

Netzausbauplan 2024

enercity Netz GmbH



Netzausbauplan 2024

enercity Netz GmbH

Veröffentlichungsdatum:

30. April 2024

Impressum:

enercity Netz GmbH
vertreten durch ihre Geschäftsführung
Christiane Fraiss und Karl Josef Risch

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

A	Einleitung	1
A.1	Gesetzlicher Rahmen	1
A.2	Versorgungsgebiet der enercity Netz.....	1
B	Planungsgrundlagen: Umsetzung des Regionalszenarios 2023 der Planungsregion Mitte für das Versorgungsgebiet der enercity Netz	2
B.1	Regionalisierung der Verbrauchsprognose.....	3
B.2	Überführung der Verbrauchsprognose in netzplanungsrelevante Größen	5
B.3	Verbraucher- und Erzeugerleistungen aus der Fernwärmeplanung für Hannover.....	7
B.4	Runterbrechen der Erzeugungsprognose auf das Versorgungsgebiet der enercity Netz.....	9
B.5	Flexibilitätpotenziale im Versorgungsgebiet der enercity Netz	11
B.6	Zukünftige Versorgungsaufgabe der enercity Netz in Bezug auf die Umspannebene zwischen Höchst- und Hochspannung (Netzebene 2).....	12
B.7	Verteilung der Last- und Erzeugungsprognosen innerhalb des Versorgungsgebiets der enercity Netz (Netzebenen 3 bis 6)	14
C	Netzausbauplanung: Netzanalysen zur Identifikation von Engpässen und Auswahl geeigneter Maßnahmen zur Engpassvermeidung	18
C.1	Allgemeines Vorgehen bei der Netzanalyse	18
C.2	Netzausbauplan Höchst- und Hochspannungsnetz, Netzebenen 1 bis 4.....	19
C.3	Netzausbauplan Mittel- und Niederspannungsebene, Netzebenen 5 bis 6	22
D	Bedarf an Systemdienstleistungen und Flexibilitätsdienstleistungen	23
E	Spitzenkappung nach § 11 Absatz 2 EnWG	24
F	Stellungnahmen	24
G	Anhang.....	25
G.1	Bestandsnetz Höchst- und Hochspannung, Netzebenen 1 bis 4, Stand 01. April 2024 ...	25
G.2	Bestandsnetz Mittelspannung, Netzebenen 4 bis 6, Stand 01. April 2024	26
G.3	Engpassprognose im Bestandsnetz inkl. Direktzuordnung von Maßnahmen, Last- und Erzeugungsprognose 2033, Netzebene 3 und 4.....	27
G.4	Engpassprognose im Bestandsnetz inkl. Direktzuordnung von Maßnahmen, Last- und Erzeugungsprognose 2045, Netzebene 3 und 4.....	28
G.5	Maßnahmenbedarf in Bezug auf Hochspannungsleitungen, Last- und Erzeugungsprognose 2028-2045, Netzebene 3 und 4.....	29
G.6	Engpassprognose im Bestandsnetz, Last- und Erzeugungsprognose 2028, Netzebene 3 und 4.....	30
G.7	Engpassprognose und Maßnahmenbedarf im Bestandsnetz, Last- und Erzeugungsprognose 2033, Netzebene 5 und 6.....	31

G.8 Engpassprognose und Maßnahmenbedarf im Bestandsnetz, Last- und Erzeugungsprognose 2045, Netzebene 5 und 6.....	32
G.9 Engpassgebiete und Maßnahmen im Bestandsnetz, Last- und Erzeugungsprognose 2028, Netzebene 5 und 6	33

Abkürzungsverzeichnis

BDEW	BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BNetzA	Bundesnetzagentur
EG	Engpassgebiet (Netzebene 5 und 6)
EP	Engpass (Netzebene 3 und 4)
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
HS	Hochspannungsmaßnahme
MS	Mittelspannungsmaßnahme
NAP	Netzausbauplan
NE	Netzebene
NEP	Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber
NOVA	Netzoptimierung-Vor-Verstärkung-Vor-Ausbau
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UW	Umspannwerk(-maßnahme) (Netzebene 2 oder 4)
VNB	Verteilnetzbetreiber
VVNB	Vorgelagerter Verteilnetzbetreiber

A Einleitung

A.1 Gesetzlicher Rahmen

Stromverteilnetzbetreiber (VNB) mit über 100.000 unmittelbar oder mittelbar angeschlossenen Kunden sind gemäß **§ 14d Energiewirtschaftsgesetz** (EnWG, Stand: 15. Februar 2024) 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.

Der Netzausbauplan der **enercity Netz GmbH** (nachfolgend: enercity Netz) basiert auf dem Regionalszenario der **Planungsregion Mitte** vom Juni 2023 und orientiert sich am „Leitfaden zur Umsetzung des Netzausbauplans nach § 14d Energiewirtschaftsgesetz“ des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW).

Netzkunden können auf VNBdigital im Zeitraum vom 1. Mai bis zum 22. Mai 2024 zu diesem Netzausbauplan eine Stellungnahme einreichen.

A.2 Versorgungsgebiet der enercity Netz

Das Verteilnetzbetreiber enercity Netz versorgt die Städte Hannover, Langenhagen, Laatzen und den Ortsteil Letter der Stadt Seelze (siehe **Abbildung 1**).



Abbildung 1 Versorgungsgebiet der enercity Netz als Bestandteil der Planungsregion Mitte

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

- **Netzebene 1:** Höchstspannungsebene 380 kV, 220 kV
- **Netzebene 2:** Umspannebene Höchst-/Hochspannung (380 kV, 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

Das Versorgungsgebiets der enercity Netz der Netzebenen 1 bis 4 ist in **Abbildung 5** im Anhang dargestellt. Die Netzkarte für die Netzebenen 4 bis 6 ist in **Abbildung 6** gezeigt. Der Netzebene 1 ist das 380 kV Netz des Übertragungsnetzbetreibers Tennet TSO mit Sitz in Bayreuth vorgelagert. Zudem versorgt der vorgelagerte Verteilnetzbetreiber (VVNB) avacon AG mit Sitz in Helmstedt die Netzebenen 2 und 4. Das Versorgungsgebiet der Stadt Laatzen ist direkt dem Verteilnetzbetreiber avacon AG nachgelagert.

Die Versorgungsaufgabe der enercity Netz ist überwiegend städtisch und weist daher einen hohen Verkabelungsgrad auf. Der innerstädtische Bereich ist 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. Eine Besonderheit im Versorgungsgebiet der Landeshauptstadt Hannover ist das zentrale, innerstädtische Fernwärmenetz. Detaillierte Strukturdaten¹ der Stadtteile und Stadtbezirke sind im Internet verfügbar. Aufgrund der weitestgehend einheitlichen Versorgungsaufgabe werden sämtliche Netzgebiete in einem gemeinsamen Teilnetz zusammengefasst.

B Planungsgrundlagen: Umsetzung des Regionalszenarios 2023 der Planungsregion Mitte für das Versorgungsgebiet der enercity Netz

Für die Prognose der Versorgungsaufgabe der Planungsregion Mitte wurde für das Regionalszenario 2023 ein Top-down-Ansatz gewählt. Als Grundlage dafür wurde ein von den vier Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW zur Verfügung gestelltes Datenpaket verwendet. Das Datenpaket umfasst räumlich und zeitlich aufgelöste Prognosedatensätze zur Stromerzeugung und Stromverbrauch aus einer Langfristanalyse für das Jahr 2030 und dem von der Bundesnetzagentur (BNetzA) genehmigten Szenario B des Netzentwicklungsplans 2023 (NEP 2023). Es beinhaltet somit die technologiespezifischen Verbrauchs- und Erzeugungsprognosen der ÜNB-Stützjahre 2030, 2037 sowie 2045 entsprechend eines Transitionspfades zur Umsetzung der

¹ Beispiel: Strukturdaten der Stadtteile und Stadtbezirke der Landeshauptstadt Hannover [Strukturdaten der Stadtteile und Stadtbezirke | Statistikstelle der Landeshauptstadt Hannover | Statistikstellen von Stadt und Region | Wahlen & Statistik | Politik | Leben in der Region Hannover](#) (zuletzt abgerufen am 25.03.2024)

mittel- und langfristigen klima- sowie energiepolitischen Bestrebungen der Bundesregierung mit dem Ziel der Klimaneutralität der Bundesrepublik Deutschland im Jahr 2045.

Die einzelnen im Datenpaket enthaltenden Datensätze sind ineinander überführbar und unterscheiden sich lediglich in der räumlichen Granularität. Die Herleitung des Regionalszenarios 2023 der Planungsregion Mitte basierte somit zum einen auf der Prognose für die installierten Erzeugungsleistungen (in MW) je Technologie und ÜNB-Stützjahr auf Postleitzahl-Ebene. Zum anderen auf der landkreisscharfen Prognose für die elektrische Jahresarbeit (in TWh) je Verbrauchssektor und ÜNB-Stützjahr. Der Prognosebezug auf die Stützjahre 2028, 2033 und 2045 des Netzausbauplans 2024 (NAP 2024) erfolgte durch lineare Interpolation. Über die Postleitzahl- bzw. Landkreis-Zuordnung der zur Planungsregion Mitte korrespondierenden Verteilnetzbetreiber wurden die Summen der Verbrauchs- und Erzeugungsprognosen und damit das Regionalszenario 2023 bestimmt.

Im Rahmen des Regionalszenarios 2023 der Planungsregion Mitte erfolgte kein Herunterbrechen der Verbrauchs- und Erzeugungsprognosen auf und innerhalb der Versorgungsgebiete der einzelnen berichtspflichtigen Verteilnetzbetreiber. Im Vorfeld der Berichtserstattung zum Netzausbauplan 2024 ist es daher zunächst notwendig das Regionalszenario 2023 auf das Versorgungsgebiet der enercity Netz als Teilnetzgebiet der Planungsregion Mitte zu überführen. Aufgrund der unterschiedlichen Charakteristika der Versorgungsaufgaben der berichtspflichtigen Verteilnetzbetreiber (z. B. ländliches Mittelspannungsnetz, städtische Hochspannungsnetz) bietet die Auswahl einer individuellen Granularitätsstufe Vorteile. Für den Datensatz mit Verbrauchs- und Erzeugungsprognosen je Übertragungsnetzknotten liegen zum Beispiel Zusatzinformationen wie Zeitreihen je Technologie sowie installierte Leistungen (in MW) vor. Für das Versorgungsgebiet der enercity Netz wurde aufgrund dieses Vorteiles folgende Datengrundlage gewählt:

- **Übertragungsnetzknotten-Ebene:** Versorgung der Städte Hannover, Langenhagen und Seelze Ortsteil Letter
- **Postleitzahl-Ebene:** Versorgung der Stadt Laatzen

Hinsichtlich der unterschiedlichen Parametereinheiten bei den Last- und Erzeugungsprognosen im Regionalszenario 2023 der Planungsregion Mitte erfolgt die Überführung auf das Versorgungsgebiet der enercity Netz getrennt für Verbraucher und Erzeuger.

B.1 Regionalisierung der Verbrauchsprognose

Die Ermittlung der Jahresverbräuche für das Versorgungsgebiet der enercity Netz erfolgt mithilfe der in der Datengrundlage zusätzlich verfügbaren Zeitreihen der Netznutzungsfälle (Wirkleistung in MW) in stündlicher Auflösung. In **Tabelle B.1** ist die Jahresverbrauchsprognose für das Versorgungsgebiet der enercity Netz in Bezug auf das Regionalszenario 2023 dargestellt. Analog zum Vorgehen in der Planungsregion Mitte wurden die NAP-Stützjahre aus den ÜNB-Stützjahren der Datengrundlage linear interpoliert. Für das NAP-Stützjahr 2028 wird der gleiche Gradient wie für den Verbrauchsanstieg zwischen den ÜNB-Stützjahren 2030 und 2037 angenommen.

Die für die Übertragungsnetzknotten-Ebene vorliegenden Zeitreihen wurden unter Annahme einer einheitlich städtisch geprägten Versorgungsaufgabe der enercity Netz für die Stadt Laatzen adaptiert, um zusammen mit den Prognosen für die installierten Leistungen je Technologie (siehe **Abschnitt B.2**) die Jahresverbrauchsprognose zu bestimmen.

Tabelle B.1 Jahresverbrauchsprognose für das Versorgungsgebiet der enercity Netz in Bezug zum Regionalszenario 2023 der Planungsregion Mitte; Darstellungsform: Gesamtverbrauch (davon Versorgungsgebiet Stadt Laatzen)

Kundengruppe	Regionalszenario 2023 Planungsregion Mitte			Versorgungsgebiet enercity Netz		
	Verbrauch 2028 in TWh/a	Verbrauch 2033 in TWh/a	Verbrauch 2045 in TWh/a	Verbrauch 2028 in TWh/a	Verbrauch 2033 in TWh/a	Verbrauch 2045 in TWh/a
Konventionelle Lasten	68,22	71,87	78,02	3,58 (0,14)	3,59 (0,14)	3,59 (0,14)
davon Haushalte	18,94	18,94	18,94	1,07 (0,04)	1,07 (0,04)	1,07 (0,04)
davon GHD	18,62	17,54	15,59	1,57 (0,06)	1,48 (0,06)	1,32 (0,05)
davon Industrie	30,66	35,39	43,49	0,94 (0,04)	1,04 (0,04)	1,20 (0,05)
Wärmepumpen	4,23	8,34	11,53	0,15 (0,01)	0,38 (0,04)	0,56 (0,06)
Elektromobilität und Verkehr	14,55	19,05	27,07	0,51 (0,04)	0,66 (0,05)	0,94 (0,07)
Rechenzentren	Keine Angabe			0		
Elektrolyse	0	0	19,08	0		
Gesamt	87,00	99,26	135,70	4,24 (0,19)	4,63 (0,23)	5,09 (0,27)

Informationen über die Aufteilung der konventionellen Lasten auf die klassischen Kundengruppen Haushalte, Gewerbe-Handel-Dienstleistungen (GHD) und Industrie ist mithilfe der Datensätze auf Übertragungsnetzknotten- und Postleitzahl-Ebene nicht möglich. Der Datensatz auf Landkreis-Ebene beinhaltet jedoch den benötigten Detaillierungsgrad für die Region Hannover. Es wird angenommen, dass die Verteilung der konventionellen Lasten auf die klassischen Kundengruppen nicht nur für die Gesamtheit der Kommunen in der Region Hannover gilt, sondern auch für die einzelnen Kommunen und somit für das Versorgungsgebiet der enercity Netz. Per Dreisatz und unter Annahme eines konstanten Haushaltsverbrauchs (siehe Regionalszenarios 2023) resultiert die Verteilung auf die klassischen Kundengruppen entsprechend **Tabelle B.1**. Die Bestimmung des über die NAP-Stützjahre konstanten Haushaltsverbrauchs basiert auf dem im Regionalszenario 2023 gewählten Bezugsjahr 2028.

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.

Im Versorgungsgebiet der enercity Netz liegen zum Zeitpunkt der Berichtserstellung keine konkreten Netzanschlussanfragen (z. B. Neuanschluss, Erhöhung Anschlussleistung) in Bezug auf Rechenzentren vor. Wie bereits im Regionalszenario 2023 beschrieben wird die Entwicklung dieser Kundengruppe von einer Vielzahl von Standort- und Wirtschaftsfaktoren getrieben und ist daher schwierig zu prognostizieren. Aus diesen Gründen wird im Versorgungsgebiet der enercity Netz für die NAP-Stützjahre kein Zu- bzw. Ausbau von Rechenzentren angenommen. Gleiches gilt für Elektrolyseure und Großverbraucher. Die Verbrauchsprognosen für diese Kundengruppen werden rollierend in den kommenden NAP-Zyklen aktualisiert. Es ist anzumerken, dass bereits ein einzelner Netzanschluss aus diesen Kundengruppen die Ergebnisse des Netzausbauplans beeinflussen könnte (z. B. zusätzliche Engpässe, Netzausbaubedarf).

Die Jahresenergieverbräuche in **Tabelle B.1** sind als Eingangsgröße für die zur Engpassidentifikation und der daraus abgeleiteten Netzausbauplanung benötigten Netzanalysen ungeeignet, weswegen nachfolgend eine Darstellung der netzplanerisch relevanten Leistungswerte erfolgt.

B.2 Überführung der Verbrauchsprognose in netzplanungsrelevante Größen

Die installierten bzw. hinsichtlich der konventionellen Lasten maximalen Verbrauchsleistungen für das Versorgungsgebiet der enercity Netz ohne die Stadt Laatzen können für die ÜNB-Stützjahre direkt den Datensätzen auf Übertragungsnetz-knoten-Ebene entnommen werden. Zusammen mit den Jahresverbrauchsprognosen und den Annahmen im Begleitdokument² des NEP 2023 „Bedarfs-ermittlung 2023-2037/2045 – Genehmigung des Szenariorahmens 2023-2037/2045“ können für die Kundengruppen Wärmepumpen und Elektrokraftfahrzeuge über einen Dreisatz die korrespondierenden Ausbauraten ermittelt werden. Die Aufteilung des Jahresverbrauchs W der Elektrokraftfahrzeuge (Index: EKfz) je Typ im Versorgungsgebiet der enercity Netz ohne die Stadt Laatzen (Index: N) übernimmt dabei die gesamtdeutsche Verteilung (Index: D). Für die Anzahl n_{EPKW} an vollelektrifizierten E-PKW (Index: EPKW) folgt für das einheitliche ÜNB- und NAP-Stützjahr 2045 dadurch zum Beispiel:

$$n_{\text{EPKW,N}} = 194.692 \text{ Stück} \approx \frac{0,87 \text{ TWh/a}}{143,70 \text{ TWh/a}} \times 32 \text{ Mio. Stück} = \frac{W_{\text{EKfz,N}}}{W_{\text{EKfz,D}}} \times n_{\text{EPKW,D}} \quad (1)$$

Die gleiche Herangehensweise kann für die Kundengruppe Wärmepumpe adaptiert werden. Für die Anzahl an Haushalts-Wärmepumpen n_{HHWP} folgt somit:

$$n_{\text{HHWP,N}} = 100.814 \text{ Stück} \approx \frac{0,50 \text{ TWh/a}}{67,60 \text{ TWh/a}} \times 13,6 \text{ Mio. Stück} = \frac{W_{\text{WP,N}}}{W_{\text{WP,D}}} \times n_{\text{HHWP,D}} \quad (2)$$

Die Gleichungsbestandteile $W_{\text{EKfz,N}}$ und $W_{\text{WP,N}}$ sind in der von den ÜNB zur Verfügung gestellten Datengrundlage verfügbar (siehe **Tabelle B.1**). Die Werte für die Variablen $W_{\text{EKfz,D}}$, $n_{\text{EPKW,D}}$, $W_{\text{WP,D}}$

² [Genehmigung des Szenariorahmens 2023-2037/2045 \(netzausbau.de\)](#) (Link zuletzt abgerufen am: 04.03.2024)

und $n_{HHWP,D}$ sind dem Szenariorahmen des NEP² zu entnehmen. Für den elektrifizierten Busverkehr liegen keine entsprechenden Annahmen zur Ermittlung einer Stückzahl vor. Der Jahresverbrauch wird daher stellvertretend dem Fahrzeugtyp „Schwere Nutzfahrzeuge“ zugeordnet.

Die bestimmten Ausbauraten berücksichtigen dabei die auf das Versorgungsgebiet der enercity Netz heruntergebrochenen klima- sowie energiepolitischen Ziele der Bundesregierung von 6 Millionen Wärmepumpen und 15 Millionen vollelektrische PKW im Jahr 2030. Mit Ausnahme von Plug-In-Hybrid-Fahrzeugen wurde ein genereller Anstieg der einzelnen Fahrzeugtypen zwischen 2028-2045 angenommen. Bei Plug-In-Hybrid-Fahrzeugen wurde für 2030 ein Maximum von 8. Mio. Stück in der Bundesrepublik Deutschland angesetzt. Die installierten bzw. maximalen Verbrauchsleistungen, die direkt der Datengrundlage entnommen wurden sowie die ermittelten korrespondierenden Stückzahlen sind in **Tabelle B.2** dargestellt. Die Bestimmung der Verbrauchsleistungen in den NAP-Stützjahren erfolgt über eine erneute lineare Interpolation zwischen den ÜNB-Stützjahren. Es ist anzumerken, dass die installierte Verbrauchsleistung der Wärmepumpen keine Unterstützung durch einen Heizstab berücksichtigt (z. B. Unterstützung einer 3 kW Wärmepumpe (12 kW thermische Leistung) bei geringen Außentemperaturen (≤ 10 Tage im Jahr) mit einer Heizstabileistung von bis zu 9 kW).

Tabelle B.2 Installierte bzw. maximale Verbrauchsleistungen und dazu korrespondierende Stückzahlen für das Versorgungsgebiet der enercity Netz; Darstellungsform: Gesamtverbrauch (davon Versorgungsgebiet Stadt Laatzen)

Technologie	Leistung in MW			Anzahl in Stück		
	2028	2033	2045	2028	2033	2045
Konventionelle Lasten ohne Laatzen	580	590	586			
Wärmepumpen ohne Laatzen	120	273	385	Haushalte: 23.462 GHD: 4.761 Gesamt: <u>28.233</u>	59.849 12.083 <u>71.932</u>	100.814 20.014 <u>120.828</u>
Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge ohne Laatzen	620	1.833	2.269	E-PKW: 37.050 Plug-In-Hybride: 20.324 Leichte Nutz-KFZ: 4.470 Schwere Nutz-KFZ: 206 E-LKW: 0 Gesamt: <u>62.050</u>	129.579 39.246 13.262 990 266 <u>183.343</u>	194.692 12.168 17.644 1.216 1.216 <u>226.936</u>
Konventionelle Lasten Laatzen	25	26	25			
Wärmepumpen Laatzen	13	30	42	Gesamt: <u>3.106</u>	<u>7.905</u>	<u>13.275</u>
Elektromobilität Laatzen	49	145	179	Gesamt: <u>4.892</u>	<u>14.455</u>	<u>17.892</u>
Gesamt	1.407 (87)	2.897 (201)	3.486 (246)			

Zur Vereinfachung wird nachfolgend nur noch die Gesamtzahl an Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen verwendet. Der Jahresverbrauch von Wärmepumpen hängt individuell vom zu versorgenden Objekt ab (z. B. Dämmwert, Fläche), weswegen eine Klassifizierung nach Haushalten und GHD für die Netzplanung keinen Mehrwert bietet. In Bezug auf die Elektromobilität unterliegen die spezifischen Ausbauprognosen für die einzelnen Fahrzeugtypen bis auf die Ausbauziele für E-PKW

erhöhten Unsicherheiten, da sich diese Technologien erst seit wenigen Jahren etablieren und langsam durchsetzen oder aktuell noch entwickelt werden (z. B. Oberleitungs-Hybrid-LKW).

Die installierten Leistungen für die Ladeinfrastruktur aus der Datengrundlage (z. B. 2028: 439 MW, 2033: 668 MW, 2045: 956 MW) entsprechen der Vorhaltung von Lademöglichkeiten für ungefähr 70 % der Elektrokräftfahrzeuge (Annahme einer Basis-Ladeinfrastruktur von 10 kW). Nur 7 von 10 Elektrokräftfahrzeugen können somit maximal gleichzeitig laden. Im Versorgungsgebiet der enercity wird jedoch eine Versorgungsmöglichkeit von 100 % der Gesamtflotte angestrebt, weswegen sich die installierte Leistung P_{inst} für die Ladeinfrastruktur folgendermaßen ergibt:

$$\text{Beispiel NAP-Stützjahr 2028: } P_{\text{inst,EKFZ,N,2028}} = 620 \text{ MW} \approx \overbrace{62.050 \text{ Stück}}^{= n_{\text{EKFZ,N,2028}}} \times 10 \text{ kW/Stück} \quad (3)$$

Die bis hierhin beschriebene Vorgehensweise kann für das Versorgungsgebiet der Stadt Laatzen nicht adaptiert werden, da in dem von den ÜNB zur Verfügung gestellten Datenpaket die benötigte Granularität bzw. der entsprechende Informationsgehalt nicht vorliegt. Die Stückzahlen für Ladeinfrastruktur werden per Dreisatz aus der über die NAP-Stützjahre als konstant angenommenen Gesamtanzahl an Fahrzeugen³ und der Anwendung der Elektrifizierungsrate im Versorgungsgebiet der enercity Netz ohne die Stadt Laatzen unter Annahme einer einheitlichen Versorgungsaufgabe bestimmt. Für das NAP-Stützjahr 2028 folgt dadurch zum Beispiel:

$$n_{\text{EKFZ,Laatzen,2028}} = 4.892 \text{ Stück} \approx \frac{62.050}{298.505} 23.534 \text{ Stück} = \frac{n_{\text{EKFZ,Gesamt,Han+Lan+Let,2028}}}{n_{\text{KFZ,Gesamt,Han+Lan+Let}}} n_{\text{KFZ,Gesamt,Laa}} \quad (4)$$

Die installierte Verbrauchsleistung für Ladeinfrastruktur ergibt sich unter Anwendung von (3). Der elektrifizierte Schienenverkehr (z. B. Stadtbahn) wird im gesamten Versorgungsgebiet der enercity Netz den konventionellen Lasten zugeordnet.

Für das Versorgungsgebiet Laatzen gilt, dass die installierte Verbrauchsleistung der Kundengruppe Wärmepumpen 11 % der installierten Verbrauchsleistung im übrigen Versorgungsgebiet der enercity Netz entspricht. Die Grundlage dafür ist die Annahme, dass in der Stadt Laatzen zukünftig bis zu 8.500⁴ und im übrigen Versorgungsgebiet der enercity Netz bis zu 78.000⁴ Wohngebäude über Wärmepumpen versorgt werden könnten.

B.3 Verbraucher- und Erzeugerleistungen aus der Fernwärmeplanung für Hannover

Zur Erreichung der Klimaziele in Hannover bis 2035 ist die klimafreundliche Fernwärme ein fester Bestandteil. Durch den Anschluss von Gebäuden an das Fernwärmenetz können Heizsysteme mit fossilen Brennstoffen nach und nach ersetzt werden. Dafür wurde im Stadtgebiet der

³ https://www.kba.de/SharedDocs/Downloads/DE/Statistik/Fahrzeuge/FZ3/fz3_2023.xlsx?__blob=publicationFile&v=3
 (Link zuletzt abgerufen am: 04.03.2024)

⁴ Annahme für die Städte Langenhagen, Laatzen und den Ortsteil Letter: 100 % Wärmeversorgung von Wohngebäuden mit Wärmepumpen. Abschätzung für die Stadt Hannover: Kommunales Wärmeplanung [Wärmeplanung Hannover 2023 \(hannover-stadt.de\)](https://www.hannover-stadt.de) (Link zuletzt abgerufen am: 04.03.2024)

Landeshauptstadt Hannover eine Fernwärmesatzung⁵ erlassen. In den darin ausgezeichneten Fernwärmesatzungsgebieten (siehe **Abbildung 2**) erfolgt voraussichtlich in den nächsten 20 Jahren ein Ausbau des Fernwärmenetzes und damit eine priorisierte Umstellung auf eine klimafreundliche Gebäudewärmeversorgung.

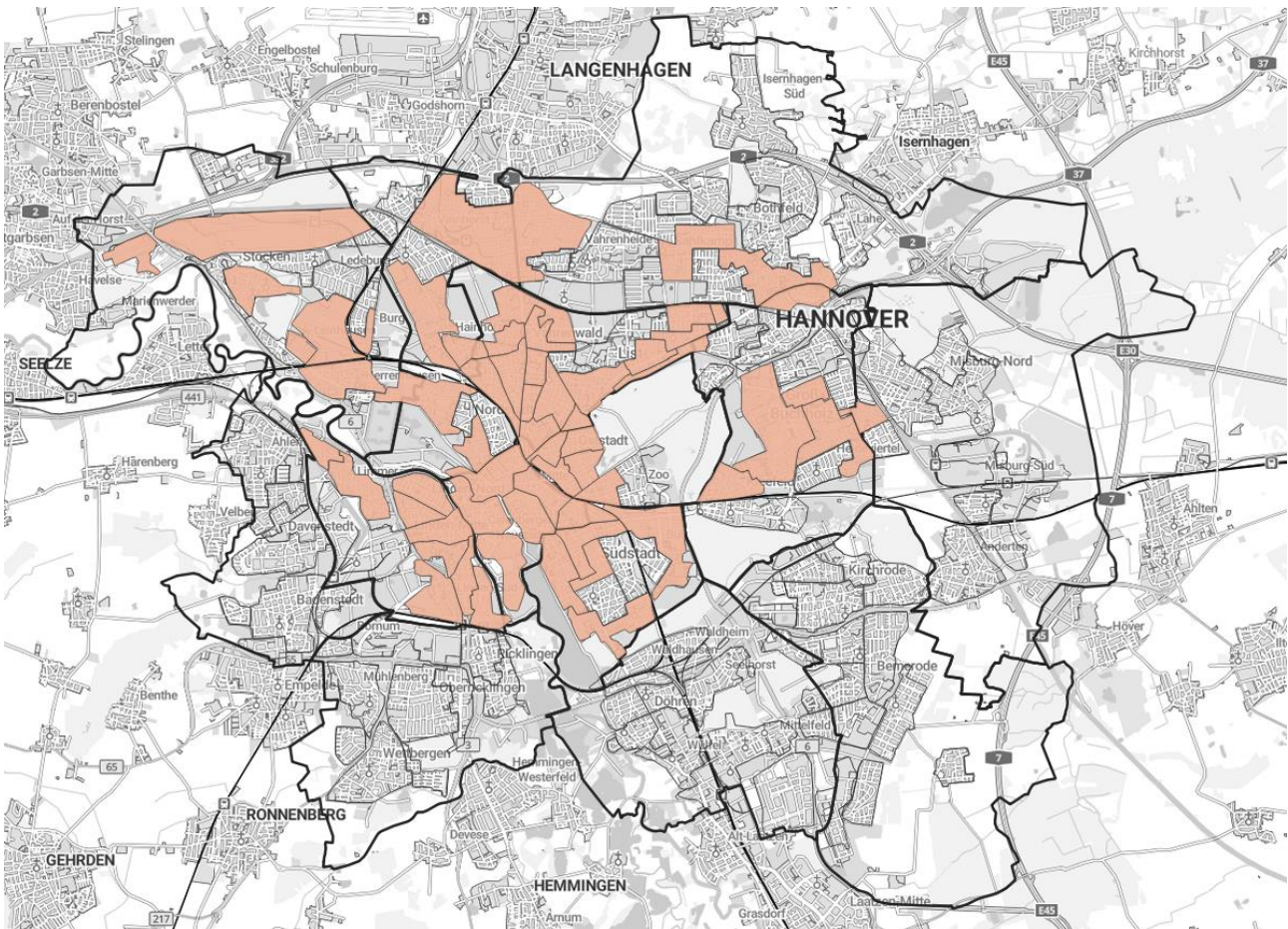


Abbildung 2 Fernwärmesatzungsgebiet⁵ in der Landeshauptstadt Hannover (siehe farbige Flächen)

Durch den Ausbau des Fernwärmenetzes und die allgemein steigende Anzahl an Fernwärmekunden erhöht sich zwangsläufig die Wärmenachfrage aus dem Fernwärmenetz. Um dieser erhöhten Wärmenachfrage zu begegnen, bedarf es klimafreundlicher Fernwärmeeerzeugungsanlagen. Neben Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung (z. B. Biomethan-Blockheizkraftwerk), die sowohl elektrische als auch thermische Leistung einspeisen, werden Power-to-Heat Anlagen wie Elektroheizer und Großwärmepumpen als elektrische Verbraucher das Portfolio der Fernwärmeeerzeugung im Sinne der Sektorenkopplung prägen. Aufgrund der parallelen Planungsprozesse in Bezug auf Strom und Fernwärme wird der aktuelle Planungsstand für Großanlagen (>5 MW_{th}) mit einer wahrscheinlichen Inbetriebnahme bis 2028 für sämtliche NAP-Stützjahre berücksichtigt.

⁵ Fernwärmesatzungsgebiet [Fernwärmesatzungsgebiet in Hannover \(enercity.de\)](https://www.enercity.de) (Link zuletzt abgerufen am: 04.03.2024)

Elektrische und thermische Erzeuger:

- Konventionelles Kraftwerk⁶:
 - Gasturbine 1: 82 MW_{el}
 - Gasturbine 2: 70 MW_{el}
 - Dampfturbine: 78 MW_{el}
- Biogas und -masse: 66 MW_{el}
- Weitere Großanlagen: 20 MW_{el}

Installierte Leistung: 316 MW_{el}

Thermische Erzeuger, elektrische Verbraucher:

- Elektroheizer: 80 MW_{el}
- Großwärmepumpen: 30 MW_{el}
- Geothermie: 1 MW_{el}

Installierte Leistung: 111 MW_{el}

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 aus der Fernwärmewende kein direkter Netzausbaubedarf im Stromnetz.

B.4 Runterbrechen der Erzeugungsprognose auf das Versorgungsgebiet der enercity Netz

Das Regionalszenario 2023 liegt für die Erzeugungsseite bereits in netzplanungsrelevanten Größen vor. Für Kleinanlagen der Kundengruppe Biogas und -masse sowie Laufwasser wurden die Werte aus der von den ÜNB bereitgestellten Datengrundlage übernommen (siehe **Tabelle B.3**).

Tabelle B.3 Installierte Erzeugungsleistungen für das Versorgungsgebiet der enercity Netz; Darstellungsform: Gesamterzeugung (davon Versorgungsgebiet Stadt Laatzen)

Kundengruppe	Regionalszenario 2023 Planungsregion Mitte Erzeugungsleistung in MW				Versorgungsgebiet enercity Netz Erzeugungsleistung in MW			
	Ist-Wert	2028	2033	2045	Ist-Wert ⁷	2028	2033	2045
Biogas und -masse	1.813	2.055	1.633	435	11 (3)	10 (2)	8 (2)	1 (1)
Laufwasser	134	134	134	134	1 (0)			
Wind Onshore	12.807	23.447	26.487	34.145	6 (1)	9 (4)	13 (8)	16 (11)
PV	5.784	22.737	35.536	54.248	82 (14)	649 (23)	1.109 (32)	1.282 (59)
Gesamt	20.538	48.373	63.790	88.962	100 (18)	669 (29)	1.131 (42)	1.300 (71)

Die Datengrundlage sieht für das Versorgungsgebiet der enercity Netz einen deutlichen Leistungszuwachs vor (2028: 54 MW, 2033: 80 MW, 2045: 123 MW). Im regionalen Raumordnungsprogramm⁸ der Region Hannover wird im Versorgungsgebiet der enercity Netz jedoch nur ein Vorranggebiet für die Windenergienutzung im Stadtgebiet Laatzen Ortsteil Rethen ausgezeichnet (siehe Nr. 15 Rethen in **Abbildung 3**). Aus diesem Grund werden für das Versorgungsgebiet Hannover, Langenhagen

⁶ Kraftwerksliste zum Szenariorahmen 2023-2037/2045 [Kraftwerksliste zur Genehmigung des Szenariorahmens 2023-2037/2045 \(netzentwicklungsplan.de\)](#) (Link zuletzt abgerufen am: 04.03.2024)

⁷ Quelle Marktstammdatenregister [Startseite | MaStR \(marktstammdatenregister.de\)](#) (abgerufen am 04.03.2024)

⁸ Regionales Raumordnungsverfahren Region Hannover [vo020 \(hannit.de\)](#) (zuletzt abgerufen am 04.03.2024)

und Letter nur die Erzeugungsleistungen von Bestandsanlagen berücksichtigt (in Summe 5 MW, siehe **Tabelle B.3**).

Die darüberhinausgehende Erzeugungsleistung wurde in Rücksprache mit dem angrenzenden Verteilnetzbetreiber avacon Netz GmbH dessen Versorgungsgebiet zugeordnet. Im Falle der Ausweisung weiterer Vorzugsflächen zur Windenergienutzung in zukünftigen regionalen Raumordnungsprogrammen über das aktuelle 2,52 % Flächennutzungsziel hinaus wird die Erzeugungsprognose in kommenden NAP-Zyklen dementsprechend aktualisiert.

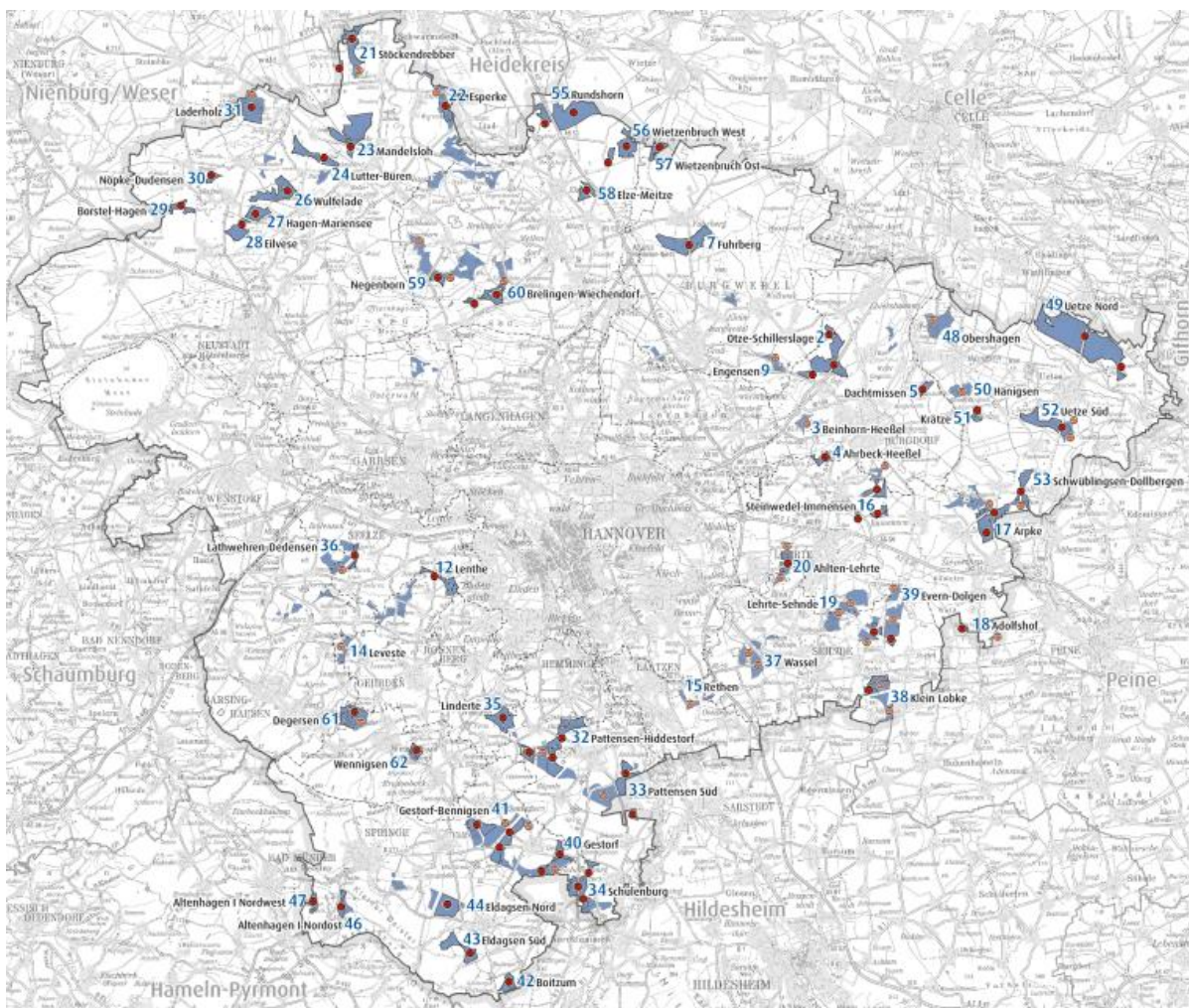


Abbildung 3 Regionale Raumordnungsprogramm⁸: Vorranggebiete Windenergienutzung (Stand: April 2023)

Im Solarkataster der Region Hannover wird auf den Dachflächen im Versorgungsgebiet der energy Netz ein hohes PV-Ausbaupotenzial ausgewiesen (z. B. für das Stadtgebiet Hannover 2,9 GWp),

weswegen kommunalpolitisch fraktionsübergreifend ein beschleunigter Ausbau⁹ der Solarenergie angestrebt wird. Hinzukommen Ausbaupotenziale¹⁰ für PV-Freiflächenanlagen entlang der Autobahnen A2, A7 und A352. Aus diesen Gründen werden die Erzeugungsprognose der Datengrundlage (2028: 243 MW, 2033: 364 MW, 2045: 578 MW) mit Blick auf **Tabelle B.3** signifikant erhöht. Damit wird im Versorgungsgebiet der enercity Netz ein deutlicher Beitrag zu den klima- sowie energiepolitischen Zielen der Bundesregierung von 215 GW im Jahr 2030 angestrebt.

B.5 Flexibilitätspotenziale im Versorgungsgebiet der enercity Netz

Die Flexibilisierung der Verteilnetzebene und damit die Erhöhung der Optimierungspotenziale im Stromnetz ist im Angesicht der dargestellten Last- und Erzeugungsprognose eine der Grundlagen für die zukünftige Gewährleistung eines Netzbetrieb nach § 1 EnWG¹¹. Entsprechend des NOVA-Prinzips¹² ist die Ausnutzung und Erschließung von Flexibilitätspotenzialen gegenüber klassischen Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen zu priorisieren.

Mit der Novellierung des § 14a¹³ EnWG können zukünftig auch in der Niederspannungsebene netzorientierte Flexibilitäten durch die Kunden für die Verteilnetzbetreiber erbracht werden. Die Kunden erhalten im Gegenzug für die Steuerung ihrer Verbrauchseinrichtungen ein reduziertes Netzentgelt. Die genauen Regelungen¹⁴ zur Integration steuerbarer Verbrauchseinrichtungen wurden von der BNetzA Ende 2023 festgelegt. Die Umsetzung hängt vom Integrationsgrad intelligenter Messsysteme sowie Steuereinheiten in den einzelnen Niederspannungsnetzgebieten, dem Ausbaugrad an digitalen Ortsnetzstationen (z. B. Fernmeldung niederspannungsseitiger Abgangsmessungen) und damit der Möglichkeit zum Netzmonitoring in einem digitalen Netzzwilling ab. Ein zeitgleicher netzweiter Ausbau ist unwahrscheinlich, weswegen der Einfluss steuerbarer Verbraucher auf die Netzausbauplanung in diesem NAP-Zyklus ohne Erfahrungswerte nicht beurteilt werden kann.

Die netzorientierte Nutzung von Flexibilitätspotenzialen der Kundengruppen Industrie sowie GHD wird als Lastmanagement bzw. Demand-Side-Management bezeichnet. Im Versorgungsgebiet der enercity Netz wird von der zukünftigen Erschließung solcher Flexibilitäten und deren Netzdienlichkeit ausgegangen. Die in **Tabelle B.4** aufgeführten DSM-Leistungen werden zwischen den Werten aus

⁹ Gemeinsamer Antrag von SPD-Fraktion, CDU-Fraktion und FDP-Fraktion: Strategie für den beschleunigten Ausbau der Solarenergie in der Landeshauptstadt Hannover: [SIM - DS 0455/2024 \(hannover-stadt.de\)](https://www.hannover-stadt.de/SIM-DS-0455/2024) (zuletzt abgerufen am 28.03.2024)

¹⁰ Privilegierung von PV-Freiflächenanlagen entlang von Autobahnen und mehrgleisigen Schienenstrecken: [Privilegierung von PV-Freiflächenanlagen entlang von Autobahnen und mehrgleisigen Schienenstrecken - auch in Anbauverbotszone möglich - Klimaschutz- und Energieagentur Niedersachsen \(klimaschutz-niedersachsen.de\)](https://www.klimaschutz-niedersachsen.de/privilegierung-von-pv-freiflaechenanlagen-entlang-von-autobahnen-und-mehrgleisigen-schienenstrecken-auch-in-anbauverbotszone-moeglich) (zuletzt abgerufen am 04.03.2024)

¹¹ § 1 EnWG: [§ 1 EnWG - Einzelnorm \(gesetze-im-internet.de\)](https://www.gesetze-im-internet.de/1_enwg) (zuletzt abgerufen am 04.03.2024)

¹² Netzoptimierung-Vor-Verstärkung-Vor-Ausbau-Prinzip

¹³ § 14a EnWG: [§ 14a EnWG - Einzelnorm \(gesetze-im-internet.de\)](https://www.gesetze-im-internet.de/14a_enwg) (zuletzt abgerufen am 04.03.2024)

¹⁴ Regelungen zur Integration steuerbarer Verbrauchseinrichtungen im Kontext von § 14a EnWG: [Bundesnetzagentur - 14a](https://www.bundesnetzagentur.de/14a) (zuletzt abgerufen am 04.03.2024)

der Datengrundlage für die NAP-Stützjahre interpoliert und sind als flexible Teilleistung der konventionellen Lasten in **Tabelle B.2** zu sehen.

Tabelle B.4 Flexibilitätspotenzial für Demand-Side-Management und elektrische Energiespeicher im Versorgungsgebiet der enercity Netz; Darstellungsform: Gesamtverbrauch (davon Versorgungsgebiet Stadt Laatzen)

Technologie	Demand-Side-Management Leistung in MW		Großbatteriespeicher Leistung in MW	Haushaltsbatterien Leistung in MW	Gesamt
	Industrie	GHD			
Ist-Wert	0	0	15	23 (2)	38
2028	11	25	15	43 (2)	94
2033	17	17	15	91 (4)	140
2045	32	17	30	203 (11)	282

Im Versorgungsgebiet der enercity Netz wird bereits ein Großbatteriespeicher betrieben. Aus diesem Grund wurden die Ausbauraten der Datengrundlage gemäß **Tabelle B.4** angepasst. In Bezug auf Haushaltsbatteriespeicher wurden die Prognosen aus der Datengrundlage übernommen und für die NAP-Stützjahre interpoliert.

Mit dem Fokus von § 14d EnWG auf die Bewertung des Einflusses der Last- und Erzeugungsprognose auf die Bestandsnetzstrukturen zur Identifikation von Netzengpassregionen und des daraus abgeleiteten Verstärkungs- und Ausbaubedarfs wurden weitere Netzoptimierungsmaßnahmen nicht im Regionalszenario berücksichtigt. Als Beispiel sind der Mechanismus der Spitzenkappung von Windenergie- sowie PV-Anlagen und die sich daraus ergebenden Flexibilitätspotenziale zu nennen. Generell ist anzumerken, dass entsprechende netzdienliche Flexibilitäten (z. B. § 14a EnWG) im Sinne der Netzoptimierung in Zukunft benötigt werden, um die notwendige Netzstabilität sicherzustellen. Grundlage hierfür ist der netzweite Ausbau von Mess-, Informations- und Kommunikationstechnik.

Die VNB verstehen sich grundsätzlich als Dienstleister mit dem Ziel, dass die Netzkunden unbeeinflusst von möglichen Netzengpässen ihr Geschäftsmodell verfolgen können. Entstehende Netzengpässe sind daher immer als temporär zu betrachten. In diesem Sinne ist auch der Beschluss BK6-22-300 der BNetzA vom 27. November 2023 zu verstehen: Bei erwartetem mehrfachem Einsatz von Nachfragesteuerungsmaßnahmen nach § 14a EnWG ist dieser Engpass in der Netzausbauplanung zu berücksichtigen und Abhilfemaßnahmen zu prüfen.

B.6 Zukünftige Versorgungsaufgabe der enercity Netz in Bezug auf die Umspannebene zwischen Höchst- und Hochspannung (Netzebene 2)

Die zukünftige Versorgungsaufgabe der enercity Netz wird im Sommer durch hohe dezentrale Einspeisung von PV-Anlagen zur Mittagszeit an lastschwachen Tagen und an kalten Wintertagen durch die elektrische Wärmeversorgung sowie dem anteiligen Leistungsbezug der Ladeinfrastruktur von Elektrokraftfahrzeugen bestimmt. Im Winterfall gilt es zudem den möglichen Ausfall der größten Erzeugungsleistung als (n-1)-Szenario für die Netzauslegung zu berücksichtigen. Dies entspricht

einem 1-Linien-Ausfall des konventionellen Kraftwerks, wodurch 130 MW Erzeugungsleistung wegfallen. In der Netzplanung gilt es sowohl den Sommer- als auch den Winterfall zu bewerten, um potenzielle Engpässe in den NAP-Stützjahren zu identifizieren. Entsprechend der Last- und Erzeugungsprognosen wirkt das Versorgungsgebiet der enercity Netz im Sommer zukünftig als Erzeuger und im Winter weiterhin klassisch als Verbraucher aus Sicht der vorgelagerten Netzbetreiber. In **Tabelle B.5** sind die wirksamen Leistungen in den einzelnen NAP-Stützjahren im Kontrast zu den aus dem Regionalszenario jeweils hergeleiteten installierten Leistungen für das Hochspannungsnetz der enercity Netz gezeigt. Im Vergleich dazu betrug die Jahreshöchstlast im Hochspannungsnetz der enercity Netz im Jahr 2023 515 MW und das Jahreslastminimum 173 MW. Für die belastungstreibenden Technologien können die angenommenen Gleichzeitigkeiten rekursiv aus den wirksamen und installierten Leistungen bestimmt werden. Für elektrische und thermische Erzeugungsanlagen, die am Strommarkt als Einspeiser und/oder Verbraucher teilnehmen, wurde das aktuell typische Einspeiseverhalten adaptiert. Im Sommer wird allgemein ein geringerer Wärmebedarf und damit ebenfalls ein geringerer Fernwärmeabsatz angenommen.

Tabelle B.5 Installierte und wirksame Leistungen im Hochspannungsnetz der enercity Netz,
„*“: Maximale Leistung

		2028			2033			2045		
		Instal- lierte Leistung in MW	Wirksame Leistung in MW		Instal- lierte Leistung in MW	Wirksame Leistung in MW		Instal- lierte Leistung in MW	Wirksame Leistung in MW	
			Sommer	Winter		Sommer	Winter		Sommer	Winter
Erzeugung	Konventionelles Kraftwerk	230	0	-100	230	0	-100	230	0	-100
	Wind	5	-5	0	5	-5	0	5	-5	0
	PV-Anlagen	626	-563	0	1.077	-970	0	1.223	-1.101	0
	Übrige Erzeugungsanlagen	95	-21	-95	93	-21	-93	87	-21	-87
Speicher	Großbatterie-speicher	15	15	-15	15	15	-15	30	30	-30
	Haushalts-batteriespeicher	41	8	-21	87	17	-44	192	38	-96
Verbrauch	Demand-Side-Management	36	0	-36	34	0	-34	49	0	-49
	Konventionelle Last	580*	288	553	590*	288	553	586*	288	553
	Ladeinfrastruktur für Elektro-kraftfahrzeuge	620	62	62	1.833	183	183	2.269	227	227
	Wärmepumpen	120	3	108	273	12	246	385	14	347
	Elektroheizer	80	0	80	80	0	80	80	0	80
	Großwärme-pumpen	29	0	29	29	0	29	29	0	29
Leistungsbilanz			-213	565		-481	805		-530	873

Für den Winterfall wird die Höchstlast um 20 Uhr und somit ohne Einspeisung der PV-Anlagen angesetzt. Für Großbatteriespeicher wird angenommen, dass deren marktgeführter/-dienlicher Einsatz zur Jahreshöchstlast ebenfalls netzdienlich ist. Bei Haushaltsbatteriespeichern wird zwar eine geringere Verfügbarkeit aber im Hinblick auf zukünftige wirtschaftliche Anreize ein marktdienliches und bei Jahreshöchstlast gleichzeitig netzdienliches Verhalten angenommen. Das Flexibilitätspotenzial durch Demand-Side-Management steht unter Annahme vertraglicher Verpflichtungen der Kunden vollständig zu Verfügung. Durch die Doppelfunktion des konventionellen Kraftwerks als thermische und elektrische Erzeugungsanlage führt der 1-Linien-Ausfall zudem zu einer potenziellen Unterdeckung des Wärmebedarfs. Aus diesem Grund steigt die elektrische Last durch den Einsatz der Elektroheizer als thermische Ersatzanlagen (siehe **Tabelle B.5**).

Die **Tabelle B.5** stellt das auf das Hochspannungsnetzgebiet der enercity Netz überführte Regionalszenario dar. Im Hinblick auf die Durchführung von Netzanalysen zur Identifikation potenzieller Engpässe in den Bestandsnetzstrukturen bedarf es nachfolgend einer geografischen Verteilung der wirksamen und installierten Summenleistungen im Hochspannungsnetz der enercity Netz auf die Netzebene 4. Das weitere Vorgehen zur Lastverteilung im Versorgungsgebiet der enercity Netz ist schematisch in **Abbildung 4** dargestellt.

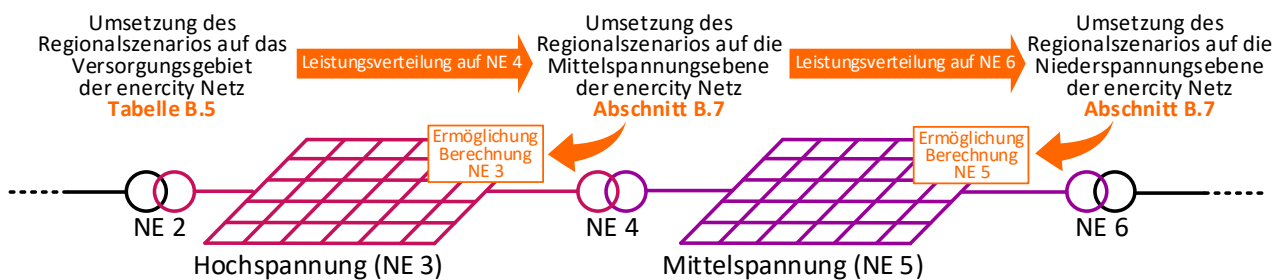


Abbildung 4 Schematische Darstellung der Lastverteilung je Netzebene (NE) im Versorgungsgebiet der enercity Netz

Je Netzebene steigt die Komplexität der Leistungsverteilung aufgrund der zunehmenden Granularität und der sich in Folge erhöhenden Anzahl an Versorgungsgebieten (z. B. Netzebene 6: Mehr als 2000 Stationen). Im Folgenden wird daher lediglich das allgemeine Vorgehen bei der Verteilung der Last- und Erzeugungsprognosen innerhalb des Versorgungsgebiets der enercity Netz beschrieben.

B.7 Verteilung der Last- und Erzeugungsprognosen innerhalb des Versorgungsgebiets der enercity Netz (Netzebenen 3 bis 6)

Die Verteilung der aggregiert vorliegenden installierten und wirksamen Leistungen in **Tabelle B.5** auf die Umspannwerke zwischen Hoch- und Mittelspannungsebene (Netzebene 4) konkretisiert ebenfalls die Versorgungsaufgabe im Hochspannungsnetz. Es bedarf eines zweistufigen Verfahrens, bei dem hierarchisch von Netzebene 3 nach 6 die installierten und hochspannungswirksamen Leistungen zunächst näherungsweise verteilt werden. In einem zweiten Schritt werden die Last- und Erzeugungsprognosen über charakteristische Informationen je Ortsnetz verbessert und damit wiederum die Leistungsannahmen für die höheren Netzebenen spezifiziert. Für das Versorgungsgebiet Laaten liegen die Leistungsvorgaben bereits direkt für Netzebene 4 vor.

Die Leistungsverteilung auf die einzelnen Umspannwerke und damit Mittel- und Niederspannungsnetzgebiete erfolgt nicht nach dem Gießkannenprinzip, sondern nach den individuellen Charakteristika der heutigen Versorgungsaufgabe und unter Heranziehen unterstützender Daten wie zum Beispiel der Ergebnisse der kommunalen Wärmeplanung Hannover oder Informationen aus dem Marktstammdatenregister. Daraus resultieren je nach Lage und Struktur unterschiedliche Prognosen für die Last- und Erzeugungsentwicklungen (z. B. hohe Durchdringung von stadtkernfernen Einfamilienhaussiedlungen mit Wärmepumpen). Netzanschlussnehmer wie Großkunden und Einzelanlagen, die beispielsweise eine Direktversorgung aus Netzebene 4 erhalten, werden konkret dem entsprechenden Umspannwerk zugeordnet (z. B. Heizkraftwerk Linden, Großwärmepumpen, Industrie). Industriekunden werden neben der konventionellen Last je Technologie weitere Leistungen zugeordnet. Generell wird von einem hohen Ausbau von Ladeinfrastruktur (z. B. Elektrifizierung des Mitarbeiter-Fuhrparks) und PV-Anlagen aufgrund erheblicher Dachflächenpotenziale ausgegangen. Die korrespondierenden Leistungen werden von den zu verteilenden, aggregierten Summenleistungen je Technologie (siehe **Tabelle B.5**) abgezogen.

Die Zuordnung der hochspannungswirksamen konventionellen Last zu den Umspannwerken und damit den einzelnen Mittelspannungsnetzen erfolgt auf Grundlage einer statistischen Auswertung der typischerweise bei der aktuellen Versorgungsaufgabe auftretenden Lastkonstellationen im Stark- (Winter) und Schwachlastfall (Sommer). Die mittelspannungswirksame konventionelle Last wird über die Analyse der Jahreszeitreihen je Mittelspannungsnetz und damit proportional zur individuellen Jahreshöchstlast (Winter) bzw. Jahresmindestlast (Sommer) bestimmt. Unter Annahme, dass die konventionelle Last mit der Anzahl an Kunden skaliert werden die übrigen aggregierten Summenleistungen je Technologie (siehe **Tabelle B.5**) den einzelnen Mittelspannungsnetzen und damit Umspannwerken zugeordnet. Bei den Erzeugungsleistungen werden als Verteilungsschlüssel die in der Datengrundlage vorliegenden Postleitzahlgebiete verwendet. Dazu werden die Postleitzahl-Gebiete geokoordinatenscharf als Polygon beschrieben und deren Flächenanteil an den einzelnen Mittelspannungsnetzgebieten über ein geografisches Informationssystem bestimmt. Als Ergebnis liegen in einer ersten Näherung sämtliche installierte Summenleistungen sowie hochspannungswirksamen Leistungen je Technologie verteilt auf die Umspannwerke im Versorgungsgebiet der enercity Netz vor.

Im Sinne des hierarchischen Ansatzes bedarf es nun einer weiteren Verteilung der für Netzebene 4 vorliegenden installierten Summenleistungen auf die Kunden- und Ortsnetzstationen. Ziel ist es damit für jede Station sowohl die mittelspannungswirksamen Leistungen (Netzebene 5) als auch zusätzlich die installierten Summenleistungen (Netzebene 6) zu ermitteln. Zunächst wird erneut über einen Proportionalitätsansatz die Aufteilung der Leistungen auf Kunden- und Ortsnetzstationen¹⁵ basierend auf den aktuellen Anschlussleistungen bzw. die Maximalleistungen im Jahresverlauf quantifiziert. Zudem werden konkrete Netzanschlussanfragen mit einer hohen Wahrscheinlichkeit der Realisierung berücksichtigt. Als Sonderfall ist der Ausbau von Schnellladeinfrastruktur zu

¹⁵ Nachfolgende Beschreibung ist ebenfalls für Kombinationen aus Kunden- und Ortsnetzstationen sowie weitere Stationstypen anwendbar.

nennen, wodurch 30 % der gesamten Ladeinfrastrukturleistung direkt der Mittelspannungsebene zugeordnet wird.

Die Summen der auf die Niederspannungsebene verteilten Leistungen je Technologie und NAP-Stützjahr dienen als Eingangsgröße für ein Netzplanungswerkzeug zur zukunftsicheren Ortsnetzstationsauslegung. Auf Grundlage vorliegender Informationen über die Versorgungsaufgabe der Bestandsnetzanschlüsse werden individuelle Ausbaupotenziale für Wärmepumpen, PV-Anlagen und Ladeinfrastruktur unter erneuter Zuhilfenahme von Hilfsdaten (z. B. kommunale Wärmeplanung, Zensus) je Ortsnetz ermittelt. Proportional dazu werden die Last- und Erzeugungsprognosen für die Niederspannungsebene (Netzebene 6) spezifiziert. Als Korrektiv des hierarchischen Ansatzes erfolgt kaskadierend von Netzebene 6 nach Netzebene 4 eine Spezifizierung der in erster Instanz genäherten Leistungen je Umspannwerk, wodurch Netzanalysen der Hochspannungsebene bzw. Netzebene 3 für den Sommer- und Winterfall ermöglicht werden. Zudem liegen als weiteres Ergebnis die hochspannungswirksamen Leistungen sowie die installierten Leistungen für die Netzebenen 4 bis 6 vor. Das zweistufige Verfahren vereint somit die Vorteile sowohl einer globalen als auch einer lokalen Sichtweise der Last- und Erzeugungsentwicklung.

Für die Bestimmung der netzplanerisch relevanten wirksamen Leistungen je Netzebene werden nachfolgend geeignete netzplanerische Annahmen getroffen. Die mittelspannungswirksamen Leistungen werden über die Skalierung der konventionellen Lasten je Station auf die aktuelle Jahreshöchstlast bzw. Jahresmindestlast anteilig zur jeweils installierten Leistung bestimmt. Bei den übrigen Technologien wird die zu den verteilten installierten Leistungen korrespondierende Anzahl an Betriebsmitteln je Mittelspannungsnetzgebiet und NAP-Stützjahr ermittelt. Damit werden über Kennlinien die Gleichzeitigkeitsfaktoren zur Beschreibung der simultan wirksamen Verbraucher und Erzeuger bestimmt. Dieses Vorgehen wird ebenfalls für die Quantifizierung der ortnetz wirksamen Leistungen angewandt.

Die installierten und hochspannungswirksamen Leistungen der an die Netzebene 5 angeschlossenen Anlagen (z. B. Kundenstationen) sind in **Tabelle B.6** gezeigt. Die Leistungen direkt an die Netzebene 4 angeschlossener Anlagen und Großkunden sind darin nicht aufgeführt. Die installierten und wirksamen Leistungen der Ortsnetze (Netzebene 6) sind separat in **Tabelle B.7** dargestellt. Die mittelspannungswirksamen Leistungen in Netzebene 5 ergeben sich aus **Tabelle B.6** unter Verwendung der individuellen maximalen bzw. minimalen Leistungen des heutigen konventionellen Jahreslastverlaufs (z. B. Winterfall siehe „*“ in **Tabelle B.6**).

Die installierten, hoch- und mittelspannungswirksamen Leistungen der Ortsnetzstationen (Netzebene 6) sind in **Tabelle B.7** dargestellt. Die ortnetz wirksamen Leistungen in Netzebene 5 ergeben sich aus **Tabelle B.7** unter Verwendung der individuellen maximalen bzw. minimalen Leistungen des heutigen konventionellen Jahreslastverlaufs (z. B. Winterfall siehe „*“ in **Tabelle B.7**).

Tabelle B.6 Installierte und wirksame Leistungen der Mittelspannungsebene (Netzebene 5) ohne Netzebene 6. Darstellungsform: Gesamtverbrauch (davon Versorgungsgebiet Stadt Laatzen)

		2028			2033			2045		
		Instal- lierte Leistung in MW	Wirksame Leistung in MW		Instal- lierte Leistung in MW	Wirksame Leistung in MW		Instal- lierte Leistung in MW	Wirksame Leistung in MW	
			Sommer	Winter		Sommer	Winter		Sommer	Winter
Erzeuger	Wind	9 (4)	-9 (-4)	0	13 (8)	-13 (-8)	0	16 (11)	-16 (-11)	0
	PV-Anlagen	216 (18)	-200 (-16)	0	382 (23)	-354 (-21)	0	457 (45)	-422 (-40)	0
	Übrige Erzeu- gungsanlagen	10 (2)	0	-10 (-2)	8 (2)	0	-8 (6)	2 (1)	0	-2 (-1)
Haushalts- batteriespeicher		15 (1)	3 (<1)	-8 (-1)	33 (2)	6 (<1)	-17 (-1)	74 (5)	16 (1)	-37 (-3)
Verbrauch	Demand-Side- Management	26 (1)	0	-26 (-1)	19 (2)	0	-19 (-2)	19 (2)	0	-19 (-2)
	Konventionelle Last	270* (12*)	83 (7)	197 (12)	274* (11*)	83 (7)	197 (12)	272* (11*)	83 (7)	197 (12)
	Ladeinfrastruktur für Elektrokr- aftfahrzeuge	136 (15)	12 (2)	17 (2)	202 (47)	32 (5)	48 (5)	615 (62)	41 (6)	62 (6)
	Wärmepumpen	18 (1)	<1	9 (1)	36 (2)	<1	17 (2)	291 (5)	<1	34 (4)
Leistungsbilanz			-111 (-11)	179 (11)		-246 (-17)	218 (22)		-298 (-37)	235 (19)

Tabelle B.7 Installierte und wirksame Leistungen in den Ortsnetzen (Netzebene 6) der enercity Netz. Darstellungsform: Gesamtverbrauch (davon Versorgungsgebiet Stadt Laatzen)

		2028			2033			2045		
		Instal- lierte Leistung in MW	Wirksame Leistung in MW		Instal- lierte Leistung in MW	Wirksame Leistung in MW		Instal- lierte Leistung in MW	Wirksame Leistung in MW	
			Sommer	Winter		Sommer	Winter		Sommer	Winter
PV-Anlagen		310 (5)	-279 (-5)	0	562 (8)	-507 (-8)	0	649 (14)	-585 (-13)	0
Haushalts- batteriespeicher		22 (1)	4 (<1)	-12 (-1)	48 (2)	9 (<1)	-24 (-1)	108 (5)	21 (1)	-55 (-3)
Verbrauch	Konventionelle Last	334* (12*)	99 (7)	260 (12)	340* (11*)	99 (7)	260 (12)	336* (11*)	99 (7)	260 (12)
	Ladeinfrastruk- tur für Elektro- kraftfahrzeuge	349 (34)	44 (3)	44 (3)	538 (98)	131 (10)	131 (10)	1554 (116)	161 (12)	156 (12)
	Wärmepumpen	128 (12)	3 (<1)	111 (11)	294 (28)	13 (1)	256 (25)	408 (38)	14 (1)	351 (34)
Leistungsbilanz			-129 (6)	403 (25)		-255 (10)	623 (47)		-290 (8)	712 (55)

Gemäß **Abbildung 5** liegt das Regionalszenario nun in geeigneter Granularität für Engpassanalysen der Netzebenen 3 bis 6 vor. Dabei werden nicht nur individuelle Versorgungscharakteristika der einzelnen Netzgebiete abgebildet, sondern gleichzeitig die unterschiedlichen netzanalyse relevanten Belastungssituationen in Form von zeitsynchron und zeitungleich auftretenden Leistungen je Netzebene zur effektiven Engpassidentifikation beachtet. Mithilfe von Netzberechnungen kann somit der Bedarf an adäquaten Maßnahmen zur Minderung oder Vermeidung von Engpässen evaluiert werden.

C Netzausbauplanung: Netzanalysen zur Identifikation von Engpässen und Auswahl geeigneter Maßnahmen zur Engpassvermeidung

Die bestehenden Verteilnetzstrukturen der enercity Netz basieren auf der Planungsgrundlage des konventionellen Winterlastfalls. Die Deckung der Last konnte dabei 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 entsprechenden vorsorglichen 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 (siehe **Tabelle B.5**, **Tabelle B.6**, **Tabelle B.7**).

Es ist zu betonen, dass der Netzausbauplan ausschließlich für die dargestellten Last- und Erzeugungsprognosen gilt und eine Abweichung davon sowie geänderte Rahmenbedingungen zwangsläufig zu einer Änderung des Netzausbaubedarfs führen. Der Netzausbauplan stellt somit insbesondere in den Netzebenen 5 bis 7 allgemeine Tendenzen für den zukünftigen Netzausbaubedarf dar.

C.1 Allgemeines Vorgehen bei der Netzanalyse

Die Netzanalysen erfolgen mithilfe von Netzsimulationen in der Netzberechnungssoftware DigSILENT PowerFactory. 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 werden die Auslastungen je Übertragungselement (z. B. Sammelschienen, Leitungen, Transformatoren) quantifiziert, evaluiert und damit mögliche Engpässe

identifiziert. Engpässe liegen per Annahme bei einer Auslastung über 100 % in der Hochspannung und in den übrigen Netzebenen bei 80 % der Nennleistungen bzw. Nennströme der Betriebsmittel vor. Automatische Transformatorstufungen in der Netzebene 4 sorgen dafür, dass die Spannungsbänder ($\pm 8\%$) in der Netzebene 5 stets eingehalten werden. 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 der individuellen Spannungsbänder je Ortsnetz ist mit diesem Ansatz nicht möglich. Sollten sich in Zukunft Spannungsbandprobleme durch die Last- und Erzeugungsentwicklung abzeichnen werden regelbare Ortsnetztransformatoren optional als Gegenmaßnahme eingesetzt werden.

In der Mittel- und Hochspannungsebene (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 offenen betriebenen Mittelspannungsringes). Weiterhin betrachtete Ausfälle sind der 1-Linien-Ausfall im Heizkraftwerk Linden, Sammelschienen- und Transformatoren-Ausfälle. Im Hochspannungsnetz (Netzebene 2 und 3) wurde zudem eine Kurzschlussstromanalyse durchgeführt.

C.2 Netzausbauplan Höchst- und Hochspannungsnetz, Netzebenen 1 bis 4

Der im Zeitraum 2024 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 sind einzeln für die NAP-Stützjahre 2033 und 2045 im Anhang dargestellt (siehe **Abbildung 7, Abbildung 8**). Für die Last- und Erzeugungsprognose im Jahr 2028 treten im Bestandsnetz der Netzebenen 1 bis 4 keine Engpässe auf.

Tabelle C.1 Allgemeiner Maßnahmenbedarf in der Höchst- und Hochspannungsebene (Netzebenen 1 bis 4) zwischen 2024 bis 2045

Zeitraum	Maßnahme	geschätzter Bedarf	geschätzte Kosten
2024-2028 (t+5 Jahre)	Hochspannungsleitungen	70 km	123.100.000 €
	Umspanwerke	29 Maßnahmen	357.000.000 €
2029-2033 (t+5 bis t+10 Jahre)	Hochspannungsleitungen	75 km	108.100.000 €
	Umspanwerke	16 Maßnahmen	274.000.000 €
2034-2045 (t+10 bis 2045)	Hochspannungsleitungen	26 km	46.800.000 €
	Umspanwerke	9 Maßnahmen	66.000.000 €

Den Leitungsengpässen EP 1 bis EP 7 in **Abbildung 7** und **Abbildung 8** wird direkt durch Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität gemäß **Tabelle C.2** entgegengewirkt.

Tabelle C.2 Liste konkreter Maßnahmen zur Engpassvermeidung bzw. -Minderung in der Hochspannungsebene (Netzebene 3) zwischen 2024 bis 2045

Maßnahme	Engpass	Länge	Start	Ende	geschätzte Kosten	geplante Inbetriebnahme
HS 1	EP 1	3 km	UW A	UW K	4.700.000 €	2032
HS 2	EP 2	3 km	UW K	UW Q	5.800.000 €	2029
HS 3	EP 3	2x 5 km	UW C	UW L	2x 8.600.000 €	2031
HS 4	EP 4	8 km	UW C	UW J	13.900.000 €	2030
HS 5	EP 5	5 km	UW B	UW I	10.100.000 €	2040
HS 6	EP 6	5 km	UW B	UW G	8.300.000 €	2038
HS 7	EP 7	4 km	UW K	UW N	7.300.000 €	2037

Neben den Maßnahmen in **Tabelle C.2**, die direkt den prognostizierten potenziellen Engpässen zugeordnet werden können, bedarf es wie in **Tabelle C.3** gezeigt zusätzlicher Maßnahmen. Aufgrund der Leistungsflussaufteilung entsprechend des Stromteilers über den Leitungsimpedanzen wirken diese Maßnahmen ebenfalls Engpässen entgegen. Hinzukommen altersbedingte und damit erneuerungsgetriebene Maßnahmen wie zum Beispiel der Austausch von Öl- und Gasaußendruckkabeln. Eine Visualisierung der Maßnahmen in **Tabelle C.3** erfolgt in **Abbildung 9** im Anhang.

Tabelle C.3 Liste weiterer Maßnahmen zur Engpassvermeidung bzw. -Minderung in Netzebene 3 bis 2045. Arten: I. Neubau, II. Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität, III. Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität

Maßnahme	Engpass	Länge	Start	Ende	geschätzte Kosten	geplante Inbetriebnahme	Art
HS 8	-	5 km	UW S	UW H	8.400.000 €	2030	II.
HS 9	-	5 km	UW S	UW J	9.800.000 €	2036	II.
HS 10	EP 8	2x 14 km	UW P	UW K	2x 25.300.000 €	2031	I.
HS 11	-	25 km	UW C	UW O	10.200.000 €	2033	III.
HS 12	-	2 km	UW T	UW N	2.800.000 €	2037	II.
HS 13	-	6 km	UW S	UW V	10.900.000 €	2040	II.
HS 14	-	4 km	UW E	UW L	7.700.000 €	2036	II.
HS 15	-	6 km	UW H	UW U	10.900.000 €	2035	II.
HS 16	-	4 km	UW E	UW Q	6.800.000 €	2033	II.
HS 17	-	3 km	UW U	UW J	4.900.000 €	2033	II.
HS 18	-	4 km	UW B	UW N	7.500.000 €	2038	I.
HS 19	-	6 km	UW D	UW J	10.100.000 €	2037	II.
HS 20	-	7 km	UW C	UW E	13.200.000 €	2034	II.
HS 21	EP 3-4	8 km	UW C	UW J	14.100.000 €	2029	I.
HS 22	-	4 km	UW E	UW J	6.200.000 €	2039	II.
HS 23	EP 5	6 km	UW B	UW I	10.300.000 €	2033	II.
HS 24	EP 3	5 km	UW C	UW L	8.400.000 €	2030	I.
HS 25	-	2 km	UW A	UW I	3.800.000 €	2040	II.
HS 26	-	3 km	UW C	UW Y	14.100.000 €	2034	I.

Es ist anzumerken, dass aufgrund der Darstellung von Leitungsmaßnahmen als Punkt-zu-Punkt-Linienobjekt die Maßnahme HS 28 zum Anschluss von UW Y nicht in der Netzkarte abgebildet werden

kann. Ein weiterer Leitungsmaßnahmenbedarf über **Tabelle C.3** 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.

In **Tabelle C.4** ist der konkrete Maßnahmenbedarf in den Netzebenen 2 und 4 bis zum NAP-Zieljahr 2045 aufgeführt. In Bezug auf die prognostizierten Engpässe EP A bis EP U erfolgt eine Direktzuordnung von Maßnahmen je Umspannwerkstandort (vgl. **Abbildung 7** und **Abbildung 8**).

Tabelle C.4 Konkreter Maßnahmenbedarf in den Umspannebenen (Netzebene 2 und 4) zwischen 2024 bis 2045. Arten: I. Neubau, II. Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität, III. Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität, IV. Rückbau

Maßnahmen	Engpass	geschätzte Kosten	geplante Inbetriebnahmen	Arten
UW A	EP A	22.950.000 €	2027, 2035	I., II.
UW B	EP B	14.800.000 €	2027,2035,2037	I., II.
UW C	EP C	83.500.000 €	2027, 2032, 2036	I., II.
UW D	EP D	15.000.000 €	2026, 2033	I., II.
UW E	EP E	23.000.000 €	2025, 2035	I.
UW F	EP F	17.000.000 €	2036	I.
UW G	EP G	48.450.000 €	2027, 2033	I., II.
UW H	EP H	35.500.000 €	2026, 2030, 2032, 2043	I., II., III.
UW I	EP I	44.000.000 €	2028, 2040	I., II.
UW J	EP J	11.000.000 €	2028, 2029, 2039, 2044	I., III.
UW K	EP K	26.000.000 €	2028, 2030, 2032, 2038	I., II.
UW L	EP L	39.500.000 €	2025, 2027, 2040	I., II.
UW M	EP M	11.800.000 €	2024, 2035	I.
UW N	EP N	15.000.000 €	2036-2038	I., III.
UW O	EP O	22.000.000 €	2028	III.
UW P	EP P	35.000.000 €	2032	II.
UW Q	EP Q	20.450.000 €	2027, 2037, 2045	I., III.
UW R	EP R	8.510.000 €	2028, 2031	I., II.
UW S	EP S	44.600.000 €	2026, 2027, 2032, 2038	I., II.
UW T	EP T	40.000.000 €	2037	II.
UW U	EP U	9.000.000 €	2036	II.
UW X	EP D	35.000.000 €	2030	I.
UW Y	-	73.700.000 €	2034	I.
UW Z	-	1.000.000 €	2026	IV.

Die **Tabelle C.4** 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 Lastaustausch im Rahmen der Betriebsführung. Hinsichtlich der Begrenzung von Kurzschlussströmen und der Beeinflussung des Blindleistungshaushalts werden Drosselspulen zur Kompensation der kapazitiven Ladeleistung der zukünftig noch weiter zunehmenden Kabelsubstanz verteilt im Versorgungsgebiet integriert.

C.3 Netzausbauplan Mittel- und Niederspannungsebene, Netzebenen 5 bis 6

Der im Zeitraum 2024 bis 2045 in den Netzebenen 5 bis 6 resultierende aggregierte Erneuerungs-, Verstärkungs- und Ausbaubedarf ist in **Tabelle C.5** aufgeführt. Die zum Maßnahmenbedarf korrespondierenden Engpässe sind einzeln für die NAP-Stützjahre im Anhang dargestellt (siehe **Abbildung 10**, **Abbildung 11**, **Abbildung 12**).

Tabelle C.5 Allgemeiner Maßnahmenbedarf in der Mittel- und Niederspannungsebene (Netzebenen 5 bis 6) zwischen 2024 bis 2045

Zeitraum	Maßnahme	geschätzter Bedarf	geschätzte Kosten
2024-2028 (t+5 Jahre)	Mittelspannungsleitungen	164 km	72.000.000 €
	Ortsnetzstationen	300 Stück	42.800.000 €
2029-2033 (t+5 bis t+10 Jahre)	Mittelspannungsleitungen	291 km	128.000.000 €
	Ortsnetzstationen	400 Stück	49.500.000 €
2034-2045 (t+10 bis 2045)	Mittelspannungsleitungen	1.509 km	664.000.000 €
	Ortsnetzstationen	700 Stück	121.400.000 €

In **Abbildung 13** sind für das Stützjahr 2028 Engpassgebiete im Versorgungsgebiet ausgezeichnet. Der konkrete Maßnahmenbedarf (analoge Bezeichnung zum Erhebungsbogen § 14 Absatz 2 EnWG) zur Beseitigung der zukünftig prognostizierten Engpassgebiete ist ebenfalls in **Abbildung 13** dargestellt. Eine detaillierte Maßnahmenliste ist in **Tabelle C.6** zusammengefasst. Bei den Maßnahmenbezeichnungen MS 26 bis MS 28 handelt es sich um Schwerpunktstationen mit Direktanschlüssen zu Umspannwerken (Netzebene 4). Die konkreten Maßnahmen in **Tabelle C.6** sind eine Teilmenge des allgemeinen Maßnahmenbedarfs im Zeitraum 2024-2045.

Tabelle C.6 Liste konkreter Maßnahmen zur Engpassvermeidung bzw. -minderung in der Mittel- und Niederspannungsebene (Netzebenen 5 bis 6) zwischen 2024 bis 2028

Engpass- gebiet	EG 1	EG 2	EG 3	EG 4	EG 5 bis 7	EG 8	EG 9	EG 10	EG 11	EG 12	EG 13
Maßnahmenbedarf Leitungen	MS 9: 0,8 km MS 10: 1,3 km	MS 14: 3,1 km MS 15: 2,0 km MS 23: 3,2 km	MS 5: 3,0 km MS 11: 2,0 km MS 13: 1,6 km	MS 1: 2,5 km MS 2: 5,5 km MS 3: 1,5 km	Noch keine konkrete Maßnahmenplanung erfolgt	MS 4: 2,1 km	MS 24: 2,8 km MS 25: 0,3 km	MS 7: 2,7 km MS 18: 1,9 km MS 20: 3,0 km MS 21: 1,9 km MS 22: 2,1 km	MS 6: 3,4 km MS 8: 1,0 km	MS 12: 3,4 km	MS 16: 0,4 km MS 17: 0,4 km MS 19: 1,5 km
Maßnahmenbedarf Stationen	-	-	-	-	-	-	MS 27: 1 Stück	-	MS 28: 1 Stück	MS 26: 1 Stück	-
Investitionen in Mio. €	0,84	3,75	2,91	3,80	-	0,84	3,14	4,89	4,25	3,00	2,30

Die Maßnahmen in **Tabelle C.6** sind einer der beiden Kategorien „Neubau“ und „Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität“ zuzuordnen, was folgenden Tätigkeiten entspricht:

- Entlastung von Mittelspannungsringen durch Übergabe von Stationen an einen neuen Ring
- Verstärkung der umspannungsnahen 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 2028 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 allesamt sowohl hinsichtlich eines Niederspannungsmonitorings als auch im Hinblick auf die Koordination von netzdienlichen Flexibilitäten gemäß § 14a EnWG bis spätestens 2035 mit Abgangsmessungen ausgestattet. 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 Bedarf an Systemdienstleistungen und Flexibilitätsdienstleistungen

Die enercity Netz betreibt ein wissenschaftlich begleitetes Pilotprojekt zum Einsatz netzdienlicher Flexibilitäten in der modernen Klimaschutzsiedlung zero:e park¹⁶. Die Versorgungsaufgabe ist geprägt von Einfamilienhäusern sowie einer hohen PV-, Elektromobilitäts- und Wärmepumpen-Durchdringung. Inhalte des Pilotprojektes in der Niederspannungsebene (Netzebene 5 und 6) sind unter anderem:

- Entwicklung von robusten Messkonzepten für das Netzzustandsmonitoring im Kontext von § 14a EnWG (z. B. Standortidentifikation von intelligenten Messsystemen)
- Simulative Bewertung des Einflusses von zeitvariablen Netzentgelten auf den Netzzustand
- Entwicklung eines Standards für digitale Ortsnetzstationen als zentrale Komponente der Verteilnetzdigitalisierung
- Analyse des Last- und Erzeugungs- und Netzverhaltens in einem modernen Netzgebiet
- Identifikation der Ansprüche an Fernmess-, Fernmeldungs- und Fernsteuerstandards und Auswahl geeigneter Informations- und Kommunikationstechnologien

Der Blindleistungshaushalt im Versorgungsgebiet der enercity Netz wird vor allem durch die Kabelsubstanz und der daraus resultierenden kapazitiven Ladeleistung der Querglieder gemäß des

¹⁶ [Klimaschutzsiedlung zero:e park | Klimaschutz konkret | Klimaschutz & Energie | Umwelt | Leben in der Region Hannover](#) (Link zuletzt abgerufen am 27.03.2024)

Π -Ersatzschaltbild geprägt. Proportional zur Auslastung nehmen die ohmsch-induktiven Längsglieder der Kabel Blindleistung auf und kompensieren somit einen Teil der kapazitiven Ladeleistung der Querglieder. Nichtsdestotrotz wirken Kabel meist kapazitiv (Verhalten eines Kondensators im Wechselfeld, spannungshhebend). Als Versorgungsgebiet mit einem Verkabelungsgrad von über 99 % resultiert dadurch generell eine Blindleistungsabgabe der Kabelsubstanz. Demgegenüber steht die Blindleistungsaufnahme von Transformatoren (Verhalten einer idealen Spule im Wechselfeld, spannungssenkend), der konventionellen Verbraucher und dabei insbesondere Asynchronmotoren. Durch den zunehmenden Ersatz konventioneller durch umrichtergekoppelter Betriebsmittel entwickelt sich der Leistungsfaktor in Richtung $\cos(\varphi) = 1$ und damit hin zu einem ausgeglichenen Blindleistungsverhalten der Verbraucher. Erzeugungsanlagen nehmen aktiv gesteuert bedarfsgerecht Blindleistung zur Deckung beziehungsweise Kompensation der kapazitiven Ladeleistung auf. Hinzukommen Kompensationsanlagen. In der Betriebsführung wird durch diese Maßnahmen ein ausgeglichener Blindleistungshaushalt angestrebt. Dem zukünftig weiteren Ausbau der Kabelsubstanz und der daraus resultierenden Zunahme der kapazitiven Blindleistung wird entsprechend **Abschnitt C.2** über zusätzliche Drosselspulen entgegengewirkt, wodurch für die NAP-Stützjahre 2028 bis 2045 eine versorgungsgebietsinterne Deckung des Blindleistungsbedarfs anzunehmen ist.

E 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 Onshore-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 Sommerszenario dar. Wie bereits beschrieben sind die Treiber für den Netzausbau jedoch mannigfaltig (siehe z. B. Winterszenario in **Tabelle B.5**), weswegen die Auswirkungen von Spitzenkappungen zumindest im Rahmen der Netzausbauplanung nicht im Detail berücksichtigt wurden.

F Stellungnahmen

Vom 1. Mai 2024 bis zum 22. Mai 2024 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.

G Anhang

G.1 Bestandsnetz Höchst- und Hochspannung, Netzebenen 1 bis 4, Stand 01. April 2024

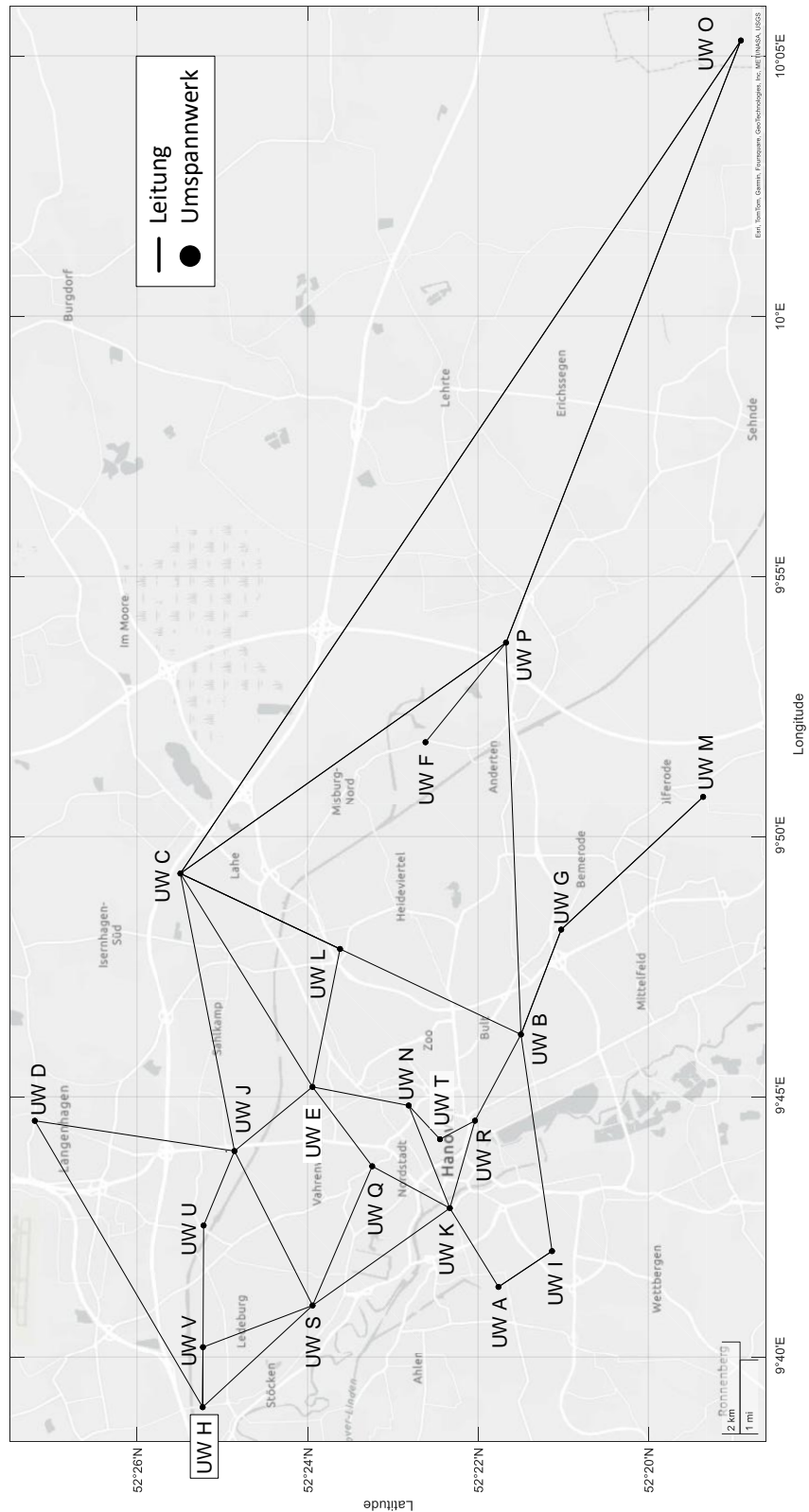


Abbildung 5 Bestandsnetz Höchst- und Hochspannung, Netzebenen 1 bis 4

G.2 Bestandsnetz Mittelspannung, Netzebenen 4 bis 6, Stand 01. April 2024

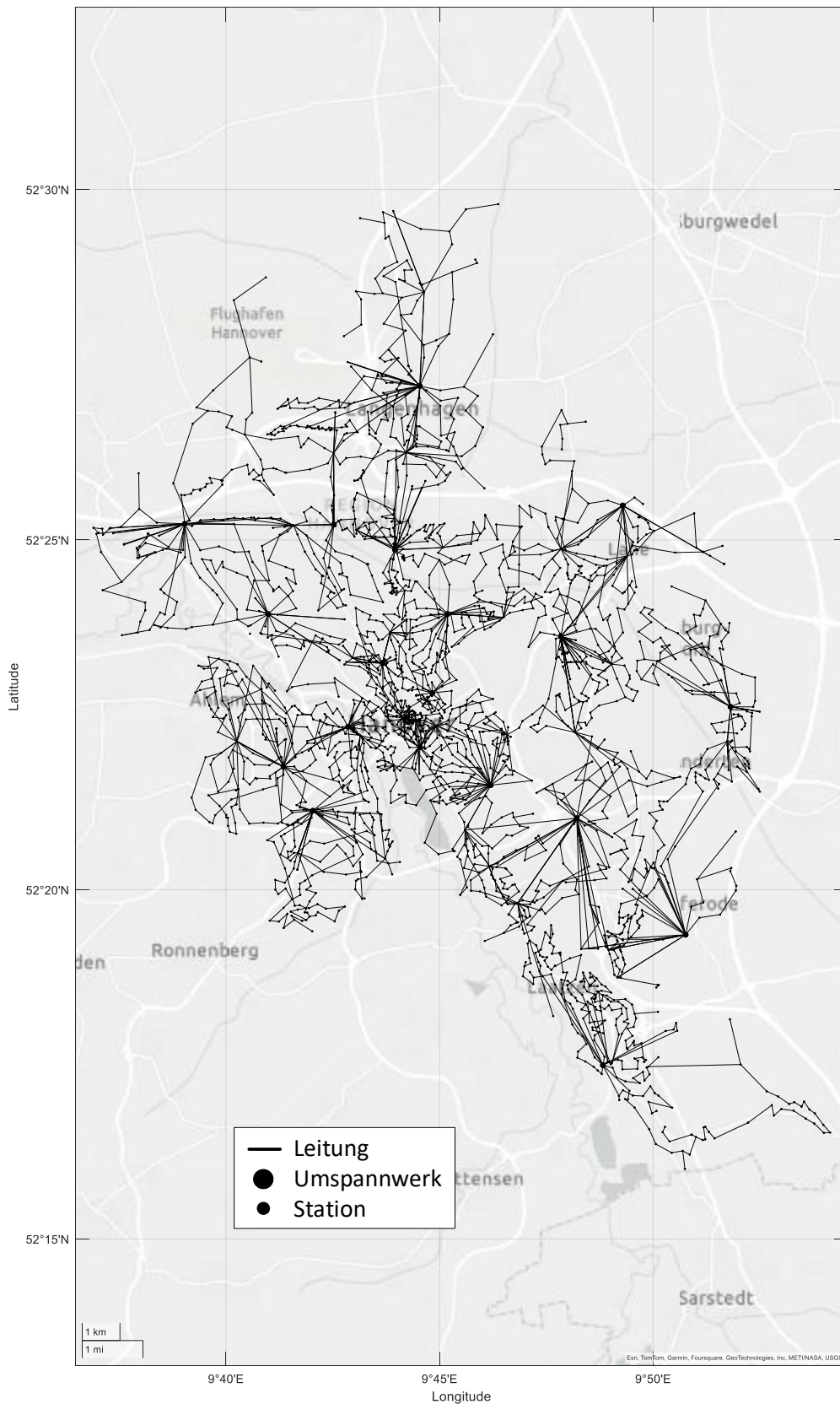


Abbildung 6 Bestandsnetz Mittelspannung, Netzebenen 4 bis 6

G.3 Engpassprognose im Bestandsnetz inkl. Direktzuordnung von Maßnahmen, Last- und Erzeugungprognose 2033, Netzebene 3 und 4

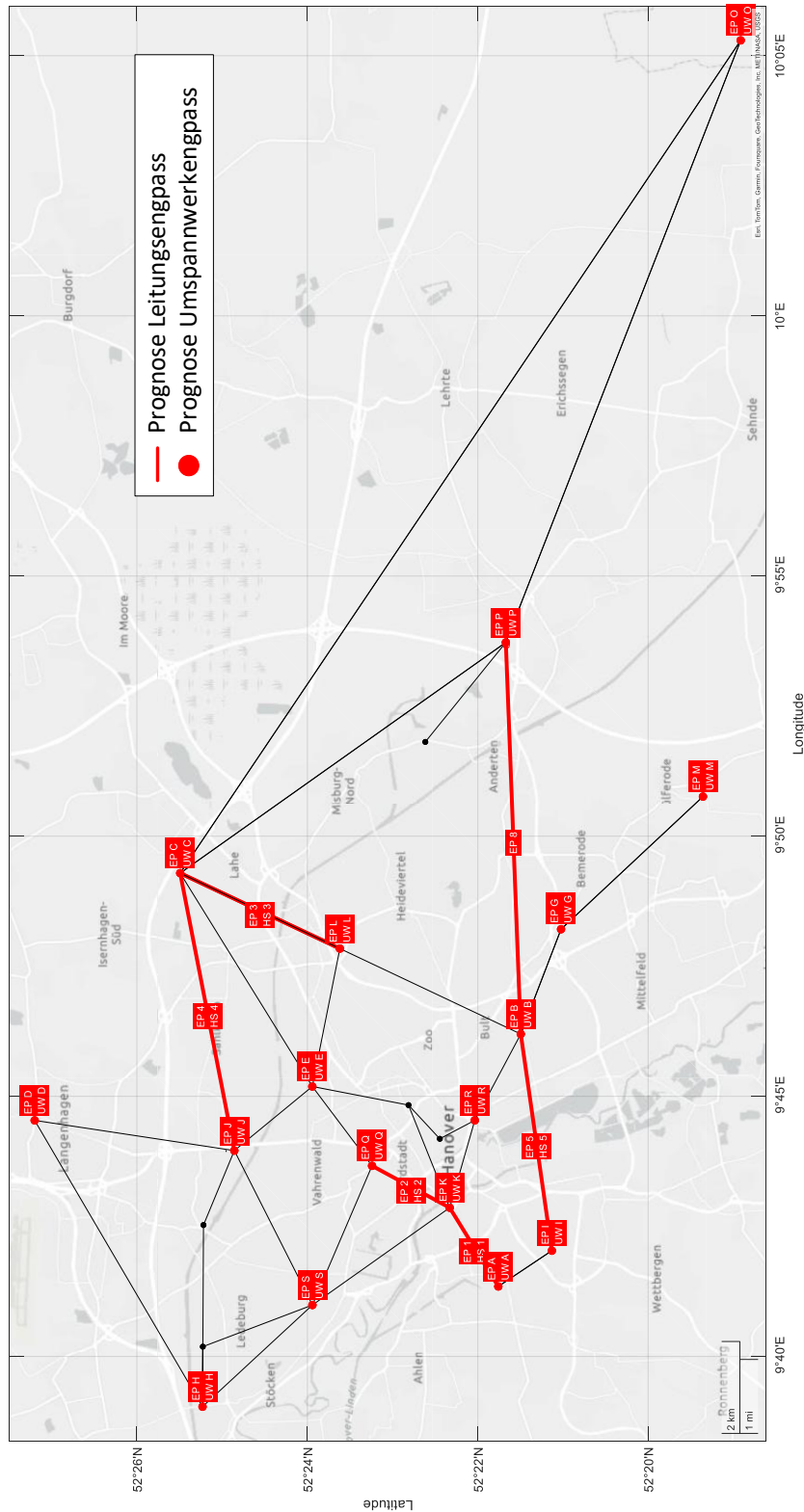


Abbildung 7

Engpassprognose im Bestandsnetz inkl. Direktzuordnung von Maßnahmen, Last- und Erzeugungprognose 2033, Netzebene 3 und 4

G.4 Engpassprognose im Bestandsnetz inkl. Direktzuordnung von Maßnahmen, Last- und Erzeugungsprognose 2045, Netzebene 3 und 4

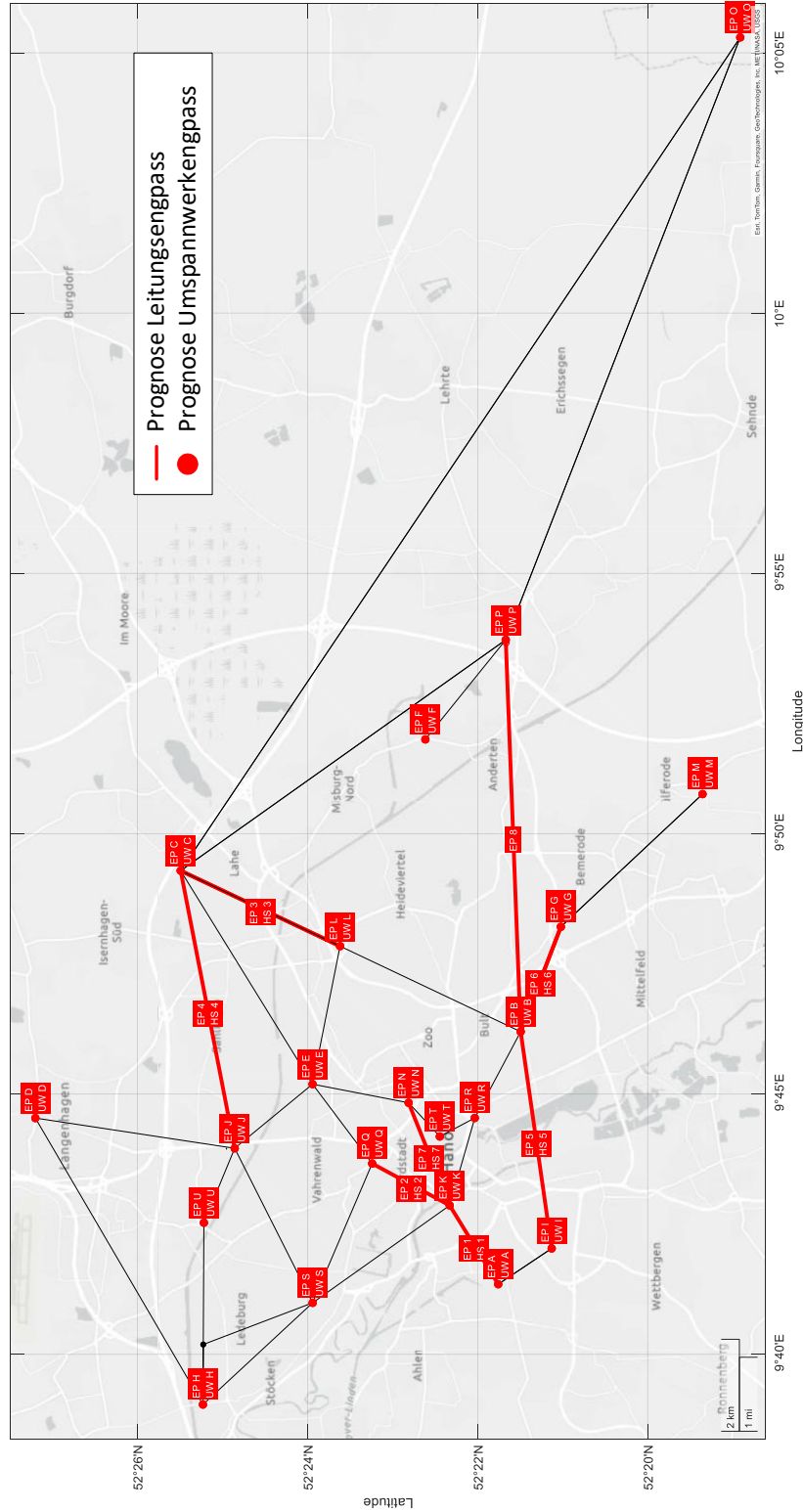


Abbildung 8

Engpassprognose im Bestandsnetz inkl. Direktzuordnung von Maßnahmen, Last- und Erzeugungsprognose 2045, Netzebene 3 und 4

G.5 Zusätzlicher Maßnahmenbedarf in Bezug auf Hochspannungsleitungen, Last- und Erzeugungsprognose 2028-2045, Netzebene 3 und 4

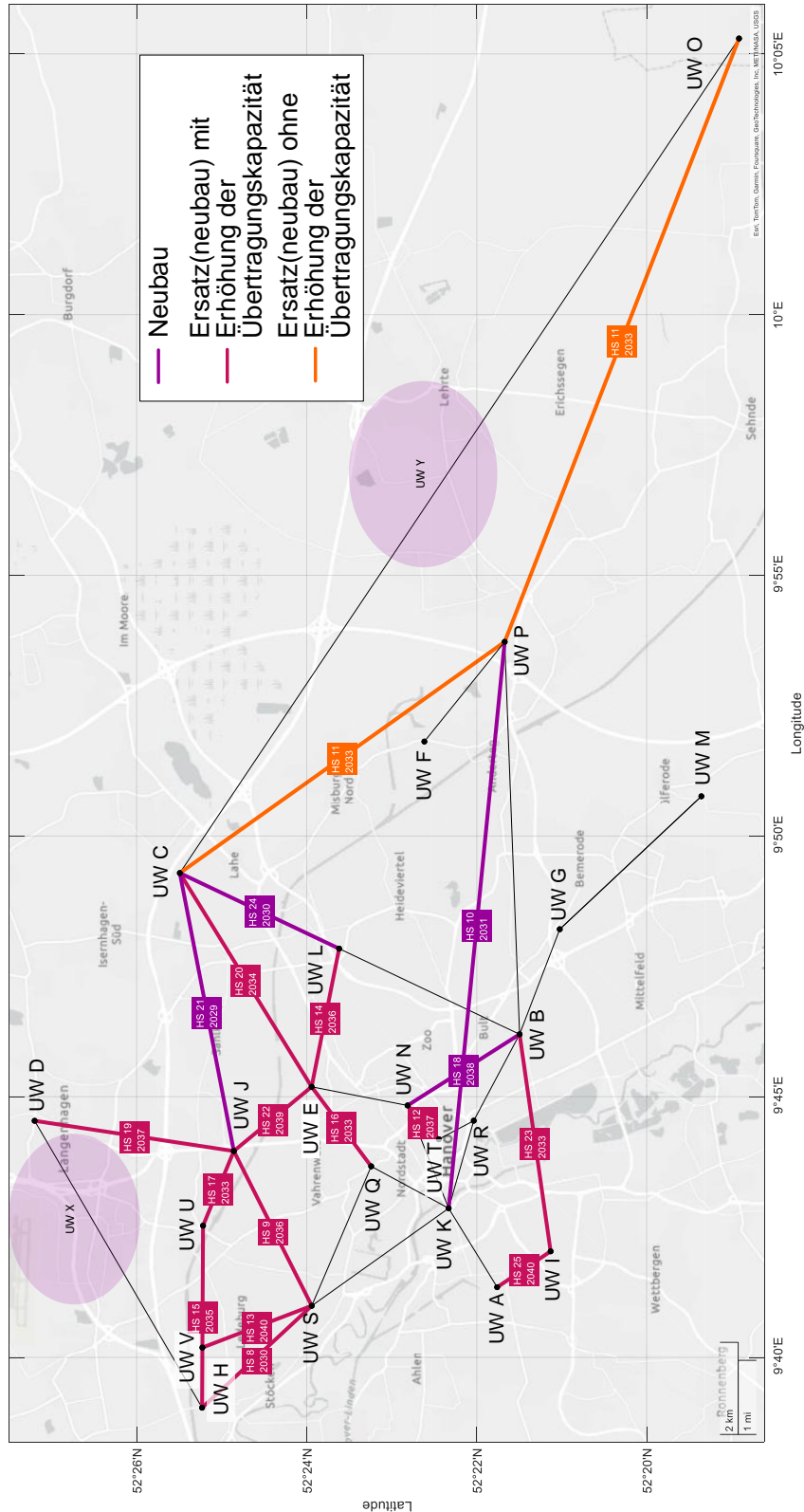


Abbildung 9

Maßnahmenbedarf in Bezug auf Hochspannungsleitungen inkl. Jahr der geplanten Fertigstellung und Inbetriebnahme, Last- und Erzeugungsprognose 2028-2045, Netzebene 3 und 4

G.6 Engpassprognose im Bestandsnetz, Last- und Erzeugungsprognose 2028, Netzebene 3 und 4

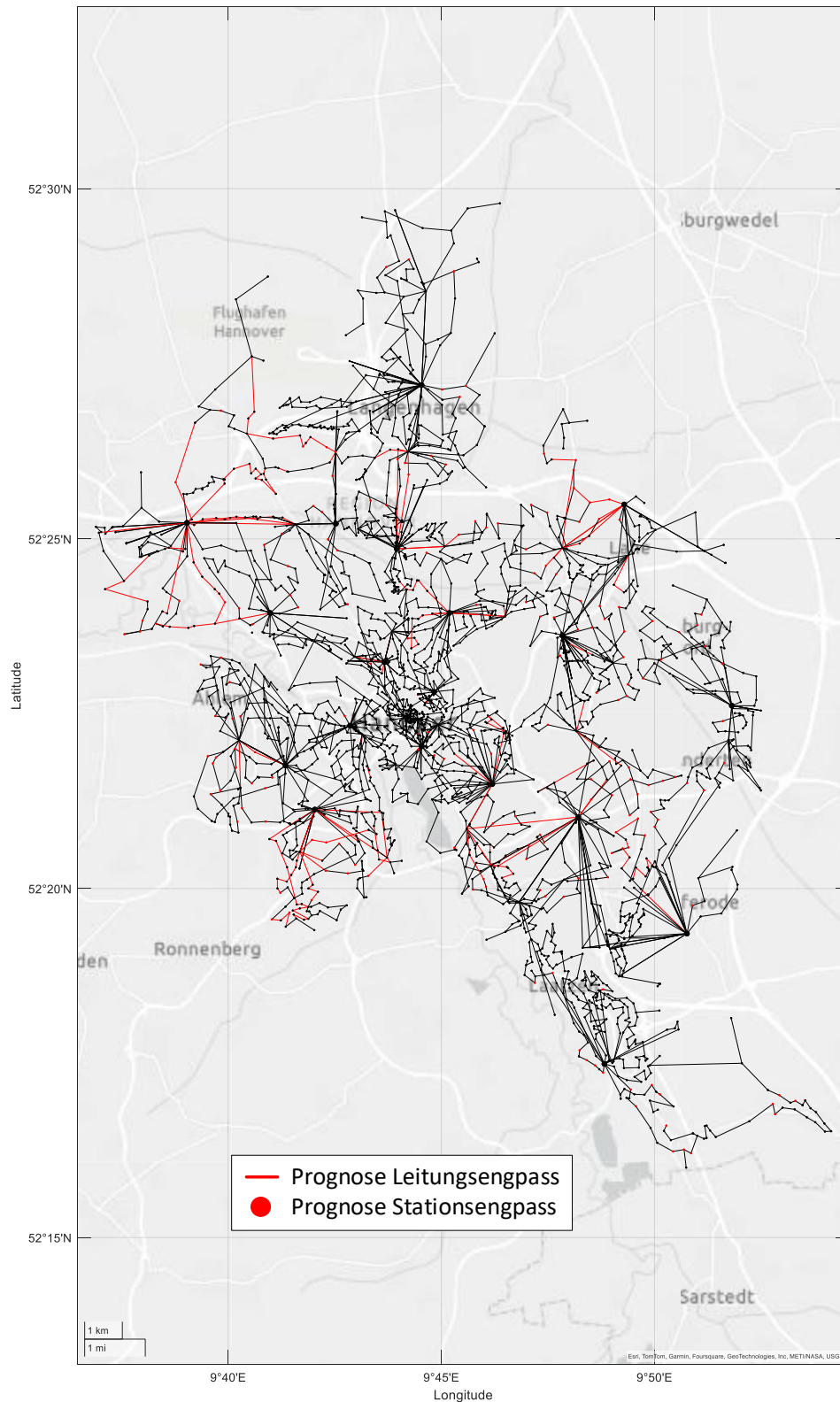


Abbildung 10 Engpassprognose im Bestandsnetz (roter Strich: Leitungsengpass, roter Punkt: Engpass Ortsnetzstation), Last- und Erzeugungsprognose 2028, Netzebene 5 und 6

**G.7 Engpassprognose und Maßnahmenbedarf im Bestandsnetz,
 Last- und Erzeugungprognose 2033, Netzebene 5 und 6**

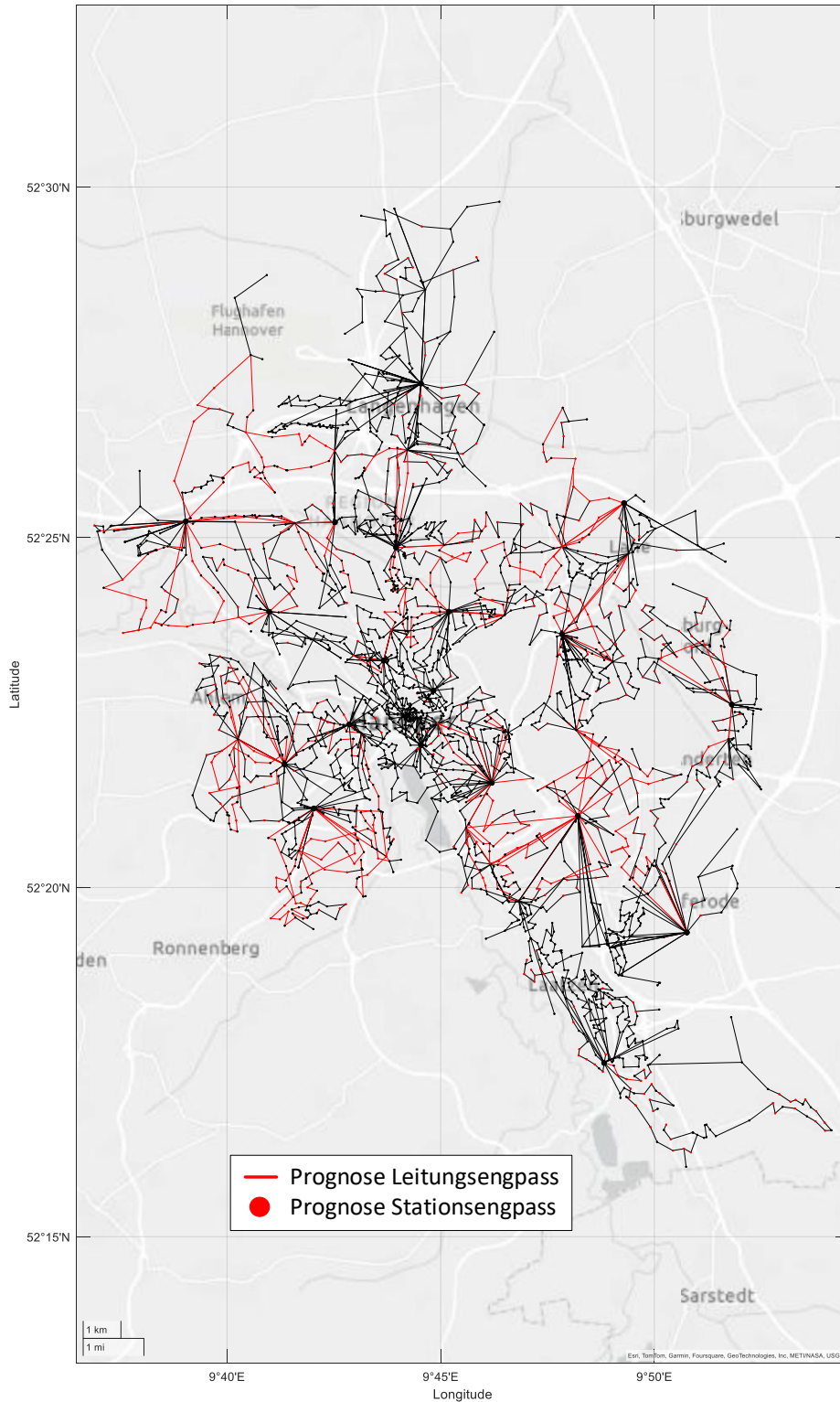


Abbildung 11 Engpassprognose und Maßnahmenbedarf im Bestandsnetz (roter Strich: Leitungsengpass, roter Punkt: Engpass Ortsnetzstation), Last- und Erzeugungprognose 2033, Netzebene 5 und 6

**G.8 Engpassprognose und Maßnahmenbedarf im Bestandsnetz,
Last- und Erzeugungprognose 2045, Netzebene 5 und 6**

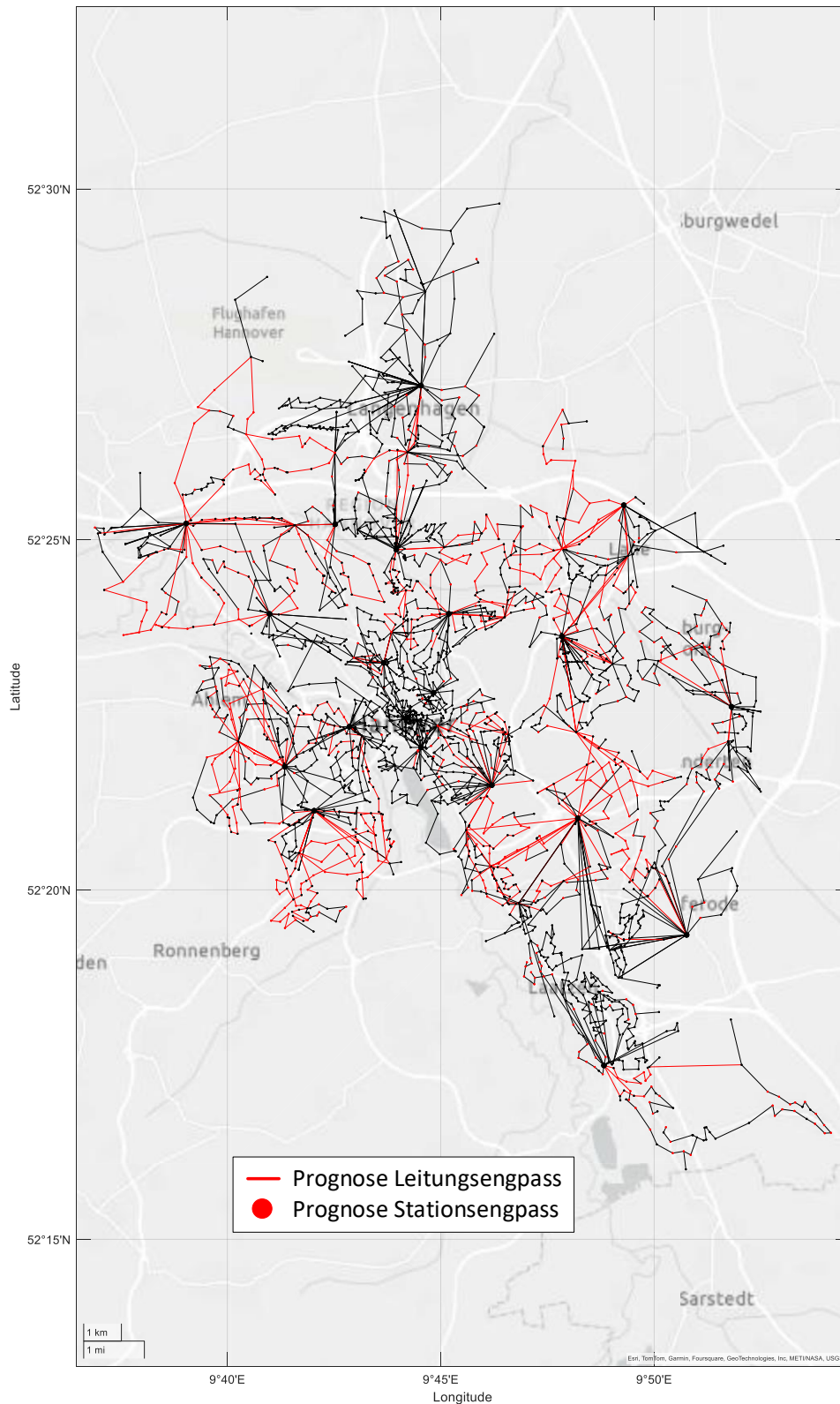


Abbildung 12 Engpassprognose und Maßnahmenbedarf im Bestandsnetz (roter Strich: Leitungsengpass, roter Punkt: Engpass Ortsnetzstation), Last- und Erzeugungprognose 2045, Netzebene 5 und 6

**G.9 Engpassgebiete und Maßnahmen im Bestandsnetz,
Last- und Erzeugungsprognose 2028, Netzebene 5 und 6**

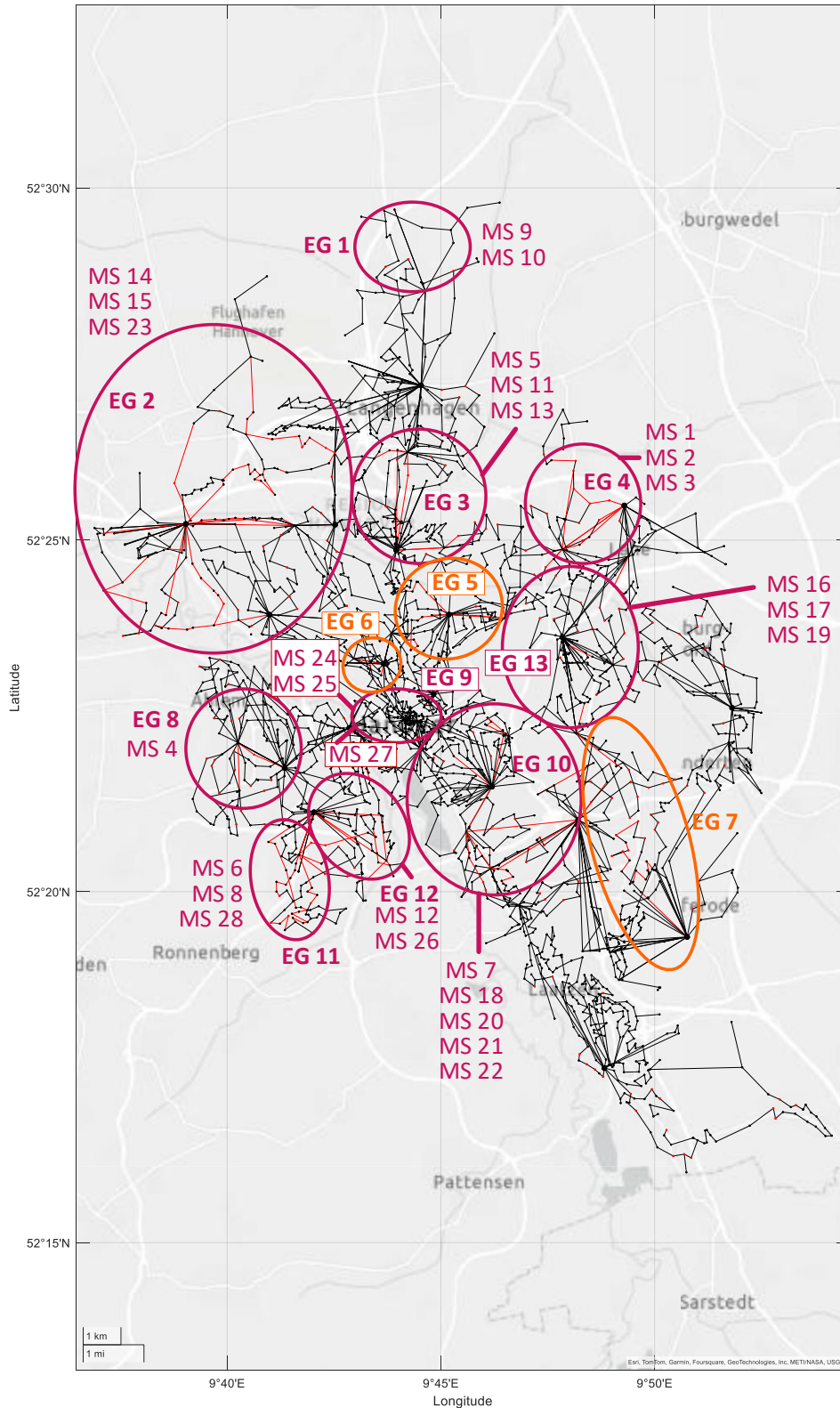


Abbildung 13 Prognose von Engpassgebieten und Maßnahmen im Bestandsnetz (roter Strich: Leitungsempfang, roter Punkt: Engpass Ortsnetzstation), Last- und Erzeugungsprognose 2028, Netzebene 5 und 6

