Mit dem fortschreitenden Aus- und Umbau des Mittelspannungsnetzes steigt der Verkabelungsgrad kontinuierlich. Neben Neubauten führt auch die Umrüstung von MS-Freileitungen auf Kabel zu einer deutlichen Zunahme der Leiter-Erde-Kapazitäten. Die kapazitiven Erdschlussströme steigen dadurch an und müssen in der Netzplanung berücksichtigt werden. Mit zunehmender Kabelnetzlänge sind daher zusätzliche Maßnahmen zur Erdschlusskompensation erforderlich.

Eine weitere Herausforderung sind die in Betrieb befindlichen MS-Kabel mit Polyethylen-Isolierung (PE-Kabel). Sie sollen wegen ihres Alterungsverhaltens in den nächsten Jahren schrittweise durch längswasserdichte Kabel mit Isolierung aus vernetztem Polyethylen (VPE) ersetzt werden.

Analog zur Standardisierung in der Hochspannungsplanung sollen auch in der Mittelspannung künftig einheitliche Leitungstypen eingesetzt werden. Vorgesehen sind zwei Kabeltypen mit

den Querschnitten 240 mm² und 500 mm². Damit soll der Aufwand in Planung, Beschaffung, Betrieb und Lagerhaltung sinken.

Zusammenfassend wird der Ausbau des Mittelspannungsnetzes in den kommenden Jahren maßgeblich durch erwartete Spannungsprobleme im Starklastfall bestimmt. Der Neubau zusätzlicher HS/MS-Umspannwerke sowie der standardmäßige Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren sind dabei die zentralen Maßnahmen zur langfristigen Sicherung von Spannungsqualität und Versorgungssicherheit. Gleichzeitig sind umfangreiche Anpassungen der bestehenden Netzstruktur erforderlich, deren Umsetzung von komplexen Genehmigungsprozessen und standortbezogenen Restriktionen abhängt. Mit steigendem Verkabelungsgrad gewinnen zudem netztechnische Fragestellungen wie die Zunahme kapazitiver Erdschlussströme an Bedeutung; sie sind bei der Weiterentwicklung des Mittelspannungsnetzes frühzeitig zu berücksichtigen. Insgesamt entsteht so ein ganzheitliches Ausbauprogramm, das den Anforderungen der Energiewende ebenso Rechnung trägt wie den steigenden Ansprüchen an einen sicheren und wirtschaftlichen Netzbetrieb.

2.1.4 Übersicht netzdimensionierende Ausbauplanung im Mittel- und Niederspannungsnetz

Aus der langfristigen Entwicklung der Versorgungsaufgabe ergibt sich ein erheblicher Ausbau- und Investitionsbedarf im Mittel- und Niederspannungsnetz. Die in Tabelle 7 dargestellten Maßnahmen umfassen den Ausbau und die Verstärkung von Mittelspannungsleitungen (NE 5), die Errichtung bzw. Anpassung von MS/NS-Umspannstationen (NE 6) sowie den Ausbau von Niederspannungsleitungen (NE 7).

Die Mengen bis 2030 beruhen auf konkret geplanten Einzelmaßnahmen (vgl. Abbildung 9). Für die Zeiträume ab 2031 handelt es sich um ein strategisches Mengengerüst, das aus den Netzberechnungen und dem Regionalszenario abgeleitet ist und mit jeder Fortschreibung des Netzausbauplans konkretisiert wird.

Tabelle 7: Erwarteter netzdimensionierender Ausbaubedarf in der Mittel- bis Niederspannung, eingeordnet nach Jahr des Baubeginns

Zeitraum	Maßnahme	Geschätzte Menge	Erwarteter Ausbaubedarf
Bis 2030	NE 5: MS-Leitungen	448 km	ca. 80 Mio. Euro
	NE 6: MS/NS UW	509 Stk.	ca. 60 Mio. Euro
	NE 7: NS-Leitungen	499 km	ca. 40 Mio. Euro
2031-2035	NE 5: MS-Leitungen	600 km	ca. 110 Mio. Euro
	NE 6: MS/NS UW	800 Stk.	ca. 90 Mio. Euro
	NE 7: NS-Leitungen	892 km	ca. 70 Mio. Euro
2036-2045	NE 5: MS-Leitungen	702 km	ca. 130 Mio. Euro
	NE 6: MS/NS UW	783 Stk.	ca. 80 Mio. Euro
	NE 7: NS-Leitungen	873 km	ca. 70 Mio. Euro
Gesamt			**ca. 730 Mio. Euro**

Strategische Größenordnungen nach aktuellem Planungsstand; nicht mit dem altersbedingten Investitionsbedarf in Tabelle 8 addierbar (vgl. Kapitel 2.3).

2.1.4.1 Ausbauplanung Mittel- und Niederspannung bis 2030

Bereits bis 2030 ist die Umsetzung zahlreicher Maßnahmen erforderlich. In der Netzebene 5 wird mit dem Beginn von Ausbau- und Verstärkungsmaßnahmen auf insgesamt rund 450 km Mittelspannungsleitungen gerechnet. Der Investitionsbedarf hierfür wird auf etwa 80 Mio. Euro geschätzt. Neben diesen flächendeckenden Maßnahmen ist die Erneuerung bestehender Schaltstationen im Mittelspannungsnetz ein weiterer Schwerpunkt bis 2030. Dazu zählen die Schaltstationen Zülow, Vellahn, Medow und Carlow. Mit der baulichen Umsetzung der Schaltstation Medow wurde bereits im Sommer 2026 begonnen. Der Baubeginn für die Schaltstation Vellahn ist für Dezember 2026 vorgesehen, für die Schaltstationen Zülow und Carlow jeweils für 2027. Die Erneuerung dieser Anlagen ergänzt den leitungsseitigen Netzausbau und trägt zur Weiterentwicklung der Mittelspannungsinfrastruktur bei. In der Netzebene 6 sind ergänzend Maßnahmen an rund 500 MS/NS-Umspannstationen mit einem Investitionsbedarf von etwa 60 Mio. Euro vorgesehen. In der Netzebene 7 umfasst die Ausbauplanung zudem rund 500 km Niederspannungsleitungen mit einem geschätzten Investitionsvolumen von weiteren 40 Mio. Euro. Auf den Zeitraum bis 2030 entfallen damit insgesamt rund 180 Mio. Euro.

2.1.4.2 Ausbauplanung im Mittel- und Niederspannungsnetz 2031 bis 2035

Im Zeitraum von 2031 bis 2035 nimmt der Ausbauumfang weiter zu. In der Mittelspannung wird ein Ausbau von etwa 600 km Leitungen mit einem geschätzten Investitionsbedarf von

rund 110 Mio. Euro erwartet. Die Ausbauplanung umfasst zudem rund 800 MS/NS-Umspannstationen mit einem Investitionsbedarf von etwa 90 Mio. Euro. In der Niederspannung ist ein Ausbau von rund 900 km Leitungen vorgesehen; der Investitionsbedarf wird auf etwa 70 Mio. Euro geschätzt. Für den Zeitraum von 2031 bis 2035 ergibt sich damit ein Investitionsvolumen von rund 270 Mio. Euro.

2.1.4.3 Ausbauplanung im Mittel- und Niederspannungsnetz 2036 bis 2045

Auch im langfristigen Planungshorizont von 2036 bis 2045 besteht ein erheblicher Ausbau- und Ersatzbedarf. Die Planung umfasst in diesem Zeitraum rund 700 km Mittelspannungsleitungen mit einem Investitionsbedarf von etwa 130 Mio. Euro. Hinzu kommen Maßnahmen an rund 800 MS/NS-Umspannstationen mit einem geschätzten Investitionsbedarf von etwa 80 Mio. Euro. Für die Niederspannung werden weitere rund 850 km Leitungen und ein Investitionsbedarf von rund 70 Mio. Euro angesetzt. Daraus ergibt sich für den Zeitraum von 2036 bis 2045 ein Gesamtinvestitionsbedarf von rund 280 Mio. Euro.

Über den gesamten Betrachtungszeitraum zeigt die Ausbauplanung einen dauerhaft hohen Handlungsbedarf in allen betrachteten Netzebenen. Insgesamt umfasst sie rund 1.750 km Mittelspannungsleitungen, Maßnahmen an rund 2.100 MS/NS-Umspannstationen sowie rund 2.250 km Niederspannungsleitungen. Der Investitionsbedarf von insgesamt rund 730 Mio. Euro verdeutlicht den Umfang der langfristigen Weiterentwicklung des Mittel- und Niederspannungsnetzes. Die Maßnahmen sind ein wesentlicher Bestandteil der langfristigen Netzentwicklungsplanung und werden über die einzelnen Planungshorizonte bedarfsgerecht konkretisiert und fortgeschrieben.

2.2 Rahmenbedingungen und Erfüllungshemmnisse

Die erfolgreiche Umsetzung des dargestellten Netzausbauprogramms hängt von zahlreichen technischen, regulatorischen und organisatorischen Rahmenbedingungen ab. Trotz des ermittelten Bedarfs und der langfristigen Planung ist davon auszugehen, dass sich einzelne Maßnahmen zeitlich verschieben können. Leitungs-, Umspannwerks- und Netzverknüpfungsprojekte werden in einem zunehmend komplexen Umfeld realisiert, das unter anderem durch lange Genehmigungsverfahren, begrenzte Ressourcen und hohe Anforderungen an die technische Planung geprägt ist.

Ein wesentlicher Einflussfaktor sind die erforderlichen Genehmigungs- und Planfeststellungsverfahren. Insbesondere bei Neubau und Ersatzneubau von Freileitungen sowie bei der Errichtung neuer Umspannwerke sind umfangreiche Abstimmungen mit Behörden, Kommunen, Grundstückseigentümern und weiteren Trägern öffentlicher Belange erforderlich. Die daraus entstehenden Verzögerungen sind in der langfristigen Ausbauplanung nur begrenzt vorhersehbar. Darüber hinaus können naturschutzrechtliche Anforderungen, artenschutzrechtliche Untersuchungen oder notwendige Ausgleichsmaßnahmen Anpassungen der Trassenführung und damit zusätzlichen Planungsaufwand verursachen.

Folgende Schutzgebiete im Netzgebiet stellen für die WEMAG Netz GmbH besondere Randbedingungen für die Planung des Netzausbaus dar und bedürfen besonderer Berücksichtigung:

- Biosphärenreservate Flusslandschaft Elbe in Brandenburg, Niedersachsen und Mecklenburg-Vorpommern,

- Biosphärenreservat Schaalsee,
- Naturpark Sternberger Seenland,
- Landschaftsschutzgebiet Lewitz und
- Landschaftsschutzgebiete der Schweriner Seen.

Einen weiteren Unsicherheitsfaktor stellen die Abhängigkeiten zwischen verschiedenen Infrastrukturprojekten dar. Zahlreiche Maßnahmen im Hochspannungsnetz hängen in Umsetzung und Dimensionierung von der Realisierung anderer Projekte ab. Verzögerungen bei einzelnen Schlüsselprojekten können sich daher auf nachgelagerte Maßnahmen auswirken und eine Anpassung ihrer Priorisierung oder zeitlichen Umsetzung erfordern. Dies betrifft insbesondere die geplanten Netzverknüpfungspunkte, die eine zentrale Rolle bei der Aufnahme und Ableitung erneuerbarer Einspeiseleistung übernehmen sollen.

Zudem erweisen sich technische und wirtschaftliche Ressourcen zunehmend als begrenzender Faktor. Die hohe Anzahl paralleler Netzausbauprojekte in Deutschland führt bereits heute zu einer starken Auslastung von Gutachtern, Planungsbüros, Bauunternehmen und Herstellern netztechnischer Betriebsmittel. Längere Lieferzeiten können die Umsetzung einzelner Maßnahmen ebenso verzögern wie begrenzte Montagekapazitäten. Gleichzeitig steigen die Anforderungen an die Projektkoordination, da zahlreiche Vorhaben zeitgleich geplant und umgesetzt werden müssen. Im Ergebnis der Verknappungen auf dem Anbietermarkt sind Steigerungen der Errichtungs- und Herstellkosten für den Netzausbau ersichtlich.

Auch die Dynamik der Energiewende ist eine Herausforderung für die Netzplanung. Die tatsächliche Ausbaugeschwindigkeit von Windenergie- und Photovoltaikanlagen kann von den Prognosen abweichen. Ein schnellerer Ausbau kann zusätzliche oder vorgezogene Netzmaßnahmen erforderlich machen; bei einer langsameren Entwicklung besteht das Risiko, dass geplante Infrastruktur zunächst nicht vollständig ausgelastet ist.

Neben möglichen externen Hemmnissen sind angesichts der Vielzahl anstehender Projekte auch Restriktionen der Betriebssicherheit zu berücksichtigen. Die Maßnahmen im Hochspannungsnetz werden unter der Anforderung eines jederzeit sicheren und stabilen Netzbetriebs umgesetzt. Ersatzneubauten, Umbeseilungen, Neubauvorhaben sowie die Anbindung neuer Umspannwerke und Netzverknüpfungspunkte wirken sich häufig unmittelbar auf bestehende Netzstrukturen und Lastflüsse aus. Die Arbeiten erfordern daher umfangreiche betriebliche Vorbereitungen, Schaltmaßnahmen und teilweise temporäre Netzumbauten und Provisorien. Zwischen vielen Projekten bestehen zudem technische Abhängigkeiten, da einzelne Leitungs- oder Umspannwerksmaßnahmen Voraussetzung für nachfolgende Ausbauschritte sind. Abschaltungen von Betriebsmitteln sind nur in begrenztem Umfang möglich, um die Versorgungssicherheit und die Einhaltung des (n-1)-Kriteriums jederzeit zu gewährleisten. Aus diesen Gründen können nicht alle Projekte parallel umgesetzt werden. Die Maßnahmen müssen somit priorisiert und nach sorgfältiger Planung in einer technisch abgestimmten Reihenfolge realisiert werden. Dies erfordert in zunehmendem Maße Abstimmung zwischen Verteil- und Übertragungsnetzbetreibern, um die Umsetzung des Ausbauprogramms zu gewährleisten. Die zeitliche Einordnung einzelner Projekte wird daher nicht nur durch Planungs- und Genehmigungsprozesse bestimmt, sondern maßgeblich auch durch die betrieblichen Randbedingungen und die Notwendigkeit, den sicheren Netzbetrieb während der gesamten Bauphase aufrechtzuerhalten.

Vor diesem Hintergrund ist das vorliegende Netzausbauprogramm als strategischer Entwicklungsrahmen zu verstehen. Die Umsetzung der einzelnen Projekte wird im weiteren

Planungsprozess regelmäßig überprüft und an die tatsächliche Entwicklung von Erzeugung, Verbrauch, regulatorischen Vorgaben und übergeordneten Netzausbauvorhaben angepasst. Nur durch die fortlaufende Aktualisierung der Planungsgrundlagen ist sichergestellt, dass die Ausbauvorhaben auch unter sich ändernden Rahmenbedingungen wirksam zur Integration erneuerbarer Energien und zu einem langfristig sicheren und leistungsfähigen Netzbetrieb beitragen.

2.3 Nicht-netzdimensionierender Ausbau

Tabelle 8 zeigt den ermittelten altersbedingten Investitionsbedarf, kumuliert über alle Spannungsebenen. Ein wesentlicher Anteil der altersbedingten Erneuerungen entfällt auf Betriebsmittel der Mittelspannung. Dabei erfolgt in der Regel kein rein gleichwertiger Ersatz. Vielmehr wird die altersbedingte Erneuerung genutzt, um die betreffenden Netzabschnitte zugleich an die künftigen Anforderungen an die Übertragungskapazität anzupassen. Das ist auch ein Ergebnis der in Kapitel 2.1.3 beschriebenen standardmäßigen Verwendung von nur noch zwei Querschnitten.

So werden bestehende Mittelspannungsfreileitungen am Ende ihrer technischen Nutzungsdauer nicht durch gleich leistungsfähige Betriebsmittel ersetzt, sondern durch Mittelspannungskabel mit höherer Stromtragfähigkeit. Die Erneuerung erhöht damit zugleich die Übertragungskapazität des betreffenden Netzabschnitts. Der Ersatz bestehender Betriebsmittel erfüllt somit neben dem Erneuerungsbedarf auch eine netzdimensionierende Funktion. Ein erheblicher Teil der altersbedingten Erneuerungsmaßnahmen wird in der Ausbauplanung daher dem netzdimensionierenden Ausbau zugeordnet. So lassen sich Erneuerungs- und Ausbauanforderungen verknüpfen und die Netzinfrastruktur im Zuge ohnehin erforderlicher Ersatzmaßnahmen auf die künftige Versorgungsaufgabe ausrichten.

Tabelle 8: Investitionsbedarf aufgrund von Altersersatz

Zeitraum	Erwarteter Investitionsbedarf
Bis 2030	ca. 550 Mio. Euro
2031-2035	ca. 130 Mio. Euro
2036-2045	ca. 540 Mio. Euro

Bei den dargestellten Ergebnissen handelt es sich um den reinen altersbedingten Netzerneuerungsbedarf der WEMAG Netz GmbH im HS-, MS- und NS-Netz. Aufgrund der Synergiepotenziale zwischen Netzverstärkung und altersbedingtem Ersatz sind die Mengen in den Tabellen 6, 7 und 8 nicht ohne Weiteres zu einem Gesamtnetzausbaubedarf zu addieren.

Tabelle 6 (Hochspannung einschließlich der zugehörigen Umspannebenen, ca. 2.500 Mio. Euro) und Tabelle 7 (Mittel- und Niederspannung, ca. 730 Mio. Euro) weisen den netzdimensionierenden Ausbau aus. Tabelle 8 zeigt den altersbedingten Investitionsbedarf über alle Spannungsebenen (ca. 1.220 Mio. Euro). Da altersbedingte Erneuerungen, die zugleich die Übertragungskapazität erhöhen, dem netzdimensionierenden Ausbau zugeordnet werden, überschneiden sich beide Betrachtungen inhaltlich. Eine betragsmäßige Abgrenzung dieser Überschneidung wird im vorliegenden Netzausbauplan nicht vorgenommen. Die dargestellten Investitionsbedarfe stellen strategische, auf dem aktuellen Planungsstand basierende Größenordnungen dar.

3 Bedarf an Systemdienstleistungen und Flexibilitätsdienstleistungen

Die Verteilnetzebene gewinnt im Energieversorgungssystem zunehmend an Bedeutung für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen.

Im Mittelpunkt stehen heute das Wirk- und Blindleistungsmanagement. Das Wirkleistungsmanagement umfasst insbesondere das Engpassmanagement für das Verteil- und Übertragungsnetz. Beim Blindleistungsmanagement steht die Spannungshaltung im Vordergrund.

Die Steuerung der Wirkleistung von Netzanschlusskunden, insbesondere von Erzeugungsanlagen, dient dazu, Netzengpässe unter Berücksichtigung der verfügbaren Transportkapazitäten zu vermeiden. Dabei ist zwischen der Spitzenkappung als Planungskriterium nach § 11 Abs. 2 EnWG und dem Redispatch als betrieblicher Maßnahme des Engpassmanagements nach § 14 Abs. 1 in Verbindung mit § 13 Abs. 1 Nr. 2 und § 13a EnWG zu unterscheiden.

Neben dem Ausbau der Transportkapazitäten gewinnt eine ausreichende Blindleistungsbereitstellung für die künftige Netzentwicklung an Bedeutung. Die Netzanalysen zeigen, dass im Verteil- und Übertragungsnetz Blindleistungsbedarf sowohl zur Spannungsanhebung als auch zur Spannungssenkung besteht. Die erforderliche Blindleistung hängt maßgeblich von der jeweiligen Netzsituation, der Einspeisung aus erneuerbaren Energien, der Belastung der Betriebsmittel und den Leistungsflüssen zum Übertragungsnetz ab. Die Anforderungen an eine flexible Blindleistungsbereitstellung im Netz der WEMAG Netz GmbH ergeben sich somit sowohl aus der eigenen Netzführung als auch aus der Systemführung des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz Transmission GmbH.

Heute sind insbesondere stark lastgetriebene Lastflusssituationen sowie Netzzustände mit hoher Wirkleistungsübertragung in das Übertragungsnetz relevant, in denen teilweise ein erhöhter Bedarf an spannungshebender Blindleistung entsteht. Im überwiegend gering ausgelasteten Verteilnetz der WEMAG Netz GmbH treten solche Betriebszustände jedoch nur selten auf. Häufiger verursachen gering ausgelastete Hochspannungsleitungen und das ausgedehnte Mittelspannungskabelnetz einen spannungshebenden Blindleistungsüberschuss. Diese Netzzustände erfordern eine spannungssenkende Blindleistungskompensation.

Die Analysen künftiger Netzzustände zeigen, dass die Zeiträume mit Bedarf an spannungssenkender Blindleistung deutlich überwiegen. Ursache ist unter anderem der fortschreitende Ausbau der Kabelnetze in der Hoch- und Mittelspannung. Kabel wirken aufgrund ihrer elektrischen Eigenschaften stärker kapazitiv als Freileitungen und heben die Spannung daher auch ohne Wirkleistungsübertragung an. Mit steigendem Verkabelungsgrad und dem weiteren Ausbau der Netzinfrastruktur nimmt dieser Effekt kontinuierlich zu. Zusätzlich tragen die umfangreichen Ausbaumaßnahmen für die Integration erneuerbarer Energien dazu bei, dass insbesondere bei geringer Last und gleichzeitig hoher Einspeisung erhöhte Spannungen auftreten können. Zur Einhaltung der zulässigen Spannungsgrenzen ist daher zunehmend die Aufnahme spannungshebender bzw. die Bereitstellung spannungssenkender Blindleistung erforderlich.

Für die Blindleistungsbereitstellung sind zudem die Anforderungen an den Austausch mit dem vorgelagerten Übertragungsnetz maßgeblich, deren Randbedingungen sich aus verschiedenen Gründen ebenfalls verändern. Vor diesem Hintergrund hat der ÜNB die Systemanforderungen

an die unterlagerten Netze neu festgelegt und damit zusätzliche Regelanforderungen an die Verteilnetzebene gestellt.

Konkret wurden zur Einhaltung des Spannungsniveaus Blindleistungsvorgaben für die Netzübergabestellen des Verteilnetzes festgelegt, die die Soll-Charakteristik aller 380/110-kV-Netzkuppelstellen vorgeben. Vereinbart wurde eine schrittweise Umsetzung dieser Sollvorgaben. Sie wirkt sich auf die Anpassung der Regelvorgaben für Kundenanlagen, auf die marktgestützte Beschaffung nicht frequenzgebundener Systemdienstleistungen und auf die Errichtung von Kompensationsanlagen im Verteilnetz aus.

Zur Festlegung des erforderlichen Maßnahmenkatalogs wurden im Netz der WEMAG Netz GmbH mehrere Untersuchungen durchgeführt und daraus Handlungsfelder abgeleitet.

Die Auswertung des Blindleistungsaustauschs zeigt, dass die Netzzustände zeitweise außerhalb des künftig vorgesehenen Zielbands liegen. Je nach Betriebssituation wirkt das Verteilnetz gegenüber dem Übertragungsnetz zu stark spannungshebend oder spannungssenkend. Um die zulässigen Spannungsgrenzen und die Anforderungen an den Netzübergabestellen zuverlässig einzuhalten, sind daher gezielte Maßnahmen zur flexiblen Bereitstellung und Kompensation von Blindleistung erforderlich.

Der Netzausbauplan sieht daher insbesondere die Beschaffung zusätzlicher Kompensationsspulen vor. Bis 2030 sind drei konkrete Standorte ausgewiesen, an denen stufbare 110-kV-Spulen mit 40 bzw. 50 Mvar errichtet werden sollen. Sie kompensieren den spannungshebenden Blindleistungsüberschuss im Netz und tragen zu einem ausgeglichenen Blindleistungsverhalten gegenüber dem Übertragungsnetz bei.

Ergänzend zu netzeigenen technischen Maßnahmen wird künftig auch die marktgestützte Beschaffung von Blindleistung eine wachsende Rolle spielen. Hierzu wurde bereits 2025 eine Ausschreibung zur marktgestützten Blindleistungsbereitstellung für die Modellregion um den NVP Parchim/Süd veröffentlicht. Ziel ist es, zusätzliche Blindleistungsressourcen im Netzgebiet zu erschließen und die technischen Möglichkeiten dezentraler Anlagen effizient für die Spannungsregelung zu nutzen. Die Umsetzung hat bereits begonnen: Vier Anlagen haben einen Zuschlag erhalten. Eine davon hat die ergänzenden Anlagentests bestanden und stellt seit Juli 2026 ungesicherte Blindleistung bereit.

Derzeit ist eine aktualisierte Ausschreibung für alle bestehenden NVP-Regionen in Vorbereitung. Sie soll sowohl gesicherte als auch ungesicherte Blindleistungsprodukte umfassen. Durch die Einbindung externer Marktteilnehmer lässt sich die Blindleistungsbereitstellung flexibler gestalten und der Bedarf an zusätzlichen Netzinvestitionen teilweise verringern. So entsteht schrittweise ein zusätzlicher Pool regelbarer Blindleistungsressourcen, der sowohl für die Spannungshaltung im Verteilnetz als auch für die Erfüllung der Anforderungen an den Schnittstellen zum Übertragungsnetz genutzt werden kann.

Insgesamt wird die Blindleistungsbereitstellung zunehmend zu einem wesentlichen Bestandteil von Netzplanung und Netzbetrieb. Neben dem klassischen Netzausbau gewinnen daher Maßnahmen zur Blindleistungskompensation sowie die Bereitstellung von Systemdienstleistungen im Verteilnetz an Bedeutung.

Die Kombination aus netzeigenen Kompensationsanlagen und marktgestützt bereitgestellter Blindleistung ermöglicht es, den steigenden Anforderungen an die Spannungsregelung wirtschaftlich und flexibel zu begegnen. So lässt sich die Netzstabilität auch unter den veränderten Rahmenbedingungen der Energiewende langfristig sichern.

4 Spitzenkappung nach § 11 Absatz 2 EnWG

Der Ausbau der erneuerbaren Energien verläuft derzeit deutlich dynamischer als die Realisierung der dafür erforderlichen Netzausbaumaßnahmen. Insbesondere in Regionen mit vielen Windenergie- und Photovoltaikanschlüssen bestehen bereits heute Netzengpässe. Wegen der langen Planungs-, Genehmigungs- und Bauzeiten für Leitungen und Umspannwerke lassen sie sich erst mittelfristig vollständig beseitigen. Um auch in dieser Übergangsphase neue Erzeugungsanlagen anschließen und betreiben zu können, wird das Instrument der Spitzenkappung eingesetzt.

Nach § 11 Abs. 2 EnWG kann die Netzplanung unterstellen, dass die prognostizierte jährliche Stromerzeugung jeder unmittelbar angeschlossenen Windenergieanlage an Land oder Photovoltaikanlage um bis zu 3 % reduziert wird. Die betriebliche Umsetzung erfolgt nach den jeweils geltenden Regelungen zur Einspeisereduzierung.

Ziel der Spitzenkappung ist es, selten auftretende Leistungsspitzen von Erzeugungsanlagen gezielt zu begrenzen und vorhandene Netzkapazitäten effizienter zu nutzen. Da viele Anlagen ihre maximale Einspeiseleistung nur in wenigen Stunden des Jahres erreichen, lässt sich durch eine geringfügige Kappung dieser Spitzen ein erheblicher Teil des sonst erforderlichen Netzausbaus vermeiden oder zeitlich strecken. Die Anlagen speisen weiterhin den überwiegenden Teil ihrer Jahresenergie ein, und netzkritische Situationen werden vermieden.

Im Netzgebiet wurden mehrere Spitzenkappungsgebiete festgelegt, in denen Engpässe im 110-kV-Netz bereits heute die Aufnahme zusätzlicher Einspeiseleistung begrenzen. Tabelle 9 enthält die betroffenen Netzbereiche und den jeweiligen Anwendungsbeginn.

Tabelle 9: Spitzenkappung im WEMAG-Netzgebiet

110-kV-Leitung	Spitzenkappung seit
Görries–Schönberg	01.08.2025
Görries–Parchim/Süd	01.12.2025
Görries–Brüel	01.02.2026

Die Spitzenkappungsgebiete umfassen jeweils die mit den Engpässen auf den genannten Leitungen verbundenen Netzkomponenten und Teilnetze sowie die daran angeschlossenen Erzeugungsanlagen der Netzebenen 3 bis 5.

Die Auswahl dieser Netzbereiche beruht auf den Ergebnissen der Netzanalyse, nach denen für die genannten Leitungsabschnitte infolge des weiteren EE-Ausbaus künftig höhere Belastungen zu erwarten sind. Insbesondere bei hoher Einspeisung aus Windenergie und Photovoltaik können die verfügbaren Transportkapazitäten zeitweise ausgeschöpft sein. Die Spitzenkappung ermöglicht es, diese Situationen gezielt zu beherrschen und gleichzeitig zusätzliche Erzeugungskapazitäten in den betroffenen Regionen zu integrieren.

Die Spitzenkappung ist ausdrücklich eine ergänzende Maßnahme und ersetzt nicht den erforderlichen Netzausbau. Parallel werden umfangreiche Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen umgesetzt, um die zugrunde liegenden Engpässe langfristig zu beseitigen. Dazu zählen insbesondere die Verstärkung der Leitungsachsen Görries–Schönberg, Görries–Parchim/Süd und Görries–Brüel sowie weitere Maßnahmen zur Erhöhung der Transportkapazitäten im

Hochspannungsnetz. Mit der schrittweisen Umsetzung dieser Projekte verringert sich perspektivisch der Bedarf an Spitzenkappung.

5 Stellungnahmen

Vom 02.11.2026 bis zum 30.11.2026 können auf www.vnbdigital.de Stellungnahmen abgegeben werden.

6 Projektsteckbriefe

Kurzbeschreibung NVP Wessin

Projekt Nr. 1 Erweiterung der 110-kV-Schaltanlage

Vorhaben: Geplant ist die Erweiterung der bestehenden 110-kV-Schaltanlage am Netzverknüpfungspunkt (NVP) Wessin.

Hintergrund: Anlass der Maßnahme ist der Zuwachs an installierter Leistung aus erneuerbaren Energien. Die Erweiterung soll die bestehende Schaltanlage an die daraus entstehenden Anforderungen anpassen. Das Vorhaben ist der NOVA-Kategorie „Netzoptimierung und -verstärkung“ zugeordnet.

Ausgangslage: Am Standort Wessin ist bereits eine 110-kV-Schaltanlage vorhanden. Die vorgesehene Maßnahme erweitert diesen Anlagenbestand.

Das Konzept: Vorgesehen sind eine dritte Sammelschiene und neun zusätzliche Schaltfelder. Die Zuordnung der neuen Schaltfelder und ihre Einbindung in die Sammelschienenkonfiguration sind im weiteren Planungsverlauf zu konkretisieren.

Terminplanung: Der Baubeginn und das Bauende sind für 2027 vorgesehen.

Kurzbeschreibung NVP Mühlenbeck

Projekt Nr. 2 Neubau eines HöS/HS-Netzverknüpfungspunkts

Vorhaben: Geplant ist der Neubau eines Netzverknüpfungspunkts (NVP) zwischen Höchstspannungs- und Hochspannungsnetz am Standort Mühlenbeck.

Hintergrund: Der Bedarf ergibt sich aus dem Zuwachs an installierter Leistung aus erneuerbaren Energien. Der neue NVP schafft zusätzliche Transformationskapazität zwischen dem HöS- und dem HS-Netz. Das Vorhaben ist der NOVA-Kategorie „Neubau“ zugeordnet.

Ausgangslage: Die Errichtung des NVP ist gemeinsam mit dem Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) vorgesehen. Die technischen Schnittstellen und der Bauablauf sind zwischen den beteiligten Netzbetreibern abzustimmen.

Das Konzept: Vorgesehen sind im Endausbau fünf HöS/HS-Transformatoren mit einer Bemessungsleistung von jeweils 400 MVA. Die Summe der Bemessungsleistungen beträgt 2.000 MVA. Darüber hinaus sind mehrere HS-seitige Schaltfelder für den Anschluss von 16 HS/MS-Transformatoren vorgesehen. In der ersten Ausbaustufe sind zwei HöS/HS-Transformatoren mit einer Bemessungsleistung von jeweils 400 MVA geplant.

Terminplanung: Der Baubeginn ist für 2027 und das Bauende für 2030 vorgesehen.

Risiken und Alternativen: Die Entwicklung des Projektes erfolgt in Koordination mit dem Übertragungsnetzbetreiber.

Kurzbeschreibung NVP Suchraum Obere Warnow

Projekt Nr. 3 Neubau eines HöS/HS-Netzverknüpfungspunkts

Vorhaben: Geplant ist der Neubau eines Netzverknüpfungspunkts (NVP) zwischen Höchstspannungs- und Hochspannungsnetz im Suchraum Obere Warnow.

Hintergrund: Über den neuen NVP soll die im Verteilnetz eingespeiste Leistung aus erneuerbaren Energien in das Übertragungsnetz abgeführt werden. Das Vorhaben ist der NOVA-Kategorie „Neubau“ zugeordnet.

Ausgangslage: Die Planung bezieht sich auf den Suchraum Obere Warnow. Der konkrete Standort sowie die HöS- und HS-seitige Einbindung werden im Rahmen der weiteren Projektplanung festgelegt.

Das Konzept: Vorgesehen sind zwei HöS/HS-Transformatoren mit einer Bemessungsleistung von jeweils 400 MVA. Darüber hinaus sind elf HS/MS-Trafoschaltfelder geplant: neun für Transformatoren mit jeweils 100 MVA und zwei für Transformatoren mit jeweils 80 MVA. Eine bedarfsabhängige Erweiterung des NVP ist vorgesehen.

Terminplanung: Der Baubeginn ist für 2028 und das Bauende für 2030 vorgesehen.

Kurzbeschreibung NVP Suchraum Brunow

Projekt Nr. 4 Neubau eines HöS/HS-Netzverknüpfungspunkts

Vorhaben: Geplant ist der Neubau eines Netzverknüpfungspunkts (NVP) zwischen Höchstspannungs- und Hochspannungsnetz im Suchraum Brunow.

Hintergrund: Über den neuen NVP soll die im Verteilnetz eingespeiste Leistung aus erneuerbaren Energien in das Übertragungsnetz abgeführt werden. Das Vorhaben ist der NOVA-Kategorie „Neubau“ zugeordnet.

Ausgangslage: Die Planung bezieht sich auf den Suchraum Brunow. Der konkrete Standort sowie die HöS- und HS-seitige Einbindung sind im Rahmen der weiteren Projektplanung festzulegen.

Das Konzept: Vorgesehen sind mindestens zwei HöS/HS-Transformatoren mit einer Bemessungsleistung von jeweils 400 MVA. Eine bedarfsabhängige Erweiterung des NVP ist vorgesehen.

Terminplanung: Der Baubeginn ist für 2031 und das Bauende für 2032 vorgesehen. Die Entwicklung des Projektes erfolgt in Koordination mit dem Übertragungsnetzbetreiber und hat zeitliche Abhängigkeiten mit der Realisierung des Anschlusses am 380-kV-Netz.

Netzverstärkung der 110-kV-Freileitung Abzweig Krakow

Projekt Nr. 5

NOVA-Kategorie: Netzoptimierung und -verstärkung

Bedarf: Der Zuwachs an installierter Leistung aus erneuerbaren Energien begründet den Bedarf an einer höheren Übertragungskapazität auf dem 110-kV-Leitungsabzweig Krakow.

Maßnahme: Die bestehende Freileitung wird für den Betrieb bei einer Leiterbetriebstemperatur von 80 °C ertüchtigt. Damit soll die Nennstromstärke beider Systeme erhöht werden.

Technische Ausführung: Die Maßnahme umfasst:

- Ertüchtigung der bestehenden 110-kV-Freileitung für eine Leiterbetriebstemperatur von 80 °C.
- Ausführung mit zwei Systemen.

Netzwirkung: Die höhere Nennstromstärke vergrößert die thermische Übertragungskapazität des Leitungsabzweigs. Die Maßnahme dient damit der Abführung der zusätzlichen Einspeiseleistung aus erneuerbaren Energien.

Terminplanung: Der Baubeginn und das Bauende sind für 2026 vorgesehen.

Ersatzneubau der 110-kV-Freileitung Abzweig Conow

Projekt Nr. 6

NOVA-Kategorie: Ersatzneubau mit Erhöhung der Übertragungskapazität

Bedarf: Der Zuwachs an installierter Leistung aus erneuerbaren Energien erfordert eine Erhöhung der Übertragungskapazität des 110-kV-Leitungsabzweigs Conow.

Maßnahme: Zur Verstärkung des Leitungsabzweigs ist ein Ersatzneubau auf der bestehenden Trasse vorgesehen. Die neue Freileitung wird zweisystemig mit Doppelbündelleitern ausgeführt.

Technische Ausführung: Die Maßnahme umfasst:

- Ersatzneubau der 110-kV-Freileitung auf der bestehenden Trasse.
- Ausführung mit zwei Systemen und Doppelbündelleitern 265-AL1/35-ST1A (Al/St 265/35).

Netzwirkung: Der Ersatzneubau erhöht die thermische Übertragungskapazität des Leitungsabzweigs. Die zusätzliche Kapazität dient der Abführung der wachsenden Einspeiseleistung aus erneuerbaren Energien.

Terminplanung: Der Baubeginn ist für 2027 und das Bauende für 2028 vorgesehen.

Netzverstärkung der 110-kV-Freileitung Abzweig Ludwigslust

Projekt Nr. 7

NOVA-Kategorie: Netzoptimierung und -verstärkung

Bedarf: Der Zuwachs an installierter Leistung aus erneuerbaren Energien begründet den Bedarf an einer höheren Übertragungskapazität auf dem 110-kV-Leitungsabzweig Ludwigslust.

Maßnahme: Die bestehende Freileitung wird für den Betrieb bei einer Leiterbetriebstemperatur von 80 °C ertüchtigt. Damit soll die Nennstromstärke beider Systeme erhöht werden.

Technische Ausführung: Die Maßnahme umfasst:

- Ertüchtigung der bestehenden 110-kV-Freileitung für eine Leiterbetriebstemperatur von 80 °C.
- Ausführung mit zwei Systemen.

Netzwirkung: Die höhere Nennstromstärke vergrößert die thermische Übertragungskapazität des Leitungsabzweigs. Die Maßnahme dient damit der Abführung der zusätzlichen Einspeiseleistung aus erneuerbaren Energien.

Terminplanung: Der Baubeginn und das Bauende sind für 2027 vorgesehen.

Netzverstärkung der 110-kV-Freileitung Görries–Wüstmark

Projekt Nr. 8

NOVA-Kategorie: Netzoptimierung und -verstärkung

Bedarf: Der Zuwachs an installierter Leistung aus erneuerbaren Energien und die Anforderungen an die (n-1)-sichere Versorgung im Starklastfall begründen den Verstärkungsbedarf der 110-kV-Verbindung Görries–Wüstmark.

Maßnahme: Die bestehende Freileitung wird für den Betrieb bei einer Leiterbetriebstemperatur von 80 °C ertüchtigt. Die Maßnahme erhöht die Nennstromstärke beider Systeme.

Technische Ausführung: Die Maßnahme umfasst:

- Ertüchtigung der bestehenden 110-kV-Freileitung für eine Leiterbetriebstemperatur von 80 °C.
- Ausführung mit zwei Systemen.

Netzwirkung: Die höhere Nennstromstärke vergrößert die thermische Übertragungskapazität der Verbindung. Neben der Abführung zusätzlicher Einspeiseleistung aus erneuerbaren Energien dient die Maßnahme der (n-1)-sicheren Versorgung im Starklastfall.

Terminplanung: Der Baubeginn ist für 2028 und das Bauende für 2029 vorgesehen.

Neubau der 110-kV-Kabelverbindung Kreien–Plau

Projekt Nr. 9

NOVA-Kategorie: Neubau

Bedarf: Die Maßnahme dient der Anbindung des UW Plau an das 110-kV-Netz sowie der Spannungshaltung in der Mittelspannungsebene.

Maßnahme: Zwischen den UW Kreien und Plau am See ist der Neubau einer zweisystemigen 110-kV-Kabelverbindung vorgesehen.

Technische Ausführung: Die Maßnahme umfasst:

- Neubau einer 110-kV-Kabelverbindung zwischen den UW Kreien und Plau am See.
- Ausführung mit zwei Systemen.
- Dauerstrombelastbarkeit: 965 A.
- Kurzzeitstrombelastbarkeit: 1.500 A.

Netzwirkung: Die Kabelverbindung stellt die vorgesehene hochspannungsseitige Anbindung des UW Plau an das UW Kreien her. Sie dient zugleich der Verbesserung der Spannungshaltung im zugehörigen Mittelspannungsnetz.

Terminplanung: Der Baubeginn ist für 2028 und das Bauende für 2030 vorgesehen.

Ersatzneubau der 110-kV-Freileitung Görries–Schönberg

Projekt Nr. 10

NOVA-Kategorie: Ersatzneubau mit Erhöhung der Übertragungskapazität

Bedarf: Der Zuwachs an installierter Leistung aus erneuerbaren Energien erfordert eine Erhöhung der Übertragungskapazität der 110-kV-Verbindung Görries–Schönberg.

Maßnahme: Die bestehende Leitungstrasse wird verstärkt. Vorgesehen ist eine zweisystemige Ausführung mit Doppelbündelleitern.

Technische Ausführung: Die Maßnahme umfasst:

- Verstärkung der 110-kV-Freileitung auf der bestehenden Trasse.
- Ausführung mit zwei Systemen und Doppelbündelleitern 265-AL1/35-ST1A (Al/St 265/35).

Netzwirkung: Die Maßnahme erhöht die thermische Übertragungskapazität der Verbindung Görries–Schönberg. Die zusätzliche Kapazität dient der Abführung der wachsenden Einspeiseleistung aus erneuerbaren Energien.

Terminplanung: Der Baubeginn ist für 2029 und das Bauende für 2031 vorgesehen.

Ersatzneubau der 110-kV-Freileitung Boizenburg–Hagenow

Projekt Nr. 11

NOVA-Kategorie: Ersatzneubau mit Erhöhung der Übertragungskapazität

Bedarf: Der Zuwachs an installierter Leistung aus erneuerbaren Energien begründet den Bedarf an einer höheren Übertragungskapazität der 110-kV-Verbindung Boizenburg–Hagenow.

Maßnahme: Zur Verstärkung der Verbindung ist ein trassengleicher Ersatzneubau in Kooperation mit der Neubauleistung der Deutschen Bahn vorgesehen. Die neue Freileitung wird mit zwei Systemen und Doppelbündelleitern ausgeführt.

Technische Ausführung: Die Maßnahme umfasst:

- Trassengleicher Ersatzneubau der 110-kV-Freileitung Boizenburg–Hagenow.
- Ausführung mit zwei Systemen und Doppelbündelleitern 265-AL1/35-ST1A (Al/St 265/35).

Netzwirkung: Der Ersatzneubau erhöht die thermische Übertragungskapazität der bestehenden Verbindung. Die Maßnahme dient damit der Abführung zusätzlicher Einspeiseleistung aus erneuerbaren Energien.

Terminplanung: Der Baubeginn ist für 2029 und das Bauende für 2030 vorgesehen.

110-kV-Anbindung Göhren–Wessin über Freileitung und Kabel

Projekt Nr. 12

NOVA-Kategorie: Ersatzneubau mit Erhöhung der Übertragungskapazität

Bedarf: Für die Anbindung des NVP Wessin an das 110-kV-Netz und den Abtransport von Leistung aus erneuerbaren Energien ist eine Erhöhung der Übertragungskapazität der Bestandstrasse erforderlich.

Maßnahme: Die Maßnahme kombiniert den Ersatzneubau der Freileitungsstrecke Göhren–Crivitz mit dem Neubau der Strecke Crivitz–Wessin. Ergänzend ist ein Kabelabschnitt zur Einbindung des UW Crivitz vorgesehen.

Technische Ausführung: Die Maßnahme umfasst:

- Ersatzneubau der Freileitungsstrecke Göhren–Crivitz und Neubau der Freileitungsstrecke Crivitz–Wessin.
- Freileitungsabschnitte mit zwei Systemen und Doppelbündelleitern 265-AL1/35-ST1A (Al/St 265/35).
- Zusätzlicher Kabelabschnitt zur Einbindung des UW Crivitz mit einer Länge von 1,1 km und zwei Systemen.
- Kabelausführung: 1 × NA2XS(FL)2Y 1x630RM/95 64/110 kV.

Netzwirkung: Die Freileitungsmaßnahme bindet den NVP Wessin an das 110-kV-Netz an und erhöht die Übertragungskapazität der Bestandstrasse für den Abtransport von EE-Leistung. Der zusätzliche Kabelabschnitt stellt die vorgesehene Einbindung des UW Crivitz her.

Terminplanung: Der Baubeginn ist für 2029 und das Bauende für 2030 vorgesehen.

Abhängigkeiten: Die Freileitungs- und Kabelabschnitte sind im Gesamtkonzept zur Anbindung des NVP Wessin und zur Einbindung des UW Crivitz aufeinander abzustimmen.

Netzverstärkung der 110-kV-Freileitung Güstrow–Waren im Bereich Abzweig Krakow

Projekt Nr. 13

NOVA-Kategorie: Netzoptimierung und -verstärkung

Bedarf: Auf Grundlage aktueller Prognosen wird ein Zuwachs an installierter Leistung aus erneuerbaren Energien in der Region erwartet. Dies erfordert eine Erhöhung der Übertragungskapazität der 110-kV-Freileitung Güstrow–Waren im Bereich Abzweig Krakow.

Maßnahme: Zur Erhöhung der Nennstromstärke ist die Umbeseilung beider Systeme vorgesehen. Als ausreichende technische Lösung ist der Einsatz eines Hochtemperaturleiterseils angesetzt.

Technische Ausführung: Die Maßnahme umfasst:

- Umbeseilung beider Systeme der 110-kV-Freileitung Güstrow–Waren (Abzweig Krakow).
- Einsatz eines Hochtemperaturleiterseils zur vorgesehenen Erhöhung der Nennstromstärke.

Netzwirkung: Die Umbeseilung erhöht die thermische Übertragungskapazität des betroffenen Leitungsabschnitts. Die zusätzliche Kapazität dient der Abführung der wachsenden Einspeiseleistung aus erneuerbaren Energien.

Terminplanung: Der Baubeginn ist für 2030 und das Bauende für 2032 vorgesehen.

Netzverstärkung der 110-kV-Freileitung Abzweig Bützow

Projekt Nr. 14

NOVA-Kategorie: Netzoptimierung und -verstärkung

Bedarf: Die abzuführende Leistung aus erneuerbaren Energien und der Lastzuwachs begründen den Bedarf an einer höheren Übertragungskapazität auf dem 110-kV-Leitungsabzweig Bützow.

Maßnahme: Die bestehende Freileitung wird für den Betrieb bei einer Leiterbetriebstemperatur von 80 °C ertüchtigt. Damit soll die Nennstromstärke beider Systeme erhöht werden.

Technische Ausführung: Die Maßnahme umfasst:

- Ertüchtigung der bestehenden 110-kV-Freileitung für eine Leiterbetriebstemperatur von 80 °C.
- Ausführung mit zwei Systemen.

Netzwirkung: Die höhere Nennstromstärke vergrößert die thermische Übertragungskapazität des Leitungsabzweigs. Die Maßnahme dient sowohl der Abführung von EE-Leistung als auch der Deckung des steigenden Leistungsbedarfs.

Terminplanung: Der Baubeginn ist für 2030 und das Bauende für 2031 vorgesehen.

Erweiterung des Umspannwerks Bernitt

Projekt Nr. 15

NOVA-Kategorie: Netzoptimierung und -verstärkung

Bedarf: Der Zuwachs an installierter Leistung aus erneuerbaren Energien begründet den Erweiterungsbedarf des UW Bernitt. Dafür sind zusätzliche Anschlussmöglichkeiten und ein weiterer Verknüpfungspunkt zum 20-kV-Netz vorgesehen.

Maßnahme: Das bestehende UW wird um zwei 110-kV-Leitungsfelder und einen zusätzlichen Transformator erweitert. Ergänzend ist ein weiterer Anschlusspunkt für einen ausgelagerten Einspeisetransformator vorgesehen.

Technische Ausführung: Die Maßnahme umfasst:

- Erweiterung des bestehenden UW um zwei 110-kV-Leitungsfelder.
- Installation eines zusätzlichen Transformators als weiterer Verknüpfungspunkt zum 20-kV-Netz.
- Herstellung eines weiteren Anschlusspunkts für einen ausgelagerten Einspeisetransformator.

Netzwirkung: Die zusätzlichen Leitungsfelder erweitern die hochspannungsseitigen Anschlussmöglichkeiten. Mit dem neuen Transformator wird ein weiterer Verknüpfungspunkt zum 20-kV-Netz geschaffen. Der gesonderte Anschlusspunkt dient der Einbindung des ausgelagerten Einspeisetransformators.

Terminplanung: Der Baubeginn ist für 2026 und das Bauende für 2027 vorgesehen.

Erweiterung des Umspannwerks Kreien

Projekt Nr. 16

NOVA-Kategorie: Netzoptimierung und -verstärkung

Bedarf: Für die Einbindung des neu zu errichtenden UW Plau in das 110-kV-Netz ist eine Erweiterung des UW Kreien erforderlich.

Maßnahme: Das UW Kreien wird um eine dritte HS-Sammelschiene und drei 110-kV-Leitungsabgänge erweitert. Zusätzlich ist die Errichtung einer Erdschlusskompensationsspule vorgesehen.

Technische Ausführung: Die Maßnahme umfasst:

- Erweiterung der Hochspannungsschaltanlage um eine dritte HS-Sammelschiene.
- Errichtung einer Erdschlusskompensationsspule.
- Errichtung von drei 110-kV-Leitungsabgängen.

Netzwirkung: Die zusätzliche Sammelschiene und die neuen Leitungsabgänge schaffen die vorgesehene schaltanlagenseitige Voraussetzung für die Einbindung des UW Plau. Die Erdschlusskompensationsspule ergänzt die technische Ausrüstung des UW Kreien für den geplanten Netzzustand.

Terminplanung: Der Baubeginn ist für 2026 und das Bauende für 2027 vorgesehen.

Abhängigkeiten: Die Erweiterung ist mit dem Neubau des UW Plau und dessen 110-kV-Anbindung abzustimmen. Dabei ist die Schnittstelle zur zweisystemigen 110-kV-Kabelverbindung Kreien–Plau (Projekt Nr. 9) zu berücksichtigen.

Erweiterung des Umspannwerks Parchim/Süd

Projekt Nr. 17

NOVA-Kategorie: Netzoptimierung und -verstärkung

Bedarf: Für den Anschluss von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien sind zusätzliche Schaltfelder im UW Parchim/Süd erforderlich.

Maßnahme: Die bestehende 110-kV-Schaltanlage des UW Parchim/Süd wird um mehrere Schaltfelder erweitert.

Technische Ausführung: Vorgesehen ist die Erweiterung der bestehenden 110-kV-Schaltanlage um mehrere Schaltfelder und deren Einbindung in die Bestandsanlage.

Netzwirkung: Mit der Erweiterung werden zusätzliche hochspannungsseitige Anschlussmöglichkeiten für Erzeugungsanlagen aus erneuerbaren Energien geschaffen. Die Maßnahme dient damit der Aufnahme weiterer Einspeiseleistung am Standort Parchim/Süd.

Terminplanung: Der Baubeginn ist für 2027 und das Bauende für 2028 vorgesehen.

Erweiterung des Umspannwerks Wanzlitz

Projekt Nr. 18

NOVA-Kategorie: Netzoptimierung und -verstärkung

Bedarf: Der Zuwachs an installierter Leistung aus erneuerbaren Energien begründet den Erweiterungsbedarf des UW Wanzlitz. Ziel ist der Anschluss weiterer EE-Einspeiser am bestehenden Umspannwerk.

Maßnahme: Das bestehende UW Wanzlitz wird für den Anschluss weiterer Einspeiser erweitert. Das Schaltanlagenkonzept sieht eine Doppelsammelschiene mit vier Leitungsfeldern und fünf Trafofeldern vor. Die Netzeinbindung erfolgt über eine Doppeleinschleifung.

Technische Ausführung: Die Maßnahme umfasst:

- Erweiterung des bestehenden UW zum Anschluss weiterer EE-Einspeiser.
- Schaltanlagenkonzept mit Doppelsammelschiene, vier Leitungsfeldern und fünf Trafofeldern.
- Doppeleinschleifung des UW mit zwei Systemen.

Netzwirkung: Die Erweiterung schafft die vorgesehene Anschlussstruktur für weitere EE-Einspeiser. Das Schaltanlagenkonzept umfasst die Doppelsammelschiene und die vorgesehene Feldanordnung. Die Doppeleinschleifung stellt die zugehörige Einbindung in den Leitungsverlauf her.

Terminplanung: Der Baubeginn ist für 2026 und das Bauende für 2027 vorgesehen.

Erweiterung der MS-Schaltanlage im Umspannwerk Ludwigslust

Projekt Nr. 19

NOVA-Kategorie: Netzoptimierung und -verstärkung

Bedarf: Der Zuwachs an installierter Leistung aus erneuerbaren Energien begründet den Bedarf an zusätzlichen Anschlussmöglichkeiten auf der Mittelspannungsebene des UW Ludwigslust.

Maßnahme: Die bestehende MS-Schaltanlage wird durch die Anreihung von acht MS-Zellen erweitert. Die Maßnahme umfasst deren Ausrüstung sowie die Einbindung in die Schutz- und Leittechnik.

Technische Ausführung: Die Maßnahme umfasst:

- Anreihung von acht MS-Zellen an die bestehende MS-Schaltanlage.
- Ausrüstung der zusätzlichen Zellen und Einbindung in die Schutz- und Leittechnik.

Netzwirkung: Die zusätzlichen MS-Zellen erweitern die Anschlussmöglichkeiten des UW Ludwigslust. Die Einbindung in die Schutz- und Leittechnik ist Bestandteil der Erweiterung und ermöglicht die Integration der neuen Zellen in das Betriebskonzept der bestehenden Anlage.

Terminplanung: Der Baubeginn ist für 2027 und das Bauende für 2028 vorgesehen.

Erhöhung der Transformationskapazität im Umspannwerk Neustadt-Glewe

Projekt Nr. 20

NOVA-Kategorie: Netzoptimierung und -verstärkung

Bedarf: Der Zuwachs an installierter Leistung aus erneuerbaren Energien begründet den Bedarf an einer höheren Transformationskapazität im UW Neustadt-Glewe.

Maßnahme: Zur Erhöhung der Transformationskapazität sind die Errichtung und der Anschluss von zwei Dreiwicklungstransformatoren vorgesehen.

Technische Ausführung: Die Maßnahme umfasst die Errichtung und den Anschluss von zwei Dreiwicklungstransformatoren im UW Neustadt-Glewe.

Netzwirkung: Die vorgesehene Transformatorausstattung dient der Erhöhung der am Standort verfügbaren Transformationskapazität. Damit soll die Aufnahme der zusätzlichen Einspeiseleistung aus erneuerbaren Energien ermöglicht werden.

Terminplanung: Der Baubeginn ist für 2027 und das Bauende für 2028 vorgesehen.

Erhöhung der Transformationskapazität im Umspannwerk Bützow

Projekt Nr. 21

NOVA-Kategorie: Netzoptimierung und -verstärkung

Bedarf: Die abzuführende Leistung aus erneuerbaren Energien und der Lastzuwachs begründen den Bedarf an einer höheren Transformationskapazität im UW Bützow.

Maßnahme: Der bestehende 31,5-MVA-Transformator wird durch einen Dreiwicklungstransformator mit den Bemessungsleistungen 63/40/40 MVA ersetzt. Ergänzend ist eine Erweiterung der MS-Anlage vorgesehen.

Technische Ausführung: Die Maßnahme umfasst:

- Austausch des bestehenden Transformators mit einer Bemessungsleistung von 31,5 MVA.
- Installation eines Dreiwicklungstransformators mit den Bemessungsleistungen 63/40/40 MVA.
- Erweiterung der MS-Anlage.

Netzwirkung: Der Transformatorwechsel dient der Erhöhung der am Standort verfügbaren Transformationskapazität. Die MS-Erweiterung ergänzt die mittelspannungsseitige Einbindung. Die Maßnahme berücksichtigt sowohl die Aufnahme von EE-Einspeisungen als auch den steigenden Leistungsbedarf.

Terminplanung: Der Baubeginn ist für 2027 und das Bauende für 2028 vorgesehen.

Erweiterung des Umspannwerks Wüstmark

Projekt Nr. 22

NOVA-Kategorie: Netzoptimierung und -verstärkung

Bedarf: Die Anforderungen an die Versorgungssicherheit begründen die Erweiterung des UW Wüstmark. Vorgesehen sind eine Verstärkung der Transformatorausstattung und eine Anpassung der 110-kV-Sammelschiene.

Maßnahme: Die bestehenden Transformatoren werden jeweils durch einen 80-MVA-Transformator ersetzt. Zusätzlich wird ein weiterer 80-MVA-Transformator installiert. Die 110-kV-Sammelschiene wird entsprechend modifiziert.

Technische Ausführung: Die Maßnahme umfasst:

- Austausch der bestehenden Transformatoren durch jeweils einen Transformator mit einer Bemessungsleistung von 80 MVA.
- Installation eines zusätzlichen Transformators mit einer Bemessungsleistung von 80 MVA.
- Modifizierung der 110-kV-Sammelschiene.

Netzwirkung: Die verstärkte Transformatorausstattung dient der Versorgungssicherheit am Standort Wüstmark. Die Modifizierung der 110-kV-Sammelschiene ergänzt die Einbindung der vorgesehenen Transformatoren in die bestehende Anlage.

Terminplanung: Der Baubeginn ist für 2027 und das Bauende für 2028 vorgesehen.

Errichtung eines 30-kV-Blocks im Umspannwerk Krakow

Projekt Nr. 23

NOVA-Kategorie: Netzoptimierung und -verstärkung

Bedarf: Für den Anschluss von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien ist die Erweiterung des UW Krakow auf der 30-kV-Ebene vorgesehen.

Maßnahme: Im UW Krakow wird ein 30-kV-Block zum Anschluss von EE-Anlagen errichtet.

Technische Ausführung: Die Maßnahme umfasst die Errichtung des 30-kV-Blocks und dessen Einbindung in das Anschlusskonzept der EE-Anlagen.

Netzwirkung: Der neue Block schafft die vorgesehenen Anschlussmöglichkeiten für EE-Anlagen auf der 30-kV-Ebene des UW Krakow. Die Maßnahme dient damit der Aufnahme weiterer Einspeiseleistung am Standort.

Terminplanung: Der Baubeginn ist für 2027 und das Bauende für 2028 vorgesehen.

Erweiterung der 110-kV-Schaltanlage UW-SA-Lübz

Projekt Nr. 24

NOVA-Kategorie: Netzoptimierung und -verstärkung

Bedarf: Der Zuwachs an installierter Leistung aus erneuerbaren Energien begründet den Erweiterungsbedarf der Anlage UW-SA-Lübz.

Maßnahme: Die bestehende 110-kV-Schaltanlage wird um einen Transformator mit einer Bemessungsleistung von 80 MVA erweitert.

Technische Ausführung: Die Maßnahme umfasst:

- Erweiterung der bestehenden 110-kV-Schaltanlage UW-SA-Lübz.
- Einbindung eines zusätzlichen Transformators mit einer Bemessungsleistung von 80 MVA.

Netzwirkung: Der zusätzliche Transformator erweitert die Transformationskapazität der Anlage UW-SA-Lübz. Die Maßnahme dient der Aufnahme der zusätzlichen Einspeiseleistung aus erneuerbaren Energien.

Terminplanung: Der Baubeginn ist für 2027 und das Bauende für 2028 vorgesehen.

Erhöhung der Transformationskapazität im Umspannwerk Conow

Projekt Nr. 25

NOVA-Kategorie: Netzoptimierung und -verstärkung

Bedarf: Die abzuführende Leistung aus erneuerbaren Energien und die Anforderungen an die Versorgungssicherheit begründen den Bedarf an einer höheren HS/MS-Transformationskapazität im UW Conow.

Maßnahme: Zur Erhöhung der HS/MS-Transformationskapazität von 45 MVA auf 80 MVA ist ein schrittweiser Austausch der Bestandstransformatoren vorgesehen.

Technische Ausführung: Die Maßnahme umfasst:

- Schrittweiser Austausch der Bestandstransformatoren.
- Vorgesehene Erhöhung der HS/MS-Transformationskapazität von 45 MVA auf 80 MVA.

Netzwirkung: Die höhere HS/MS-Transformationskapazität dient der Aufnahme von EE-Einspeisungen und der Versorgungssicherheit. Der schrittweise Austausch ist unter Berücksichtigung des Betriebs der bestehenden Anlage zu planen.

Terminplanung: Der Baubeginn ist für 2027 und das Bauende für 2028 vorgesehen.

Neubau des Umspannwerks Wölzow

Projekt Nr. 26

NOVA-Kategorie: Neubau

Bedarf: Für den Anschluss eines Großkunden ist der Neubau eines Umspannwerks in Wölzow einschließlich seiner Anbindung an das 110-kV-Netz vorgesehen.

Maßnahme: Das neue UW Wölzow wird zur Herstellung des Großkundenanschlusses errichtet. Die Maßnahme umfasst auch die 110-kV-Netzanbindung des Umspannwerks.

Technische Ausführung: Die Maßnahme umfasst:

- Neubau des UW Wölzow für den Anschluss eines Großkunden.
- Herstellung der 110-kV-Anbindung des Umspannwerks.

Netzwirkung: Die Maßnahme schafft die netzseitige Anschlussinfrastruktur für den Großkunden am Standort Wölzow. Über die 110-kV-Anbindung wird das neue UW in das bestehende Hochspannungsnetz eingebunden.

Terminplanung: Der Baubeginn ist für 2027 und das Bauende für 2028 vorgesehen.

Erhöhung der Transformationskapazität im Umspannwerk Gadebusch

Projekt Nr. 27

NOVA-Kategorie: Netzoptimierung und -verstärkung

Bedarf: Die abzuführende Leistung aus erneuerbaren Energien und die zukünftigen Anforderungen an die Versorgungssicherheit im (n-1)-Fall bei Starklast begründen den Bedarf an einer höheren Transformationskapazität im UW Gadebusch.

Maßnahme: Vorgesehen sind die Errichtung und der Anschluss eines Dreiwicklungstransformators mit ONAF-Kühlung und den Bemessungsleistungen 60/40/40 MVA.

Technische Ausführung: Die Maßnahme umfasst:

- Errichtung und Anschluss eines zusätzlichen Dreiwicklungstransformators.
- Ausführung mit ONAF-Kühlung und den Bemessungsleistungen 60/40/40 MVA.

Netzwirkung: Die Kapazitätserhöhung dient der Aufnahme von EE-Einspeisungen und der Versorgungssicherheit im (n-1)-Fall bei Starklast.

Terminplanung: Der Baubeginn und das Bauende sind für 2028 vorgesehen.

Neubau des Umspannwerks Plau

Projekt Nr. 28

NOVA-Kategorie: Neubau

Bedarf: Die abzuführende Leistung aus erneuerbaren Energien und die Anforderungen an die Spannungshaltung und eine (n-1)-sichere Versorgung in zukünftigen Starklastfällen begründen den Neubau des UW Plau.

Maßnahme: Vorgesehen ist die Errichtung eines HS/MS-Umspannwerks mit zwei HS/MS-Transformatoren und einer Gesamtkapazität von 63 MVA.

Technische Ausführung: Die Maßnahme umfasst:

- Errichtung eines HS/MS-Umspannwerks in Plau am See.
- Installation von zwei HS/MS-Transformatoren mit einer Gesamtkapazität von 63 MVA.

Netzwirkung: Das neue UW schafft den vorgesehenen Verknüpfungspunkt zwischen Hochspannungs- und Mittelspannungsnetz. Die Maßnahme dient der Aufnahme von EE-Einspeisungen sowie der (n-1)-sicheren Versorgung im Starklastfall.

Terminplanung: Der Baubeginn ist für 2028 und die Inbetriebnahme für 2031 vorgesehen.

Abhängigkeiten: Der Neubau ist mit der 110-kV-Kabelverbindung Kreien–Plau (Projekt Nr. 9) und der Erweiterung des UW Kreien (Projekt Nr. 16) abzustimmen.

Neubau eines Umspannwerks im Suchraum Rampe

Projekt Nr. 29

NOVA-Kategorie: Neubau

Bedarf: Der Neubau dient der Aufnahme von Leistung aus erneuerbaren Energien im HS-Netz. Weitere Bedarfstreiber sind schutztechnische Anforderungen und die Versorgung von Ladeinfrastruktur für Elektromobilität.

Maßnahme: Im Suchraum Rampe ist der Neubau eines HS/MS-Umspannwerks mit zehn Schaltfeldern und vier HS/MS-Transformatoren mit jeweils 80 MVA vorgesehen.

Technische Ausführung: Die Maßnahme umfasst:

- Neubau eines HS/MS-Umspannwerks im Suchraum Rampe.
- Schaltanlagenumfang mit zehn Schaltfeldern.
- Installation von vier HS/MS-Transformatoren mit einer Bemessungsleistung von jeweils 80 MVA.

Netzwirkung: Das neue UW schafft den vorgesehenen HS/MS-Verknüpfungspunkt für EE-Einspeisungen und die Versorgung der Ladeinfrastruktur an der Autobahn. Zugleich dient das Vorhaben der Lastflusssteuerung im Hochspannungsnetz und der Umsetzung der schutztechnischen Anforderungen.

Terminplanung: Der Baubeginn ist für 2028 und das Bauende für 2029 vorgesehen.

Erhöhung der Transformationskapazität im UW Güstrow Land

Projekt Nr. 30

NOVA-Kategorie: Netzoptimierung und -verstärkung

Bedarf: Der Zuwachs an installierter Leistung aus erneuerbaren Energien begründet den Bedarf an einer höheren Transformationskapazität im UW Güstrow Land.

Maßnahme: Der bestehende 20-MVA-Transformator wird durch einen Dreiwicklungstransformator mit den Bemessungsleistungen 63/40/40 MVA ersetzt.

Technische Ausführung: Die Maßnahme umfasst:

- Austausch des bestehenden Transformators mit einer Bemessungsleistung von 20 MVA.
- Installation eines Dreiwicklungstransformators mit den Bemessungsleistungen 63/40/40 MVA.
- Erhöhung der Trafokapazität von 83 MVA auf 126 MVA.

Netzwirkung: Der Transformatorwechsel erhöht die verfügbare Transformationskapazität am Standort Güstrow Land. Die Maßnahme dient damit der Aufnahme der zusätzlichen Einspeiseleistung aus erneuerbaren Energien.

Terminplanung: Der Baubeginn ist für 2029 und das Bauende für 2030 vorgesehen.

Neubau eines Umspannwerks im Suchraum Zarrentin

Projekt Nr. 31

NOVA-Kategorie: Neubau

Bedarf: Für den Anschluss zusätzlicher Großkunden ist im Suchraum Zarrentin ein neues HS/MS-Umspannwerk vorgesehen. Die Versorgungssicherheit bildet die Bedarfsgrundlage der Maßnahme.

Maßnahme: Die Maßnahme umfasst die Errichtung eines HS/MS-Umspannwerks und die Herstellung der Anschlussmöglichkeiten für zusätzliche Großkunden.

Technische Ausführung: Die Maßnahme umfasst:

- Errichtung eines HS/MS-Umspannwerks im Suchraum Zarrentin.
- Herstellung der Anschlussmöglichkeiten für zusätzliche Großkunden.

Netzwirkung: Das neue UW schafft die vorgesehene Anschlussinfrastruktur für zusätzliche Großkunden.

Terminplanung: Der Baubeginn ist für 2029 und das Bauende für 2031 vorgesehen.

Neubau der 110-kV-Schaltanlage Göhren

Projekt Nr. 32

NOVA-Kategorie: Neubau

Bedarf: Die Schaltanlage Göhren ist zur Steuerung von Lastflüssen bei Einbindung des NVP Wessin vorgesehen.

Maßnahme: Geplant sind der Neubau und die Einbindung einer Schaltanlage in die 110-kV-Freileitung Görries–Parchim/Süd.

Technische Ausführung: Die Maßnahme umfasst:

- Neubau und Einbindung der Schaltanlage Göhren in die 110-kV-Freileitung Görries–Parchim/Süd.

Netzwirkung: Die neue Schaltanlage schafft die vorgesehene schaltanlagenseitige Voraussetzung zur Steuerung der Lastflüsse im Zusammenhang mit der Einbindung des NVP Wessin.

Terminplanung: Der Baubeginn ist für 2030 und das Bauende für 2031 vorgesehen.

Abhängigkeiten: Die Umsetzung ist mit der Einbindung des NVP Wessin in das 110-kV-Netz und den Maßnahmen an der Freileitung Görries–Parchim/Süd abzustimmen.

Umbau des Umspannwerks Crivitz

Projekt Nr. 33

NOVA-Kategorie: Netzoptimierung und -verstärkung

Bedarf: Am Standort Crivitz soll die Netzkapazität erhöht werden. Darüber hinaus besteht altersbedingter Erneuerungsbedarf an der Hochspannungs- und Sekundärtechnik.

Maßnahme: Im Rahmen des Umbaus wird die vorhandene Anlagentechnik erneuert.

Technische Ausführung: Die Maßnahme umfasst:

- Umbau des UW Crivitz zur Erhöhung der Netzkapazität.
- Altersbedingter Ersatz der HS-Primärtechnik und der Sekundärtechnik.

Netzwirkung: Durch die Anlagenanpassung soll die nutzbare Netzkapazität am Standort Crivitz erhöht werden.

Terminplanung: Der Baubeginn ist für 2030 und das Bauende für 2032 vorgesehen.

Neubau eines NVP im Suchraum Ludwigslust

Projekt Nr. 34

NOVA-Kategorie: Neubau

Bedarf: Für die Abführung von Leistung aus erneuerbaren Energien in das Übertragungsnetz ist ein weiterer Netzverknüpfungspunkt vorgesehen. Gleichzeitig soll die Trasse Hagenow–Perleberg entlastet werden. Das Projekt soll in Zusammenarbeit mit dem Übertragungsnetzbetreiber entwickelt werden.

Maßnahme: Im Suchraum Ludwigslust ist ein neuer Übergang zwischen Höchstspannungs- und Hochspannungsnetz geplant.

Technische Ausführung: Die Maßnahme umfasst:

- Neubau eines HöS/HS-Netzverknüpfungspunkts im Suchraum Ludwigslust.
- Ausstattung mit mindestens zwei HöS/HS-Transformatoren mit einer Bemessungsleistung von jeweils 400 MVA in der ersten Ausbaustufe.
- Bedarfsabhängige Erweiterung vorgesehen.

Netzwirkung: Der zusätzliche Übergang zum Übertragungsnetz soll einen weiteren Abführungspfad für EE-Leistung eröffnen und die Transportbelastung auf der Trasse Hagenow–Perleberg verringern.

Terminplanung: Der Baubeginn ist nach 2035 vorgesehen. Die Entwicklung des Projektes erfolgt in Koordination mit dem Übertragungsnetzbetreiber und hat zeitliche Abhängigkeiten mit der Realisierung des Anschlusses am 380-kV-Netz.

Abhängigkeiten: Die Fertigstellung der entsprechenden neu zu errichtenden 380-kV-Leitung (M656a des Netzentwicklungsplans Strom, Version 2025) ist eine zwingende Voraussetzung für die Umsetzung des Projekts.

Netzverstärkung der 110-kV-Freileitung Abzweig Wattmannshagen

Projekt Nr. 35

NOVA-Kategorie: Netzoptimierung und -verstärkung

Bedarf: Der Zuwachs an installierter Leistung aus erneuerbaren Energien erfordert eine höhere Übertragungskapazität des Leitungsabzweigs Wattmannshagen.

Maßnahme: Auf dem betroffenen Leitungsabschnitt ist die Umbeseilung beider Systeme vorgesehen.

Technische Ausführung: Die Maßnahme umfasst:

- Umbeseilung beider Systeme der 110-kV-Freileitung Abzweig Wattmannshagen.
- Hochtemperaturleiterseil als ausreichende Ausführung für die vorgesehene Erhöhung der Nennstromstärke.

Netzwirkung: Die höhere thermische Belastbarkeit schafft zusätzliche Kapazität für den Abtransport von EE-Einspeisungen.

Terminplanung: Der Baubeginn ist für 2031 und das Bauende für 2032 vorgesehen.

Ersatzneubau der 110-kV-Freileitung Görries–Güstrow

Projekt Nr. 36

NOVA-Kategorie: Ersatzneubau mit Erhöhung der Übertragungskapazität

Bedarf: Der altersbedingte Erneuerungsbedarf und die Abführung von Leistung aus erneuerbaren Energien begründen den Ausbau der Verbindung Görries–Güstrow.

Maßnahme: Die Bestandsverbindung wird durch eine Freileitung mit höherer Übertragungskapazität ersetzt.

Technische Ausführung: Die Maßnahme umfasst:

- Ersatzneubau der 110-kV-Freileitung Görries–Güstrow mit zwei Systemen.
- Ausführung mit Doppelbündelleitern 265-AL1/35-ST1A (Al/St 265/35).

Netzwirkung: Der Ersatzneubau stellt zusätzliche thermische Übertragungskapazität für die Abführung von EE-Leistung bereit.

Terminplanung: Der Baubeginn ist für 2032 und das Bauende für 2034 vorgesehen.

Netzverstärkung der 110-kV-Verbindung Perleberg–Wittenberge

Projekt Nr. 37

NOVA-Kategorie: Netzoptimierung und -verstärkung

Bedarf: Aktuelle Prognosen lassen einen Zuwachs an installierter Leistung aus erneuerbaren Energien erwarten. Dies begründet den Bedarf an einer höheren Stromtragfähigkeit der Verbindung Perleberg–Wittenberge.

Maßnahme: Auf dem betroffenen Leitungsabschnitt ist die Umbeseilung beider Systeme vorgesehen.

Technische Ausführung: Die Maßnahme umfasst:

- Umbeseilung beider Freileitungssysteme einschließlich des Abzweigs nach Karstädt.
- Hochtemperaturleiterseil als ausreichende Lösung für die vorgesehene Stromerhöhung.

Netzwirkung: Die höhere thermische Belastbarkeit erweitert die Übertragungskapazität zur Abführung zusätzlicher EE-Leistung.

Terminplanung: Der Baubeginn ist für 2032 und das Bauende für 2033 vorgesehen.

Übernahme und Umrüstung der Leitung Güstrow–Schwaan auf 110 kV

Projekt Nr. 38

NOVA-Kategorie: Neubau

Bedarf: Der Zuwachs an installierter Leistung aus erneuerbaren Energien begründet den Bedarf an zusätzlicher Leitungsinfrastruktur für das Hochspannungsnetz.

Maßnahme: Für die Verbindung Güstrow–Schwaan ist die Nutzung einer bestehenden 220-kV-Freileitung nach Erwerb und Umrüstung vorgesehen.

Technische Ausführung: Die Maßnahme umfasst:

- Kauf der bestehenden 220-kV-Freileitung der 50Hertz Transmission GmbH.
- Umrüstung dieser Anlage auf eine 110-kV-Freileitung zwischen Güstrow und Schwaan.

Netzwirkung: Nach der Spannungsumstellung steht die Verbindung für den 110-kV-Netzbetrieb und die Abführung von EE-Leistung zur Verfügung.

Terminplanung: Der Baubeginn ist für 2032 und das Bauende für 2033 vorgesehen.

Ersatzneubau der 110-kV-Freileitung Görries–Lankow

Projekt Nr. 39

NOVA-Kategorie: Ersatzneubau mit Erhöhung der Übertragungskapazität

Bedarf: Altersbedingter Erneuerungsbedarf und die Abführung von Leistung aus erneuerbaren Energien erfordern den Ausbau der Verbindung Görries–Lankow.

Maßnahme: Die bestehende Leitung wird durch eine Ausführung mit höherer Stromtragfähigkeit ersetzt.

Technische Ausführung: Die Maßnahme umfasst:

- Ersatzneubau der 110-kV-Freileitung.

Netzwirkung: Mit der erneuerten Leitung wird zusätzliche Transportkapazität für EE-Einspeisungen bereitgestellt.

Terminplanung: Der Baubeginn ist für 2033 und das Bauende für 2034 vorgesehen.

Ersatzneubau der 110-kV-Freileitung Görries–Parchim/Süd

Projekt Nr. 40

NOVA-Kategorie: Ersatzneubau mit Erhöhung der Übertragungskapazität

Bedarf: Für die Abführung von Leistung aus erneuerbaren Energien in das Übertragungsnetz ist eine höhere Transportkapazität auf der Verbindung Görries–Parchim/Süd vorgesehen.

Maßnahme: Die bestehende Freileitung wird durch einen Ersatzneubau mit höherer Übertragungskapazität ersetzt.

Technische Ausführung: Die Maßnahme umfasst:

- Ersatzneubau der 110-kV-Freileitung Görries–Parchim/Süd mit zwei Systemen.
- Ausführung mit Doppelbündelleitern 265-AL1/35-ST1A (Al/St 265/35).
- Trassierung der neuen Leitung auf eine Leiterbetriebstemperatur von 150 °C, um bei steigendem Bedarf den späteren Einsatz eines Hochtemperaturleiterseils zu erleichtern.

Netzwirkung: Die höhere Stromtragfähigkeit erweitert die Übertragungskapazität für den Abtransport von EE-Leistung in das Übertragungsnetz.

Terminplanung: Der Baubeginn ist für 2034 und das Bauende für 2035 vorgesehen.

Abhängigkeiten: Der Ersatzneubau ist mit der zweiten Einschleifung des UW Neustadt-Glewe (Projekt Nr. 41) zu koordinieren.

Zweite 110-kV-Einschleifung des UW Neustadt-Glewe

Projekt Nr. 41

NOVA-Kategorie: Netzoptimierung und -verstärkung

Bedarf: Der Zuwachs an installierter Leistung aus erneuerbaren Energien und schutztechnische Anforderungen begründen eine zusätzliche Netzeinbindung des UW Neustadt-Glewe.

Maßnahme: Die Leitungsanbindung des Umspannwerks wird um eine zweite Einschleifung erweitert.

Technische Ausführung: Vorgesehen ist die zweite Einschleifung des UW Neustadt-Glewe in die 110-kV-Trasse Görries–Parchim/Süd.

Netzwirkung: Die weitere Einschleifung verändert die hochspannungsseitige Einbindung des Standorts. Damit sollen die Anforderungen aus EE-Zubau und Schutztechnik berücksichtigt werden.

Terminplanung: Der Baubeginn ist für 2034 und das Bauende für 2035 vorgesehen.

Abhängigkeiten: Die Umsetzung ist mit dem Ersatzneubau der Verbindung Görries–Parchim/Süd (Projekt Nr. 40) und den Arbeiten im UW zu koordinieren.

Erweiterungskonzept für das vierte 110-kV-Leitungsfeld im UW Brüel

Projekt Nr. 42

NOVA-Kategorie: Netzoptimierung und -verstärkung

Bedarf: Zur Optimierung des HS-Netzes soll eine doppelte Einschleifung des UW Brüel in die Leitung Görries–Güstrow ermöglicht werden.

Maßnahme: Das Erweiterungskonzept ergänzt die Schaltanlage um ein weiteres Leitungsfeld.

Technische Ausführung: Die Maßnahme umfasst:

- Ergänzung eines vierten 110-kV-Leitungsfelds im UW Brüel.
- Ausbau der Anlage zur Ermöglichung einer doppelten Einschleifung in die Leitung Görries–Güstrow.

Netzwirkung: Die doppelte Einschleifung erweitert die Möglichkeiten zur Gestaltung des Hochspannungsnetzes und dient damit der angestrebten Optimierung der Netztopologie.

Terminplanung: Der Baubeginn ist für 2031 und das Bauende für 2033 vorgesehen.

Neubau eines Umspannwerks im Suchraum Schwaan

Projekt Nr. 43

NOVA-Kategorie: Neubau

Bedarf: Lange Mittelspannungsabgänge können in zukünftigen Starklastfällen zu Spannungsabfällen an mehreren UW-Abgängen führen. Daraus können Spannungsbandverletzungen in der Mittelspannung resultieren.

Maßnahme: Im Suchraum Schwaan ist ein neues HS/MS-Umspannwerk als zusätzlicher Verknüpfungspunkt zwischen Hochspannungs- und Mittelspannungsnetz vorgesehen.

Technische Ausführung: Die Maßnahme umfasst:

- Neubau eines HS/MS-Umspannwerks im Suchraum Schwaan.
- Ausstattung mit mindestens zwei Transformatoren der WEMAG Netz GmbH mit einer Bemessungsleistung von jeweils 31,5 MVA.

Netzwirkung: Der zusätzliche Einspeisepunkt soll die Spannungshaltung im Mittelspannungsnetz bei Starklast verbessern und die Auswirkungen der langen Abgangslängen begrenzen.

Terminplanung: Der Baubeginn ist für 2032 und das Bauende für 2033 vorgesehen.

Erweiterung und Erhöhung der Transformationskapazität im UW Rehna

Projekt Nr. 44

NOVA-Kategorie: Netzoptimierung und -verstärkung

Bedarf: Die abzuführende Leistung aus erneuerbaren Energien und die Anforderungen an eine (n-1)-sichere Versorgung im Starklastfall begründen den Ausbau des UW Rehna.

Maßnahme: Die bestehende Anlage wird für eine höhere HS/MS-Transformationskapazität erweitert.

Technische Ausführung: Die Maßnahme umfasst:

- Bisherige HS/MS-Trafokapazität: 16 MVA.
- Künftige Ausstattung mit mindestens zwei HS/MS-Transformatoren mit einer Bemessungsleistung von jeweils 31,5 MVA.

Netzwirkung: Der Ausbau soll die Anforderungen an eine (n-1)-sichere Versorgung bei Starklast abdecken und Kapazität für die Aufnahme von EE-Leistung bereitstellen.

Terminplanung: Der Baubeginn und das Bauende sind für 2033 vorgesehen.

Neubau einer ausgelagerten Sammelschiene beim UW Perleberg

Projekt Nr. 45

NOVA-Kategorie: Neubau

Bedarf: Der Zuwachs an installierter Leistung aus erneuerbaren Energien begründet eine Erweiterung der Anschlussstruktur im Bereich des UW Perleberg.

Maßnahme: Das Anlagenkonzept sieht eine räumlich ausgelagerte Sammelschiene mit Verbindung zum bestehenden Umspannwerk vor.

Technische Ausführung: Die Maßnahme umfasst:

- Errichtung einer neuen Sammelschiene in der Nähe des bestehenden UW Perleberg.
- Anbindung an die Bestandsanlage.

Netzwirkung: Die ausgelagerte Anlage erweitert die vorgesehenen Anschlussmöglichkeiten für EE-Einspeisungen. Über die Verbindung zum Bestands-UW wird sie in die vorhandene Netzstruktur eingebunden.

Terminplanung: Der Baubeginn ist für 2034 und das Bauende für 2035 vorgesehen.