

Netzausbauplan 2024

Ausbau des Stromverteilnetzes
der Netze ODR GmbH



Ein Unternehmen
der EnBW ODR AG

Inhalt

Inhaltsverzeichnis	02
Abkürzungsverzeichnis	03
Impressum	03
 Unternehmensporträt Netze ODR GmbH	 04
 1. Einleitung	 07
1.1. Gesetzlicher Rahmen	07
1.2. Versorgungsaufgabe der Netze ODR GmbH	08
1.3. Versorgungsgebiet der Netze ODR GmbH	09
2. Planungsgrundlagen	11
2.1. Regionalszenario der Planungsregion SÜDWEST	11
2.2. Abgeleitete und regionalisierte Ausbauprognosen	13
2.3. Besonderheiten bei der Berücksichtigung der Netzausbaumaßnahmen	15
3. Netzausbauplanung	16
3.1. NE 4: Umspannwerke Hochspannung/Mittelspannung	17
3.2. Mittelspannung NE 5: Mittelspannung und NE 6: Umspannstationen	21
3.3. Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen	24
3.4. Verzögerungen	25
4. Bedarf an Systemdienstleistungen und Flexibilitätsdienstleistungen	26
4.1. Einspeisebegrenzungen bei Netzkapazitätsengpässen	27
4.2. Überwachung und Analyse der NE 6 und NE 7	27
4.3. Steuerbare Verbrauchseinrichtungen	28
5. Spitzenkappung nach § 11 Absatz 2 EnWG	28
6. Sonstiges	28
 Anhang A1: Tabellen- und Abbildungsverzeichnis	 29
Anhang A2: Quellenverzeichnis	30
Anhang A3: Maßnahmentabelle	31

Abkürzungsverzeichnis

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

Impressum

Netze ODR GmbH

Unterer Brühl 2
73479 Ellwangen
07961 9336-0
info@netze-odr.de

Sitz der Gesellschaft: Ellwangen (Jagst)
Amtsgericht Ulm HRB 510 654
Steuer-Nr.: 50079/05635
USt-ID-Nummer: DE814759930

Unternehmensporträt Netze ODR

Netze ODR GmbH – Gestalter der Energiewende in unserer Region

Über uns

Die Netze ODR GmbH ist der größte Verteilnetzbetreiber in der Region Ostwürttemberg und dem angrenzenden Bayern. Unser Einzugsgebiet erstreckt sich von der Hohenloher Ebene bis zum Donauried und vom Welzheimer Wald bis zum Ries. Mit einem umfangreichen Mittel- und Niederspannungsnetz sowie einem Gasverteilnetz versorgen wir mehr als 240.000 Kundinnen und Kunden mit Strom und Gas sowie energienahen Dienstleistungen.

Unsere Aufgabe

Unser primärer Fokus liegt auf der ganzheitlichen Betreuung unserer Netzinfrastruktur. Das umfasst die Planung, den Bau, den laufenden Betrieb und die kontinuierliche Weiterentwicklung unserer Strom- und Gasnetze. Unser Ziel ist es, die Versorgungssicherheit für unsere Kunden zu gewährleisten und ihre Bedürfnisse effizient zu erfüllen.



Investitionen in die Zukunft

Um den wachsenden Herausforderungen der Energiewende gerecht zu werden, investieren wir kontinuierlich in den Ausbau und die Modernisierung unserer Netze. Im Jahr 2024 allein beläuft sich unsere Investitionssumme auf rund 35 Millionen Euro. Bis zum Jahr 2030 planen wir insgesamt annähernd 90 Millionen Euro in unsere Infrastruktur zu investieren, um die Zukunft der Energieversorgung nachhaltig zu gestalten.

Versorgungssicherheit gewährleisten

Unsere hochmoderne Leitstelle überwacht rund um die Uhr alle netztechnischen Maßnahmen, um eine zuverlässige Strom- und Gasversorgung sicherzustellen. Im Falle von Störungen sind wir schnell vor Ort, um umgehend Maßnahmen zur Behebung einzuleiten und Schäden zu minimieren, damit unsere Kunden weiterhin eine stabile Versorgung genießen können.

Nachhaltige Energiezukunft sichern

Als aktiver Mitgestalter der Energiewende setzen wir uns leidenschaftlich für eine nachhaltige Zukunft ein. Mit über 43.000 Erneuerbare-Energien-Anlagen im Netz leisten wir bereits heute einen bedeutenden Beitrag zur regionalen Energieversorgung und treiben die Umstellung auf regenerative Energien voran.

Zukunftsorientiertes Handeln

Wir denken nicht nur an die Gegenwart, sondern rüsten unsere Netze auch für die Herausforderungen von morgen. Neben dem Ausbau unserer Stromnetze bereiten wir unsere Gasnetze auf die zukünftige Transportmöglichkeit von Wasserstoff vor, um den Anforderungen einer sich wandelnden Energielandschaft gerecht zu werden.

Großes Potenzial für Erneuerbare Energien

In unserer Netzregion, die zu den Vorreitern der Energiewende in Deutschland zählt, liegt ein enormes Potenzial für die Nutzung von Photovoltaik- und Windkraftanlagen. Als zuständiger Verteilnetzbetreiber sehen wir dies als Chance, das Wachstum in der Region voranzutreiben und einen bedeutenden Beitrag zur Erreichung unserer nachhaltigen Energieziele zu leisten.

Unser Beitrag zur Energiewende

Die Netze ODR und spielt eine entscheidende Rolle im Gelingen der Energiewende. Durch den kontinuierlichen Ausbau und die Modernisierung unserer Infrastruktur tragen wir dazu bei, die Energieversorgung nachhaltig und zukunftsfähig zu gestalten und setzen so ein starkes Zeichen.

Attraktiver Arbeitgeber in der Region

Als Arbeitgeber schätzen wir gut ausgebildete und motivierte Fachkräfte. Mit fast 400 Mitarbeitenden bieten wir nicht nur attraktive Karrieremöglichkeiten, sondern legen auch großen Wert auf die Ausbildung des eigenen Nachwuchses, um den Erfolg unseres Unternehmens langfristig zu sichern und die Region weiter zu stärken.



1 Einleitung

Mit dem von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) am 24. März 2023 vorgelegten Entwurf des Netzentwicklungsplan (NEP) wurde zum ersten Mal die wegweisende Richtung für eine klimaneutrale Energieerzeugung und den dafür notwendigen Netzausbau aufgezeigt. Abgeleitet davon liegt es nun an den Verteilnetzbetreibern (VNB) die dort markierten Ziele auf das jeweilige Netz zu überführen und entsprechende Netzausbaumaßnahmen darzustellen.

Der vorliegende Netzausbauplan (NAP) stellt diesen wegweisenden Ausbaupfad in Richtung einer klimaneutralen Zukunft im Netzgebiet der Netze ODR GmbH dar. Dabei zeigt sich, dass umfangreiche Netzänderungen über alle Netzebenen (NE) hinweg notwendig sind. Um ihrer gesellschaftlichen Verpflichtung gerecht zu werden, wird die Netze ODR GmbH in den kommenden Jahren beträchtliche Investitionen tätigen.

Dabei werden in diesem NAP lediglich die nachfolgenden und von der Netze ODR GmbH betriebenen Netzebenen betrachtet:

- Netzebene 4 (Umspannwerke Hochspannung/Mittelspannung)
- Netzebene 5 (Mittelspannung)
- Netzebene 6 (Umspannstationen Mittelspannung/Niederspannung)

1.1. Gesetzlicher Rahmen

Gemäß dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) sind Stromverteilnetzbetreiber mit mindestens 100.000 unmittelbar oder mittelbar angeschlossenen Netzkunden verpflichtet, alle zwei Jahre einen Netzausbauplan zu veröffentlichen.

Der Paragraph §14d des EnWG [1] regelt dabei den Umfang und Inhalt des NAP. Mit der Neuerung des Paragraphen sind erstmals neben Maßnahmen in den NE 3 und NE 4 für die nächsten zehn Jahre nun auch Netzausbauprojekte in der NE 5 für die kommenden fünf Jahre vorzulegen.

Die Basis für die dafür notwendigen Netzberechnungen stellen der NEP 2037/2045 der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und das daraus abgeleitete Regionalszenario der Planungsregion SÜDWEST (PR SÜDWEST) zur Verfügung, wodurch einheitliche und gesellschaftsübergreifende Ausbauprognosen sichergestellt werden sollen.

Gemäß des §14d des EnWG erfolgte die Veröffentlichung des NAP fristgerecht auf [VNBDigital](#) [2] und auf der Webseite der [Netze ODR GmbH](#) [3].

1.2. Versorgungsaufgabe der Netze ODR GmbH

Als vorwiegend ländlicher Flächennetzbetreiber kann eine überwiegend homogene Versorgungsaufgabe festgestellt werden. Mit bereits über 43.000 in Betrieb befindlichen Rücklieferanlagen und einer eingespeisten Energie von 1.518 GWh im Jahr 2023 kann eine EEG-Quote von 74 % erreicht werden. Damit sind bereits heute die ambitionierten Ziele der Landesregierung von Baden-Württemberg bis 2030 im Netzgebiet erreicht [4].

Damit einhergehend werden der notwendige Netzausbau und die Priorisierung der Maßnahmen derzeit vor allem vom Zubau der Erneuerbaren Energien getrieben. Dies zeigt sich auch in der Ausführung der BNetzA im Eckpunktepapier „Festlegung zur sachgerechten Verteilung von Mehrkosten aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien“ [5], wodurch die Netzentgelte der Netze ODR GmbH die fünfgrößten Auswirkungen erfahren würden.

Mit einem Anstieg von 60% im Vergleich zum Jahr 2022 wurden 2023 für über 8.800 Rücklieferanlagen ein Anschlussgesuch angefragt. Dies entspricht einer Rücklieferleistung von 1.350 MW und damit mehr als der bereits heute installierten Einspeiseleistung. Über eine Netzverträglichkeitsprüfung konnte 97% dieser angefragten Anlagen ein Netzverknüpfungspunkt im Netze der Netze ODR GmbH zugewiesen werden. Restliche Anlagen wurden aufgrund von ausgeschöpften Netzkapazitäten oder zu großer Anlagenleistung an den vorgelagerten Verteilnetzbetreiber (VVB) und damit an die NE 3 verwiesen.



Unter Berücksichtigung der bereits installierten und angefragten Rücklieferleistung im Netzgebiet, sind bereits heute die Prognosezahlen für das Jahr 2028 erreicht, wobei die Nachfrage weiter zunimmt.

Eine vergleichbare prozentuale Zunahme lässt sich derzeit auch bei Anfragen zu Elektroladesäulen feststellen. Dabei konnte eine Steigerung zum Vorjahr von 37% festgestellt werden. Hierbei ist sowohl der private als auch öffentliche Bereich gleichermaßen betroffen, wobei sich insbesondere bei Einfamilienhäusern bundesweite Förderungen bemerkbar machen. Im Wärmesektor ist zuletzt durch einen Rückgang von Neuanschlüssen und der noch nicht aufgenommenen Heizungssanierung eine Stagnation aufgekommen.

Dahingehend wird weiterhin der Ausbau der Erneuerbaren Energien der Treiber des Netzausbaus im Netzgebiet der Netze ODR GmbH sein. Hierbei kann gegenwärtig kein Unterschied zwischen einzelnen Netzbereichen festgestellt werden, weshalb über das Netzgebiet hinweg eine homogene und einheitliche Vorgehensweise angewendet wird. Die Netze ODR GmbH hat hierzu auf Basis der angefragten Leistungen, insbesondere im privaten Sektor, selbst Studien durchgeführt, um einen auf die Vorreiterregion angepassten und bedarfsge rechten Netzausbau sicherzustellen.

Im Gewerbe- und Industriebereich unterstützt die regionale Nähe dabei, auf kommunale und unternehmerische Entwicklungen einzugehen und diese in einer Mittelfristplanung punktuell und bedarfsorientiert zu berücksichtigen.

1.3. Versorgungsgebiet der Netze ODR GmbH

Mit dem Hauptsitz in Ellwangen an der Jagst betreibt die Netze ODR GmbH als größter Flächennetzbetreiber das Mittel- und Niederspannungsnetz im östlichen Bereich von Baden-Württemberg und Teile von Bayern. Dies beinhaltet Bereiche der Landkreise Schwäbisch Hall, Heidenheim, Donau-Ries, Dillingen a.d. Donau, Günzburg, Neu-Ulm, des Rems-Murr-Kreises, des Main-Tauber-Kreises, des Ostalbkreises und des Alb-Donau-Kreises und umfasst insgesamt eine Versorgungsfläche von fast 4.000 km².

Mit dem Landkreis Schwäbisch Hall und dem Ostalbkreis liegen zudem zwei der flächenbezogen größten Landkreise in Baden-Württemberg in der Versorgungsverantwortung der Netze ODR GmbH.

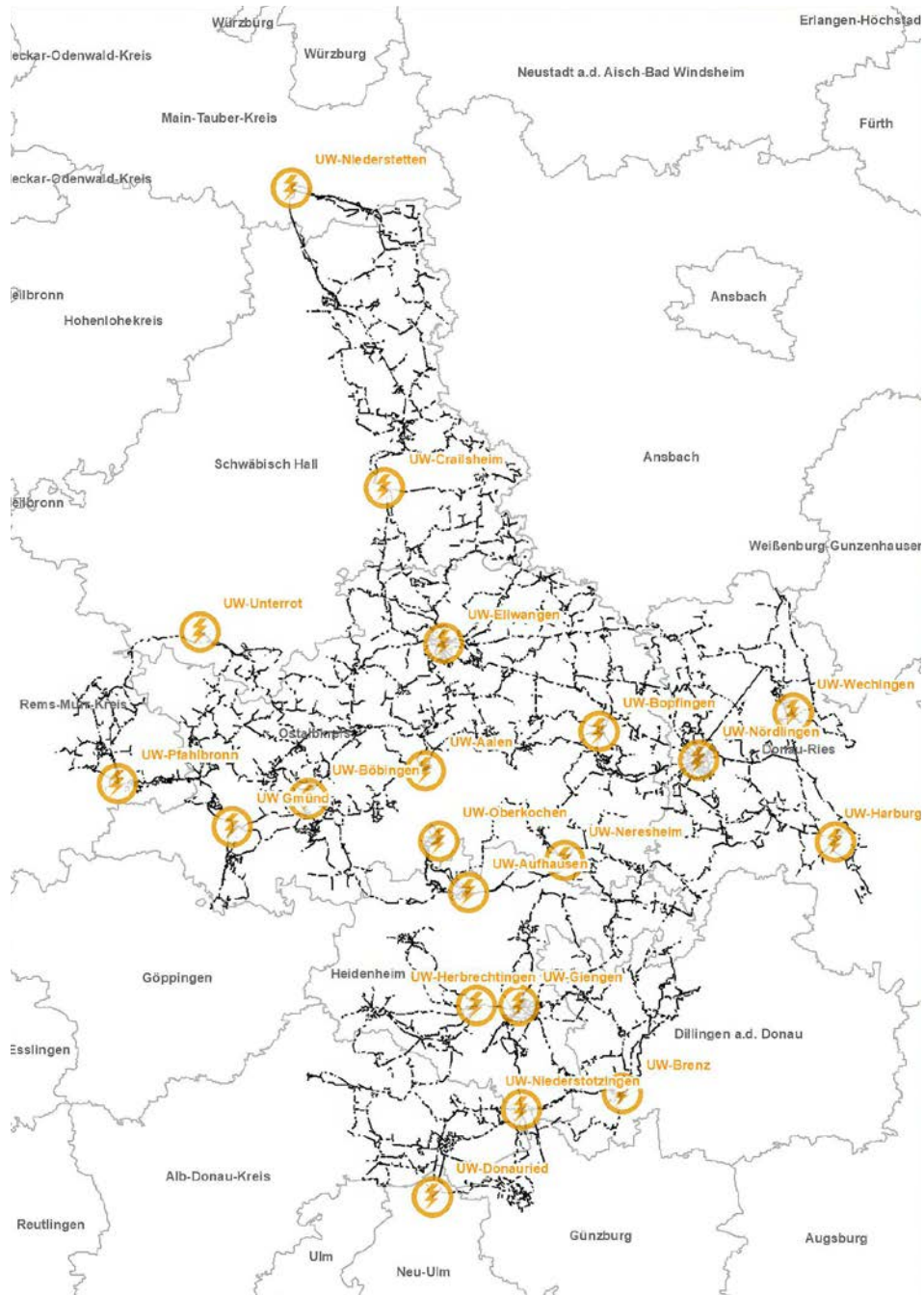


Abbildung 1: Bestandsnetz der Netze ODR GmbH mit den NE 4 und NE 5

Dies spiegelt sich auch in der Struktur des Bestandsnetzes wider. Über 18 selbst betriebene Umspannwerke erfolgt die Energieverteilung über ein ca. 4.500 km langes Mittelspannungsnetz, welches mit einer Spannung von 20kV betrieben wird. Hierbei liegt bereits eine Verkabelungsquote von 67 % vor.

Über mehr als 3.300 Umspannstationen erfolgt die Übergabe in das darunterliegende Niederspannungsnetz, welches mit einer Länge von fast 9.000 km die Anbindung zu den ca. 220.000 Entnahmestellen herstellt.

2 Planungsgrundlagen

In den nachfolgenden Kapiteln werden die Planungsprämissen und Ausbauprosen für die Erstellung des NAP aufgezeigt. Hierbei werden zuerst die Daten aus dem NEP und dem Regionalszenario betrachtet, die dann auf das Netzgebiet der Netze ODR GmbH regionalisiert wurden.

Diese Prognosezahlen der Erneuerbaren Energien und unterschiedlichen Verbraucher werden benötigt, um einzelne Netzausbaumaßnahmen zu bestimmen.

2.1. Regionalszenario der Planungsregion SÜDWEST

Um eine flächendeckende und einheitliche Erarbeitung des notwendigen Netzausbaus sicherzustellen, werden Stromverteilnetzbetreiber in einzelne Planungsregionen zusammengefasst. Dadurch sind diese in der Lage, sich direkt über die von den ÜNB bereitgestellten Prognosezahlen abzustimmen und darauf aufbauend ein konsistentes Regionalszenario zu entwickeln, das von den Planungsregionen auf [VNBdigital](#) [6] veröffentlicht wird.

Grundlage eines jeden Regionalszenarios nach §14d Abs. (3) des EnWG bildet der NEP der ÜNB und der von den jeweiligen Stromverteilnetzbetreibern ausgewählte Szenariopfad.

Die Netze ODR GmbH, vollständig unterlagert zur NetzeBW, ist zusammen mit zehn weiteren berichtspflichtigen VNB Teil der PR SÜDWEST. Die PR ist dabei stark an den Landesgrenzen von Baden-Württemberg orientiert. Die PR SÜDWEST hat sich auf den Szenariopfad B des NEP 2037/2045 (Version 2023) geeinigt und zusätzliche regionale und bereits bekannte Besonderheiten und Anfragen eingearbeitet.

Der §14d Abs. (3) gibt hierbei vor, dass zur Erreichung der klima- und energiepolitischen Ziele das Jahr 2045 angestrebt wird. Um das langfristige Zieljahr noch mit wahrscheinlichen und mittelfristigen Entwicklungen zu stützen, werden weitere Zeitschritte für die nächsten fünf und zehn Jahre gefordert, in denen die regionalen Entwicklungen und Ausbauziele konkreter benannt werden können.

In der nachfolgenden Tabelle 1 sind die Kennzahlen aus dem Regionalszenario 2023 für die PR SÜDWEST dargestellt. Hierbei handelt es sich um Prognosen für das gesamte Versorgungsgebiet der PR SÜDWEST, womit auch die Ausbau-prognosen der nicht berichtspflichtigen VNB berücksichtigt werden.

Tabelle 1: Prognosezahlen der Erneuerbaren Energien und verschiedenen Verbrauchern

Erneuerbare Energien (GW)	Bestand Ende 2022	2028	2033	2037	2045
Wind Onshore	1,84	5,07	7,76	9,92	10,07
PV-Aufdach	4,94	14,49	22,44	28,80	33,55
PV-Freifläche	1,93	8,49	13,96	18,34	21,36
Biomasse	0,86	0,73	0,62	0,53	0,23
Laufwasser	0,59	0,74	0,86	0,96	0,92
Summe	10,17	29,52	45,64	58,54	66,14

Speicheranlagen [GW]	Bestand	2028	2033	2037	2045
Pumpspeicher	0,61	0,73	0,83	0,91	0,91
Großbatterie-speicher	0,03	0,81	1,45	1,97	3,78
Kleinbatterie-speicher	0,31	4,55	8,07	10,89	15,75
Summe	0,95	6,09	10,35	13,77	20,44

Strombezug	Bestand	2028	2033	2037	2045
Wärmepumpen (HH/ GHD) [Mio. Stk.]	0,15	0,86	1,44	1,91	2,18
Elektrofahrzeuge PKW [Mio. Stk.]	0,34	1,84	3,09	4,09	4,79
Gleichzeitige konven- tionelle Last [GW]	8,70	9,56	10,29	10,86	10,81
DSM (GHD und Industrie) [GW]	0,00	0,31	0,57	0,77	1,34
Power-to-Heat [GW]	0,01	0,70	1,29	2,07	2,62
Power-to-Gas [GW]	0,00	0,22	0,40	0,54	0,64

Es ist bereits zu erkennen, dass in den meisten Sektoren ein extremer Hochlauf der zugebauten Leistungen und Sonderverbrauchern zu erwarten ist. Über das gesamte Gebiet der PR SÜDWEST kann daraus folgend ein Wachstum der Energien um den Faktor 6,6 bzw. 56 GW ermittelt werden. Damit wird das derzeitige Volumen aus konventioneller Kraftwerksleistung durch das Fünffache an Erzeugung durch Energien [7] überbaut.

Gleichzeitig führt die Sektorenkopplung zu einem signifikanten Ausbau von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen in Deutschland. Für die PR SÜDWEST konnte eine Steigerung um den Faktor 14 für Wärmepumpen und Ladesäulen identifiziert werden.

Dieser enorme Ausbau von Verbrauchern der Sektorenkopplung, aber auch der Erneuerbaren Energien, führt insbesondere in den niederen Spannungsebenen NE 5 bis NE 7 zu einem umfangreichen Ausbau des Stromverteilnetzes.

2.2. Abgeleitete und regionalisierte Ausbauprognosen

Neben den in Tabelle 1 aggregierten Daten zu den jeweiligen Treibern der Energiewende stehen den VNB auf Gemeindeebene aufgeschlüsselte Prognosewerte zur Verfügung. Auf Basis dieser Datenbereitstellung der ÜNB ist es für jeden VNB möglich, die Entwicklung im eigenen Netzgebiet zu ermitteln und entsprechende Engpassregionen abzuleiten.

Dazu werden die vom ÜNB bereitgestellten Daten durch regional spezifische Informationen angereichert. Dies sind beispielsweise kommunale energiepolitische Ziele, bedeutende Merkmale oder bereits angekündigte Einzelvorhaben.

Somit trifft ein Top-Down-Ansatz auf eine Bottom-Up-Betrachtung, wodurch eine maximal mögliche Planungssicherheit für die Betrachtungszeiträume erzielt werden soll.

Für das Netzgebiet der Netze ODR GmbH ergeben sich daraus die in Tabelle 2 dargestellten Kennzahlen aus den jeweiligen Treibern.

Tabelle 2: Kennzahlen des Regionalszenarios für die Netze ODR GmbH

	Benennung der Parametereinheit	2023	2028	2033	2037	2045
Elektromobilität	Tsd Stück	3,2	71,4	128,2	173,6	204,3
Wärmepumpen	Tsd Stück	5,4	41,6	71,7	95,9	109,2
(haushaltsnahe) Kleinspeicher	MW	23	376	670	906	1166
PV	MW	792	2216	3402	4351	5006
Wind onshore	MW	171	569	901	1167	1283
sonstige erneuer- bare Erzeugung	MW	151	131	113	100	55

Die Entwicklung zeigt hierbei deutlich, welche Herausforderungen sowohl in der Bearbeitung der Anschlussgesuche als auch in der Integration des Netzes vorliegen.

Zur Ermittlung der Ausbauplanungen des Netzes ist es zwingend notwendig, die Prognosen von Sonderverbrauchern und installierten Leistungen der Energien in eine planungsrelevante Leistungsgröße zu transformieren. Hierfür werden unter Berücksichtigung von Gleichzeitigkeiten und bereits vorhandenen installierten Leistungen die Kennzahlen auf die jeweiligen Spannungsebenen ermittelt.

Dabei wird eine Analyse der bereits installierten Leistungen je Erzeugungs- und Verbrauchstyp zur Ermittlung der durchschnittlichen Leistungsgröße heran-gezogen, um die Prognosen auf die unterschiedlichen Spannungsebenen überzuleiten.

Zusätzlich werden bereits angefragte Projekte im Netzgebiet der Netze ODR GmbH und des vorgelagerten VNB, der NetzeBW GmbH, in die Berechnungen eingebunden und für die Ausbauziele berücksichtigt.

Damit wird eine doppelte Belegung von theoretisch freien Netzkapazitäten vermieden, gleichzeitig soll ein wirtschaftlicher und technisch notwendiger Netzausbau ermittelt werden.

Unter diesen Abhängigkeiten und Betrachtungen ergeben sich für die NE 4 und NE 5 die in Tabelle 3 dargestellten berechnungsrelevanten Kenngrößen.

Tabelle 3: Skalierte Leistungswerte je NE

	2023		2028		2033		2045	
	NE4	NE5	NE4	NE5	NE4	NE5	NE4	NE5
Last in MW	605	550	975	869	1626	1188	1692	1506
Erzeugung in MW	1527	1112	2217	1906	2909	2500	3693	3174

Es zeigt sich hierbei, dass insbesondere in den kommenden zehn Jahren ein deutlicher Anstieg der Leistungen sowohl im Last- als auch im Rücklieferfall stattfindet. Gedämpft werden die Prognosezahlen aus Tabelle 1 allerdings durch die Verwendung der im Voraus dargestellten Analysen und der damit einhergehenden Berücksichtigung von Gleichzeitigkeiten, Leistungsverteilungen und bereits vorhandenen Leistungen.

Allerdings hilft uns dieser rasante Anstieg dabei, bereits heute Maßnahmen zu identifizieren, die uns langfristig Netzkapazitäten bereitstellen, damit das Netz zukunftsorientiert ausgebaut werden kann.

2.3. Besonderheiten bei der Berücksichtigung der Netzausbaumaßnahmen

Als regionaler Netzbetreiber mit einer starken Nähe zu unseren Netzkunden und Kommunen ist es unser Ziel, die mittel- und langfristigen Vorhaben in unserem Netzgebiet zu kennen. Dahingehend können neben den Prognosezahlen der ÜNB bereits bekannte und räumlich festgelegte Maßnahmen mit in die Erstellung des NAP einbezogen werden.

Dies beinhaltet insbesondere die Berücksichtigung von zu realisierenden Schnellladeparks, neuen Industrie- und Gewerbegebieten, Entwicklungen von Großkunden oder die klimapolitischen Ziele von Kommunen und Landkreisen.

3 Netzausbauplanung

Gemäß der in Tabelle 3 aufgeführten Leistungskennzahlen je Flussrichtung gilt es, das Stromverteilnetz optimal und zukunftsorientiert auszubauen. Basis für diese Planungen ist das bestehende Netzmodell, das die NE 4, NE 5 und NE 6 beinhaltet. Durch die Zuordnung punktueller Objekte aus NE 4 und NE 6 zu den jeweiligen Gemeinden, in welchen sich die Betriebsmittel befinden, kann eine ortsscharfe Skalierung erfolgen.

Damit regionale Unterschiede hierbei bereits berücksichtigt werden, wurde auf Gemeindeebene der Zuwachs jedes einzelnen Treibers aus Tabelle 2 aufgenommen und entsprechend der Prognosen skaliert. Durch diese Vorbereitungen und den anschließenden Berechnungen zeigt sich, wie sich die Energiewende in den jeweiligen Netzbereichen auswirkt.

In den nachfolgenden Kapiteln 3.1. und 3.2. werden auf Basis der vorangegangenen Erläuterungen Maßnahmen abgeleitet und in aggregierter Form dargestellt. Eine detaillierte Auflistung der unverbindlichen Maßnahmen ist unter Anhang A3 aufgeführt.

Bei den auf der folgenden Seite aggregierten Angaben zu Kosten und Längen handelt es sich lediglich um Grobplanungen, die auf Basis heutiger Annahmen getroffen wurden. Diese können sich durch Änderungen in mannigfachen Bereichen wie Technik, Politik oder Regionalentwicklung stetig wandeln.



3.1. NE 4: Umspannwerke Hochspannung/Mittelspannung

Die Umspannwerke der NE 4 stellen die Übergaben zum Hochspannungsnetz (HS) des vorgelagerten Netzbetreibers dar. Die Netze ODR GmbH besitzt über das gesamte Versorgungsgebiet lediglich Übergabepunkte zur HS, die im Eigentum der NetzeBW GmbH liegt. Dahingehend erfolgt in der operativen Planung eine abgestimmte Maßnahmenplanung und Bedarfsanalyse, wodurch Engpässe und Erneuerungsbedarfe identifiziert werden können.

Bei der Betrachtung der Netzausbaumaßnahmen gemäß §14d des EnWG und der hier aufgeführten Kennzahlen werden lediglich die Betriebsmittel der Netze ODR GmbH berücksichtigt. Eine vorangegangene iterative Abstimmung zum NAP mit dem VVNB konnte aufgrund der begrenzten Bearbeitungsdauer nur in Teilen durchgeführt werden.

Dennoch wurden durch die in Tabelle 2 identifizierten Kennzahlen für die jeweiligen Ausbauschritte Maßnahmen abgeleitet, die in aggregierter Fassung in der folgenden Tabelle dargestellt sind.

Tabelle 4: Aggregierte Erfassung der Maßnahmen der NE 4

Zeitraum	Maßnahme	Geschätzte Menge	Geschätzte Kosten
2023 bis 2028 (bis T+5)	NE 4 HS/MS-UW	19 UW	203,7 Mio. €
2029 bis 2033 (T+6 bis T+10)	NE 4 HS/MS-UW	9 UW	72,6 Mio. €
2034 bis 2045 (T+11 bis Zielnetzjahr)	NE 4 HS/MS-UW	7 UW	98 Mio. €

Wie bereits in Kapitel 2.2. angemerkt, ist nun aus Tabelle 4 der Netzausbaubedarf insbesondere in den kommenden Jahren bis 2028 und bis 2033 deutlich zu erkennen. Dies zeigt sich auch durch die Darstellung der Netzengpässe der NE 4 bis zum Jahr 2045 in Abbildung 2.

Aus Abbildung 2 ist zu erkennen, dass bis 2045 jedes der bestehenden Umspannwerke einen Engpass darstellt. Ein Engpass ist dann erreicht, wenn die prognostizierten Leistungen je Leistungsflussrichtung für das derzeitige Versorgungsgebiet, trotz Berücksichtigung von Gleichzeitigkeitsfaktoren, zu einer Überlastung eines oder mehrerer Betriebsmittel führen.

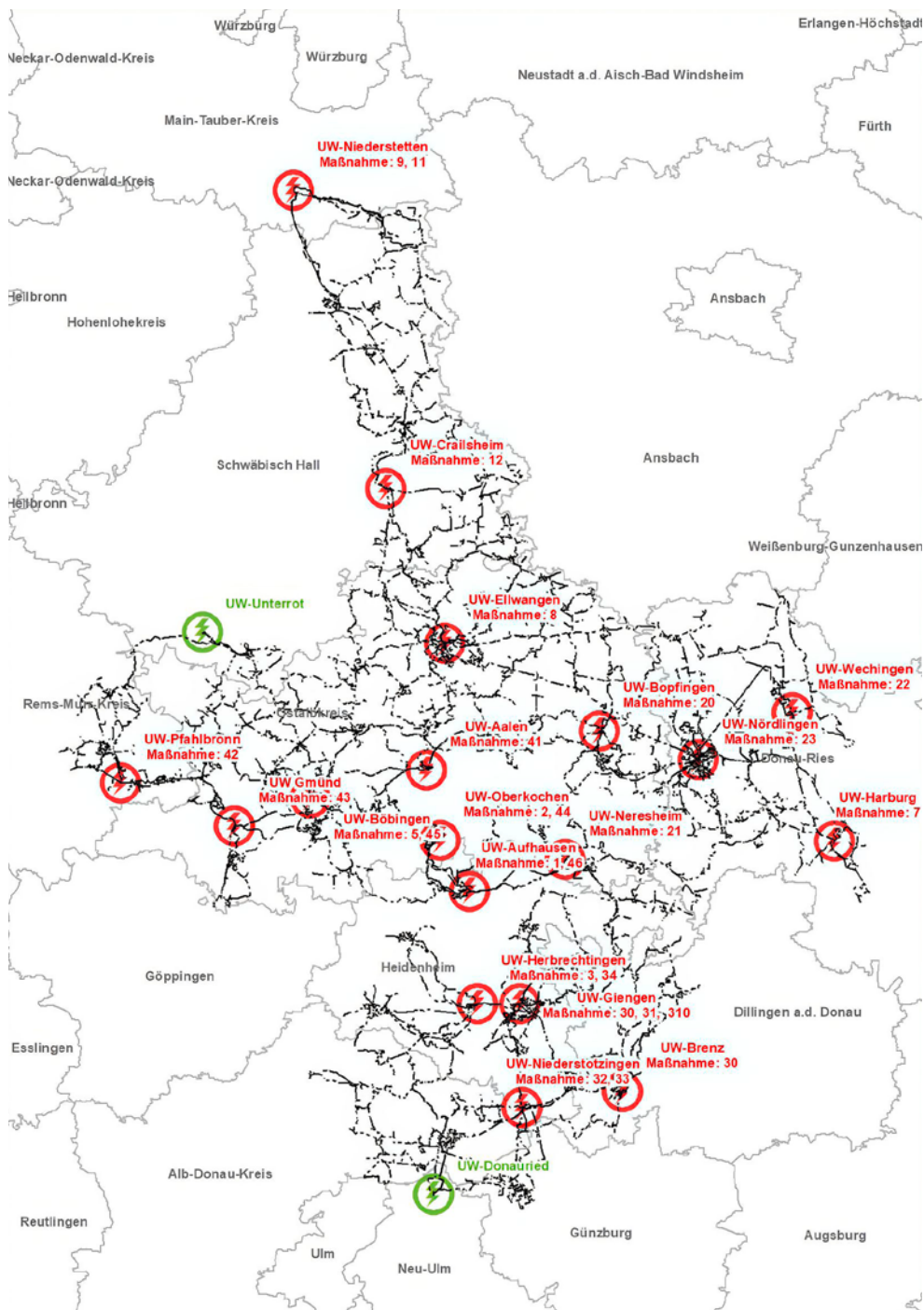


Abbildung 2: Netzkarte mit den Engpässen in der NE 4

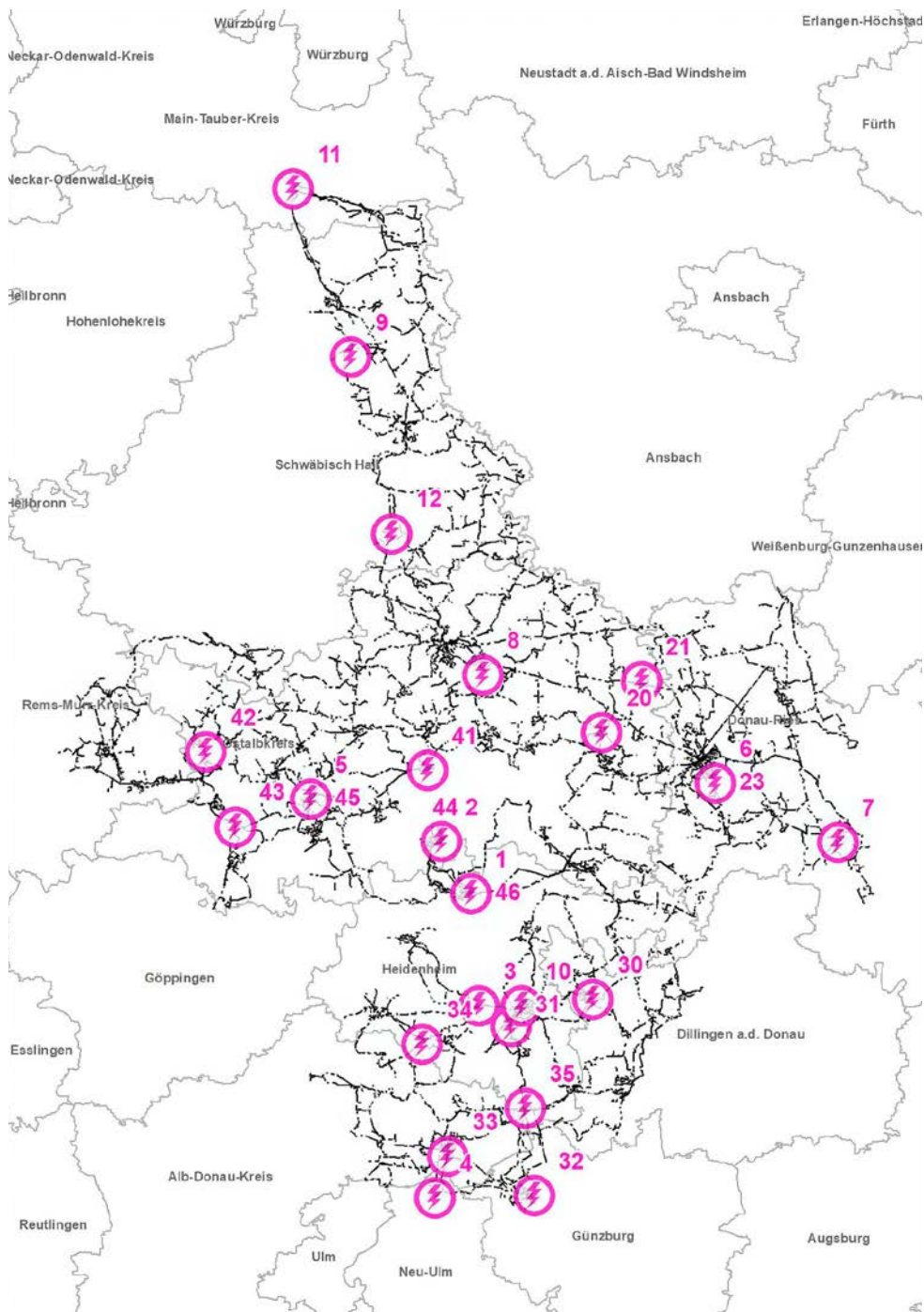


Abbildung 3: Netzkarte mit den Maßnahmen bis 2033 der NE 4

Netzausbauplanung

Zur Vermeidung von bestehenden oder zukünftigen Engpässen gilt es passende Maßnahmen zu identifizieren und weiterführend zu konkretisieren. Entsprechend müssen diese Maßnahmen direkt oder indirekt die Behebung von einzelnen oder mehreren Engpässen bewirken. Hierzu muss das Netz als Gesamtkonstrukt betrachtet werden, wodurch stets Abhängigkeiten sowohl in vertikaler als auch horizontaler Netzstruktur vorliegen.

Die zur Behebung der Engpässe bis 2033 notwendigen Maßnahmen sind in Abbildung 3 dargestellt. Eine Auflistung der Einzelmaßnahmen mit Verweis auf den entsprechenden Engpass befindet sich im Anhang A3, wodurch die aufkommenden Engpässe bis 2033 behoben werden sollen. Eine Darstellung dieser Maßnahmen der NE 4 ist in Abbildung 3 zu sehen.

Der Umfang der in Abbildung 3 dargestellten Maßnahmen spiegelt die aggregierten Kennzahlen aus Tabelle 4 wider. Zur Ermittlung der Netzausbaumaßnahmen wurden dabei zuerst Netzoptimierungsmaßnahmen untersucht. Anschließend galt es, vorrangig Erneuerungsmaßnahmen auf Basis der internen Erneuerungsstrategie und damit einhergehend mögliche Netzerweiterungen in die Netzberechnung zu integrieren. Noch offene Netzengpässe werden zuletzt über Neubaumaßnahmen behoben.

Hierbei muss betont werden, dass die dort aufgezeigten Maßnahmen eine Bedarfsorientierung darstellen und in Teilen keiner konkreten Umsetzung entsprechen. Es gilt, auf Basis dieser Prognose den tatsächlichen Entwicklungen in der Region und unter genauer Betrachtung aller planungsrelevanten Größen die jeweiligen NAP-Maßnahmen einzuordnen und entsprechend dem Bedarf und der Entwicklung anzupassen und zu fokussieren.



3.2. NE 5: Mittelspannung und NE 6: Umspannstationen

Aufgrund der ländlichen Netzstruktur sind Maßnahmen der NE 4 oftmals nicht ausreichend, dem Anstieg an Erneuerbaren Erzeugern oder Verbrauchern der Sektorenkopplung gerecht zu werden. Hiermit geht auch immer ein Netzausbau in den darunterliegenden Spannungsebenen einher. Dahingehend sieht der NAP in diesem Jahr erstmalig die Ausweisung von Maßnahmen der NE 5 und eine aggregierte Darstellung des Bedarfs der NE 6 vor. Diese sind in Tabelle 5 dargestellt.

Tabelle 5: Aggregierte Erfassung der Maßnahmen der NE 5 und NE 6

Zeitraum	Maßnahme	Geschätzte Menge	Geschätzte Kosten
2023 bis 2028 (T+5)	NE 5 MS-Leitungen	884 km	167 Mio. €
	NE 6 ONS	607 ONS	36,4 Mio. €
2029 bis 2033 (T+6 bis T+10)	NE 5 MS-Leitungen	928 km	182 Mio. €
	NE 6 ONS	607 ONS	36,4 Mio. €
2034 bis 2045 (T+11 bis Zielnetzjahr)	NE 5 MS-Leitungen	1801 km	360 Mio. €
	NE 6 ONS	1456 ONS	87,4 Mio. €

Der Umfang dieser Netzinvestitionen, abgeleitet aus dem notwendigen Ausbaubedarf, verdeutlicht, dass die Energiewende in den unteren Spannungsebenen stattfindet. Insbesondere die Kompensation von konventionellen Kraftstoffen bei Privatkunden wird durch regenerative Energien über das Mittel- und Niederspannungsnetz dem Kunden bereitgestellt.

Bei der Betrachtung des Netzes und der daraus abgeleiteten Engpassregionen für die NE 5 und NE 6 ist festzustellen, dass in allen Bereichen bis 2045 eine Überlastung der Netzelemente vorliegt. Dies beinhaltet sowohl Grenzwertverletzungen des Spannungsbandes als auch die Übertragungsfähigkeit der jeweiligen Betriebsmittel. Unter Berücksichtigung der bereits gegenwärtigen starken Ausprägung von Erneuerbaren Energien und den in Kapitel 2 aufgezeigten Prognosen führt ein nicht stattfindender Netzausbau im Netzgebiet der Netze ODR GmbH zwangsweise zu Engpässen über das gesamte Netzgebiet. Da es aus systemtechnischen Gründen derzeit noch nicht möglich ist, eine betriebsmittelscharfe Darstellung in einer geografischen Netzkarte abzubilden, wurde hierbei ein Engpass über ein regionales Polygon definiert, das im elektrischen Zusammenhang steht. Dies ist in Abbildung 4 dargestellt.

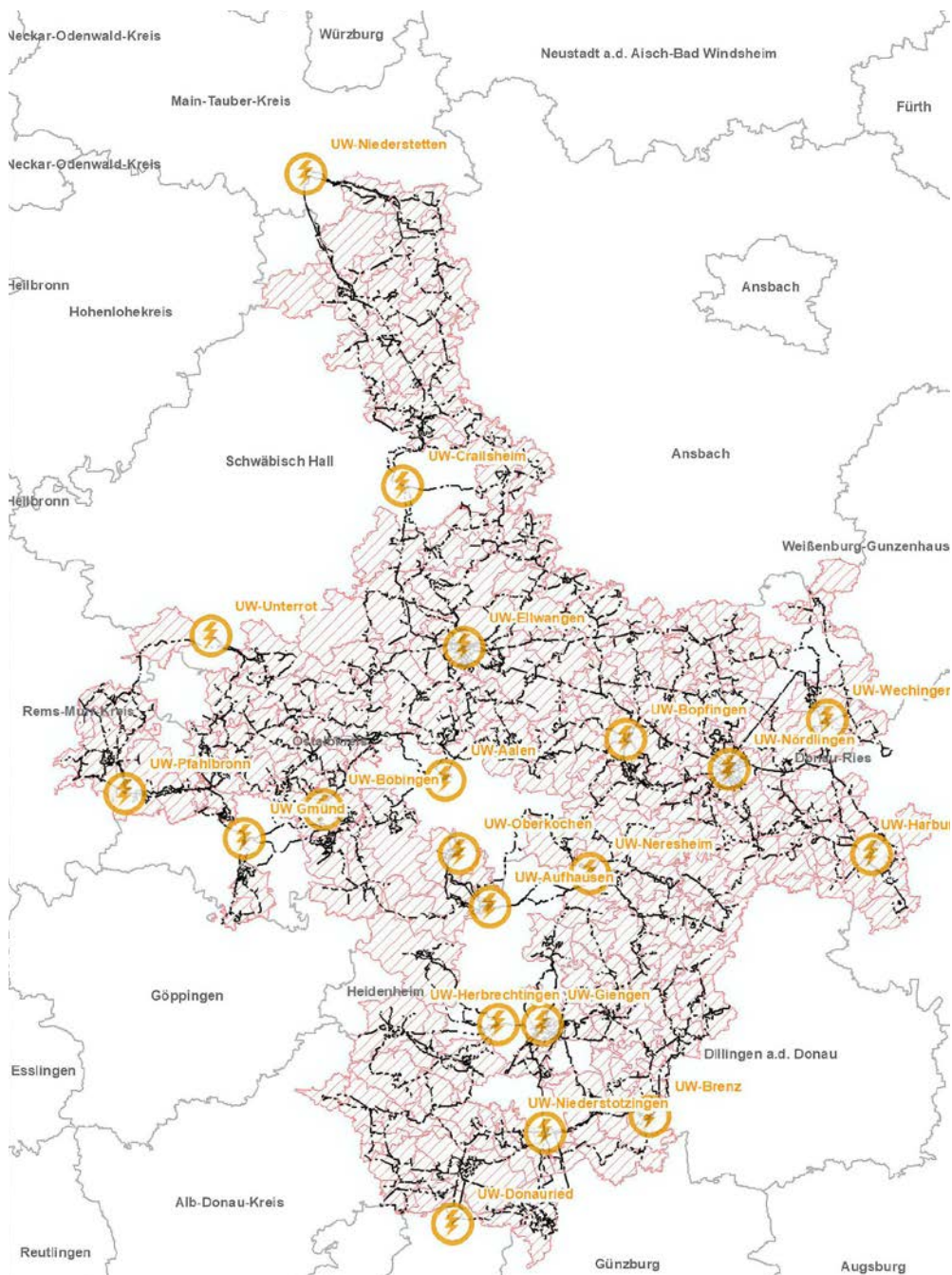


Abbildung 4: Netz Karte mit den Engpässen der NE 5 und NE 6 (siehe Beschreibung S.24)

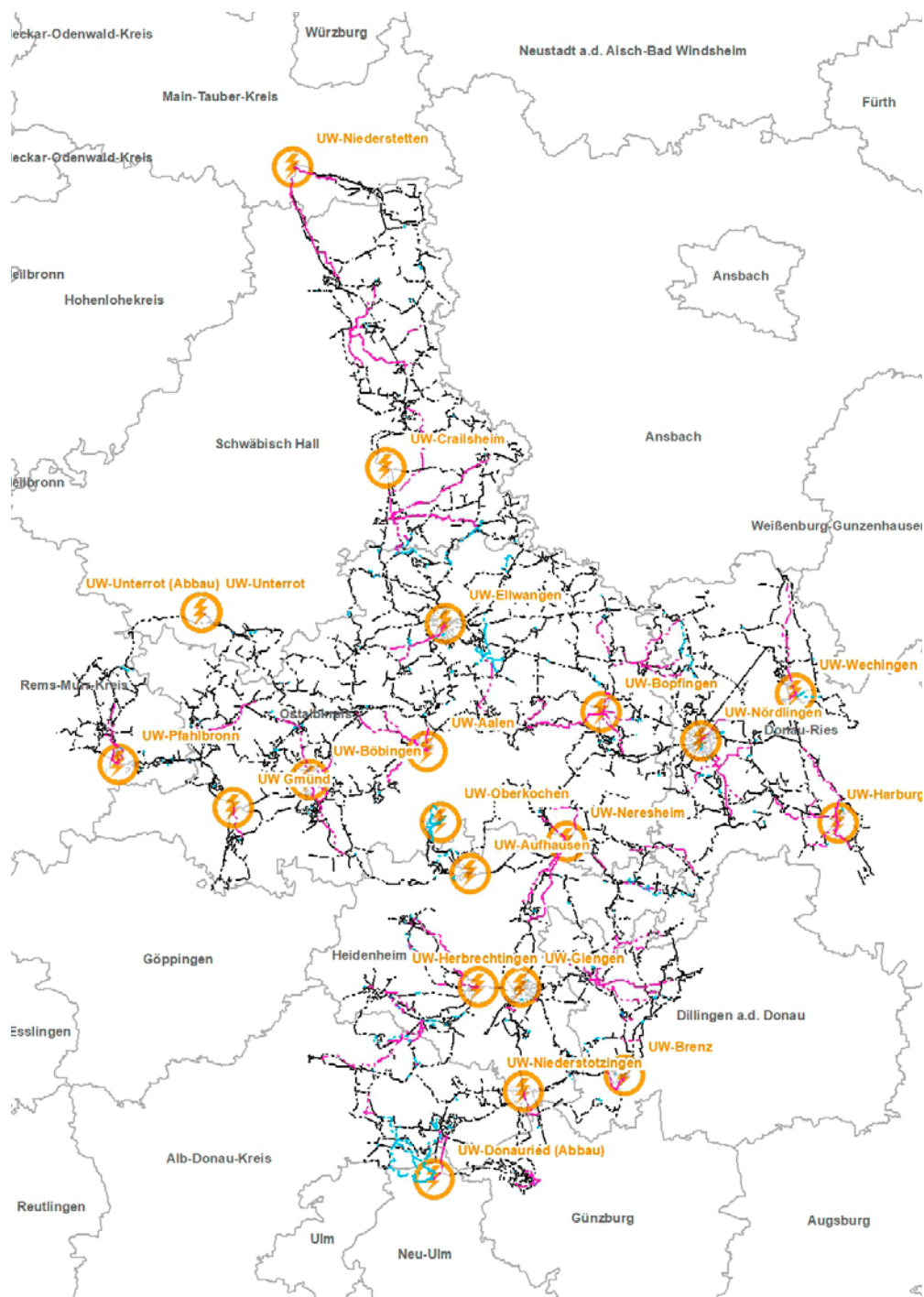


Abbildung 5: Netzmappe mit den Maßnahmen bis 2028 der NE 5 (siehe Beschreibung S.24)

Die rote Schraffierung repräsentiert dabei einen regionalen Engpass. Es wird deutlich, dass umfangreiche Netzausbaumaßnahmen notwendig sind, um eine Überlastung der NE 5 und NE 6 bis 2045 zu vermeiden. Entsprechend zeigt sich in Abbildung 5 der Netzausbau der NE 5, der notwendig ist, damit der Anstieg von Erneuerbaren Energien, Ladesäulen und Wärmepumpen nicht zu Kapazitätsengpässen oder Grenzwertverletzungen führt.

Insbesondere in Bereichen der Umspannwerke und damit der Übergabe zur NE 3 verdichten sich die notwendigen Netzausbaumaßnahmen.

Bei der Ermittlung dieser Maßnahmen sind zuerst die Auswirkungen von Erneuerungsmaßnahmen, beispielsweise durch die Verkabelung von bestehenden Mittelspannungsfreileitungstrassen, berücksichtigt worden. Ein im Anschluss offener Bedarf an Übertragungskapazitäten oder die Überschreitung von Spannungsgrenzwerten ist durch die Einplanung von Neubautrassen ausgeglichen worden.

Es ist hierbei zu berücksichtigen, dass die in Abbildung 5 aufgeführten Maßnahmen in weiten Bereichen keine konkrete Planung darstellen, sondern lediglich den Bedarf repräsentieren. Konkretisiert werden diese Maßnahmen zuerst in einer Zielnetzplanung, die dann in eine detaillierte Maßnahme überführt werden kann.

Bei diesen Projektschritten kann sich aufgrund der zeitlichen Änderungen sowohl der räumliche als auch technische Bezug und damit die Maßnahme selbst ändern.

3.3. Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen

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 sind zu prüfen. Im NAP sind daher engpassfreie Zielnetze ohne den Einsatz von Nachfragesteuerungsmaßnahmen zu beschreiben.

3.4. Verzögerungen

Der vorliegende NAP zeigt in aller Deutlichkeit die Notwendigkeit zum Ausbau des Stromverteilnetzes. Ohne diese signifikanten Investitionen, insbesondere von ländlichen Flächennetzbetreibern, können die ambitionierten Ziele der Bundesregierung und damit eine klimaneutrale Zukunft nicht erreicht werden. Damit einhergehend liegt es an den VNB, die Investitionen und alle darauffolgenden Abläufe zu erhöhen. Diese Änderungen und Anpassungen müssen in die täglichen Arbeiten integriert und auf dem Arbeitsmarkt etabliert werden.

Derzeit ist diese Transformation in vollem Gange, weshalb es weiterhin zu Verzögerungen zwischen optimaler Inbetriebnahme und tatsächlicher Fertigstellung eines Projektes kommt. Die Ursachen sind hierbei mannigfaltig und nach Spannungsebene unterschiedlich.

In der NE 4 und damit bei der Erneuerung und dem Bau neuer Umspannwerke sorgen sowohl umfangreiche Genehmigungsverfahren als auch die Einigung mit Grundstückseigentümern oftmals für Verzögerungen im Projekt. Zusätzlich bestehen enorme Engpässe sowohl auf dem Fachkräftemarkt als auch im Bereich der projektspezifischen Materialien.

Insbesondere durch den vorhandenen Fachkräftemangel und Materialengpässe muss genauestens geprüft werden, bei welchen Projekten derzeit der größte Bedarf vorliegt, um sowohl die Versorgungssicherheit als auch das Voranschreiten der Energiewende sicherzustellen.

Um diese Engpässe ausreichend zu berücksichtigen, versucht die Netze ODR GmbH möglichst frühzeitig Projekte anzusteuern und intern auf die Machbarkeit und den Umfang zu überprüfen.

In den darunterliegenden Spannungsebenen, den NE 5–7, können Verzögerungen auf unterschiedlichste Gründe zurückgeführt werden. Dies können, wie bereits in der NE 4, Genehmigungsverfahren, Einigungen mit Anwohnenden oder Material- und Personalengpässe sein. Allerdings sind wir als regionaler Netzbetreiber mit einer starken Nähe zu unseren Kommunen immer gewillt, Maßnahmen in Koordination durchzuführen, um somit möglichst wirtschaftlich das Netz auszubauen und dabei die Auswirkungen von Baumaßnahmen auf die Kunden so gering wie möglich zu halten.

Dies führt insbesondere in den unteren Spannungsebenen und in innerörtlichen Bereichen zu einem hohen Koordinationsaufwand und Verzögerungen durch die Abstimmung von Haushaltsaufwendungen.

Dennoch haben wir unsere Verpflichtung erkannt und stellen uns auf Herausforderungen der Klimaneutralität ein. Dementsprechend sind wir stetig dabei, unsere Arbeitsabläufe zu analysieren und dabei in den Kernprozessen die Umsetzungsgeschwindigkeit deutlich zu erhöhen, was uns durch automatisierte Abläufe, transparente Systeme und neue Softwarelösungen bereits heute gelingt.

4. Bedarf an System- und Flexibilitätsdienstleistungen

Da die Netze ODR GmbH lediglich die Verteilnetze in den NE 5 und NE 7 betreut, sind wir derzeit in keiner Abstimmung zu Systemdienstleistungen mit dem zuständigen ÜNB. In diesem Bereich verweisen wir auf unseren vorgelagerten Netzbetreiber NetzeBW GmbH, der zu diesem Thema in Zusammenarbeit mit dem ÜNB ein Projekt initiiert, um Blindleistungsbedarfe zu quantifizieren, die es zukünftig über den Markt zu beschaffen gilt.



4.1. Einspeisebegrenzungen bei Netzkapazitätsengpässen

Durch die steigende Transparenz und die wachsenden Steuerbarkeiten über alle Netzebenen versucht die Netze ODR GmbH diese Flexibilität zu nutzen, um mögliche Engpässe im Netz zu vermeiden und die vorhandene Struktur besser auszulasten.

In Bereichen, in denen die Netzkapazität bis zum Abschluss der Netzbaumaßnahmen bereits heute ausgelastet ist, bietet die Netze ODR seit Beginn 2022 eine Einspeiseüberwachung und –begrenzung für Netzkunden der NE 5 an. Diese Lösung ermöglicht es den Kunden, die Autarkie zu steigern, und gibt dabei den Anreiz, selbst erzeugte Energie direkt am Standort zu verbrauchen.

Dieses Vorgehen, stark angelehnt an die Einspeisebegrenzung nach VDE-AR-N 4105:2018-11 [8], wird schon bei mehreren Gewerbe- und Industriekunden angewendet und führt bereits heute dazu, dass Netzerweiterungen aufgrund von Überwachung und Steuerbarkeit vermieden wurde.

4.2. Überwachung und Analyse der NE 6 und NE 7

In den unteren Spannungsebenen verwendet die Netze ODR GmbH bereits in einer Vielzahl ausgewählter Umspannstationen Messtechnik zur Analyse der jeweiligen Niederspannungsabgänge. Unter Verwendung der vorliegenden Netzkundendaten können die gewonnenen Messreihen analysiert und über induktive Betrachtungen auf weitere Netzbereiche abgebildet werden.

Durch diese Betrachtungen wird notwendiger Netzausbau priorisiert und gleichzeitig Netzplanungen so ausgelegt, dass durch geringe Anpassungen eine ausreichende Dimensionierung erzielt wird.

Aufgrund des rasanten Ausbaus von Erneuerbaren Energien und Komponenten der Sektorenkopplung ist es notwendig, die gewonnenen Daten in einem regelmäßigen Turnus neu zu betrachten und bei Bedarf weitere Anpassungen abzuleiten.

4.3. Steuerbare Verbrauchseinrichtungen

Durch die Einführung des §14a des EnWG wird es dem Netzbetreiber ermöglicht, mehr Transparenz in den unteren Spannungsebenen zu gewinnen. Die Netze ODR GmbH sieht in dieser Möglichkeit ein großes Potenzial, den aufkommenden Netzausbau möglichst bedarfsorientiert einzuplanen.

Derzeit wird in einem umfangreichen Projekt unternehmensübergreifend intensiv an den Ausführungen und der Weiterverarbeitung der Daten gearbeitet. Erste Erkenntnisse und wegweisende Strategien werden für die zweite Jahreshälfte 2024 erwartet.

5. Spitzenkappung nach §11 Abs. (2) EnWG

Über die seit 2016 durch § 11 Abs.2 EnWG [1] gegebene Möglichkeit der Spitzenkappung ist es Netzbetreibern erlaubt, durch das gezielte Reduzieren von Einspeisespitzen einen notwendigen Netzausbau zu vermeiden.

Dieses Werkzeug wurde in der Veröffentlichung „Spitzenkappung – Ein neuer planerischer Freiheitsgrad“ [9] des FNN konkretisiert und für die Einbindung in die Netzberechnung um bundeseinheitliche Reduktionsfaktoren erweitert.

Somit kann für WKA eine Reduktion um 13 % der Wirkleistung und für PV-Anlagen eine Minderung um 30 % der Modulleistung einbezogen werden.

6. Sonstiges

Vom 1. Mai 2024 bis zum 22. Mai 2024 besteht auf [VNBdigital](#) die Möglichkeit, eine Stellungnahme zum vorliegenden Netzausbauplan einzureichen. Wir behalten uns das Recht vor, sachfremde oder unangemessene Stellungnahmen nicht zu veröffentlichen.

Anhang A1: Tabellen- und Abbildungsverzeichnisverzeichnis

Tabelle 1: Prognosezahlen der Erneuerbaren Energien und verschiedenen Verbrauchern	12
Tabelle 2: Kennzahlen des Regionalszenarios für die Netze ODR GmbH	14
Tabelle 3: Skalierte Leistungswerte je NE	15
Tabelle 4: Aggregierte Erfassung der Maßnahmen der NE4	17
Tabelle 5: Aggregierte Erfassung der Maßnahmen der NE 5 und NE 6	21
Abbildung 1: Bestandsnetz der Netze ODR GmbH mit den NE 4 und NE 5	10
Abbildung 2: Netzkarte mit den Engpässen in der NE 4	18
Abbildung 3: Netzkarte mit den Maßnahmen bis 2033 der NE 4	19
Abbildung 4: Netzkarte mit den Engpässen der NE 5 und NE 6	22
Abbildung 5: Netzkarte mit den Maßnahmen bis 2028 der NE 5	23



Anhang A2: Quellenverzeichnis

[1] Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG), 15. Februar 2024.

[2] VNBdigital: <https://www.vnbdigital.de/vnb/1010?filter=eyJvbmX5TmFwIjpmYWxzZSwidm9sdGFnZVR5cGVzIjpbIj5pZWRLcnNwYW5udW5nIiwidWl0dGVsc3Bhbm51bmciXSwid2l0aFJlZ2lvbnMiOnRydWV9>

[3] Netz ODR GmbH: <https://www.netze-odr.de/veroeffentlichungen/strom>

[4] Klimaziele Baden-Württemberg: <https://klimaschutzland.baden-wuerttemberg.de/klimapolitik>

[5] Eckpunktepapier „Festlegung zur sachgerechten Verteilung von Mehrkosten aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien“, Dezember 2023, Festlegung nach § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 3 g) und h) EnWG-E zur sachgerechten Verteilung von Mehrkosten aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien (bundesnetz-agentur.de)

[6] VNBdigital: <https://www.vnbdigital.de/region/2tma3G5edqshLmpqc>

[7] Monitoring der Energiewende in Baden-Württemberg: https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2_Presse_und_Service/Publikationen/Energie/Monitoring-der-Energiewende-in-Baden-Wuerttemberg-Statusbericht-2022.pdf

[8] Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz – Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz

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

Anhang: A3 Maßnahmentabelle

lfd. Nr.	Maßnahme	Projektkategorie	Betriebsmittel	netztechnische Begründung für den Netzausbau	Stand Genehmigungsverfahren	Vorrangig betroffene Netz- oder Umspannebene
1	UW Aufhausen - Ern. Umsp. HS/MS	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	20-kV Schaltanlage, Umspanner HS/MS	Zuwachs Bezug, n-1 Sicherheit Bezug	bereits eingeleitet	UW HS auf MS
2	UW Oberkochen - Ern. Umsp. HS/MS	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	20-kV Schaltanlage, Umspanner HS/MS	Zuwachs Bezug, n-1 Sicherheit Bezug	noch nicht eingeleitet	UW HS auf MS
4	UW Donauried - Ern. Umsp. HS/MS	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität		starker Zuwachs EEG-Anlagen, n-1 Sicherheit Zuwachs Bezug	abgeschlossen	UW HS auf MS
5	UW Böbingen - Ern. Umsp. HS/MS	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	20-kV Schaltanlage, Umspanner HS/MS	starker Zuwachs EEG-Anlagen, n-1 Sicherheit Zuwachs Bezug	noch nicht eingeleitet	UW HS auf MS
6	UW Reimlingen - Neubau UW	Neubau	20-kV-Schaltanlage	starker Zuwachs EEG-Anlagen, n-1 Sicherheit Zuwachs Bezug	noch nicht eingeleitet	UW HS auf MS
7	UW Harburg - Ern Umsp. HS/MS	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	20-kV Schaltanlage, Umspanner HS/MS	starker Zuwachs EEG-Anlagen, n-1 Sicherheit Zuwachs Bezug	noch nicht eingeleitet	UW HS auf MS
8	UW Neunstadt - Neubau UW	Neubau	Umspannwerk	starker Zuwachs EEG-Anlagen, n-1 Sicherheit Zuwachs Bezug	bereits eingeleitet	UW HS auf MS
9	UW Beimbach - Neubau UW	Neubau	Umspannwerk	starker Zuwachs EEG-Anlagen, n-1 Sicherheit Zuwachs Bezug	bereits eingeleitet	UW HS auf MS
10	UW Giengen - Ern. Umsp. HS/MS	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	Umspanner HS/MS	alters-/zustandsbedingt	noch nicht eingeleitet	UW HS auf MS
11	UW Niederstetten - Neubau Umsp. HS/MS	Neubau	Umspanner HS/MS	Zuwachs Rücklieferungleistung	keine Genehmigung erforderlich	UW HS auf MS
12	UW Honhardt	Neubau	Umspannwerk	Zuwachs Rücklieferungleistung und Bezug	noch nicht eingeleitet	UW HS auf MS
13	UW Neunstadt - Erweiterung	Neubau	Umspanner HS/MS	Zuwachs Rücklieferungleistung und Bezug	bereits eingeleitet	UW HS auf MS
20	UW Bopfinger -Erweiterung	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	Umspanner HS/MS, 20-kV Schaltanlage	starker Zuwachs EEG-Anlagen und Bezug	noch nicht eingeleitet	UW HS auf MS

Maßnahmentabelle

21	UW Neresheim - Erneuerung	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	Umspanner HS/MS, 20-kV Schaltanlage	starker Zuwachs EEG-Anlagen und Bezug, Probleme mit aktuellen Betriebsmittel	noch nicht eingeleitet	UW HS auf MS
22	UW Unterschneidheim - Neubau	Neubau	110-kV-Leitung Umspanner HS/MS 20-kV-Schaltanlage	starker Zuwachs EEG-Anlagen und Bezug	noch nicht eingeleitet	UW HS auf MS
23	UW Reimlingen - Erweiterung	Neubau	Umspanner HS/MS	Zuwachs Rücklieferungleistung und Bezug	bereits eingeleitet	UW HS auf MS
30	UW Bachhagel	Neubau	Umspanner HS/MS	starker Zuwachs EEG Anlagen, n-1 Sicherheit, Zuwachs Bezug	noch nicht eingeleitet	UW HS auf MS
31	UW Hürben	Neubau	Umspanner HS/MS	starker Zuwachs EEG Anlagen, n-1 Sicherheit, Zuwachs Bezug	noch nicht eingeleitet	UW HS auf MS
32	UW Leipheim	Neubau	Umspanner HS/MS	starker Zuwachs EEG Anlagen, n-1 Sicherheit, Zuwachs Bezug	noch nicht eingeleitet	UW HS auf MS
33	UW Langenau	Neubau	Umspanner HS/MS	starker Zuwachs EEG Anlagen, n-1 Sicherheit, Zuwachs Bezug	noch nicht eingeleitet	UW HS auf MS
34	UW Heuchlingen	Neubau	Umspanner HS/MS	starker Zuwachs EEG Anlagen, n-1 Sicherheit, Zuwachs Bezug	noch nicht eingeleitet	UW HS auf MS
35	UW Niederstotzingen	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	Umspanner HS/MS	alters-/zustandsbedingt	noch nicht eingeleitet	UW HS auf MS
41	UW Aalen - Erneuerung	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	20 kV Schaltanlage, Umspanner HS/MS	starker Zuwachs EEG Anlagen, n-1 Sicherheit, Zuwachs Bezug	noch nicht eingeleitet	UW HS auf MS
42	UW Spraitbach	Neubau		starker Zuwachs EEG Anlagen, n-1 Sicherheit, Zuwachs Bezug	noch nicht eingeleitet	UW HS auf MS
43	UW Gmünd - Erneuerung	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	20-kV Schaltanlage, Umspanner HS/MS	starker Zuwachs EEG Anlagen, n-1 Sicherheit, Zuwachs Bezug	noch nicht eingeleitet	UW HS auf MS
44	UW Oberkochen - Erweiterung	Neubau	Umspanner HS/MS	Zuwachs Rücklieferungleistung und Bezug	noch nicht eingeleitet	UW HS auf MS
45	UW Böbingen - Erweiterung	Neubau	Umspanner HS/MS	Zuwachs Rücklieferungleistung und Bezug	noch nicht eingeleitet	UW HS auf MS

Maßnahmentabelle

46	UW Aufhausen - Erweiterung	Neubau	Umspanner HS/MS	Zuwachs Rücklieferleistung und Bezug	noch nicht eingeleitet	UW HS auf MS
101	20kV-Einbindung UW Beimbach	Neubau	20-kV-Kabel	Einbindung neues UW für Rücklieferung und Bezug	bereits eingeleitet	MS
102	20kV-Verkabelung Niederstetten	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	20-kV-Kabel	zunehmende Einspeisung und Bezug in Gemeinde Niederstetten und Schrozberg	noch nicht eingeleitet	MS
103	20kV-Verkabelung Blaufelden	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	20-kV-Kabel	zunehmende Einspeisung und Bezug in Gemeinde Blaufelden	noch nicht eingeleitet	MS
104	20kV-Einbindung UW Neunstadt	Neubau	20-kV-Kabel	Einbindung neues UW für Rücklieferung und Bezug	bereits eingeleitet	MS
105	Netzverstärkung Krettenbach	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	20-kV-Kabel	zunehmende Einspeisung und Bezug in Gemeinde Fichtenau	noch nicht eingeleitet	MS
106	Netzverstärkung Jagstzell	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	20-kV-Kabel	zunehmende Einspeisung und Bezug in Gemeinde Jagstzell	noch nicht eingeleitet	MS
107	Netzverstärkung Wiesenbach	Neubau	20-kV-Kabel	zunehmende Einspeisung und Bezug in Gemeinde Blaufelden	bereits eingeleitet	MS
108	20kV-Einbindung UW Honhardt	Neubau	20-kV-Kabel	Einbindung neues UW für Rücklieferung und Bezug	noch nicht eingeleitet	MS
109	Netzerneuerung Rosenberg	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	20-kV-Kabel	zunehmende Einspeisung und Bezug in Gemeinde Rosenberg	noch nicht eingeleitet	MS
110	Netzverstärkung Adelmannsfelden	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	20-kV-Kabel	zunehmende Einspeisung und Bezug in Gemeinde Adelmannsfelden und Neuler	noch nicht eingeleitet	MS
111	Netzverstärkung Stödtlen	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	20-kV-Kabel	zunehmende Einspeisung und Bezug in Gemeinde Stödtlen und Wört	noch nicht eingeleitet	MS

Maßnahmentabelle

112	Netzverstärkung Westhausen	Neubau	20-kV-Kabel	zunehmende Einspeisung und Bezug in Gemeinde Westhausen	noch nicht eingeleitet	MS
113	Netzverstärkung Fichtenau	Neubau	20-kV-Kabel	zunehmende Einspeisung und Bezug in Gemeinde Fichtenau und Kreßberg	noch nicht eingeleitet	MS
114	Netzverstärkung Satteldorf	Neubau	20-kV-Kabel	Zunehmender Bezug in Gemeinde Satteldorf	noch nicht eingeleitet	MS
200	Netzverstärkung Lauchheim	Neubau	20-kV-Kabel	starker Zuwachs EEG-Anlagen und Bezug	noch nicht eingeleitet	MS
201	Netzverstärkung Bopfingen	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	20kV Kabel	starker Zuwachs EEG-Anlagen und Bezug	noch nicht eingeleitet	MS
202	Netzverstärkung Kirchheim	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	20kV Kabel	starker Zuwachs EEG-Anlagen und Bezug	noch nicht eingeleitet	MS
203	20kV-Einbindung UW Reimlingen	Neubau	20kV Kabel	starker Zuwachs EEG-Anlagen und Bezug	noch nicht eingeleitet	MS
204	Netzverstärkung Elchingen	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	20kV Kabel	starker Zuwachs EEG-Anlagen und Bezug	noch nicht eingeleitet	MS
205	Netzverstärkung Netzbereich Neresheim Ost	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	20kV Kabel	starker Zuwachs EEG-Anlagen und Bezug	noch nicht eingeleitet	MS
206	Netzverstärkung Harburg	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	20kV Kabel	starker Zuwachs EEG-Anlagen und Bezug	noch nicht eingeleitet	MS
207	Netzverstärkung Auhausen	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	20kV Kabel	starker Zuwachs EEG-Anlagen und Bezug	noch nicht eingeleitet	MS
209	Netzverstärkung Löpsingen, Dürrenzimmern, Pfäfflingen	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	20kV Kabel	starker Zuwachs EEG-Anlagen und Bezug	noch nicht eingeleitet	MS
210	Netzverstärkung Nördlingen	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	20kV Kabel	starker Zuwachs EEG-Anlagen und Bezug	noch nicht eingeleitet	MS
211	20kV-Einbindung UW Unterschneidheim	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	20kV Kabel	starker Zuwachs EEG-Anlagen und Bezug	noch nicht eingeleitet	MS

Maßnahmentabelle

300	20kV-Einbindung UW Bachhagel	Neubau	20 kV Freileitung/ Kabel	starker Zuwachs EEG-Anlagen und Bezug	noch nicht ein- geleitet	MS
301	20kV-Einbindung UW Hürben	Neubau	20-kV-Kabel	starker Zuwachs EEG-Anlagen und Bezug	noch nicht ein- geleitet	MS
302	20kV-Einbindung UW Leipheim	Neubau	20-kV-Kabel	starker Zuwachs EEG-Anlagen und Bezug	noch nicht ein- geleitet	MS
303	20kV-Einbindung UW Langenau	Neubau	20-kV-Kabel	starker Zuwachs EEG-Anlagen und Bezug	noch nicht ein- geleitet	MS
304	20kV-Einbindung UW Heuchlingen	Neubau	20-kV-Kabel	starker Zuwachs EEG-Anlagen und Bezug	noch nicht ein- geleitet	MS
310	Nattheim - An- bindung UW Neresheim	Neubau	20-kV-Kabel	starker Zuwachs EEG-Anlagen und Bezug	noch nicht ein- geleitet	MS
311	Netzverstärkung UW Giengen	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertra- gungskapazität	20-kV-Kabel	starker Bezug	noch nicht ein- geleitet	MS
312	sonstige Netz- verstärkung Be- reich UW Brenz	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertra- gungskapazität	20-kV-Kabel	starker Zuwachs EEG-Anlagen und Bezug	noch nicht ein- geleitet	MS
313	Netzverstärkung Gerstetten	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertra- gungskapazität	20-kV-Kabel	starker Zuwachs EEG-Anlagen und Bezug	noch nicht ein- geleitet	MS
314	Netzverstärkung Holzkirch	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertra- gungskapazität	20-kV-Kabel	starker Zuwachs EEG-Anlagen und Bezug	noch nicht ein- geleitet	MS
315	Netzverstärkun- gen Riedheim	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertra- gungskapazität	20-kV-Kabel	starker Zuwachs EEG-Anlagen und Bezug	noch nicht ein- geleitet	MS
316	Netzverstärkung Steinheim	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertra- gungskapazität	20-kV-Kabel	starker Zuwachs EEG-Anlagen und Bezug	noch nicht ein- geleitet	MS
317	Auswechslung UW Donauried - Elchinger Straße	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertra- gungskapazität	20-kV-Kabel	Störungsanfäl- ligkeit	noch nicht ein- geleitet	MS
318	Netzverstärkung Bernstadt/Oster- stetten/Langen- au/Seligweiler	Neubau	20-kV-Kabel	starker Zuwachs EEG-Anlagen und Bezug	abgeschlossen	MS
401	Netzverstärkung Leinzell	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertra- gungskapazität	20 kV Freileitung/ Kabel	starker Zuwachs EEG-Anlagen	bereits einge- leitet	MS

Maßnahmentabelle

402	Netzverstärkung Welzheim (2028)	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertra- gungskapazität	20 kV Freileitung/ Kabel	starker Zuwachs EEG-Anlagen und Bezug	noch nicht ein- geleitet	MS
403	Netzverstärkung Welzheim (2033)	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertra- gungskapazität	20-kV-Kabel	starker Zuwachs EEG-Anlagen und Bezug	noch nicht ein- geleitet	MS
404	Netzverstärkung Kaisersbach	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertra- gungskapazität	20 kV Freileitung/ Kabel	starker Zuwachs EEG-Anlagen und Bezug	noch nicht ein- geleitet	MS
405	Netzverstärkung Aichstrut	Neubau	20-kV-Kabel	starker Zuwachs EEG-Anlagen und Bezug	noch nicht ein- geleitet	MS
406	Einbindung UW Spraitbach	Neubau	20-kV-Kabel	starker Zuwachs EEG-Anlagen und Bezug	noch nicht ein- geleitet	MS
407	Netzverstärkung Waldstetten	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertra- gungskapazität	20 kV Freileitung/ Kabel	starker Zuwachs EEG-Anlagen und Bezug	noch nicht ein- geleitet	MS
408	Netzverstärkung Alldorf	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertra- gungskapazität	20-kV-Kabel	starker Zuwachs EEG-Anlagen und Bezug	noch nicht ein- geleitet	MS
409	Netzverstärkung Untergröningen	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertra- gungskapazität	20-kV-Kabel	starker Zuwachs EEG-Anlagen und Bezug	noch nicht ein- geleitet	MS
410	Netzverstärkung Mutlangen	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertra- gungskapazität	20 kV Freileitung/ Kabel	starker Zuwachs EEG-Anlagen und Bezug	noch nicht ein- geleitet	MS
411	Netzverstärkung Sulzbach-Laufen	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertra- gungskapazität	20-kV-Kabel	starker Zuwachs EEG-Anlagen und Bezug	noch nicht ein- geleitet	MS
412	Netzverstärkung Heubach (2028)	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertra- gungskapazität	20-kV-Kabel	starker Zuwachs EEG-Anlagen und Bezug	noch nicht ein- geleitet	MS
413	Netzverstärkung Heubach (2033)	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertra- gungskapazität	20 kV Freileitung/ Kabel	starker Zuwachs EEG-Anlagen und Bezug	noch nicht ein- geleitet	MS
414	Netzverstärkung Bartholomä	Neubau	20-kV-Kabel	starker Zuwachs EEG-Anlagen und Bezug	noch nicht ein- geleitet	MS
415	Netzverstärkung Mögglingen	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertra- gungskapazität	20-kV-Kabel	starker Zuwachs EEG-Anlagen und Bezug	noch nicht ein- geleitet	MS
416	Netzverstärkung Essingen	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertra- gungskapazität	20-kV-Kabel	starker Zuwachs EEG-Anlagen und Bezug	noch nicht ein- geleitet	MS

Maßnahmentabelle

417	Netzverstärkung Königsbronn	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertra- gungskapazität	20-kV-Kabel	starker Zuwachs EEG-Anlagen und Bezug	noch nicht ein- geleitet	MS
418	Netzverstärkung Schechingen	Neubau	20-kV-Kabel	starker Zuwachs EEG-Anlagen und Bezug	noch nicht ein- geleitet	MS
419	Netzverstärkung Eschach	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertra- gungskapazität	20 kV Freileitung/ Kabel	starker Zuwachs EEG-Anlagen und Bezug	noch nicht ein- geleitet	MS
420	Netzverstärkung Böbingen	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertra- gungskapazität	20-kV-Kabel	starker Zuwachs EEG-Anlagen und Bezug	noch nicht ein- geleitet	MS
421	Netzverstärkung Abtsgmünd (Aalen 2028)	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertra- gungskapazität	20-kV-Kabel	starker Zuwachs EEG-Anlagen und Bezug	noch nicht ein- geleitet	MS
422	Netzverstärkung Abtsgmünd (Aalen 2033)	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertra- gungskapazität	20-kV-Kabel	starker Zuwachs EEG-Anlagen und Bezug	noch nicht ein- geleitet	MS
423	Netzverstärkung Hüttlingen	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertra- gungskapazität	20-kV-Kabel	starker Zuwachs EEG-Anlagen und Bezug	noch nicht ein- geleitet	MS
424	Netzverstärkung Abtsgmünd (Böbingen)	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertra- gungskapazität	20 kV Freileitung/ Kabel	starker Zuwachs EEG-Anlagen und Bezug	noch nicht ein- geleitet	MS

Netze ODR GmbH

Unterer Brühl 2
73479 Ellwangen
07961 9336-0
info@netze-odr.de

2. Auflage 2024
© Netze ODR GmbH