Bericht zum Netzausbauplan 2026

nach § 14d EnWG

der ENERVIE Vernetzt GmbH

Stromverteilnetzbetreiber mit über 100.000 unmittelbar oder mittelbar angeschlossenen Kunden sind gemäß § 14d EnWG (Stand: 14. September 2026) zur Erstellung eines Netzausbauplans verpflichtet. Jeder betroffene Netzbetreiber veröffentlicht alle zwei Jahre einen Netzausbauplan für sein Netzgebiet. 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.

Im Netzausbauplan beschreibt der Netzbetreiber die konkreten Vorhaben, mit denen er in den nächsten fünf und zehn Jahren sein Netz optimieren, verstärken oder ausbauen will. Ausgangspunkt sind Übersichtsdarstellungen des bestehenden Hoch- und Mittelspannungsnetzes. Der Netzbetreiber beschreibt auch die wahrscheinlichen Anforderungen an sein Netz bis zum Jahr 2045, dem gesetzlichen Zieljahr der Klimaneutralität Deutschlands.

Dieser Netzausbauplan basiert auf dem Regionalszenario der Planungsregion West vom Januar 2025.

Impressum

ENERVIE Vernetzt GmbH
Lennestraße 2
58507 Lüdenscheid
Telefon: +49 (0) 23 51 5675-0

Sitz der Gesellschaft: Hagen

Handelsregistereintrag Amtsgericht Hagen: HRB 265

Umsatzsteuer-Identifikationsnummer: DE811245756

Geschäftsführer: Wolfgang Hinz, Henning Karl

Inhaltsverzeichnis

Impressum **3**

Abbildungs- und Tabellenverzeichnis **4**

Abkürzungsverzeichnis **5**

1 Einleitung **6**

1.1 Aktuelle Versorgungsaufgabe 6

2 Planungsgrundlagen **11**

2.1 Regionalszenario 2025 der Planungsregion West 11

2.2 Voraussichtliche Entwicklung der Versorgungsaufgabe 13

2.2.1 Aktuelle Versorgungsaufgabe nach Netzebenen 13

2.2.2 Voraussichtliche Versorgungsaufgabe T+5 14

2.2.3 Voraussichtliche Versorgungsaufgabe T+10 15

2.2.4 Voraussichtliche Versorgungsaufgabe 2045 15

3 Netzausbauplanung **16**

3.1 Hochspannung und Umspannung HS/MS 17

3.2 Mittel- bis Niederspannung 18

3.3 Maßnahmenplan 19

3.4 Herausforderungen des Netzausbaus 22

4 Nicht netzdimensionierende Ausbauplanung **22**

5 Bedarf an Systemdienstleistungen und Flexibilitätsdienstleistungen **23**

6 Spitzenkappung nach § 11 Absatz 2 EnWG **23**

7 Stellungnahmen **23**

Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Abbildungen

Abbildung 1: Netzkarte Mittelspannung mit Umspannstationen MS/NS 7

Abbildung 2: Netzkarte Mittelspannung mit zukünftigen Leitungsüberlastungen 8

Abbildung 3: Netzkarte der zukünftig überlasteten Umspannstationen MS/NS 9

Abbildung 4: Netzkarte Hochspannung mit Maßnahmen bis zum Zielnetz 10

Tabellen

Tabelle 1: Regionalszenario 2025 – auf das Versorgungsgebiet entfallende Leistung 11

Tabelle 2: Aufteilung der Bestandswerte 2024 auf die Netz- und Umspannebenen 13

Tabelle 3: Netzdimensionierender Ausbaubedarf Hochspannung inkl. HöS/HS und HS/MS 17

Tabelle 4: Netzdimensionierender Ausbaubedarf Mittel- bis Niederspannung 18

Tabelle 5: Maßnahmenplan der ENERVIE Vernetzt 19

Tabelle 6: Nicht netzdimensionierender Ausbaubedarf 23

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bedeutung
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
HS	Hochspannung
HöS	Höchstspannung
MS	Mittelspannung
MWp	Megawatt peak (Nennleistung von Photovoltaikanlagen)
NE	Netzebene
NS	Niederspannung
ONS	Ortsnetzstation
PR	Planungsregion
T+5 / T+10	Planungshorizont 2025 bis 2030 bzw. 2031 bis 2035
UA	Umspannanlage
UW	Umspannwerk

1 Einleitung

1.1 Aktuelle Versorgungsaufgabe

Die ENERVIE Vernetzt GmbH betreibt ein Verteilungsnetz mit den Spannungsebenen 220 kV, 110 kV, 10 kV und 0,4 kV zur Versorgung von Letztverbrauchern und Weiterverteilern in Hagen, dem Märkischen Kreis, dem Ennepe-Ruhr-Kreis und dem Kreis Unna. Das Netzgebiet hat eine geographische Ausdehnung von ca. 1.000 km² und umfasst derzeit dreizehn Konzessionsgemeinden. Sitz der Gesellschaft ist Hagen. ENERVIE Vernetzt GmbH ist eine 100-prozentige Tochtergesellschaft der Mark-E AG, die wiederum ein Teil der ENERVIE-Gruppe ist. Neben dem Betrieb der Stromverteilnetze ist ENERVIE Vernetzt auch zuständig für den Betrieb von Gas- und Wassernetzen. Derzeit sind Netzkunden über rund 300.000 Zählpunkte angeschlossen. Die ENERVIE-Gruppe hat zu über 80 % kommunale Anteilseigner. Daher sieht sich ENERVIE Vernetzt den Unternehmen und Bürgern in der Region in einem hohen Maß verpflichtet. Als regionaler Infrastrukturdienstleister für Energie und Wasser arbeitet ENERVIE Vernetzt eng mit den Kommunen zusammen, in deren Gebiet Netze betrieben werden.

Besonderheit im Verteilnetz der ENERVIE Vernetzt ist die 220-kV-Spannungsebene. Hier verbindet eine 220-kV-Freileitung den nördlichen und den südlichen Teil des Versorgungsgebietes. Das Netzgebiet der ENERVIE Vernetzt wird über einen Netzverknüpfungspunkt in Hagen, Garenfeld, aus dem vorgelagerten Höchstspannungsnetz der Amprion GmbH gespeist. Darüber hinaus bestehen seit der Pacht des Geschäftsbetriebs der Stadtwerke Hemer drei Netzverknüpfungspunkte auf der Mittelspannungsebene mit dem Netz der Westnetz GmbH. Insgesamt gibt es 28 110-kV-Netzknoten mit einer gesamten Stromkreislänge in der Höchst- und Hochspannung [HöS und HS] von ca. 457 km. Für die zuverlässige Versorgung betreibt ENERVIE Vernetzt die Netze nach den geltenden Regeln der Technik und investiert in deren Ausbau nach dem Bedarf ihrer Industrie-, Gewerbe- und Haushaltskunden. In der Mittelspannung verfügt ENERVIE Vernetzt über 11,7 km Freileitungen und 3.565 km Kabel. Das Niederspannungsnetz der ENERVIE Vernetzt hat eine Länge von 6.036 km, die sich aus 100 km Freileitungen und 5.936 km Kabeln zusammensetzen.

Das Netzgebiet der ENERVIE Vernetzt wird nicht in Teilnetze gegliedert.

Nachfolgend sind die Netzkarten für die Mittelspannung und Hochspannung dargestellt. Es werden Freileitungen und Erdkabel dargestellt. Eine zusätzliche Netzkarte der Mittelspannung führt zudem die 10/0,4-kV-Umspannstationen in einer Punkt-Geometrie (Abbildung 1) auf. Außerdem vorhanden ist eine Netzkarte der Mittelspannung mit gekennzeichneten zukünftigen Leitungsüberlastungen. Innerhalb des Netzes der ENERVIE Vernetzt bestehen derzeit keine Engpassregionen. Begrenzend wirkt allein die in Kapitel 3 beschriebene Anschlusskapazität zum vorgelagerten Übertragungsnetz.

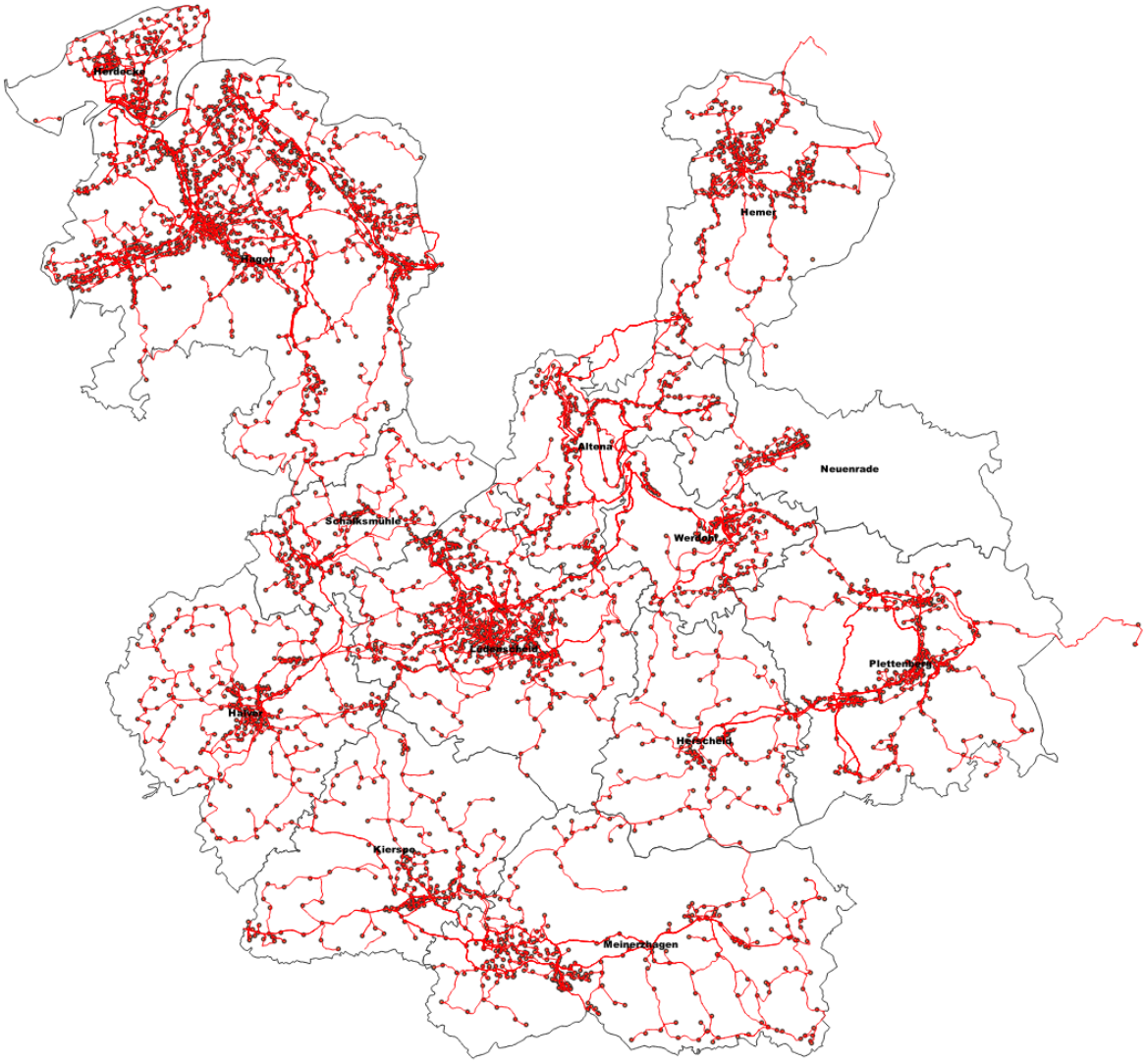


Abbildung 1: Netzkarte Mittelspannung mit Umspannstationen MS/NS

Im Folgenden zeigt Abbildung 2 den zukünftigen Ausbaubedarf des Mittelspannungsnetzes.

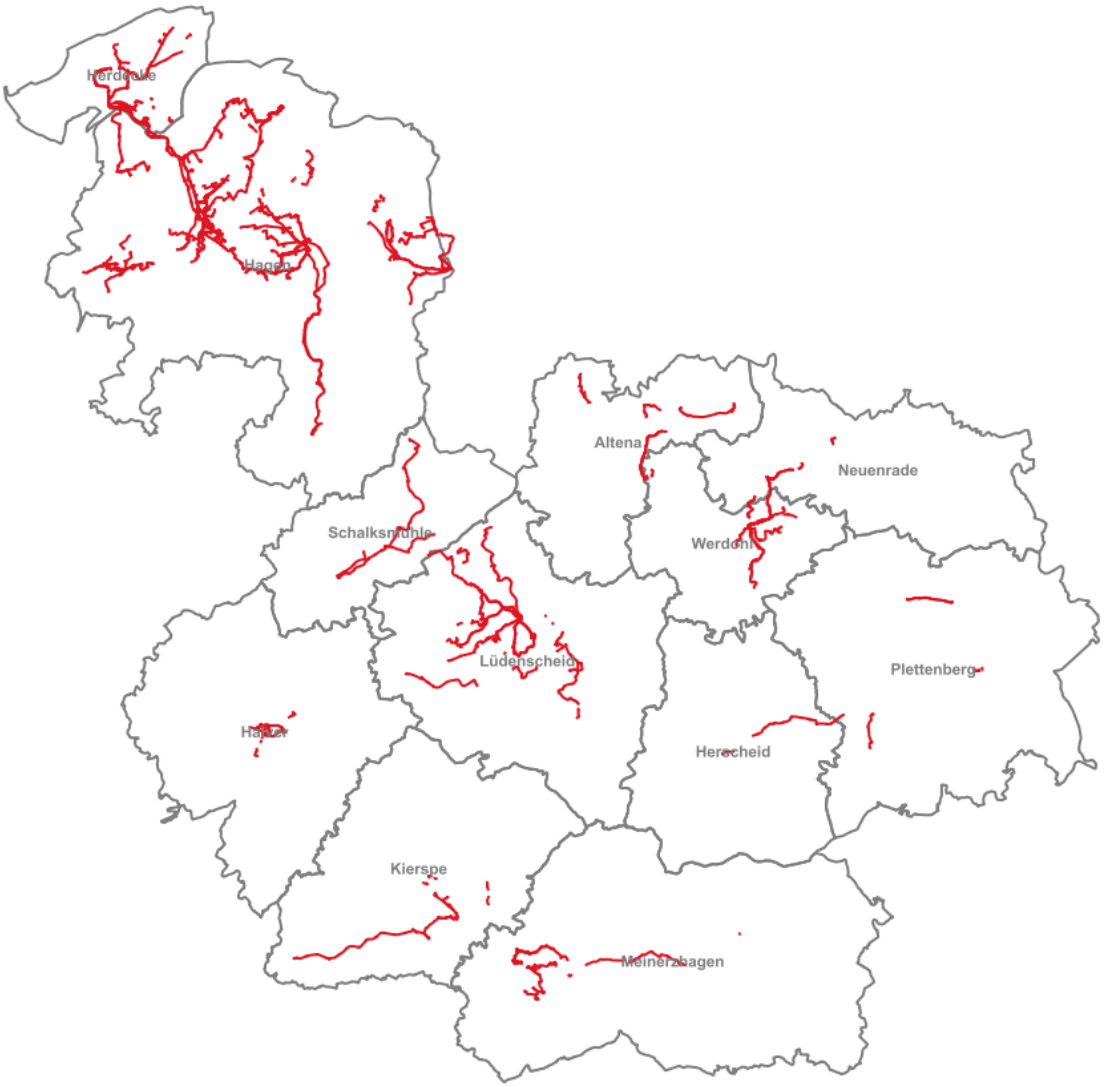


Abbildung 2: Netzkarte Mittelspannung mit zukünftigen Leitungsüberlastungen

Abbildung 3 führt zusätzlich den zu erwartenden Verstärkungsbedarf der Umspannebene MS/NS auf.

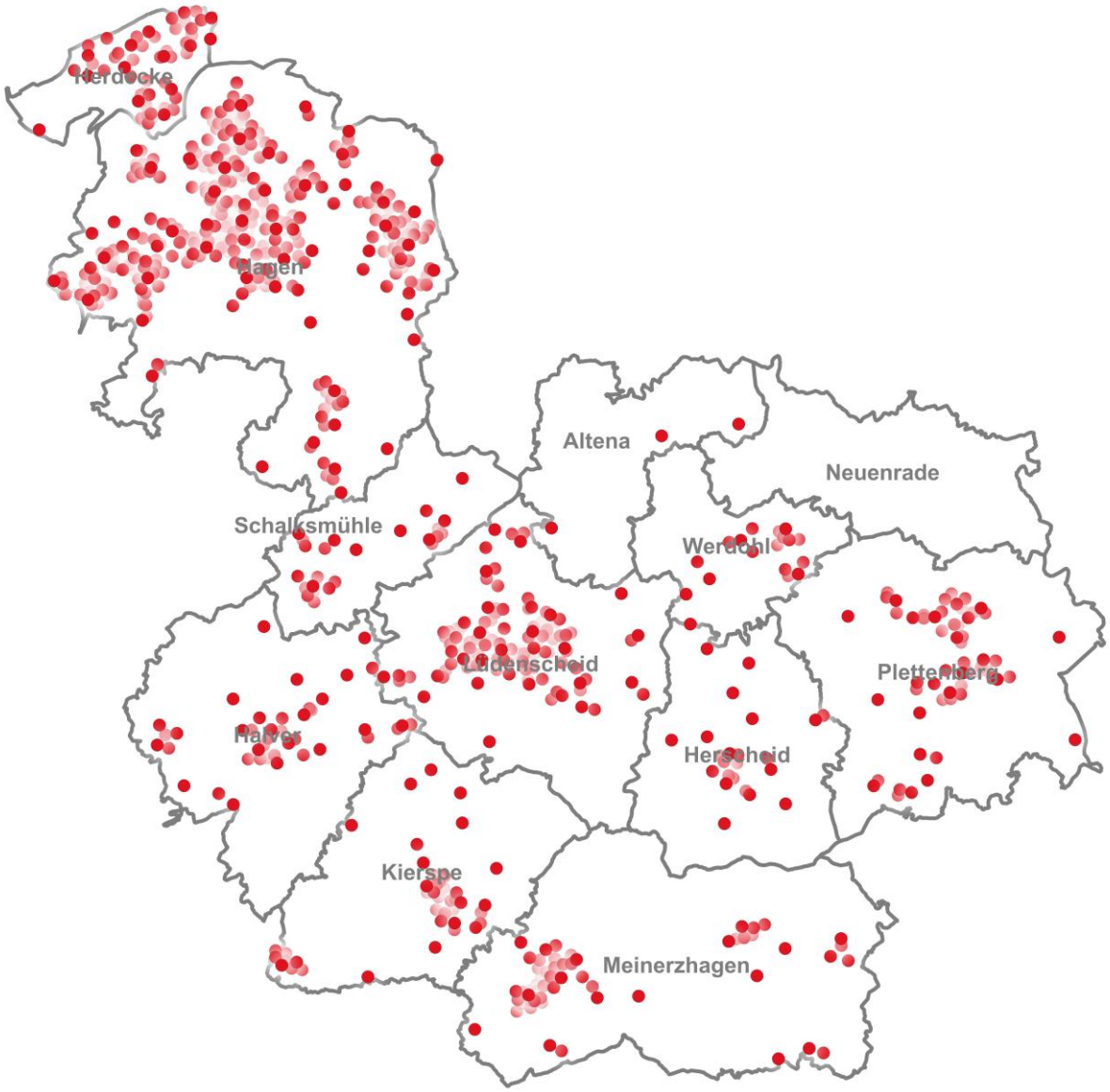


Abbildung 3: Netzkarte der zukünftig überlasteten Umspannstationen MS/NS

Zuletzt stellt Abbildung 4 den aktuellen Stand des Hochspannungsnetzes der ENERVIE Vernetzt inklusive der notwendigen Maßnahmen bis hin zur Mittelfristplanung des Zielnetzes dar. Die mit Sternchen gekennzeichneten Nummern in der Netzkarte verweisen auf die zugehörigen Maßnahmen im Maßnahmenplan (Tabelle 5).

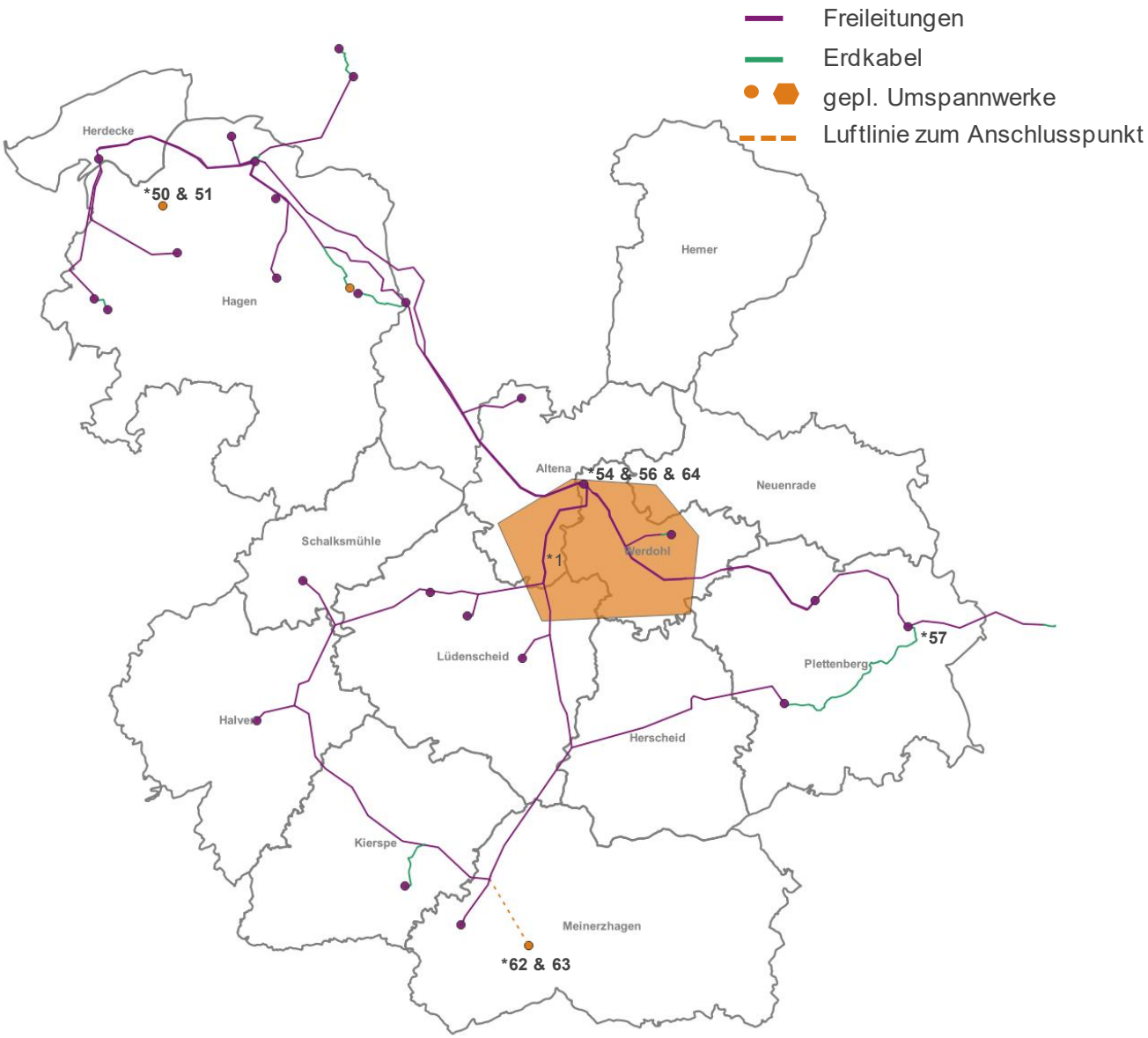


Abbildung 4: Netzkarte Hochspannung mit Maßnahmen bis zum Zielnetz

2 Planungsgrundlagen

2.1 Regionalszenario 2025 der Planungsregion West

Um den Ausbau der Verteilnetze voranzutreiben, ist eine Abstimmung zwischen den Netzbetreibern notwendig. Dafür kommen die Netzbetreiber in sechs Planungsregionen [PR] zusammen. Als Netzbetreiber in Südwestfalen gehört ENERVIE Vernetzt zur Planungsregion „West“. Das von den beteiligten Netzbetreibern erstellte Regionalszenario 2025 bildet die gemeinsame Grundlage ihrer Netzausbaupläne und enthält neben dem Bestand zum Stichtag 2024 Prognosewerte für 2030, 2035 und 2045. Die auf das Versorgungsgebiet der ENERVIE Vernetzt entfallenden Leistungen sind in Tabelle 1 dargestellt.

Tabelle 1: Regionalszenario 2025 – auf das Versorgungsgebiet entfallende Leistung

Auf das Versorgungsgebiet der ENERVIE Vernetzt entfallende Leistung in MW:

	Bestand (2024)	**2030**	**2035**	**2045**
Photovoltaik auf oder an Gebäuden (MWp)	182	430	666	967
Photovoltaik Freifläche (MWp)	2	16	27	50
Windenergie an Land	50	156	169	171
Sonstige erneuerbare Erzeugung	35	36	33	26
Konventionelle Kraftwerke	882	842	801	720
Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	12	190	368	711
Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	0	11	54	99
Elektromobilität	19	393	694	1.238
Konventionelle Last (umfasst Haushalte, Gewerbe, Handel, Industrie, Landwirtschaft)	733	705	655	615
Stand-alone Rechenzentren	0	10	10	310
Elektrolyseure	0	0	50	130
Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	34	109	270	474
Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	20	110	185	575
Pumpspeicher	140	140	140	140
Gesamt:	2.109	3.147	4.123	6.225

Tabelle 1 weist die auf das Versorgungsgebiet der ENERVIE Vernetzt entfallende installierte beziehungsweise nachgefragte Leistung in MW aus. Die Darstellung erfolgt für alle vierzehn Technologien einheitlich als Leistung. Die Summe über alle Sparten steigt von 2.109 MW im Bestand 2024 auf 3.147 MW im Jahr 2030, 4.123 MW im Jahr 2035 und 6.225 MW im Jahr 2045. Das entspricht annähernd einer Verdreifachung der Versorgungsaufgabe, wobei bereits bis 2030 ein Zuwachs von 49 Prozent erwartet wird.

Auf der Erzeugungsseite ist die Photovoltaik der wesentliche Treiber. Die installierte Leistung gebäudenaher Anlagen wächst von 182 MWp auf 967 MWp, während Freiflächenanlagen mit einem Zuwachs von 2 MWp auf 50 MWp eine untergeordnete Rolle behalten. Die Windenergie an Land steigt von 50 MW auf 171 MW. Die sonstige erneuerbare Erzeugung aus Biomasse, Wasserkraft und weiteren EEG-Anlagen geht von 35 MW leicht auf 26 MW zurück. Die Leistung konventioneller Kraftwerke sinkt von 882 MW auf 720 MW. Die Pumpspeicherleistung bleibt über den gesamten Betrachtungszeitraum konstant bei 140 MW.

Auf der Verbrauchsseite treten die Elektrifizierung von Wärme und Verkehr sowie neue Großverbraucher hervor. Die Elektromobilität verzeichnet mit einem Anstieg von 19 MW auf 1.238 MW den größten absoluten Zuwachs aller Sparten. Die Leistung dezentraler Wärmepumpen steigt von 12 MW auf 711 MW. Hinzu kommt ein elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen, der heute nicht besteht und bis 2045 auf 99 MW anwächst. Stand-alone-Rechenzentren und Elektrolyseure sind im Bestand ebenfalls nicht vorhanden. Für sie werden bis 2045 310 MW beziehungsweise 130 MW erwartet, wobei der Zubau der Rechenzentren überwiegend nach 2035 unterstellt wird. Die konventionelle Last aus Haushalten, Gewerbe, Handel, Industrie und Landwirtschaft geht demgegenüber effizienzbedingt von 733 MW auf 615 MW zurück.

Die Batteriespeicher werden erstmals getrennt nach Anlagengröße ausgewiesen. Kleinbatteriespeicher unter 1 MW wachsen von 34 MW auf 474 MW, Großbatteriespeicher ab 1 MW von 20 MW auf 575 MW. Beide Sparten zusammen erreichen im Jahr 2045 mit 1.049 MW eine Leistung, die etwa der Hälfte der heutigen Gesamtversorgungsaufgabe entspricht.

Die größten absoluten Zunahmen entfallen damit auf die Elektromobilität (+1.219 MW), die gebäudenahe Photovoltaik (+785 MW), Wärmepumpen (+699 MW) sowie Groß- und Kleinbatteriespeicher (+555 MW beziehungsweise +440 MW). Die Angaben beziehen sich ausschließlich auf die Szenariowerte des Regionalszenarios 2025. Die ausgewiesenen Summen können rundungsbedingt um bis zu 1 MW von der Summe der Einzelwerte abweichen.

2.2 Voraussichtliche Entwicklung der Versorgungsaufgabe

2.2.1 Aktuelle Versorgungsaufgabe nach Netzebenen

In der Tabelle 2 werden die Leistungen aus Tabelle 1 auf die verschiedenen Netzebenen aufgeteilt.

Tabelle 2: Aufteilung der Bestandswerte 2024 auf die Netz- und Umspannebenen

Aktuelle Versorgungsaufgabe: Aufteilung der Bestandswerte aus dem Regionalszenario 2025 auf die Netzebenen

	UW HöS/HS	HS	UW HS/MS	MS	UW MS/NS	NS
Photovoltaik auf oder an Gebäuden (MWp)	0	0	0,01	28,8	1,4	151,4
Photovoltaik Freifläche (MWp)	0	0	0	1,1	0	0,7
Windenergie an Land	0	0	16,8	33,3	0	0,1
Sonstige erneuerbare Erzeugung	0	20,2	0	14,1	0,2	0,6
Konventionelle Kraftwerke	0	833,8	5,5	38,2	1,1	3,8
Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	0	0	0	1,3	0	10,6
Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	0	0	0	0	0	0
Elektromobilität	0	0	0	7,4	0	12
Konventionelle Last (umfasst Haushalte, Gewerbe, Handel, Industrie, Landwirtschaft)	148,1	166,2	164,8	132,3	56,3	65,4
Stand-alone Rechenzentren	0	0	0	0	0	0
Elektrolyseure	0	0	0	0	0	0
Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	0	0	0	0,8	0,02	33,2
Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	0	0	19,6	0	0	0
Pumpspeicher	0	140	0	0	0	0
Gesamt:	148,1	1160,2	206,8	258	58,9	277,6

Tabelle 2 verteilt die Bestandswerte des Jahres 2024 auf die von der ENERVIE Vernetzt betriebenen Netz- und Umspannebenen. Von den insgesamt 2.109 MW entfallen mit 1.160,2 MW rund 55 Prozent auf die Hochspannung. Es folgen die Niederspannung mit 277,6 MW und die Mittelspannung mit 258 MW (rund 13 beziehungsweise 12 Prozent), die Umspannung HS/MS mit 206,8 MW (rund 10 Prozent), die Umspannung HöS/HS mit 148,1 MW (rund 7 Prozent) sowie die Umspannung MS/NS mit 58,9 MW (rund 3 Prozent).

Der hohe Anteil der Hochspannung ist auf die dort angeschlossenen konventionellen Kraftwerke mit 833,8 MW und die Pumpspeicherleistung von 140 MW zurückzuführen. Er spiegelt damit die Erzeugungsstruktur des Netzgebietes wider und nicht einen entsprechenden Lastschwerpunkt.

Die dezentralen Technologien liegen erwartungsgemäß in den unteren Netzebenen. Von der gebäudenahen Photovoltaik entfallen 151,4 MWp auf die Niederspannung und 28,8 MWp auf die Mittelspannung. Bei den Kleinbatteriespeichern liegen 33,2 MW von 34,0 MW in der Niederspannung. Wärmepumpen sind mit 10,6 MW von 11,9 MW und die Elektromobilität mit 12,0 MW von 19,4 MW ebenfalls überwiegend niederspannungsseitig angeschlossen. Windenergie und Großbatteriespeicher haben ihren Schwerpunkt dagegen in der Mittelspannung und der Umspannung HS/MS mit 33,3 MW beziehungsweise 19,6 MW.

Die konventionelle Last verteilt sich mit Werten zwischen 56,3 MW und 166,2 MW vergleichsweise gleichmäßig über alle betriebenen Netzebenen. Rund 43 Prozent entfallen auf die Umspannung HöS/HS und die Hochspannung.

2.2.2 Voraussichtliche Versorgungsaufgabe T+5

Im Folgenden wird die voraussichtliche Versorgungsaufgabe zum 31. Dezember 2030 je betriebener Netz- und Umspannebene betrachtet. Maßgeblich sind die planungsrelevanten Bezugs- und Einspeiseleistungen der unmittelbar angeschlossenen Anlagen sowie der nachgelagerten Netzebenen. Die folgenden Werte sind in MW angegeben und werden nicht zu einer Gesamtleistung saldiert. Abweichend von einer gleichmäßigen Fortschreibung des Regionalszenarios 2025 zwischen dem Bestand und dem Zieljahr 2045 berücksichtigt die ENERVIE Vernetzt dabei die seit der Erstellung des Regionalszenarios deutlich gestiegene Zahl an Netzanschlussbegehren für Windenergieanlagen und Batteriespeicher. Ein wesentlicher Teil der für 2045 erwarteten Einspeiseleistung wird daher bereits für den Zeitraum bis 2030 angesetzt.

An der Umspannung Höchst- auf Hochspannung steigt die Bezugsleistung der nachgelagerten Ebenen gegenüber dem Bestand von 616 auf 672 MW. Die aus den nachgelagerten Ebenen ausgewiesene Einspeiseleistung erhöht sich von 312 auf 777 MW. In der Hochspannung wächst die Bezugsleistung direkt angeschlossener Verbraucher von 187 auf 210 MW. Die direkt angeschlossene Einspeiseleistung bleibt mit 575 MW unverändert. Zusätzlich werden für 2030 356 MW Einspeisung aus nachgelagerten Ebenen ausgewiesen.

An der Umspannung Hoch- auf Mittelspannung steigt die Einspeiseleistung direkt angeschlossener Erzeuger von 19 auf 135 MW. Aus nachgelagerten Ebenen werden 267 MW gegenüber 0,1 MW im Bestand ausgewiesen. In der Mittelspannung nimmt die Bezugsleistung direkt angeschlossener Verbraucher von 239 auf 269 MW und die direkte Einspeiseleistung von 42 auf 142 MW zu. Die Einspeisung aus nachgelagerten Ebenen steigt dort von 2 auf 168 MW. Die ausgewiesene Bezugsleistung nachgelagerter Ebenen sinkt in der Mittelspannung von 208 auf 186 MW.

An der Umspannung Mittel- auf Niederspannung erhöht sich die Einspeisung aus nachgelagerten Ebenen von 0 auf 186 MW, während deren ausgewiesene Bezugsleistung von 200 auf 178 MW zurückgeht. In der Niederspannung steigen die Leistungen direkt angeschlossener Verbraucher von 29 auf 51 MW und direkt angeschlossener Erzeuger von 53 auf 248 MW. Das Regionalszenario weist für 2030 insbesondere höhere Leistungen für gebäudenahe Photovoltaik, Wärmepumpen, Elektromobilität und Batteriespeicher aus. Diese Szenariowerte beschreiben die Entwicklung im gesamten Versorgungsgebiet.

2.2.3 Voraussichtliche Versorgungsaufgabe T+10

Zum 31. Dezember 2035 setzt sich der Anstieg der planungsrelevanten Bezugs- und Einspeiseleistungen fort. Der Vergleich mit 2030 zeigt die Veränderung im zweiten Planungshorizont. Während die Bezugsleistungen der direkt angeschlossenen Verbraucher gleichmäßig weiter zunehmen, fällt der Zuwachs der Einspeiseleistungen nach dem starken Anstieg bis 2030 deutlich geringer aus.

An der Umspannung Höchst- auf Hochspannung steigt die Bezugsleistung nachgelagerter Ebenen von 672 auf 727 MW und deren Einspeiseleistung von 777 auf 843 MW. In der Hochspannung nimmt die Bezugsleistung direkt angeschlossener Verbraucher von 210 auf 233 MW zu. Die direkte Einspeiseleistung bleibt bei 575 MW. Die Einspeisung aus nachgelagerten Ebenen wächst dagegen von 356 auf 407 MW.

An der Umspannung Hoch- auf Mittelspannung erhöhen sich die direkte Einspeiseleistung von 135 auf 151 MW und die Einspeisung aus nachgelagerten Ebenen von 267 auf 305 MW. In der Mittelspannung steigen die Bezugsleistung direkt angeschlossener Verbraucher von 269 auf 298 MW, die direkte Einspeiseleistung von 142 auf 156 MW und die Einspeisung aus nachgelagerten Ebenen von 168 auf 191 MW. Die ausgewiesene Bezugsleistung nachgelagerter Ebenen geht hier von 186 auf 163 MW zurück.

An der Umspannung Mittel- auf Niederspannung steigt die Einspeisung aus nachgelagerten Ebenen von 186 auf 212 MW. Die ausgewiesene Bezugsleistung sinkt von 178 auf 156 MW. In der Niederspannung wachsen die direkte Bezugsleistung von 51 auf 73 MW und die direkte Einspeiseleistung von 248 auf 276 MW. Im Regionalszenario nehmen bis 2035 unter anderem Photovoltaik an Gebäuden, Wärmepumpen, Elektromobilität und Batteriespeicher gegenüber 2030 weiter zu. Prognostiziert wird erstmals auch Leistungszubau für Elektrolyseure.

2.2.4 Voraussichtliche Versorgungsaufgabe 2045

Für das Zieljahr 2045 nehmen gegenüber 2035 die Bezugs- und Einspeiseleistungen auf den meisten Netz- und Umspannebenen weiter zu. Am stärksten wächst die unmittelbar an der Niederspannung angeschlossene Bezugsleistung, die infolge von Elektromobilität und Wärmepumpen um rund 60 Prozent ansteigt.

An der Umspannung Höchst- auf Hochspannung wächst die Bezugsleistung nachgelagerter Ebenen von 727 auf 838 MW und deren Einspeiseleistung von 843 auf 976 MW. In der Hochspannung erhöht sich die direkte Bezugsleistung von 233 auf 280 MW. Die direkt angeschlossene Einspeiseleistung bleibt bei 575 MW, während die Einspeisung aus nachgelagerten Ebenen von 407 auf 509 MW steigt.

An der Umspannung Hoch- auf Mittelspannung nimmt die direkte Einspeiseleistung von 151 auf 184 MW und die Einspeisung aus nachgelagerten Ebenen von 305 auf 381 MW zu. In der Mittelspannung steigt die direkte Bezugsleistung von 298 auf 358 MW und die direkte Einspeiseleistung von 156 auf 184 MW. Zugleich erhöht sich die Einspeisung aus nachgelagerten Ebenen von 191 auf 239 MW. Die ausgewiesene Bezugsleistung nachgelagerter Ebenen geht von 163 auf 117 MW zurück.

An der Umspannung Mittel- auf Niederspannung steigt die Einspeisung aus nachgelagerten Ebenen von 212 auf 265 MW. Deren prognostizierte Bezugsleistung sinkt von 156 auf 111 MW. In der Niederspannung erreichen die direkt angeschlossene Bezugsleistung 117 MW und die direkt angeschlossene Einspeiseleistung 332 MW, nach 73 beziehungsweise 276 MW im Jahr 2035. Im Regionalszenario steigen bis 2045 insbesondere

die Leistungen von Photovoltaik an Gebäuden, Elektromobilität, Wärmepumpen und Batteriespeichern. Zudem werden höhere installierte Leistungen für Rechenzentren und Elektrolyseure prognostiziert.

3 Netzausbauplanung

Ausbauplanung

Die Ausbauplanung der ENERVIE Vernetzt folgt dem NOVA-Prinzip. NOVA steht für „Netz-Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau“. Das Prinzip gibt eine Rangfolge vor, in der die Handlungsoptionen zur Deckung eines festgestellten Bedarfs zu prüfen sind. Ziel ist es, die vorhandene Infrastruktur bestmöglich auszunutzen und Neubaumaßnahmen auf das erforderliche Maß zu begrenzen.

Netzoptimierung: Zunächst wird geprüft, ob der Bedarf durch eine bessere Ausnutzung der vorhandenen Betriebsmittel gedeckt werden kann. Dazu zählen unter anderem die Anpassung von Schaltzuständen und Netztopologien, der Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren, ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb sowie Maßnahmen der Spannungsregelung.

Netzverstärkung: Reicht die Optimierung nicht aus, wird die Übertragungskapazität auf bestehenden Trassen und an bestehenden Standorten erhöht. Typische Maßnahmen sind die Auswechslung von Leiterseilen, der Austausch von Kabeln gegen Querschnitte mit höherer Strombelastbarkeit sowie der Ersatz von Transformatoren durch leistungsstärkere Einheiten.

Netzausbau: Erst wenn Optimierung und Verstärkung den Bedarf nicht decken können, werden neue Trassen, Leitungen und Umspannwerke errichtet. Der Netzausbau steht damit am Ende der Prüfreihenfolge.

Diese Reihenfolge spiegelt sich unmittelbar in den Projektkategorien des Maßnahmenplans wider. Maßnahmen der Kategorie „Netzoptimierung und -verstärkung“ sowie „Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität“ setzen auf der bestehenden Infrastruktur auf, während die Kategorie „Neubau“ den nachrangigen Fall abbildet.

Ausbaubedarf

Gemeinsam mit einem externen Dienstleister hat ENERVIE Vernetzt eine Studie durchgeführt, die die Entwicklung der Versorgungsaufgabe und den daraus resultierenden Netzausbaubedarf bis in das Jahr 2045 untersucht. Dazu wurden basierend auf den politischen Vorgaben des Osterpakets 2022 sowie des Gebäudeenergiegesetzes aus 2023 Szenarien für den Hochlauf von Wärmepumpen, Elektroladeeinrichtungen, Photovoltaik- und Windkraftanlagen im Netzgebiet entwickelt. Die neu hinzukommenden Netzteilnehmer wurden nach technischen, wirtschaftlichen sowie sozio-ökonomischen Kriterien den einzelnen Gebäuden und Netzanschlüssen zugeordnet. Für die verschiedenen Szenarien wurden unter Berücksichtigung der bestehenden und der neu hinzukommenden Netzteilnehmer Lastflussberechnungen für das gesamte Mittel- und Niederspannungsnetz der ENERVIE Vernetzt durchgeführt. Aus den Ergebnissen dieser Lastflussberechnungen konnten die Betriebsmittel und Netzbereiche mit Grenzwertverletzungen und daraus der Ausbaubedarf ermittelt werden.

Im Netz der ENERVIE Vernetzt bestehen derzeit keine innerhalb des eigenen Netzes verursachten Engpässe. Begrenzend wirkt jedoch die Anschlusskapazität zum vorgelagerten Übertragungsnetz der Amprion GmbH. Die bereitgestellte Übertragungskapazität reicht nicht aus, um die künftig erwartete Last zu decken, sodass Anfragen nach Leistungserhöhungen zuletzt nur mit Einschränkungen genehmigt werden konnten. Zur

Entlastung dieser Schnittstelle wurde der bestehende Netzverknüpfungspunkt in Hagen-Garenfeld von 220 kV auf 380 kV ertüchtigt. Die Maßnahme wurde im Oktober 2024 in Betrieb genommen. Das Netzgebiet der ENERVIE Vernetzt wird seitdem aus dem 380-kV-Netz versorgt. Um den weiter steigenden Leistungsbedarf mittelfristig zu decken, ist ein zweiter Netzeinspeisepunkt im südlichen Netzgebiet vorgesehen. Erst nach Fertigstellung der 380-kV-Freileitung Kruckel–Dauersberg sowie dieses zweiten Netzanschlusspunktes kann die Netzanschlusskapazität für den Leistungsbezug aus dem Übertragungsnetz der Amprion GmbH erhöht werden. Darüber hinaus ist das Netz der ENERVIE Vernetzt seit der Pacht des Geschäftsbetriebs der Stadtwerke Hemer über drei Netzverknüpfungspunkte auf der Mittelspannungsebene mit dem Netz der Westnetz GmbH verbunden. Diese Verknüpfungspunkte dienen der Versorgung des Netzgebiets Hemer. Die beschriebene Begrenzung der Anschlusskapazität zum Übertragungsnetz bleibt davon unberührt.

3.1 Hochspannung und Umspannung HS/MS

Der Maßnahmenplan (Tabelle 5) enthält unter anderem den Anschlusspunkt Südnetz zur Errichtung eines zweiten Anschlusspunktes an das Übertragungsnetz sowie Erneuerungs- und Ersatzneubaumaßnahmen an Hochspannungsleitungen und Umspannwerken.

Tabelle 3: Netzdimensionierender Ausbaubedarf Hochspannung inkl. HöS/HS und HS/MS

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	1 [UW]	1,2 [Mio. Euro]
	NE 3: HS-Leitungen	7 [km]	28 [Mio. Euro]
	NE 4: HS/MS UW	2 [UW]	29,5 [Mio. Euro]
2031 bis 2035 (T+10)	NE 2: HöS/HS UW	0 [UW]	0 [Mio. Euro]
	NE 3: HS-Leitungen	4 [km]	23,5 [Mio. Euro]
	NE 4: HS/MS UW	1 [UW]	21,5 [Mio. Euro]
2036 bis 2045 (Zielnetz)	NE 2: HöS/HS UW	0 [UW]	0 [Mio. Euro]
	NE 3: HS-Leitungen	0 [km]	0 [Mio. Euro]
	NE 4: HS/MS UW	0 [UW]	0 [Mio. Euro]

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

Tabelle 3 weist den netzdimensionierenden Ausbaubedarf der Hochspannung einschließlich der Umspannebenen Höchst- auf Hochspannung und Hoch- auf Mittelspannung aus. Die Einordnung in die Zeithorizonte erfolgt anhand des voraussichtlichen Baubeginns. Für den Zeitraum 2025 bis 2030 sind 7 km Hochspannungsleitungen mit einem Investitionsbedarf von 28 Mio. Euro vorgesehen. Hinzu kommen zwei Umspannwerke der Ebene HS/MS mit 29,5 Mio. Euro und ein Umspannwerk der Ebene HöS/HS mit 1,2 Mio. Euro, zusammen 58,7 Mio. Euro. Für den Zeitraum 2031 bis 2035 sind 4 km Hochspannungsleitungen mit 23,5 Mio. Euro sowie ein Umspannwerk der Ebene HS/MS mit 21,5 Mio. Euro ausgewiesen, zusammen 45 Mio. Euro. Für den Zielnetzzeitraum 2036 bis 2045 wird in der Hochspannung derzeit kein netzdimensionierender

Ausbaubedarf ausgewiesen. Über alle Zeiträume ergibt sich für die Hochspannung ein netzdimensionierender Investitionsbedarf von 103,7 Mio. Euro, von dem rund 57 Prozent auf den Zeitraum bis 2030 entfallen. Der netzdimensionierende Ausbau der Hochspannung konzentriert sich damit nach der vorliegenden Planung vollständig auf die Jahre bis 2035.

3.2 Mittel- bis Niederspannung

Im Abschnitt 3.2 wird die Netzausbauplanung der Netzebenen Mittelspannung, Umspannung MS/NS und Niederspannung beschrieben. Treiber des Ausbaus sind die in Kapitel 2 dargestellte Zunahme gebäudenaher Photovoltaik, dezentraler Wärmepumpen, der Elektromobilität sowie der Kleinbatteriespeicher, die nahezu vollständig in diesen Netzebenen angeschlossen werden.

Tabelle 4: Netzdimensionierender Ausbaubedarf Mittel- bis Niederspannung

Netzdimensionierende Ausbauplanung Mittel- bis Niederspannung

Zeitraum	Maßnahme	Geschätzte Menge	erwarteter Ausbaubedarf
2025 bis 2030 (T+5)	NE 5: MS-Leitungen	21 [km]	11,6 [Mio. Euro]
	NE 6: MS/NS UW	46 [UW]	13,2 [Mio. Euro]
	NE 7: NS-Leitungen	47 [km]	18,3 [Mio. Euro]
2031 bis 2035 (T+10)	NE 5: MS-Leitungen	177 [km]	54,2 [Mio. Euro]
	NE 6: MS/NS UW	497 [UW]	21,3 [Mio. Euro]
	NE 7: NS-Leitungen	294 [km]	72,8 [Mio. Euro]
2036 bis 2045 (Zielnetz)	NE 5: MS-Leitungen	340 [km]	122 [Mio. Euro]
	NE 6: MS/NS UW	465 [UW]	22,7 [Mio. Euro]
	NE 7: NS-Leitungen	409 [km]	118,7 [Mio. Euro]

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

Tabelle 4 weist den netzdimensionierenden Ausbaubedarf der Mittel- bis Niederspannung aus. Im Zeitraum 2025 bis 2030 sind 21 km Mittelspannungsleitungen (11,6 Mio. Euro), 46 Umspannstationen MS/NS (13,2 Mio. Euro) und 47 km Niederspannungsleitungen (18,3 Mio. Euro) vorgesehen, insgesamt 43,1 Mio. Euro. Für den Zeitraum 2031 bis 2035 steigt der Bedarf auf 177 km Mittelspannung (54,2 Mio. Euro), 497 Umspannstationen (21,3 Mio. Euro) und 294 km Niederspannung (72,8 Mio. Euro) und damit auf 148,3 Mio. Euro. Im Zielnetzzeitraum 2036 bis 2045 werden 340 km Mittelspannung (122,0 Mio. Euro), 465 Umspannstationen (22,7 Mio. Euro) und 409 km Niederspannung (118,7 Mio. Euro) ausgewiesen, zusammen 263,4 Mio. Euro.

Über alle drei Zeiträume ergeben sich 538 km Mittelspannungs- und 750 km Niederspannungsleitungen sowie 1.008 Umspannstationen MS/NS bei einem Investitionsbedarf von 454,8 Mio. Euro. Bezogen auf den in Kapitel 1.1 genannten Bestand entspricht dies rund 15 Prozent der Mittelspannungs- und rund 12 Prozent der Niederspannungsleitungslänge.

Das jährliche Ausbautempo verschiebt sich dabei deutlich. Im Zeitraum 2025 bis 2030 sind durchschnittlich rund 11 km Leitungslänge und 8 Umspannstationen pro Jahr zu errichten, im Zeitraum 2031 bis 2035 rund 94

km und 99 Stationen und im Zielnetzzeitraum rund 75 km und 47 Stationen. Die Jahre 2031 bis 2035 bilden damit die Spitze der Umsetzung und sind hinsichtlich der Personal-, Material- und Tiefbaukapazitäten die kritische Phase der Planung.

3.3 Maßnahmenplan

Tabelle 5 gibt einen detaillierten Überblick über die einzelnen Maßnahmen im Netzgebiet der ENERVIE Vernetzt. Sie weist je Maßnahme die Projektkategorie, den voraussichtlichen Baubeginn, die voraussichtliche Inbetriebnahme, den Projektstatus sowie den Stand des Genehmigungsverfahrens aus.

Tabelle 5: Maßnahmenplan der ENERVIE Vernetzt

Nr.	Maßnahme	Projektkategorie	Vsl. Baubeginn	Vsl. Inbetriebnahme	Projektstatus	Genehmigungsstand
1	Neuer 110-kV Netzeinspeisepunkt SÜD (UA Seckel)	Neubau	01/2028	12/2030	konkrete Planung	noch nicht eingeleitet
8	OEG: Erneuerung 110-kV-Schaltanlage	Ersatz(Neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	01/2031	12/2033	konkrete Planung	keine Genehmigung erforderlich
9	Ersatzneubau Umspannwerk HOH	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	01/2024	12/2026	abgeschlossen	abgeschlossen
22	Anschlusserweiterung Großkunde Projekt B	Neubau	01/2029	12/2030	weggefallene Maßnahme	noch nicht eingeleitet
25	AP Amprion	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	01/2018	10/2024	abgeschlossen	abgeschlossen
26	Ausbau Gewerbegebiet	Neubau	05/2021	12/2023	abgeschlossen	abgeschlossen
29	Erneuerung 10 kV Kabel	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	01/2022	12/2022	abgeschlossen	keine Genehmigung erforderlich
30	HOL: Erneuerung 110-kV-Schaltanlage	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	01/2028	12/2029	vorgesehene Maßnahme	keine Genehmigung erforderlich
31	Erneuerung Umspannwerk SIE	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	01/2024	12/2029	abgeschlossen	abgeschlossen
32	SCH: Erneuerung 110-kV-Schaltanlage	Ersatz(Neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	06/2026	12/2028	konkrete Planung	keine Genehmigung erforderlich
33	Erneuerung Schaltanlage 10kV OLE	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	01/2030	12/2031	vorgesehene Maßnahme	keine Genehmigung erforderlich
34	Geplanter Ersatz ONS	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	01/2026	12/2030	vorgesehene Maßnahme	keine Genehmigung erforderlich
35	Geplanter Ersatz MS-Kabel	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	01/2026	12/2030	vorgesehene Maßnahme	keine Genehmigung erforderlich
36	Geplanter Ersatz NS-Kabel	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	01/2026	12/2030	vorgesehene Maßnahme	keine Genehmigung erforderlich
49	Ersatzneubau Freileitung (Amprion)/EV	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	01/2025	12/2027	abgeschlossen	bereits eingeleitet
37	Netzausbau NS-Kabel	Netzoptimierung und -verstärkung	01/2026	12/2030	vorgesehene Maßnahme	keine Genehmigung erforderlich
38	Netzausbau MS-Kabel	Netzoptimierung und -verstärkung	01/2026	12/2030	vorgesehene Maßnahme	keine Genehmigung erforderlich
39	Trafoverstärkungen	Netzoptimierung und -verstärkung	01/2026	12/2030	vorgesehene Maßnahme	keine Genehmigung erforderlich
40	HAL: Erneuerung 110-kV-Schaltanlage	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	01/2025	12/2025	abgeschlossen	keine Genehmigung erforderlich
41	Erneuerung Schaltanlage 110kV MEI	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	01/2025	12/2025	vorgesehene Maßnahme	keine Genehmigung erforderlich
42	Leiterseilerneuerung KAL	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	01/2027	12/2027	weggefallene Maßnahme	keine Genehmigung erforderlich
43	Leiterseilerneuerung PSW	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	01/2024	12/2024	weggefallene Maßnahme	keine Genehmigung erforderlich

44	Leiterseilerneuerung Siesel	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	01/2025	12/2025	weggefallene Maßnahme	keine Genehmigung erforderlich
45	110-kV-Leitung Volme 1/2/3: Leiterseilauswechslung	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	09/2024	12/2027	im Bau	keine Genehmigung erforderlich
46	Neubau Umspannwerk NIE	Neubau	01/2026	12/2028	weggefallene Maßnahme	noch nicht eingeleitet
47	Erneuerung Umspannwerke HSMS	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	01/2024	12/2028	weggefallene Maßnahme	noch nicht eingeleitet
48	Erneuerung Leitungen HS	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	01/2024	12/2028	weggefallene Maßnahme	noch nicht eingeleitet
50	GEI: 110-kV-Anbindung	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	01/2027	12/2032	konkrete Planung	noch nicht eingeleitet
51	GEI: Neues UW Ersatz Geitebrücke	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	01/2027	12/2032	konkrete Planung	keine Genehmigung erforderlich
52	110-kV-Leitung Volme 1/2/3: Verstärkung Mast 10	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	01/2026	12/2027	konkrete Planung	keine Genehmigung erforderlich
53	UW: Erneuerung Batterien/Gleichrichter	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	01/2026	12/2036	vorgesehene Maßnahme	keine Genehmigung erforderlich
54	ELV: Tausch 220-/110-kV-Umspanner	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	01/2026	12/2027	konkrete Planung	keine Genehmigung erforderlich
55	SWT: Erneuerung 110-kV-Schaltanlage	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	01/2026	12/2028	im Bau	keine Genehmigung erforderlich
56	ELV: Netzanschluss Batteriespeicher	Neubau	01/2027	12/2027	konkrete Planung	keine Genehmigung erforderlich
57	SIE: Netzanschluss Batteriespeicher	Neubau	01/2027	12/2027	konkrete Planung	keine Genehmigung erforderlich
58	110kV-Leitung Ruhr 1/2: Ersatzneubau 3 Masten Ruhrtalbrücke	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	01/2028	12/2028	konkrete Planung	abgeschlossen
59	HAG: Ersatz Neubau 110 / 10-kV Umspannwerk	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	01/2029	12/2033	konkrete Planung	keine Genehmigung erforderlich
60	HAL: 3. Umspanner	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	01/2029	12/2031	konkrete Planung	keine Genehmigung erforderlich
62	Scherl: 110-kV-Anbindung	Ersatz(Neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	01/2034	12/2037	vorgesehene Maßnahme	noch nicht eingeleitet
63	Scherl: Neubau Umspannwerk	Ersatz(Neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	01/2034	12/2037	vorgesehene Maßnahme	keine Genehmigung erforderlich
64	ELV: Verstärkung 110-kV-Anlage Kurzschlussleistung	Netzoptimierung und -verstärkung	01/2032	12/2032	vorgesehene Maßnahme	keine Genehmigung erforderlich
65	HKH: Erneuerung 110-kV-Schaltanlage	Ersatz(Neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	01/2032	12/2033	vorgesehene Maßnahme	keine Genehmigung erforderlich
66	UW: Erneuerung Umspanner >50 Jahre	Ersatz(Neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	01/2033	12/2036	vorgesehene Maßnahme	keine Genehmigung erforderlich
61	UW: Erneuerung Schutz-/Leittechnik	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	01/2032	12/2036	vorgesehene Maßnahme	keine Genehmigung erforderlich
68	110-kV-Leitung: Leiterseilauswechslung 2032	Ersatz(Neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	01/2032	12/2032	vorgesehene Maßnahme	keine Genehmigung erforderlich
69	OEG: Erneuerung Umspanner	Ersatz(Neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	01/2032	12/2032	konkrete Planung	keine Genehmigung erforderlich
70	110-kV-Leitung Hagen 1/2: Ersatzneubau/Verstärkung	Ersatz(Neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	01/2032	12/2036	vorgesehene Maßnahme	noch nicht eingeleitet
71	110-kV-Leitung: Leiterseilauswechslung 2033	Ersatz(Neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	01/2033	12/2033	vorgesehene Maßnahme	keine Genehmigung erforderlich
72	HWS: Erneuerung 110-kV-Schaltanlage	Ersatz(Neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	01/2033	12/2034	vorgesehene Maßnahme	keine Genehmigung erforderlich
73	110-kV-Leitung: Leiterseilauswechslung 2034	Ersatz(Neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	01/2034	12/2034	vorgesehene Maßnahme	keine Genehmigung erforderlich
74	110-kV-Leitung: Leiterseilauswechslung 2035	Ersatz(Neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	01/2035	12/2035	vorgesehene Maßnahme	keine Genehmigung erforderlich
75	110-kV-Leitung: Leiterseilauswechslung 2036	Ersatz(Neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	01/2036	12/2036	vorgesehene Maßnahme	keine Genehmigung erforderlich

Der Maßnahmenplan umfasst 52 Maßnahmen. Nach Projektkategorie entfallen 35 Maßnahmen auf den Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität, sechs auf den Neubau, sieben auf den Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität und vier auf die Netzoptimierung und -verstärkung. Netzdimensionierend im Sinne des Kapitels 3 sind damit 17 Maßnahmen, während 35 Maßnahmen dem nicht netzdimensionierenden Ausbaubedarf nach Kapitel 4 zuzuordnen sind.

Nach dem Projektstatus befinden sich zwei Maßnahmen im Bau, 13 in konkreter Planung und 23 sind vorgesehen. Sieben Maßnahmen sind abgeschlossen. Weitere sieben Maßnahmen aus dem Netzausbauplan 2024 sind weggefallen (Maßnahmen 22, 42, 43, 44, 46, 47 und 48). Sie werden mit diesem Status weiterhin im Maßnahmenplan geführt.

Nach dem voraussichtlichen Baubeginn entfallen 28 Maßnahmen auf den Zeitraum 2025 bis 2030, 14 auf den Zeitraum 2031 bis 2035 und eine auf den Zielnetzzeitraum ab 2036. Weitere neun Maßnahmen haben bereits vor 2025 begonnen. Sie sind überwiegend abgeschlossen oder weggefallen. Hinsichtlich des Genehmigungsverfahrens ist für 38 Maßnahmen keine Genehmigung erforderlich. Fünf Verfahren sind abgeschlossen, eines ist bereits eingeleitet und acht sind noch nicht eingeleitet, davon vier bei inzwischen weggefallenen Maßnahmen.

Besonders wichtig für ENERVIE Vernetzt sind die Maßnahmen an der Schnittstelle zum vorgelagerten Übertragungsnetz. Im Rahmen der Maßnahme 25 wurde der bestehende Netzverknüpfungspunkt in Hagen-Garenfeld von 220 kV auf 380 kV ertüchtigt. Die Maßnahme wurde im Oktober 2024 in Betrieb genommen. Mit der Maßnahme 1 ist die Errichtung eines zweiten Netzeinspeisepunktes im südlichen Netzgebiet vorgesehen, mit einem Baubeginn ab 2028 und einer Inbetriebnahme bis Ende 2030. Erst nach Fertigstellung dieses zweiten Netzanschlusspunktes kann die Netzanschlusskapazität für den Leistungsbezug aus dem Übertragungsnetz der Amprion GmbH erhöht werden. Die Maßnahme 49, der Ersatzneubau eines Freileitungsabschnitts auf einem gemeinsamen Gestänge mit der Amprion GmbH, ist abgeschlossen.

Den Schwerpunkt der netzdimensionierenden Maßnahmen bilden Neubauten und Kapazitätserhöhungen in der Umspannung Hoch- auf Mittelspannung. Die Maßnahme 9 (Ersatzneubau Umspannwerk Holthausen) ist bereits abgeschlossen. Die Maßnahme 54 beinhaltet den Tausch der 220-/110-kV-Umspanner im Umspannwerk Elverlingsen, die Maßnahme 60 die Errichtung eines dritten Umspanners im Umspannwerk Halver. Die Maßnahmen 50 und 51 bilden gemeinsam den Ersatz des Umspannwerks Geitebrücke einschließlich der zugehörigen 110-kV-Anbindung ab, die Maßnahmen 62 und 63 in gleicher Weise den Standort Scherl im Zielnetzzeitraum.

Mehrere Maßnahmen gehen unmittelbar auf Anschlussbegehren zurück. Die Maßnahme 26 wurde bereits Ende 2023 in Betrieb genommen. Die Maßnahmen 56 und 57 betreffen die Netzanschlüsse von Batteriespeichern an den Standorten Elverlingsen und Siesel. Sie spiegeln den im Regionalszenario 2025 ausgewiesenen Zubau an Großbatteriespeichern wider, der bis 2045 von 20 MW auf 575 MW ansteigt.

Die Maßnahmen 8, 30, 32, 40, 41, 55, 65 und 72 beinhalten planmäßige, altersbedingte Erneuerungen von 110-kV-Schaltanlagen in mehreren Umspannwerken. Sie verteilen sich über den gesamten Zeitraum 2025 bis 2034 und bilden damit ein durchgehendes Erneuerungsprogramm.

Die Erneuerung des Umspannwerks Siesel (Maßnahme 31) ist abgeschlossen. Mit der Maßnahme 59 wird das 110-/10-kV-Umspannwerk Hagen durch einen Neubau ersetzt. Die Maßnahmen 66 und 69 betreffen den Ersatz von Umspannern. In der Sekundär- und Anlagentechnik sind mit den Maßnahmen 53 und 61 die Erneuerung der Batterie- und Gleichrichteranlagen sowie der Schutz- und Leittechnik in den Umspannwerken vorgesehen.

In der Mittel- und Niederspannung werden die Maßnahmen nicht einzeln, sondern als Sammelpositionen geführt, da sie eine Vielzahl gleichartiger Einzelvorhaben umfassen. Die Maßnahmen 34, 35 und 36 beinhalten den planmäßigen Ersatz von Ortsnetzstationen, Mittelspannungs- und Niederspannungskabeln. Dem lastgetriebenen Ausbau zugeordnet sind die Maßnahmen 37 und 38 (Netzausbau Niederspannungs- und Mittelspannungskabel) sowie die Maßnahme 39 (Trafoverstärkungen).
Als Maßnahme der Netzoptimierung in der Hochspannung ist die Maßnahme 64 vorgesehen, mit der die Kurzschlussleistung der 110-kV-Anlage in einem Umspannwerk verstärkt wird.

3.4 Herausforderungen des Netzausbaus

Der Umfang der in den Kapiteln 3 und 4 dargestellten Maßnahmen stellt die ENERVIE Vernetzt vor erhebliche Umsetzungsanforderungen. Das durchschnittliche jährliche Investitionsvolumen steigt von rund 43 Mio. Euro im Zeitraum 2025 bis 2030 auf rund 82 Mio. Euro im Zeitraum 2031 bis 2035 und verbleibt im Zielnetzzeitraum mit rund 81 Mio. Euro auf diesem Niveau. In der Mittel- und Niederspannung steigt das jährliche Bautempo von rund 11 km auf in der Spitze rund 94 km Leitungslänge pro Jahr.
Zentrale Herausforderungen bei der Bewältigung dieses Ausbaubedarfs sind die Sicherung der Finanzierung der erforderlichen Investitionen, die Rekrutierung und Bindung von Fachkräften, die Verfügbarkeit von Betriebsmitteln sowie die Verfügbarkeit von Tiefbaukapazitäten. Hinzu kommt die begrenzte Anschlusskapazität zum vorgelagerten Übertragungsnetz, die erst mit der Fertigstellung des zweiten Netzanschlusspunktes im südlichen Netzgebiet verbessert werden kann und bis dahin die Genehmigung von Leistungserhöhungen einschränkt.
Verzögerungsrisiken treten vor allem bei den Maßnahmen mit Genehmigungserfordernis auf. Von den weiterhin verfolgten Maßnahmen ist für vier das Genehmigungsverfahren noch nicht eingeleitet (Maßnahmen 1, 50, 62 und 70). Darunter befinden sich mit den Maßnahmen 1, 50 und 62 Vorhaben, die für die Erschließung zusätzlicher Anschluss- und Übertragungskapazität maßgeblich sind. Wesentliche Einflussgrößen sind die Dauer der Genehmigungsverfahren, mögliche Einwendungen im Rahmen der Öffentlichkeitsbeteiligung sowie die Abstimmung mit dem vorgelagerten Netzbetreiber und den Kommunen.
Die Netzausbauplanung berücksichtigt Maßnahmen der Nachfragesteuerung. Die netzorientierte Steuerung steuerbarer Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG, insbesondere von Wärmepumpen, Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge und Kleinbatteriespeichern, begrenzt die gleichzeitige Belastung in der Nieder- und Mittelspannung und wirkt damit unmittelbar auf den in Kapitel 3.2 ausgewiesenen Ausbaubedarf.
Eine erfolgreiche Umsetzung setzt eine enge Zusammenarbeit zwischen Netzbetreibern, Genehmigungsbehörden, Kommunen und Anschlussnehmern voraus. Von besonderer Bedeutung ist dabei die frühzeitige Abstimmung der kommunalen Wärmeplanung mit der Netzplanung.

4 Nicht netzdimensionierende Ausbauplanung

Der nicht netzdimensionierende Ausbaubedarf umfasst den reinen Ersatz ohne Erhöhung der Übertragungskapazität, den Rückbau sowie gegebenenfalls die Altlastentsorgung. Der Erneuerungsbedarf und die damit zusammenhängenden Investitionen werden in einem jährlich rollierenden Verfahren unter Berücksichtigung des Netzzustandes mit einer Asset-Simulationssoftware ermittelt.

Tabelle 6: Nicht netzdimensionierender Ausbaubedarf

Nicht netzdimensionierende Ausbauplanung

Zeitraum	erwarteter Ausbaubedarf
2025 bis 2030 (T+5)	157,2 [Mio. Euro]
2031 bis 2035 (T+10)	214,2 [Mio. Euro]
2036 bis 2045 (Zielnetz)	549,5 [Mio. Euro]

Reiner Ersatz / Rückbau / Altlastentsorgung

Tabelle 6 weist hierfür 157,2 Mio. Euro für den Zeitraum 2025 bis 2030, 214,2 Mio. Euro für den Zeitraum 2031 bis 2035 und 549,5 Mio. Euro für den Zielnetzzeitraum 2036 bis 2045 aus, insgesamt 920,9 Mio. Euro. Die Einordnung in die Zeithorizonte erfolgt auch hier anhand des voraussichtlichen Baubeginns.

Zusammen mit dem netzdimensionierenden Ausbaubedarf von 558,5 Mio. Euro ergibt sich für den Zeitraum 2025 bis 2045 ein Gesamtinvestitionsbedarf von rund 1,48 Mrd. Euro. Der Anteil des nicht netzdimensionierenden Bedarfs liegt bei rund 61 Prozent im Zeitraum bis 2030, rund 53 Prozent im Zeitraum bis 2035 und rund 68 Prozent im Zielnetzzeitraum. Der altersbedingte Ersatz bleibt damit über den gesamten Betrachtungszeitraum der größere Investitionsblock und gewinnt im Zielnetzzeitraum zusätzlich an Gewicht, da der netzdimensionierende Ausbau der Hochspannung nach der vorliegenden Planung bis 2035 erfolgt. Das durchschnittliche jährliche Investitionsvolumen steigt von rund 43 Mio. Euro in den Jahren 2025 bis 2030 auf rund 82 Mio. Euro in den Jahren 2031 bis 2035 und bleibt im Zielnetzzeitraum mit rund 81 Mio. Euro auf diesem Niveau.

5 Bedarf an Systemdienstleistungen und Flexibilitätsdienstleistungen

In den Hoch- und Mittelspannungsnetzen setzt die ENERVIE Vernetzt eine aktive Spannungsregelung ein. Ein aktives Blindleistungsmanagement wird derzeit nicht eingesetzt. Durch Vorgaben an die größeren Erzeugungsanlagen zur Blindleistungsbereitstellung kann der aktuelle Blindleistungsbedarf ausreichend gedeckt werden.

6 Spitzenkappung nach § 11 Absatz 2 EnWG

Die Spitzenkappung nach § 11 Absatz 2 EnWG wird im Netz der ENERVIE Vernetzt derzeit nicht eingesetzt.

7 Stellungnahmen

Vom 31.10.2026 bis zum 30.11.2026 besteht auf www.vnbdigital.de die Möglichkeit, eine Stellungnahme zum vorliegenden Netzausbauplan einzureichen. Wir behalten uns das Recht vor, sachfremde oder unangemessene Stellungnahmen nicht zu veröffentlichen.