Netze BW

Netzausbauplan 2026

Ausbau des
elektrischen Verteilnetzes
der Netze BW GmbH



Ein Unternehmen der EnBW

Inhalt

Abkürzungsverzeichnis ... 3

1 Einleitung ... 4

1.1 Gesetzlicher Rahmen ... 4
1.2 Versorgungsaufgabe und Versorgungsgebiet ... 4

2 Planungsgrundlagen ... 5

2.1 Regionalszenario der Planungsregion SÜDWEST ... 5
2.2 Aktuelle Versorgungsaufgabe auf Grundlage des Regionalszenarios 2025 ... 7
2.3 Voraussichtliche Entwicklung der Versorgungsaufgabe ... 7

3 Netzdimensionierende Netzausbauplanung ... 8

3.1 Hochspannung ... 9
3.2 Mittel- und Niederspannung ... 11
3.3 Verzögerungen ... 13

4 Nicht netzdimensionierender Ausbaubedarf ... 14

5 Bedarf an Systemdienstleistungen und Flexibilitätsnutzung ... 15

5.1 Bedarf an Systemdienstleistungen ... 15
5.2 Flexibilitätsnutzung ... 15
5.2.1 Flexible Netzanschlussvereinbarungen ... 15
5.2.2 Niederspannungs-Netzleitsystem ... 15

6 Spitzenkappung nach § 11 Absatz 2 EnWG ... 16

7 Stellungnahmen ... 17

Literaturverzeichnis ... 18



Abkürzungsverzeichnis

EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
FNN	Forum Netztechnik/Netzbetrieb
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
MS	Mittelspannung
NAP	Netzausbauplan
NE	Netzebene
NEP	Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber
NS	Niederspannung
ONS	Ortsnetzstation (Netzebene 6)
UW	Umspannwerk (Netzebene 2 oder 4)
VDE	Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik
VNB	Verteilnetzbetreiber



1 Einleitung

Der Netzausbauplan (NAP) zeigt, wie die Netze BW GmbH ihr Stromverteilnetz auf die Anforderungen der Energiewende vorbereitet. Er beschreibt die Entwicklung der Versorgungsaufgabe, den daraus abgeleiteten Optimierungs-, Verstärkungs- und Ausbaubedarf sowie die vorgesehenen Maßnahmen in den betrachteten Netzebenen. Damit schafft der NAP Transparenz über die langfristige Weiterentwicklung des Netzes und die dafür erforderlichen Investitionen.

Betrachtet werden folgende Netzebenen (NE):

- Netzebene 3 (Hochspannung)
- Netzebene 4 (Umspannwerke Hochspannung/Mittelspannung)
- Netzebene 5 (Mittelspannung)
- Netzebene 6 (Ortsnetzstationen Mittelspannung/Niederspannung)
- Netzebene 7 (Niederspannung)

1.1 Gesetzlicher Rahmen

Stromverteilnetzbetreiber mit mindestens 100.000 unmittelbar oder mittelbar angeschlossenen Kunden sind gemäß § 14d Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) [1] zur Erstellung eines NAP verpflichtet. Jeder betroffene Netzbetreiber veröffentlicht alle zwei Jahre einen NAP für sein Netzgebiet. Der NAP beschreibt die konkreten Vorhaben zur Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Stromnetzes innerhalb der nächsten fünf und zehn Jahre.

1.2 Versorgungsaufgabe und Versorgungsgebiet

Die Versorgungsaufgabe der Netze BW GmbH umfasst die zuverlässige Stromversorgung ihrer Kundinnen und Kunden sowie die Integration einer wachsenden Menge erneuerbarer Energien in das Netz. Die zunehmende dezentrale Einspeisung aus Wind- und Solarenergie, die fluktuierende Stromerzeugung und der steigende Bedarf an Speicherlösungen stellen neue technische Anforderungen an das Netz. Gleichzeitig muss die Infrastruktur für zusätzliche Verbraucher wie Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen geschaffen werden, ohne die Netzstabilität und Versorgungssicherheit zu beeinträchtigen.

Das Versorgungsgebiet der Netze BW GmbH ist überwiegend ländlich bis vorstädtisch geprägt. Die Netzinfrastruktur muss dort so optimiert, verstärkt und ausgebaut werden, dass sowohl der steigende Strombedarf infolge der Elektrifizierung des Verkehrs- und Wärmesektors als auch die zunehmende Einspeisung aus erneuerbaren Energien sicher aufgenommen werden können.

Der NAP 2026 der Netze BW GmbH ist das Ergebnis intensiver Analysen und Planungen. Er bildet die Grundlage für Investitionen in eine zukunftsfähige Netzinfrastruktur, die den ökologischen, ökonomischen und sozialen Anforderungen unserer Zeit gerecht wird. Der NAP leistet einen wesentlichen Beitrag zur erfolgreichen Umsetzung der Energiewende im Versorgungsgebiet der Netze BW GmbH.



2 Planungsgrundlagen

Dieses Kapitel beschreibt das der Netzausbauplanung zugrunde liegende Regionalszenario, die aktuelle Versorgungsaufgabe und deren voraussichtliche Entwicklung bis 2045.

2.1 Regionalszenario der Planungsregion SÜDWEST

Zur Abstimmung der Netzausbauplanung kommen die Stromverteilnetzbetreiber in sechs Planungsregionen zusammen und veröffentlichen für jede Planungsregion alle zwei Jahre ein Regionalszenario auf VNBdigital [2]. Die Szenariokennzahlen zu Erzeugung, Verbrauch und Flexibilitäten im Regionalszenario bilden die gemeinsame Grundlage für die Netzausbaupläne der einzelnen Netzbetreiber.

Der NAP basiert auf dem Regionalszenario 2025 der Planungsregion SÜDWEST. Dort sind zudem die Grundlagen der Netzausbauplanung beschrieben, welche bei der Erstellung des Netzausbauplans Anwendung gefunden haben.

Das Regionalszenario besteht gemäß § 14d Absatz 3 EnWG [1] aus einem Entwicklungspfad für die gesetzlich festgelegten klima- und energiepolitischen Ziele der Bundesregierung für das Zieljahr 2045. Dieser Entwicklungspfad beinhaltet zusätzlich zum Zieljahr 2045 die Stützjahre 2030 und 2035.

Neben den Kennzahlen des Regionalszenarios werden den Verteilnetzbetreibern (VNB) vorliegende und regional spezifische Informationen berücksichtigt. Dazu zählen bekannte Netzanschlussanfragen von Verbrauchern, Erneuerbaren Energien und Speicheranlagen sowie ausgewiesene Potenziale für die technologischen Treiber der Energiewende. Des Weiteren finden speziell ausgewiesene politische und kommunale Impulse Eingang in die Erstellung des Regionalszenarios.



Tabelle 1 zeigt die Kennzahlen des Regionalszenarios 2025 für das Versorgungsgebiet des Hochspannungsnetzes der Netze BW. Somit sind in Tabelle 1 sowohl das Mittelspannungs-konzessionsgebiet der Netze BW als auch die hochspannungsseitig versorgten Fremdnetzgebiete enthalten. Der NAP 2024 orientierte sich noch am Szenario B des Netzentwicklungsplans (NEP) der Übertragungsnetzbetreiber Version 2023. Die Szenariokennzahlen für das Versorgungsgebiet der Netze BW basieren nun auf Szenario A des NEP Version 2025.



Tabelle 1: Kennzahlen des Regionalszenarios 2025 für das HS-Versorgungsgebiet der Netze BW in MW

	Bestand (2024)	2030	2035	2045
Erneuerbare Energien				
Photovoltaik auf oder an Gebäuden	11.100	14.500	18.700	22.200
Photovoltaik Freifläche	1.100	3.400	6.800	9.500
Windenergie an Land	2.000	3.400	8.000	9.000
Sonstige erneuerbare Erzeugung	1.800	1.500	1.200	900
Summe	**16.000**	**22.800**	**34.700**	**41.600**
Speicheranlagen und konventionelle Erzeugung				
Pumpspeicher	370	390	400	420
Großbatteriespeicher	200	1.300	2.800	3.300
Kleinbatteriespeicher	1.300	2.400	5.500	6.200
Konventionelle Kraftwerke	1.400	1.200	1.100	800
Strombezug				
Wärmepumpen (dezentrale Wärmelösungen)	700	2.300	5.400	9.500
Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	100	200	300	600
Elektromobilität	2.200	8.300	19.200	33.600
Gleichzeitige konventionelle Last (umfasst Haushalte, Gewerbe, Handel, Industrie, Landwirtschaft)	6.700	7.000	7.300	7.900
Stand-alone Rechenzentren	2	60	140	160
Elektrolyseure	6	10	20	40

2.2 Aktuelle Versorgungsaufgabe auf Grundlage des Regionalszenarios 2025

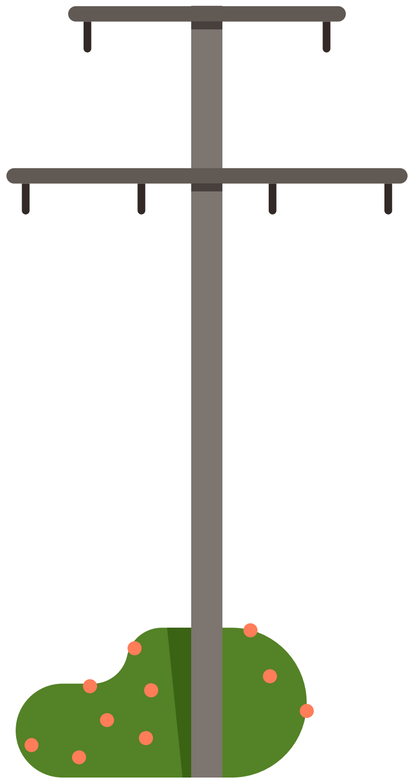
Tabelle 2 zeigt die Aufteilung der Bestandswerte des Regionalszenarios für das Jahr 2024 auf die Netzebenen und verdeutlicht damit die aktuelle Versorgungsaufgabe in den einzelnen Netzebenen.

2.3 Voraussichtliche Entwicklung der Versorgungsaufgabe

Die Versorgungsaufgabe der Netze BW GmbH wird sich bis 2045 durch die fortschreitende Elektrifizierung und die zunehmende dezentrale Einspeisung grundlegend verändern. Der NAP berücksichtigt daher die wesentlichen technologischen Treiber der Energiewende. Deren Auswirkungen auf die Netzebenen hängen insbesondere von der Leistungsklasse, der räumlichen Verteilung, dem Anschlusskonzept und dem Gleichzeitigkeitsverhalten ab. Größere Erzeugungsanlagen, Großwärmepumpen, Elektrolyseure, Ladeinfrastrukturen für elektrische Lkw und Großbatteriespeicher prägen vor allem die Hoch- und Mittelspannung. In der Niederspannung entstehen zusätzliche Anforderungen insbesondere durch den dezentralen Zubau von Photovoltaikanlagen, Wärmepumpen und Ladeeinrichtungen für Pkw sowie durch Kleinbatteriespeicher. Durch die gemeinsame Betrachtung dieser Entwicklungen und ihrer Wechselwirkungen bildet der NAP die voraussichtliche Versorgungsaufgabe bis 2045 netzebenenspezifisch ab und leitet daraus den erforderlichen Optimierungs-, Verstärkungs- und Ausbaubedarf ab.

Tabelle 2: Aktuelle Versorgungsaufgabe: Aufteilung der Bestände aus dem Regionalszenario 2025 auf Netzebenen (Bestand 2024) in MW

Bestand 2024 [MW]	HS	HS/MS	MS	MS/NS	NS
Photovoltaik auf oder an Gebäuden	7.384	-	190	2	3.546
Photovoltaik Freifläche	615	-	461	-	-
Windenergie an Land	1.370	-	597	-	2
Sonstige erneuerbare Erzeugung	1.231	9	545	3	55
Konventionelle Kraftwerke	1.379	-	50	-	-
Wärmepumpen (dezentrale Wärmelösungen)	373	-	0	-	373
Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	52	-	40	-	12
Elektromobilität	1.114	-	67	-	1.046
Gleichzeitige konventionelle Last (umfasst Haushalte, Gewerbe, Handel, Industrie, Landwirtschaft)	2.708	1.093	901	25	1.935
Stand-alone Rechenzentren	-	-	2	-	-
Elektrolyseure	3	-	3	-	-
Kleinbatteriespeicher	627	-	3	-	623
Großbatteriespeicher	101	-	59	-	-
Pumpspeicher	371	-	-	-	-



3 Netzdimensionierende Netzausbauplanung



Dieses Kapitel beschreibt den netzdimensionierenden Optimierungs-, Verstärkungs- und Ausbaubedarf, der sich aus der in Kapitel 2 dargestellten Entwicklung der Versorgungsaufgabe ergibt. Es erläutert zunächst die methodischen und inhaltlichen Abgrenzungen der Bedarfsermittlung und stellt anschließend die Ergebnisse für die einzelnen Netzebenen dar.

Die in diesem Kapitel dargestellten Optimierungs-, Verstärkungs- und Ausbaumaßnahmen wurden im Rahmen einer Bedarfsanalyse ermittelt. Die grafischen und tabellarischen Darstellungen der Maßnahmen, Mengengerüste und Plankosten umfassen ausschließlich Maßnahmen, die zur Vermeidung oder Verringerung prognostizierter Netzengpässe erforderlich sind. Sie zeigen damit den theoretischen netzdimensionierenden Ausbau- und Verstärkungsbedarf für den Fall, dass das zugrunde gelegte Szenario eintritt. Die ausgewiesenen Zeiträume stellen keine Prognose des bis zu den jeweiligen Stützjahren tatsächlich realisierbaren Netzausbaus dar. Der nicht netzdimensionierende Ausbaubedarf wird davon getrennt in Kapitel 4 ausgewiesen. Hierzu zählen insbesondere der 1:1-Ersatz bestehender Betriebsmittel ohne Erhöhung der Übertragungskapazität sowie Maßnahmen zum Rückbau und zur Altlastenentsorgung.

Im NAP werden nur Maßnahmen an Betriebsmitteln dargestellt, die sich im Eigentum der Netze BW GmbH befinden. Diese Abgrenzung ist insbesondere für die Darstellungen der Netzebene 2 mit HöS/HS-Umspannwerken (UW) und der Netzebene 4 mit HS/MS-Umspannwerken relevant. Im Rahmen der Zielnetzplanung wurden jeweils verschiedene Alternativen zur Behebung festgestellter Überlastungen untersucht. Dargestellt wird die unter technischen und wirtschaftlichen Gesichtspunkten optimale Zielnetzmaßnahme; untersuchte und verworfene Alternativen werden nicht ausgewiesen.

Die VNB verstehen sich grundsätzlich als Dienstleister mit dem Ziel, dass die Netzkunden unbeeinflusst von möglichen Netzengpässen ihr Geschäftsmodell verfolgen können. Entstehende Netzengpässe sind daher immer als temporär zu betrachten. In diesem Sinne ist auch der Beschluss BK6-22-300 der Bundesnetzagentur vom 27. November 2023 zu verstehen, aus dem folgendes hervorgeht: Bei erwartetem mehrfachem Einsatz von Nachfragesteuerungsmaßnahmen nach § 14a EnWG [1] ist dieser Engpass in der Netzausbauplanung zu berücksichtigen und Abhilfemaßnahmen zu prüfen. Im NAP sind daher engpassfreie Zielnetze ohne den Einsatz von Nachfragesteuerungsmaßnahmen zu beschreiben.

Die ausgewiesenen Kosten sind grobe Plankosten und berücksichtigen keine inflationsbedingten Kostensteigerungen bis 2045. Der Maßnahmenplan und der aggregierte Ausbaubedarf sind zusätzlich in maschinenlesbarer Form auf VNBdigital veröffentlicht.

3.1 Hochspannung

Die zur Vermeidung oder Verringerung von Netzengpässen erforderlichen Optimierungs-, Verstärkungs- und Ausbaumaßnahmen werden für die einzelnen Zeiträume in Tabelle 3 zusammenfassend dargestellt. Die Maßnahmen der Netzebenen 2 und 3 werden im Rahmen einer gemeinsamen Zielnetzplanung mit dem Übertragungsnetzbetreiber TransnetBW GmbH ermittelt. Die für Netzebene 2 ausgewiesenen Schätzkosten umfassen ausschließlich den von der Netze BW GmbH zu tragenden Anteil. Der überwiegende Teil der Kosten dieser Netzebene entfällt auf den Übertragungsnetzbetreiber. Die Maßnahmen der Netzebene 4 wurden im Rahmen einer internen Zielnetzplanung bei der Netze BW GmbH berechnet.

Bei der Ermittlung des Netzausbaubedarfs wird die kurative Betriebsführung bereits berücksichtigt. Dabei dürfen geeignete Betriebsmittel im Fehlerfall und bei rückspeisegeprägten Lastflüssen vorübergehend höher ausgelastet werden. Netzausbau wird erst dann eingeplant, wenn auch unter Nutzung dieser betrieblichen Möglichkeit die zulässigen Belastungsgrenzen überschritten werden. Auf diese Weise wird die vorhandene Netzkapazität möglichst weit ausgeschöpft.

Die Tabellen und Abbildungen umfassen Verstärkungsmaßnahmen, Ersatzneubauten sowie Neubauten an bislang nicht für Netzinfrastruktur genutzten Standorten.

Tabelle 3: Netzdimensionierender Netzausbaubedarf NE 2, 3 und 4

Zeitraum	Maßnahme	Geschätzte Menge	Geschätzte Kosten [Mrd. €]
2025 bis 2030 (bis T+5)	NE 2 HöS/HS-UW	16	0,2
	NE 3 HS-Leitungen	1.800 km	2,3
	NE 4 HS/MS-UW	179	2,9
2031 bis 2035 (T+6 bis T+10)	NE 2 HöS/HS-UW	9	0,1
	NE 3 HS-Leitungen	900 km	1,2
	NE 4 HS/MS-UW	123	1,8
2036 bis 2045 (T+11 bis Zielnetzjahr)	NE 2 HöS/HS-UW	0	0
	NE 3 HS-Leitungen	200 km	0,2
	NE 4 HS/MS-UW	75	1,4

Im Folgenden werden die Netzausbaumaßnahmen der Netzebenen 2, 3 und 4 kartografisch dargestellt. Die Karten zeigen den Bedarf an Maßnahmen, die zur Integration des zugrunde gelegten Szenarios erforderlich sind. Viele dieser Maßnahmen befinden sich noch in einem frühen Planungsstadium und können sich in den kommenden Jahren wesentlich verändern. Flächig eingefärbte Bereiche für neu zu errichtende Umspannwerke und Leitungstrassen kennzeichnen daher lediglich grobe Suchräume und keine bereits festgelegten Standorte oder Trassenverläufe.

Neben den Netzausbaumaßnahmen enthalten die Karten ebenfalls die Darstellung der Engpassregionen des Stromnetzes. Die Karten zeigen die kapazitätslimitierten Gebiete innerhalb des Konzessionsgebiets der Netze BW GmbH. In diesen Gebieten wird ein Punkteverfahren zur Vergabe der knappen Netzanschlusskapazitäten angewandt.

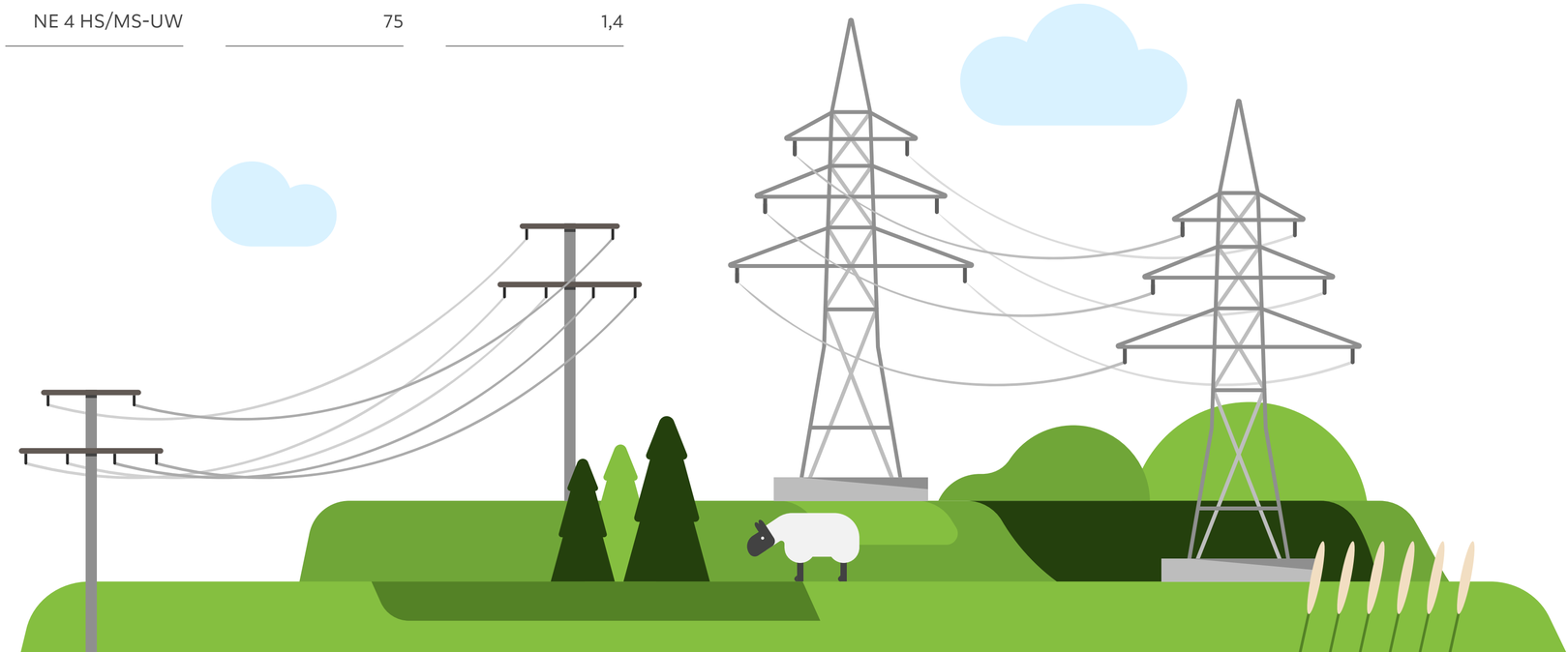


Abbildung 1: Maßnahmenkarte NE 2 und 3 für 2035 und 2045 sowie Darstellung der Engpassregionen Netzdimensionieren der Netzausbaubedarf NE 2, 3 und 4

Bedarf bis 2035:

- HS-Leitungsmaßnahme
- Suchraum Neubau HS-Leitung
- HS-Punktmaßnahme
- Verstärkung HöS/HS-UW
- Suchraum Neubau HS-Punktmaßnahme
- Suchraum Neubau HöS/HS-UW

Verbleibender Bedarf bis 2045:

- HS-Leitungsmaßnahme
- Suchraum Neubau HS-Leitung

Weggefallene und abgeschlossene Maßnahmen seit letztem NAP:

- abgeschlossene HS-Leitungsmaßnahme
- weggefallene Verstärkung HöS/HS-UW
- weggefallener Suchraum Neubau HöS/HS-UW

Sonstiges:

- Kapazitätslimitierte Region
- Umrandung Baden-Württemberg

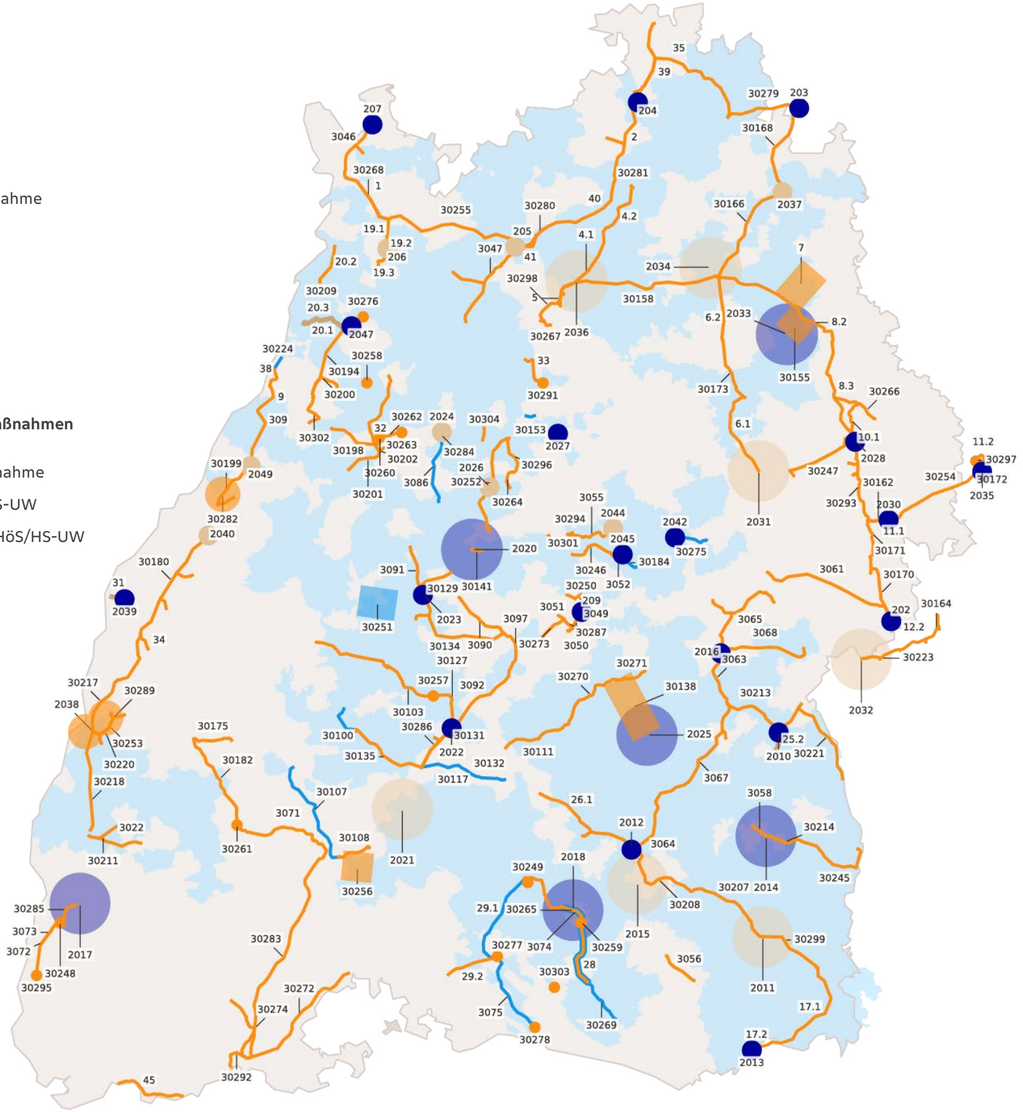


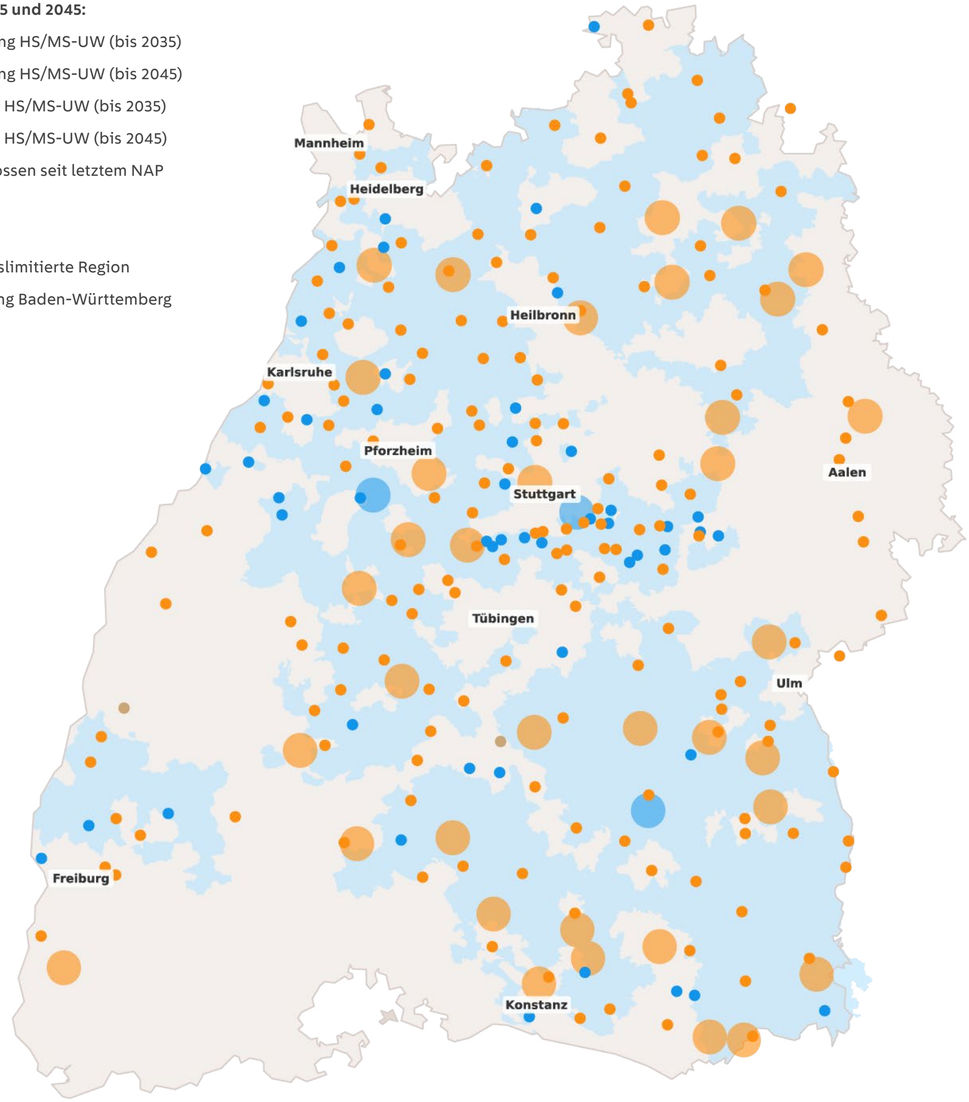
Abbildung 2: Maßnahmenkarte NE 4 für 2035 und 2045 sowie Darstellung der Engpassregionen

Bedarf bis 2035 und 2045:

- Verstärkung HS/MS-UW (bis 2035)
- Verstärkung HS/MS-UW (bis 2045)
- Suchraum HS/MS-UW (bis 2035)
- Suchraum HS/MS-UW (bis 2045)
- abgeschlossen seit letztem NAP

Sonstiges:

- Kapazitätslimitierte Region
- Umrandung Baden-Württemberg



3.2 Mittel- und Niederspannung

Wie bei der Hochspannung werden die zur Vermeidung oder Verringerung von Netzengpässen erforderlichen Optimierungs-, Verstärkungs- und Ausbaumaßnahmen für die einzelnen Zeiträume in Tabelle 4 zusammenfassend dargestellt. Dabei wird zwischen Maßnahmen an Leitungen, also Kabeln und Freileitungen, und Maßnahmen an Ortsnetzstationen (ONS) unterschieden.

Für die Berechnungen der MS- und NS-Leitungen sowie der ONS wurden die Szenariokennzahlen auf ONS-Ebene regionalisiert. Zudem wurden die aktuellen Auslastungen der jeweiligen Betriebsmittel berücksichtigt. Die Bedarfe wurden für die Zeiträume bis 2030, von 2031 bis 2035 und von 2036 bis zum Zieljahr 2045 ermittelt.

Die in Tabelle 4 dargestellten Ausbaubedarfe fallen geringer aus als im Netzausbauplan 2024. Hierzu tragen unter anderem veränderte Szenariokennzahlen bei. Der NAP 2024 orientierte sich am Szenario B des Netzentwicklungsplans 2023 der Übertragungsnetzbetreiber, während dem NAP 2026 das Szenario A des Netzentwicklungsplans 2025 zugrunde liegt. Die Änderung der Szenariobasis ist in Kapitel 2 näher erläutert. Eine weitere Ursache liegt in der ausdrücklich geforderten Aufteilung der erforderlichen Maßnahmen in netzdimensionierenden und nicht netzdimensionierenden Ausbaubedarf. Der nicht netzdimensionierende Ausbaubedarf ist in Kapitel 4 dargestellt. Darüber hinaus wurden die Berechnungsprämissen und Berechnungsverfahren seit dem NAP 2024 kontinuierlich weiterentwickelt.

Tabelle 4: Netzdimensionierende Ausbauplanung Mittel- bis Niederspannung

Zeitraum	Maßnahme	Geschätzte Menge	Geschätzte Kosten [Mrd. €]
2025 bis 2030 (bis T+5)	NE 5 MS-Leitungen	4.561 km	1,0
	NE 6 ONS	2.568	0,3
	NE 7 NS-Leitungen	9.092 km	1,4
2031 bis 2035 (T+6 bis T+10)	NE 5 MS-Leitungen	7.867 km	1,8
	NE 6 ONS	6.490	0,6
	NE 7 NS-Leitungen	5.261 km	0,8
2036 bis 2045 (T+11 bis Zielnetzjahr)	NE 5 MS-Leitungen	14.447 km	3,3
	NE 6 ONS	7.724	0,8
	NE 7 NS-Leitungen	7.026 km	1,1

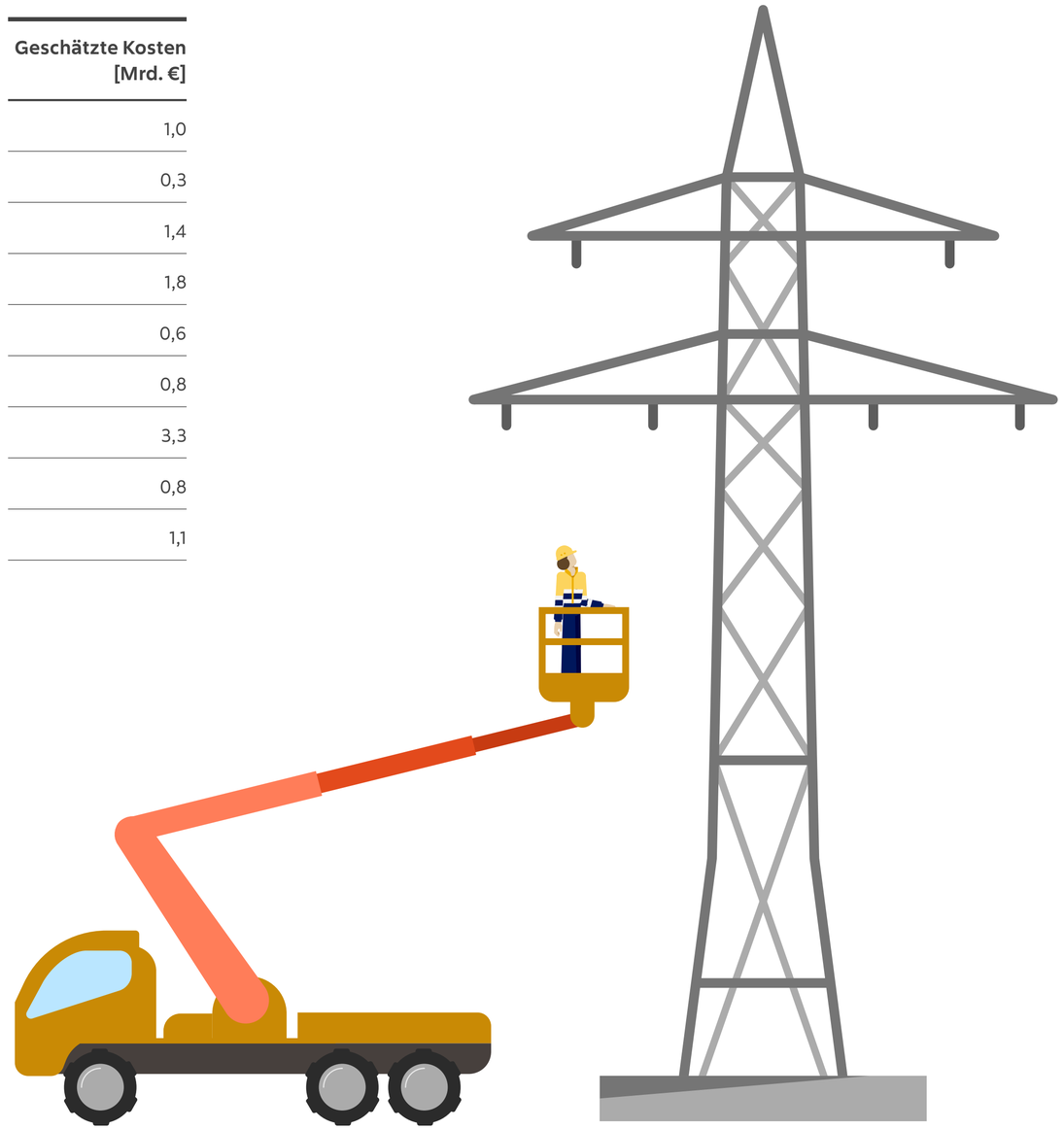
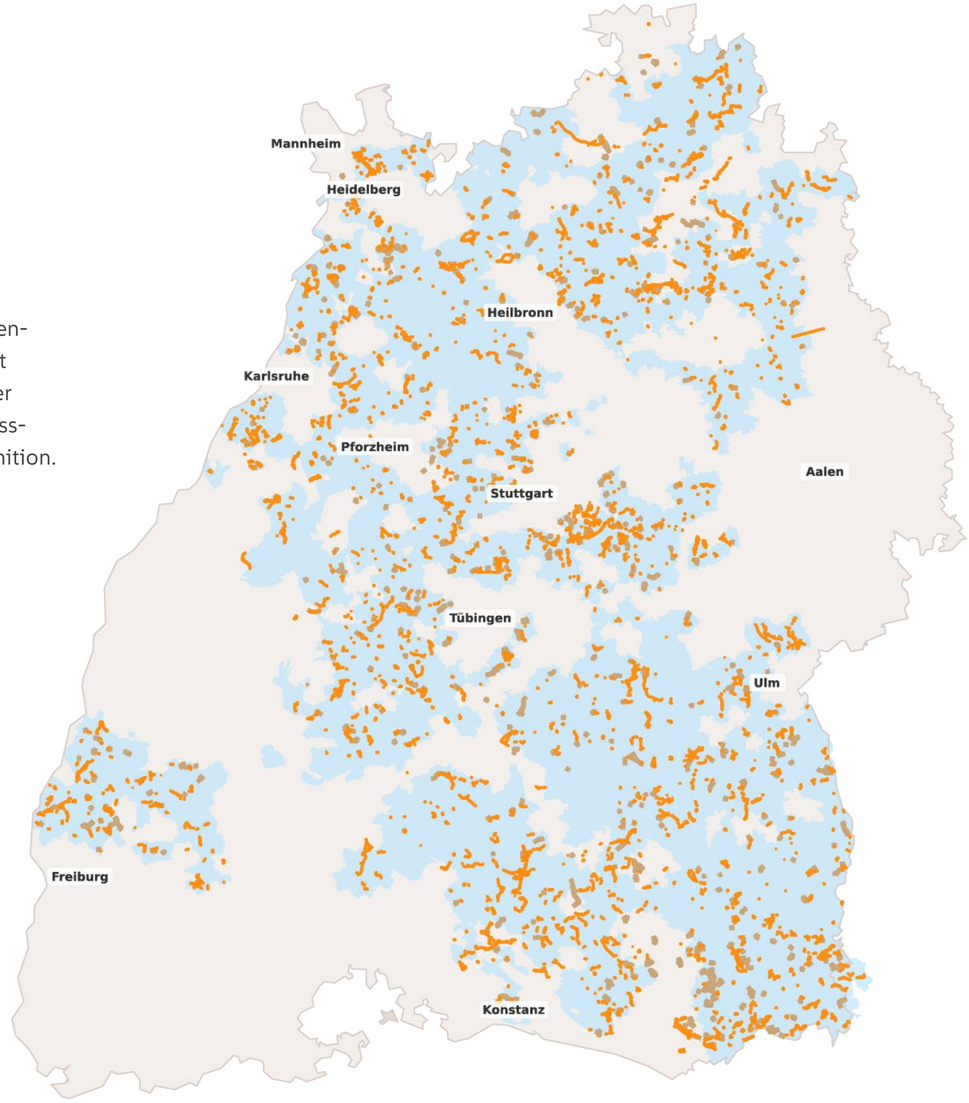




Abbildung 3 zeigt alle Maßnahmen der NE 5, die bereits konkret geplant sind und bis zum Jahr 2030 benötigt werden. Der aus dem zugrunde gelegten Szenario abgeleitete Bedarf an Optimierungs-, Verstärkungs- und Ausbaumaßnahmen bis 2030 übersteigt die bereits konkret geplanten Maßnahmen jedoch deutlich. Bis zur Veröffentlichung des NAP konnte noch keine vollständige Mittelspannungs-Zielnetzplanung bis 2030 einschließlich aller erforderlichen Zielnetzmaßnahmen abgeschlossen werden. Daher bilden die in Abbildung 3 dargestellten Maßnahmen nur einen Teil der in Tabelle 4 für den Zeitraum bis 2030 ausgewiesenen geschätzten Mengen und Kosten ab.

Darüber hinaus plant die Netze BW auch spannungsebenenübergreifende Maßnahmen. Die Karte in Abbildung 3 stellt jedoch ausschließlich Maßnahmen dar, die unmittelbar der Mittelspannung zugeordnet sind. Die dargestellten Engpassregionen entsprechen der in Kapitel 3.1 verwendeten Definition.

Abbildung 3: Konkret geplante Maßnahmen in der NE 5 für den Zeitraum bis 2030



3.3 Verzögerungen

Die Umsetzung der im NAP dargestellten Maßnahmen kann durch Faktoren verzögert werden, die im Rahmen der netzplanerischen Bedarfsermittlung nicht vollständig abgebildet werden. Die ausgewiesenen Maßnahmen und Zeiträume stellen daher einen planerisch ermittelten Bedarf dar und sind nicht mit verbindlichen Realisierungsterminen gleichzusetzen. Die Gründe dafür sind vielfältig und komplex und werden im Folgenden genauer betrachtet.

Ein wesentlicher Einflussfaktor ist die Dauer der Genehmigungsverfahren. Diese dienen unter anderem der Prüfung umweltrechtlicher Anforderungen und der Sicherheit der Anlagen. Je nach Art und Umfang eines Vorhabens können mehrere Genehmigungs- und Beteiligungsschritte auf unterschiedlichen Verwaltungsebenen erforderlich sein. Umfangreiche Prüfungen und Einwendungen können den zeitlichen Ablauf zusätzlich beeinflussen.

Ein weiterer Faktor ist der Fachkräftemangel. Der Bedarf an für komplexe Netzausbauprojekte qualifizierten Fachkräften übersteigt oft das Angebot. Dies führt zu Engpässen bei der Projektumsetzung und kann die Fertigstellung von Netzausbauvorhaben verzögern.

Auch Lieferengpässe bei Materialien und technischen Komponenten können die Umsetzung verzögern. Globale Krisen oder Handelskonflikte können die Verfügbarkeit zusätzlich beeinträchtigen. Insbesondere hochspezialisierte Bauteile für Umspannwerke und Leitungsanlagen weisen teilweise lange Lieferzeiten auf und werden nur von einer begrenzten Zahl von Herstellern angeboten.

Ein weiterer Einflussfaktor ist die Abstimmung mit vor- und nachgelagerten Netzbetreibern. Da Netzausbauprojekte in das bestehende Gesamtsystem integriert werden müssen, sind technische Planungen, Schnittstellen und Zeitpläne eng miteinander zu koordinieren. Abweichende technische Randbedingungen oder unterschiedliche Planungsstände können den Projektablauf verlängern.

Auch die Flächensicherung und die Standortsuche können insbesondere bei Umspannwerksprojekten zu Verzögerungen führen. Geeignete Standorte müssen technische, ökologische und raumplanerische Anforderungen erfüllen. Zugleich konkurriert die Netzinfrastruktur mit anderen Flächennutzungen, etwa der Landwirtschaft oder dem Wohnungsbau.

Die Beteiligung der Öffentlichkeit ist ein wichtiger Bestandteil der Planungs- und Genehmigungsverfahren. Einwendungen gegen geplante Netzausbauprojekte müssen geprüft und im weiteren Verfahren berücksichtigt werden. Dies kann zusätzliche Zeit erfordern, trägt jedoch zugleich dazu bei, Bedenken frühzeitig zu erkennen und tragfähige Lösungen für die Umsetzung der Vorhaben zu entwickeln.

Die Realisierung des ausgewiesenen Netzausbaubedarfs hängt somit nicht allein von der technischen Planung ab. Genehmigungsverfahren, verfügbare Fachkräfte und Komponenten, die Koordination mit anderen Netzbetreibern, die Flächensicherung sowie die Öffentlichkeitsbeteiligung können die Umsetzung beeinflussen. Die im NAP genannten Zeiträume sind daher als planerische Einordnung des Bedarfs zu verstehen; der tatsächliche Realisierungszeitpunkt einzelner Maßnahmen kann davon abweichen.



4 Nicht netzdimensionierender Ausbaubedarf



Der nicht netzdimensionierende Ausbaubedarf umfasst Maßnahmen, die nicht der Erhöhung der Übertragungskapazität oder der Beseitigung eines prognostizierten Netzengpasses dienen. Im Unterschied zu den in Kapitel 3 dargestellten netzdimensionierenden Maßnahmen werden diese Maßnahmen daher nicht durch die Entwicklung der Versorgungsaufgabe ausgelöst. Hierzu zählen insbesondere der 1:1-Ersatz bestehender Betriebsmittel ohne Kapazitätserweiterung, der Rückbau nicht mehr benötigter Anlagen sowie Maßnahmen zur Altlastenentsorgung. Tabelle 5 zeigt die hierfür geschätzten Kosten für die drei betrachteten Zeiträume.

Die ausgewiesenen Kosten sind als grobe Plankosten zu verstehen. Sie ergänzen die in Kapitel 3 dargestellten Kosten des netzdimensionierenden Ausbaubedarfs und sind bei der Ermittlung des gesamten Investitionsbedarfs zusätzlich zu berücksichtigen.

Tabelle 5: Nicht netzdimensionierender Ausbaubedarf

Zeitraum	Geschätzte Kosten [Mrd. €]
2025 bis 2030 (bis T+5)	0,7
2031 bis 2035 (T+6 bis T+10)	1,0
2036 bis 2045 (T+11 bis Zielnetzjahr)	1,5

5 Bedarf an Systemdienstleistungen und Flexibilitätsnutzung

5.1 Bedarf an Systemdienstleistungen

Der Blindleistungsbedarf der 110-kV-Netze wurde bislang durch den Einsatz von Drosselspulen sowie durch Blindleistungslieferungen des Übertragungsnetzbetreibers gedeckt. Netze BW verfolgt das Ziel, diesen Bedarf durch die gezielte Nutzung eigener Blindleistungspotenziale aus Erzeugungsanlagen in der Hoch- und Mittelspannungsebene zu reduzieren. Die verbleibenden Blindleistungsbedarfe im Bestandsnetz wurden ermittelt und in ausgewählten Regionen zur marktlichen Beschaffung ausgeschrieben. Darüber hinaus wurden die zukünftigen Blindleistungsbedarfe unter Berücksichtigung des erwarteten Zubaus Erneuerbaren Energien und der daraus resultierenden Blindleistungspotenziale sowie anhand des geplanten Netzausbaus untersucht.

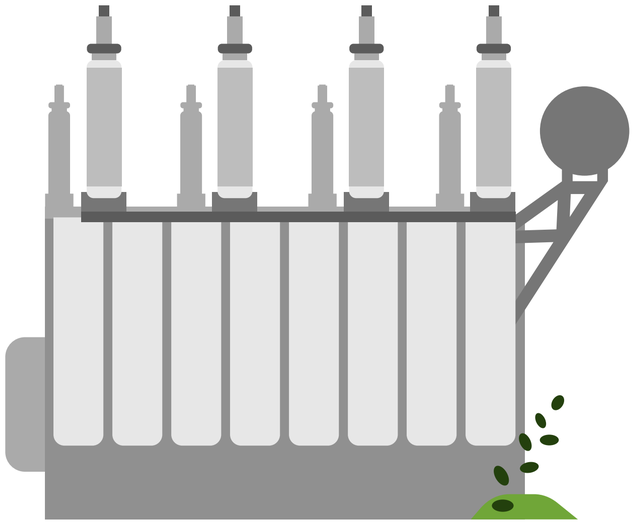
5.2 Flexibilitätsnutzung

Die Netze BW GmbH untersucht in verschiedenen Forschungs- und Umsetzungsprojekten, wie netzdienliche Flexibilität zur besseren Auslastung bestehender Netzkapazitäten und zur zeitlichen Überbrückung bis zum erforderlichen Netzausbau beitragen kann. Die folgenden Abschnitte erläutern flexible Netzanschlussvereinbarungen, das Projekt FlexCharge BW und den Aufbau eines Niederspannungs-Netzleitsystems als konkrete Anwendungsbeispiele.

5.2.1 Flexible Netzanschlussvereinbarungen

In einzelnen Netzregionen sind die verfügbaren Netzanschlusskapazitäten bereits begrenzt. Die Netze BW GmbH steht deshalb frühzeitig im Austausch mit Kommunen und Anschlussinteressenten. Flexible Netzanschlussvereinbarungen können bei MS- und HS-Anschlüssen eine zeitnahe Alternative zur vollständigen Bereitstellung der erforderlichen Netzkapazität darstellen. Die Vereinbarungen berücksichtigen die jeweils lokal verfügbare Netzkapazität, ermöglichen eine bessere Auslastung des bestehenden Netzes und überbrücken den Zeitraum bis zur Umsetzung notwendiger Netzausbaumaßnahmen. Niederspannungs- und Haushaltskunden sind nicht betroffen; die Regelungen nach § 14a EnWG bleiben unberührt.

Ein Anwendungsbeispiel für flexible Netzanschlusskonzepte ist das Projekt FlexCharge BW. Darin entwickelt und erprobt Netze BW gemeinsam mit Logistikpartnern neue Ansätze für das netzorientierte Laden von E Lkw Flotten. Grundlage ist die Auswertung realer Ladedaten elektrischer Logistikflotten. Darauf aufbauend werden dynamische, netzorientierte Ladefahrpläne entwickelt, die beispielsweise zeitvariable Leistungsvorgaben am Netzverknüpfungspunkt berücksichtigen. Die Ladefahrpläne werden in der Praxis dynamisch übermittelt und kontrolliert. Zudem untersucht das Projekt, wie unterschiedliche Anreize auf Kundenseite wirken. Ziel ist es, Netzanschlüsse schneller zu ermöglichen und die vorhandene Netzinfrastruktur intelligenter zu nutzen.



5.2.2 Niederspannungs-Netzleitsystem

Ein weiteres Beispiel für ein Projekt zum Einsatz netzdienlicher Flexibilität ist das Niederspannungs-Netzleitsystem. Damit baut Netze BW die Fähigkeit auf, im Niederspannungsnetz automatisiert zu steuern – perspektivisch mehr als 500.000 einzeln steuerbare Anlagen. In einem ersten Schritt soll das steuerbare Potenzial Erneuerbarer Energien aus der Niederspannung auch für höhere Spannungsebenen verfügbar gemacht werden. Anschließend folgen automatisierte Steuerbarkeitstests für Anlagen erneuerbarer Energien unter 100 kW gemäß § 12 EnWG. Darauf aufbauend sind die automatisierte Engpassbehebung im Niederspannungsnetz nach § 14a EnWG sowie die Einspeisersteuerung nach § 9 Erneuerbare-Energien-Gesetz vorgesehen. So lassen sich vorhandene Netzkapazitäten besser ausnutzen und konventioneller Netzausbau gezielt ergänzen.

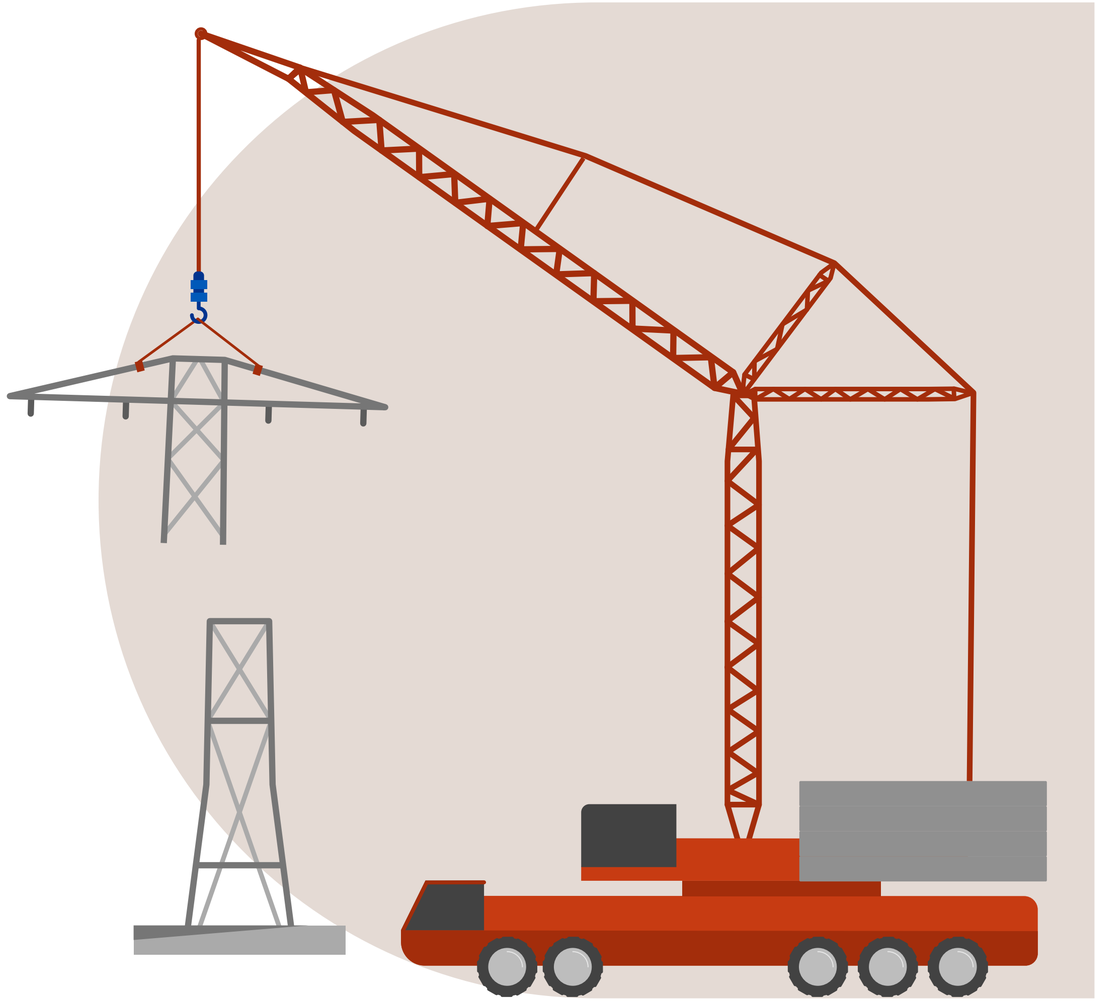
6 Spitzenkappung nach § 11 Absatz 2 EnWG

Um den Netzausbaubedarf zu reduzieren, gibt es seit 2016 nach § 11 Absatz 2 EnWG [3] die Möglichkeit, ein gezieltes Abregeln von Einspeisespitzen im Rahmen der Netzplanung zu berücksichtigen. Diese sogenannte Spitzenkappung kann jeder Netzbetreiber nur auf die jeweils unmittelbar an das eigene Netz angeschlossenen Windenergie- und Photovoltaikanlagen anwenden. Die Betrachtung wurde nach dem Hinweis des Forum Netztechnik/Netzbetrieb (FNN) innerhalb des Verbands der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik (VDE) „Spitzenkappung – Ein neuer planerischer Freiheitsgrad“ [3] mit bundeseinheitlichen Reduktionsfaktoren durchgeführt. Hierbei werden Windenergieanlagen mit 87 % ihrer Nennleistung und Photovoltaikanlagen mit 70 % ihrer Modulleistung berücksichtigt.



7 Stellungnahmen

Vom 2. November 2026 bis zum 30. November 2026 können Stellungnahmen zum vorliegenden Netzausbauplan über VNBdigital eingereicht werden. Sachfremde oder unangemessene Stellungnahmen können von der Veröffentlichung ausgeschlossen werden.



Literaturverzeichnis

[1] Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG).

[2] Planungsregion SÜDWEST, „Regionalszenario 2025," 2025.

[3] VDE FNN, „FNN-Hinweis Spitzenkappung - ein neuer planerischer Freiheitsgrad," 2017. [Online]. Available: https://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/netzbetrieb-sicherheit/netzplanung/spitzenkappung.

[4] „Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (2025)," 2025. [Online]. Available: https://www.netzentwicklungsplan.de/.



Impressum

Netze BW GmbH
Ein Unternehmen der EnBW
Schelmenwasenstr. 15
70567 Stuttgart
www.netze-bw.de/unsernetz/netzausbau

Dieses Werk ist lizenziert unter der Creative Commons Attribution-NoDerivatives 4.0 International (CC BY-ND 4.0).
Die Vervielfältigung, Weitergabe und Veröffentlichung des unveränderten Werkes ist unter Angabe der Urheber sowie unter Einhaltung der Lizenzbedingungen zulässig.
Die Verbreitung bearbeiteter Fassungen ist nicht gestattet.
Lizenztext:
https://creativecommons.org/licenses/by-nd/4.0/

8. Auflage 2026
© Netze BW GmbH