Netzausbauplan 2026

enercity Netz GmbH

enercity
Netz
Ein Unternehmen
der enercity-Gruppe

PLANUNGSREGION
MITTE

Netzausbauplan 2026
enercity Netz GmbH

Veröffentlichungsdatum:

30. Oktober 2026

Impressum:

enercity Netz GmbH
vertreten durch ihre Geschäftsführung
Christiane Fraiss und Jan Trense

Auf der Papenburg 18
D-30459 Hannover
Telefon 0800/2255005
Telefax 0511/4304709
E-Mail info@enercity-netz.de
Internet: www.enercity-netz.de

Handelsregister: Amtsgericht Hannover HRB 201186
Umsatzsteueridentifikationsnummer: DE 250980382

Inhaltsverzeichnis

Präambel 1

A Einleitung 1

A.1 Beschreibung der aktuellen Versorgungsaufgabe 1

A.2 Versorgungsgebiet der enercity Netz 1

B Planungsgrundlagen 5

B.1 Regionalszenario 2025 der Planungsregion Mitte 5

B.2 Voraussichtliche Entwicklung der Versorgungsaufgabe 6

B.2.1 Aktuelle Versorgungsaufgabe auf Grundlage des Regionalszenarios 2025 7

B.2.2 Voraussichtliche Versorgungsaufgabe 2030 (T+5) 8

B.2.3 Voraussichtliche Versorgungsaufgabe 2035 (T+10) 9

B.2.4 Voraussichtliche Versorgungsaufgabe 2045 10

C Netzdimensionierende Netzausbauplanung 11

C.1 Hochspannung 12

C.2 Mittel- bis Niederspannung 13

D Nicht netzdimensionierender Ausbaubedarf 15

E Bedarf an Systemdienstleistungen und Flexibilitätsdienstleistungen 15

F Spitzenkappung nach § 11 Absatz 2 EnWG 16

G Stellungnahmen 16

Abkürzungsverzeichnis

BNetzA	Bundesnetzagentur
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
HS	Hochspannung
HöS	Höchstspannung
MS	Mittelspannung
NAP	Netzausbauplan
NE	Netzebene
NEP	Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber
NOVA	Netzoptimierung-Vor-Verstärkung-Vor-Ausbau
NS	Niederspannung
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber Strom
UW	Umspannwerk
VNB	Verteilnetzbetreiber Strom
VVNB	Vorgelagerter Verteilnetzbetreiber Strom

Präambel

Die Verteilnetzbetreiber (VNB) der Stromnetze mit über 100.000 unmittelbar oder mittelbar angeschlossenen Netzkund:innen erstellen alle zwei Jahre einen Netzausbauplan für ihr Netzgebiet gemäß **§ 14d Energiewirtschaftsgesetz** (EnWG, Stand: 15. Juli 2026). Zur Abstimmung der Netzausbauplanung kommen alle betroffenen VNB in sechs Planungsregionen zusammen und veröffentlichen für jede Planungsregion alle zwei Jahre ein Regionalszenario auf **VNBdigital**. Das Regionalszenario enthält Prognosen zu den installierten Leistungen für Erzeugung und Verbrauch und bildet die gemeinsame Grundlage für die Netzausbaupläne der einzelnen Netzbetreiber. In seinem jeweiligen Netzausbauplan beschreibt der VNB 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 VNB beschreibt auch die voraussichtlichen Anforderungen an sein Netz bis zum Jahr 2045, dem gesetzlichen Zieljahr der Klimaneutralität Deutschlands.

Der Netzausbauplan der **enercity Netz GmbH** (nachfolgend: enercity Netz) basiert auf dem Regionalszenario der **Planungsregion Mitte** vom Dezember 2025 und orientiert sich an dem Gliederungsentwurf der Bundesnetzagentur (BNetzA).

Für Netzkund:innen besteht auf **VNBdigital** vom 2. November 2026 bis zum 30. November 2026 die Möglichkeit, zu diesem Netzausbauplan eine Stellungnahme (siehe **Kapitel G**) einzureichen.

A Einleitung

A.1 Beschreibung der aktuellen Versorgungsaufgabe

Die Versorgungsaufgabe der enercity Netz ist über alle Teilnetzgebiete des Versorgungsgebietes hinweg weitestgehend städtisch geprägt und weist daher einen hohen Verkabelungsgrad auf. Die innerstädtischen Bereiche des Versorgungsgebietes sind geprägt von Mehrfamilienhäusern sowie Objekten, die dem Gewerbe-, Handels- und Dienstleistungssektor (GHD) zuzuordnen sind. Die Außenbezirke zeichnen sich durch Einfamilienhaussiedlungen oder Industrie- und Gewerbeflächen aus. Daher handelt es sich bei der enercity Netz um eine überwiegend lastgetriebene Versorgungsaufgabe.

A.2 Versorgungsgebiet der enercity Netz

Als Verteilnetzbetreiber der Stromnetze versorgt enercity Netz die Landeshauptstadt Hannover, die Stadt Langenhagen, die Stadt Garbsen und die Stadt Laatzen sowie den Ortsteil Letter der Stadt Seelze (siehe **Abbildung 1**). Hierbei besteht das Versorgungsgebiet der enercity Netz aus drei Teilnetzgebieten. Das Teilnetzgebiet 1 umfasst Hannover, Langenhagen und Letter. Das Teilnetzgebiet 2 umfasst Garbsen und das Teilnetzgebiet 3 umfasst Laatzen. Eine Besonderheit im Versorgungsgebiet ist das zentrale, innerstädtische Fernwärmenetz in der Landeshauptstadt Hannover. Zusätzlich sind in allen Stadtgebieten weitere Nahwärmenetze vorhanden.

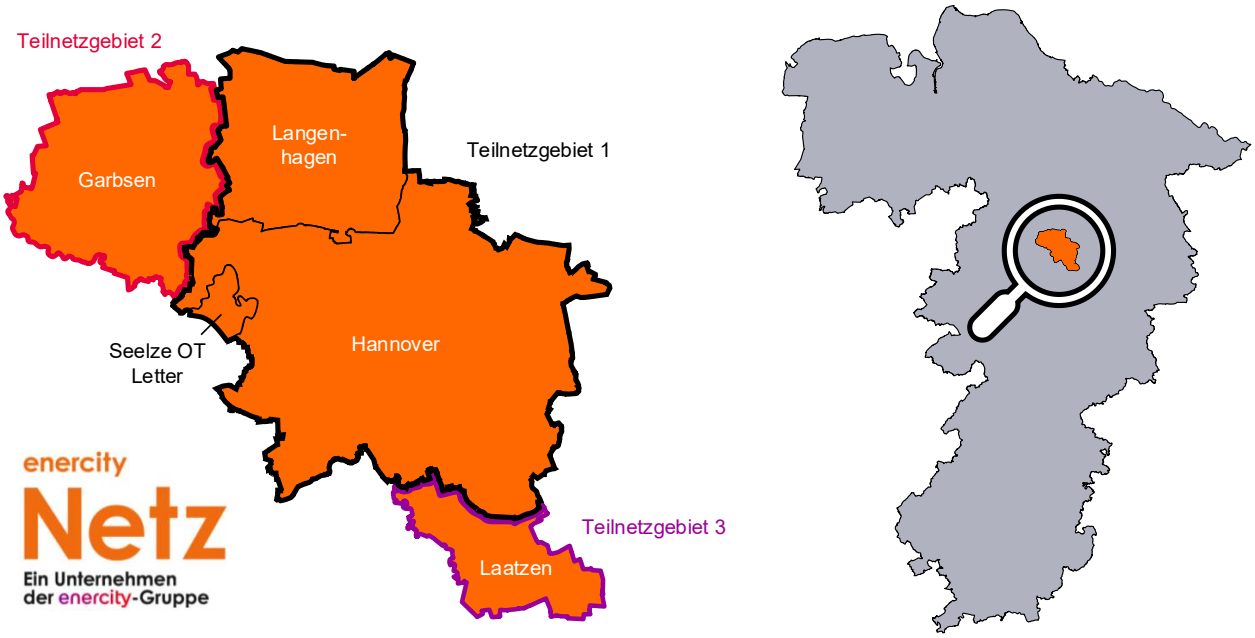


Abbildung 1 Versorgungsgebiet der enercity Netz als Bestandteil der Planungsregion Mitte mit Aufteilung in Teilnetzgebiete

Die enercity Netz betreibt Netze der Spannungsebenen 220 kV, 110 kV, 30 kV, 20 kV, 10 kV, 6 kV und 0,4 kV und somit alle Netzebenen (NE) von Netzebene 1 bis Netzebene 7. Für ein einfacheres Verständnis des Netzausbauplans erfolgt eine Übersicht gleichbedeutender Bezeichnungen:

- **Netzebene 1:** Höchstspannungsebene — 220 kV
- **Netzebene 2:** Umspannebene Höchst-/Hochspannung — 220 kV/110 kV
- **Netzebene 3:** Hochspannungsebene — 110 kV
- **Netzebene 4:** Umspannebene Hoch-/Mittelspannung — 110 kV/(30 kV, 20 kV, 10 kV)
- **Netzebene 5:** Mittelspannungsebene — 30 kV, 20 kV, 10 kV, 6 kV
- **Netzebene 6:** Umspannebene Mittel-/Niederspannung — (20 kV, 10 kV)/0,4 kV
- **Netzebene 7:** Niederspannungsebene, Ortsnetzebene — 0,4 kV

Der Netzebene 1 und der Netzebene 2 ist der Übertragungsnetzbetreiber TenneT TSO GmbH mit Sitz in Bayreuth vorgelagert. Damit ist TenneT TSO GmbH der vorgelagerte Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) für das Teilnetzgebiet 1. Zudem weist das Teilnetzgebiet 1 horizontale Verknüpfungspunkte in der Netzebene 3 mit der Avacon Netz GmbH mit Sitz in Helmstedt auf. Für das Teilnetzgebiet 2 und das Teilnetzgebiet 3 ist die Avacon Netz GmbH der vorgelagerte Verteilnetzbetreiber (VVNB).

Die Netzkarte der Maßnahmen bis 2035 (T+10) für die Netzebenen Höchst- auf Hochspannung (Netzebene 2) und Hochspannung (Netzebene 3) im Versorgungsgebiet der enercity Netz ist in **Abbildung 2** dargestellt. Hierbei wird deutlich, wie die Hochspannungsebene zu einem Rückgrat der elektrischen Energieversorgung im Teilnetzgebiet 1 ausgebaut wird, um im Zuge der Energiewende den wachsenden Leistungsanforderungen (siehe **Kapitel B**) gerecht zu werden. Die Zuordnung der Nummerierung zu Maßnahmen ist dem maschinenlesbaren Maßnahmenplan zu entnehmen, der zusammen mit dem Netzausbauplan der **enercity Netz** veröffentlicht wurde.

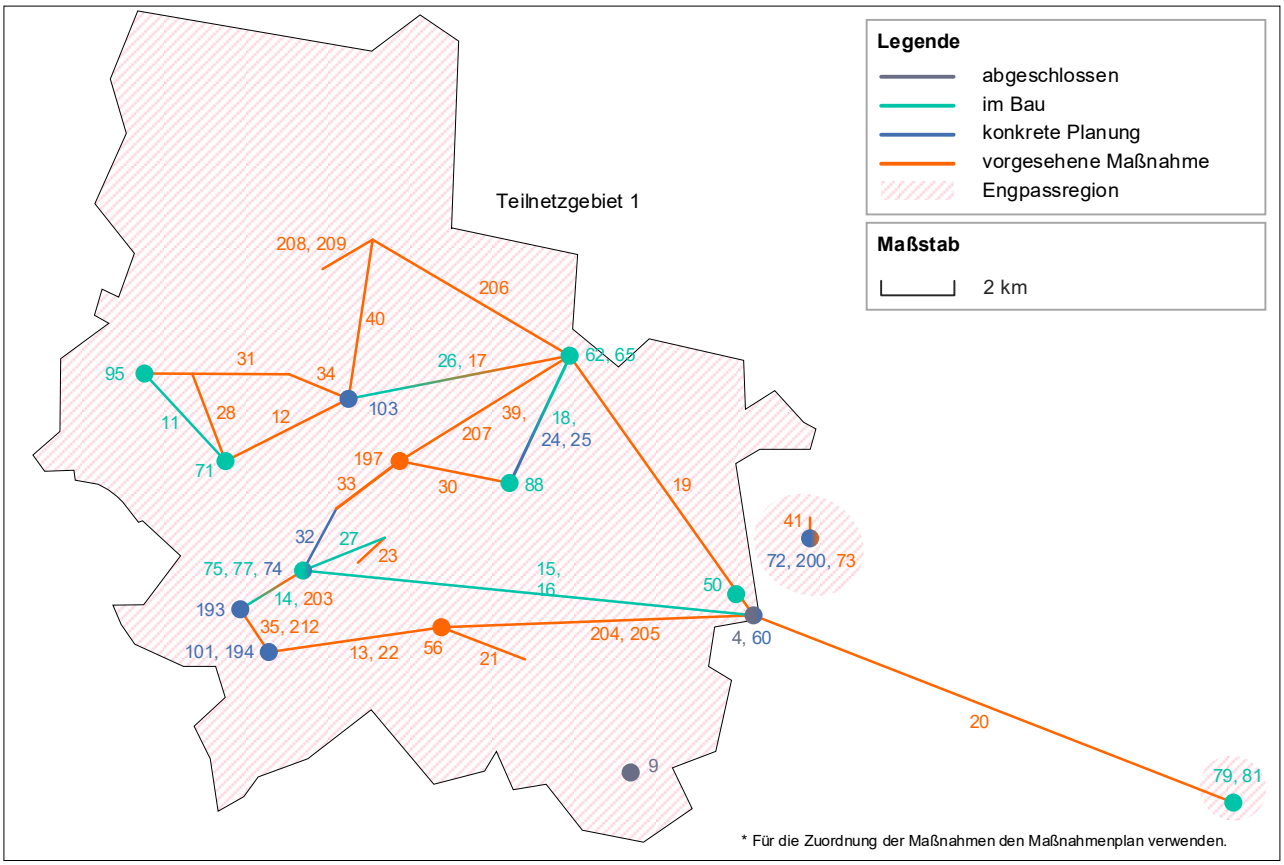


Abbildung 2 Maßnahmen der Netzebenen Höchst- auf Hochspannung und Hochspannung (T+10)

Die Netzkarte der Maßnahmen bis 2030 (T+5) für die Netzebenen Hoch- auf Mittelspannung (Netzebene 4) und Mittelspannung (Netzebene 5) ist in **Abbildung 3** mit Unterteilung in die drei ausgewiesenen Teilnetzgebiete dargestellt. Hierbei zeigt sich gemäß dem NOVA-Prinzip, dass insbesondere Optimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen gehoben werden, um einen Netzanschluss für Anschlussanfragende schnellstmöglich umsetzen zu können.

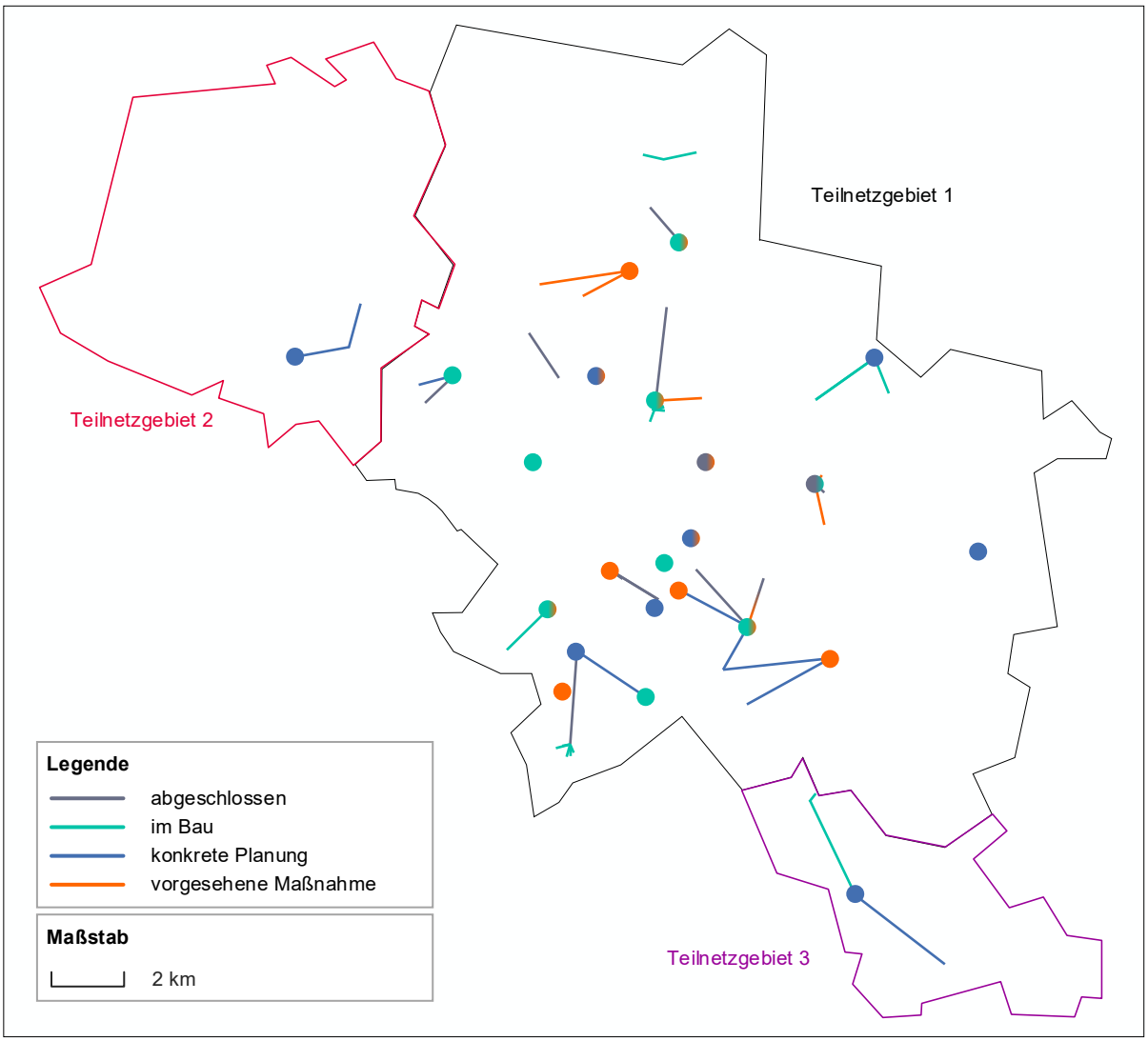


Abbildung 3 Maßnahmen der Netzebenen Hoch- auf Mittelspannung und Mittelspannung (T+5)

B Planungsgrundlagen

B.1 Regionalszenario 2025 der Planungsregion Mitte

Das Regionalszenario 2025 der **Planungsregion Mitte** setzt sich aus den Bestandteilen der einzelnen Versorgungsgebiete der betroffenen Netzbetreiber zusammen. Für die Prognose der Versorgungsaufgabe des Versorgungsgebiets der enercity Netz wurde im Regionalszenario 2025 ein Bottom-up-Ansatz gewählt. Dabei wurde auf der Basis von einzelnen Gebäuden und Anlagen das Entwicklungspotenzial modelliert und anschließend für das gesamte Versorgungsgebiet aggregiert. Hierfür wurde eine eigene Gebäudedatenbank entwickelt, die für jedes Gebäude technologiespezifische Potenziale (z. B. für Wärmepumpen und Ladeinfrastruktur) enthält. Für die Prognose von konkreten technologiespezifischen Zielwerten an installierter Leistung wurde das von der BNetzA genehmigte Szenario B des Netzentwicklungsplans 2025 (NEP 2025) regionalisiert. Hierbei wurden die technologiespezifischen Prognosen für Lasten und Einspeiser in den NEP-Stützjahren 2037 und 2045 auf die Potenziale im Versorgungsgebiet skaliert und in den einzelnen Netzebenen entsprechend aggregiert. Die so erstellte Last- und Erzeugungsprognose spiegelt den Transitionspfad zur Umsetzung der mittel- und langfristigen klima- sowie energiepolitischen Bestrebungen der Bundesregierung mit dem Ziel der Klimaneutralität der Bundesrepublik Deutschland im Jahr 2045 wider. In **Tabelle B.1** sind die auf das Versorgungsgebiet der enercity Netz entfallenden installierten Leistungen des Regionalszenarios 2025 der Planungsregion Mitte aufgeführt.

Tabelle B.1 Auf das Versorgungsgebiet der enercity Netz entfallende installierte Leistungen in MW des Regionalszenarios 2025 der Planungsregion Mitte

	Installierte Leistung in MW			
	Bestand (2024)	**2030**	**2035**	**2045**
Photovoltaik auf oder an Gebäuden (MWp)	141	297	417	538
Photovoltaik Freifläche (MWp)	0	36	60	78
Windenergie an Land	6	6	6	6
Sonstige erneuerbare Erzeugung	56	76	76	76
Konventionelle Kraftwerke	488	268	268	268
Wärmepumpen für dezentrale Wärmelösungen	8	182	245	377
Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	20	230	254	262
Elektromobilität	130	1.065	2.004	3.054
Konventionelle Last (umfasst Haushalte, Gewerbe, Handel, Industrie, Landwirtschaft)	525	566	606	725
Stand-alone Rechenzentren	22	52	82	152
Elektrolyseure	0	0	0	0
Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	30	67	94	122
Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	24	200	250	300
Pumpspeicher	0	0	0	0
Gesamt	1.450	3.045	4.362	5.958

B.2 Voraussichtliche Entwicklung der Versorgungsaufgabe

Aus Sicht der enercity Netz wird die Entwicklung der Versorgungsaufgabe bis 2045 im Wesentlichen durch folgende Treiber bestimmt:

- Elektrifizierung der Wärmeversorgung
- Ausbau der Elektromobilität
- Ausbau erneuerbarer dezentraler Erzeugungsanlagen
- Integration stationärer Batteriespeicher
- Digitalisierung und Automatisierung des Netzbetriebs
- Steigende Anforderungen an Versorgungssicherheit und Resilienz

Während auf den Netzebenen 1 bis 4 insbesondere die Bereitstellung ausreichender Übertragungs- und Umspannkapazitäten im Vordergrund steht, wird die Entwicklung der Netzebenen 5 bis 7 vor allem durch die Integration von dezentralen Erzeugungsanlagen, Heimbatteriespeichern und neuen Verbrauchseinrichtungen geprägt. Insgesamt wandelt sich die Versorgungsaufgabe der enercity Netz bis 2045 von einem überwiegend verbrauchsorientierten Stromverteilnetz hin zu einem aktiv gesteuerten und digitalisierten Elektroenergiesystem.

Durch den Ausbau des Fernwärmenetzes und die allgemein steigende Anzahl an Fernwärmekund:innen erhöht sich zwangsläufig die Wärmenachfrage. Um dieser erhöhten Wärmenachfrage zu begegnen, bedarf es klimafreundlicher Fernwärmeerzeugungsanlagen. Neben Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung (z. B. Biomethan-Blockheizkraftwerk), die sowohl elektrische als auch thermische Leistung einspeisen, werden Power-to-Heat Anlagen (z. B. Großwärmepumpen) als elektrische Verbraucher das Portfolio der Fernwärmeerzeugung im Sinne der Sektorenkopplung prägen.

Die Integration von dezentralen Wärmelösungen entwickelt sich von 2025 bis 2045 zu einem der dominierenden Ausbautreiber im Verteilnetz. Während bis 2030 vor allem der Markthochlauf von Wärmepumpen in Ein- und Mehrfamilienhäusern die Lastentwicklung prägt, erfolgt bis 2035 eine zunehmende Elektrifizierung größerer Wohnquartiere sowie gewerblicher Wärmeversorgungen. Bis 2045 ist von einer weitgehenden Ablösung fossiler Wärmeerzeugung auszugehen. Für die enercity Netz resultieren daraus dauerhaft höhere Leistungsanforderungen in den Netzebenen 5 bis 7 sowie steigende Übertragungsanforderungen in den vorgelagerten Netzebenen.

Die Elektromobilität befindet sich 2025 weiterhin in einer Wachstumsphase und entwickelt sich bis 2030 zum Standard im ÖPNV, im Individualverkehr und bei gewerblichen Flotten. Bis 2035 steigt zusätzlich die Bedeutung leistungsstarker Ladeinfrastruktur für Liefer- und Schwerlastverkehr. Bis 2045 wird ein weitgehend vollständig elektrifizierter Verkehrssektor erwartet. Die Netzbelastung wird dabei weniger durch den Energieverbrauch als durch hohe Gleichzeitigkeiten und Leistungsanforderungen geprägt. Für die Netzplanung gewinnen intelligente Ladestrategien (z. B. marktlicher Einsatz) der elektrifizierten Fahrzeugflotten und ein netzdienlicher Abruf zunehmend an Bedeutung.

Der Ausbau von Photovoltaikanlagen nimmt bereits bis 2030 deutlich zu und wird sowohl durch Dachanlagen im privaten Bereich als auch durch größere Gewerbeanlagen bedingt. Bis 2035 steigt die installierte Leistung weiter signifikant an, was in den Netzebenen 5 bis 7 zu möglichen vertikalen Leistungsflüssen zwischen den Netzebenen führen kann. Bis 2045 wird Photovoltaik einen zentralen

Bestandteil der Energieversorgung in allen Teilnetzgebieten darstellen. Trotz der flächendeckenden Integration dieser dezentralen Erzeugungsanlagen, bleibt die grundsätzliche lastgetriebene Versorgungsaufgabe bestehen.

Der Hochlauf von Heimspeichern erfolgt insbesondere in Verbindung mit Photovoltaikanlagen. Zusätzlich gewinnen gewerbliche Speicher und netzdienliche Großbatteriespeicher an Bedeutung. Bis 2045 werden Batteriespeicher in allen Netzebenen eine wesentliche Flexibilitätsoption zur Glättung von Last- und Einspeisespitzen darstellen. Aus Sicht der Netzführung können sie zur Reduzierung von lokalen Netzengpässen beitragen, erhöhen jedoch gleichzeitig die Anforderungen an Netztransparenz und Betriebsführung.

B.2.1 Aktuelle Versorgungsaufgabe auf Grundlage des Regionalszenarios 2025

Die Leistungsverteilung auf die einzelnen Umspannwerke und damit Mittel- und Niederspannungsnetzgebiete erfolgt nach den individuellen Charakteristika der heutigen Versorgungsaufgabe und unter Heranziehen unterstützender Daten (z. B. Ergebnisse der kommunalen Wärmeplanung) sowie Informationen aus dem Marktstammdatenregister. Die in **Tabelle B.2** aggregiert vorliegenden installierten Leistungen für die Umspannwerke zwischen Höchst- und Hochspannungsebene (Netzebene 2) zeigen den Leistungsbedarf an der Schnittstelle zum vorgelagerten ÜNB auf. Die Leistungsangabe für die Umspannwerke zwischen Hoch- und Mittelspannungsebene (Netzebene 4) konkretisiert ebenfalls die Versorgungsaufgabe im Hochspannungsnetz (Netzebene 3).

Die aktuelle Netzsituation gliedert sich nach den Netzebenen in verschiedene Haupttreiber. Die Netzebene 1 sowie die Netzebene 2 werden durch die Versorgung aller Netzkund:innen bestimmt. Für die Netzebene 3 und die Netzebene 4 sind große Industrie- sowie Gewerbekund:innen als auch Großkraftwerke die Haupttreiber. Hinzu kommt die allgemeine Last- und Erzeugungssituation aus den nachgelagerten Netzebenen. An die Netzebene 5 und die Netzebene 6 sind insbesondere mittelgroße Gewerbe-, Handels- und Logistikkund:innen angeschlossen. In der Netzebene 7 sind insbesondere Haushalte, dezentrale Erzeugungsanlagen und steuerbare Verbrauchseinrichtungen angeschlossen.

Daraus resultieren je nach Lage und Flächenstruktur unterschiedliche Prognosen für die Last- und Erzeugungsentwicklungen (z. B. hohe Durchdringung von stadtkernfernen Einfamilienhaussiedlungen mit Wärmepumpen) in den Teilnetzgebieten. Netzanschlussnehmer wie Großkund:innen und Einzelanlagen, die beispielsweise eine Direktversorgung aus Netzebene 4 erhalten, werden konkret dem entsprechenden Umspannwerk zugeordnet (z. B. Großwärmepumpen). Industriekund:innen werden neben der konventionellen Last je Technologie weitere Leistungen zugeordnet. Generell wird von einem hohen Ausbau von Ladeinfrastruktur (z. B. Elektrifizierung Gewerbe-Fuhrparks) und PV-Anlagen aufgrund erheblicher Dachflächenpotenziale ausgegangen.

Tabelle B.2 Aufteilung der Bestandswerte aus dem Regionalszenario 2025 auf die Netzebenen zur Darstellung der aktuellen Versorgungsaufgabe

	UW HöS/HS	HS	UW HS/MS	MS	UW MS/NS	NS
Photovoltaik auf oder an Gebäuden (MWp)	0	0	1	53	1	86
Photovoltaik Freifläche (MWp)	0	0	0	0	0	0
Windenergie an Land	0	0	0	6	0	0
Sonstige erneuerbare Erzeugung	0	20	20	14	0	3
Konventionelle Kraftwerke	0	459	7	11	2	9
Wärmepumpen für dezentrale Wärmelösungen	0	0	0	0	2	7
Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	0	20	0	0	0	0
Elektromobilität	0	0	0	26	14	90
Konventionelle Last (umfasst Haushalte, Gewerbe, Handel, Industrie, Landwirtschaft)	0	53	80	167	17	208
Stand-alone Rechenzentren	0	0	16	6	0	0
Elektrolyseure	0	0	0	0	0	0
Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	0	0	0	1	0	29
Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	0	0	0	24	0	0
Pumpspeicher	0	0	0	0	0	0
Gesamt	0	552	123	307	35	432

B.2.2 Voraussichtliche Versorgungsaufgabe 2030 (T+5)

Bis zum Jahr 2030 ist in den Netzebenen 1 und 2 ein deutlicher Anstieg der an die nachgelagerten Netzebenen bereitzustellenden Leistung zu erwarten. Wesentliche Treiber sind die zunehmende Elektrifizierung der Wärmeversorgung, der Ausbau der Elektromobilität sowie steigende Strombedarfe von Industrie, Gewerbe, Infrastruktur und öffentlichen Einrichtungen.

Die Versorgungsaufgabe verschiebt sich zunehmend von einer überwiegend verbrauchsorientierten Lastaufnahme hin zur Beherrschung steigender Leistungsanforderungen bei gleichzeitig zunehmender dezentraler Einspeisung. Hierdurch steigen die Anforderungen an die Übertragungskapazitäten zwischen Höchst- und Hochspannung sowie an die Betriebssicherheit des Gesamtsystems.

Die Netzebenen 3 und 4 übernehmen bis 2030 zunehmend die Funktion von Verteilknoten für steigende Lasten aus den Mittelspannungsnetzen. Der Ausbau von Ladeinfrastruktur, die Elektrifizierung von Wärmeversorgungssystemen, der Zubau von Rechenzentren sowie die Entwicklung neuer Wohn- und Gewerbestandorte führen zu einer Erhöhung der Leistungsanforderungen an das Hochspannungsnetz. Die Umspannwerke gewinnen dabei an Bedeutung als zentrale Schnittstellen. Aufgrund der parallelen Planungsprozesse in Bezug auf Strom und Fernwärme werden thermische Großanlagen (>5 MW) mit einer wahrscheinlichen Inbetriebnahme bis 2030 für sämtliche NAP-Stützjahre berücksichtigt.

Die Integration neuer Verbrauchseinrichtungen und Erzeugungsanlagen stellt die maßgebliche Herausforderung für die Netzebenen 5 bis 7 dar. Im Teilnetzgebiet 1 wird die Entwicklung insbesondere durch eine urbane Verdichtung, den Ausbau der Elektromobilität, die zunehmende Verbreitung von Wärmepumpen sowie den Zubau von Photovoltaikanlagen geprägt. Die Lasten steigen sowohl in Wohngebieten als auch in gewerblich geprägten Netzbereichen deutlich an. Neben dem Lastanstieg nimmt die Anzahl dezentraler Einspeiser kontinuierlich zu.

Im Teilnetzgebiet 2 führen insbesondere Siedlungsentwicklungen, Gewerbeansiedlungen sowie die zunehmende Elektrifizierung des Gebäudebestands zu einer steigenden Auslastung der Mittel- und Niederspannungsnetze. Gleichzeitig wächst die installierte Leistung dezentraler Photovoltaikanlagen deutlich, wodurch sich die Versorgungsaufgabe von einem eindimensionalen Energiefluss hin zu bidirektionalen Leistungsflüssen entwickelt.

Im Teilnetzgebiet 3 werden die Entwicklungen vor allem durch die Wärmewende, den Ausbau von Ladeinfrastruktur und die zunehmende Nutzung erneuerbarer Energien bestimmt. Die bestehenden Ortsnetze werden zunehmend stärker ausgelastet. Durch den Zubau dezentraler Photovoltaikanlagen entwickelt sich die Versorgungsaufgabe ebenfalls von einem eindimensionalen Energiefluss hin zu bidirektionalen Leistungsflüssen.

B.2.3 Voraussichtliche Versorgungsaufgabe 2035 (T+10)

Bis 2035 verstärken sich die bereits bis 2030 erkennbaren Entwicklungen deutlich. Durch den fortschreitenden Umbau des Elektroenergiesystems, die Elektrifizierung weiterer Wärmeanwendungen sowie potenzielle neue Strombedarfe aus Gewerbe, Industrie und Infrastruktur wächst der Leistungsbedarf in den vorgelagerten Netzebenen weiter an.

Die Netzebenen 1 und 2 entwickeln sich zunehmend zu zentralen Steuerungs- und Übergabepunkten für ein Elektroenergiesystem mit steigenden Lasten und höheren Anforderungen an Flexibilität und Versorgungssicherheit. Die Netzebene 3 wird bis 2035 verstärkt durch steigende Leistungsanforderungen aus den Mittelspannungsnetzen belastet. Die im Bestand befindlichen Umspannwerke der Netzebene 4 erreichen ihren maximalen Ausbaugrad, sodass neue zentrale Knotenpunkte geschaffen werden müssen. Der Ausbau von Transformatorleistungen sowie die Verstärkung bestehender Netzstrukturen bleibt hierbei von zentraler Bedeutung.

Im Teilnetzgebiet 1 wird bis 2035 ein hoher Grad der Elektrifizierung in den Bereichen Wärme und Mobilität erreicht. Die Anzahl steuerbarer Verbrauchseinrichtungen steigt deutlich an. Gleichzeitig führt der weitere Ausbau von Photovoltaikanlagen und Batteriespeichern zu einer zunehmenden Dynamisierung der Last- und Einspeiseleistungen im Jahreszeitverlauf.

Im Teilnetzgebiet 2 steigen sowohl die Spitzenlasten als auch die installierten Einspeiseleistungen weiter an. Die Mittelspannungsnetze übernehmen zunehmend die Funktion regionaler Verteilplattformen für dezentrale Erzeugung und Verbrauch.

Im Teilnetzgebiet 3 führt die fortschreitende Elektrifizierung von Gebäuden und Mobilität zu einer weiteren Zunahme der Netzbelastung. Gleichzeitig steigen die Anforderungen an die Integration dezentraler Erzeugungseinheiten.

B.2.4 Voraussichtliche Versorgungsaufgabe 2045

Bis 2045 bilden die Netzebenen 1 bis 4 das Rückgrat eines weitgehend klimaneutralen und elektrifizierten Energiesystems. Die Versorgungsaufgabe ist durch deutlich höhere Leistungsanforderungen, stärkere Lastdynamiken und eine zunehmende Integration von Flexibilitätsoptionen geprägt. Die Gewährleistung einer sicheren Energieversorgung erfordert dauerhaft hohe Übertragungs- und Umspannwerkskapazitäten in den Netzebenen 1 und 2. Die Netzebenen 3 und 4 übernehmen bis 2045 eine zentrale Rolle als Bindeglied zwischen der Übertragungsnetzebene und den stark dezentral geprägten Verteilnetzen. Lastflüsse werden zunehmend zeitlich volatil.

Der Hochlauf an Wärmepumpen und Elektrokraftfahrzeugen bis 2045 entspricht einer sehr hohen Durchdringung (>90 %). Der Jahresverbrauch von Wärmepumpen hängt individuell vom zu versorgenden Objekt ab (z. B. Dämmwert, Fläche). Das Ladeverhalten für E-Pkw und E-Lkw hängt maßgeblich vom Nutzungsverhalten sowie zukünftig auch von den Markt- als auch von den Netzsituationen ab. Im Versorgungsgebiet der enercity Netz wird eine sehr hohe Durchdringung an Ladeinfrastruktur prognostiziert, um den Ladebedarf der im Versorgungsgebiet gemeldeten elektrischen Fahrzeugflotte vollständig decken zu können. Hierdurch wird für die installierte Leistung an Ladeinfrastruktur insgesamt ein Wert von rund 3 GW prognostiziert.

Im Teilnetzgebiet 1 entsteht bis 2045 ein hochgradig elektrifiziertes urbanes Energiesystem. Dezentrale Erzeugungsanlagen, Batteriespeicher, Ladeinfrastruktur und flexible Verbrauchseinrichtungen prägen die Netzbetriebsführung.

Im Teilnetzgebiet 2 entwickelt sich ein stark dezentrales Energiesystem mit umfangreicher lokaler Erzeugung und Speicherung. Die Mittel- und Niederspannungsnetze übernehmen eine wesentliche Rolle bei der Integration lokaler Energieflüsse und der Sicherstellung eines stabilen Netzbetriebs.

Im Teilnetzgebiet 3 wird die Versorgungsaufgabe durch eine weitgehende Elektrifizierung der Verbrauchssektoren sowie eine hohe Durchdringung mit dezentralen Erzeugungs- und Speicheranlagen bestimmt.

C Netzdimensionierende Netzausbauplanung

Die netzdimensionierende Netzausbauplanung umfasst Maßnahmen, welche dazu dienen, die zukünftige Versorgungsaufgabe sicher erfüllen zu können. Sie dient der Sicherstellung ausreichender Übertragungskapazitäten in den betroffenen Netzebenen und basiert auf den prognostizierten Entwicklungen von Lasten, Erzeugungsanlagen und Speichern. Die enercity Netz wendet bei der Netzausbauplanung das NOVA-Prinzip an, um den Netzausbau volkswirtschaftlich effizient, kostengünstig und ressourcenschonend zu gestalten. Hierbei gilt als Maßgabe, Maßnahmen einer Netzoptimierung (z. B. Schaltzustandsänderungen von Trennstellen) vor einer Netzverstärkung (z. B. Ersatz eines Transformators) vor einem Netzausbau (z. B. Neubau einer Station) durchzuführen.

Die bestehenden Verteilnetzstrukturen der enercity Netz basieren auf der Planungsgrundlage des konventionellen Winterlastfalls. Die Deckung der Last konnte dabei anteilig durch innerstädtische elektrische Erzeugungsanlagen, wie zum Beispiel das Gemeinschaftskraftwerk Hannover oder das Heizkraftwerk Linden, erfolgen. Im auslegungsrelevanten Belastungsfall resultierte somit ein unidirektionaler Wirk- und Blindleistungsfluss von der Hochspannungs- in die Niederspannungsebene zur Versorgung der konventionellen Lasten der Netzanschlussnehmer.

Treiber für die Netzausbauplanung resultieren, sobald sich die Versorgungsaufgabe in einem Netzgebiet über diesen Auslegungsfall und vorsorgliche Übertragungskapazitätsreserven hinaus entwickelt. Dabei ist nicht eine Technologie allein für einen spezifischen Netzausbau verantwortlich, sondern stets das individuelle Leistungsgefüge aller Erzeuger und Verbraucher in einem Netz. Je nach Betriebspunkt (z. B. hohe PV-Einspeisung im Sommer) können lokal verschiedene Engpässe resultieren. Ziel der Netzplanung ist es, sämtlichen potenziellen lokalen Engpässen durch entsprechende vorsorgliche Ausbau-, Verstärkungs- und Optimierungsmaßnahmen entgegenzuwirken beziehungsweise vorzubeugen. Grundlage für die Netzplanung sind Netzanalysen der Bestandsnetzstrukturen je Netzebene unter dem Einfluss der jeweiligen Last- und Erzeugungsprognosen je NAP-Stützjahr.

Die Netzanalysen erfolgen mithilfe von Netzsimulationen. Neben der Vorgabe der im Vorfeld hergeleiteten wirksamen Leistungen je Netzebene bedarf es weiterer Annahmen für das Blindleistungsverhalten (z. B. Synchrongenerator, konventionelle Last) sowie für den Kurzschlussstrombeitrag. Hierfür wurden bisherige Erfahrungswerte im Hinblick auf die NAP-Stützjahre detailliert geprüft und im Bedarfsfall den zukünftigen Entwicklungen gerecht angepasst.

Mithilfe von Leistungsflussberechnungen wird die Einhaltung der Netzbetriebsführungs- und Betriebsmittelgrenzen quantifiziert und evaluiert. Hierdurch werden mögliche Engpässe identifiziert. Automatische Transformatorstufungen in der Netzebene 4 sorgen dafür, dass das zulässige Spannungsband in der Netzebene 5 stets eingehalten wird. Die Netzausbauplanung in der Netzebene 6 erfolgt auf Basis von Modellnetzanalysen. Dafür werden zunächst sämtliche Ortsnetze (Netzebene 6 und 7) hinsichtlich typischer Versorgungsaufgaben (z. B. Einfamilienhaussiedlung) klassifiziert. Je Ortsnetzklasse werden repräsentative Netzgebiete im Detail analysiert. Die Ergebnisse werden auf die gesamte Ortsnetzklasse bezogen und daraus der Netzausbaubedarf für die Netzebene 6 abgeleitet. Eine Bewertung des individuellen Spannungsbandes je Ortsnetz wird bei diesem Ansatz nicht durchgeführt. Sollten sich Spannungsbandprobleme durch die zukünftige Last- und

Erzeugungsentwicklung abzeichnen, werden regelbare Ortsnetztransformatoren optional als Gegenmaßnahme eingesetzt.

In der Mittel- und Hochspannungsnetzebene (Netzebenen 3 bis 5) werden neben Leistungsflussberechnungen (n–1)-Ausfallanalysen im Sinne einer Worst-Case-Betrachtung durchgeführt. Im Fehlerfall werden dabei zum Beispiel zunächst unversorgte Netzgebiete nach Fehlerklärung über Schaltmaßnahmen alternativ versorgt (z. B. Zusammenschaltung eines offen betriebenen Mittelspannungsrings). Weiterhin betrachtete Ausfälle sind der 1-Linien-Ausfall in Kraftwerken, Sammelschienen- und Transformator-Ausfälle. Im Hochspannungsnetz (Netzebene 2 und 3) wurde zudem eine Kurzschlussstromanalyse durchgeführt.

Die Planung der Fernwärmeversorgung wird in Abhängigkeit des Fernwärmeausbaus und des Fernwärmebedarfs rollierend in den kommenden NAP-Zyklen aktualisiert. Aufgrund der geplanten Standortwahl ergibt sich aktuell aus der Fernwärmewende kein direkter Netzausbaubedarf im Stromnetz.

Energieeffizienzmaßnahmen sind grundsätzlich in der Prognose des Regionalszenarios berücksichtigt. Im Vergleich zu den erwarteten Verbrauchssteigerungen für elektrische Wärmeerzeugung, Elektromobilität, der Substitution fossiler Energieträger durch strombasierte Anwendungen in der Industrie und der Zunahme an elektrischen Verbrauchern im Haushaltsbereich sind Energieeffizienzmaßnahmen auch im Sinne des Rebound-Effekts vernachlässigbar klein. Die separate Ausweisung von Energieeffizienzmaßnahmen brächte keinen Mehrwert für die Genauigkeit der Prognosezahlen.

Für das gesamte Versorgungsgebiet der enercity Netz ergeben sich die in den folgenden Abschnitten genannten Netzausbaumaßnahmen zu einer Gesamtsumme von 2.987 Mio. Euro bis 2045.

C.1 Hochspannung

Der im Zeitraum 2025 bis 2045 in den Netzebenen 1 bis 4 resultierende aggregierte Erneuerungs-, Verstärkungs- und Ausbaubedarf für die zuverlässige Gewährleistung einer sicheren Energieversorgung nach § 1 EnWG ist in **Tabelle C.1** aufgeführt. Die zum Maßnahmenbedarf korrespondierenden Engpässe resultieren aus der allgemeinen Lastprognose sowie dem Zubau von Großanlagen. Für die Last- und Erzeugungsprognose im Jahr 2030 treten im Bestandsnetz der Netzebenen 1 bis 4 keine Engpässe auf. Der Netzebene 3 werden gemäß dem Maßnahmenplan auch Maßnahmen zugeordnet, die keine HS-Leitungen umfassen, jedoch die HS-Ebene betreffen (z. B. 110 kV-Sammelschienen). Eine Ermittlung von spezifischen Investitionsbedarfen für die Leitungslegung von HS-Leitungen anhand von **Tabelle C.1** wäre daher stark verzerrt.

Tabelle C.1 Netzdimensionierende Ausbauplanung[1] 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	3 Stück	295 Mio. Euro
	NE 3: HS-Leitungen	122 km	314 Mio. Euro
	NE 4: HS/MS UW	13 Stück	287 Mio. Euro
2031 bis 2035 (T+10)	NE 2: HöS/HS UW	0 Stück	0 Mio. Euro
	NE 3: HS-Leitungen	75 km	144 Mio. Euro
	NE 4: HS/MS UW	4 Stück	72 Mio. Euro
2036 bis 2045 (Zielnetz)	NE 2: HöS/HS UW	0 Stück	0 Mio. Euro
	NE 3: HS-Leitungen	4 km	6 Mio. Euro
	NE 4: HS/MS UW	2 Stück	9 Mio. Euro

[1] inkl. Neubau, Ersatz(-neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität, Netzoptimierung und -verstärkung

Ein weiterer Leitungsmaßnahmenbedarf über den Maßnahmenplan hinaus ist heutzutage noch nicht abzuschätzen. Um die Auswirkungen der zukünftigen Last- und Erzeugungsentwicklungen auf die Hochspannungsleitungen adäquat evaluieren zu können und frühzeitig geeignete Gegenmaßnahmen einzuleiten, erfolgt bereits heutzutage teilweise eine Temperaturüberwachung.

Der Maßnahmenplan beinhaltet unter anderem lastzuwachsgetriebene Maßnahmen wie den Ausbau von Umspannwerkstandorten mit neuen Mittel- und Hochspannungsschaltanlagen, Transformatoren sowie die für deren Anschluss benötigten Leitungsarbeiten. Das Zielnetz 2045 für die Netzebenen 2 bis 4 sieht eine Netzauftrennung des Bestandsnetzes in ein Nord- und ein Südnetz zur Begrenzung der Kurzschlussleistung vor. Phasenschiebertransformatoren an den Schnittstellen zwischen den beiden Versorgungsgebieten dienen für eine gezielte Steuerung des Lastaustauschs im Rahmen der Netzbetriebsführung. Hinsichtlich der Begrenzung von Kurzschlussströmen und der Beeinflussung des Blindleistungshaushalts werden Drosselspulen zur Kompensation der kapazitiven Ladeleistung der zukünftig noch weiter zunehmenden Kabelsubstanz im Versorgungsgebiet verteilt integriert.

Die konkretisierten Maßnahmen für die Netzebenen Höchst- auf Hochspannung (Netzebene 2) und Hochspannung (Netzebene 3) bis 2035 (T+10) im Versorgungsgebiet der enercity Netz sind dem Maßnahmenplan der maschinenlesbaren Daten zu entnehmen. Dies gilt auch für die Darstellung des aggregierten Ausbaubedarfs im Datenblatt vnbdigital.de.

C.2 Mittel- bis Niederspannung

Die netzdimensionierende Ausbauplanung in den Mittel- und Niederspannungsnetzen wird maßgeblich durch die zunehmende Elektrifizierung von Wärme, Mobilität und Gewerbe sowie den starken Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen, insbesondere Photovoltaik, getrieben. Hieraus resultieren steigende Anforderungen an Netzkapazitäten, Spannungsqualität und Netzbetriebsführung. Besondere Herausforderungen ergeben sich aus der räumlich und zeitlich ungleichen Entwicklung von

Last- und Einspeiseschwerpunkten. Der im Zeitraum 2025 bis 2045 in den Netzebenen 5 bis 6 resultierende aggregierte Erneuerungs-, Verstärkungs- und Ausbaubedarf ist in **Tabelle C.2** aufgeführt.

Die konkretisierten Maßnahmen für die Netzebenen Mittelspannung (Netzebene 5) und Mittel- auf Niederspannung (Netzebene 6) bis 2030 (T+5) im Versorgungsgebiet der enercity Netz sind dem Maßnahmenplan der mit dem NAP 2026 veröffentlichten maschinenlesbaren Daten zu entnehmen. Dies gilt auch für die Darstellung des aggregierten Ausbaubedarfs im Datenblatt vnbdigital.de. Der Netzebene 5 werden gemäß dem Maßnahmenplan auch Maßnahmen zugeordnet, die keine MS-Leitungen umfassen, jedoch die MS-Ebene betreffen (z. B. 10 kV-Sammelschienen). Eine Ermittlung von spezifischen Investitionsbedarfen für die Leitungslegung von MS-Leitungen in den verschiedenen Zeiträumen anhand von **Tabelle C.2** wäre daher stark verzerrt.

Tabelle C.2 Netzdimensionierende Ausbauplanung[2] Mittel- bis Niederspannung

Zeitraum	Maßnahme	Geschätzte Menge	Erwarteter Ausbaubedarf
2025 bis 2030 (T+5)	NE 5: MS-Leitungen	164 km	144 Mio. Euro
	NE 6: MS/NS UW	161 Stück	23 Mio. Euro
	NE 7: NS-Leitungen	129 km	40 Mio. Euro
2031 bis 2035 (T+10)	NE 5: MS-Leitungen	247 km	118 Mio. Euro
	NE 6: MS/NS UW	253 Stück	38 Mio. Euro
	NE 7: NS-Leitungen	272 km	79 Mio. Euro
2036 bis 2045 (Zielnetz)	NE 5: MS-Leitungen	1.198 km	499 Mio. Euro
	NE 6: MS/NS UW	623 Stück	91 Mio. Euro
	NE 7: NS-Leitungen	982 km	287 Mio. Euro

[2] inkl. Neubau, Ersatz(-neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität, Netzoptimierung und -verstärkung

Die Maßnahmen für die Mittelspannungsebene des Maßnahmenplans sind einer der folgenden Kategorien zuzuordnen:

- Entlastung von Mittelspannungsringen durch Übergabe von Stationen an einen neuen Ring
- Verstärkung der umspannwerksnahen Trassenabschnitte
- Bau paralleler Übertragungssysteme und Optimierung der Netztopologie
- Verdichtung der Versorgung durch den Bau neuer Stationen

Die Vorlaufzeit für die Umsetzung von Maßnahmen in der Netzebene 6 ist geringer als 5 Jahre. Aus diesem Grund ist eine Darstellung des kurzfristigen Bedarfs an Ortsnetzstationsmaßnahmen bis 2030 in Form einer Maßnahmenliste nicht sinnvoll. Zudem ist der Maßnahmenbedarf abhängig von der individuellen Last- und Erzeugungsentwicklung eines Ortsnetzes. Aufgrund der Vielzahl potenzieller leistungsgetriebener Maßnahmen in der Netzebene 6 gilt es, die Änderungen im Last- und Erzeugungsverhalten der einzelnen Ortsnetze genau zu evaluieren, um die Ortsnetzstationen bedarfsgerecht und zukunftssicher auszubauen. Dafür werden Ortsnetzstationen sowohl hinsichtlich eines Niederspannungsmonitorings als auch im Hinblick auf die Koordination von netzdienlichen

Flexibilitäten gemäß § 14a EnWG bis spätestens 2035 digitalisiert. Neugebaute Ortsnetzstationen sind volldigitalisiert und werden somit ferngemessen, ferngemeldet und ferngesteuert. Bei Erneuerungs- und Neubaumaßnahmen sowohl von Mittelspannungsleitungen als auch von Ortsnetzstationen werden standardmäßig größere Leistungsklassen eingesetzt.

D Nicht netzdimensionierender Ausbaubedarf

Der nicht netzdimensionierende Ausbaubedarf umfasst Maßnahmen, die nicht durch die zukünftige Last- und Erzeugungsentwicklung verursacht werden. Hierzu zählen insbesondere altersbedingte Erneuerungen von Betriebsmitteln zur Sicherstellung eines sicheren Netzbetriebs, der Rückbau nicht mehr benötigter Anlagen sowie die fachgerechte Entsorgung von Altlasten. In **Tabelle D.1** ist der zu erwartende Mittelbedarf aufgeführt. Der nicht netzdimensionierende Ausbaubedarf kann anhand der mit dem NAP 2026 veröffentlichten maschinell lesbaren Daten (z. B. Maßnahmenplan) weiter konkretisiert werden.

Tabelle D.1 Nicht netzdimensionierende Ausbauplanung[3]

Zeitraum	Erwarteter Mittelbedarf
2025 bis 2030 (T+5)	111 Mio. Euro
2031 bis 2035 (T+10)	112 Mio. Euro
2036 bis 2045 (Zielnetz)	318 Mio. Euro

[3] inkl. Ersatz(-neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität, Reiner Ersatz / Rückbau / Altlastentsorgung

E Bedarf an Systemdienstleistungen und Flexibilitätsdienstleistungen

Die enercity Netz betreibt neben den im vorliegenden Netzausbauplan beschriebenen Maßnahmen mehrere Vorhaben, um auch zukünftig das Netz im Zusammenhang von Steuerungsmechanismen (z. B. § 14a EnWG) und System- bzw. Flexibilitätsdienstleistungen sicher zu betreiben:

- Konsequente Anwendung und Weiterentwicklung eines Standards für digitale Ortsnetzstationen als zentrale Komponente der Verteilnetzdigitalisierung
- Evaluierung der Ansprüche an Fernmess-, Fernmeldungs- und Fernsteuerstandards sowie die Auswahl und Installation geeigneter Informations- und Kommunikationstechnologien
- Entwicklung von robusten Messkonzepten für das Netzzustandsmonitoring im Kontext von § 14a EnWG (Aufbau Digitaler Zwilling, Online-Monitoring von Netzstationen)
- Analyse der Veränderungen von Last-, Erzeugungs- und Netzverhalten in allen Netzebenen
- Simulative Bewertung des Einflusses von zeitvariablen Netzentgelten auf den Netzzustand und wissenschaftlich begleitete Forschung für den Einsatz von netzdienlichen Flexibilitäten durch dezentrale Anlagen

Bei der Betrachtung der Systemdienstleistung Spannungshaltung ist der Blindleistungshaushalt entscheidend. Im Gesamtnetz wird der Blindleistungshaushalt im Versorgungsgebiet der enercity Netz bei einem Verkabelungsgrad von über 99 % vor allem durch die Kabelsubstanz geprägt. Da in der Netzbetriebsführung ein ausgeglichener Blindleistungshaushalt angestrebt wird, wird dem zukünftig weiteren Ausbau der Kabelsubstanz und der daraus resultierenden Zunahme der kapazitiven

Blindleistung über zusätzliche Drosselspulen entgegengewirkt, wodurch für die NAP-Stützjahre 2030 bis 2045 eine versorgungsgebietsinterne Deckung des Blindleistungsbedarfs anzunehmen ist.

F Spitzenkappung nach § 11 Absatz 2 EnWG

Verteilnetzbetreiber sind gemäß § 11 Abs. 2 EnWG berechtigt, bei der Netzplanung ihr Netz so zu dimensionieren, dass die prognostizierte jährliche Stromerzeugung je unmittelbar an ihr Netz angeschlossener Windkraftanlagen oder PV-Anlagen um bis zu drei Prozent reduziert werden darf. Besonders im Hinblick auf die Prognosen für den Ausbau von PV-Anlagen im Versorgungsgebiet der enercity Netz stellt das Instrument der Spitzenkappung zukünftig ein effektives Werkzeug zur Minderung potenzieller Engpässe im Sommer dar. Wie bereits beschrieben, sind die Treiber für den Netzausbau jedoch mannigfaltig und größtenteils lastgetrieben, weswegen die Auswirkungen von Spitzenkappungen zumindest im Rahmen der Netzausbauplanung nicht im Detail berücksichtigt wurden.

G Stellungnahmen

Vom 2. November 2026 bis zum 30. November 2026 besteht auf der Seite der **enercity Netz** bei VNBdigital die Möglichkeit, eine Stellungnahme zum vorliegenden Netzausbauplan einzureichen. Es wird das Recht vorbehalten, sachfremde oder unangemessene Stellungnahmen nicht zu veröffentlichen.

