Netz
SVO Netz GmbH



Netzbericht gemäß § 14d Abs. 4 EnWG

Der Entwurf des Netzausbauplans der SVO Netz GmbH

SVO Netz GmbH
Sprengerstraße 2, 29223 Celle, www.svo-netz.de

Veröffentlichung des Netzausbauplans: 31.10.2026

PDF Datei unter der Lizenz: CC BY-ND 4.0

Impressum/Lizenzhinweis

Titel: Netzausbauplan 2026 - SVO Netz GmbH

Herausgeber und Lizenzgeber: SVO Netz GmbH · Sprengerstraße 2 · 29223 Celle

Lizenz: Soweit nicht bei einzelnen Bestandteilen anders angegeben, ist dieses Werk unter der Creative-Commons-Lizenz ‚Namensnennung – Keine Bearbeitungen 4.0 International' (CC BY-ND 4.0) lizenziert. Das Werk darf für beliebige Zwecke und in jedem Medium oder Format vervielfältigt und weitergegeben werden, sofern der Lizenzgeber genannt und auf die Lizenz hingewiesen wird. Bearbeitete Fassungen dürfen nicht weitergegeben oder veröffentlicht werden. Technische Änderungen, die lediglich zur Nutzung in anderen Medien oder Formaten erforderlich sind, bleiben zulässig.

Lizenzlink: https://creativecommons.org/licenses/by-nd/4.0/deed.de

Zitierempfehlung: „Netzausbauplan 2026 - SVO Netz GmbH", Werk des veröffentlichungspflichtigen Verteilnetzbetreibers SVO Netz GmbH (Stand 2026), lizenziert unter CC BY -ND 4.0.

weitere Hinweise: Die Bereitstellung des Netzausbauplans PDF erfolgt unter der Lizenz CC BY-ND 4.0. Die Lizenzierung erstreckt sich ausschließlich auf die jeweils veröffentlichte Datei. Nicht von der Lizenz umfasst sind Marken, Logos und Unternehmenskennzeichen des veröffentlichenden Verteilernetzbetreibers und des BDEW sowie ausdrücklich als Inhalte Dritter gekennzeichnete Bestandteile.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis 3
Impressum 4
Abkürzungsverzeichnis 5
1. Einleitung 6
1.1. Teilnetzgebiete 7
1.2. Netzmodell und Methodik 10
2. Planungsgrundlagen 12
2.1 Regionalszenario 2025 der Planungsregion Mitte 12
2.2 Voraussichtliche Entwicklung der Versorgungsaufgabe 14
2.2.1 Voraussichtliche Versorgungsaufgabe T+5 (bis 31.12.2030) 16
2.2.2 Voraussichtliche Versorgungsaufgabe T+10 (bis 31.12.2035) 17
2.2.3 Voraussichtliche Versorgungsaufgabe 2045 17
3. Netzdimensionierende Netzausbauplanung 18
3.1 Hochspannung und Umspannung Hochspannung/Mittelspannung 20
3.2 Mittelspannung 20
3.3 Umspannung Mittelspannung/Niederspannung 21
3.4 Niederspannung 22
3.5 Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen 23
3.6 Herausforderungen des Netzausbaus 23
4. Nicht netzdimensionierender Ausbaubedarf 25
4.1. Freileitungen 25
4.2. Mittelspannung 25
4.3. Umspannung Mittelspannung/Niederspannung 27
4.4. Niederspannung 28
5. Bedarf an Systemdienstleistungen und Flexibilitätsdienstleistungen 29
5.1 Blindleistung 29
5.3 Sternpunktbehandlung 30
6. Spitzenkappung nach § 11 Abs. 2 EnWG 32
7. Stellungnahmen 33
Abbildungs- und Tabellenverzeichnis 34
Anhang: 34

Impressum

SVO Netz GmbH

Sprengerstraße 2

29223 Celle

Telefon: 05141 16-0

E-Mail: info@svo-netz.de

Geschäftsführer:

Dr. Ulrich Finke

Handelsregister:

HRB 100027, Amtsgericht Lüneburg

Zuständige Energieaufsichtsbehörde:

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Umsatzsteuernummer-Identifikationsnummer:

DE115115094

Verantwortlich für den Inhalt nach § 18 MStV:

Dr. Ulrich Finke

Sprengerstraße 2

29223 Celle

Abkürzungsverzeichnis

Tabelle 1: Abkürzungen und ihre Bedeutung

BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BNetzA	Bundesnetzagentur
CUN	Celle-Uelzen Netz GmbH
EE	Erneuerbare Energien
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
MS	Mittelspannung
NAP	Netzausbauplan
NE	Netzebene
NEP	Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber
NNB	Nachgelagerter Netzbetreiber
NS	Niederspannung
NVNB	Nachgelagerter Verteilnetzbetreiber
ONS	Ortsnetzstation (Netzebene 6)
PR	Planungsregion
RZ	Regionalszenario
SVN	SVO Netz GmbH
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UW	Umspannwerk (Netzebene 2 oder 4)
VNB	Verteilnetzbetreiber
VVNB	Vorgelagerter Verteilnetzbetreiber

1. Einleitung

Die Celle-Uelzen Netz GmbH wurde im September 2026 in SVO Netz GmbH umfirmiert. Der vorliegende Netzausbauplan 2026 knüpft an den Netzausbauplan 2024 der Celle-Uelzen Netz GmbH an.

Die SVO Netz GmbH ist der regionale Netzbetreiber in den Landkreisen Celle und Uelzen sowie in Teilen der Landkreise Heidekreis, Lüchow-Dannenberg und Gifhorn mit rund 150.000 angeschlossenen Letztverbrauchern. Die SVO Netz hält aktuell 50 Konzessionen im Strombereich. Das Netzgebiet der SVO Netz befindet sich vollständig im Bundesland Niedersachsen und innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers TenneT TSO GmbH. Der vorgelagerte Netzbetreiber ist die Avacon Netz GmbH.
Für die sichere Stromversorgung im Netzgebiet betreibt die SVO Netz GmbH ein Mittelspannungskabelnetz (Netzebene 5) mit 2.616 Kilometern Länge, ein Niederspannungskabelnetz (Netzebene 7) mit 6.010 Kilometern Länge sowie mehr als 2.152 Ortsnetzstationen (Netzebene 6). Die Einspeisung aus dem vorgelagerten Hochspannungsnetz erfolgt über Umspannwerke der Avacon Netz GmbH.

Die SVO Netz GmbH als Teil der SVO-Gruppe ist in dieser Region mit rund 20.000 angeschlossenen dezentralen Erzeugungsanlagen mit einer Summenleistung von ca. 570 MW ein Möglichmacher der Energiewende. Zur Integration zusätzlicher Erzeugungs- und Verbrauchsleistung sind in den kommenden Jahren umfangreiche Verstärkungs- und Ausbaumaßnahmen im Mittel- und Niederspannungsnetz erforderlich.
Der weitere Ausbau erneuerbarer Erzeugungsanlagen, die Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors sowie weitere neue Lasten führen zu steigenden Anforderungen an die Aufnahme- und Übertragungskapazität des Verteilnetzes. Daraus ergibt sich insbesondere in der Mittel- und Niederspannung ein erheblicher Verstärkungs- und Ausbaubedarf.

Die Netzkarten stellen die nach § 14d Abs. 4 Satz 1 Nr. 1 EnWG erforderlichen Engpassregionen und Ausbaumaßnahmen in einer für die Veröffentlichung geeigneten Abstraktion dar. Bestandsnetze, schutzbedürftige Anlagendetails und Informationen zu einzelnen Anschlussnehmern werden nicht veröffentlicht.

1.1 Teilnetzgebiete

Gegenüber dem NAP 2024 wird das Versorgungsgebiet im NAP 2026 in sechs Teilnetzgebiete untergliedert. Die weitergehende Differenzierung berücksichtigt die unterschiedlichen Entwicklungen der Versorgungsaufgabe sowie die jeweiligen netztechnischen und regionalen Rahmenbedingungen.

Tabelle 2: Teilnetzgebiete des NAP 2026 und Zuordnung zu den Teilnetzen des NAP 2024

Teilnetz nach NAP 2026	Name	Teilnetz nach NAP 2024
1	Stadtgebiet Celle mit Ortsteilen	1
2	Landkreis Celle West	2
3	Landkreis Celle Ost	2
4	Landkreis Uelzen West	3
5	Landkreis Uelzen Ost	3
6	Gemeinde Wietzendorf im Heidekreis	4

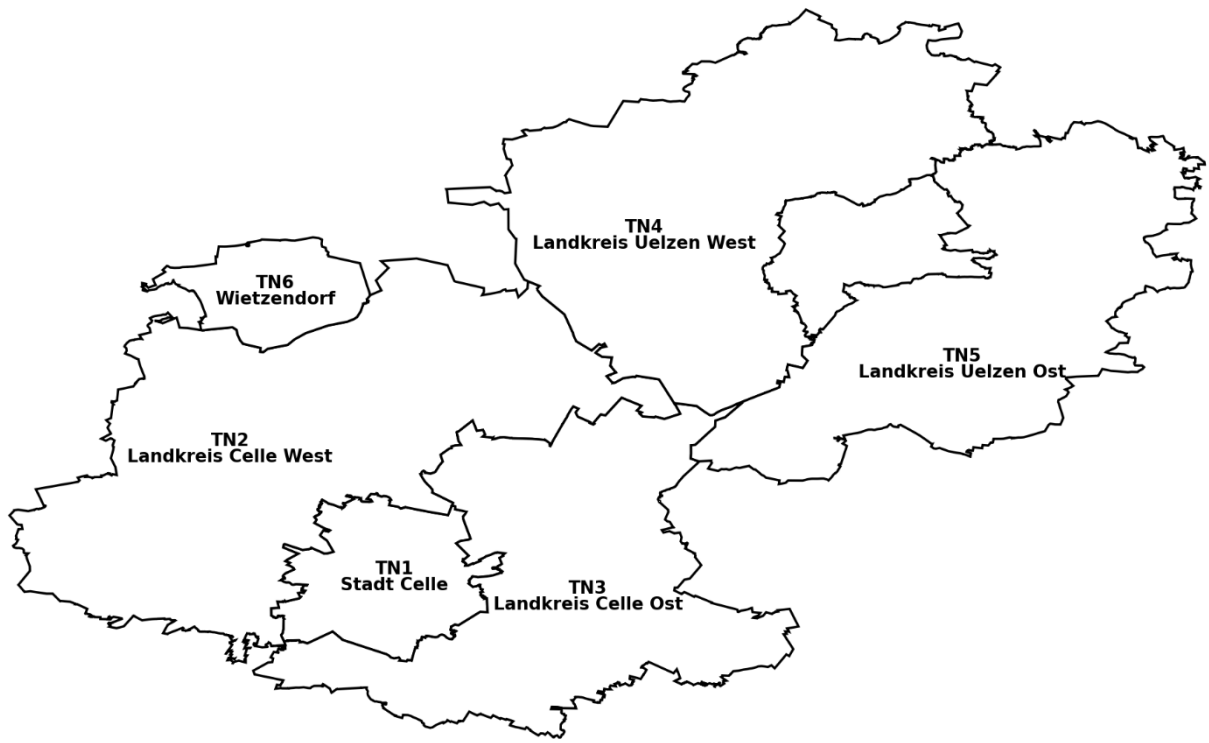


Abbildung 1: Teilnetze im Netzgebiet der SVO Netz

Teilnetzgebiet 1 umfasst das Stadtgebiet Celle und ist überwiegend durch städtische Strukturen mit dichter Bebauung geprägt. Neben der geschlossen bebauten Kernstadt bestehen Wohnquartiere mit Mehrfamilienhäusern sowie Gewerbe- und kleinere Industriestandorte.
Die dezentrale Erzeugung wird insbesondere durch Photovoltaik-Aufdachanlagen geprägt, die sich überwiegend außerhalb der dicht bebauten Kernstadt befinden.
Zusätzlich erfolgt über eine separate Anschlussleitung Einspeisung aus Windenergie in das Teilnetzgebiet.
Die Elektrifizierung des Verkehrs führt zu zusätzlichen Lasten durch öffentliche und private Ladeinfrastruktur. Räumliche Schwerpunkte ergeben sich insbesondere durch öffentliche Schnellladeinfrastruktur sowie durch private Ladepunkte in den Wohngebieten.
Der zunehmende Einsatz von Wärmepumpen, insbesondere auch bei der Modernisierung größerer Wohngebäude, führt zu zusätzlichen und teilweise räumlich konzentrierten Bezugsleistungen.

Teilnetzgebiet 2 (Landkreis Celle West) ist überwiegend ländlich geprägt und umfasst Dörfer, Streusiedlungen sowie kleinere Städte und größere Ortschaften. Hierzu zählen insbesondere Winsen (Aller), Wietze, Bergen, Hermannsburg und Unterlüß.
Zusätzlich bestehen im Teilnetzgebiet räumlich konzentrierte hohe Bezugsleistungen sowie weitere erwartete Lastzuwächse, die den lastgetriebenen Netzausbau beeinflussen.
In einzelnen Bereichen bestehen bereits heute bezugsbedingte bzw. absehbare bezugsbedingte Engpässe. Deren Beseitigung erfordert insbesondere zusätzliche Umspannkapazitäten im vorgelagerten Netz sowie teilweise eine Verstärkung der SVO-eigenen Mittelspannungsinfrastruktur.
In diesen Gebieten ist die Einspeisung aus EE durch PV (kleine und große PV-Einzelanlagen sowie PV-Freiflächen-Parks) stark ausgeprägt. Der weitere Ausbau der Windenergie ist aufgrund bestehender Restriktionen des Luftraums räumlich begrenzt. Im Teilnetzgebiet 2 sind einige Anlagen zur Erzeugung elektrischer Energie aus Biogas installiert. Zunehmend prägen zudem Anfragen zur Co-Lokation von Erzeugungsanlagen und Batteriespeichern die Anschlussentwicklung.

Teilnetzgebiet 3 (Landkreis Celle Ost) ist ein weitgehend ländlich geprägtes Netzgebiet. Es befinden sich sowohl Dörfer, Streusiedlungen als auch wenige kleinere Städte im Teilnetzgebiet 3.
Zu den größeren Ansiedlungen im Teilnetzgebiet gehören Lachendorf, Eschede, Eldingen, Ahnsbeck Hohne, Langlingen, Eicklingen, Wathlingen und Nienhagen.
Im Teilnetzgebiet bestehen zudem größere Bezugsleistungen, von denen einzelne unmittelbar an vorgelagerten Netzebenen angeschlossen sind und daher nicht der Versorgungsaufgabe der SVO Netz GmbH zuzurechnen sind.
In diesen Gebieten ist die Einspeisung aus EE durch Windenergie und PV (kleine und große PV-Einzelanlagen sowie PV-Freiflächen-Parks) sehr stark ausgeprägt. Im Teilnetzgebiet 3 sind zahlreiche Anlagen zur Erzeugung elektrischer Energie aus Biogas installiert. Nachverdichtung durch Co-Lokation und Speicher bei allen Erzeugungsanlagen prägen die Anfragesituation.
Teilnetzgebiet 3 ist bereits heute stark einspeisegeprägt und weist zeitweise Rückspeisungen in das vorgelagerte Netz auf. Der maßgebliche einspeisebedingte Engpass liegt nach aktuellem Planungsstand insbesondere in der vorgelagerten HS/MS-Umspannung bzw. im Hochspannungsnetz. Die hohe Rückspeisung und das Spannungsniveau des vorgelagerten Netzes wirken sich zugleich auf die Spannungshaltung im Mittelspannungsnetz aus und können dort zeitweise zu erhöhten Spannungen führen. Die verfügbaren Anschlusskapazitäten für zusätzliche Erzeugungsanlagen in der

Mittelspannung sind dadurch in Teilen des Teilnetzgebietes derzeit deutlich eingeschränkt. Weitere Anschlüsse erfordern eine individuelle Netzverträglichkeitsprüfung und sind teilweise von Verstärkungen im eigenen sowie im vorgelagerten Netz abhängig.

Teilnetzgebiet 4 (Landkreis Uelzen West) ist ein weitgehend ländlich geprägtes Netzgebiet. Es befinden sich sowohl Dörfer, Streusiedlungen als auch wenige kleinere Städte im Teilnetzgebiet 4. Als größte Ansiedlungen sind Bad Bevensen, Ebstorf, Bienenbüttel und Suderburg zu nennen. In diesen Gebieten ist die Einspeisung aus EE durch Windenergie und PV (kleine und große PV-Einzelanlagen sowie PV-Freiflächen-Parks) stark ausgeprägt. Im Teilnetzgebiet 4 sind zahlreiche Anlagen zur Erzeugung elektrischer Energie aus Biogas installiert. Zunehmend prägen zudem Anfragen zur Co-Lokation von Erzeugungsanlagen und Batteriespeichern die Anschlussentwicklung.
Aufgrund der weitläufigen Versorgungsstrukturen sowie der großen Entfernungen zu den vorgelagerten Umspannwerken bestehen besondere Anforderungen an die Spannungshaltung und Sternpunktbehandlung. Darüber hinaus bestehen im Teilnetzgebiet 4 noch Mittelspannungsfreileitungen.
Im Norden des Teilnetzgebietes ist perspektivisch die netztechnische Übernahme eines bislang anderweitig versorgten Gebietes vorgesehen. Darüber hinaus wird das Teilnetz 4 durch den Bau der Autobahn A39 beeinflusst, vor allem hinsichtlich Trassenkreuzungen, Bauerschwernissen, Lastentwicklungen und künftigen Erschließungsszenarien.

Teilnetzgebiet 5 (Landkreis Uelzen Ost) ist ein stark ländlich geprägtes Versorgungsgebiet mit kleinen weit verstreuten Ortschaften. Als größere Ansiedelungen sind Stöze, Rosche, Suhlendorf, Wieren und Bad Bodenteich zu nennen. Die geplante A39 sowie der Elbe-Seitenkanal stellen zusätzliche räumliche und genehmigungsseitige Randbedingungen für die Trassenplanung dar.
Im Umfeld der geplanten A39 können zusätzliche Lasten insbesondere durch gewerbliche Ansiedlungen und Ladeinfrastruktur für den Schwerverkehr entstehen. Umfang und zeitliche Entwicklung dieser zusätzlichen Lasten sind derzeit noch mit Unsicherheiten behaftet.
Im Teilnetzgebiet bestehen erhebliche ausgewiesene Flächenpotenziale für den weiteren Ausbau der Windenergie. Aufgrund der erwarteten Größenordnung einzelner Erzeugungsleistungen ist davon auszugehen, dass ein erheblicher Teil der zukünftigen Anschlussleistung nur unter Einbeziehung der vorgelagerten Netzebenen integriert werden kann. Hieraus ergeben sich entsprechende Abhängigkeiten vom Ausbau des vorgelagerten Netzes.
Im Teilnetzgebiet 5 ist die Einspeisung aus EE durch Windenergie und PV (kleine und große PV-Einzelanlagen sowie PV-Freiflächen-Parks) stark ausgeprägt. Im Teilnetzgebiet 5 sind zahlreiche Anlagen zur Erzeugung elektrischer Energie aus Biogas installiert. Nachverdichtung durch Co-Lokation und Speicher bei allen Erzeugungsanlagen prägen die Anfragesituation.
Durch die weiten Umspannwerksbereiche und die geringe Anzahl und Positionierung der Umspannwerke steht dieses Teilnetz vor besonderen Herausforderungen was die Spannungshaltung und Sternpunktbehandlung angeht.
Darüber hinaus bestehen im Teilnetzgebiet noch Mittelspannungsfreileitungen, die im Rahmen der langfristigen Netzplanung berücksichtigt werden.
Im Norden des Teilnetzgebietes besteht bereits heute ein einspeisebedingter Engpass.

Teilnetzgebiet 6 umfasst die Gemeinde Wietzendorf im Heidekreis. Aufgrund der besonderen vorgelagerten Versorgungssituation und der Netztopologie wird Wietzendorf als eigenständiges Teilnetzgebiet betrachtet. Eine unmittelbare netztechnische Kopplung mit dem angrenzenden

Teilnetzgebiet 2 ist derzeit nicht möglich.
Die begrenzten Anschlussmöglichkeiten resultieren nach aktuellem Planungsstand maßgeblich aus Restriktionen des vorgelagerten Netzes und werden daher nicht als Engpass des von der SVO Netz GmbH betriebenen Netzes ausgewiesen. Die weitere Entwicklung der Versorgungsaufgabe ist damit auch von der Entwicklung der vorgelagerten Netzkapazitäten abhängig.
Das Teilnetzgebiet ist überwiegend ländlich geprägt. Aufgrund der Nähe zur A7 bestehen gewerbliche und logistische Ansiedlungen, die zu entsprechenden Bezugsleistungen führen. Gleichzeitig ergeben sich insbesondere auf großflächigen Gewerbedächern Potenziale für Photovoltaikanlagen. Ergänzend bestehen Anschlussanfragen für weitere dezentrale Erzeugungsanlagen, insbesondere aus Biogas und Windenergie.

1.2 Netzmodell und Methodik

Die SVO Netz GmbH entwickelt ihr Netzmodell derzeit von einem statischen Datenstand zu einem automatisiert aktualisierten Netzmodell weiter. Die für den Netzausbauplan 2026 verwendeten Berechnungen basieren auf dem zum Planungsstichtag verfügbaren Datenstand. Aufgrund der laufenden Weiterentwicklung der Datenbasis und Modellierung bestehen insbesondere in der Mittelspannung modellbedingte Unsicherheiten, die bei der Interpretation der Ergebnisse berücksichtigt werden. Die Daten- und Modellierungsgrundlage wird mit zunehmender Verfügbarkeit um zusätzliche Messwerte erweitert.

Soweit keine hinreichend granularen Messwerte verfügbar sind, werden Netzteilnehmer auf Basis regelmäßig aktualisierter Jahresenergiewerte oder installierter Leistungen geeigneten Jahresprofilen zugeordnet. Mit zunehmender Verbreitung flexibler Verbrauchs- und Erzeugungseinrichtungen sowie von Speichern steigt die Bedeutung zeitlich hochaufgelöster Messdaten.

Die im Regionalszenario für die SVO Netz GmbH ausgewiesenen Leistungen werden technologiespezifisch auf die Teilnetzgebiete und Netzebenen regionalisiert und geeigneten bestehenden beziehungsweise künftig zu erwartenden Anschlusspunkten zugeordnet. Für die Netzberechnung werden technologiespezifische und saisonale Last- und Erzeugungsverläufe sowie unterschiedliche Gleichzeitigkeiten berücksichtigt. Relevante Einflussgrößen sind insbesondere der Wärmebedarf, die Elektromobilität, gewerbliche und industrielle Lasten, landwirtschaftliche Anwendungen sowie die Einspeisung aus Photovoltaik, Windenergie und sonstigen dezentralen Erzeugungsanlagen.

Die Belastungssituationen werden mittels Gruppengleichzeitigkeitsfaktoren, Skalierungsfaktoren und Jahressimulationen untersucht. Die Verfahren bilden unterschiedliche Gleichzeitigkeiten und zeitliche Verläufe ab. Für die Bewertung eines Netzbereichs wird jeweils die für die Dimensionierung maßgebliche Belastungssituation herangezogen. Auf dieser Grundlage werden die für die Stützjahre relevanten Belastungssituationen simuliert und daraus resultierende Netzengpässe identifiziert.

Für die Langfristplanung werden folgende übergeordnete Annahmen getroffen:

- Die zum Planungsstichtag bestehende Netzgebietsabgrenzung wird über den Betrachtungszeitraum fortgeschrieben. Mögliche Veränderungen aufgrund zukünftiger Konzessionsverfahren sind nicht berücksichtigt.

- Die bestehenden Abgrenzungen der von der SVO Netz GmbH betriebenen Netzebenen gegenüber vor- und nachgelagerten Netzbetreibern werden für die Modellierung grundsätzlich unverändert fortgeschrieben.
- Bekannte Kapazitätsrestriktionen und zum Planungsstichtag bekannte Ausbaumaßnahmen des vorgelagerten Netzbetreibers werden berücksichtigt. Darüber hinausgehende Entwicklungen des vorgelagerten Netzes stellen eine Planungsunsicherheit dar. Dies ist insbesondere relevant, weil der NAP in mehreren Teilnetzgebieten Abhängigkeiten von der verfügbaren Umspann- bzw. Netzkapazität des vorgelagerten Netzes beschreibt.
- Die Ermittlung des technischen Netzausbaubedarfs erfolgt unabhängig von unternehmensseitigen Budgetrestriktionen. Der Netzausbauplan stellt insofern den aus der prognostizierten Versorgungsaufgabe abgeleiteten technischen Bedarf dar.
- Soweit für langfristige Kostenbetrachtungen erforderlich, werden Kosten auf einer einheitlichen Preisbasis angegeben. Zukünftige Preissteigerungen werden nicht berücksichtigt.
- Soweit erforderliche Daten nachgelagerter Netzbetreiber nicht vollständig vorliegen, werden diese auf Grundlage der verfügbaren Bestands- und Prognosedaten plausibilisiert beziehungsweise abgeschätzt.
- Für die überschlägige Langfristbetrachtung des altersbedingten Ersatzbedarfs wird vereinfachend eine technische Nutzungsdauer von 45 Jahren angenommen. Die tatsächliche Ersatzentscheidung erfolgt betriebsmittelspezifisch unter Berücksichtigung insbesondere von Alter, technischem Zustand, Störgeschehen und betrieblichen Anforderungen. Die 45-Jahre-Annahme dient damit ausschließlich der langfristigen Mengenabschätzung und stellt keine pauschale Austauschfrist dar.

2. Planungsgrundlagen

2.1 Regionalszenario 2025 der Planungsregion Mitte

Für die Abstimmung der Netzausbauplanung schließen sich die Stromverteilnetzbetreiber in sechs Planungsregionen zusammen und veröffentlichen für jede Planungsregion alle zwei Jahre ein gemeinsames Regionalszenario auf www.VNBdigital.de. Die darin dargestellten Entwicklungen von Erzeugung und Verbrauch bilden die gemeinsame Grundlage für die Netzausbauplanung der beteiligten Verteilnetzbetreiber.

Die SVO Netz GmbH ist der Planungsregion Mitte zugeordnet. Abbildung 2 zeigt die beteiligten Verteilnetzbetreiber und deren Netzgebiete.

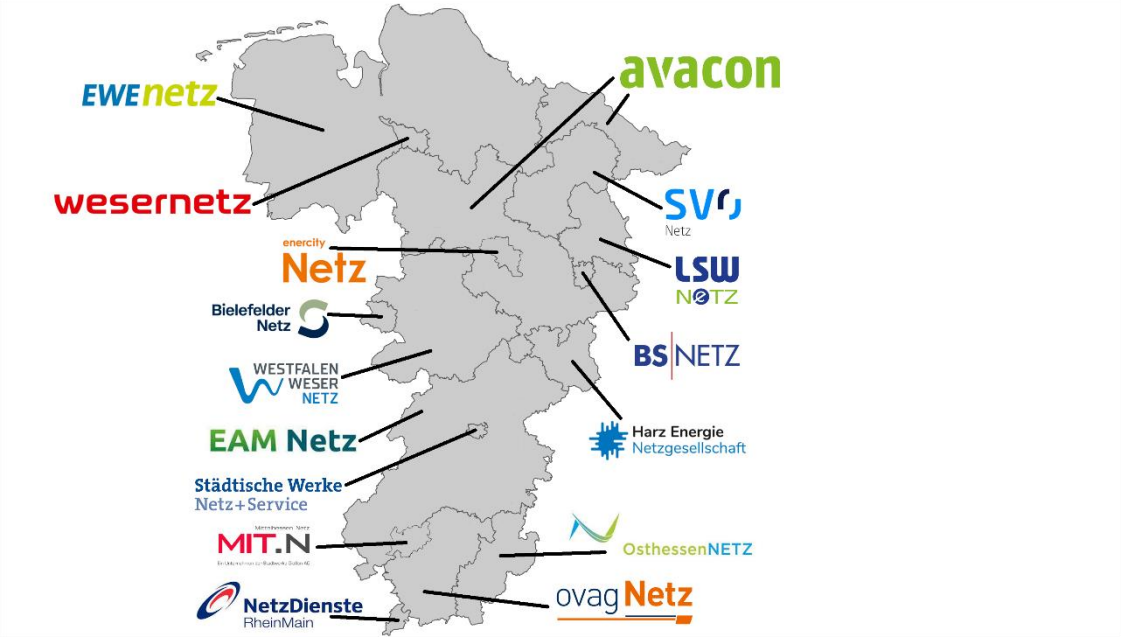


Abbildung 2: Planungsregion Mitte mit Netzbetreibern

Der Netzausbauplan 2026 der SVO Netz GmbH basiert auf dem Regionalszenario 2025 der Planungsregion Mitte mit Stand 31. Dezember 2025. (VNBdigital - Mitte)

Der Netzausbauplan beschreibt die für die nächsten fünf und zehn Jahre vorgesehenen Maßnahmen zur Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Verteilnetzes sowie die langfristige Entwicklung der Versorgungsaufgabe bis zum Zieljahr 2045.

Die auf das Versorgungsgebiet der SVO Netz GmbH entfallenden Bestands- und Prognosewerte des Regionalszenarios sind in Tabelle 3 dargestellt. Die ausführliche Herleitung der Entwicklungspfade ist dem Regionalszenario zu entnehmen. Ein vom Regionalszenario abweichendes eigenes Entwicklungsszenario wird dem Netzausbauplan nicht zugrunde gelegt.

Tabelle 3: Regionalszenario 2025 – Bestands- und Prognoseleistungen im Versorgungsgebiet der SVO Netz für 2024, 2030, 2035 und 2045

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

	Bestand (2024)	2030	2035	2045
Photovoltaik auf oder an Gebäuden (MWp)	162	232	333	687
Photovoltaik Freifläche (MWp)	77	124	199	516
Windenergie an Land	175	248	332	594
Sonstige erneuerbare Erzeugung	103	165	181	190
Konventionelle Kraftwerke	0	0	0	0
Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	31	69	121	173
Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	0	1	13	15
Elektromobilität	45	858	1381	1996
Konventionelle Last (umfasst Haushalte, Gewerbe, Handel, Industrie, Landwirtschaft)	308	349	387	477
Stand-alone Rechenzentren	0	12	24	44
Elektrolyseure	0	11	36	52
Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	39	244	482	534
Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	0	64	111	152
Pumpspeicher	0	0	8	12
Einspeisungen gesamt	556	1.088	1.682	2.737
Entnahmen gesamt	423	1.608	2.563	3.455

Das Regionalszenario bildet die gemeinsame Grundlage der Netzausbauplanung. Ergänzend können sich im Netzgebiet der SVO Netz GmbH lokale Entwicklungen ergeben, deren Umfang und zeitliche Realisierung zum Zeitpunkt der Erstellung des Regionalszenarios noch nicht hinreichend konkret waren. Hierzu zählen beispielsweise zusätzliche Ladebedarfe an touristisch geprägten Standorten sowie mögliche zusätzliche Lasten im Zusammenhang mit der geplanten A39, insbesondere durch Ladeinfrastruktur und gewerbliche Entwicklungen. Diese Entwicklungen werden im Rahmen der

laufenden Netzplanung beobachtet und bei hinreichender Konkretisierung in zukünftigen Planungsständen berücksichtigt.

2.2 Voraussichtliche Entwicklung der Versorgungsaufgabe

Nachfolgend wird die voraussichtliche Entwicklung der Versorgungsaufgabe für die Teilnetzgebiete der SVO Netz GmbH dargestellt. Dabei werden die für die jeweiligen Zieljahre maßgeblichen Entwicklungen von Erzeugung und Verbrauch sowie deren Auswirkungen auf die Belastung der einzelnen Netzebenen betrachtet. Auf dieser Grundlage werden die sich daraus ergebenden Netzengpässe und wesentlichen netzplanerischen Handlungsbedarfe eingeordnet.

Teilnetzgebiet 1

Teilnetzgebiet 1 wird langfristig insbesondere durch die zunehmende Elektrifizierung von Wärme und Mobilität geprägt. Umfang und räumliche Verteilung der daraus resultierenden Lasten hängen unter anderem von der weiteren Umsetzung der kommunalen Wärmeplanung und der Entwicklung leitungsgebundener Wärmelösungen ab. Zusätzliche und teilweise räumlich konzentrierte Bezugsleistungen entstehen insbesondere durch Wärmepumpen sowie private und öffentliche Ladeinfrastruktur.

Aufgrund der städtischen Siedlungsstruktur ist das Potenzial für Freiflächen-Photovoltaik und Windenergie gegenüber den ländlich geprägten Teilnetzgebieten begrenzt. Für die Entwicklung der dezentralen Erzeugung sind daher insbesondere Photovoltaikanlagen auf Gebäuden relevant.

Insgesamt entwickelt sich Teilnetzgebiet 1 zu einem stärker bezugsgeprägten Versorgungsgebiet. Die steigenden Bezugsleistungen führen zu zusätzlichem Kapazitätsbedarf im Mittel- und Niederspannungsnetz sowie bei der Umspannung zwischen beiden Netzebenen. Die zunehmende Zahl steuerbarer Verbrauchseinrichtungen wird unter Berücksichtigung der netzorientierten Steuerung nach § 14a EnWG in der Netzplanung berücksichtigt. Zusätzliche Herausforderungen ergeben sich aus der Altersstruktur bestehender Betriebsmittel und den begrenzten räumlichen Möglichkeiten für Netzverstärkungen im dicht bebauten Stadtgebiet.

Teilnetzgebiet 2

Teilnetzgebiet 2 wird sowohl durch den weiteren Ausbau dezentraler Erzeugung als auch durch steigende Bezugsleistungen geprägt. Auf der Erzeugungsseite wird insbesondere ein weiterer Ausbau der Photovoltaik auf Gebäuden und Freiflächen erwartet. Ergänzend prägen bestehende Biogasanlagen und, soweit die örtlichen Rahmenbedingungen dies zulassen, Windenergieanlagen die Erzeugungsstruktur. Hinzu kommen Anschlussanfragen zur Erweiterung bestehender Erzeugungsstandorte sowie zur Kombination von Erzeugungsanlagen und Batteriespeichern. Abhängig von Anschlussleistung und Betriebsweise können daraus zusätzliche Anforderungen an die Netzkapazität entstehen.

Gleichzeitig bestehen hohe und teilweise räumlich konzentrierte Bezugsleistungen sowie weitere erwartete Lastzuwächse. In einzelnen Bereichen bestehen bereits heute beziehungsweise perspektivisch bezugsbedingte Netzengpässe.

Insgesamt entwickelt sich Teilnetzgebiet 2 zu einem ausgeprägt bidirektionalen Versorgungsgebiet. Die Versorgungsaufgabe wird zunehmend durch wechselnde Leistungsflussrichtungen sowie unterschiedliche Einspeise- und Bezugsfälle bestimmt. Für die Netzplanung sind daher sowohl hohe Rückspeisungen als auch hohe Bezugsleistungen zu berücksichtigen. Je nach Netzbereich können unterschiedliche Belastungssituationen für die Dimensionierung maßgeblich werden.

Teilnetzgebiet 3

Teilnetzgebiet 3 ist bereits heute stark durch dezentrale Erzeugung geprägt. Der weitere Ausbau von Windenergie, Photovoltaik und sonstigen erneuerbaren Erzeugungsanlagen führt zu einer zunehmenden Rückspeisung in die vorgelagerten Netzebenen. Aufgrund der Größenordnung der erwarteten Erzeugungsleistungen ist die weitere Integration zusätzlicher Anschlussleistung in erheblichem Umfang von der verfügbaren Kapazität und dem Ausbau des vorgelagerten Netzes abhängig. Einzelne Entwicklungen können aufgrund ihrer Anschlussleistung nur unter Einbeziehung vorgelagerter Netzebenen realisiert werden.

Mit zunehmender Einspeisung steigen zugleich die Anforderungen an die Spannungshaltung und Blindleistungsführung im Mittelspannungsnetz. Der weitere Kabelausbau verändert darüber hinaus die Anforderungen an die Sternpunktbehandlung.

Insgesamt entwickelt sich Teilnetzgebiet 3 zu einem noch stärker einspeisegeprägten Versorgungsgebiet. Für die Netzplanung sind insbesondere hohe Rückspeisesituationen sowie die daraus resultierenden Anforderungen an Spannungshaltung und Blindleistungsführung und die verfügbare Kapazität des vorgelagerten Netzes maßgeblich.

Teilnetzgebiet 4

Teilnetzgebiet 4 ist bereits heute durch eine hohe dezentrale Erzeugung aus Windenergie, Photovoltaik und Biogas geprägt. Der weitere Ausbau erneuerbarer Erzeugung sowie zusätzliche Batteriespeicher können die Einspeiseleistung und die Leistungsflüsse im Teilnetz weiter verändern.

Charakteristisch sind die weitläufige ländliche Netzstruktur und die großen Versorgungsbereiche der vorgelagerten Umspannwerke. Elektrische Leistung muss dadurch teilweise über größere Entfernungen innerhalb des Mittelspannungsnetzes transportiert werden. Mit zunehmender dezentraler Erzeugung steigen neben den Anforderungen an die Übertragungskapazität insbesondere die Anforderungen an die Spannungshaltung. Zusätzlich kann sich die räumliche Versorgungsaufgabe im Norden des Teilnetzgebietes aufgrund einer möglichen zukünftigen Veränderung der Netzgebietsabgrenzung erweitern.

Insgesamt entwickelt sich Teilnetzgebiet 4 zu einem noch stärker einspeisegeprägten, weitläufigen Versorgungsgebiet, in dem größere Energiemengen aus der Fläche aufgenommen und über vergleichsweise große Entfernungen innerhalb des Mittelspannungsnetzes transportiert werden müssen.

Teilnetzgebiet 5

Für Teilnetzgebiet 5 ist eine besonders ausgeprägte Veränderung der Versorgungsaufgabe zu erwarten. Das ländlich geprägte Teilnetzgebiet weist ein hohes Potenzial für den weiteren Ausbau von

Windenergie und Photovoltaik auf. Ergänzend können Biogasanlagen und Batteriespeicher die zukünftigen Leistungsflüsse und Anschlussanforderungen beeinflussen.

Aufgrund der Größenordnung der erwarteten Erzeugungsleistungen kann ein erheblicher Teil der zukünftigen Anschlussleistung voraussichtlich nur unter Einbeziehung der vorgelagerten Netzebenen integriert werden. Die weitere Entwicklung ist daher in besonderem Maße von der verfügbaren Kapazität und dem Ausbau des vorgelagerten Netzes abhängig. Bereits heute besteht im Norden des Teilnetzgebietes ein einspeisebedingter Netzengpass.

Gleichzeitig können neue gewerbliche und verkehrsbedingte Lasten hinzukommen. Insbesondere im Zusammenhang mit der geplanten A39 können zusätzliche Bezugsleistungen durch gewerbliche Entwicklungen und Ladeinfrastruktur für den Schwerverkehr entstehen. Umfang und zeitliche Entwicklung dieser Lasten sind derzeit noch mit Unsicherheiten verbunden.

Insgesamt entwickelt sich Teilnetzgebiet 5 zu einem ausgeprägten Erzeugungsschwerpunkt, dessen Versorgungsaufgabe durch neue, räumlich konzentrierte Bezugsleistungen zunehmend bidirektional geprägt wird. Für die Netzplanung sind insbesondere hohe Einspeiseleistungen, mögliche neue Großlasten und die Schnittstelle zum vorgelagerten Netz maßgeblich.

Teilnetzgebiet 6

Teilnetzgebiet 6 weist weiteres Potenzial für den Ausbau erneuerbarer Erzeugung auf. Die Möglichkeiten zur Integration zusätzlicher Erzeugungsleistung werden jedoch zunehmend durch die bestehende vorgelagerte Versorgungssituation begrenzt. Die weitere Entwicklung der Versorgungsaufgabe ist daher in besonderem Maße von der verfügbaren Kapazität und der zukünftigen Entwicklung des vorgelagerten Netzes abhängig.

Langfristig kann sich die Versorgungsaufgabe durch eine Veränderung der vorgelagerten Versorgungssituation wesentlich verändern. Zeitpunkt und konkrete Ausgestaltung einer solchen Entwicklung liegen im Verantwortungsbereich des vorgelagerten Netzbetreibers und sind derzeit noch nicht hinreichend bestimmt. Sie werden daher als Planungsunsicherheit berücksichtigt.

Insgesamt wird die Entwicklung von Teilnetzgebiet 6 wesentlich durch die Schnittstelle zum vorgelagerten Netz bestimmt. Eine Veränderung der vorgelagerten Versorgungssituation kann langfristig zusätzliche Anschlusskapazitäten ermöglichen und zu einer stärkeren netztechnischen Einbindung in die angrenzenden Netzbereiche der SVO Netz GmbH führen.

2.2.1 Voraussichtliche Versorgungsaufgabe T+5 (bis 31.12.2030)

Bis 2030 wird die Entwicklung der Versorgungsaufgabe insbesondere durch den weiteren Ausbau von Photovoltaik und Windenergie sowie durch steigende Bezugsleistungen aus Elektromobilität und Wärmepumpen geprägt. Batteriespeicher gewinnen ebenfalls an Bedeutung und können abhängig von Anschlussleistung und Betriebsweise zusätzliche Anforderungen an die Leistungsflüsse und Netzkapazitäten stellen.

Auf der Bezugsseite kommen zusätzliche Lasten aus der Elektrifizierung und Dekarbonisierung gewerblicher und industrieller Anwendungen hinzu. Regional können sich weitere Bezugsleistungen

aus der Wohnraumentwicklung ergeben. Die Entwicklung verläuft innerhalb der sechs Teilnetzgebiete unterschiedlich und führt sowohl zu einspeise- als auch zu bezugsbedingten Belastungssituationen.

Die für die Netzplanung maßgeblichen Engpässe werden auf Grundlage der Jahressimulation unter Einbeziehung verfügbarer aktueller Messwerte ermittelt. Bis 2030 besteht insbesondere die Aufgabe, bereits bestehende und absehbare kapazitive Restriktionen zu beseitigen und das Netz auf die zunehmenden Einspeise- und Bezugsleistungen auszurichten.

2.2.2 Voraussichtliche Versorgungsaufgabe T+10 (bis 31.12.2035)

Bis 2035 verstärken sich die bereits für 2030 erkennbaren Einspeise- und Lasttreiber. Die Elektrifizierung von Wärme und Mobilität nimmt weiter zu, während gleichzeitig zusätzliche dezentrale Erzeugungsleistung in das Netz integriert werden muss. Auch die Verbreitung und Anschlussleistung dezentraler Batteriespeicher nimmt voraussichtlich zu. Umfang und Betriebsweise der Speicher hängen wesentlich von den zukünftigen wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen ab.

Mit zunehmend wechselnden Einspeise- und Bezugsfällen steigen die Anforderungen an die Nutzung der vorhandenen Netzkapazitäten sowie an die Spannungshaltung und Blindleistungsführung. Insbesondere in der Niederspannung gewinnen die zeitliche Koordination von Verbrauch, Erzeugung und Speicherbetrieb sowie die Möglichkeiten des Energiemanagements und der netzorientierten Steuerung an Bedeutung.

Gegenüber 2030 werden in weiteren Netzbereichen Verstärkungs- und Ausbaubedarfe erwartet. Gleichzeitig nimmt die Bedeutung einer flexiblen Betriebsführung zu. Temporäre betriebliche Eingriffe können in außergewöhnlichen Netz- und Schaltzuständen zur Aufrechterhaltung eines sicheren Netzbetriebs erforderlich sein; sie ersetzen jedoch nicht den erforderlichen strukturellen Netzausbau.

2.2.3 Voraussichtliche Versorgungsaufgabe 2045

Bis zum Zieljahr 2045 wird von einer weitgehenden Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors sowie einem hohen Anteil erneuerbarer Erzeugung ausgegangen. Damit setzt sich die Entwicklung zu zunehmend wechselnden und räumlich unterschiedlichen Einspeise- und Bezugsfällen fort. Das Netz ist langfristig so weiterzuentwickeln, dass die aus dem Regionalszenario abgeleitete Versorgungsaufgabe unter Berücksichtigung der zu diesem Zeitpunkt verfügbaren Flexibilitäts- und Steuerungsmöglichkeiten erfüllt werden kann.

Neben der Elektrifizierung können langfristig insbesondere demografische Entwicklungen, Gebäudesanierungen sowie Veränderungen der Siedlungs- und Wirtschaftsstruktur die räumliche Verteilung der Lasten beeinflussen. Aufgrund des langen Betrachtungshorizonts bestehen hierbei größere Planungsunsicherheiten als für die Stützjahre 2030 und 2035.

Mit fortschreitendem Betrachtungshorizont gewinnt neben dem kapazitätsbedingten Ausbau auch der langfristige Substanzerhalt des Netzes an Bedeutung. Erneuerungs- und Ausbaubedarf sind im Rahmen der langfristigen Netzplanung so aufeinander abzustimmen, dass erforderliche Erneuerungen soweit möglich mit der zukünftigen Versorgungsaufgabe in Einklang gebracht werden.

3. Netzdimensionierende Netzausbauplanung

Aus der in Kapitel 2 dargestellten Entwicklung der Versorgungsaufgabe wird der netzdimensionierende Ausbau- und Verstärkungsbedarf für die Zeiträume bis 2030, 2035 und 2045 abgeleitet. Als netzdimensionierend werden Maßnahmen berücksichtigt, die durch die zukünftige Versorgungsaufgabe ausgelöst werden und der Erhöhung oder Sicherstellung der erforderlichen Netzkapazität dienen. Rein alters-, zustands- oder störungsbedingter Ersatz wird dem nicht netzdimensionierenden Ausbaubedarf nach Kapitel 4 zugeordnet..

Tabelle 4: Netzdimensionierende Ausbauplanung Mittel- bis Niederspannung (Zusammenfassung)

Zeitraum	Netzebene 5 (MS)	Netzebene 6 (MS/NS)	Netzebene 7 (NS)
2025 bis 2030 (T+5)	916 km	1.412 Stk.	103 km
2031 bis 2035 (T+10)	467 km	1.523 Stk.	226 km
2036 bis 2045 (Zielnetz)	267 km	1.619 Stk.	366 km

Diesem Netzausbauplan liegt die Liste an konkreten Ausbaumaßnahmen bei. In den folgenden Abbildungen sind die geplanten Maßnahmen für die Zieljahre grafisch dargestellt, wobei die Planungs- und Prognosesicherheit mit voranschreitendem Betrachtungsjahr abnimmt.

Netzkarte der Maßnahmen der Netzebenen HS/MS und MS der SVO Netz GmbH

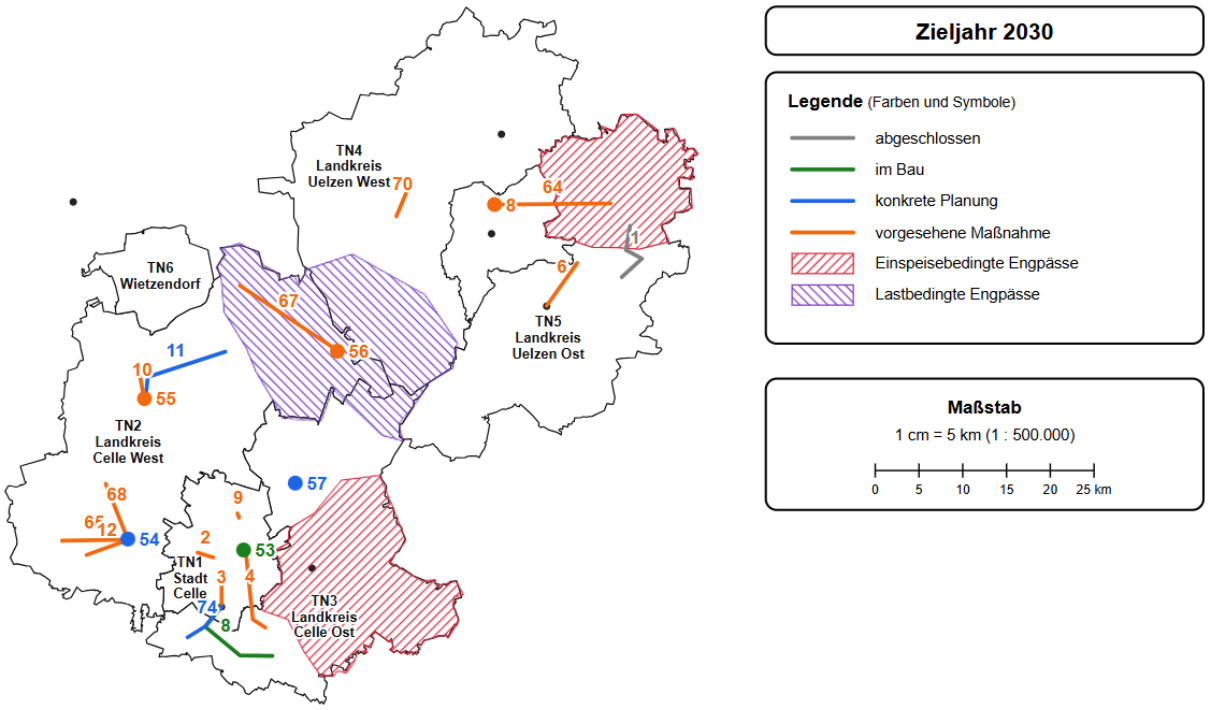


Abbildung 3: Ausbaubedarf bis 2030

Netzkarte der Maßnahmen der Netzebenen HS/MS und MS der SVO Netz GmbH

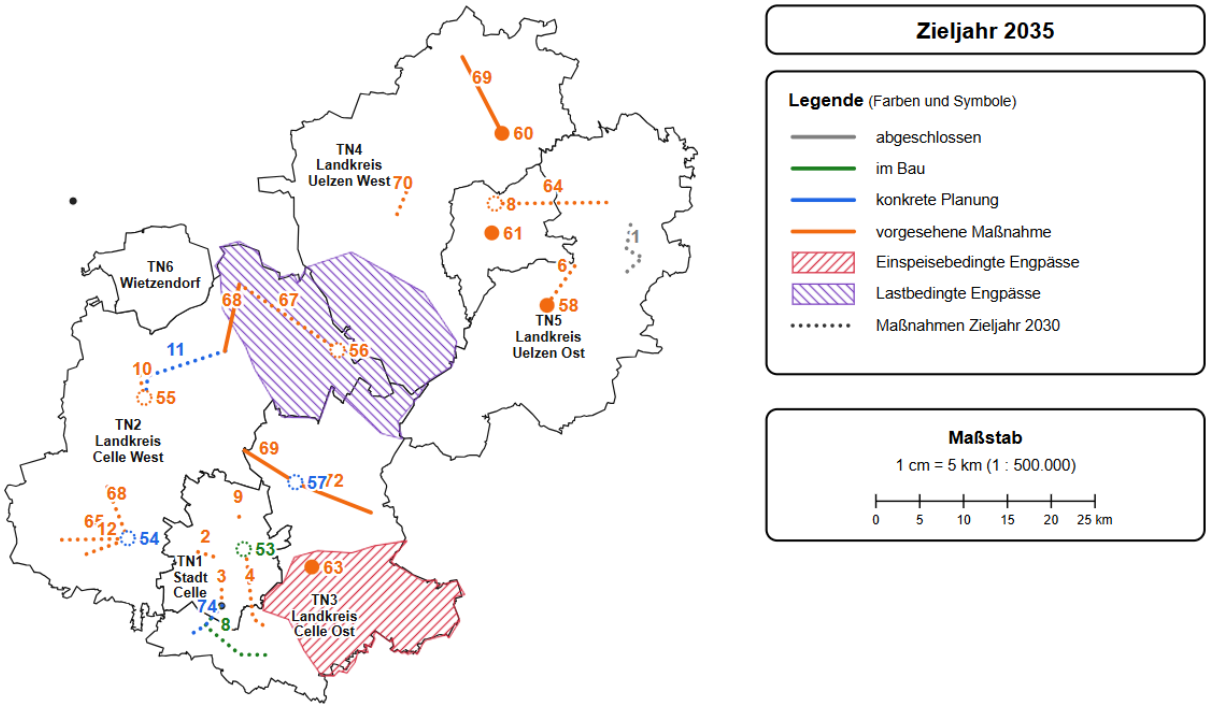


Abbildung 4: Ausbaubedarf bis 2035

Netzkarte der Maßnahmen der Netzebenen HS/MS und MS der SVO Netz GmbH

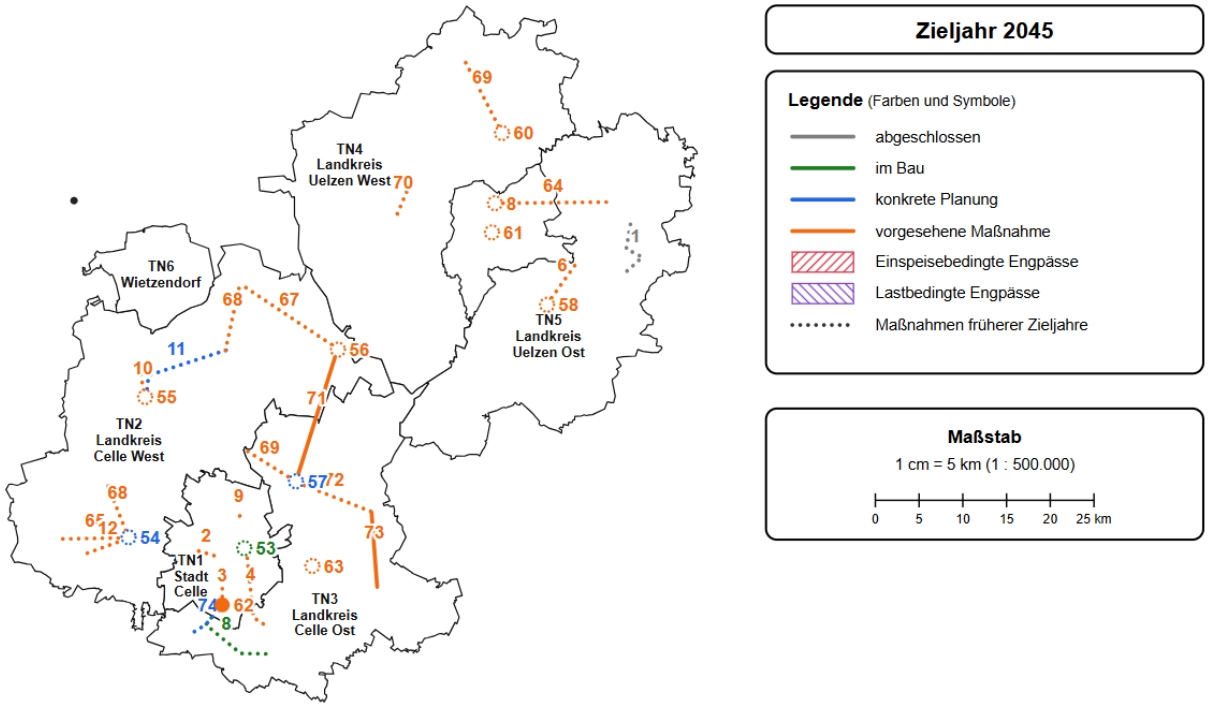


Abbildung 5: Ausbaubedarf bis 2045

3.1 Hochspannung und Umspannung Hochspannung/Mittelspannung

Die SVO Netz GmbH betreibt keine eigenen Hochspannungsleitungen und keine eigenen Transformatoren der Umspannung Hochspannung/Mittelspannung. Die Einspeisung in das Mittelspannungsnetz der SVO Netz GmbH erfolgt über Umspannwerke des vorgelagerten Netzbetreibers Avacon Netz GmbH. Für die Netzebenen Hochspannung und Umspannung Hochspannung/Mittelspannung werden daher im Netzausbauplan der SVO Netz GmbH keine eigenen netzdimensionierenden Ausbaumengen ausgewiesen.

Die Entwicklung der Versorgungsaufgabe in den von der SVO Netz GmbH betriebenen Netzebenen führt sowohl durch zunehmende Rückspeisungen als auch durch steigende Bezugsleistungen zu zusätzlichen Anforderungen an die verfügbare HS/MS-Umspannkapazität und das vorgelagerte Hochspannungsnetz. Dies betrifft insbesondere Teilnetzgebiete mit hohen dezentralen Erzeugungsleistungen oder räumlich konzentrierten Lastzuwächsen. Erforderliche zusätzliche Kapazitäten im vorgelagerten Netz liegen im Verantwortungsbereich der Avacon Netz GmbH und werden im Rahmen der Netzplanung zwischen den Netzbetreibern abgestimmt.

Soweit im Zusammenhang mit Maßnahmen des vorgelagerten Netzbetreibers Anpassungen oder Erweiterungen an Betriebsmitteln erforderlich werden, die im Eigentum beziehungsweise in der Betriebsverantwortung der SVO Netz GmbH stehen, werden diese dem Netzausbaubedarf der SVO Netz GmbH zugeordnet und in den nachfolgenden Netzebenen berücksichtigt.

Abhängigkeiten von der rechtzeitigen Bereitstellung zusätzlicher Kapazitäten im vorgelagerten Netz werden bei der zeitlichen Planung der SVO-eigenen Ausbaumaßnahmen berücksichtigt. Sie stellen insbesondere dort eine wesentliche Planungs- und Realisierungsabhängigkeit dar, wo zusätzliche Anschlussleistung erst nach einer Verstärkung der vorgelagerten Netz- oder Umspannkapazität vollständig bereitgestellt werden kann.

3.2 Mittelspannung

Die Entwicklung der Versorgungsaufgabe führt in den Mittelspannungsnetzen der SVO Netz GmbH zu einem erheblichen Optimierungs-, Verstärkungs- und Ausbaubedarf. Maßgebliche Treiber sind je nach Teilnetzgebiet hohe Rückspeisungen aus dezentraler Erzeugung, steigende und teilweise räumlich konzentrierte Bezugsleistungen sowie die zunehmenden Anforderungen an Spannungshaltung und Leistungsübertragung.

Die Netzberechnungen zeigen für die betrachteten Stützjahre in allen sechs Teilnetzgebieten kapazitive beziehungsweise spannungsbedingte Restriktionen. Nachfolgende Tabelle 5 stellt die auf Grundlage der Netzberechnung identifizierten überlasteten Mittelspannungsleitungen je Teilnetzgebiet dar. Die ausgewiesene Länge der überlasteten Bestandsleitungen ist dabei nicht mit der erforderlichen Ausbaulänge gleichzusetzen. Abhängig von der jeweiligen Netzsituation und dem gewählten technischen Lösungskonzept können insbesondere zusätzliche Verbindungen, neue Trassen oder eine veränderte Netzstruktur erforderlich sein.

Für die Planung wird zunächst geprüft, ob der ermittelte Engpass durch betriebliche oder netztechnische Optimierung beseitigt oder vermindert werden kann. Reicht dies nicht aus, werden Verstärkungsmaßnahmen und anschließend zusätzliche Ausbaumaßnahmen betrachtet. Die

Bewertung berücksichtigt insbesondere die technische Wirksamkeit, die langfristige Zielnetzstruktur, die Realisierungsdauer und die Wirtschaftlichkeit der jeweiligen Lösung.

Die Anforderungen unterscheiden sich zwischen den Teilnetzgebieten. In stark einspeisegeprägten Netzbereichen stehen insbesondere die Aufnahme und Weiterleitung hoher dezentraler Erzeugungsleistungen sowie die Spannungshaltung im Vordergrund. In Teilnetzgebieten mit hohen beziehungsweise zunehmenden Bezugsleistungen sind zusätzlich lastbedingte Kapazitätsanforderungen zu berücksichtigen. In bidirektional geprägten Netzbereichen müssen sowohl hohe Einspeise- als auch hohe Bezugsfälle sicher beherrscht werden.

Tabelle 5: Bestand und überlastete Mittelspannungsleitungen je Teilnetz für 2030, 2035 und 2045

		Überlastete Leitungen (MS) in km		
		2045	**2035**	**2030**
TN1	Stadt Celle	34	62	62
TN2	Landkreis Celle West	54	151	151
TN3	Landkreis Celle Ost	63	125	125
TN4	Landkreis Uelzen West	26	2	2
TN5	Landkreis Uelzen Ost	63	80	80
TN6	Gemeinde Wietzendorf	10	1	1
Summe	**Netzgebiet**	**250**	**420**	**420**

Die in Tabelle 5 ausgewiesenen Engpasslängen stellen die für die jeweiligen Stützjahre aus der Netzberechnung abgeleiteten Belastungssituationen dar. Die daraus resultierenden konkreten Optimierungs-, Verstärkungs- und Ausbaumaßnahmen werden im Maßnahmenplan ausgewiesen. Ihre Zuordnung zu den jeweiligen Zeithorizonten erfolgt nach dem voraussichtlichen Baubeginn.

3.3 Umspannung Mittelspannung/Niederspannung

Die Entwicklung der Versorgungsaufgabe führt auch in der Umspannung zwischen Mittel- und Niederspannung zu zusätzlichem Anpassungsbedarf. Maßgeblich sind insbesondere die Auslastung der Ortsnetzstationen sowie die Einhaltung der zulässigen Spannungsgrenzen in den angeschlossenen Niederspannungsnetzen. Steigende Bezugsleistungen, insbesondere durch Wärmepumpen und Elektromobilität, sowie zunehmende dezentrale Einspeisung können dabei sowohl stationsseitige Überlastungen als auch Unter- beziehungsweise Überspannungen verursachen.

Für die Netzplanung werden die Ortsnetze daher hinsichtlich Überlastung und Spannungshaltung bewertet. Ergibt sich aus der zukünftigen Versorgungsaufgabe ein Anpassungsbedarf, werden zunächst Möglichkeiten zur Optimierung der bestehenden Netzstruktur geprüft. Soweit diese nicht ausreichen, werden Verstärkungen der Umspannung beziehungsweise Anpassungen des zugehörigen Niederspannungsnetzes berücksichtigt.

Als netzdimensionierend werden dabei ausschließlich Anpassungen berücksichtigt, deren primärer Auslöser die zukünftige Versorgungsaufgabe ist. Ein ausschließlich alters-, zustands- oder

störungsbedingter Ersatz von Ortsnetzstationen wird entsprechend dem in Kapitel 4 beschriebenen Auslöserprinzip dem nicht netzdimensionierenden Ausbaubedarf zugeordnet.

Tabelle 6 stellt die aus der Netzberechnung ermittelten Ortsnetze mit netzdimensionierendem Anpassungsbedarf für die Stützjahre 2030, 2035 und 2045 nach Teilnetzgebiet dar.

Tabelle 6: Bestand der Umspannung MS/NS und zu überarbeitende Ortsnetze je Teilnetz für 2030, 2035 und 2045

		Zu überarbeitende Ortsnetze in Stk.		
		2045	**2035**	**2030**
TN1	Stadt Celle	72	67	69
TN2	Landkreis Celle West	440	424	419
TN3	Landkreis Celle Ost	313	288	287
TN4	Landkreis Uelzen West	226	209	202
TN5	Landkreis Uelzen Ost	403	389	389
TN6	Gemeinde Wietzendorf	47	47	46
Summe	**Netzgebiet**	**1.501**	**1.424**	**1.412**

3.4 Niederspannung

Das Niederspannungsnetz der SVO Netz GmbH verfügt gegenwärtig in weiten Teilen noch über Kapazitätsreserven. Die konkrete Anschlussmöglichkeit ist dabei stets von den jeweiligen lokalen Netzverhältnissen abhängig. Mit zunehmender Elektrifizierung von Wärme und Mobilität sowie dem weiteren Ausbau dezentraler Erzeugung steigen die Anforderungen an die Niederspannungsnetze über die betrachteten Stützjahre deutlich an.

Maßgebliche Treiber sind insbesondere Wärmepumpen und Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge sowie Photovoltaikanlagen und Batteriespeicher. Abhängig von Anschlussleistung, räumlicher Verteilung, Gleichzeitigkeit und Betriebsweise können sowohl hohe Bezugsleistungen als auch dezentrale Einspeisung für die Dimensionierung des Niederspannungsnetzes maßgeblich werden.

Die Niederspannungsnetze werden hinsichtlich der Auslastung der Leitungen und der Einhaltung der zulässigen Spannungsgrenzen bewertet. Ergibt sich aus der zukünftigen Versorgungsaufgabe ein Anpassungsbedarf, werden zunächst Möglichkeiten zur Optimierung der bestehenden Netzstruktur berücksichtigt. Soweit diese nicht ausreichen, werden Verstärkungs- und Ausbaumaßnahmen vorgesehen. Die Möglichkeiten der netzorientierten Steuerung steuerbarer Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG werden bei der Netzplanung berücksichtigt.

Als netzdimensionierend werden ausschließlich Maßnahmen berücksichtigt, deren primärer Auslöser die zukünftige Versorgungsaufgabe ist. Rein alters-, zustands- oder störungsbedingte Erneuerungsmaßnahmen werden entsprechend dem in Kapitel 4 beschriebenen Auslöserprinzip dem nicht netzdimensionierenden Ausbaubedarf zugeordnet.

Tabelle 7 stellt die aus der Netzberechnung ermittelten überlasteten Niederspannungsleitungen für die Stützjahre 2030, 2035 und 2045 nach Teilnetzgebiet dar.

Tabelle 7: Bestand und überlastete Niederspannungsleitungen je Teilnetz für 2030, 2035 und 2045

		Überlastete Leitungen (NS) in km		
		2045	**2035**	**2030**
TN1	Stadt Celle	60	35	9
TN2	Landkreis Celle West	69	44	11
TN3	Landkreis Celle Ost	72	47	7
TN4	Landkreis Uelzen West	62	37	4
TN5	Landkreis Uelzen Ost	70	45	5
TN6	Gemeinde Wietzendorf	33	18	1
Summe	**Netzgebiet**	**366**	**226**	**74**

Die dargestellten Engpasslängen bilden die in der Netzberechnung identifizierten überlasteten Bestandsleitungen ab. Die daraus abgeleitete Ausbaulänge kann abhängig vom erforderlichen technischen Lösungskonzept von der Engpasslänge abweichen.

3.5 Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen

Energieeffizienzmaßnahmen und die daraus resultierenden Veränderungen des Energieverbrauchs sind in den Prognosen des Regionalszenarios berücksichtigt und fließen damit in die Ermittlung der zukünftigen Versorgungsaufgabe ein.

Bei der Netzausbauplanung werden neben konventionellen Netzverstärkungs- und Ausbaumaßnahmen auch Möglichkeiten zur effizienteren Nutzung der vorhandenen Netzkapazitäten berücksichtigt. Hierzu zählen insbesondere die zeitliche Koordination von Verbrauch, Erzeugung und Speicherbetrieb sowie die netzorientierte Steuerung steuerbarer Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG. Diese Instrumente können dazu beitragen, lokale Belastungsspitzen zu reduzieren oder zeitlich zu verschieben und vorhandene Netzkapazitäten effizienter zu nutzen.

Nachfragesteuerung und betriebliche Eingriffe werden bei der Netzplanung berücksichtigt, soweit deren Verfügbarkeit und Wirkung hinreichend belastbar angesetzt werden können. Sie ersetzen jedoch nicht den strukturellen Netzausbau, soweit die prognostizierte Versorgungsaufgabe dauerhaft zusätzliche Netzkapazität erfordert. Ziel der Netzplanung bleibt es, die erforderliche Netzkapazität für die langfristige Entwicklung von Erzeugung und Verbrauch bedarfsgerecht bereitzustellen.

3.6 Herausforderungen des Netzausbaus

Der Ausbau der Stromnetze ist eine wesentliche Voraussetzung für die Integration zusätzlicher erneuerbarer Erzeugungsleistung sowie für die zunehmende Elektrifizierung von Wärme, Mobilität und gewerblichen beziehungsweise industriellen Anwendungen. Für die SVO Netz GmbH ergeben sich daraus steigende Anforderungen an die Planung und Umsetzung der erforderlichen Netzmaßnahmen.

Eine wesentliche Abhängigkeit besteht in der rechtzeitigen Bereitstellung ausreichender Kapazitäten im vorgelagerten Netz. Insbesondere in stark einspeisegeprägten Teilnetzgebieten können zusätzliche Anschlussleistungen erst vollständig integriert werden, wenn die erforderlichen Kapazitäten im vorgelagerten Hochspannungsnetz und in der HS/MS-Umspannung zur Verfügung stehen. Die

Abstimmung mit dem vorgelagerten Netzbetreiber ist daher ein wesentlicher Bestandteil der langfristigen Netzplanung.

Weitere Herausforderungen ergeben sich aus der Verfügbarkeit geeigneter Flächen und Trassen. Der erforderliche Leitungs- und Anlagenbau berührt insbesondere in den ländlich geprägten Teilnetzgebieten bestehende Flächennutzungen. Bei Planung und Umsetzung sind daher die Belange von Grundstückseigentümern, Landwirtschaft, Kommunen sowie weitere Anforderungen der Raum- und Flächennutzung frühzeitig zu berücksichtigen.

Genehmigungs- und Flächensicherungsverfahren können die Realisierungsdauer von Netzausbaumaßnahmen wesentlich beeinflussen. Eine frühzeitige Abstimmung mit den zuständigen Behörden und weiteren Beteiligten ist deshalb insbesondere bei langfristigen und flächenrelevanten Maßnahmen von hoher Bedeutung.

Zusätzliche Umsetzungsrisiken bestehen in der Verfügbarkeit technischer Betriebsmittel, in teilweise langen Lieferzeiten sowie in begrenzten Kapazitäten bei Planung, Tiefbau und Montage. Hinzu kommt der branchenweite Bedarf an qualifizierten Fachkräften. Bei einer hohen Anzahl parallel umzusetzender Maßnahmen können diese Rahmenbedingungen die Realisierungszeiträume beeinflussen.

Die SVO Netz GmbH berücksichtigt diese Abhängigkeiten und Realisierungsrisiken bei der Priorisierung und zeitlichen Planung der Netzausbaumaßnahmen. Ziel ist eine vorausschauende Koordination der eigenen Maßnahmen mit der Entwicklung des vorgelagerten Netzes sowie den erforderlichen Genehmigungs-, Flächen- und Umsetzungsschritten.

4. Nicht netzdimensionierender Ausbaubedarf

Nicht netzdimensionierende Maßnahmen werden nach dem Auslöserprinzip abgegrenzt. Maßnahmen, deren primärer Auslöser Alter, technischer Zustand, Störanfälligkeit, Rückbau oder eine rechtliche beziehungsweise technische Verpflichtung ist, werden als nicht netzdimensionierend berücksichtigt. Ein mit der Erneuerung gegebenenfalls verbundener Kapazitätsgewinn führt nicht zu einer Zuordnung zum netzdimensionierenden Ausbau, sofern die zukünftige Versorgungsaufgabe nicht der maßgebliche Auslöser der Maßnahme ist.

Die nachfolgenden Betrachtungen dienen der überschlägigen Ermittlung des langfristigen Erneuerungsbedarfs. Soweit für die Langfristbetrachtung eine technische Nutzungsdauer angesetzt wird, dient diese ausschließlich der mengenmäßigen Abschätzung. Die tatsächliche Erneuerungsentscheidung erfolgt betriebsmittelspezifisch unter Berücksichtigung insbesondere von Alter, technischem Zustand, Störgeschehen, Kritikalität und betrieblichen Anforderungen.

Soweit bei einer erforderlichen Erneuerung ein heute übliches Betriebsmittel mit höherer technischer Leistungsfähigkeit eingesetzt wird, wird der daraus resultierende Kapazitätsgewinn als Nebeneffekt der Erneuerung behandelt. Maßnahmen, deren primärer Auslöser dagegen die zukünftige Versorgungsaufgabe ist, werden dem netzdimensionierenden Ausbaubedarf nach Kapitel 3 zugeordnet.

4.1 Freileitungen

Im Mittelspannungsnetz der SVO Netz GmbH bestehen derzeit noch rund 65 Systemkilometer Freileitungen. Diese sollen im Rahmen der langfristigen Erneuerungsstrategie schrittweise zurückgebaut und durch Kabelverbindungen ersetzt werden. Aufgrund abweichender Trassenführungen wird für den vollständigen Ersatz ein Kabelneubau von insgesamt rund 100 Systemkilometern erwartet.

Soweit die Verkabelung durch Alter, technischen Zustand, Störanfälligkeit oder die grundsätzliche Erneuerung bestehender Freileitungsabschnitte ausgelöst wird, wird der daraus resultierende Bedarf als nicht netzdimensionierend eingeordnet. Ein mit der Verkabelung verbundener Kapazitätsgewinn ist in diesem Fall ein Nebeneffekt der Erneuerung. Soweit darüber hinaus durch die zukünftige Versorgungsaufgabe zusätzliche Kapazitäten oder abweichende Netzstrukturen erforderlich werden, wird der hierdurch verursachte Bedarf dem netzdimensionierenden Ausbau nach Kapitel 3 zugeordnet.

4.2 Mittelspannung

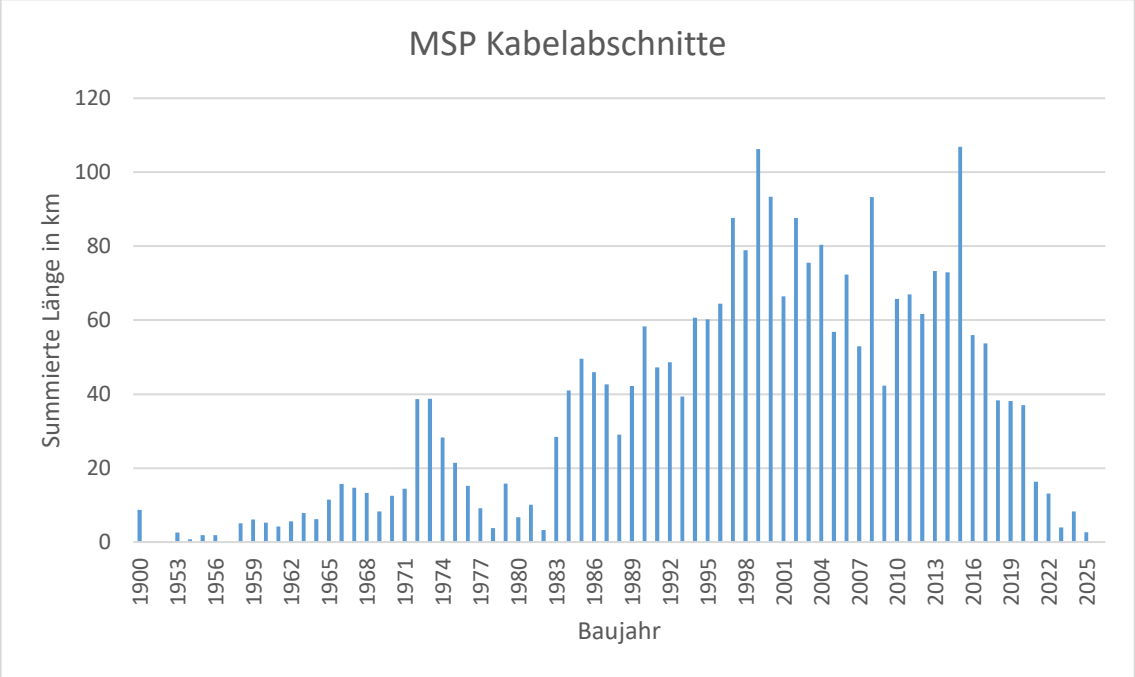
Für die überschlägige Langfristbetrachtung des altersbedingten Ersatzbedarfs im Mittelspannungskabelnetz wird vereinfachend eine technische Nutzungsdauer von 45 Jahren angesetzt. Die tatsächliche technische Nutzungsdauer einzelner Betriebsmittel kann hiervon insbesondere in Abhängigkeit von Bauart, technischem Zustand, Beanspruchung und Betriebsbedingungen abweichen.

Aus der Altersstruktur des bestehenden Mittelspannungskabelnetzes ergibt sich auf dieser Grundlage rechnerisch ein theoretischer Ersatzbedarf von 408 km bis 2030, weiteren 209 km im Zeitraum 2031 bis 2035 und weiteren 651 km im Zeitraum 2036 bis 2045.

Die ausgewiesenen Mengen dienen der langfristigen Abschätzung des Substanzerhalts und stellen weder eine pauschale Austauschverpflichtung noch ein bereits beschlossenes Bauprogramm dar. Das Erreichen der für die Berechnung angesetzten technischen Nutzungsdauer führt nicht automatisch zu einer Erneuerung. Die tatsächliche Ersatzentscheidung erfolgt betriebsmittelspezifisch insbesondere unter Berücksichtigung des technischen Zustands, des Störgeschehens, der Kritikalität und weiterer betrieblicher Anforderungen.

Soweit im Zuge einer erforderlichen Erneuerung leistungsfähigere Standardbetriebsmittel eingesetzt werden, bleibt die Maßnahme dem nicht netzdimensionierenden Bedarf zugeordnet, sofern Alter oder Zustand der primäre Auslöser sind. Ist dagegen die zukünftige Versorgungsaufgabe der primäre Auslöser der Maßnahme, erfolgt die Zuordnung zum netzdimensionierenden Ausbau nach Kapitel 3.

Tabelle 11: Theoretischer altersbedingter Ersatzbedarf für Mittelspannungskabel bis 2030, 2035 und 2045



So würde sich ein theoretischer altersbedingter Ersatzbedarf gemäß folgender Tabelle ergeben:

Bis 2030	Bis 2035	bis 2045
408 km	209 km	651 km

Hier nicht dargestellt ist die Erneuerung von Schalthäusern. Dabei handelt es sich im Fall um Anlagen zur Verteilung der Mittelspannung ohne MSP/NSP Umspannung.

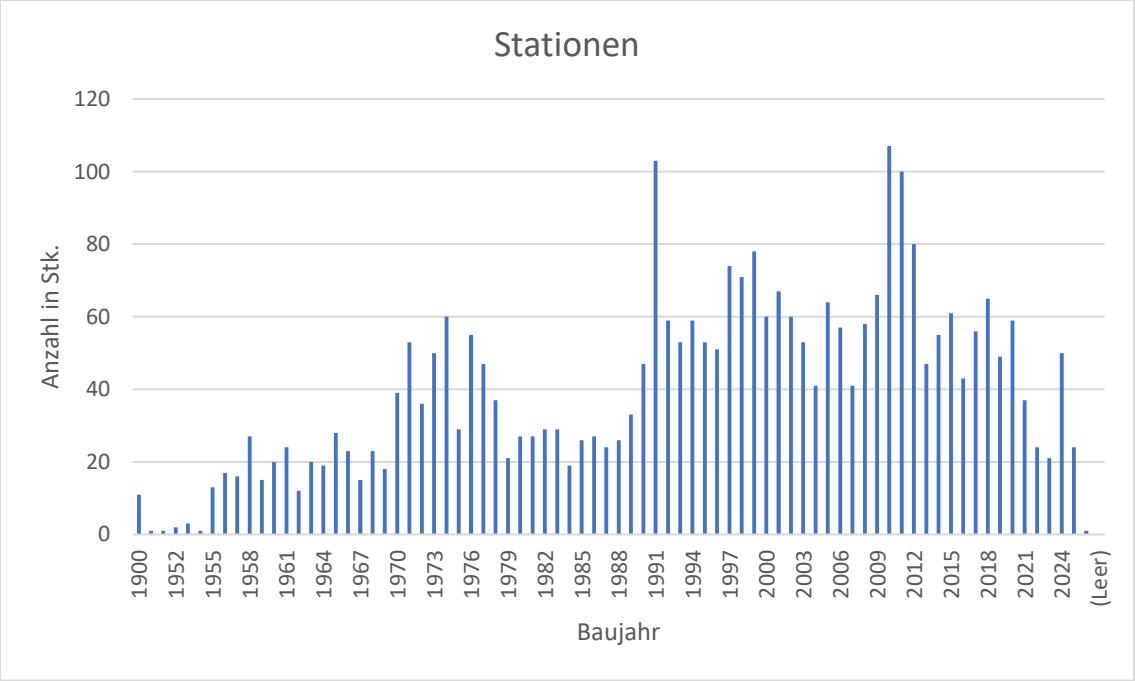
4.3 Umspannung Mittelspannung/Niederspannung

Für die überschlägige Langfristbetrachtung des altersbedingten Ersatzbedarfs der Ortsnetzstationen wird ebenfalls vereinfachend eine technische Nutzungsdauer von 45 Jahren angesetzt. Die tatsächliche Nutzungsdauer kann abhängig von Bauart, technischem Zustand, Beanspruchung und Betriebsbedingungen abweichen.

Aus der Altersstruktur des Anlagenbestands ergibt sich auf dieser Grundlage rechnerisch ein theoretischer Ersatzbedarf von 867 Ortsnetzstationen bis 2030, weiteren 136 Ortsnetzstationen im Zeitraum 2031 bis 2035 und weiteren 648 Ortsnetzstationen im Zeitraum 2036 bis 2045.

Die ausgewiesenen Mengen dienen der langfristigen Abschätzung des Substanzerhalts und stellen keine pauschale Austauschverpflichtung dar. Die tatsächliche Erneuerungsentscheidung erfolgt stationsbezogen insbesondere unter Berücksichtigung des technischen Zustands, des Störgeschehens, der Kritikalität und weiterer betrieblicher Anforderungen.

Ein alters- oder zustandsbedingter Ersatz einer Ortsnetzstation bleibt auch dann nicht netzdimensionierend, wenn im Zuge der Erneuerung ein heute übliches Betriebsmittel mit höherer technischer Leistungsfähigkeit eingebaut wird. Ist dagegen eine höhere Transformationsleistung oder eine sonstige Anpassung aufgrund der zukünftigen Versorgungsaufgabe der primäre Auslöser, wird die Maßnahme dem netzdimensionierenden Ausbaubedarf nach Kapitel 3 zugeordnet.



So würde sich ein theoretischer altersbedingter Ersatzbedarf gemäß folgender Tabelle ergeben:

Tabelle 12: Theoretischer altersbedingter Ersatzbedarf für Ortsnetzstationen bis 2030, 2035 und 2045

Bis 2030	Bis 2035	bis 2045
867 Stk.	136 Stk.	648 Stk.

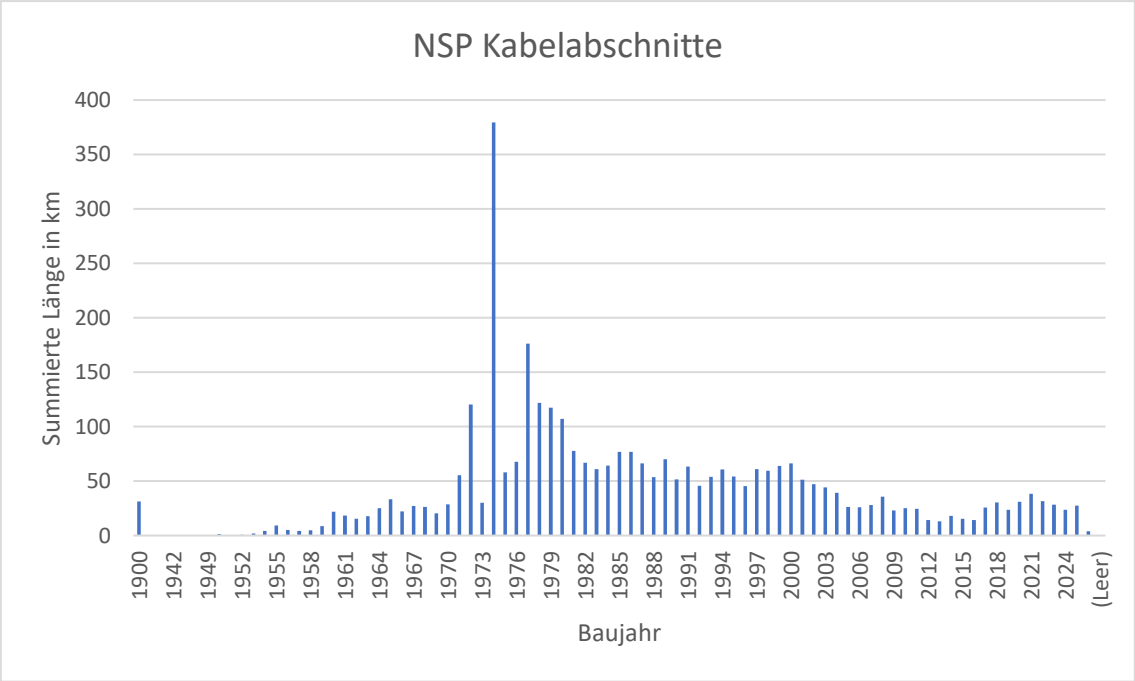
4.4 Niederspannung

Für die überschlägige Langfristbetrachtung des altersbedingten Ersatzbedarfs im Niederspannungsnetz wird vereinfachend eine technische Nutzungsdauer von 45 Jahren angesetzt. Die tatsächliche technische Nutzungsdauer einzelner Leitungsabschnitte kann insbesondere in Abhängigkeit von Kabeltyp, technischem Zustand, Beanspruchung und Betriebsbedingungen abweichen.

Aus der Altersstruktur des bestehenden Niederspannungsnetzes ergibt sich auf dieser Grundlage rechnerisch ein theoretischer Ersatzbedarf von 1.834 km bis 2030, weiteren 344 km im Zeitraum 2031 bis 2035 und weiteren 559 km im Zeitraum 2036 bis 2045.

Die rechnerischen Mengen dienen ausschließlich der langfristigen Einordnung des Substanzerhalts. Sie stellen weder eine pauschale Austauschverpflichtung noch ein bereits beschlossenes Bauprogramm dar. Das Erreichen der für die Berechnung angesetzten technischen Nutzungsdauer führt nicht automatisch zu einer Erneuerung. Die tatsächliche Ersatzentscheidung erfolgt betriebsmittelspezifisch insbesondere anhand des technischen Zustands, des Störgeschehens, der Kritikalität und weiterer betrieblicher Anforderungen.

Soweit im Zuge einer erforderlichen Erneuerung leistungsfähigere Standardbetriebsmittel eingesetzt werden, bleibt die Maßnahme dem nicht netzdimensionierenden Bedarf zugeordnet, sofern Alter oder Zustand der primäre Auslöser sind. Maßnahmen, deren primärer Auslöser dagegen die zukünftige Versorgungsaufgabe ist, werden dem netzdimensionierenden Ausbau nach Kapitel 3 zugeordnet.



So würde sich ein theoretischer altersbedingter Ersatzbedarf gemäß folgender Tabelle ergeben:

Tabelle 13: Theoretischer altersbedingter Ersatzbedarf für Niederspannungsleitungen bis 2030, 2035 und 2045

Bis 2030	Bis 2035	bis 2045
1.834 km	344 km	559 km

5 Bedarf an Systemdienstleistungen und Flexibilitätsdienstleistungen

Mit dem weiteren Ausbau dezentraler Erzeugungsanlagen, der zunehmenden Verkabelung der Netze sowie den steigenden und stärker schwankenden Einspeise- und Bezugsleistungen verändern sich die Anforderungen an den sicheren und effizienten Netzbetrieb. Für die SVO Netz GmbH sind dabei insbesondere Blindleistung und Spannungshaltung sowie die Nutzung netzdienlicher Flexibilität relevant.

Nicht frequenzgebundene Systemdienstleistungen und Flexibilitätsoptionen werden bei der Netzplanung berücksichtigt, soweit deren Verfügbarkeit und Wirkung hinreichend belastbar angesetzt werden können. Sie können dazu beitragen, vorhandene Netzkapazitäten effizienter zu nutzen und temporäre Netzengpässe zu reduzieren. Soweit die zukünftige Versorgungsaufgabe dauerhaft zusätzliche Netzkapazität erfordert, ersetzen sie jedoch nicht den erforderlichen strukturellen Netzausbau.

5.1 Blindleistung

Im Netz der SVO Netz GmbH besteht ein zunehmender Bedarf an Blindleistungsmanagement und Spannungshaltung. Wesentliche Einflussgrößen sind insbesondere der weitere Ausbau des Kabelnetzes, die zunehmende dezentrale Einspeisung sowie wechselnde Einspeise- und Bezugsfälle. Gleichzeitig sind die Anforderungen an den Blindleistungsaustausch an den Netzverknüpfungspunkten zum vorgelagerten Netzbetreiber einzuhalten.

Der Blindleistungsbedarf in den Netzebenen 5 bis 7 wird für den Betrachtungszeitraum bis 2045 prognostiziert. Abbildung 6 stellt die erwartete Entwicklung dar.

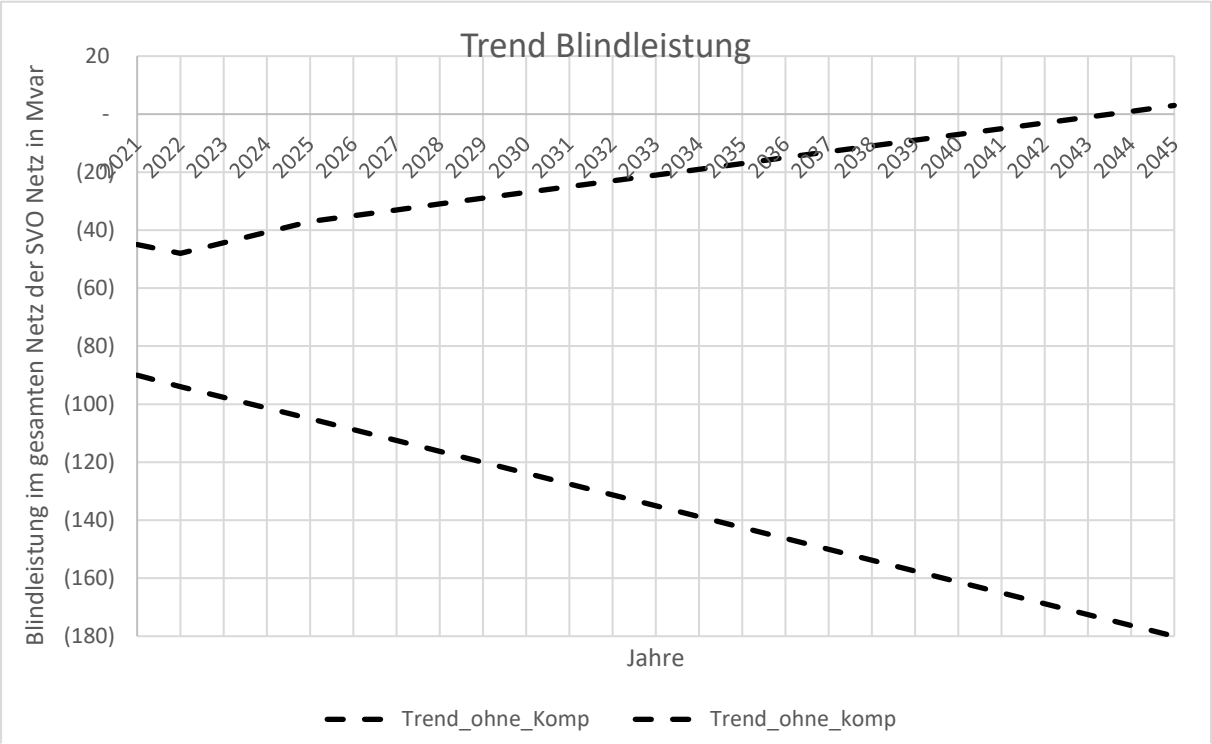


Abbildung 6: Entwicklung des Blindleistungsbedarfes

Zur Deckung des steigenden Blindleistungsbedarfs werden zentrale und lokale Kompensationsmaßnahmen eingesetzt beziehungsweise geplant. In Abstimmung mit der Avacon Netz GmbH wird hierzu eine Drosselspule im 110-kV-Netz errichtet. Die Drosselspule verbleibt im Eigentum der SVO Netz GmbH. Darüber hinaus beteiligt sich die SVO Netz GmbH bereits an bestehenden Blindleistungslösungen; ergänzend werden lokale Kompensationsmaßnahmen an zentralen Schaltanlagen im Mittelspannungsnetz berücksichtigt.

Parallel werden Möglichkeiten einer flexibleren Blindleistungssteuerung untersucht und weiterentwickelt. Ziel ist es, vorhandene technische Potenziale von Netzbetriebsmitteln und angeschlossenen Anlagen für die Spannungshaltung nutzbar zu machen und die vorhandenen Netzressourcen effizient einzusetzen.

5.2 Flexibilitätsdienstleistungen

Flexibilität kann dazu beitragen, zeitlich begrenzte Netzbelastungen zu reduzieren und vorhandene Netzkapazitäten effizienter zu nutzen. Für die SVO Netz GmbH sind dabei insbesondere steuerbare Verbrauchseinrichtungen, dezentrale Erzeugungsanlagen und Batteriespeicher von Bedeutung.

Die netzorientierte Steuerung steuerbarer Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG wird bei der Netzplanung berücksichtigt. Durch die zeitliche Anpassung von Bezugsleistungen können lokale Belastungsspitzen begrenzt oder zeitlich verschoben und vorhandene Netzkapazitäten effizienter genutzt werden.

Batteriespeicher können abhängig von Anschlussleistung und Betriebsweise sowohl netzentlastend als auch netzbelastend wirken. Eine pauschale Anrechnung von Batteriespeichern als dauerhaft verfügbare netzdienliche Flexibilität erfolgt daher nicht. Soweit belastbare netzdienliche Betriebsweisen oder entsprechende Vereinbarungen vorliegen, können diese bei der Netzplanung berücksichtigt werden.

Eine marktgestützte Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen nach § 14c EnWG wird der Netzplanung derzeit nicht als dauerhaft verfügbare Alternative zum strukturellen Netzausbau zugrunde gelegt. Temporäre betriebliche Maßnahmen und verfügbare Flexibilitäten können den erforderlichen Netzausbau ergänzen und insbesondere während Übergangszeiträumen unterstützen, ersetzen jedoch nicht die Bereitstellung dauerhaft erforderlicher Netzkapazität.

5.3 Sternpunktbehandlung

Das Mittelspannungsnetz der SVO Netz GmbH wird mit kompensierter Sternpunktbehandlung betrieben. Durch die zunehmende Verkabelung des Mittelspannungsnetzes und den damit verbundenen Anstieg der kapazitiven Erdschlussströme steigen langfristig die Anforderungen an die Sternpunktbehandlung.

Bei der Dimensionierung zusätzlicher Kompensationsanlagen sind technische Grenzen, insbesondere hinsichtlich der zu kompensierenden Erdschlussströme und der zulässigen Berührungsspannungen, zu berücksichtigen. Mit fortschreitendem Kabelausbau kann daher eine Anpassung der bestehenden Erdschlusskompensation beziehungsweise der Struktur der Erdschlussbereiche erforderlich werden.

Für die langfristige Netzplanung werden unterschiedliche technische Weiterentwicklungen der Sternpunktbehandlung untersucht. Hierzu können sowohl eine weitere Aufteilung bestehender Erdschlussbereiche als auch alternative Konzepte der Sternpunktbehandlung gehören. Die konkrete technische Ausgestaltung wird auf Grundlage der zukünftigen Netzstruktur, der zu erwartenden Erdschlussströme und der betrieblichen Anforderungen festgelegt.

Damit würde ich den bisherigen Hinweis auf eine „vollumfängliche 4-Quadranten-Netzführung“ nicht mehr separat aufnehmen. Der fachlich relevante Inhalt ist mit der flexibleren Blindleistungssteuerung ausreichend und deutlich verständlicher beschrieben.

6 Spitzenkappung nach § 11 Abs. 2 EnWG

Die SVO Netz GmbH berücksichtigt bei der Netzausbauplanung keine Spitzenkappung nach § 11 Abs. 2 EnWG. Der planerisch angesetzte Umfang der Spitzenkappung beträgt daher 0 % beziehungsweise 0 GWh pro Jahr.

Eine Reduzierung des in diesem Netzausbauplan ausgewiesenen Netzausbaubedarfs durch Spitzenkappung erfolgt nicht. Der dargestellte Verstärkungs- und Ausbaubedarf wird somit ohne eine planerische Begrenzung der Einspeisespitzen aus erneuerbaren Erzeugungsanlagen ermittelt.

Temporäre betriebliche Maßnahmen zur Aufrechterhaltung eines sicheren Netzbetriebs sind hiervon zu unterscheiden und stellen keine im Rahmen der Netzausbauplanung angesetzte Spitzenkappung dar.

7 Stellungnahmen

Gemäß § 14d Abs. 6 EnWG erhalten die Netznutzer der Mittel- und Hochspannungsebene sowie die betroffenen Betreiber von Übertragungsnetzen Gelegenheit, zum Netzausbauplan Stellung zu nehmen.

Vom 02.11.2026 bis zum 31.12.2026 besteht auf vnbdigital.de die Möglichkeit, zum Netzausbauplan 2026 der SVO Netz GmbH Stellung zu nehmen. Die Beteiligung erfolgt über den dort veröffentlichten Bereich der SVO Netz GmbH.

Die innerhalb des Beteiligungszeitraums eingehenden Stellungnahmen werden durch die SVO Netz GmbH ausgewertet und bei der weiteren Netzausbauplanung berücksichtigt. Die Stellungnahmen sowie deren Bewertung werden in geeigneter Form dokumentiert.

Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Nachfolgend ist das Abbildungsverzeichnis zu finden.

Abbildung 1: Teilnetze im Netzgebiet der SVO Netz 7
Abbildung 2: Planungsregion Mitte mit Netzbetreibern 12
Abbildung 3: Ausbaubedarf bis 2030 18
Abbildung 4: Ausbaubedarf bis 2035 19
Abbildung 5: Ausbaubedarf bis 2045 19
Abbildung 6: Entwicklung des Blindleistungsbedarfes 29

Nachfolgend ist das Tabellenverzeichnis zu finden.

Tabelle 1: Abkürzungen und ihre Bedeutung 5
Tabelle 2: Teilnetzgebiete des NAP 2026 und Zuordnung zu den Teilnetzen des NAP 2024 7
Tabelle 3: Regionalszenario 2025 – Bestands- und Prognoseleistungen im Versorgungsgebiet der SVO Netz für 2024, 2030, 2035 und 2045 13
Tabelle 4: Netzdimensionierende Ausbauplanung Mittel- bis Niederspannung (Zusammenfassung) . 18
Tabelle 5: Bestand und überlastete Mittelspannungsleitungen je Teilnetz für 2030, 2035 und 2045... 21
Tabelle 6: Bestand der Umspannung MS/NS und zu überarbeitende Ortsnetze je Teilnetz für 2030, 2035 und 2045..... 22
Tabelle 7: Bestand und überlastete Niederspannungsleitungen je Teilnetz für 2030, 2035 und 2045. 23

Anhang

Ausbauzahlen und des Maßnahmenplans

Die Ausbauzahlen des Maßnahmenplan sind auch in maschinenlesbarem Format auf vnbdigital.de zu finden.