Bericht gem. § 14d EnWG für das Jahr 2026

Netzausbauplanungsbericht des Stromnetzes der Westfalen Weser Netz GmbH

Veröffentlichung am 02.11.2026

Unternehmenssitz:

Westfalen Weser Netz GmbH
Tegelweg 25
33102 Paderborn

Impressum

Westfalen Weser Netz GmbH
Tegelweg 25
33102 Paderborn

Tel. 0 5251-202 0303
info@ww-energie.com

Geschäftsführer:
Jens Viefhues, Tanja Werres

Sitz Paderborn, Handelsregister Amtsgericht Paderborn, HRB 11572
USt-ID-Nr.: DE 126 229 505

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis 3
Abkürzungsverzeichnis 4
1 Einleitung 5
2 Planungsgrundlagen 9
2.1 Regionalszenario 2025 der Planungsregion Mitte 9
2.2 Voraussichtliche Entwicklung der Versorgungsaufgabe 10
3 Netzdimensionierende Netzausbauplanung 14
3.1 Hochspannung 15
3.2 Mittel- bis Niederspannung 17
4 Nicht netzdimensionierender Ausbaubedarf 18
5 Bedarf an Systemdienstleistungen und Flexibilitätsdienstleistungen 20
6 Spitzenkappung nach § 11 Absatz 2 EnWG 20
7 Stellungnahmen 21
Abbildungsverzeichnis 22
Tabellenverzeichnis 22

Abkürzungsverzeichnis

BNetzA	Bundesnetzagentur
EE	Erneuerbare Energien
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
FNN	Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
MS	Mittelspannung
NAP	Netzausbauplan
NB	Netzbetreiber
NE	Netzebene
NNB	Nachgelagerter Netzbetreiber
NOVA	Netzoptimierung vor Verstärkung vor Ausbau
NS	Niederspannung
NVNB	Nachgelagerter Verteilnetzbetreiber
ONS	Ortsnetzstation (Netzebene 6)
PR	Planungsregion
PV	Photovoltaik
T+5	Planungshorizont 5 Jahre
T+10	Planungshorizont 10 Jahre
TAR	Technische Anschlussregeln
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UW	Umspannwerk
VNB	Verteilnetzbetreiber
VVNB	Vorgelagerter Verteilnetzbetreiber

1 Einleitung

Stromverteilnetzbetreiber, an deren Netz mindestens 100.000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind, sind gemäß § 14d EnWG verpflichtet, alle zwei Jahre einen Netzausbauplan für ihr jeweiliges Netzgebiet zu erstellen und der Bundesnetzagentur vorzulegen.
Der Netzausbauplan beschreibt die geplanten Maßnahmen zur Optimierung, Verstärkung, Erneuerung und Erweiterung des Netzes für die nächsten fünf und zehn Jahre. Ergänzend enthält er Netzkarten des Hoch- und Mittelspannungsnetzes sowie Angaben zu den Umspannstationen. Darüber hinaus wird die voraussichtliche Entwicklung der Verteilungsaufgabe bis zum Jahr 2045 dargestellt, dem gesetzlich festgelegten Zieljahr für die Klimaneutralität Deutschlands. Dabei werden auch die voraussichtlich erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Weiterentwicklung des Netzes berücksichtigt.

Die Westfalen Weser Netz GmbH versorgt rund 1,1 Millionen Einwohner mit Strom. Sie betreibt ein Stromverteilnetz von ca. 30.000 km Gesamtlänge in Ostwestfalen-Lippe, im Weserbergland und im nördlichen Sauerland in den Netzebenen Hoch- bis Niederspannung. Das Netzgebiet ist sowohl durch ländliche als auch durch städtische Gebiete geprägt.
Es besteht bereits ein besonders hoher Anteil an regenerativen Energien im Netzgebiet (insb. PV- und Windenergie), der in den kommenden Jahren voraussichtlich zunehmen und die Westfalen Weser Netz vor neue Herausforderungen stellen wird.

Für den Netzausbauplan wird das Versorgungsgebiet der Westfalen Weser Netz in zwei Teilnetze unterteilt. Das Teilnetz Nord liegt in der Regelzone des vorgelagerten ÜNBs TenneT und erstreckt sich über die Bundesländer Nordrhein-Westfalen und Niedersachsen. In diesem Teilnetz betreibt Westfalen Weser Netz das Hochspannungsnetz sowie die nachgelagerten Netz- und Umspannebenen. Die Versorgungsstruktur umfasst darüber hinaus zehn nachgelagerte Verteilnetzbetreiber, die in ihren jeweiligen Netzgebieten ihre eigenen Netze betreiben.
Im Teilnetz Süd, ausschließlich in Nordrhein-Westfalen gelegen, wird die Hochspannungsebene vom vorgelagerten VNB Avacon betrieben, die unterlagerten Netz- und Umspannebenen von uns. Während das Teilnetz Nord stärker lastdominiert ist, ist das Teilnetz Süd insbesondere durch viele Windkraftanlagen stärker einspeisegetrieben.

Die nachfolgenden Abbildungen stellen die Netzkarten des Hoch- und Mittelspannungsnetzes und der Umspannstationen auf Mittel- und Niederspannung dar.
Die darin dargestellten Engpassregionen geben einen Überblick über Bereiche, in denen zusätzliche Netznutzungen aufgrund bestehender Kapazitätsengpässe nur eingeschränkt oder erst nach entsprechenden Netzausbaumaßnahmen möglich sind. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Engpässe überwiegend auf Einschränkungen in vorgelagerten Netzebenen zurückzuführen sind und somit nicht zwangsläufig durch die Kapazität des eigenen Netzes verursacht werden.
Die dargestellten Engpässe sind nicht mit den aktuellen Redispatch-2.0-Maßnahmen gleichzusetzen, da sie unterschiedliche Sachverhalte abbilden.
Unabhängig von den dargestellten Engpassregionen sind im Niederspannungsnetz weiterhin ausreichende Kapazitäten für den Anschluss zusätzlicher Netznutzer vorhanden. Dies umfasst insbesondere Haushalts- und Gewerbekunden sowie typische Anwendungen wie Wärmepumpen und Wallboxen. Die dargestellten Engpässe stehen somit einer weiteren Integration dieser Netznutzer in der Niederspannung grundsätzlich nicht entgegen.

Beschreibungen zu den einzelnen nummerierten Maßnahmen in der HS-Netzkarte sind im Maßnahmenplan auf VNBdigital genannt.

Hochspannungsnetz der Westfalen Weser Netz

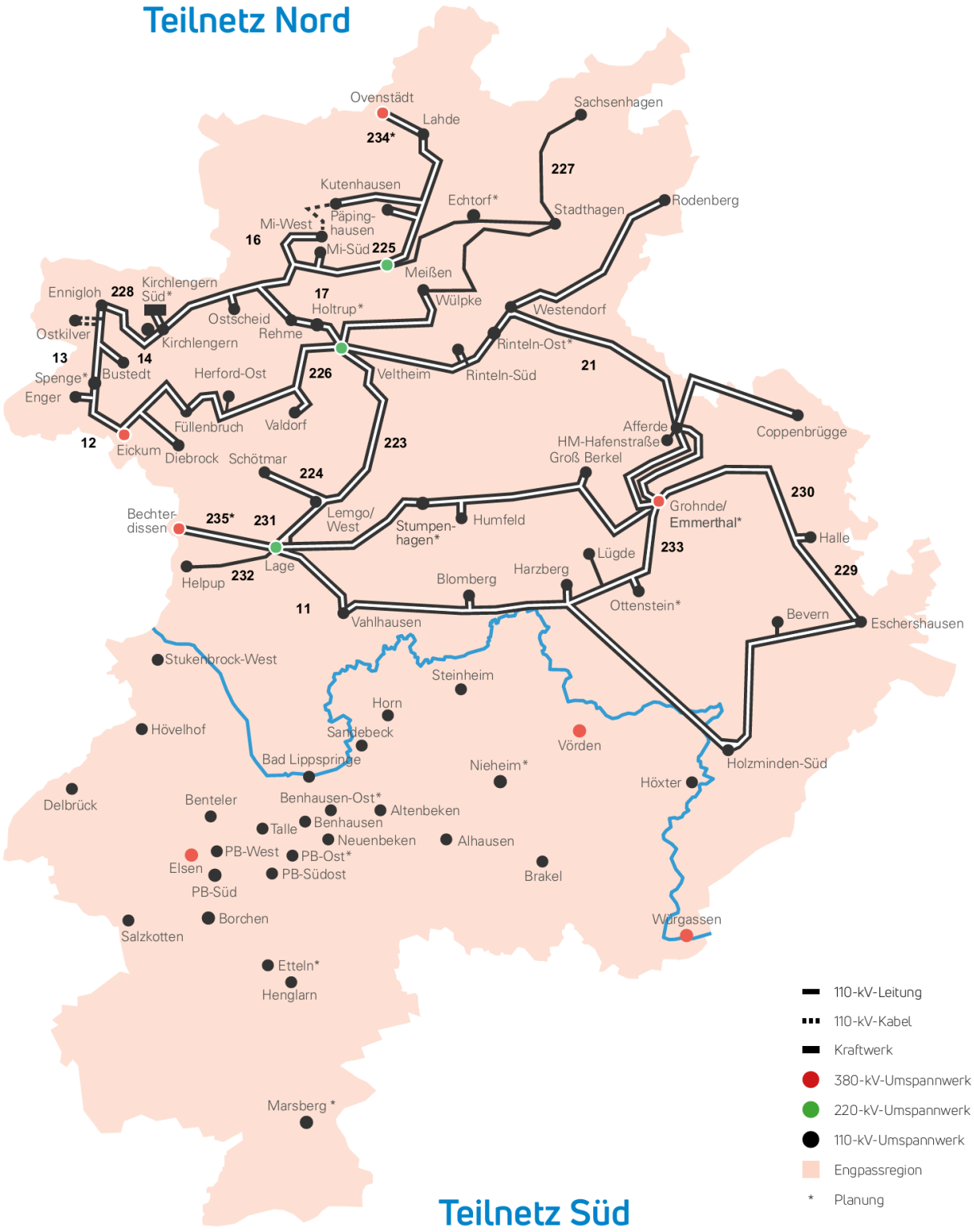


Abbildung 1: Hochspannungsnetz der Westfalen Weser Netz

* siehe Maßnahmenplan auf VNBdigital

Mittelspannungsnetz der Westfalen Weser Netz

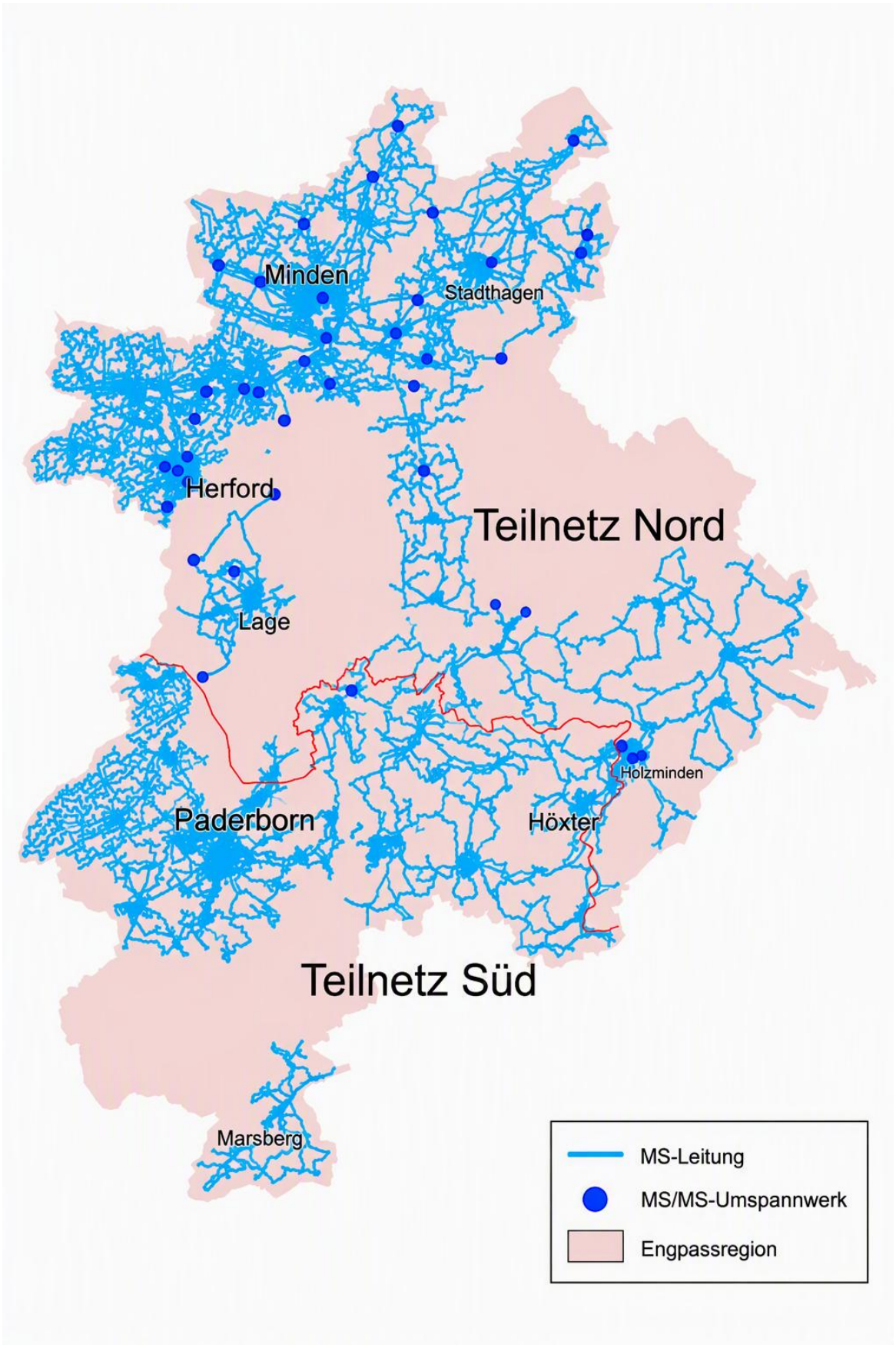


Abbildung 2: Mittelspannungsnetz der Westfalen Weser Netz

MS/NS-Umspannwerke im Netzgebiet der Westfalen Weser Netz

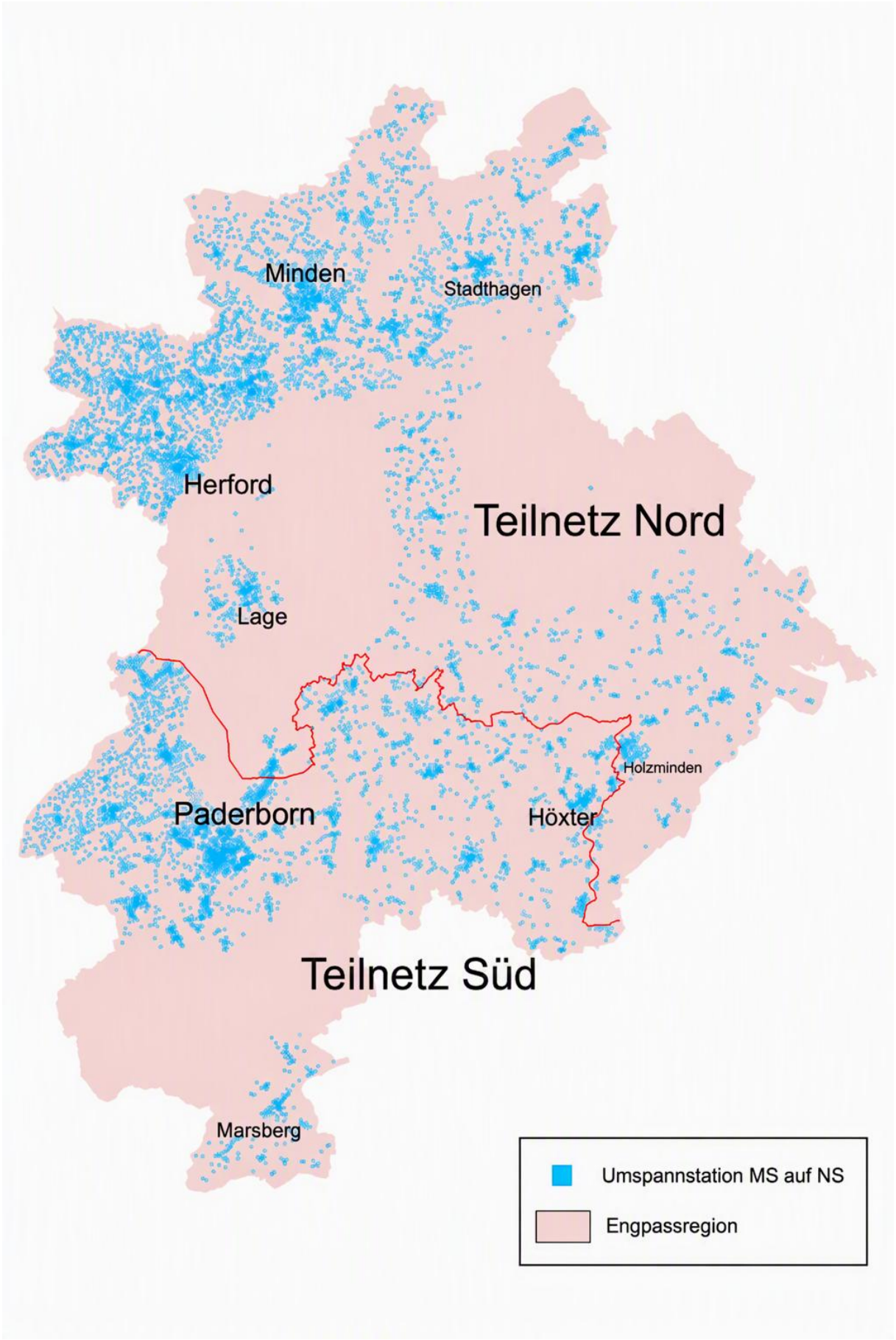


Abbildung 3: MS/NS-Umspannstationen im Netzgebiet der Westfalen Weser Netz

2 Planungsgrundlagen

2.1 Regionalszenario 2025 der Planungsregion Mitte

Zur Abstimmung der Netzausbauplanung kommen die Stromverteilnetzbetreiber in sechs Planungsregionen zusammen und veröffentlichen für jede Planungsregion alle zwei Jahre ein Regionalszenario auf VNBdigital. Die Prognosen zu Erzeugung und Verbrauch im Regionalszenario bilden die gemeinsame Grundlage für die Netzausbaupläne der einzelnen Netzbetreiber.

Dieser Netzausbauplan basiert auf dem Regionalszenario 2025 der Planungsregion Mitte.
Als Ausgangsbasis dient das Jahr 2024, für das die Daten des Regionalszenarios die Last- und Einspeisesituation im Bestand abbilden. Zum Stichtag 31.12.2024 waren rund 86.000 regenerative Erzeugungsanlagen mit einer installierten Gesamtleistung von ca. 3.300 MW an das Stromnetz der Westfalen Weser Netz angeschlossen. Der Großteil der installierten Leistung entfiel auf Windkraftanlagen (1.489 MW) und Photovoltaikanlagen (1.610 MW). Bis 2045 wird in der Windenergie ein Zuwachs von ca. 2.440 MW und in der Photovoltaik ein Zuwachs von ca. 5.750 MW erwartet. In der Windenergie wird der größte Anteil davon schon bis 2035 realisiert sein, während die Prognosen zum Solarenergiezuwachs eher linear verlaufen.
Lastseitig ist zu beachten, dass im Regionalszenario ausschließlich die konventionelle Last unter Berücksichtigung von Gleichzeitigkeitsfaktoren ermittelt wurde. Die aktuell angesetzte konventionelle Last von 961 MW stellt somit die gleichzeitig auftretende Bezugsleistung dar und bildet einen wesentlichen Teil der im Regionalszenario ausgewiesenen Last. Neben der konventionellen Last stellen Wärmepumpen mit 203 MW und die Elektromobilität mit 433 MW weitere relevante Verbrauchsbereiche dar, die in der Zukunft an Bedeutung zunehmen werden. Besonders die E-Mobilität nimmt bis 2045 um rund 6 GW an installierter Leistung zu, aber auch die konventionelle Last sowie die Wärmepumpen haben je einen Anstieg von ca. 600 MW zu erwarten. Als Bedarf für zentrale Wärmelösungen addieren sich noch in etwa weitere 400 MW bis 2045 hinzu.
Das Netz wird darüber hinaus noch durch Speicher belastet, welche zurzeit nicht netzdienlich betrieben werden. Laut Regionalszenario liegt bei diesen der Fokus momentan noch auf Kleinbatteriespeichern mit einer Summe von 197 MW. Bis 2045 wächst die Leistung der Kleinbatteriespeicher um ca. 1.300 MW, die Leistung der Großbatteriespeicher sogar um ca. 1.500 MW.

Regionalszenario 2025 der Planungsregion Mitte
Auf das Versorgungsgebiet der Westfalen Weser Netz entfallende Leistung in MW

	Bestand (2024)	2030	2035	2045
Photovoltaik auf oder an Gebäuden (MWp)	**1.330**	**2.187**	**3.182**	**4.808**
Photovoltaik Freifläche (MWp)	**280**	**841**	**1.482**	**2.557**
Windenergie an Land	**1.489**	**2.747**	**3.794**	**3.928**
Sonstige erneuerbare Erzeugung	**198**	**192**	**201**	**207**

	Bestand (2024)	2030	2035	2045
Konventionelle Kraftwerke	**189**	**182**	**165**	**142**
Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	**203**	**469**	**644**	**838**
Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	**12**	**92**	**190**	**392**
Elektromobilität	**433**	**2.516**	**4.423**	**6.361**
Konventionelle Last (umfasst Haushalte, Gewerbe, Handel, Industrie, Landwirtschaft)	**961**	**1.280**	**1.553**	**1.567**
Stand-alone Rechenzentren	**0**	**6**	**18**	**18**
Elektrolyseure	**0**	**18**	**23**	**48**
Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	**197**	**627**	**1.003**	**1.456**
Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	**18**	**788**	**1.449**	**1.538**
Pumpspeicher	**0**	**0**	**10**	**20**
Gesamt:	**5.310**	**11.946**	**18.138**	**23.878**

Tabelle 1: Regionalszenario 2025 der Planungsregion Mitte

2.2 Voraussichtliche Entwicklung der Versorgungsaufgabe

2.2.1 Aktuelle Versorgungsaufgabe auf Grundlage des Regionalszenarios 2025

Die Aufteilung der jeweiligen Last- und Einspeisekategorien auf die verschiedenen Netzebenen ist relevant, um zu verstehen, welche Technologien auf welche Netzebenen einen besonders starken Einfluss haben.
Bei dieser Aufteilung wurden die nachgelagerten VNBs im Teilnetz Nord mit ihren jeweiligen Leistungen denjenigen Netzebenen zugeordnet, in denen die Übergabepunkte zu Westfalen Weser Netz liegen. Dadurch kann es beispielsweise dazu kommen, dass Aufdach-Photovoltaikanlagen im eigenen Netz nahezu ausschließlich der Niederspannung (NS) zugeordnet werden, gleichzeitig jedoch hohe Leistungen auf der Umspannebene von Hochspannung (HS) auf Mittelspannung (MS) ausgewiesen werden.

- **Niederspannung und Umspannung MS/NS**

Die NS und die Umspannung von MS auf NS sind bei der Einspeisung nahezu ausschließlich durch Aufdach-Photovoltaikanlagen geprägt, die dort den dominierenden Einspeisetreiber darstellen. Auf der Bezugsseite dominiert hingegen die konventionelle Last. Darüber hinaus sind in diesen Netzebenen aufgrund der Vielzahl angeschlossener Haushalte auch Wärmepumpen und Wallboxen zur Ladung von Elektrofahrzeugen von Bedeutung. Zudem können die vielen Kleinbatteriespeicher in der

NS aufgrund ihrer fehlenden netzdienlichen Auslegung zu einer zusätzlichen Belastung des Netzes führen, da ihr Lade- und Entladeverhalten nicht auf die Anforderungen des Stromnetzes abgestimmt ist. Beide Teilnetzgebiete erzeugen in etwa dieselbe Energiemenge über diese Netzebenen, jedoch bezieht das Teilnetz Nord bei der konventionellen Last einen wesentlich höheren Anteil der Leistung.

- **Mittelspannung**

Die Einspeisung auf der Mittelspannungsebene wird maßgeblich durch die Windenergie geprägt. Dabei weist das einspeisegetriebene Teilnetz Süd mit einer installierten Windenergieleistung von rund 850 MW ein besonders hohes Potenzial auf, während die Windenergieleistung im Teilnetz Nord deutlich geringer ausfällt, jedoch ebenfalls eine relevante Rolle spielt. Die installierte Solarleistung ist hingegen in beiden Teilnetzen in etwa vergleichbar, wobei auf dieser Netzebene auch die meisten Freiflächen-Photovoltaikanlagen angeschlossen sind. Zusammen mit Rückspeisungen aus der NS sind Wind- und Solarenergie somit die maßgeblichen Treiber der Einspeisung auf der MS-Ebene.
Beim Bezug nimmt die Bedeutung von Wärmepumpen ab der MS deutlich ab, wobei sie noch indirekt durch Rückwirkungen aus der NS zum Tragen kommt. Ladeparks für E-Mobilität sind in der aktuellen Situation schon durchaus üblich, insgesamt nimmt jedoch auch die Bedeutung der E-Mobilität für die MS im Vergleich zur NS etwas ab. Die konventionelle Last stellt somit weiterhin den maßgeblichen Treiber des Bezugs auf der MS-Ebene dar, wobei ein größerer Anteil auf das lastgetriebene Teilnetz Nord entfällt.

- **Umspannung HS/MS**

Auf der Umspannebene HS/MS sind die meisten der nachgelagerten VNBs des Teilnetzes Nord angeschlossen. Dies bewirkt einen noch verstärkten Einfluss der Treiber aus nachgelagerten Netzebenen auf diese Umspannebene auf das Teilnetz Nord. Darüber hinaus sind es vor allem Windparks, vorrangig im Teilnetz Süd, oder große Industriewerke, welche einen Direktanschluss an einem UW erhalten und dieser Ebene zugeordnet sind.

- **Hochspannung**

Die Hochspannung, welche nur im Teilnetz Nord betrieben wird, ist als oberste Netzebene von den Treibern der nachgelagerten Netzebenen in gleicher Weise abhängig. Ein Weiterverteiler ist hier angeschlossen, ebenso 2 konventionelle Kraftwerke.

Aktuelle Versorgungsaufgabe

Aufteilung der Bestandswerte aus dem Regionalszenario 2025 auf die Netzebenen in MW

	UW HöS/HS	HS	UW HS/MS	MS	UW MS/NS	NS
Photovoltaik auf oder an Gebäuden (MWp)	-	14	219	101	58	939
Photovoltaik Freifläche (MWp)	-	1	18	247	13	0
Windenergie an Land	-	0	284	1.205	0	1

	UW HöS/HS	HS	UW HS/MS	MS	UW MS/NS	NS
Sonstige erneuerbare Erzeugung	-	8	51	134	1	5
Konventionelle Kraftwerke	-	55	58	64	0	11
Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	-	0	19	9	8	167
Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	-	0	8	4	0	0
Elektromobilität	-	0	41	77	13	301
Konventionelle Last (umfasst Haushalte, Gewerbe, Handel, Industrie, Landwirtschaft)	-	20	179	315	49	397
Stand-alone Rechenzentren	-	0	0	0	0	0
Elektrolyseure	-	0	0	0	0	0
Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	-	0	37	28	13	118
Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	-	0	18	0	0	0
Pumpspeicher	-	0	0	0	0	0
Gesamt:	-	99	932	2.184	156	1.939

Tabelle 2: Aktuelle Versorgungsaufgabe

2.2.2 Voraussichtliche Versorgungsaufgabe T+5, T+10 und 2045

Die zukünftige Entwicklung der Last- und Einspeisekategorien auf den verschiedenen Netzebenen baut grundsätzlich auf der aktuellen Versorgungsaufgabe auf. Die wesentlichen Treiber bleiben dabei voraussichtlich weitgehend bestehen, während sich ihre installierten Leistungen und ihre Bedeutung für die einzelnen Netzebenen im Zuge des Ausbaus erneuerbarer Energien und der zunehmenden Elektrifizierung verändern. Während der Ausbau bei den meisten Technologien über die betrachteten Zeiträume weitgehend kontinuierlich verläuft, ist bei der Windenergie, der konventionellen Last und den Großbatteriespeichern ab etwa 2035 mit einer deutlichen Verlangsamung des Zuwachses zu rechnen. Dies wirkt sich insbesondere auf diejenigen Netzebenen aus, in denen diese Kategorien maßgebliche Treiber darstellen. Besonders bei der Windenergie wird in den kommenden Jahren ein starker Anstieg vermutet, der sich abflacht, sobald die attraktivsten Standorte zunehmend erschlossen sind. Die folgenden Abschnitte betrachten die prognostizierten Entwicklungen zusammenfassend und stellen dabei sowohl die fortbestehenden Merkmale der aktuellen Versorgungsaufgabe als auch die wesentlichen Veränderungen gegenüber dem heutigen Zustand dar.

- **Niederspannung und Umspannung MS/NS**

In der NS und auf der Umspannebene MS/NS wird die Einspeisung voraussichtlich weiterhin von Aufdach-Photovoltaikanlagen dominiert. Mit dem fortschreitenden Ausbau der Photovoltaik ist insbesondere langfristig von einer enormen Zunahme auf 360 % der derzeitigen installierten Leistung in der NS auszugehen. Gleichzeitig dürfte die Bedeutung von Wärmepumpen und Wallboxen auf der Bezugsseite weiter steigen, da die Elektrifizierung der Wärmeversorgung und des Verkehrs zunehmend voranschreitet. Insbesondere die Elektromobilität wird voraussichtlich zu einem deutlichen Anstieg der Bezugsleistung führen. Bis 2045 wird hierfür eine zusätzliche installierte Leistung von rund 3.500 MW allein in der NS unseres Netzes prognostiziert. Auch Kleinbatteriespeicher werden voraussichtlich weiter an Bedeutung gewinnen. Ihr Einfluss auf den Netzbezug und die Einspeisung hängt dabei wesentlich von ihrem Betriebsverhalten und ihrer netzdienlichen Einbindung ab. Die grundsätzliche Verteilung der Versorgungsaufgabe auf die beiden Teilnetze dürfte zunächst ähnlich bleiben, wobei sich geringe Unterschiede in der Entwicklung der einzelnen Last- und Einspeisekategorien ergeben können.

- **Mittelspannung**

Auf der MS-Ebene wird die Einspeisung voraussichtlich weiterhin vor allem durch Windenergie und Photovoltaik bestimmt. Dabei dürfte das Teilnetz Süd aufgrund der bereits heute hohen installierten Windenergieleistung auch in den zukünftigen Betrachtungszeiträumen eine herausgehobene Rolle einnehmen. Die Solarenergie dürfte in beiden Teilnetzen weiterhin einen wesentlichen Beitrag leisten, wobei insbesondere Freiflächen-Photovoltaikanlagen auf dieser Netzebene enorm zunehmen. Deren installierte Leistung steigt voraussichtlich von 244 MWp auf 2086 MWp im Jahr 2045 in der MS an. Aber auch Rückspeisungen aus der NS werden aufgrund steigender dezentraler Erzeugung immer zentraler. Auf der Bezugsseite bleibt die konventionelle Last ein wesentlicher Treiber. Gleichzeitig gewinnt die Elektromobilität durch den fortschreitenden Ausbau der Ladeinfrastruktur zunehmend an Bedeutung und etabliert sich neben der konventionellen Last als zweiter wesentlicher Treiber des Bezugs. Die damit einhergehenden zusätzlichen Leistungsanforderungen können insbesondere auf der Mittelspannungsebene einen erheblichen Einfluss auf den zukünftigen Netzausbau haben. Der elektrische Leistungsbedarf zentraler Wärmelösungen wird bis 2045 voraussichtlich ebenfalls zunehmen und auf der MS-Ebene einen Zuwachs von rund 300 MW erreichen, bleibt damit jedoch deutlich hinter den übrigen maßgeblichen Bezugstreibern zurück. Die grundsätzlichen Unterschiede zwischen dem stärker einspeisegetriebenen Teilnetz Süd und dem stärker lastgeprägten Teilnetz Nord dürften damit zunächst erhalten bleiben.

- **Umspannung HS/MS**

Die Umspannebene HS/MS ist wesentlich durch den Einfluss der nachgelagerten Netzebenen geprägt, insbesondere im Teilnetz Nord aufgrund der dort angeschlossenen nachgelagerten VNBs. Bereits genannte Veränderungen bei der dezentralen Erzeugung und beim Verbrauch in der NS und MS wirken sich damit auch auf die Versorgungsaufgabe dieser Umspannebene aus. Darüber hinaus dürften Windparks, insbesondere im Teilnetz Süd, sowie große Industriebetriebe mit Direktanschluss an einem Umspannwerk weiterhin eine wichtige Rolle spielen, da beide Kategorien bereits in naher Zukunft an Leistung zunehmen und vor allem lokal erhebliche Auswirkungen auf den Netzausbau haben können. Auch Großbatteriespeicher, deren installierte Leistung bislang nur eine untergeordnete Rolle

spielt, gewinnen auf dieser Netzebene künftig deutlich an Bedeutung. Bis 2035 wird ein Ausbau auf eine Leistung von rund 1.450 MW prognostiziert, womit ein Großteil des erwarteten Zubaus bereits in diesem Zeitraum erreicht sein dürfte. Ihr Einfluss auf die Versorgungsaufgabe hängt dabei insbesondere von ihrem Anschluss an das Netz sowie ihrem Lade- und Entladeverhalten ab. Mit dem fortschreitenden Ausbau erneuerbarer Energien und einer zunehmenden Elektrifizierung industrieller Prozesse können sich sowohl die Einspeise- als auch die Bezugsleistungen langfristig verändern. Die konkrete Entwicklung hängt dabei insbesondere von den regionalen Ausbauplanungen und der Ansiedlung zusätzlicher Großverbraucher ab.

- **Hochspannung**

Die HS-Ebene im Teilnetz Nord ist als oberste betrachtete Netzebene wesentlich von den Leistungsflüssen der nachgelagerten Netzebenen abhängig. Die zukünftige Entwicklung der dortigen Versorgungsaufgabe wird daher insbesondere durch Veränderungen der Last- und Einspeisestrukturen in den unterlagerten Netzen beeinflusst. Leistungszuwächse sind auf der HS-Ebene zwar seltener zu erwarten, jedoch können einzelne Großverbraucher oder Erzeugungsanlagen mit direktem HS-Anschluss erhebliche Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf haben. Aufgrund dieser schwer vorhersehbaren Einzelentwicklungen sind die Prognosen für den Ausbaubedarf der HS-Ebene mit entsprechenden Unsicherheiten behaftet und daher vorsichtig zu interpretieren. Unabhängig davon ist infolge der zunehmenden dezentralen Erzeugung und der fortschreitenden Elektrifizierung mit deutlichen Veränderungen der Leistungsflüsse auf der HS-Ebene zu rechnen.

Für bislang nicht genannte Last- und Einspeisekategorien erwartet die Westfalen Weser Netz keinen signifikanten Zuwachs im Vergleich zum Status quo. Entsprechende Zahlen können dem Regionalszenario entnommen werden.

3 Netzdimensionierende Netzausbauplanung

Das Verteilnetz der Westfalen Weser Netz wird so geplant, dass im Normalbetrieb die technischen Randbedingungen Betriebsmittelbelastung, zulässiges Spannungsband, Spannungsqualität und Kurzschlussleistung eingehalten werden können und eine sichere Versorgung gewährleistet ist. Darüber hinaus werden bei der Planung im Rahmen der Netzsicherheitsberechnungen auch Ausfallszenarien berücksichtigt.

Der netzdimensionierende Ausbaubedarf umfasst alle Maßnahmen, die erforderlich sind, um die bestehenden und zukünftigen Anforderungen an das Verteilnetz zu erfüllen und die Einhaltung der technischen Randbedingungen sicherzustellen. Er ergibt sich insbesondere aus einem steigenden Leistungsbedarf, veränderten Einspeisestrukturen sowie aus der Notwendigkeit, die Versorgungssicherheit und Netzstabilität auch unter zukünftigen Rahmenbedingungen zu gewährleisten. Der daraus resultierende Ausbaubedarf wird den nachfolgenden Kategorien zugeordnet.

- Neubau

Der Neubau umfasst die Errichtung zusätzlicher Netzinfrastruktur zur Erweiterung des Versorgungsnetzes, beispielsweise im Zuge der Erschließung neuer Bau- und Versorgungsgebiete oder zur Deckung eines zusätzlichen Netzbedarfs.

- Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität

Diese Kategorie umfasst den Ersatz bestehender Betriebsmittel, der mit einer Erhöhung der Übertragungskapazität gegenüber dem bisherigen Zustand einhergeht, um zukünftige Netzanforderungen zu erfüllen.

- Netzoptimierung und -verstärkung

Netzoptimierungs- und -verstärkungsmaßnahmen dienen der besseren Ausnutzung vorhandener Netzstrukturen sowie der gezielten Erhöhung ihrer Leistungsfähigkeit, um Netzengpässe zu beseitigen und die Einhaltung der technischen Randbedingungen sicherzustellen.

3.1 Hochspannung

Für die Dimensionierung des 110-kV-Netzes wird die zeitgleiche Jahresmaximallast in der jeweiligen Netzgruppe zugrunde gelegt, wobei ebenfalls die historische Entwicklung über die vergangenen Jahre als Indiz für eine Entwicklungstendenz mitberücksichtigt wird.
Das 110-kV-Netz wird bei Ausfall eines Betriebsmittels, auch als (n-1)-Fall bezeichnet, unterbrechungsfrei betrieben. So wird gewährleistet, dass es sowohl im Hochlastfall als auch im Einspeisefall bei einem einfachen Ausfall im 110-kV-Netz nicht zu unzulässigen Versorgungsausfällen kommt.
Ein großer Teil unserer Verteilnetze – insbesondere in der 110-kV-Netzebene – ist aufgrund der Struktur und Kundenanforderungen so aufgebaut worden, dass sogar der n-2-Sicherheitsgrundsatz eingehalten werden kann.
Auf Basis der aktuellen Anforderungen sowie der Prognosen an zukünftige Entwicklungen von Lasten und Einspeisern werden die Netzstrukturen von Westfalen Weser Netz fortlaufend und iterativ einer langfristigen Planung unterzogen. Das 110-kV-Netz wird hierbei in zwei Netzgebiete unterteilt (Netzgebiet Hameln und Netzgebiet Minden), da beide 110-kV-Netze getrennt betrieben werden und lediglich situativ und/oder bei Bedarf miteinander verschaltet werden. Diese beiden Netzgebiete sind nicht mit den ausgewiesenen Teilnetzen zu verwechseln und sind beide vollständig im Teilnetz Nord enthalten. Bei der Überprüfung der Zielnetzstrukturen werden im Wesentlichen 4 Schritte durchlaufen:

- Schritt 1: Erstellung räumlich aufgelöster Prognosen zur Entwicklung der Einflussfaktoren auf der Verbrauchs- und Einspeiseseite. Zu den wesentlichen Treibern auf der Verbrauchsseite zählen konventionelle Lasten, Elektromobilität und Wärmeversorgung durch Strom. Auf der Einspeiseseite wird die Entwicklung der erneuerbaren Energien differenziert nach den Technologien Photovoltaik-Aufdach, Photovoltaik-Freifläche und Windenergie betrachtet. Grundlage bilden die Prognosen des Regionalszenarios der Planungsregion Mitte, dessen weitere Kategorien ebenfalls berücksichtigt und dessen Daten räumlich weiter regionalisiert werden.
- Schritt 2: Bestimmung der zeitgleichen Last- und/oder Rückspeisebeiträge. Hierzu werden die Verbrauchscharakteristiken der verschiedenen Verbrauchertypen und die Einspeisecharakteristiken der verschiedenen EE-Typen wie auch die etwaige Nutzung des Einspeisemanagements berücksichtigt.
- Schritt 3: Berechnung des aktuellen Netzes (Grundlastfluss und n-1 Betrachtung) inkl. Betrachtung der Betriebsmittelbelastung, zulässiges Spannungsband, Spannungsqualität und Kurzschlussleistung
- Schritt 4: Ableitung geeigneter Ausbau- und Umbaumaßnahmen zur Behebung prognostizierter Netzengpässe unter Anwendung des NOVA-Prinzips (Netzoptimierung vor Netzverstärkung vor Netzausbau).

Bei einer großen Zahl verteilter Erzeugungsanlagen ist die Gleichzeitigkeit der eingespeisten Leistungen zu beachten. Westfalen Weser Netz nutzt hier unterschiedliche Gleichzeitigkeitsfaktoren in Abhängigkeit der betrachteten Netzebene und der jeweiligen Anlagenart.

Eine wesentliche Herausforderung für die Hochspannungsnetzplanung ist der insgesamt hohe Umfang der erforderlichen Netzausbaumaßnahmen. Die Vielzahl parallel zu planender und umzusetzender Projekte stellt insbesondere vor dem Hintergrund begrenzter personeller Ressourcen eine erhebliche Herausforderung dar. Hinzu kommt die Integration neuer Umspannwerke in das bestehende Hochspannungsnetz. Insbesondere die Anbindung der neuen HöS/HS-Umspannwerke Bechterdissen und Ovenstädt erfordert eine entsprechende Erweiterung der Netzinfrastruktur innerhalb eines engen Zeitrahmens.

Flächendeckende oder systematische Verzögerungen bei der Umsetzung der Netzausbauplanung sind derzeit nicht festzustellen. Im Einzelfall können sich jedoch durch langwierige Genehmigungsverfahren und die eingeschränkte Verfügbarkeit geeigneter Dienstleister Verzögerungen ergeben.

Hinsichtlich der Energieeffizienz und Nachfragesteuerung werden Möglichkeiten zur effizienteren Nutzung bestehender Netzkapazitäten und zur Begrenzung von Lastspitzen untersucht. Konkrete Flexibilitätsmaßnahmen befinden sich teilweise noch in der Prüfung und Erprobung, sodass deren Potenziale und Einsatzmöglichkeiten derzeit noch nicht abschließend bewertet werden können.

Die einzelnen Maßnahmen sowie deren Anzahl und Kosten je Netzebene sind dem auf VNBdigital veröffentlichten Maßnahmenplan sowie dem aggregierten Ausbaubedarf zu entnehmen. Eine aggregierte Übersicht des Ausbaubedarfs ist auch in der nachfolgenden Tabelle dargestellt.
Dabei wurden die HS-Komponenten, die sich in HöS/HS-Umspannwerken befinden, der Netzebene HS zugeordnet, weil Westfalen Weser Netz die HöS/HS Netzebene nicht betreibt.

Netzdimensionierende Ausbauplanung Hochspannung

inkl. Höchst- auf Hochspannung sowie Hoch- auf Mittelspannung

Zeitraum	Maßnahme	geschätzte Menge	erwarteter Ausbaubedarf
2025 bis 2030 (T+5)	NE 2: HöS/HS UW	0 [UW]	0 [Mio. Euro]
	NE 3: HS-Leitungen	102 [km]	190,8 [Mio. Euro]
	NE 4: HS/MS UW	57 [UW]	96,4 [Mio. Euro]
2031 bis 2035 (T+10)	NE 2: HöS/HS UW	0 [UW]	0 [Mio. Euro]
	NE 3: HS-Leitungen	105 [km]	348,5 [Mio. Euro]
	NE 4: HS/MS UW	29 [UW]	71,6 [Mio. Euro]
2036 bis 2045 (Zielnetz)	NE 2: HöS/HS UW	0 [UW]	0 [Mio. Euro]
	NE 3: HS-Leitungen	431 [km]	1.015,7 [Mio. Euro]
	NE 4: HS/MS UW	53 [UW]	200,9 [Mio. Euro]

Neubau, Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität, Netzoptimierung und -verstärkung

Tabelle 3: Netzdimensionierende Ausbauplanung Hochspannung

3.2 Mittel- bis Niederspannung

Für die Planung der Mittel- und Niederspannungsnetze der Westfalen Weser Netz liegt eine Vielzahl an technischen Vorgaben und Richtlinien vor. Diese berücksichtigen die allgemein anerkannten Regeln der Technik und beinhalten zudem Spezifikationen und Besonderheiten des Netzes von Westfalen Weser Netz.

Bei der Ausbauplanung für die MS- und NS-Netze spielt die Betrachtung der Gleichzeitigkeit eine große Rolle. Hier nutzt Westfalen Weser Netz Gruppengleichzeitigkeitsfaktoren, welche neben dem Netzteilnehmertyp (z. B. Haushalt, Ladesäule, PV-Anlage, …) auch die Anzahl der Netzteilnehmer des jeweiligen Typs berücksichtigt. Der Gleichzeitigkeitsfaktor ist definiert als das Verhältnis der maximal auftretenden gleichzeitigen Leistungen zur Summe der einzelnen maximalen Leistung.
Für die Niederspannung werden die Gleichzeitigkeitsfaktoren für jedes Betriebsmittel individuell anhand der Anzahl und Art der jeweils relevanten Netzteilnehmer ermittelt. Auf dieser Grundlage wird die höchste Auslastung im Jahresverlauf bestimmt, die als Ausgangspunkt für die Netzausbauplanung dient. Die für die kommenden Jahre prognostizierten Veränderungen des Last- und Einspeiseverhaltens werden auf Basis individueller Prognosen für die einzelnen Netzteilnehmer ermittelt und entsprechend ihrer räumlichen Verteilung im Netz berücksichtigt. Die Ausbauplanung selbst beruht dann auf automatisierten Vergleichen verschiedener Möglichkeiten zur Behebung der berechneten Engpässe, von denen dann die kostengünstigste Maßnahme ausgewählt wird, die den Engpass langfristig behebt.
Für die überlagerten Netzebenen werden die Netzteilnehmer der unterlagerten Niederspannungsnetze aggregiert und wiederum für jeden Netzteilnehmertyp ein Gleichzeitigkeitsfaktor ermittelt.
Die wesentlichen Einspeiser, die die meiste Leistung ausmachen, sind Windkraft- und Photovoltaikanlagen. Auf der Verbrauchsseite dominieren Wärmepumpen, Elektromobilität und konventionelle Lasten aus Haushalten, Gewerbe, Handel, Industrie und Landwirtschaft. Auch Kleinbatteriespeicher gewinnen zunehmend an Bedeutung und sind insbesondere in der Niederspannungsebene verstärkt zu berücksichtigen.

Eine wesentliche Herausforderung für das Gesamtnetz stellt das starke Wachstum der dezentralen Erzeugungsanlagen dar. Die zunehmende Einspeisung aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen führt zu größeren Schwankungen der Netzspannung und erschwert damit die Einhaltung des zulässigen Spannungsbandes. Regelbare Ortsnetztransformatoren können dazu beitragen, diesen Herausforderungen zu begegnen. Deren flächendeckender Rollout stellt jedoch angesichts des damit verbundenen Investitions- und Personalbedarfs eine zusätzliche Herausforderung dar.
Darüber hinaus können nicht netzdienlich betriebene Batteriespeicher aufgrund ihrer hohen Lade- und Entladeleistungen zusätzliche Netzbelastungen verursachen. Eine weitere Herausforderung ergibt sich aus Engpässen in den vorgelagerten Netzebenen, die insbesondere den Anschluss größerer Erzeugungsanlagen erschweren oder verzögern können.

Flächendeckende Verzögerungen bei der Netzausbauplanung oder -umsetzung sind derzeit nicht festzustellen. Aufgrund des insgesamt hohen Ressourcenbedarfs kommt es jedoch vereinzelt zu Verzögerungen bei einzelnen Vorhaben. Darüber hinaus können Engpässe in vorgelagerten Netzebenen den Anschluss größerer Anlagen erschweren und sich entsprechend auf deren Realisierung auswirken.

Zur effizienteren Nutzung der vorhandenen Netzkapazitäten kommt insbesondere der Erschließung und Nutzung netzdienlicher Flexibilitäten eine wachsende Bedeutung zu. Hierzu zählen beispielsweise der gezielte Einsatz von netzdienlichen Speichern zur Begrenzung von Lastspitzen sowie flexible Netzanschlussvereinbarungen, durch die Einspeise- und Bezugsleistungen situationsabhängig an die jeweilige Netzsituation angepasst werden können. Die konkreten Einsatzmöglichkeiten, die technische Umsetzbarkeit und die Wirtschaftlichkeit entsprechender Maßnahmen werden derzeit weiter untersucht und sollen unter anderem im Rahmen von Pilotprojekten erprobt werden.

Die einzelnen Maßnahmen sowie deren Anzahl und Kosten je Netzebene sind dem auf VNBdigital veröffentlichten Maßnahmenplan sowie dem aggregierten Ausbaubedarf zu entnehmen. Eine aggregierte Übersicht des Ausbaubedarfs ist auch in der nachfolgenden Tabelle dargestellt.
MS/MS Umspannwerke sind dabei der Mittelspannungsebene zuzuordnen; ihre Anzahl wird daher nicht berücksichtigt.

Netzdimensionierende Ausbauplanung Mittel- bis Niederspannung

Zeitraum	Maßnahme	geschätzte Menge	erwarteter Ausbaubedarf
2025 bis 2030 (T+5)	NE 5: MS-Leitungen	728 [km]	191,3 [Mio. Euro]
	NE 6: MS/NS UW	1.511 [UW]	63,8 [Mio. Euro]
	NE 7: NS-Leitungen	853 [km]	155,8 [Mio. Euro]
2031 bis 2035 (T+10)	NE 5: MS-Leitungen	439 [km]	120,4 [Mio. Euro]
	NE 6: MS/NS UW	1.480 [UW]	56,1 [Mio. Euro]
	NE 7: NS-Leitungen	511 [km]	100,1 [Mio. Euro]
2036 bis 2045 (Zielnetz)	NE 5: MS-Leitungen	889 [km]	220,7 [Mio. Euro]
	NE 6: MS/NS UW	3.184 [UW]	143,4 [Mio. Euro]
	NE 7: NS-Leitungen	1.597 [km]	269,5 [Mio. Euro]

Neubau, Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität, Netzoptimierung und -verstärkung
Tabelle 4: Netzdimensionierende Ausbauplanung Mittel- bis Niederspannung

4 Nicht netzdimensionierender Ausbaubedarf

Neben dem netzdimensionierenden Ausbaubedarf entstehen im Netzbetrieb weitere Maßnahmen, die unabhängig von einer Erhöhung der Netzkapazität erforderlich sind. Dazu zählen insbesondere der altersbedingte Ersatz bestehender Betriebsmittel, der Rückbau nicht mehr benötigter Anlagen sowie gegebenenfalls erforderliche Maßnahmen zur Altlastenentsorgung. Diese Maßnahmen sind wesentlich, um die langfristige Betriebssicherheit zu gewährleisten, gesetzliche Anforderungen einzuhalten oder die bestehende Netzinfrastruktur ordnungsgemäß zu erhalten.
Rückbaumaßnahmen sowie Altlastentsorgung sind von der Westfalen Weser Netz derzeit nicht vorgesehen, können sich jedoch durch regionale Besonderheiten ergeben und werden nicht völlig

ausgeschlossen. Der nicht netzdimensionierende Ausbaubedarf umfasst somit ausschließlich den altersbedingten Ersatz bestehender Betriebsmittel im Verhältnis 1:1. Die Ersatzplanung verfolgt dabei das Ziel, die Lebensdauer des Gesamtnetzes so zu steuern, dass ein wirtschaftlich optimales Alter nicht überschritten wird.
Aufgrund der unterschiedlichen Altersstrukturen und Nutzungsdauern der einzelnen Betriebsmittel kann der daraus resultierende Ersatzbedarf zeitlich variieren und zu unterschiedlich hohen Belastungen des Netzausbaus in dieser Kategorie führen. Um ausgeprägte Bedarfsspitzen zu vermeiden und den Ersatzbedarf möglichst gleichmäßig über die Zeit zu verteilen, werden Betriebsmittel im Rahmen einer vorausschauenden Planung bereits vor Erreichen ihrer maximal angesetzten Lebensdauer ausgetauscht. Dabei wird ein angemessenes Verhältnis zwischen der frühzeitigen Erneuerung und einer wirtschaftlich sinnvollen Nutzung der bestehenden Betriebsmittel gewahrt.

Es ist nicht unwahrscheinlich, dass der Ersatz von Betriebsmitteln im Zuge einer Vereinheitlichung des Betriebsmittelbestands mit einer Erhöhung der Übertragungskapazität einhergeht und somit keinen reinen 1:1-Ersatz darstellt. Sofern die bisherige Kapazität gemäß Netzplanung weiterhin ausreichend gewesen wäre und der Ersatz ausschließlich altersbedingt erfolgt, werden die Maßnahmen dennoch dieser Kategorie zugeordnet. Die durch die Kapazitätserhöhung entstehenden Mehrkosten werden hingegen dem Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität zugewiesen.
Muss beispielsweise das Gebäude einer Ortsnetzstation zur Umspannung von Mittel- auf Niederspannung altersbedingt ersetzt werden, werden die damit verbundenen hohen Kosten nach diesem Prinzip dem reinen Ersatz zugeordnet. Dies gilt auch dann, wenn im Zuge der Erneuerung ein Transformator mit höherer Bemessungsscheinleistung installiert wird. Lediglich die vergleichsweise geringen Kosten für den leistungsstärkeren Transformator einschließlich seiner Montage werden dem Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität zugewiesen.
In der Hochspannung erfolgt der Ersatz grundsätzlich mit einer Erhöhung der Übertragungskapazität. Daher entfällt in diesem Bereich die Kategorie des reinen Ersatzes. Ausnahmen in den aggregierten Summen kommen hierbei zustande, wenn z.B. eine HS-Schaltanlage ohne Erhöhung der Übertragungskapazität erneuert wird und die Maßnahme der HS zugewiesen wurde.

Die einzelnen Maßnahmen sowie deren Anzahl und Kosten je Netzebene sind dem auf VNBdigital veröffentlichten Maßnahmenplan sowie dem aggregierten Ausbaubedarf zu entnehmen. Eine aggregierte Übersicht des Ausbaubedarfs ist auch in der nachfolgenden Tabelle dargestellt.

Nicht netzdimensionierende Ausbauplanung

Zeitraum	erwarteter Ausbaubedarf
2025 bis 2030 (T+5)	139,3 [Mio. Euro]
2031 bis 2035 (T+10)	119,3 [Mio. Euro]
2036 bis 2045 (Zielnetz)	306,8 [Mio. Euro]

Reiner Ersatz / Rückbau / Altlastentsorgung

Tabelle 5: Nicht netzdimensionierende Ausbauplanung

5 Bedarf an Systemdienstleistungen und Flexibilitätsdienstleistungen

Ein wesentlicher Aspekt der Netzplanung ist die Analyse der Spannungsverhältnisse und des daraus resultierenden Blindleistungsbedarfs. Aus netzplanerischer Sicht wird angenommen, dass der Blindleistungsstellbereich der Erzeugungsanlagen gemäß den Mindestanforderungen der TAR zur Einhaltung der Spannungsbänder genutzt werden kann. Da dieses Potential allein nicht ausreicht, werden vier zusätzliche 110-kV-Kompensationsspulen im Teilnetzgebiet Nord und eine im Teilnetzgebiet Süd eingesetzt. Über die Errichtung weiterer Kompensationsspulen im Teilnetzgebiet Süd wird derzeit beraten, da hier ein Anstieg des nicht gedeckten spannungshebenden Blindleistungsbedarfs prognostiziert wird.

Eine über die bisherigen Analysen hinausgehende belastbare Prognose des Bedarfs an System- und Flexibilitätsdienstleistungen sowie der Möglichkeiten zu dessen Deckung ist derzeit nur eingeschränkt möglich. Durch die inzwischen konkretisierten gesetzlichen Rahmenbedingungen bestehen hinsichtlich des Einsatzes netzdienlicher Flexibilitäten regulatorische Vorgaben. Offen ist weiterhin, inwieweit sich diese Regelungen in der praktischen Umsetzung bewähren und welche Auswirkungen sich daraus auf die Ermittlung des konkreten Bedarfs sowie die Verfügbarkeit und Wirtschaftlichkeit entsprechender Flexibilitätsdienstleistungen ergeben. Die hieraus resultierenden Möglichkeiten zur Deckung des Bedarfs werden daher im Rahmen weiterer Untersuchungen und praktischer Erprobungen fortlaufend bewertet.
In diesem Zusammenhang wird derzeit ein Pilotprojekt zum Einsatz netzdienlicher Speicher zur Kapazitätserweiterung durch Spitzenkappung gemäß § 11a EnWG geprüft. Der Projektstart wird voraussichtlich im Laufe des kommenden Jahres erfolgen. Ziel ist es, die Möglichkeiten des Speichereinsatzes zur Begrenzung von Lastspitzen und zur effizienteren Nutzung vorhandener Netzkapazitäten zu untersuchen.
Darüber hinaus wird der Einsatz dynamischer flexibler Netzanschlussvereinbarungen geprüft. Diese sollen künftig in Pilotprojekten erprobt werden, um ihre technische und betriebliche Umsetzbarkeit zu bewerten. Betrachtet werden dabei sowohl dynamische Anschlussvereinbarungen, bei denen die zulässige Einspeiseleistung zeitabhängig variiert, als auch die Möglichkeit einer Reduzierung des Strombezugs im n-1-Fall. Letztere zielt darauf ab, die Netzbelastung bei Ausfall eines Betriebsmittels zu begrenzen und dadurch die vorhandenen Netzkapazitäten effizienter zu nutzen.

6 Spitzenkappung nach § 11 Absatz 2 EnWG

Im Rahmen der Netzplanung gibt es die Option, dass mittels Spitzenkappung jährlich maximal eine Energie von 3 % der gesamten erzeugbaren Energie abgeregelt werden darf. Da bei der Planung eines zukünftigen Netzes nicht hinreichende Informationen zu verbauten Anlagenarten, den Umgebungsbedingungen und den lokalen Klimabedingungen vorliegen, kann gemäß dem FNN-Hinweis „Spitzenkappung - ein neuer planerischer Freiheitsgrad“ vom Februar 2017 eine Leistungsreduzierung der direkt im eigenen Netz angeschlossenen Erzeugungsanlagen angenommen werden.
Die Westfalen Weser Netz wendet das Instrument der Spitzenkappung derzeit nicht an. Für die Zukunft kann der punktuelle Einsatz der Spitzenkappung nicht ausgeschlossen werden.

7 Stellungnahmen

Vom 02.11.2026 bis zum 30.11.2026 besteht auf VNBdigital - Westfalen Weser Netz die Möglichkeit, eine Stellungnahme zum vorliegenden Netzausbauplan einzureichen.
Wir behalten uns das Recht vor, sachfremde oder unangemessene Stellungnahmen nicht zu veröffentlichen.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Hochspannungsnetz der Westfalen Weser Netz 6
Abbildung 2: Mittelspannungsnetz der Westfalen Weser Netz 7
Abbildung 3: MS/NS-Umspannstationen im Netzgebiet der Westfalen Weser Netz 8

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Regionalszenario 2025 der Planungsregion Mitte 10
Tabelle 2: Aktuelle Versorgungsaufgabe 12
Tabelle 3: Netzdimensionierende Ausbauplanung Hochspannung 16
Tabelle 4: Netzdimensionierende Ausbauplanung Mittel- bis Niederspannung 18
Tabelle 5: Nicht netzdimensionierende Ausbauplanung 19