

Netzausbauplanung 2026 der LEW Verteilnetz GmbH § 14d EnWG

ENTWURFSFASSUNG vom 31.10.2026

Impressum

LEW Verteilnetz GmbH
Schaezlerstraße 3
86150 Augsburg

T +49 821 328-2222
E kontakt@lew-verteilnetz.de

Vorsitzender des Aufsichtsrats:
Dr. Malte Sunderkötter

Geschäftsführung:
Josef Wagner
Norbert Wiedemann
Sitz der Gesellschaft: Augsburg
Handelsregister: HRB 20929, Amtsgericht Augsburg
Umsatzsteueridentifikations-Nr.: DE 2404 32 124

Aufsichtsbehörde
Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Tulpenfeld 4
53113 Bonn

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 (Entwurf) – LEW Verteilnetz GmbH", Werk des veröffentlichungspflichtigen Verteilnetzbetreiber LEW Verteilnetz GmbH (Stand 2026), lizenziert unter CC BY-ND 4.0.

Inhaltsverzeichnis

Impressum 2
Lizenz 2
Zitierempfehlung 2
Abkürzungsverzeichnis 4
1. Einleitung 5
2. Planungsgrundlagen 6
2.1. Regionalszenario 2025 der Planungsregion Bayern 6
2.2. Voraussichtliche Entwicklung der Versorgungsaufgabe 8
2.2.1. Aktuelle Versorgungsaufgabe auf Grundlage des Regionalszenarios 2025 10
2.2.2. Voraussichtliche Versorgungsaufgabe T+5 11
2.2.3. Voraussichtliche Versorgungsaufgabe T+10 11
2.2.4. Voraussichtliche Versorgungsaufgabe 2045 11
3. Netzdimensionierende Netzausbauplanung 13
3.1. Hochspannung 14
3.1.1. Hochspannungsmaßnahmen im Basisszenario: 14
3.1.2. Hochspannungsmaßnahmen im Effizienzszenario 15
3.2. Mittel- bis Niederspannung 16
3.2.1. Mittel- und Niederspannungsmaßnahmen im Basisszenario 17
3.2.2. Mittel- und Niederspannungsmaßnahmen im Effizienzszenario 17
4. Nicht Netzdimensionierender Ausbaubedarf 18
5. Bedarf an Systemdienstleistungen und Flexibilitätsdienstleistungen 19
5.1. Aktueller und zukünftiger Blindleistungsbedarf 19
5.2. Pilotprojekte zum Einsatz netzdienlicher Flexibilität 19
5.3. Effizienzszenario bietet Lösungen an 19
6. Spitzenkappung nach § 11 Absatz 2 EnWG 21
7. Stellungnahmen 22
8. Anlage 22
8.1. Karte HS 23
8.2. Karte MS 25

Abkürzungsverzeichnis

BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BKZ	Baukostenzuschuss
BNetzA	Bundesnetzagentur
digiONS	Digitale Ortsnetzstation
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
LVN	LEW Verteilnetz GmbH
MS	Mittelspannung
NAP	Netzausbauplan
NE	Netzebene
NEP	Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber
NS	Niederspannung
NVNB	Nachgelagerter Verteilnetzbetreiber
ONS	Ortsnetzstation (NE6)
PR	Planungsregion
RZ	Regionalszenario
ÜK	Übertragungskapazität
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UW	Umspannwerk (NE2 oder NE4)
VNB	Verteilnetzbetreiber

1. Einleitung

Zur Veröffentlichung des Netzausbauplans ist LEW Verteilnetz nach EnWG § 14d verpflichtet. Der Netzausbauplan beschreibt als Ableitung aus den energiepolitischen Zielen von Bund und Freistaat – übertragen in das Regionalszenario der Planungsregion Bayern (Stand 2025) sowie den Entwicklungen an der Schnittstelle zum Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) die Umsetzung eines klimaneutralen Energiesystems im regionalen Stromverteilnetz.

Als größter Stromverteilnetzbetreiber in Bayerisch-Schwaben und Teilen Oberbayerns ist die LEW Verteilnetz GmbH (LVN) der kompetente, zuverlässige und innovative Partner für das Stromnetz dieser Region. LVN ist eine Tochtergesellschaft der Lechwerke AG. Mit rund 1.100 Mitarbeitenden und 22 Betriebs- und Instandhaltungsstandorten sorgt LVN rund um die Uhr an 365 Tagen im Jahr für einen zuverlässigen und sicheren Betrieb des Verteilnetzes. Dabei gewährleisten wir einen diskriminierungsfreien Netzzugang für rund eine Mio. Einwohner im Netzgebiet. Mit hoch motivierten Mitarbeitenden, zukunftsorientierten Aus- und Umbaukonzepten, modernen Prozessabläufen und innovativen Technologien leisten wir unseren Beitrag zur aktiven Mitgestaltung der Energiewende.

Das von LVN betriebene, rund 1.000 Trassenkilometer lange 110-kV-Hochspannungsnetz deckt ungefähr 7.000 km² geografische Fläche ab. Es erstreckt sich weitgehend über den bayerischen Regierungsbezirk Schwaben und reicht – vereinfacht dargestellt – von der Iller im Westen bis zum Lech im Osten sowie von der Donau im Norden bis ins Allgäu im Süden. Das Hochspannungs (HS)-Netz wird als vermaschtes 110-kV-Netz mit Erdschlusskompensation betrieben. Es handelt sich um ein fast reines Freileitungsnetz. Von den insgesamt 1.980 km Stromkreislänge sind nur 17 km in Kabelbauweise ausgeführt – vor allem zur Anbindung einzelner Umspannanlagen. Es ist in acht Umspannanlagen an das Höchstspannungs (HöS)-Netz der Amprion angebunden. Dabei betreibt LVN die Umspannung HöS/HS mit aktuell zwölf Transformatoren. Damit ist LVN einer von wenigen Verteilnetzbetreibern in Deutschland, welche die Netzebene zwei (NE2) im Eigentum haben und diese auch betreiben.
An das Hochspannungsnetz angebunden sind zum einen vor allem ländliche Regionen mit niedriger Lastdichte und hohen Anteilen an erneuerbaren Energien, zum anderen aber auch größere Weiterverteiler und industrielle Großkunden mit hohem Strombedarf (z.B. chemische Industrie, Papierindustrie, Stahlwerk, Luftzerlegungsanlage, Gasverdichterstation etc.). In den ländlichen Regionen sind die Netzstrukturen bereits heute stark von der Integration erneuerbarer Energien geprägt. Ergänzend dazu sind aktuell Großbatteriespeicher mit fast 200 MW Gesamtleistung an das Mittelspannungsnetz angeschlossen. Weitere Speicherprojekte mit einer Leistung von rund 900 MW befinden sich in der Realisierungsphase, damit haben Großbatteriespeicher innerhalb von wenigen Jahren stark an Bedeutung für Betrieb und Netzauslegung gewonnen. Die Mittelspannungsstromkreise mit einer Länge von 7.496 km sind mit 70 % überwiegend als Kabel ausgeführt und über 77 Umspannwerke (UWs) an das Hochspannungsnetz angebunden. Zwei zusätzliche UWs befinden sich aktuell in der Realisierung.
Im Niederspannungsnetz liegt ebenfalls ein Verkabelungsgrad von rund 70 % vor. Von derzeit 8.800 LVN-eigenen Ortsnetzstationen sind derzeit rund 1.600 Stück als digitale Ortsnetzstationen (digiONS) ausgeführt. Mit Zubau oder Umrüstung von mehr als 400 Ortsnetzstationen pro Jahr schreitet die Digitalisierung auf dieser Netzebene rasch voran. Das Niederspannungsnetz ist bereits heute geprägt durch eine große Anzahl von PV-Aufdachanlagen. Diese Entwicklung wird zunehmend durch den Zubau von Heim–batteriespeichern, Wallboxen und Wärmepumpen begleitet.

Das LVN-Netzgebiet liegt vollständig innerhalb des Bundeslandes und der Planungsregion Bayern und ist ausschließlich über den Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) Amprion an das Übertragungsnetz angebunden. Eine starke räumliche Differenzierung der die Anforderungen

prägenden Strukturmerkmale besteht nicht. Aus betrieblichen Gründen ist das Verteilnetz bereits heute in allen Spannungsebenen in Segmente unterteilt. Die Unterteilung wird sich mit fortschreitendem Netzausbau fortlaufend verändern. Im Kontext des Netzausbauplans (NAP) wird das Netz von LVN daher als ein Teilnetz gemäß Leitfaden zur Umsetzung des Netzausbauplans nach § 14d Energiewirtschaftsgesetz des BDEW betrachtet.
Das LVN-Netz ist derzeit engpassfrei im Sinne der Definition für den NAP. Dieser Definition beschreibt Engpassgebiete als Gebiete, bei denen keine weiteren Netznutzer angeschlossen werden können oder Eingriffe erforderlich wären, um neue Netznutzer anzuschließen. Tatsächlich können derzeit im Netzgebiet insbesondere Netznutzer mit kleinen Anlagen (<30 kW) oder mit laufenden Anschlussverfahren Anschluss erhalten. Die Anforderung von Redispatch erfolgt in der Regel auf Anforderung des ÜNBs, bei reduzierter Übertragungskapazität im Zuge von Baumaßnahmen oder im Spitzenkappungsgebiet.

Die Kartendarstellung ist in der Anlage (Kap. 8) enthalten.

2. Planungsgrundlagen

2.1. Regionalszenario 2025 der Planungsregion Bayern

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. Dieser Netzausbauplan basiert auf dem Regionalszenario 2025 - Planungsregion Bayern.

Die Planungsregion Bayern beschreibt in ihrem Regionalszenario zwei unterschiedliche Entwicklungspfade, aus denen zwei Szenarien ausgeprägt wurden. Beiden Szenarien ist gemein, dass sie das im Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) verankerte Ziel der Netto-Treibhausgasneutralität (nachfolgend Klimaneutralität) im Jahr 2045 umsetzen. Allerdings unterscheiden sich die Entwicklungspfade hinsichtlich der Ausgestaltung der verschiedenen Beiträge zur Zielerreichung.
Folgende Aspekte haben die Szenarien darüber hinaus gemeinsam:

- Anteil der Summe an regenerativ erzeugter Energiemenge am Verbrauch,
- Hoher Elektrifizierungsgrad bei Mobilitätsanwendungen,
- Ausbauumfang von Wärmenetzen,
- Konventionelle Last im Bereich Haushalte, sowie Gewerbe, Handel, Dienstleistung,
- Industrie-Transformation,
- Hochlauf von Rechenzentren und Elektrolyseuren.

Die Szenarien unterscheiden sich in:

- Aufteilung erneuerbarer Energiebereitstellung aus Wind und PV,
- Elektrifizierungsgrad bei individuellen Wärmelösungen,
- Anschlussaggregation von Erzeugungsanlagen unterschiedlichen Typs,
- Diversität der Ladevorgänge und ihrer Netzwirkung,
- Einsatz und Lokalität von Speichern.

Das Basisszenario basiert auf dem derzeitigen Status quo im Energiesystem und orientiert sich an Szenario B aus dem genehmigten Szenariorahmen der ÜNB. Energiebeschaffung, Energiebezug und Energieverteilung werden dabei getrennt voneinander gedacht und organisiert. Die Wahl des Netzanschlusspunktes von Kundenanlagen erfolgt primär dargebotsabhängig, also beispielsweise abhängig von Windhäufigkeit und Flächenverfügbarkeit. Lenkende Instrumente stehen dem Netzbetreiber im Allgemeinen nicht bzw. lediglich im heutigen Umfang zur Verfügung.

Regionalszenario 2025 der Planungsregion Bayern (Basisszenario)
Auf Anschlüsse am Netz der LVN entfallende Leistung in MW

	Bestand (2024)	**2030**	**2035**	**2045**
Photovoltaik auf oder an Gebäuden (MWp)	1.705,6	2.490,1	3.590,3	4.668,5
Photovoltaik Freifläche (MWp)	1.282,9	2.823,3	3.951,5	5.076,0
Windenergie an Land	176,2	1.382,9	1.852,7	2.063,9
Sonstige erneuerbare Erzeugung	630,3	599,6	591,4	530,5
Konventionelle Kraftwerke	208,6	180,1	256,6	209,3
Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	209,6	1.224,6	1.822,5	3.013,6
Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	-	157,5	234,3	387,5
Elektromobilität	191,3	2.267,2	2.776,1	5.126,5
Konventionelle Last (umfasst Haushalte, Gewerbe, Handel, Industrie, Landwirtschaft)	1.714,5	1.635,5	1.676,9	1.759,8
Stand-alone Rechenzentren	-	108,9	217,9	217,9
Elektrolyseure	-	44,8	81,7	134,3
Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	242,6	877,0	1.132,6	1.391,4
Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	100,0	843,2	1.508,8	1.775,0
Pumpspeicher	-	-	-	-
Gesamt:	6.461,4	14.634,7	19.693,2	26.354,2

Davon abweichend wird im Effizienzszenario unterstellt, dass bei der Gestaltung der politischen Rahmenbedingungen zum Erreichen der Klimaneutralität den Belangen für eine effiziente Netzinfrastruktur mehr Bedeutung eingeräumt wird. Auswirkungen auf die Prognose der installierten Leistungen hat dabei insbesondere, dass im Effizienzszenario ein veränderter Erzeugungsmix angenommen wird. Für das Netzgebiet der LVN folgt daraus ein größerer Deckungsbeitrag aus Windenergie und eine in Summe geringere Gesamtleistung aus Erzeugungsanlagen. Auf Grund der höheren Volllaststundenzahl der Windenergieanlagen bleibt die regenerative Erzeugungsbeitrag aus dem Versorgungsgebiet dennoch gleich (vgl. auch Kap. 5.3).

Regionalszenario 2025 der Planungsregion Bayern (Effizienzszenario)
Auf Anschlüsse am Netz der LVN entfallende Leistung in MW

	Bestand (2024)	2030	2035	2045
Photovoltaik auf oder an Gebäuden (MWp)	1.705,6	2.085,5	2.987,4	3.884,4
Photovoltaik Freifläche (MWp)	1.282,9	2.330,1	3.218,3	4.105,7
Windenergie an Land	176,2	2.109,8	2.826,5	3.148,7
Sonstige erneuerbare Erzeugung	630,3	599,6	591,4	530,5
Konventionelle Kraftwerke	208,6	180,1	256,6	209,3
Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	209,6	976,7	1.451,0	2.457,2
Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	-	157,5	234,3	387,5
Elektromobilität	191,3	2.267,2	2.776,1	5.126,5
Konventionelle Last (umfasst Haushalte, Gewerbe, Handel, Industrie, Landwirtschaft)	1.714,5	1.714,5	1.714,5	1.714,5
Stand-alone Rechenzentren	-	108,9	217,9	217,9
Elektrolyseure	-	44,8	81,7	134,3
Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	242,6	751,5	995,3	1.201,9
Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	100,0	811,4	1.451,7	1.707,9
Pumpspeicher	-	-	-	-
Gesamt:	6.461,4	14.137,6	18.802,7	24.826,2

Eine ausführlichere Darstellung der Einflussgrößen und eine nach Szenarien differenzierte Betrachtung kann dem Regionalszenario 2025 - Planungsregion Bayern, Kapitel 5 entnommen werden.

Für die Netzauslegung ist zusätzlich zu den an das Netz der LVN direkt angeschlossenen Anlagen auch die Leistung aus den Anlagen an das Netz nachgelagerter Verteilnetzbetreiber angeschlossener Anlagen zu berücksichtigen. Dies führt zu einer Erhöhung der oben genannten Leistungen.

2.2. Voraussichtliche Entwicklung der Versorgungsaufgabe

Die Versorgungsaufgabe für das Verteilnetz der LVN wird in besonderem Maße durch das Verhalten der Anlagen auf Niederspannungsebene geprägt. Die geografische Lage und die überwiegend ländliche Prägung in Ergänzung mit sozioökonomischen Faktoren begünstigen eine hohe Durchdringung des Niederspannungsnetzes mit PV-Anlagen, häufig ergänzt durch

Heimbatteriespeicher und eine fortschreitende Transformation bei Mobilität und Wärmeversorgung unserer Kunden. Es ist davon auszugehen, dass sich dieser hohe Anteil an Prosumern zu Flexumern weiterentwickelt. Heimbatteriespeicher, Ladestationen für Elektromobilität und Wärmepumpen stellen dabei Flexibilitäten dar, welche durch die Kunden oder durch Aggregatoren zur marktlichen Optimierung genutzt werden.
Im Mittelspannungsnetz wird dieses Portfolio ergänzt durch zahlreiche Freiflächen-PV-Anlagen, teils ebenfalls in Kombination mit Speichern.
Im Bereich der Netzebenen zwei bis vier haben sich innerhalb kürzester Zeit Großbatteriespeicher zu einem bedeutenden Einflussfaktor auf die Versorgungsaufgabe entwickelt. Da sich der überwiegende Anteil der Projekte derzeit noch in der Realisierungsphase befindet, wird dieser Effekt in der unten dargestellten aktuellen Versorgungsaufgabe, welche sich auf das Jahr 2024 bezieht, jedoch noch nicht abgebildet.
Bis 2045 wird die Versorgungsaufgabe maßgeblich durch die weiter steigende Leistung angeschlossener Erzeugungsanlagen, die zunehmende Elektrifizierung bei Mobilität und Wärme und die marktliche Flexibilisierung aller Anlagen geprägt.

In diesem Netzausbauplan wird zwischen Basis- und Effizienzszenario unterschieden. Diese Unterscheidung wirkt neben dem oben genannten Einfluss auf die summierten Anschlussleistung auf die Allokation und damit Aggregation der Einzelanlagen, auf das Nutzerverhalten und die Beschränkungs- oder Steuerungsoptionen des Netzbetreibers. Sie zeigt sich somit in veränderten zukünftigen Netzaufgaben.
Im Basisszenario wird angenommen, dass bestehende Optionen zur Nutzung von Flexibilitäten durch den Netzbetreiber nur geringe betriebliche aber keine umfängliche planerische Wirkung entfalten. Dafür gibt es vielfältige Gründe, etwa:

- weil die betriebliche Anwendung der Flexibilität in einer Ausbauverpflichtung resultiert, wie z.B. die Lastdimmung entsprechend derzeitiger gesetzlicher Lage,
- weil die in Rechnung Stellung von entsprechenden Entgelten, wie z.B. Baukostenzuschuss (BKZ) für Einspeiser um Überbauung zu inzentivieren, unter aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen nicht möglich ist,
- weil die Kosten für die Beschaffung netzdienlicher Flexibilität bei unseren Kunden kaum oder nur mit großem Aufwand anerkennungsfähig sind
- oder weil ihre Anwendung zu nachteiligen wirtschaftlichen Effekten für den Netzbetreiber führt oder führen kann (z.B. Erhöhung des Redispatch-Volumens in Folge der Einführung der Spitzenkappung).

Im Kontrast dazu werden im Effizienzszenario veränderte Rahmenbedingungen angenommen, insbesondere:

- kombinierte Netzanschlüsse von Windenergie-, Freiflächen-PV-Anlagen und Großbatteriespeichern mit Anschluss am Hochspannungsnetz mit erhöhter Auslastung der in Anspruch genommenen Netzanschlusskapazität,
- bedarfsgerechte oder ersatzweise pauschale aber planerisch wirksame Reduktion der Einspeisespitzen aus Aufdach-PV-Anlagen oder einzeln angeschlossenen Freiflächen-PV-Anlagen,
- Vermeidung selten vorkommender, aber exzessiver Erhöhungen der Last in der Niederspannung in Folge lastverstärkender marktlicher Beeinflussung bei gleichzeitiger lokal vorliegender Starklastsituation durch zielgerichtete Lastdimmung entsprechend eines weiterentwickelten § 14 a EnWG ohne resultierende Ausbauverpflichtung.

2.2.1. Aktuelle Versorgungsaufgabe auf Grundlage des Regionalszenarios 2025

Die aktuelle Versorgungsaufgabe ist in überwiegendem Maße durch Anlagen mit Anschluss in der Niederspannung oder Mittelspannung geprägt. Anlagen mit Anschluss in der NE6 (UW MS/NS) werden in der tabellarischen Darstellung vereinfachend der NE7 (NS) zugeordnet.

Aktuelle Versorgungsaufgabe
Aufteilung der Bestandswerte aus dem Regionalszenario 2025 auf die Netzebenen, Leistungen in MW

	UW HöS/HS	HS	UW HS/MS	MS	UW MS/NS	NS
Photovoltaik auf oder an Gebäuden (MWp)				218,6		1484,6
Photovoltaik Freifläche (MWp)		32,8		1234,5		15,0
Windenergie an Land				178,4		0,1
Sonstige erneuerbare Erzeugung		261,7	47,5	242,7		78,4
Konventionelle Kraftwerke		83,1		11,4		116,1
Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)				0,0		207,5
Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen				0,0		0,0
Elektromobilität				11,8		177,9
Konventionelle Last (umfasst Haushalte, Gewerbe, Handel, Industrie, Landwirtschaft)		60,0	506,0	276,1		883,3
Stand-alone Rechenzentren						
Elektrolyseure						
Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)				5,8		234,5
Großbatteriespeicher (ab 1 MW)				91,9		
Pumpspeicher						
Gesamt:		437,6	553,5	2.271,1	0	3.197,3

Aus den installierten Leistungen aller im Netz der LVN und ihrer nachgelagerter Verteilnetzbetreiber angeschlossenen Anlagen und dem Netzwirkungsfaktor sowie der Aggregation aller auf einen Punkt im Netz wirkenden Anlagen gemäß ihrer topologischen Verortung ergibt sich die Netz- oder Versorgungsaufgabe. Eine detaillierte Herleitung der Netzaufgabe und ihrer Beeinflussungsfaktoren haben die VNB der Planungsregion Bayern im gemeinsamen Dokument Netzaufgabe NAP 2026 – Planungsregion Bayern beschrieben.

In der aktuellen Netzaufgabe ergibt sich im Vergleich der Netzebenen ein divergentes Bild. In der Niederspannung ist die aggregierte auslegungsrelevante Leistung im Starklastfall größer als im Rückspeisefall, bei allerdings stark differierender räumlicher Zuordnung. Ab der Mittelspannung übersteigt die aggregierte auslegungsrelevante Leistung im Rückspeisefall, die des Starklastfalls. An der Übergabe zum Übertragungsnetz stehen in der aktuellen Netzaufgabe knapp 2 GW maximalem planerischen Bezug etwa 2,75 GW maximale planerische Einspeisung entgegen.

2.2.2. Voraussichtliche Versorgungsaufgabe T+5

Bei der Prognose der Netzaufgabe wird eine überwiegend lineare Entwicklung angesetzt. Wir erwarten keine Technologiesprünge und sehen keine Veranlassung einen grundlegenden Wandel des Verhaltens unserer Anschlusskunden zu einem festen Zeitpunkt in der Zukunft anzusetzen. Technologien und Marktmechanismen sind bereits vorhanden und etabliert. Technische, gesetzliche und regulatorische Rahmenbedingungen werden gerade aktuell erarbeitet und verhandelt. Ihre vollständige Wirksamkeit ist bereits in 2030 und ohne große Veränderung auch in den nachfolgenden Stützjahren zu erwarten.
Ausnehmend von diesem Grundsatz nehmen wir an, dass bis 2030 nur Großbatteriespeicher ans Netz gehen, deren Anschlussverhalten durch Netzanschlussverträge, nach dem bis Frühjahr 2026 gültigen Muster, bestimmt wird. Diese Netzanschlussverträge sehen ein netzneutrales Verhalten im Rückspeisefall aber eine uneingeschränkte Netzwirksamkeit im Starklastfall vor. Für später in Betrieb gehende Großbatteriespeicher kommt dieses Muster nicht mehr zur Anwendung.

2.2.3. Voraussichtliche Versorgungsaufgabe T+10

Es wird eine im zeitlichen Verlauf lineare Entwicklung angesetzt. Eine Einzeldarstellung der Netzaufgabe T+10 unterbleibt daher.

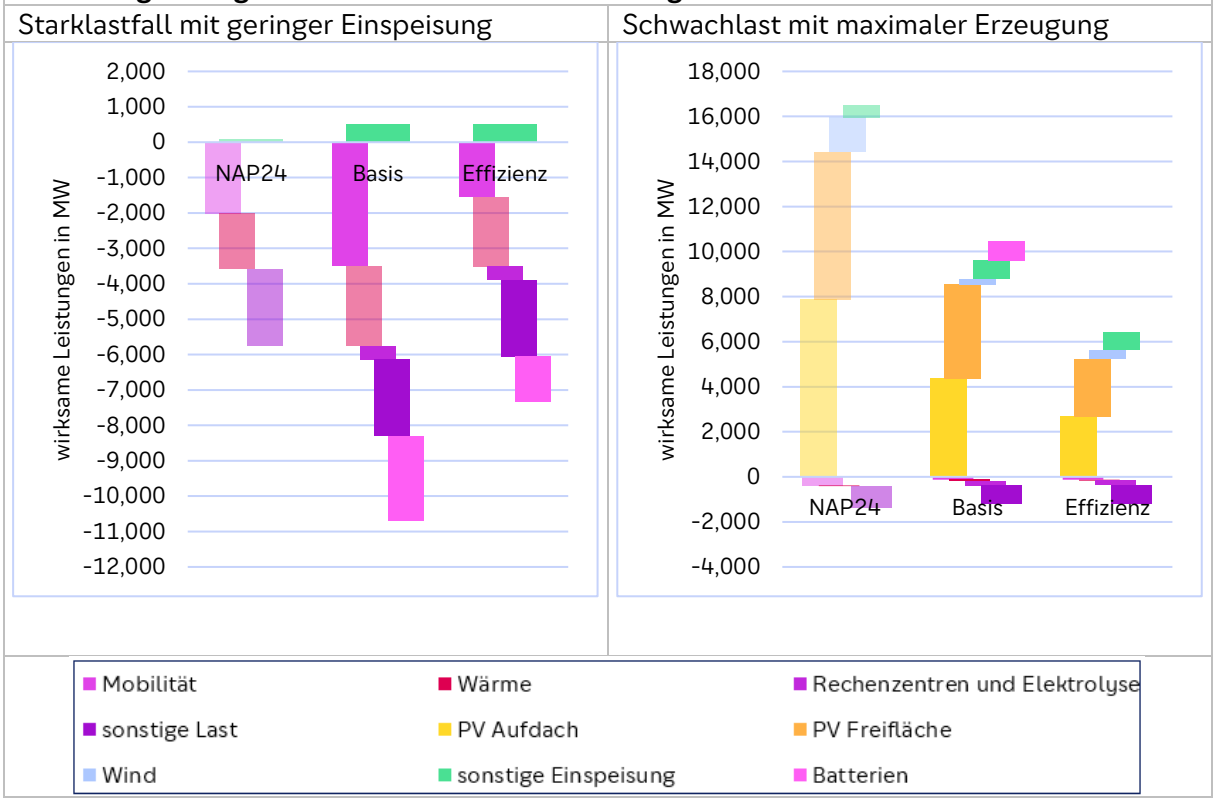
2.2.4. Voraussichtliche Versorgungsaufgabe 2045

Zur Verdeutlichung der Wirkung der vielfältigen Einflüsse auf die Netzaufgabe ist nachfolgend exemplarisch die nach Treibern differenzierte netzwirksame Leistung der NE 2 bei Klimaneutralität dargestellt.
Im Vergleich zum NAP2024 sieht das Basisszenario einen stärkeren Beitrag aus E-Mobilität insbesondere auf Grund der deutlich stärker ausgeprägten marktlichen Optimierung der Ladevorgänge. Der Beitrag der Wärme hat sich auf Grund angepasster Annahmen zur Anlagendimensionierung erhöht. Rechenzentren und Elektrolyseure sind in diesem NAP zusätzlich berücksichtigt, beeinflussen die Netzaufgabe jedoch nur lokal. Sonstige Lasten sind im zeitlichen Verlauf weitestgehend konstant und von marktlichen Effekten unberührt. Veränderungen ergeben sich nur lokal z.B. durch Produktionsverlagerungen. Der netzwirksame Beitrag der Speicher ist im Starklastfall des Basisszenarios hoch. Zur sonstigen Erzeugung (vorwiegend Kraftwerke) lag in diesem NAP eine aussagekräftige Datengrundlage aus dem NEP-Prozess vor. Die resultierende netzwirksame Leistung ist im Starklastfall mit ca. 10,2 GW gegenüber dem NAP2024 deutlich um ca. 80 % erhöht.
Im Effizienzszenario kann durch die in Kapitel 2.2 beschriebenen Anpassungen der Beitrag der E-Mobilität und der ladenden Speicher stark reduziert werden. Die resultierende netzwirksame Leistung sinkt dadurch um ca. 40% auf nur noch 6,8 GW. Allerdings stellt auch dies im Vergleich zur heute vorliegenden Last eine Vervierfachung dar.

Im Schwachlastfall hat die Anpassung der Prognose der installierten Leistungen insbesondere aus PV-Anlagen zu einer Reduzierung der resultierenden netzwirksamen Leistung um 39 % geführt. Der leistungserhöhende Beitrag einspeisender Speicher ist im Basisszenario nur gering ausgeprägt, da Großbatteriespeicher mit bestehender Reservierung netzneutral sind und Kleinbatteriespeicher durch die Wechselrichterleistung begrenzt sind. Eine weitere Reduzierung der resultierenden Leistung im Effizienzszenario ergibt sich vorwiegend durch die

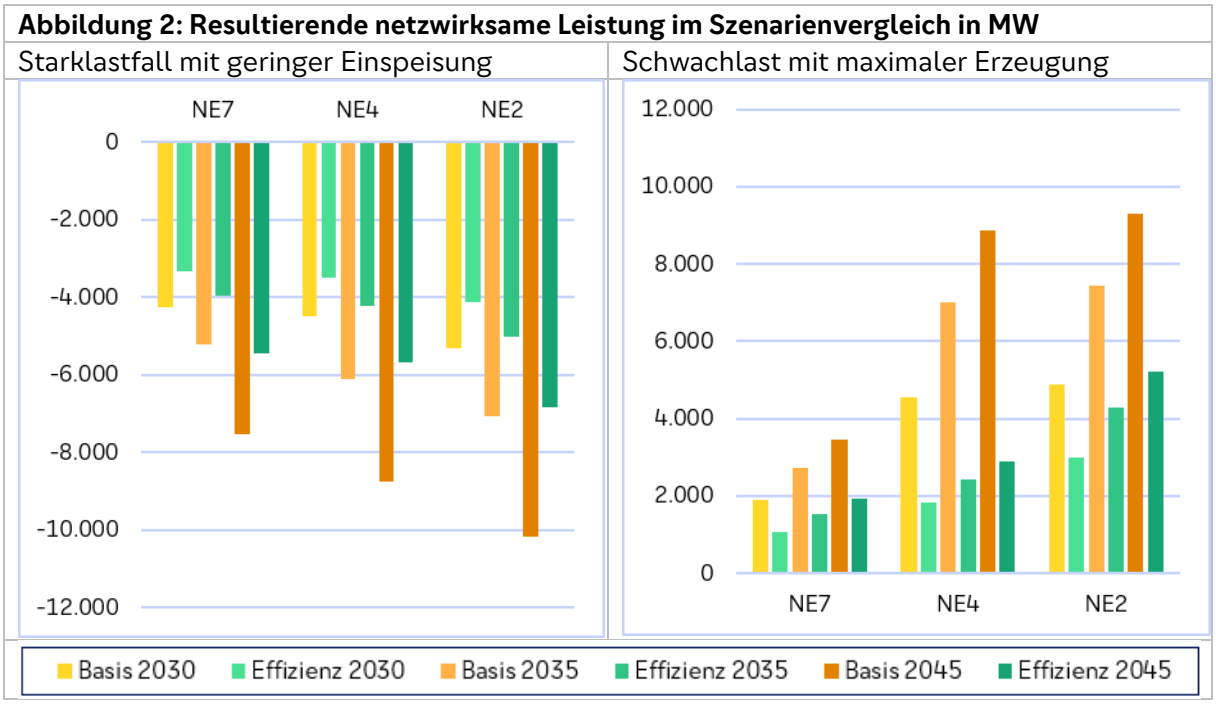
Anschlussaggregation von Freiflächen-PV-Anlagen und die Reduktion der Einspeisespitzen für Aufdach-PV-Anlagen. Die resultierende Leistung im Schwachlastfall ist in beiden Szenarien betragsmäßig geringer als die Leistung im Starklastfall. Auf Grund der räumlichen Divergenz begründen dennoch beide auslegungsrelevante Fälle Ausbaubedarf.

Abbildung 1: Prognostizierte netzwirksame Leistung der NE2 bei Klimaneutralität in MW



Die Wirkung der oben genannten Treiber differenziert stark nach betrachteter Netzebene und über die Verfügbarkeit der Flexibilitäten auch nach Stützjahr. Grundsätzlich verstärkt sich der Einfluss im Effizienzszenario durch Kumulation der Einzelbeiträge mit höherer Spannungsebene. Abweichend davon führt jedoch die Anschlussaggregation von Windenergie-, Freiflächen-PV-Anlagen und Großbatteriespeichern zu einer besonders starken Entlastung der NE 4.

Abbildung 2: Resultierende netzwirksame Leistung im Szenarienvergleich in MW



3. Netzdimensionierende Netzausbauplanung

Die in der Netzausbauplanung angewendeten Instrumente entsprechen dem NOVA-Prinzip und sind:

- Netzoptimierung durch Anpassung von Schaltzuständen
- Verstärkung bestehender Umspannanlagen / Ortsnetzstationen oder Leitungstrassen durch Erweiterung der Übertragungskapazität
- Ausbau durch Errichtung neuer Umspannanlagen und Ortsnetzstationen und Errichtung von Kabeln auf neuen Trassen.

Das nach Umsetzung der identifizierten Maßnahmen resultierende Netz genügt in der berechneten Variante den Anforderungen eines sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs in allen erwartbaren Lastflusssituationen und planungsrelevanten Ausfallsituationen passiv, also ohne Eingriff in die Erzeugung oder Last oder in die Netzstruktur.

Ergänzend dazu werden im Effizienzszenario zusätzlich Flexibilitäten als Instrument der Netzplanung mit einbezogen (NOXVA):

- bedarfsorientierte Beeinflussung der Bezugs- und Rückspeisesituationen mit Reduktion der resultierenden auslegungsrelevanten Leistung (vgl. Kapitel 2.2 und 2.2.4)
- Flex-Einsatz zur schnellen Auflösung von Überlastungen nach störungsbedingten Ausfällen im Rahmen der kurativen Systemführung

In der kurativen Systemführung kann durch Anpassung der im vermaschten Netz für den Fall eines spontanen Störungseintrittes vorgehaltenen Reserven eine Höherauslastung und somit eine Verringerung des Netzausbaubedarfs erreicht werden. Der Nutzen ist jedoch auf die NE2 und NE3 beschränkt.

Die für die Kostenschätzungen herangezogenen Grundlage ist die, welche sich aus zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Netzausbauplans laufenden, geplanten oder kürzliche abgeschlossenen Projekten ergibt. Zukünftige Veränderungen durch Anpassungen bei Materialpreisen oder sonstige Veränderungen sind in der Schätzung nicht enthalten. Der tatsächlich zu erwartende Investitionsbedarf kann die hier angegebenen Schätzungen somit deutlich übersteigen.

Nachfolgend werden die aggregierten Ausbauvolumina unterteilt nach Spannungsebenen aufgelistet. Detaillierte Angaben zu den einzelnen Maßnahmen sind in den ergänzenden Daten auf vnbdigital veröffentlicht. Maßgeblich für die Zuordnung der Einzelmaßnahme zu Aggregationszeitraum ist entsprechend der behördlichen Vorgaben der Baubeginn der Maßnahmen, nicht der Zeitpunkt ihrer planerischen Notwendigkeit. Dies stellt eine strukturelle Veränderung zum letzten Netzausbaubericht dar.

3.1. Hochspannung

Die Erweiterung des Hochspannungsnetzes erfolgt überwiegend innerhalb bestehender Trassen und als Freileitung, da auf diese Weise eine effiziente Zielerreichung gewährleistet werden kann. Ergänzend dazu werden neue Umspannanlagenstandorte sowohl in der NE zwei als auch in der NE vier erschlossen. Die Notwendigkeit dieser neuen Standorte ergibt sich aus der beschränkten Erweiterbarkeit der Strukturen in den jeweils unterlagerten Netzebene sowie aufgrund der Prämisse eines kosteneffizienten Netzausbaus, die gegen eine reine Erweiterung bestehender Standorte spricht. Der Bedarf dieser strukturellen Erweiterung wurde im NAP2024 ermittelt und in diesem NAP erneut überprüft. Die Erschließung neuer Standorte stellt auf Grund der vielfältigen Betroffenheiten eine besondere Herausforderung dar.

Um die sichere Beherrschung der maximalen Kurzschlussströme zu gewährleisten ist ergänzend zum Einsatz von Kurzschlussdrosseln eine Trennung des Hochspannungsnetzes der LVN und der nVNB von derzeit zwei Teilnetzen in zukünftig vier Teilnetze erforderlich. Der verringerte Vermaschungsgrad erhöht den Netzausbaubedarf zusätzlich.

Die Übertragungsfähigkeiten der Betriebsmittel werden gegenüber den heute üblicherweise vorhandenen Betriebsmitteln gesteigert durch Einsatz von Leiterseilen des Typs 304-AL1/49-ST1A und 565-AL1/72-ST1A als Einfachseil oder Doppelbündel sowie durch Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen. Die Übertragungsfähigkeit der HöS/HS-Transformatoren wird durch Einführung einer kurzzeitigen Überlastfähigkeit an die Netzaufgabe angepasst. Im Bereich der HS/MS-Transformatoren kommen vermehrt Transformatoren mit einer Übertragungsfähigkeit von 80 MVA zum Einsatz. Die Rückwirkungen aus dieser Erhöhung der Übertragungsfähigkeit auf die Auslegung weiterer angeschlossener Betriebsmittel wurden berücksichtigt.

Mit Kenntnis dieses bis zur Klimaneutralität erforderlichen Netzausbaus wird dann der Handlungsbedarf in den Stützjahren ermittelt. Der Umfang der Maßnahme orientiert sich dabei an dem Bedarf bei Klimaneutralität, erlaubt aber sinnvolle Zwischenschritte, wie beispielsweise die stückweise Erweiterung bestehender Anlagen um zusätzliche Transformatoren oder zusätzliche Schaltanlagen. Im nächsten Schritt werden die Bedarfe mit erwartbaren Realisierungszeiträumen und Ressourcenverfügbarkeiten zusammengeführt und zu einem Maßnahmenplan zusammengeführt.

3.1.1. Hochspannungsmaßnahmen im Basisszenario:

Die für die Engpassvermeidung oder -minderung erforderlichen Optimierungs-, Verstärkungs-, Erneuerungs- und Ausbaumaßnahmen differenziert nach Baubeginn je Zeitraum werden in der nachfolgenden Tabelle zusammenfassend für das Basisszenario dargestellt. Unterschieden wird in Leitungsmaßnahmen (Kabel und Freileitungen) und Anlagenstandorte.

Netzdimensionierende Ausbauplanung Hochspannung (Basisszenario)
inkl. Höchst- auf Hochspannung sowie Hoch- auf Mittelspannung

Zeitraum	Maßnahme	geschätzte Menge	erwarteter Ausbaubedarf
2025 bis 2030 (T+5)	NE 2: HöS/HS UW	4 Maßnahmen	126 Mio. Euro
	NE 3: HS-Leitungen	274 km	495 Mio. Euro
	NE 4: HS/MS UW	34 Maßnahmen	354 Mio. Euro
2031 bis 2035 (T+10)	NE 2: HöS/HS UW	6 Maßnahmen	197 Mio. Euro
	NE 3: HS-Leitungen	240 km	486 Mio. Euro
	NE 4: HS/MS UW	45 Maßnahmen	378 Mio. Euro
2036 bis 2045 (Zielnetz)	NE 2: HöS/HS UW	13 Maßnahmen	321 Mio. Euro
	NE 3: HS-Leitungen	371 km	936 Mio. Euro
	NE 4: HS/MS UW	115 Maßnahmen	632 Mio. Euro

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

Eine Kartendarstellung der Maßnahmen ist im Anhang 8.1 enthalten.

Im Basisszenario stellt insbesondere der hohe Maßnahmenumfang in den HöS/HS-UW und den HS/MS-UW eine Herausforderung dar, da die umfangreichen Maßnahmen an den bestehenden Standorten und im laufenden Betrieb umzusetzen sind. Eine Standort-Erweiterung oder Verlagerung ist auf Grund der vielfältigen Betroffenheiten in jedem Einzelfall zu prüfen. Zudem sind die Ressourcen nur begrenzt verfügbar.
Im Bereich der Hochspannungsleitungen kann der hohe planerische Bedarf in vielen Fällen auf Grund der langen Planungs- und Genehmigungszeiten nicht zeitnah gedeckt werden. Rund 90% aller bis T+10 auszubauenden Trassenkilometer kann voraussichtlich nur verzögert realisiert werden.

3.1.2. Hochspannungsmaßnahmen im Effizienzszenario

Im Effizienzszenario kann der erforderliche Ausbau durch die veränderte Netzaufgabe sowie die kurative Systemführung stark reduziert werden. Insbesondere entfällt auch die Bildung weiterer Teilnetze. Da auch im Effizienzszenario die sich derzeit in Planung und Umsetzung befindlichen Maßnahmen weiterhin erforderlich sind, bleiben die Ausbaubedarfe im Zeitraum (T+5) gegenüber dem Basisszenario weitgehend konstant. Eine Reduzierung ergibt sich erst in den späteren Zeiträumen.

Netzdimensionierende Ausbauplanung Hochspannung (Effizienzszenario)
inkl. Höchst- auf Hochspannung sowie Hoch- auf Mittelspannung

Zeitraum	Maßnahme	geschätzte Menge	erwarteter Ausbaubedarf
2025 bis 2030 (T+5)	NE 2: HöS/HS UW	4 Maßnahmen	126 Mio. Euro
	NE 3: HS-Leitungen	261 km	342 Mio. Euro
	NE 4: HS/MS UW	34 Maßnahmen	275 Mio. Euro
2031 bis 2035 (T+10)	NE 2: HöS/HS UW	4 Maßnahmen	77 Mio. Euro
	NE 3: HS-Leitungen	187 km	270 Mio. Euro
	NE 4: HS/MS UW	32 Maßnahmen	227 Mio. Euro
2036 bis 2045 (Zielnetz)	NE 2: HöS/HS UW	3 Maßnahmen	64 Mio. Euro
	NE 3: HS-Leitungen	147 km	295 Mio. Euro
	NE 4: HS/MS UW	72 Maßnahmen	490 Mio. Euro

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

Im Effizienzszenario kann der Maßnahmenumfang in den HöS/HS-UW und den HS/MS-UW deutlich reduziert werden. Verzögerungen sind hier nur noch im Zeitraum T+5 zu erwarten. Im Bereich der HS-Leitungen ist das Projektvolumen deutlich geringer. Sofern Planungs- und Genehmigungsverfahren zügig und zielgerichtet abgeschlossen werden können, sind nur wenige Verzögerungen gegenüber der planerischen Notwendigkeit zu erwarten.

3.2. Mittel- bis Niederspannung

Mittelspannung

Für die Ermittlung des Ausbaubedarfs in der Netzebene Mittelspannung wurde ein Optimierungsalgorithmus zur Anwendung gebracht. Dieser Algorithmus analysiert innerhalb eines vorgegebenen zusammenhängenden Netzteils mögliche Optimierungen der Bestandsstruktur, notwendige Verstärkungs- und Ausbaubedarfe sowie den Zubau neuer Verbindungen. Der Algorithmus bewertet die identifizierten Maßnahmen hinsichtlich ihres Beitrags für die Versorgungsaufgabe, dem Erneuerungsbedarf und den Kosten und ermittelt daraus den technisch erforderlichen und kostenoptimalen Ausbaubedarf. Bei der Auswahl neuer Betriebsmittel kommt der hinsichtlich der Übertragungsfähigkeit optimierte Kabeltyp NA2XS(F)2Y 300 mm² zum Einsatz.
Bei der Bewertung des Ausbaubedarfs für die Bezugssituation findet die (n-1)-Sicherheit Berücksichtigung. Für die Bewertung der Einspeisesituation wird hingegen nur eine n-0 sichere Auslegung der Betriebsmittel geplant. Die kurative Systemführung findet im Mittelspannungsnetz keine Anwendung.

Niederspannung:

Grundlage für die Ermittlung des Netzausbaubedarfs in der Netzebene Niederspannung ist ein detailliertes Assetmodell der Netzkomponenten. Nach Zuordnung der für die Stützjahre erwarteten Anlagenzuwächse auf Ebene der Hausanschlüsse werden mittels Netzberechnung Transformatoren und Leitungen mit übertragungskapazitätsbedingtem Ausbaubedarf sowie Spannungsbandverletzungen identifiziert und darauf abgestimmte Ausbaumaßnahmen ermittelt. Der Lösungsraum umfasst die Aufteilung von Niederspannungssträngen, den Austausch von Transformatoren in bestehenden Ortsnetzstationen (ONS) durch

leistungsstärkere Transformatoren oder regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT), den Ersatzneubau bestehender sowie den Zubau neuer ONS.

3.2.1. Mittel- und Niederspannungsmaßnahmen im Basisszenario

Im Mittel- und Niederspannungsnetz erfolgt auf Grund der großen Stückzahl an zentraler Stelle keine Maßnahmenplanung sondern nur eine Mengenplanung. Für die geforderte aggregierte Darstellung nach Baubeginn in den Zeitscheiben, wurden die Mengen daher über den Betrachtungszeitraum linearisiert. Zur Umsetzung der benannten Mengen in den benannten Zeiträumen ist eine deutliche Beschleunigung des Netzausbaus erforderlich. Zur Erfüllung des netzplanerischen Bedarfs im Zeitraum T+5 wäre eine noch darüberhinausgehende Steigerung erforderlich. Im Transformationszeitraum wird es daher absehbar zu Engpässen kommen in denen Lastdimmung und Einspeisebegrenzung herangezogen werden.

Netzdimensionierende Ausbauplanung Mittel- bis Niederspannung (Basisszenario)

Zeitraum	Maßnahme	Geschätzte Menge	erwarteter Ausbaubedarf
2025 bis 2030 (T+5)	NE 5: MS-Leitungen	1.554 km	311 Mio. Euro
	NE 6: MS/NS UW	2.423 Maßnahmen	264 Mio. Euro
	NE 7: NS-Leitungen	1.133 km	187 Mio. Euro
2031 bis 2035 (T+10)	NE 5: MS-Leitungen	1.554 km	311 Mio. Euro
	NE 6: MS/NS UW	2.423 Maßnahmen	264 Mio. Euro
	NE 7: NS-Leitungen	1.133 km	187 Mio. Euro
2036 bis 2045 (Zielnetz)	NE 5: MS-Leitungen	3.107 km	621 Mio. Euro
	NE 6: MS/NS UW	4.847 Maßnahmen	527 Mio. Euro
	NE 7: NS-Leitungen	2.266 km	374 Mio. Euro

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

Auf Grund der Vielzahl an Maßnahmen sind diese der Karte in 8.2 nicht einzeln zu entnehmen.

3.2.2. Mittel- und Niederspannungsmaßnahmen im Effizienzszenario

Im Effizienzszenario resultiert die mittels der Beeinflussung von Bezugs- und Einspeisespitzen deutlich veränderte Netzaufgabe in einen geringeren Ausbaubedarf. Die Unterteilung der Volumina auf die Zeiträume erfolgt auch im Effizienzszenario mittels Linearisierung über den Betrachtungszeitraum.
Im Bereich der NE6 und NE7 entspricht der Umfang der benannten Maßnahmen einer Steigerung um etwa zehn Prozent gegenüber dem aktuellen Ausbauvolumen. Ein entsprechender Wachstumspfad erscheint aus heutiger Sicht realisierbar.. Im Bereich der Mittelspannung ist eine deutlichere aber dennoch voraussichtlich umsetzbare Steigerung erforderlich. Verzögerungen gegenüber dem planerischen Bedarf sind im Effizienzszenario nur im Zeitraum T+5 zu erwarten und können in den Folgezeiträumen wieder aufgeholt werden.

Netzdimensionierende Ausbauplanung Mittel- bis Niederspannung

Zeitraum	Maßnahme	Geschätzte Menge	erwarteter Ausbaubedarf
2025 bis 2030 (T+5)	NE 5: MS-Leitungen	981 km	196 Mio. Euro
	NE 6: MS/NS UW	2.161 Maßnahmen	165 Mio. Euro
	NE 7: NS-Leitungen	865 km	143 Mio. Euro
2031 bis 2035 (T+10)	NE 5: MS-Leitungen	981 km	196 Mio. Euro
	NE 6: MS/NS UW	2.161 Maßnahmen	165 Mio. Euro
	NE 7: NS-Leitungen	865 km	143 Mio. Euro
2036 bis 2045 (Zielnetz)	NE 5: MS-Leitungen	1.962 km	392 Mio. Euro
	NE 6: MS/NS UW	4.4321 Maßnahmen	329 Mio. Euro
	NE 7: NS-Leitungen	1.729 km	285 Mio. Euro

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

4. Nicht Netzdimensionierender Ausbaubedarf

Die hier aufgeführten Maßnahmen umfassen altersbedingten Ersatzmaßnahmen und notwendigen Rückbau, welche nicht in Zusammenhang mit einer netzdimensionierenden Ausbaumaßnahme stehen und keine maßgebliche Erhöhung der Übertragungsfähigkeit mit sich bringen. Der überwiegende Teil dieser Maßnahmen umfasst die Erneuerung von Ortsnetzstationen und wird ergänzt durch vereinzelte Rückbauten von MS-Leitungen, Mittelspannungs-Schaltanlagen oder HS-Leitungen in geringem Umfang. Zwischen den betrachteten Szenarien ergibt sich keine nennenswerte Differenz.
Der nicht netzdimensionierende Ausbau ist dem netzdimensionierenden in Umfang und Bedeutung im Betrachtungszeitraum klar untergeordnet.
Die Maßnahmen sind in den ergänzenden Daten aufgeführt.

Nicht netzdimensionierende Ausbauplanung

Zeitraum	erwarteter Ausbaubedarf
2025 bis 2030 (T+5)	95 Mio. Euro
2031 bis 2035 (T+10)	90 Mio. Euro
2036 bis 2045 (Zielnetz)	178 Mio. Euro

Reiner Ersatz / Rückbau / Altlastentsorgung

5. Bedarf an Systemdienstleistungen und Flexibilitätsdienstleistungen

5.1. Aktueller und zukünftiger Blindleistungsbedarf

LVN hat aktuell keinen Blindleistungsbedarf. Sowohl die auftretende spannungshebende als auch spannungssenkende Blindleistung kann gemäß bestehender vertraglicher Vereinbarungen kostenfrei aus dem Stellbereich der am LVN-Netz angeschlossenen Anlagen sowie aus nach- und vorgelagerten Netzen ausgeglichen werden.

Mit fortschreitender Systemtransformation wird die im Netzbetrieb erforderliche Blindleistung sowohl in spannungshebender wie auch in spannungssenkender Richtung ansteigen. Der Netzausbau in der Mittelspannung führt zu einem Anstieg der resultierenden spannungshebenden Blindleistung. Diese erreicht ihr Maximum bei gleichzeitig geringer Einspeisung und geringer Last. Zu ihrer Deckung wird im Basisszenario marktlich akquirierte Dienstleistung zur Spannungsregelung in Höhe von 440 Mvar ergänzt durch Blindleistungskompensationsspulen mit einer Leistung von 75 Mvar eingesetzt. Bei ca. 3 GW angeschlossenen Erzeugungsanlagen und Großbatteriespeichern in den NE2, NE3, NE4 kann angenommen werden, dass der Markt eine ausreichende Liquidität aufweist, um den Anforderungen zu entsprechen.
Ursächlich für die Veränderung der resultierenden spannungssenkenden Blindleistung ist der Anstieg des Übertragungsbedarfs in den Betriebsmitteln. Das Maximum der spannungssenkenden Blindleistung wird bei starker Einspeisung erreicht und kann aus dem Anlagenstellbereich gemäß TAR gedeckt werden.

5.2. Pilotprojekte zum Einsatz netzdienlicher Flexibilität

Das Pilotprojekt „dezentraler Netzbooster Bayerisch Schwaben“ von Amprion und LVN befindet sich aktuell in der Realisierungsphase. Ab 2029 werden fünf Großbatteriespeicher, angeschlossen an das Hochspannungsnetz der LVN, als Netzbooster für Amprion und LVN hochverfügbare und schnell abrufbare Flexibilität zur Verfügung stellen. Diese wird genutzt um hohe Auslastungen, welche in der Folge einer Störung auftreten, schnell in einen dauerhaft zulässigen Betriebszustand zurückzuführen.
Die Verfügbarkeit dieser Option ermöglicht den Übergang in den kurativen Netzbetrieb. Redundanzen, die in der derzeitigen Betriebsweise für die (n-1)-Sicherheit vorgehalten werden, können geringer ausgelegt werden und der Netzausbaubedarf kann gegenüber der Basisvariante verringert werden. Die kurative Systemführung ist Teil des Effizienzszenarios.

5.3. Effizienzszenario bietet Lösungen an

Das Basisszenario weist einen sehr hohen Netzausbaubedarf aus. Die Herausforderungen sind angesichts der Bedeutung für das Gelingen der Energiesystemtransformation groß und wurden auch im NAP2024 bereits herausgestellt. LVN hat die Investitionen in den Netzausbau in den vergangenen Jahren bereits deutlich gesteigert. Dennoch ist zur Umsetzung der oben genannten Maßnahmen des Basisszenarios eine darüber hinaus gehende deutliche Steigerung erforderlich. Gegenüber dem netzplanerischen Bedarf sind bei 50 - 70 % aller Maßnahmen Verzögerungen zu erwarten. Das entstehende Netz ermöglicht den Kunden hohe Flexibilität und damit alle Möglichkeiten zur wirtschaftlichen Optimierung. Die Infrastrukturkosten sind jedoch sehr hoch und konterkarieren den wirtschaftlichen Vorteil der marktlichen Optimierung.

Mit dem Effizienzszenario wurde daher ein Lösungsweg aufgezeigt, bei dem durch Anschlussaggregation und kurzzeitige und anlassbezogene Begrenzung der Flexibilität Einsparungen in Höhe von 45 % der Investitionskosten erzielt werden können. Zudem kann der Bedarf insbesondere im Zeitraum T+5 auf ein realisierbares Maß reduziert werden. Dies eröffnet

insbesondere die Möglichkeit die fortschreitende Transformation geordnet, zielgerichtet und auf einem realisierbaren Pfad umzusetzen.

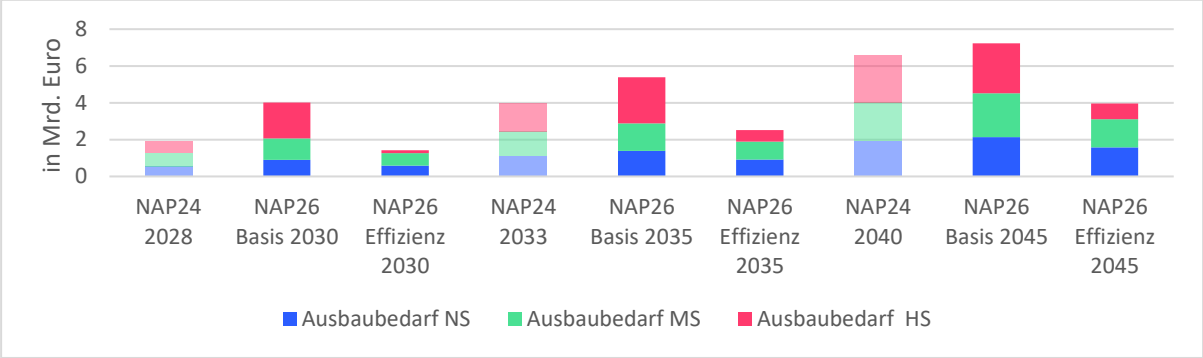


Abbildung 3: Vergleich des Ausbaubedarfs in den Szenarien

Im Effizienzszenario können die Einsparungen durch die Kombination folgender Lösungsansätze erzielt werden:

Mit 1 GW mehr Windenergie 2 GW PV ersetzen

Auf Grund seiner geografischen Lage ist das Netzgebiet von LVN stark durch die Einspeisung aus Photovoltaikanlagen geprägt. Photovoltaik zeichnet sich durch vergleichsweise niedrige Volllaststundenzahl und hohe Gleichzeitigkeit der Erzeugung im Netzgebiet aus. Die Erzeugungsprofile von PV- und Windkraftanlagen ergänzen sich gut und erlauben eine bessere Ausnutzung der Netzkapazität. Das Effizienzszenario sieht daher vor, dass der Zubau von Windenergieanlagen von 2 GW auf 3 GW gesteigert wird. Durch die fast doppelt so hohe Volllaststundenzahl von Wind gegenüber PV kann die bei LVN und ihren nachgelagerten Netzbetreibern angeschlossene PV-Leistung auf nur noch 10 GW statt vorher 12 GW ausgebaut werden, ohne die insgesamt erzeugte Jahresenergiemenge zu reduzieren.

Flächendeckender Einsatz von Einspeisesteckdosen

Einspeisesteckdosen stellen eine Lösungsoption für einen schnellen, koordinierten und effizienten Anschluss von PV-Freiflächenanlagen, Windenergieanlagen und Großbatteriespeichern dar. Im Pilotprojekt „Einspeisesteckdose Balzhausen“ hat LVN dieses Konzept bereits erfolgreich umgesetzt. Die Einspeisesteckdose Balzhausen ging im Oktober 2025 in Betrieb und konnte im Pilotprojekt die volkswirtschaftlichen Kosten halbieren.

Bei Einspeisesteckdosen clustert und priorisiert der Netzbetreiber vorliegende Anschlussanfragen und bündelt die Anlagen an einem Netzverknüpfungspunkt. Durch geeignete Kombination von PV-Freiflächenanlagen mit Windenergieanlagen und Großbatteriespeichern und geeignete vertragliche Vereinbarungen kann mittels Überbauung eine hohe Ausnutzung der verfügbaren Netzanschlusskapazität erreicht werden. Der Einspeise-BKZ würde eine faire Verteilung der Kosten für die Anschlussherstellung zwischen Netzbetreiber und den Anlagenbetreibern ermöglichen.

Im Effizienzszenario plant LVN die Errichtung von 48 Einspeisesteckdosen mit 2,4 GW aus PV-Freiflächenanlagen, 2,8 GW aus Windenergieanlagen und 860 MW aus Großbatteriespeichern. Dies führt dazu, dass der Ausbau von PV-Freiflächenanlagen überwiegend in der Nähe von Windeignungsgebieten stattfindet. Der verteilte Ausbau mit Anschluss in der Mittelspannung fällt entsprechend geringer aus, ebenso der Anschluss von Großbatteriespeichern. Dies verringert den Ausbaubedarf in NE4 maßgeblich.

Die Einführung von Clustering steht im aktuellen Netzpaket derzeit zur Diskussion. Darüber hinaus wäre das gesteigerte Setzen von Standortsignalen und eine Priorisierung für Einspeiseanlagen Grundlage einer effizienten Integration. LVN zeigt in diesem NAP den hohen Beitrag dieses Ansatzes.

Begrenzung von PV-Einspeisespitzen
Das Solarspitzengesetz fordert für PV-Aufdachanlagen derzeit übergangsweise bis zum Einbau eines iMSys eine Begrenzung auf 60% der Modulleistung. Ist ein iMSys verbaut, hat der Netzbetreiber die Möglichkeit die Anlage bei drohendem Engpass bedarfsgerecht zu begrenzen. Das Vorliegen eines solchen Engpasses begründet jedoch auch einen Netzausbaubedarf. Die Begrenzung der PV-Einspeisespitzen wurde daher im Basisszenario nicht berücksichtigt.
Gleichzeitig ist davon auszugehen, dass die im Zuge dieses Ausbaus geschaffenen Netzkapazitäten nur selten genutzt werden, da in den entsprechenden Situationen häufig (aber nicht immer) ein marktlicher Anreiz zur Lasterhöhung oder Einspeicherung besteht.
Im Effizienzszenario wird daher davon ausgegangen, dass für PV-Aufdachanlagen und PV-Freiflächenanlagen eine bedarfsgerechte Begrenzung der Einspeiseleistung auf bis zu 60% der Modulleistung bei drohendem Engpass zulässig sind, ohne dass sich daraus eine Ausbauverpflichtung begründet.

Lastdimmung bei extremen Marktkonstellationen für Kleinbatteriespeicher, Elektromobilität sowie Großbatteriespeicher
Die aktuelle Gesetzeslage ermöglicht Netzbetreibern gemäß §14a EnWG die Dimmung flexibler Lasten bei drohendem Engpass. Jedoch begründet das Vorliegen einer solchen Engpasssituation gleichzeitig den Ausbaubedarf. Die Lastdimmung stellt derzeit daher kein planerisches Instrument dar und bleibt im Basisszenario unberücksichtigt.
Da auch hier der Markt häufig den Anreiz zur Lastsenkung und damit Netzentlastung setzen würde, würden auch hier zusätzliche Netzkapazitäten nur sehr selten genutzt. Das Effizienzszenario setzt daher voraus, dass bestehende Vorgaben so angepasst werden, dass der Netzbetreiber in den seltenen Fällen, in denen der Markt zusätzliche netzbelastendende Anreize setzt, Engpässe durch Lastdimmung abwenden kann, ohne dass daraus eine Netzausbauverpflichtung entsteht. Des Weiteren sieht das Effizienzszenario eine Anpassung der Leistungsgrenzen vor, sodass auch Heimbatteriespeicher wirksam begrenzt und Mehrbelastungen durch Nachholeffekte abgewendet werden können.

Kurative Systemführung
In der kurativen Systemführung können die im vermaschten Netz für den Fall eines spontanen Störungseintrittes vorgehaltenen Reserven angepasst werden. Dadurch kann eine Höherauslastung und somit eine Verringerung des Netzausbaubedarfs erreicht werden (vgl. 5.2). Dies darf jedoch nicht zu Lasten der Versorgungssicherheit gehen. Die Einführung braucht daher Umsicht, eine hohe Verfügbarkeit der kurativ eingesetzten Flexibilitäten sowie gesicherte Unterstützungssysteme und Kommunikation.

Die Umsetzung der Energietransformation stellt große Herausforderungen an die Stromnetzinfrastruktur und führt zu hohen Ausbaubedarfen und hohen Investitionsaufwendungen. Möglichkeiten zur Reduzierung des Netzausbaubedarfs und damit des Investitionsaufwandes und der Netzentgelte sollten daher konsequent erschlossen werden.

6. Spitzenkappung nach § 11 Absatz 2 EnWG
Derzeit befindet sich im LVN-Netz ein ausgewiesenes Spitzenkappungsgebiet. Die Ausweisung weiterer Spitzenkappungsgebiete wird fortlaufend eruiert.

Im Basisszenario ist die Spitzenkappung dennoch nicht vorgesehen, da sich das daraus ergebende Redispatchvolumen absehbar wirtschaftlich nachteilig für den Netzbetreiber auswirkt.
Im Effizienzszenario wird abweichend davon vorausgesetzt, dass regulatorische Vorgaben fortentwickelt werden. Ein Ausbau der Netze auf die letzte kWh ist volkswirtschaftlich ineffizient und sollte zukünftig nicht die Zielfunktion für die wirtschaftliche Optimierung der Netzbetreiber sein. Es wird daher eine Reduzierung der Einspeisung um bis zu 3%, bezogen auf die eingespeiste

Energie aller auf den Engpass wirkenden Anlagen zugelassen. Dies setzt eine Anpassung der aktuellen gesetzlichen Vorgaben voraus.

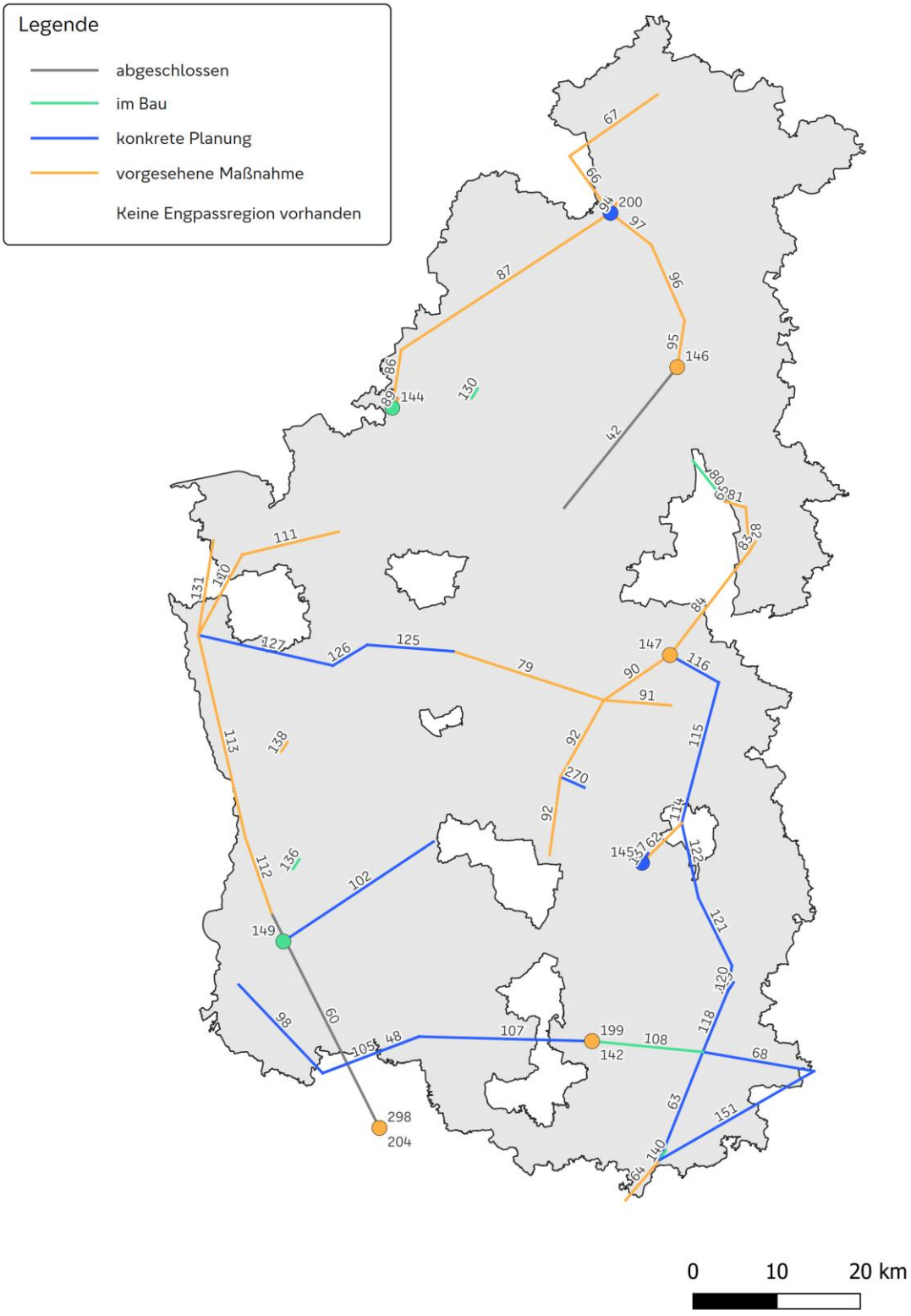
7. Stellungnahmen

Vom 31. Oktober 2026 bis zum 28. November 2026 besteht auf vnbdigital-LVN die Möglichkeit, eine Stellungnahme zum vorliegenden Netzausbauplan einzureichen. Wir behalten uns das Recht vor, sachfremde oder unangemessene Stellungnahmen nicht zu veröffentlichen.

8. Anlage

Nachfolgende Karten stellen die Maßnahmen der NE2 und NE3 im Zeitraum T+10 sowie die Maßnahmen der NE4 im Zeitraum T+5 in ihrer geografischen Verortung dar. Weitere Details zu den Maßnahmen können auf vnbdigital eingesehen werden. Die Farben kennzeichnen den Status der Maßnahme zum Zeitpunkt der NAP-Veröffentlichung.

8.1. Karte HS


Legende
abgeschlossen
im Bau
konkrete Planung
vorgesehene Maßnahme
Keine Engpassregion vorhanden
200
146
144
147
149
298
204
199
142
145
0
10
20 km

Legende der Maßnahmen

abgeschlossen

42 110-kV-Leitung B5, Anl. 58001, Stp. 233 (UW Horgau) - Stp. 306 bei Erlingen
60 110-kV-Leitung A11/R11, Anlage 11601 & 11611 & 67006 UW-Leupolz - UW Memmingen2
65 110-kV-Leitung C6, Anlage 60003 UW Lechhausen - Stützpunkt 33 Derching

im Bau

80 110-kV-Leitung C6, Anlage 60001 Stützpunkt 33 Derching - UW Gersthofen
108 110-kV-Leitung P6, Anlage 64601 UW Bidingen - UW Schongau
130 110-kV-Leitung Kabelneubau, Anbindung UW Donauried
136 110-kV-Leitung Freileitungsneubau, Anbindung UW Holzgünz
140 110-kV-Leitung Freileitungsneubau, Anbindung UW Prem
144 UW Gundremmingen: Erweiterung/Neubau
149 UW Woringen: Erweiterung
204 UW Leupolz: Erweiterung

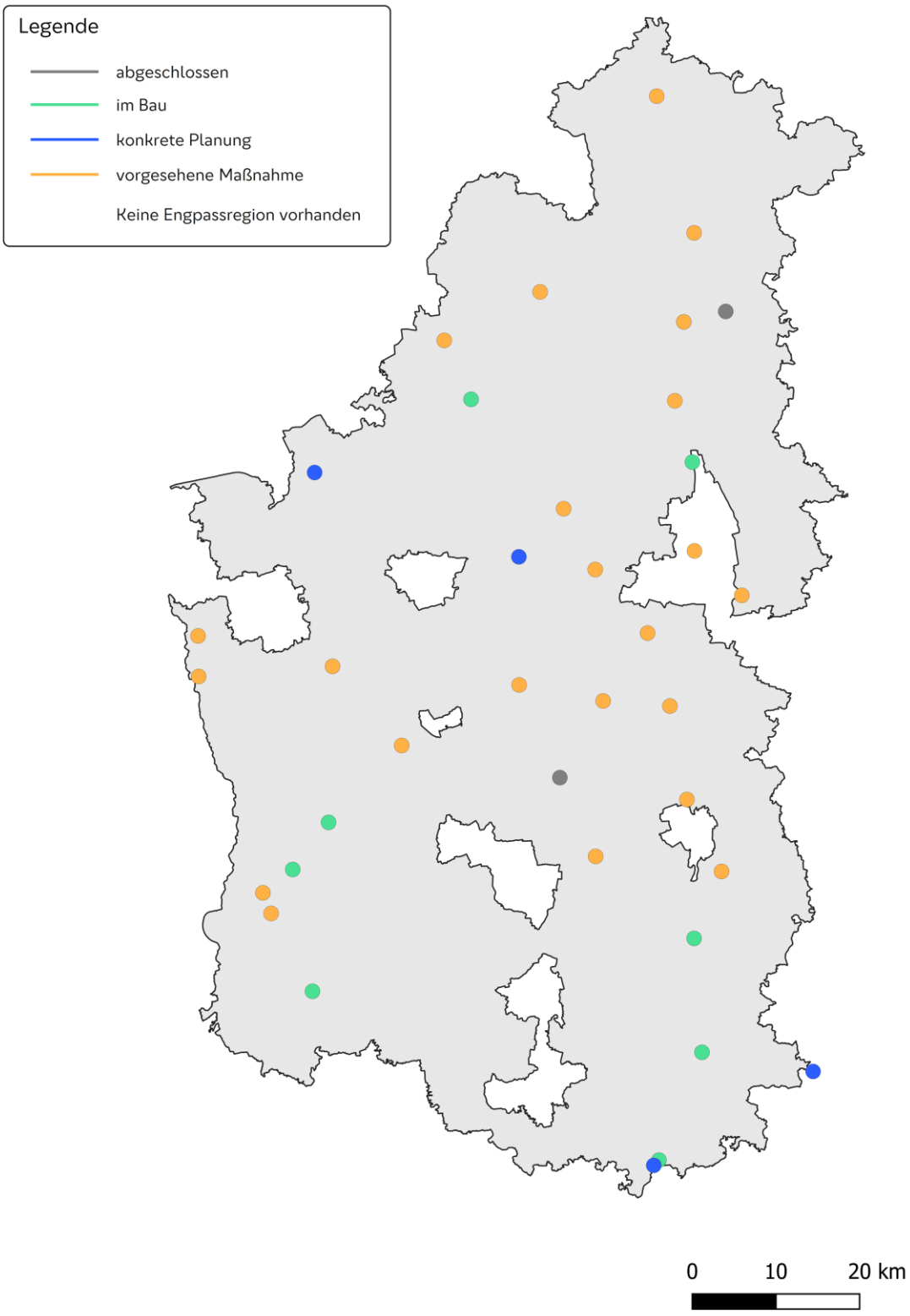
konkrete Planung

48 110-kV-Leitung O6/A11, Einf. Krugzell, Anl. 66001, Stp. 9 bei Dietmannsried - UW Krugzell
63 110-kV-Leitung T6, Anlage 69501 UW Schongau - UW Prem
68 110-kV-Leitung H6/T6, Anlage 65701 UW Schongau - UW Peissenberg
98 110-kV-Leitung L6, Anlage 67001 Stützpunkt 69 Steinbach - UW Krugzell
102 110-kV-Leitung O11, Anlage 11351 UW Woringen- UW Oberauerbach
105 110-kV-Leitung O6, Anlage 66001 UW Krugzell - UW Obergünzburg
107 110-kV-Leitung O6, Anlage 66001 & 64401 & 64501 UW Bidingen - UW Obergünzburg
114 110-kV-Leitung R6, Anlage 69001 UW Landsberg - Stützpunkt 162 Kaufering
115 110-kV-Leitung R6, Anlage 69001 UW Prittriching - Stützpunkt 162 Kaufering
116 110-kV-Leitung R6, Anlage 69001 & 04175 UW Prittriching - UW Oberottmarshausen
118 110-kV-Leitung R6, Anlage 69001 UW Schongau - Stützpunkt 50/a Kinsau
119 110-kV-Leitung R6, Anlage 69001 UW Kinsau- Stützpunkt 50/a Kinsau
120 110-kV-Leitung R6, Anlage 69001 Stützpunkt 61 Kinsau- Stützpunkt 50/a Kinsau
121 110-kV-Leitung R6, Anlage 69001 Stützpunkt 61 Kinsau- Stützpunkt 95 Dornstetten
122 110-kV-Leitung R6, Anlage 69001 UW Landsberg- Stützpunkt 95 Dornstetten
125 110-kV-Leitung V11, Anlage 11501 UW Balzhausen - UW Krumbach
126 110-kV-Leitung V11, Anlage 11501 UW Breitenthal - UW Krumbach
127 110-kV-Leitung V11, Anlage 11501 UW Breitenthal - UW Vöhringen
137 110-kV-Leitung Kabelneubau, Anbindung UW Suchraum Ost
145 UW Suchraum Ost: Neubau
151 110-kV-Leitung A6, Anlage 65001 UW Peißenberg - Pkt Urspring
200 UW Suchraum Nord: Neubau
270 110-kV-Leitungsneubau, Anbindung UW Gennach

vorgesehene Maßnahme

62 110-kV-Leitung E6/W6, Anlage 63501 & 69101 Suchraum Ost - UW Landsberg
64 110-kV-Leitung T6, Anlage 69505 & 69501 ab UW Prem
66 110-kV-Leitung E5/H5, Anlage 50501 UW Donauwörth - Stützpunkt 37a (UW Harburg)
67 110-kV-Leitung E5/H5, Anlage 50601 Stützpunkt 37a (UW Harburg) - UW Monheim
79 110-kV-Leitung B6, Anlage 62501 UW Balzhausen - UW Schwabmünchen
81 110-kV-Leitung C6, Anlage 60001 Stützpunkt 33 Derching - Stützpunkt 46 Friedberg
82 110-kV-Leitung C6, Anlage 60004 Stützpunkt 35 Derching - UW Stätzling
83 110-kV-Leitung C6, Anlage 60006 Stützpunkt 46 Friedberg - UW Friedberg
84 110-kV-Leitung C6/Y6, Anlage 60001 & 61404 & 61401 Stützpunkt 55 Friedberg - UW Oberottmarshausen
85 110-kV-Leitung D5, Anlage 51701 Stützpunkt 106/66 Auchsheim - UW Donauwörth
86 110-kV-Leitung Q5, Anlage 54001 UW Gundremmingen - UW Lauingen
87 110-kV-Leitung D5, Anlage 54101 Stützpunkt 106/66 Auchsesheim - UW Lauingen
89 110-kV-Leitung D5, Anlage 54004 UW Gundremmingen - Stützpunkt 206 Pkt. Gundremmingen 1
90 110-kV-Leitung J6/Z6, Anlage 62001 UW Oberottmarshausen - Stützpunkt 45 Schwabmünchen
91 110-kV-Leitung J6/Z6, Anlage 62003 UW Lagerlechfeld - Stützpunkt 11 Kleinaitingen
92 110-kV-Leitung J6/Z6, Anlage 62001 UW Irsingen - Stützpunkt 45
94 110-kV-Leitung L5/K5, Anlage 51701 Stützpunkt 106/66 Auchsheim - UW Donauwörth
95 110-kV-Leitung L5/K5, Anlage 04543 UW Meitingen - Stützpunkt 19 Ellgau
96 110-kV-Leitung L5/K5, Anlage 52001 Stützpunkt 19 Ellgau - UW Bäumenheim
97 110-kV-Leitung L5/K5, Anlage 52001 Stützpunkt 106/66 Auchsheim - UW Bäumenheim
110 110-kV-Leitung Q5, Anlage 50001 & 53001 UW Vöhringen - Stützpunkt 49 Pfaffenhofen
111 110-kV-Leitung Q5, Anlage 53001 Stützpunkt 49 Pfaffenhofen - Stützpunkt 97 Ebersbach
112 110-kV-Leitung Q6, Anlage 63101 & 63001 UW Memmingen 2 - UW Heimertingen
113 110-kV-Leitung Q6, Anlage 63001 UW Vöhringen - UW Heimertingen
131 110-kV-Leitung W5, Anlage 50101 Stützpunkt 62/15 Holzheim - UW Vöhringen
138 110-kV-Leitung Leitungneubau, Anbindung UW Suchraum Babenhausen
142 UW Bidingen: Erweiterung
146 UW Meitingen: Erweiterung
147 UW Oberottmarshausen: Erweiterung
199 UW Bidingen: Erweiterung
298 UW Leupolz: Erweiterung

8.2. Karte MS


Legende
abgeschlossen
im Bau
konkrete Planung
vorgesehene Maßnahme
Keine Engpassregion vorhanden
0
10
20 km