Netzausbauplan 2026 nach §14d EnWG

im Versorgungsgebiet der Energieversorgung Halle Netz GmbH

Halle (Saale), 31. Oktober 2026

Impressum

Energieversorgung Halle Netz GmbH

Bornknechtstraße 5

06108 Halle (Saale)

Postanschrift:

Postfach 100 160

06140 Halle (Saale)

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis ... 3
1 Einleitung ... 4
1.1 Beschreibung der aktuellen Versorgungsaufgabe ... 4
1.2 Das Versorgungsgebiet der Stadt Halle (Saale) ... 4
1.3 Einordnung in Teilnetzgebiete gemäß BNetzA-Fragebogen ... 4
1.4 Netzkarten nach § 14d Abs. 4 Satz 1 Nr. 1 EnWG ... 5
2 Planungsgrundlagen ... 11
2.1 Regionalszenario 2025 der Planungsregion Ost ... 11
2.2 Voraussichtliche Entwicklung der Versorgungsaufgabe ... 13
2.2.1 Aktuelle Versorgungsaufgabe auf Grundlage des Regionalszenarios 2025 ... 13
2.2.2 Voraussichtliche Versorgungsaufgabe T+5 (Stichtag 31.12.2030) ... 14
2.2.3 Voraussichtliche Versorgungsaufgabe T+10 (Stichtag 31.12.2035) ... 15
2.2.4 Voraussichtliche Versorgungsaufgabe 2045 (Zielnetz) ... 16
3 Netzdimensionierende Netzausbauplanung ... 17
3.1 Hochspannung (HöS/HS, HS und HS/MS) ... 17
3.2 Mittel- bis Niederspannung ... 18
4 Nicht netzdimensionierender Ausbaubedarf ... 19
5 Bedarf an Systemdienstleistungen und Flexibilitätsdienstleistungen ... 20
5.1 Blindleistungsbeschaffung ... 20
5.2 Pilotprojekte zum Einsatz netzdienlicher Flexibilität ... 21
6 Spitzenkappung nach § 11 Absatz 2 EnWG ... 21
7 Stellungnahmen ... 21
8 Quellen ... 21
Abbildungsverzeichnis ... 22
Tabellenverzeichnis ... 22
Anhang ... 22

Abkürzungsverzeichnis

BNetzA	Bundesnetzagentur
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
IEE	Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik
km	Kilometer
kV	Kilovolt
MS	Mittelspannung
MW	Megawatt
MWp	Megawatt-Peak
Mio.	Million(en)
NAP	Netzausbauplan
NE	Netzebene(n)
NS	Niederspannung
PV	Photovoltaik
T+5, T+10	Zeithorizont 5 bzw. 10 Jahre nach dem Stichtag (31.12.2025)
UW	Umspannwerk

1 Einleitung

1.1 Beschreibung der aktuellen Versorgungsaufgabe

Die Energieversorgung Halle Netz GmbH (im Folgenden Netz Halle) betreibt mit 8 Umspannwerken, 744 Netz- und 283 Kundenstationen sowie circa 2.580 km Stromleitungen in den Netzebenen (NE) Hochspannung (HS), Mittelspannung (MS) und Niederspannung (NS) das Stromversorgungsnetz der Stadt Halle (Saale) und versorgt darüber ca. 172.000 Letztverbraucher.

1.2 Das Versorgungsgebiet der Stadt Halle (Saale)

Das Versorgungsgebiet der Stadt Halle (Saale) ist gekennzeichnet durch eine städtische Struktur mit vergleichsweiße hohen Lastdichten. Diese ergeben sich vorrangig aus der Versorgung von Kunden im Niederspannungsnetz (Haushalt und Gewerbe). Die Einspeisung von Energie aus dezentralen Erzeugungsanlagen ist i.d.R. deutlich geringer als die Lasten. Zukünftig ist davon auszugehen, dass sich dieser Trend noch verstärkt. Begründet liegt dies in der Wärmewende als auch in der Elektrifizierung des Verkehrssektors.

1.3 Einordnung in Teilnetzgebiete gemäß BNetzA-Fragebogen

Gemäß dem Regionalszenario der Planungsregion Ost wird das Netzgebiet von Halle (Saale) gänzlich als ein Teilnetzgebiet betrachtet und in **Abbildung 1** dargestellt.

1.4 Netzkarten nach § 14d Abs. 4 Satz 1 Nr. 1 EnWG



Abbildung 1: Teilnetzgebiet Stadt Halle (Saale)

Auf der folgenden **Abbildung 2** sind die Standorte der im Netzgebiet befindlichen Netzstationen sowie die jeweiligen Zuordnungen zu den entsprechenden Umspannwerken dargestellt:

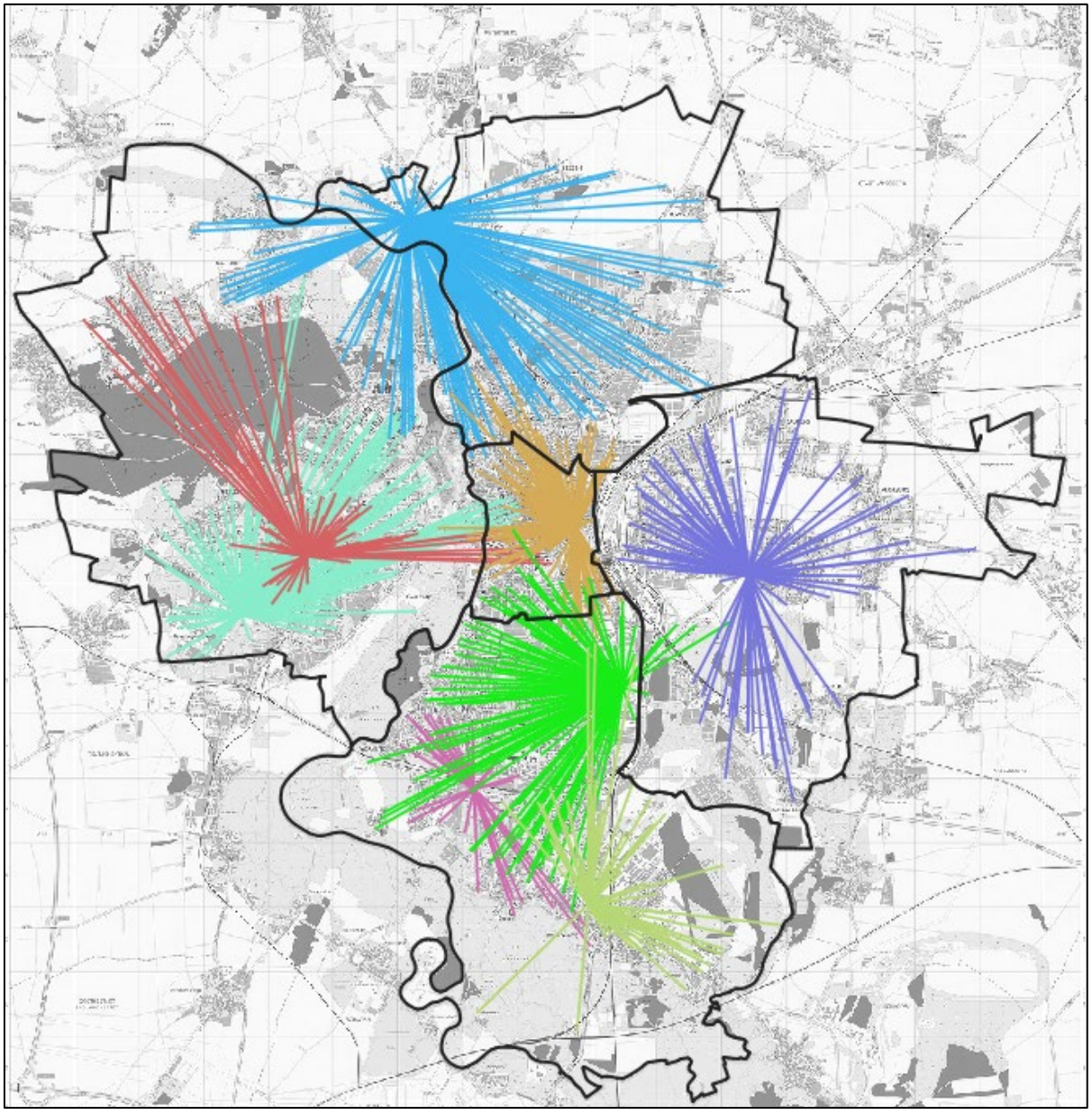


Abbildung 2: MS/NS-Stationen mit UW-Zuordnung

Die nachfolgenden **Abbildungen 3, 4, 5** sowie **6** stellen die Entwicklung der Lastdichten in den einzelnen Teilnetzgebieten, für die im Netzausbauplan (NAP) betrachteten Stützjahre, dar:

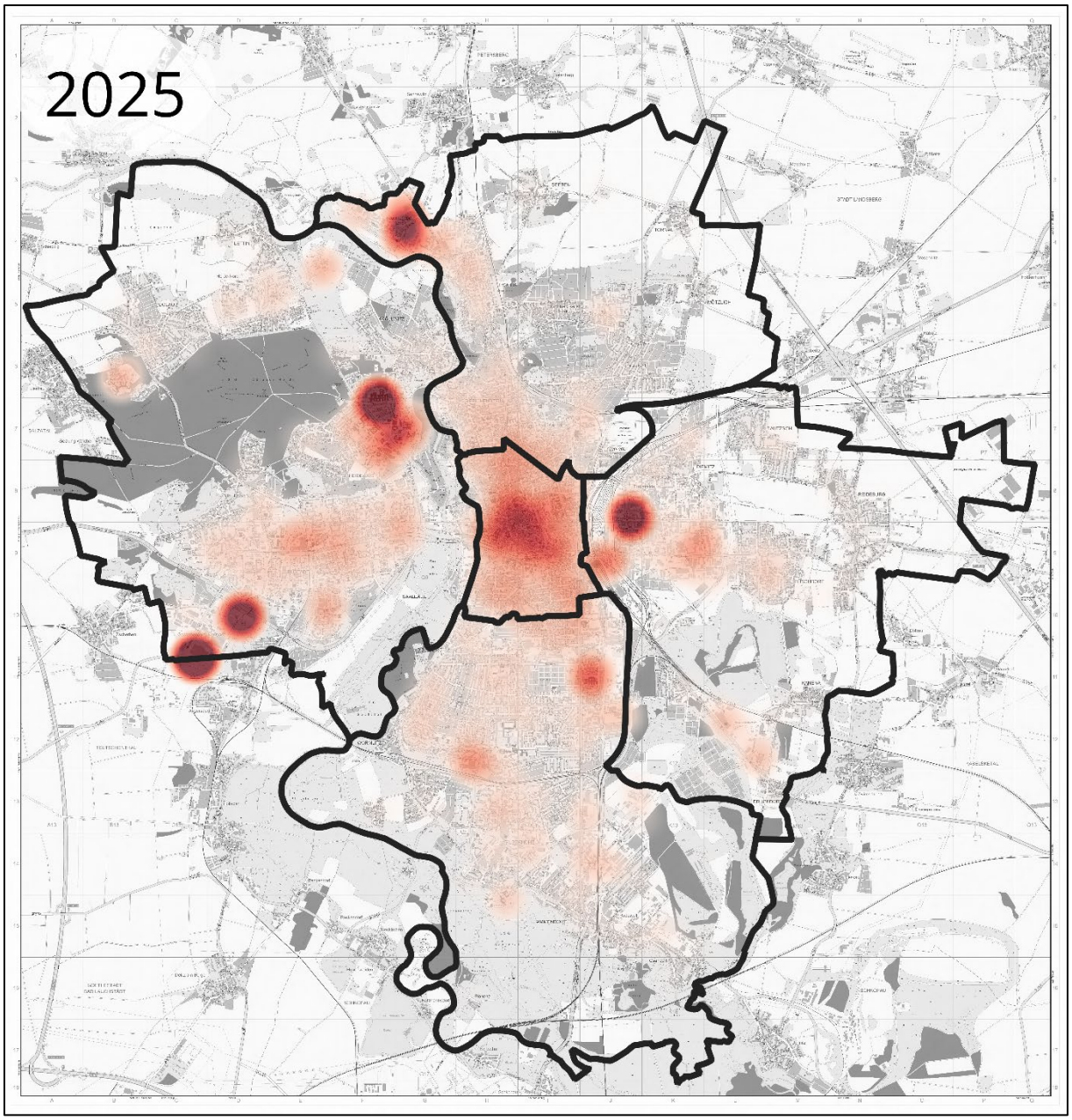


Abbildung 3: Lastdichte - 2025

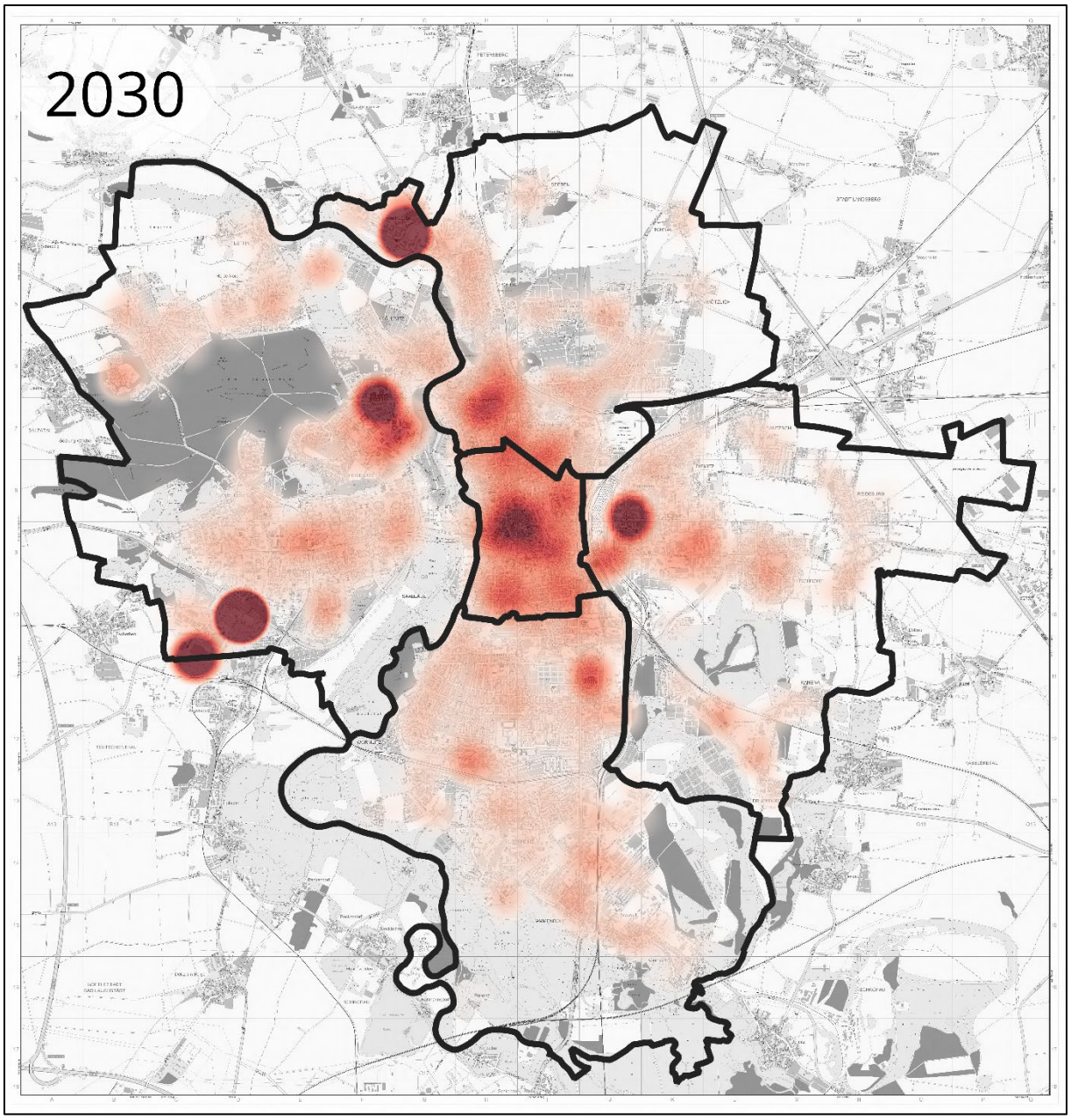


Abbildung 4: prognostizierte Lastdichte - 2030

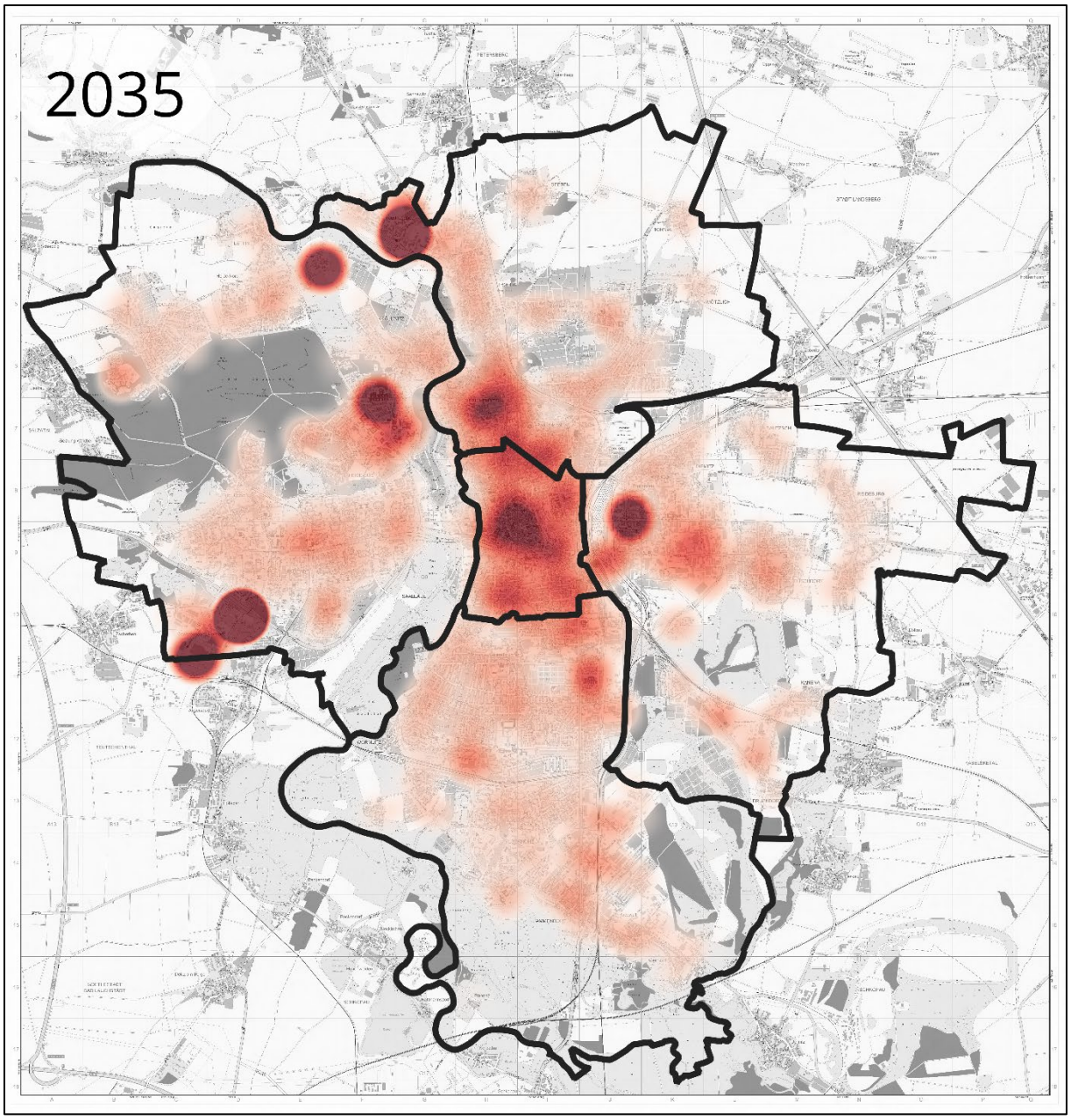


Abbildung 5: prognostizierte Lastdichte - 2035

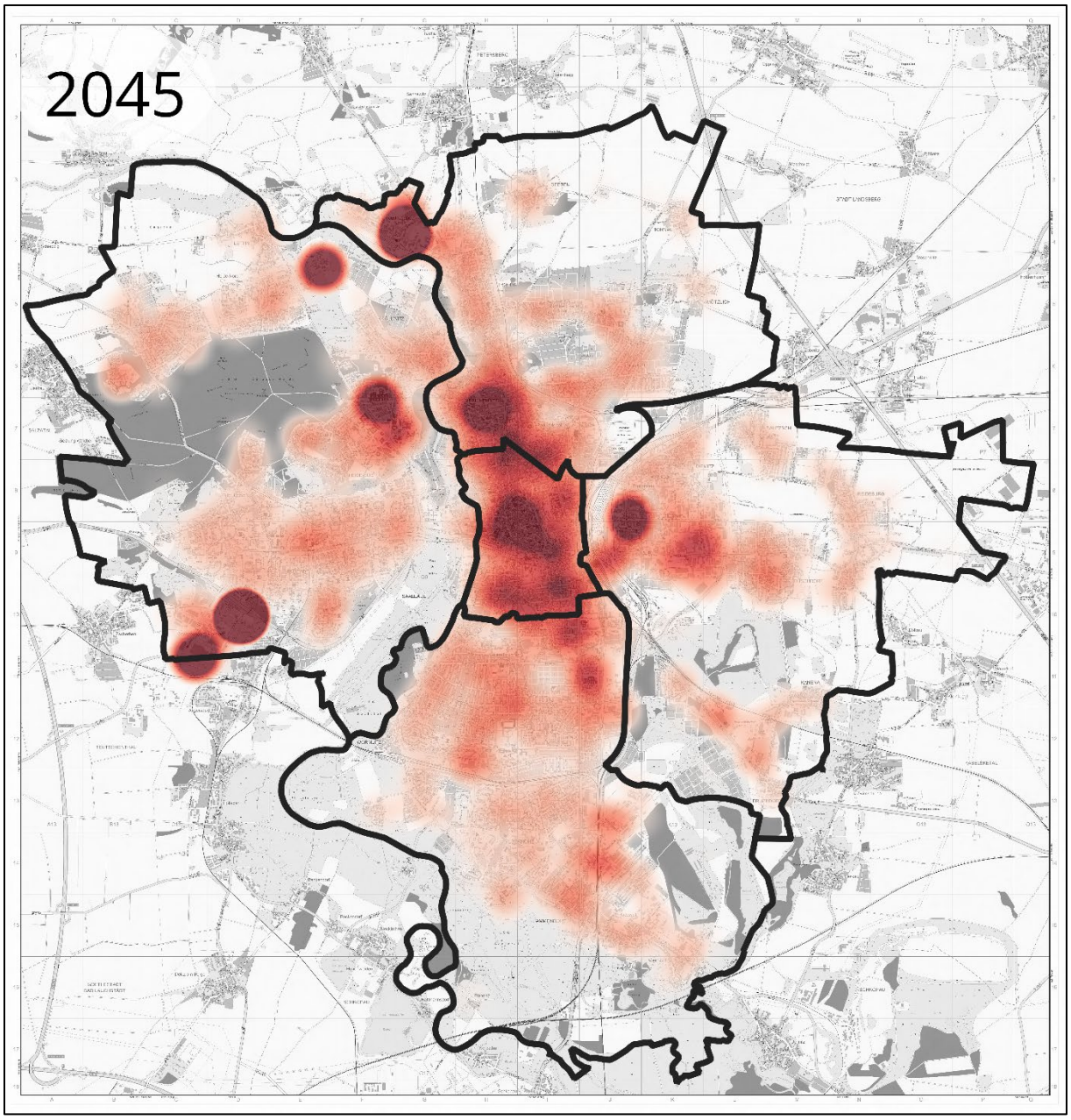


Abbildung 6: prognostizierte Lastdichte - 2045

2 Planungsgrundlagen

2.1 Regionalszenario 2025 der Planungsregion Ost

Das Versorgungsgebiet der Energieversorgung Halle Netz GmbH (im Folgenden: Netz Halle) ist Bestandteil der Planungsregion Ost. Zur Planungsregion Ost gehören Verteilnetzbetreiber aus den Bundesländern Berlin, Brandenburg, Hamburg, Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen, Sachsen-Anhalt und Thüringen. Netz Halle ist dabei einer der Verteilnetzbetreiber, die nach § 14d EnWG zur Vorlage eines Netzausbauplans verpflichtet sind.

Das gemeinsame Regionalszenario 2025 der Planungsregion Ost bildet die Grundlage für die Netzausbaupläne der beteiligten Verteilnetzbetreiber. Es betrachtet die Entwicklung der Erzeugung und der elektrischen Nachfrage für die Stützjahre 2030 und 2035 sowie für das Zieljahr 2045. Die Prognosen wurden für die wesentlichen Entwicklungstreiber – insbesondere Photovoltaik, Windenergie, Elektromobilität, Wärmepumpen, zentrale Wärmelösungen, konventionelle Erzeugung, Elektrolyseure und Batteriespeicher – in einer regionalisierten Betrachtung abgeleitet. Die Regionalisierung erfolgte, soweit für die jeweilige Technologie möglich und erforderlich, bis auf die Ebene der Ortsnetzstationen.

Die im Regionalszenario veröffentlichten Werte für Netz Halle sind im Anhang des Regionalszenarios auf Netzbetreiberebene ausgewiesen.

Das Regionalszenario 2025 der Planungsregion Ost ist auf der gemeinsamen Internetplattform der Verteilnetzbetreiber unter www.vnbdigital.de veröffentlicht.

Die nachfolgende **Tabelle 1** zeigt die für Netz Halle im Regionalszenario 2025 ausgewiesenen Werte. Bestandsjahr ist 2024, die Entwicklung wird für 2030, 2035 und 2045 dargestellt. Die Werte sind je nach Anlagenart beziehungsweise Lastkomponente zu interpretieren: Sie umfassen installierte Erzeugungs- und Speicherleistungen sowie elektrische Bedarfe und Lasten:

Tabelle 1: Entwicklung installierter Leistungen in MW

Anlagenart	Bestand	Prognose		
	2024	2030	2035	2045
Photovoltaik auf oder an Gebäuden (MWp)	50	135	215	335
Photovoltaik Freifläche (MWp)	25	40	44	60
Windenergie an Land	0	0	0	0
Sonstige erneuerbare Erzeugung	5	5	5	5
Konventionelle Kraftwerke	170	170	170	170
Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	0	25	40	105
Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	45	55	55	62
Elektromobilität	10	115	210	300
Konventionelle Last (umfasst Haushalte, Gewerbe, Handel, Industrie, Landwirtschaft)	130	120	110	100
Stand-alone Rechenzentren	5	100	100	150
Elektrolyseure	0	0	0	0
Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	10	20	25	30
Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	0	25	30	40
Pumpspeicher	0	0	0	0
Gesamt	450	810	1004	1357

Das Versorgungsgebiet der Netz Halle ist durch eine überwiegend städtische Siedlungsstruktur und vergleichsweise hohe Lastdichten geprägt. Die Entwicklung der Versorgungsaufgabe wird daher insbesondere durch die Elektrifizierung des Verkehrs- und Wärmesektors sowie durch den Ausbau der Photovoltaik auf Gebäuden bestimmt. Die im Regionalszenario ausgewiesenen Werte bestätigen diese Entwicklung.

Für die weitere Netzausbauplanung ist insbesondere die räumliche Verteilung der zusätzlichen elektrischen Lasten maßgeblich. Die im Regionalszenario auf Netzbetreiberebene ausgewiesenen Werte werden deshalb im Rahmen der Detailplanung auf die betriebenen Umspannwerke, Netzstationen und Netzebenen von Netz Halle übertragen und mit den vorhandenen Netzstrukturen sowie den konkreten Anschluss- und Ausbauplanungen abgeglichen.

2.2 Voraussichtliche Entwicklung der Versorgungsaufgabe

2.2.1 Aktuelle Versorgungsaufgabe auf Grundlage des Regionalszenarios 2025

Die aktuelle Versorgungsaufgabe von Netz Halle wird auf Grundlage des Regionalszenarios 2025 der Planungsregion Ost beschrieben. Die auf das Versorgungsgebiet entfallenden Leistungen sind in der folgenden **Tabelle 2** je Netzebene (NE) dargestellt (alle Angaben in [MW] bzw. [MWp]).

Tabelle 2: Aktuelle Versorgungsaufgabe auf Grundlage des Regionalszenarios 2025:

	UW HöS/HS	HS	UW HS/MS	MS	UW MS/NS	NS
Photovoltaik auf oder an Gebäuden (MWp)				29,9		20,1
Photovoltaik Freifläche (MWp)				14,9		10,1
Windenergie an Land						
Sonstige erneuerbare Erzeugung				3,3		1,7
Konventionelle Kraftwerke			170,0			
Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)						
Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen			45,0			
Elektromobilität				2,7		7,3
Konventionelle Last (umfasst Haushalte, Gewerbe, Handel, Industrie, Landwirtschaft)			1,3	44,3		84,4
Stand-alone Rechenzentren				5,0		
Elektrolyseure						
Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)						10,0
Großbatteriespeicher (ab 1 MW)						
Pumpspeicher						
Gesamt			216,3	100,1		133,6

Niederspannung (NS): Der direkte Bezug liegt bei rund 100 MW. Er setzt sich aus konventioneller Last (rund 85 MW), Elektromobilität (rund 7 MW) und Kleinbatteriespeichern (rund 10 MW) zusammen. Die Einspeisung von rund 32 MW stammt aus Photovoltaik auf Gebäuden (rund 20 MWp) und Freiflächen (rund 10 MWp).

Umspannung MS/NS: Keine direkte Last. Die nachgelagerte gleichzeitige Bezugsleistung liegt bei rund 87 MW. Die Einspeisung in dieser NE ist vernachlässigbar.

Mittelspannung (MS): Der direkte Bezug liegt bei rund 52 MW, überwiegend konventionelle Last (rund 44 MW durch Gewerbe und Industrie) und Rechenzentren (rund 5 MW). Die Einspeisung von rund 48 MW stammt aus Photovoltaik auf Gebäuden (rund 30 MWp) und Freiflächen (rund 15 MWp).

Umspannwerke HS/MS: Der direkte Bezug liegt bei rund 46 MW, im Wesentlichen zentrale Wärmelösungen (rund 45 MW). Die konventionellen Kraftwerke speisen mit rund 170 MW ein. Die nachgelagerte gleichzeitige Bezugsleistung liegt bei rund 126 MW.

Hochspannung (HS): Kein direkter Bezug. Die nachgelagerte gleichzeitige Bezugsleistung beträgt 119 MW.

Gesamtbetrachtung: Im Versorgungsgebiet sind 75,0 MWp Photovoltaik installiert (50,0 MWp auf oder an Gebäuden, 25,0 MWp auf Freiflächen). Die konventionelle Last beträgt insgesamt 130,0 MW. Windenergieanlagen und Pumpspeicher sind nicht vorhanden. Die Leistungsbilanz wird von der Lastseite im Niederspannungs- und Mittelspannungsnetz und von der dezentralen Photovoltaik-Einspeisung geprägt.

2.2.2 Voraussichtliche Versorgungsaufgabe T+5 (Stichtag 31.12.2030)

Bis 2030 steigt im maßgeblich lastgetriebenen Netzgebiet vor allem der Bezug. Die Einspeisung wächst, bleibt aber nachrangig.

- **Niederspannung (NS):** Größter relativer Zuwachs. Der direkte Bezug verdoppelt sich auf rund 205 MW installierte Leistung. Treiber sind das Laden zu Hause (Elektromobilität), dezentrale Wärmepumpen (rund 25 MW) und Kleinbatteriespeicher. Die Einspeisung, überwiegend PV-Aufdachanlagen, steigt auf rund 72 MW installierte Leistung.

- **Umspannung MS/NS:** Keine direkte Last. Die nachgelagerte gleichzeitige Bezugsleistung steigt auf rund 190 MW, getrieben durch Elektromobilität und Wärmepumpen in der Niederspannung.

- **Mittelspannung (MS):** Der direkte Bezug steigt auf rund 100 MW installierte Leistung. Haupttreiber sind Elektromobilität und Freiflächen-PV, deren Einspeisung auf rund 110 MW wächst. Bezug und Einspeisung nähern sich damit einem Gleichgewicht.

- **Umspannung HS/MS:** Die direkte Bezugsleistung bleibt nahezu konstant. Die konventionellen Kraftwerke (170 MW Einspeisung) bleiben unverändert. Der Zuwachs wirkt über die nachgelagerten Ebenen. Die zentralen Wärmelösungen (Großwärmepumpen, Power-to-Heat-Anlagen) liegen bei rund 55 MW.

- **Hochspannung (HS):** Industrielle Großprojekte einschließlich Rechenzentren werden erstmals direkt auf der HS-Ebene angeschlossen (rund 95 MW). Die nachgelagerte Bezugsleistung steigt deutlich.

2.2.3 Voraussichtliche Versorgungsaufgabe T+10 (Stichtag 31.12.2035)

Bis 2035 setzen Elektromobilität und Wärmepumpen den Trend fort. Die Großprojekte bleiben nahezu konstant, die konventionelle Last sinkt weiter.

- **Niederspannung (NS):** Der direkte Bezug steigt auf rund 290 MW installierte Leistung. Elektromobilität (bis 2035 rund 210 MW), Wärmepumpen (rund 40 MW) und PV-Aufdachanlagen (rund 105 MW) prägen die Ebene.

- **Umspannung MS/NS:** Die nachgelagerte gleichzeitige Bezugsleistung steigt auf rund 265 MW.

- **Mittelspannung (MS):** Der direkte Bezug steigt auf rund 130 MW, vor allem durch Wärmepumpen und Ladeinfrastruktur. Die Einspeisung liegt mit rund 160 MW über dem direkten Bezug. Die MS-Ebene wird damit zunehmend auch im Einspeisefall relevant.

- **Umspannung HS/MS:** Die direkte Bezugsleistung liegt bei rund 56 MW, die nachgelagerte gleichzeitige Leistung bei rund 370 MW. Die Einspeisung der konventionellen Kraftwerke (170 MW) und die zentralen Wärmelösungen (rund 55 MW) bleiben konstant.

- **Hochspannung (HS):** Die direkte Bezugsleistung bleibt bei rund 95 MW. Die nachgelagerte gleichzeitige Bezugsleistung erreicht mit rund 420 MW den höchsten Wert im Zeitraum bis 2035.

2.2.4 Voraussichtliche Versorgungsaufgabe 2045 (Zielnetz)

Bis 2045 dominieren Wärmepumpen und Elektromobilität. Die Winterhöchstlast wird zur auslegungsrelevanten Größe.

- **Niederspannung (NS):** Der direkte Bezug steigt auf rund 420 MW. Haupttreiber sind Elektromobilität (rund 300 MW), Wärmepumpen (rund 105 MW) und Kleinbatteriespeicher. Die Einspeisung von PV-Aufdachanlagen liegt bei rund 160 MW.

- **Umspannung MS/NS:** Die nachgelagerte gleichzeitige Bezugsleistung liegt bei rund 340 MW.

- **Mittelspannung (MS):** Der direkte Bezug steigt auf rund 160 MW, die Einspeisung aus Freiflächen- und Dach-PV auf rund 240 MW. Die MS-Ebene wird damit zunehmend zur Rückspeiseebene. Der Einspeisefall gewinnt für die Dimensionierung an Bedeutung.

- **Umspannung HS/MS:** Die direkte Bezugsleistung liegt bei rund 63 MW, die nachgelagerte bei rund 375 MW. Die konventionelle Einspeisung bleibt bei 170 MW.

- **Hochspannung (HS):** Großprojekte wachsen auf rund 150 MW, davon rund 145 MW direkt auf der HS-Ebene. Die nachgelagerte gleichzeitige Bezugsleistung liegt bei rund 350 MW.

3 Netzdimensionierende Netzausbauplanung

Das Energiesystem befindet sich inmitten eines bedeutenden Umbaus. Um die ehrgeizigen Ziele hinsichtlich Klimaneutralität zu erreichen, wird ein massiver Ausbau erneuerbarer Energieträger sowie die verstärkte Elektrifizierung des Verkehrs-, Wärme- und Industriesektors prognostiziert. Bei diesem Transformationsprozess muss allerdings gewährleistet sein, die Versorgungssicherheit auf dem gewohnt hohen Niveau zu belassen.

Die netzdimensionierende Netzausbauplanung von Netz Halle basiert auf dem Regionalszenario 2025 der Planungsregion Ost. Die Regionalisierung auf die Netzstationen und Umspannwerke erfolgt auf Grundlage der Lastfälle, die für die Netzausbauplanung aus dem Regionalszenario abgeleitet wurden. Als netzdimensionierender Ausbaubedarf gelten Neubau, Ersatzneubau mit Erhöhung der Übertragungskapazität sowie Netzoptimierung und -verstärkung. Der Ausbaubedarf wird je Netzebene in den **Abschnitten 3.1** (Hochspannung) und **3.2** (Mittel- bis Niederspannung) beschrieben. Die einzelnen Maßnahmen mit Status und Zeithorizont sind im Maßnahmenplan der Erhebungstabelle dokumentiert. Die Einordnung in die Zeithorizonte T+5, T+10 und Zielnetz erfolgt anhand des voraussichtlichen Baubeginns.

3.1 Hochspannung (HöS/HS, HS und HS/MS)

Im Netzgebiet konzentriert sich der netzdimensionierende Ausbau auf die Umspannwerke und Schalthäuser. Haupttreiber sind die Wärmewende (Wärmepumpen), die Elektromobilität, Großprojekte einschließlich Rechenzentren sowie der Zubau von Photovoltaik auf Gebäuden. Die Neubauten und Leistungserhöhungen sollen die Bezugs- und Einspeiseleistung für diese Entwicklungen sichern. Bis 2030 sind 3 Umspannwerke sowie 3 Schalthäuser vorgesehen. Die Schalthäuser dienen als ausgelagerte Sammelschienen der UWs und werden demnach der Netzebene HS/MS zugeordnet. Bis 2035 folgen drei weitere Schalthäuser auf der HS/MS-Ebene zur verbesserten Verteilung der prognostizierten Lasten. Die Netzebene HöS/HS wird nicht betrieben. Ein Neubau von HS-Leitungen ist nicht vorgesehen. Der Ersatz von rund 9 km bestehender 110-kV-Leitungsabschnitte ist als nicht netzdimensionierende Maßnahme berücksichtigt (**Abschnitt 4**).

Die netzdimensionierenden Maßnahmen dieser Netzebenen sind in der nachfolgenden **Tabelle 3** und im Maßnahmenplan der Erhebungstabelle nach Zeithorizonten dargestellt.

Tabelle 3: Netzdimensionierende Ausbauplanung Hochspannung

Zeitraum	Maßnahme	geschätzte Menge	erwarteter Ausbaubedarf
2025 bis 2030 (T+5)	NE 2: HöS/HS UW	0 [UW]	0 [Mio. Euro]
	NE 3: HS-Leitungen	0 [km]	0 [Mio. Euro]
	NE 4: HS/MS UW	6 [UW]	161,1 [Mio. Euro]
2031 bis 2035 (T+10)	NE 2: HöS/HS UW	0 [UW]	0 [Mio. Euro]
	NE 3: HS-Leitungen	0 [km]	0 [Mio. Euro]
	NE 4: HS/MS UW	3 [UW]	25,0 [Mio. Euro]
2036 bis 2045 (Zielnetz)	NE 2: HöS/HS UW	0 [UW]	0 [Mio. Euro]
	NE 3: HS-Leitungen	0 [km]	0 [Mio. Euro]
	NE 4: HS/MS UW	0 [UW]	0 [Mio. Euro]

3.2 Mittel- bis Niederspannung

Die Mittel- und Niederspannung (MS, MS/NS und NS) hat im Teilnetzgebiet den größten Ausbaubedarf. Die Planung wird vom Lastfall bestimmt. Die direkte Bezugsleistung der NS-Ebene steigt von rund 100 MW im Bestand auf rund 420 MW im Jahr 2045. Haupttreiber sind die Elektromobilität (Laden zu Hause und in Gewerbe und Ladeinfrastruktur), dezentrale Wärmepumpen und die Erschließung neuer Bebauungsgebiete. Gleichzeitig wächst die Einspeisung aus Dach-PV und Freiflächen-PV auf der MS- und NS-Ebene. Die Ausbauplanung berücksichtigt deshalb sowohl den Verbrauchs- als auch den Erzeugungsfall.

Besondere Herausforderungen: Die Erweiterung bestehender Ortsnetzstationen ist wegen baulicher Einschränkungen häufig nicht möglich, daher sind Neubauten vorgesehen. Im Stadtgebiet begrenzen beengte Bauflächen den Ausbau. Der altersbedingte Austausch von Betriebsmitteln nach dem Austauschprogramm bindet zusätzlich Kapazitäten.

Die Maßnahmen dieser Netzebenen sind in der nachfolgenden **Tabelle 4** und im Maßnahmenplan der Erhebungstabelle nach Zeithorizonten dargestellt.

Tabelle 4: Netzdimensionierende Ausbauplanung Mittel- und Niederspannung

Zeitraum	Maßnahme	geschätzte Menge	erwarteter Ausbaubedarf
2025 bis 2030 (T+5)	NE 5: MS-Leitungen	162 [km]	48,6 [Mio. Euro]
	NE 6: MS/NS UW	133 [UW]	20,0 [Mio. Euro]
	NE 7: NS-Leitungen	324 [km]	97,2 [Mio. Euro]
2031 bis 2035 (T+10)	NE 5: MS-Leitungen	51 [km]	15,3 [Mio. Euro]
	NE 6: MS/NS UW	103 [UW]	15,5 [Mio. Euro]
	NE 7: NS-Leitungen	157 [km]	47,1 [Mio. Euro]
2036 bis 2045 (Zielnetz)	NE 5: MS-Leitungen	101 [km]	30,3 [Mio. Euro]
	NE 6: MS/NS UW	128 [UW]	19,2 [Mio. Euro]
	NE 7: NS-Leitungen	181 [km]	54,3 [Mio. Euro]

4 Nicht netzdimensionierender Ausbaubedarf

Der nicht netzdimensionierende Ausbaubedarf umfasst den reinen Ersatz von Betriebsmitteln im Verhältnis 1:1, den Rückbau nicht mehr benötigter Anlagen sowie gegebenenfalls die Entsorgung von Altlasten. Diese Maßnahmen erhöhen die Übertragungskapazität nicht und werden daher nicht dem netzdimensionierenden Ausbau zugeordnet.

Die altersbedingte Ersatzplanung basiert auf einer normativen Nutzungsdauer der Betriebsmittel von 40 Jahren. Ein Betriebsmittel wird demnach im Jahr seines 40. Betriebsjahres zur Außerbetriebnahme bzw. zum Ersatz vorgesehen. Daraus ergibt sich die Zuordnung zu den Zeiträumen:

- **T+5 (2025 bis 2030):** Betriebsmittel mit Baujahr bis einschließlich 1990, einschließlich der bereits über 40 Jahre alten Anlagen
- **T+10 (2031 bis 2035):** Betriebsmittel mit Baujahr 1991 bis 1995
- **Zielnetz (2036 bis 2045):** Betriebsmittel mit Baujahr 1996 bis 2005

Ersatz erfolgt in gleicher Übertragungskapazität (1:1). Wird die Kapazität erhöht, handelt es sich um netzdimensionierenden Ausbau gemäß **Abschnitt 3**. Fällt ein Betriebsmittel ohne Ersatz weg, entsteht Rückbaubedarf.

Der Ersatz der 110-kV-Freileitungsabschnitte (lfd. Nr. 6, rund 9,2 km, geschätzte Kosten 7,6 Mio. Euro) erfolgt ohne Erhöhung der Übertragungskapazität, daher wird die Maßnahme dem nicht netzdimensionierenden Ausbaubedarf zugeordnet. Der voraussichtliche Baubeginn liegt im Jahr 2031 (T+10).

Weiterhin gibt es eine Maßnahme, welche das Gesamtnetz betrifft: die Erneuerung der Sekundärausrüstung in Umspannwerken, Schalthäusern und Schutzstationen (lfd. Nr. 5.1). Sie umfasst den Ersatz sekundärtechnischer Einrichtungen, Anlagen und Betriebsmittel entsprechend Verschleiß und Nutzungsdauer. Es handelt sich um einen Ersatz ohne Erhöhung der Übertragungskapazität. Durch den Tausch wird ein dem aktuellen Stand der Technik entsprechender Zustand gewährleistet, und die Zugriffszeiten sowie die Datenlage aus den Anlagen verbessern sich.
Die erwarteten Aufwendungen für die Zeiträume T+5, T+10 und das Zielnetz sind in der nachfolgenden **Tabelle 5** und in der Erhebungstabelle dargestellt:

Tabelle 5: Nicht netzdimensionierende Ausbauplanung

Zeitraum	erwarteter Ausbaubedarf
2025 bis 2030 (T+5)	101,7 [Mio. Euro]
2031 bis 2035 (T+10)	51,4 [Mio. Euro]
2036 bis 2045 (Zielnetz)	114,5 [Mio. Euro]

5 Bedarf an Systemdienstleistungen und Flexibilitätsdienstleistungen

5.1 Blindleistungsbeschaffung

Im Teilnetzgebiet Halle (Saale) besteht derzeit kein nicht gedeckter Blindleistungsbedarf. Eine marktseitige Beschaffung von Blindleistung ist daher nicht erforderlich. Dies gilt sowohl für den aktuellen Bestand als auch für die künftige Entwicklung bis zum Zielnetz. Netz Halle betrachtet den Blindleistungsbedarf im Rahmen der laufenden Netzplanung. Ergeben sich Änderungen, etwa durch neue Anschlüsse oder veränderte Lasten und Einspeisungen, werden die Auswirkungen bewertet und bei Bedarf geeignete Maßnahmen zur Blindleistungsbereitstellung eingeleitet.

5.2 Pilotprojekte zum Einsatz netzdienlicher Flexibilität

Im Netzgebiet von Netz Halle werden derzeit keine Pilotprojekte zum Einsatz netzdienlicher Flexibilität betrieben, und es sind auch keine geplant. Der Einsatz netzdienlicher Flexibilität wird intern jedoch betrachtet und fortlaufend bewertet. Sollte sich aus dieser Bewertung eine konkrete Umsetzung ergeben, wird dies im Rahmen der künftigen Netzausbauplanung berücksichtigt.

6 Spitzenkappung nach § 11 Absatz 2 EnWG

Das Prinzip der Spitzenkappung nach § 11 Absatz 2 EnWG (§ 14d Abs. 4 Satz 1 Nr. 7 EnWG) wird derzeit bei Netz Halle nicht angewandt.

7 Stellungnahmen

Vom 02.11.2026 bis zum 30.11.2026 besteht auf www.vnbdigital.de die Möglichkeit, Stellungnahmen zum Netzausbauplan 2026 der Energieversorgung Halle Netz GmbH abzugeben. Stellungnahmen, die sachfremd oder unangemessen sind, werden von uns nicht veröffentlicht.

8 Quellen

[1] Planungsregion Ost: *Regionalszenario 2025*, Juni 2026

[2] Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE: *ABLEITUNG VON REGIONALSZENARIEN FÜR DIE PLANUNGSREGION OST FÜR DIE ERSTELLUNG DES NETZAUSBAUPLANS NACH § 14D*, Kassel, Juli 2026

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Teilnetzgebiet Stadt Halle (Saale) 5
Abbildung 2: MS/NS-Stationen mit UW-Zuordnung 6
Abbildung 3: Lastdichte - 2025 7
Abbildung 4: prognostizierte Lastdichte - 2030 8
Abbildung 5: prognostizierte Lastdichte - 2035 9
Abbildung 6: prognostizierte Lastdichte - 2045 10

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Entwicklung installierter Leistungen in MW 12
Tabelle 2: Aktuelle Versorgungsaufgabe auf Grundlage des Regionalszenarios 2025: 13
Tabelle 3: Netzdimensionierende Ausbauplanung Hochspannung 18
Tabelle 4: Netzdimensionierende Ausbauplanung Mittel- und Niederspannung 19
Tabelle 5: Nicht netzdimensionierende Ausbauplanung 20

Anhang

Anhang 1: NAP_Maßnahmen_0747_2026_Final.xlsx

Anhang 2: NAP_kompakt_0747_2026_Final.xlsx