

Regionalszenario 2023

Planungsregion BAYERN

Impressum

Das Regionalszenario für die Planungsregion Bayern wurde gemeinschaftlich - und unter Einbeziehung der zuständigen Übertragungsnetzbetreiber - von nachgenannten Verteilnetzbetreibern erstellt:

	<p>AllgäuNetz GmbH & Co. KG Illerstraße 18 87435 Kempten (Allgäu) www.allgaeunetz.com</p>
	<p>Bayernwerk Netz GmbH Lilienthalstraße 7 93049 Regensburg www.bayernwerk-netz.de</p>
	<p>LEW Verteilnetz GmbH Schaezlerstraße 3 86150 Augsburg www.lew-verteilnetz.de</p>
	<p>Mainfranken Netze GmbH Haugerring 6 97070 Würzburg www.mainfrankennetze.de</p>
	<p>N-ERGIE Netz GmbH Sandreuthstraße 27 90441 Nürnberg www.n-ergie-netz.de</p>
	<p>Regensburg Netz GmbH Greflingerstraße 26 93055 Regensburg www.regensburg-netz.de</p>
	<p>swa Netze GmbH Hoher Weg 1 86152 Augsburg www.swa-netze.de</p>
	<p>SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG Emmy-Noether-Straße 2 80992 München www.swm-infrastruktur.de</p>

Stand

Juni 2023

Veröffentlichung

Die Veröffentlichung auf der Internetseite „**VNBdigital**“ (<https://vnbdigital.de/>) der deutschen Verteilnetzbetreiber erfolgte am 26.06.2023.

Regionalszenario 2023

Inhalt

1	Abkürzungsverzeichnis	2
2	Einleitung	3
3	Rahmenbedingungen	5
3.1	Gesetzliche Anforderungen	5
3.2	Verzahnung Netzentwicklungsplan und Netzausbauplan	5
4	Planungsregion Bayern	7
4.1	VNB der Planungsregion	7
4.2	Netzgebiet und allgemeine Spezifika	7
4.3	Netz-Kennzahlen der Planungsregion	8
4.4	Netzstrukturdaten der VNB der Planungsregion	10
4.5	ÜNB der Planungsregion	12
4.6	Gemeinschaftliche Zielsetzung	13
5	Einflussgrößen auf die Netzaufgabe	14
5.1	Betrachtungshorizont und Stützjahre	14
5.2	Regionalisierung von Erzeugung und Verbrauch	14
5.3	Konventionelle Großkraftwerke	15
5.4	Entwicklung der regenerativen Erzeugung	16
5.4.1	Entwicklung PV-Dachanlagen	18
5.4.2	Entwicklung PV-Freiflächenanlagen	18
5.4.3	Entwicklung Windenergieanlagen	19
5.4.4	Entwicklung Biomasseanlagen	20
5.4.5	Entwicklung Wasserkraftanlagen	20
5.4.6	Entwicklung sonstiger regenerativer Erzeugung	21
5.5	Entwicklung des Verbrauchs	21
5.5.1	Allgemeine Verbrauchsentwicklung	21
5.5.2	Elektromobilität	21
5.5.3	Wärmepumpen	22
5.5.4	Rechenzentren	23

5.6	Flexibilitäten und Speichertechnologien	23
5.7	GHD (Gewerbe/Handel/Dienstleistungen)	27
5.8	Verkehr	27
5.9	Industrie und Großverbraucher	28
5.10	Einbeziehung von VNB < 100.000 Kunden	29
5.11	Neuere Entwicklungen	29
6	Grundlagen der Netzausbauplanung	30
6.1	Allgemeine Grundlagen und Regelwerke	30
6.2	Netzauslegungsrelevante Fälle	31
6.3	Anwendung des (n-1)-Kriteriums	31
6.4	Spitzenkappung	32
6.5	Blindleistungsmanagement	32
6.6	System-/Flexibilitätsdienstleistungen	32
6.7	NOVA-Prinzip	33
6.8	Netzausbauoptionen	33
7	Weiterer zeitlicher Ablauf	35
8	Verzeichnisse	36
8.1	Abbildungsverzeichnis	36
8.2	Tabellenverzeichnis	36

1 Abkürzungsverzeichnis

- BNetzA Bundesnetzagentur
- EE-Anlagen Erneuerbare-Energien-Anlagen (Erzeugungsanlagen)
- FNN Forum Netztechnik/Netzbetrieb
- HKW Heizkraftwerk
- HöS Höchstspannung
- HöS/HS Umspannung Höchstspannung/Hochspannung
- HS Hochspannung
- HS/MS Umspannung Hochspannung/Mittelspannung
- KW Kraftwerk
- MS Mittelspannung
- MS/NS Umspannung Mittelspannung/Niederspannung
- NS Niederspannung
- NAP Netzausbauplan (der Verteilnetzbetreiber)
- NEP Netzentwicklungsplan (der Übertragungsnetzbetreiber)
- NEP SzR Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045
- ONS Ortsnetzstation mit MS/NS-Transformator(en)
- rONT Regelbarer Ortsnetz(MS/NS)transformator
- ÜNB Übertragungsnetzbetreiber
- UW Umspannwerk mit HS/MS-Transformator(en)
- VNB Verteilnetzbetreiber

2 Einleitung

Auf die aktuellen Entwicklungen reagierend, hat die deutsche Politik sehr ambitionierte Zielsetzungen zur Gestaltung der Energiewende und zur Erreichung der Treibhausgasneutralität (Klimaneutralität) in Deutschland formuliert und gesetzlich verankert. Nach dem Klimaschutzgesetz (Fassung August 2021) soll in Deutschland bis 2045 der Status der Treibhausgasneutralität erreicht sein. Im Bereich der Stromerzeugung soll die Treibhausgasneutralität bereits im Jahr 2035 erreicht werden. Somit muss die Stromversorgung zu diesem Zeitpunkt (nahezu vollständig) aus Erzeugungsanlagen mit erneuerbaren Energien erfolgen.

Insbesondere die Verteilnetze sind durch diese Entwicklungen massiv betroffen. Die installierte Gesamtleistung der Erzeugungsanlagen mit Nutzung regenerativer Energien soll in Bayern dann über 120.000 MW erreichen und damit gegenüber dem Bezugsjahr (2022) versechsfacht werden. Da nahezu alle Last- und EE-Anlagen an die Verteilnetze angeschlossen sind bzw. angeschlossen werden müssen, findet die Umsetzung der Energiewende im Verteilnetz ihren Anfang. Nur wenn es gelingt, diese Netze rechtzeitig und ausreichend auf die neuen Anforderungen zu dimensionieren und auszubauen, wird es möglich sein, die regional und dezentral erzeugte Energie dort aufzunehmen und Verbrauchern oder Speichern zuzuführen.

Der Markt, der das Zusammenspiel von Erzeugung und Verbrauch orchestriert, bildet sich deutschlandweit, in Teilen sogar europaweit und setzt keine Anreize für einen regionalen Ausgleich. In der Folge ergibt sich ein ausgeprägter Energietransport durch alle Netzebenen. Ist eine regionale Nutzung oder Speicherung der regional erzeugten elektrischen Energie nicht möglich, muss diese Energie zu den Kuppelstellen zum Höchstspannungsnetz transportiert und über dieses überregional verteilt werden.

ÜNB und VNB sehen es als gemeinsame Aufgabe, die Übertragungs- und die Verteilnetze in der Planungsregion Bayern effizient und zielgerichtet zu gestalten, ohne dass das hohe Maß an Systemsicherheit und Versorgungszuverlässigkeit beeinträchtigt wird.

Das unter Einbeziehung der ÜNB von den VNB erarbeitete Regionalszenario 2023 für die Planungsregion Bayern baut auf den von der Bundesnetzagentur im Juli 2022 verabschiedeten Szenariorahmen 2023-2037/2045 zum Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber auf. Es zeigt die perspektivischen und regionalisierten Anforderungen, welche an die Verteilnetze bis 2045 gestellt werden auf und ist damit wesentliche Eingangsgröße für die für die Planungsregion Bayern zu erarbeitenden Netzausbaupläne. Sollten über die Inhalte des Szenariorahmens hinaus konkrete Informationen

zu individuellen Planungen in einzelnen Gebieten vorliegen, so werden diese angemessen berücksichtigt.

Dies führt spannungsebenenübergreifend zu einer vorausschauenderen und integrierteren Netzplanung unter Berücksichtigung

- des Zubaus dezentraler, regenerativer Erzeugungsanlagen
- der sektorenübergreifenden Entwicklungen wie dem Hochlauf der Elektromobilität und der dafür erforderlichen Ladeinfrastruktur
- des verstärkten Einsatzes von Wärmepumpen sowie
- der Dekarbonisierung in Industrie, Gewerbe und Handel.

3 Rahmenbedingungen

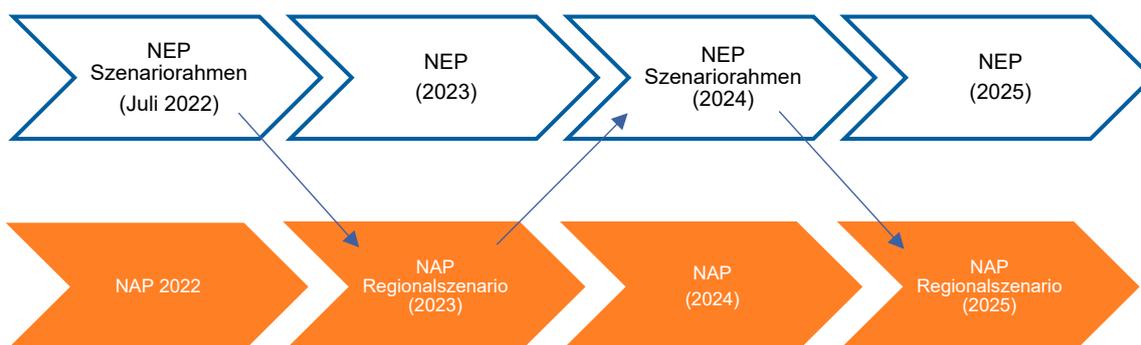
3.1 Gesetzliche Anforderungen

Gemäß §§ 14 d und e EnWG (Fassung 22.03.2023) haben Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen (VNB) alle zwei Jahre, erstmals zum 30. April 2024, einen Netzausbauplan für ihr jeweiliges Elektrizitätsverteilernetz zu erstellen. Dazu teilen die VNB das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland in geographisch abgrenzbare und räumlich zusammenhängende Gebiete (Planungsregionen) auf. Zur Gewährleistung einer integrierten und vorausschauenden Netzplanung haben die VNB einer Planungsregion bis 30.06.2023 in Abstimmung mit den jeweiligen Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) ein gemeinschaftliches Regionalszenario zu erarbeiten. Auf Basis des Regionalszenarios sowie abgestimmter Grundlagen der Netzausbauplanung erstellen die VNB jeweils für ihr Netzgebiet individuelle Netzausbaupläne und veröffentlichen diese auf der gemeinsamen Internetplattform der deutschen Verteilnetzbetreiber „**VNBdigital**“ (<https://vnbdigital.de/>).

VNB, an deren Netze weniger als 100.000 Kunden mittelbar oder unmittelbar angeschlossen sind, sind von dieser Verpflichtung ausgenommen.

3.2 Verzahnung Netzentwicklungsplan und Netzausbauplan

Die Netzentwicklungspläne der ÜNB und die Netzausbaupläne der VNB sowie deren zugehörige Szenariorahmen sind jeweils im 2-Jahres-Turnus, jeweils versetzt um ein Jahr, zu erstellen.



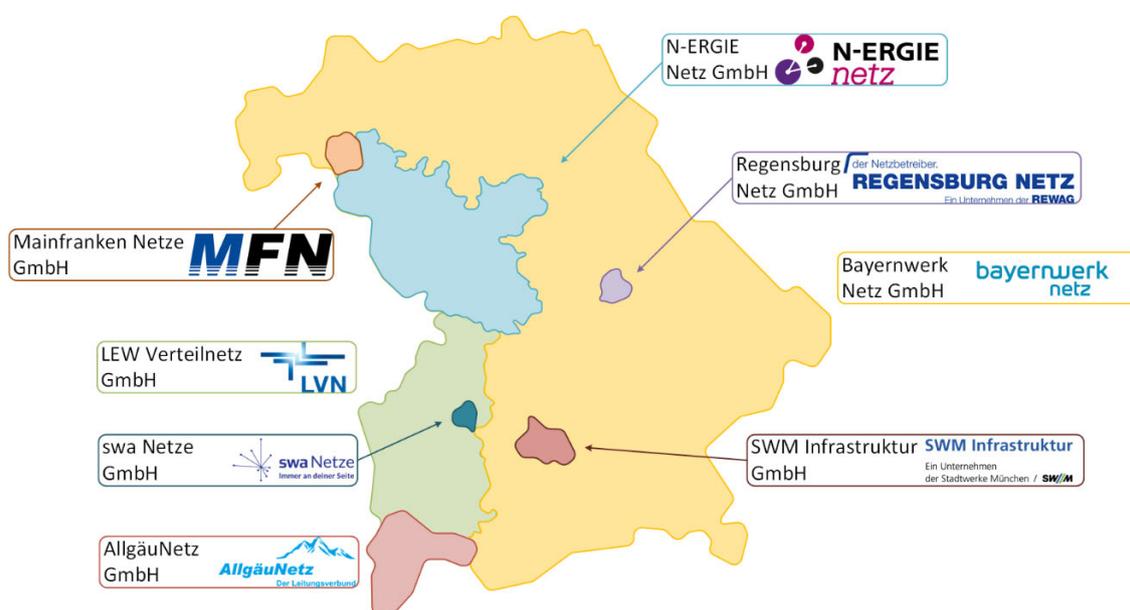
Grafik 1: Vernetzung von NEP und NAP

Der von der Bundesnetzagentur verabschiedete Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan ist eine der maßgebenden Eingangsgrößen für die Erstellung des Regionalszenarios zum Netzausbauplan. Der Entwicklungspfad umfasst dabei jeweils die für das langfristige Zieljahr 2045 gesetzlich festgelegten klima- und energiepolitischen Ziele der Bundesregierung und verfolgt das Ziel einer noch vorausschauenderen und integrierteren Netzplanung.

4 Planungsregion Bayern

4.1 VNB der Planungsregion

Acht Verteilnetzbetreiber mit ≥ 100.000 mittelbar und unmittelbar an ihre Stromnetze angeschlossenen Kunden bilden die Planungsregion Bayern. Diese acht Verteilnetzbetreiber werden nachfolgend gemeinschaftlich als „VNB der Planungsregion“ bezeichnet.



Grafik 2: Planungsrelevante Gebiete der VNB ≥ 100.000 angeschlossene Kunden in der Planungsregion Bayern

4.2 Netzgebiet und allgemeine Spezifika

Das Netzgebiet der Planungsregion Bayern umfasst weitestgehend das Gebiet des Freistaats Bayern, des mit ca. 71.000 km² flächengrößten und mit ca. 13 Mio. Einwohnern zweitbevölkerungsreichsten Bundeslandes in Deutschland. Darüber hinaus werden über die Netze der VNB der Planungsregion auch kleinere Netzgebiete in angrenzenden Ländern (Österreich) bzw. Bundesländern (Hessen, Baden-Württemberg) versorgt, ebenso werden kleinere Netzgebiete über Netze von VNB versorgt, die nicht der Planungsregion Bayern zugeordnet sind.

Zu einem großen Teil ist das Gebiet der Planungsregion Bayern ländlich geprägt, beinhaltet aber auch urbane Gebiete, Großstädte und bedeutende Industriestandorte. In der Planungsregion Bayern gibt es über 220 weitere VNB, welche bei den Planungen

der VNB der Planungsregion mitberücksichtigt werden. Aufgrund der hohen Sonnenstundenzahl ist die Planungsregion überproportional durch den Zubau von PV-Anlagen geprägt. Alle regenerativen Erzeugungsanlagen sind an die Verteilnetze angeschlossen.

Netztechnische Schnittstellen bestehen zu den deutschen ÜNB Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH. Zudem ist ein kleiner Teil des Netzgebietes der Planungsregion an das Netz des österreichischen ÜNB Austrian Power Grid AG (APG) angebunden. Neben vorgenannten ÜNB betreiben auch die SWM Infrastruktur GmbH als VNB zwei Höchstspannungsverbindungen (Umspannwerk Oberbachern – Umspannwerk Menzing und Umspannwerk Ottenhofen – Umspannwerk Föhring) im Planungsgebiet.

4.3 Netz-Kennzahlen der Planungsregion

Die Netzlänge des bayerischen Stromverteilnetzes umfasst ca. 342.000 km.

Spannungsebene	Stromkreislänge
HS	16.262 km
MS	93.299 km
NS	232.631 km
Summe	342.192 km

Tabelle 1: Kennzahlen zum Stromnetz in Bayern (Quelle: BDEW-Netzkennzahlen Bayern 01/2022)

Die Anzahl der Entnahmestellen des bayerischen Stromverteilnetzes beträgt ca. 7,7 Millionen und teilt sich wie folgt auf:

Spannungsebene	Anzahl Entnahmestellen
HS	760
HS/MS	3.130
MS	86.035
MS/NS	182.828
NS	7.432.225
Summe	7.704.978

Tabelle 2: Anzahl Entnahmestellen in Bayern (Quelle: BDEW (Daten für 2017¹; Stand: 09/2019))

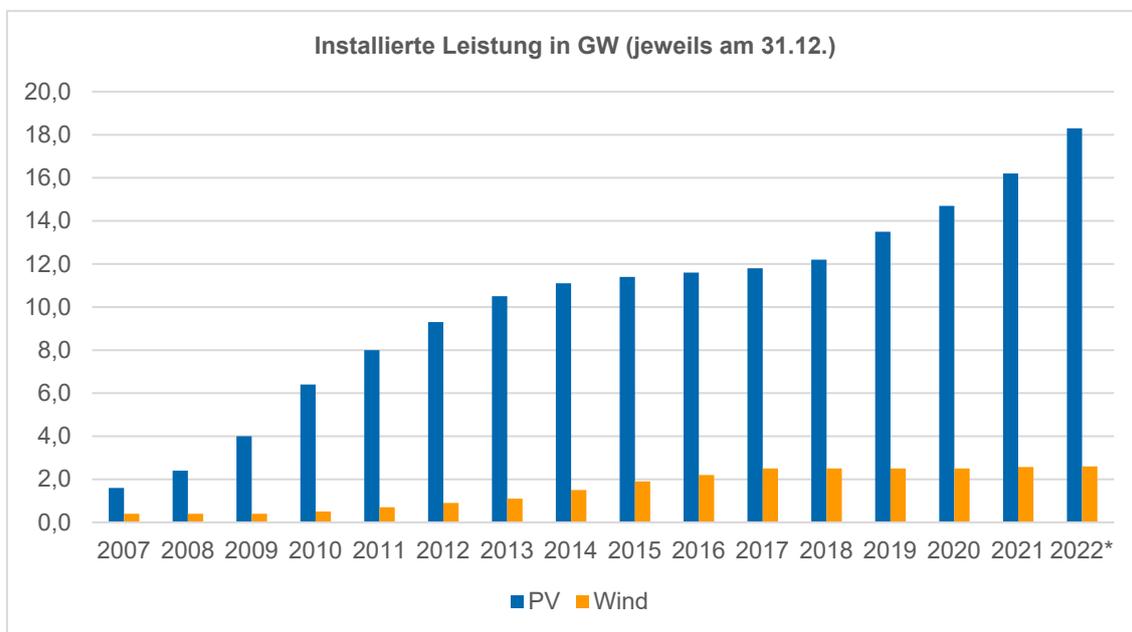
¹ Aktuellere veröffentlichte Zahlen für die gesamte Planungsregion konnten nicht in Erfahrung gebracht werden.

Etwa 686.000 EE-Anlagen mit einer Gesamtleistung von ca. 23.300 MW sind an das bayerische Stromverteilnetz angeschlossen.

Energieträger	Anzahl in Stück	Installierte Leistung
Photovoltaik	677.226	16.214 MW
Windkraft	1.269	2.572 MW
Wasserkraft	3.690	2.426 MW
Biomasse	3.929	1.930 MW
Klärgas	216	71 MW
Geothermie	16	46 MW
Deponiegas	30	9 MW
Summe	686.376	23.268 MW

Tabelle 3: EE-Anlagenbestand in Bayern zum 31.12.2021 (Quellen: Bericht des EE-Bund-Länder-Kooperationsausschusses – Berichtsjahr 2022 bzw. VBEW)

Während in der Planungsregion die Zubauentwicklung bei PV-Anlagen besonders ausgeprägt ist, war der Zubau von Windkraftanlagen in den letzten Jahren gering.



Grafik 3: Entwicklung PV und Windkraft in Bayern (Quellen: Bayer. Landesamt für Statistik, Monitoringbericht Bayern 2021, VBEW); * vorläufige Werte 2022 ermittelt über Zubauzahlen nach Marktstammdatenregister

4.4 Netzstrukturdaten der VNB der Planungsregion

Wesentliche Kennzahlen zu Länge bzw. Anzahl der Netzbetriebsmittel der VNB der Planungsregion Bayern sind in Tabelle 4 aufgelistet. Die Netze der acht VNB der Planungsregion umfassen eine Stromnetzlänge von ca. 253.000 km und repräsentieren damit 74 % der Stromnetzlänge aller bayerischer VNB.

Netzbetreiber	Stromkreislänge in km (davon Kabel in km)			Anzahl UW ²	Anzahl ONS ³
	HS	MS	NS ⁴		
Allgäu Netz GmbH	340 (29)	1.763 (1.189)	3.950 (3.294)	16	2.084
Bayernwerk Netz GmbH	9.139 (322)	47.601 (31.677)	101.715 (98.048)	304	41.935
LEW Verteilnetz GmbH	1.995 (17)	7.286 (4.930)	27.118 (18.920)	91	7.766
Mainfranken Netze GmbH	31 (31)	661 (615)	2.700 (2.627)	4	634
N-ERGIE Netz GmbH	1.470 (105)	8.735 (4.691)	18.085 (17.947)	61	8.265
Regensburg Netz GmbH	0 (0)	864 (725)	3.486 (3.483)	0	762
swa Netze GmbH	40 (24)	767 (751)	2.161 (1.836)	12	1.078
SWM Infrastruktur GmbH	581 (391)	3.758 (3.696)	8.644 (8.393)	34	5.955
Summe	13.596 (919)	71.435 (48.274)	167.859 (154.548)	522	68.479

Tabelle 4: Netzstrukturdaten der VNB der Planungsregion (Stand: 31.12.2022)

² Anzahl Umspannwerke mit netzbetreibereigenem HS/MS-Transformator

³ Anzahl Ortsnetzstationen mit netzbetreibereigenem MS/NS-Transformator

⁴ inklusive NS-Hausanschlussleitung

An die Netze der acht VNB der Planungsregion sind ca. 5,4 Mio. Entnahmestellen direkt angeschlossen, was etwa 71 % aller Entnahmestellen in der Planungsregion Bayern entspricht.

Netzbetreiber	Anzahl der Entnahmestellen					Summe
	HS	HS/MS	MS	MS/NS	NS	
Allgäu Netz GmbH	19	59	2.346	3.710	139.886	146.020
Bayernwerk Netz GmbH	430	948	48.145	44.295	2.312.422	2.406.240
LEW Verteilnetz GmbH	191	584	10.980	50.040	571.605	633.400
Mainfranken Netze GmbH	0	0	400	63	139.928	140.391
N-ERGIE Netz GmbH	29	41	2.624	6.504	694.965	704.163
Regensburg Netz GmbH	0	0	1.232	6.384	151.378	158.994
swa Netze GmbH	31	336	1.355	13.112	176.133	190.967
SWM Infrastruktur GmbH	9	141	929	6.371	1.045.224	1.052.674
Summe	709	2.109	68.011	130.479	5.231.541	5.432.849

Tabelle 5: Anzahl der Entnahmestellen der VNB der Planungsregion (Stand: 31.12.2022)

An die Netze der acht VNB der Planungsregion sind etwa 576.000 EE-Anlagen mit einer installierten Leistung von ca. 21.300 MW direkt angeschlossen. Dies repräsentiert einen Anteil von 84 % aller in der Planungsregion Bayern angeschlossenen EE-Anlagen sowie ca. 92 % der in der Planungsregion angeschlossenen Leistung. Auf die HS-Netze der acht VNB der Planungsregion wirken neben den EE-Anlagen im eigenen Netzgebiet auch die EE-Anlagen in den Netzgebieten weiterer VNB, die nachgelagert dort angeschlossen sind. Somit sind diese ebenfalls planungs-/auslegungsrelevant.

Netzbetreiber	Installierte EE-Leistung in kW (Anzahl EE-Anlagen)					Summe
	PV	Wind	Bio	Wasser	Sonstige	
Allgäu	223.245	3.511	11.089	49.571	82.487	369.903
Netz GmbH	(10.877)	(5)	(41)	(94)	(279)	(11.296)
Bayernwerk	9.810.622	1.371.061	850.555	1.604.757	1.109.746	14.746.741
Netz GmbH	(376.911)	(686)	(1.872)	(2.185)	(674)	(382.328)
LEW	2.146.400	159.430	262.700	70.469	347	2.639.346
Verteilnetz GmbH	(92.618)	(103)	(562)	(387)	(4)	(93.674)
Mainfranken	103.308	13.950	7.760	3.526	938	129.482
Netze GmbH	(4.831)	(6)	(8)	(4)	(1)	(4.850)
N-ERGIE	1.896.157	749.903	266.034	29.373	1.236	2.942.703
Netz GmbH	(61.996)	(351)	(507)	(187)	(6)	(63.047)
Regensburg	153.760	500	7.670	9.710	19.071	190.711
Netz GmbH	(7.493)	(1)	(20)	(6)	(273)	(7.793)
swa	46.900	0	8.340	19.640	3.860	78.740
Netze GmbH	(2.460)	(0)	(8)	(38)	(2)	(2.508)
SWM	175.865	5.003	4.074	63.827	0	248.769
Infrastruktur GmbH	(10.207)	(3)	(16)	(35)	(0)	(10.261)
Summe	14.556.257	2.303.358	1.418.222	1.850.873	1.217.685	21.346.395
	(567.393)	(1.155)	(3.034)	(2.936)	(1.239)	(575.757)

Tabelle 6: An die Verteilnetze der VNB der Planungsregion angeschlossene EE-Anlagen (Stand: 31.12.2022)

4.5 ÜNB der Planungsregion

Die Verteilnetze in der Planungsregion Bayern sind mit den Höchstspannungsnetzen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber Amprion GmbH (Sitz in Dortmund), TenneT TSO GmbH (Sitz in Bayreuth) und TransnetBW GmbH (Sitz in Stuttgart) verbunden. Vertragliche Schnittstellen (welcher VNB ist Vertragspartner des ÜNB) zwischen VNB der Planungsregion und deutschen ÜNB bestehen wie folgt:

VNB	ÜNB	Anzahl HöS/HS-Umspannwerke (Stand 31.12.2022)
Allgäu Netz GmbH	Amprion GmbH	---
Bayernwerk Netz GmbH	TenneT TSO GmbH ⁵	29
LEW Verteilnetz GmbH	Amprion GmbH	8
Mainfranken Netze GmbH	TenneT TSO GmbH	---
N-ERGIE Netz GmbH	TenneT TSO GmbH	---
Regensburg Netz GmbH	TenneT TSO GmbH	---
swa Netze GmbH	Amprion GmbH	---
SWM Infrastruktur GmbH	TenneT TSO GmbH	2
Summe		39

Tabelle 7: Zuordnung VNB zu ÜNB-Netzgebieten und Anzahl HöS/HS-Umspannwerke

Karten zu den Höchstspannungsnetzen der ÜNB-Netze sind über den FNN erhältlich.

4.6 Gemeinschaftliche Zielsetzung

Gemeinschaftlich und unter Einbeziehung der Übertragungsnetzbetreiber Amprion GmbH, TransnetBW GmbH und TenneT TSO GmbH wurde im Zeitraum 09/2022 bis 06/2023 durch die acht VNB der Planungsregion das Regionalszenario 2023 für die Planungsregion Bayern erarbeitet.

Basierend auf dem von der BNetzA im Juli 2022 verabschiedeten NEP-SzR für Deutschland sowie eigener Erkenntnisse erfolgte die Regionalisierung der Mantelzahlen auf die VNB-Netzgebiete, welche dann maßgebliche Eingangsgrößen für den bis 30.04.2024 VNB-individuell zu erstellenden NAP darstellen.

⁵ Schnittstelle zu Austrian Power Grid AG nicht berücksichtigt

5 Einflussgrößen auf die Netzaufgabe

5.1 Betrachtungshorizont und Stützjahre

Grundlage für die Erstellung der Netzausbaupläne sind, ausgehend von der Situation im Jahr 2022, die perspektivischen Veränderungen der Netzaufgaben, die sich aus dem im Juli 2022 von der Bundesnetzagentur genehmigten Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 ergeben. Dieser zielt auf eine deutlich stärker vorausschauende und integrierte Ausbauplanung der Übertragungs- und Verteilnetze mit dem Ziel der Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 ab. Dabei sind neben dem notwendigen Ausbau erneuerbarer Energien auch sektoren-übergreifende Entwicklungen wie der Hochlauf der Elektromobilität und der dafür erforderlichen Ladeinfrastruktur, der verstärkte Einsatz von Wärmepumpen sowie die Dekarbonisierung in Industrie, Gewerbe und Handel zu berücksichtigen.

Maßgebliche Betrachtungsjahre des Regionalszenarios sind:



Grafik 4: Maßgebliche Stützjahre zur Erstellung der NAP

Im Rahmen des Regionalszenarios für die Planungsregion Bayern haben sich die VNB der Planungsregion auf eine gemeinsame regionalisierte Datenbasis maßgeblicher Eingangsgrößen verständigt. Im Zuge der nachfolgenden individuellen Erstellung der Netzausbaupläne fließen darüber hinaus regionale Besonderheiten des Netzgebietes des jeweiligen VNB mit ein.

5.2 Regionalisierung von Erzeugung und Verbrauch

Die Regionalisierung der Last- und Einspeiseprognosen auf die Bundesländer erfolgte auf Basis der Methodik und der Zielwerte des genehmigten NEP-SzR durch die ÜNB unter Berücksichtigung der Regionalplanungen der Bundesländer. Sofern den VNB der Planungsregion keine besseren Erkenntnisse vorliegen, ist die Regionalisierung auf Gemeinden bzw. Landkreise aus Szenario C 2045 mit den Stützjahren 2037 und 2045 die Eingangsgröße für die Erstellung der NAP. Entwicklungspfad und Regionalisierung wurden durch die VNB der Planungsregion auf Basis eigener Erkenntnisse konkretisiert. Den VNB vorliegende konkrete Anschlussanfragen führten nur bei einer deut-

lichen Abweichung (i.d.R. Überschreitung) von den regionalisierten Prognosewerten zu einer Überprüfung der regionalisierten Annahmen.

5.3 Konventionelle Großkraftwerke

In der Planungsregion befinden sich auch konventionelle Kraftwerke mit Anschlüssen an das Verteilnetz, die bei der Erstellung der NAP zu berücksichtigen sind. Nachfolgend aufgelistet sind konventionelle Kraftwerke reiner Kraftwerksbetreiber mit installierten Leistungen größer 50 MW.

Kraftwerk (Anschluss-VNB)	Leistung	Leistung im Jahr 2037	Leistung im Jahr 2045
HKW Freimann (SWM Infrastruktur GmbH)	101,8 MW	101,8 MW	101,8 MW
HKW Würzburg (Mainfranken Netz GmbH)	149,0 MW	149,0 MW	149,0 MW
HKW Sandreuth (N-ERGIE Netz GmbH)	199,2 MW	199,2 MW	199,2 MW
HKW Süd 1 (SWM Infrastruktur GmbH)	275,5 MW	275,5 MW	275,5 MW
HKW Süd 2 (SWM Infrastruktur GmbH)	417,2 MW	417,2 MW	417,2 MW
KW Franken 1 Gebersdorf (Bayernwerk Netz GmbH)	828,0 MW	828,0 MW	828,0 MW
KW Hausham (Bayernwerk Netz GmbH)	93,6 MW	---	---
KW Obernburg (Bayernwerk Netz GmbH)	64,0 MW	64,0 MW	64,0 MW
KW Palm Eltmann (Bayernwerk Netz GmbH)	80,0 MW	80,0 MW	80,0 MW
KW Wacker Burghausen (Bayernwerk Netz GmbH)	130,0 MW	130,0 MW	130,0 MW
MKW Schwandorf (Bayernwerk Netz GmbH)	56,0 MW	56,0 MW	56,0 MW
GuD Kraftwerk UPM Schongau (LEW Verteilnetz GmbH)	74,0 MW	74,0 MW	74,0 MW

Tabelle 8: Liste mit konventionellen Kraftwerken > 50 MW in der Planungsregion

Detailliertere Informationen können der Kraftwerksliste des genehmigten NEP-Szenariorahmens 2023-2037/2045 entnommen werden.

Auch in Zukunft besteht die Notwendigkeit, zu jedem Zeitpunkt des Jahres die lastbedingte Leistungsnachfrage mit (ausreichenden) Erzeugungskapazitäten zu decken. Da die vorhandenen Kraftwerksstandorte über ausgezeichnete infrastrukturelle Voraussetzungen (z.B. Anbindung an Gasnetz, ausreichend dimensionierter Netzanschluss) für den Weiterbetrieb verfügen, werden diese auch weiterhin als in Betrieb befindlich angesehen. Die bisher verwendeten Brennstoffe fossilen Ursprungs (vorwiegend Erdgas) werden künftig durch aus erneuerbaren Energien erzeugte Brennstoffe (sustainable fuels; Wasserstoff) ersetzt.

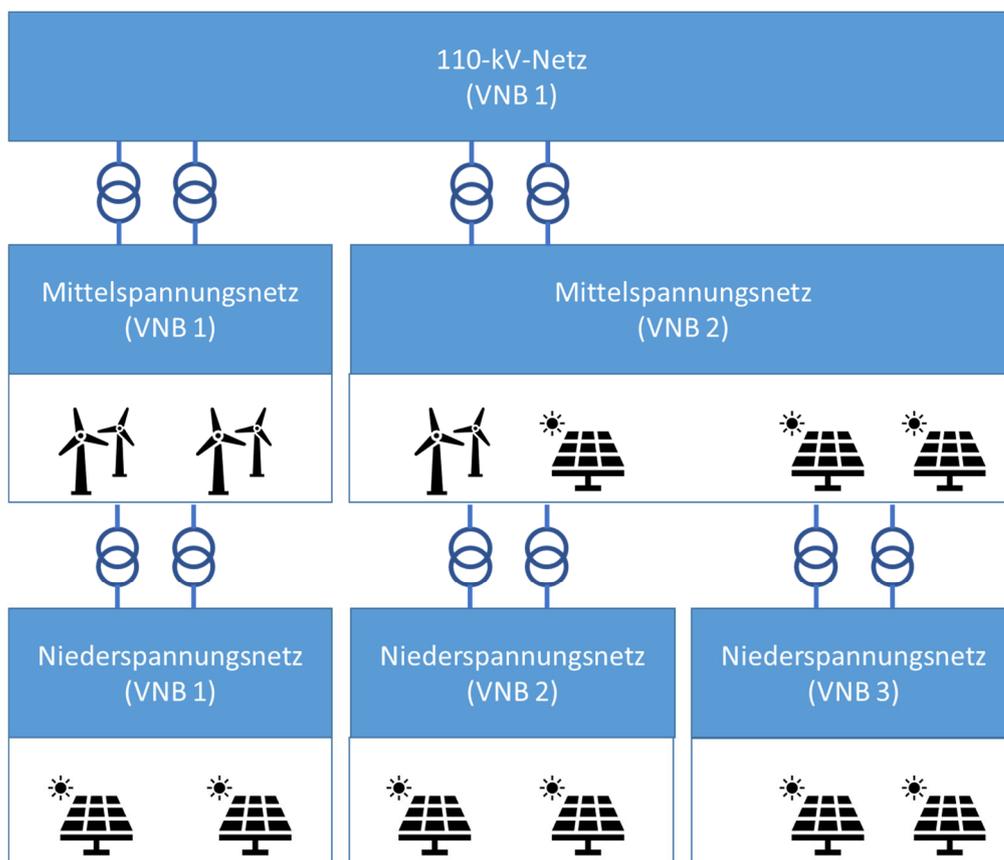
Die Funktion des Kraftwerks Hausham, welches bereits jetzt nur für wenige Betriebsstunden bei Störungs- und Notfallsituationen am Netz ist, kann in Zukunft durch Speicher oder den Abruf von netzdienlichen Flexibilitäten ausgefüllt werden. Dieses Kraftwerk wurde in den Perspektivszenarien nicht berücksichtigt.

Möglicherweise können zukünftig an Standorten industrieller Großverbraucher Kraftwerke entstehen, welche neben dem eigenen industriellen Bedarf auch Leistung für das öffentliche Netz bereitstellen. Außer konkret vorliegenden Anfragen werden über die aktuell vorhandenen hinaus keine weiteren Kraftwerksstandorte angenommen.

5.4 Entwicklung der regenerativen Erzeugung

Die Regionalisierung der Prognosen zur Entwicklung der Erneuerbaren Energien erfolgt gemeinde- bzw. postleitzahlenspezifisch. Neben den direkt an die Netze der VNB der Planungsregion angeschlossenen Erzeugungsanlagen (i.d.R. eigene Konzessionsgebiete der VNB der Planungsregion) wirken auf die vorgelagerten Netze der VNB der Planungsregion spannungsebenenabhängig auch Erzeugungsanlagen, die in Netzen nachgelagerter VNB angeschlossen sind (i.d.R. keine Konzessionsgebiet der VNB der Planungsregion). Gleiches gilt für Bestandsveränderungen.

Nachfolgende Schemagrafik soll dies verdeutlichen:



Grafik 5: Auswirkungen direkt und indirekt angeschlossener Erzeugungsanlagen auf die Netzebenen

Bei der MS-Netzausbauplanung berücksichtigt VNB 1 die direkt an seine MS- und NS-Netze angeschlossenen EE-Anlagen, VNB 2 die direkt an seine MS- und NS-Netze angeschlossenen EE-Anlagen **sowie** die im NS-Netz des VNB 3 angeschlossenen EE-Anlagen (indirekt angeschlossene EE-Anlagen). Analog berücksichtigt VNB 1 bei der HS-Netzausbauplanung alle direkt (in eigenen Gebieten) **und** indirekt angeschlossenen EE-Anlagen (Gebiete VNB 2 und VNB 3).

Nachfolgende Tabellen zu den Entwicklungen regenerativer Energien **beinhalten die Veränderungen in den eigenen Konzessionsgebieten der VNB der Planungsregion**. Sie stellen daher nur eine Teilmenge der Veränderungen in der Planungsregion Bayern dar. Die Niederspannungsnetze decken dabei i.d.R. die Konzessionsgebiete ab.

5.4.1 Entwicklung PV-Dachanlagen

Der Zuwachs der installierten und direkt an die Netze der VNB der Planungsregion angeschlossenen Leistung von PV-Dach- und PV-Freiflächenanlagen (damit sind Dach- und Freiflächenanlagen gemeint) resultiert überwiegend aus der Errichtung von Anlagen auf bislang ungenutzten Dachflächen bzw. auf bislang ungenutzten Potentialflächen. Bei Bestandsanlagen, die innerhalb des Betrachtungszeitraumes aus der Förderung fallen oder das Nutzungsdauerende erreichen, wird von keinem nennenswerten Anlagenrückbau ausgegangen.

Netzbetreiber	Installierte Leistung PV-Dachanlagen in GW				
	2022	2028	2033	2037	2045
Allgäu Netz GmbH	0,194	0,361	0,528	0,695	0,898
Bayernwerk Netz GmbH	6,243	13,095	18,409	23,147	28,145
LEW Verteilnetz GmbH	1,459	2,458	3,758	5,340	6,001
Mainfranken Netze GmbH	0,082	0,134	0,225	0,322	0,623
N-ERGIE Netz GmbH	0,818	2,514	3,129	3,807	4,993
Regensburg Netz GmbH	0,131	0,262	0,327	0,457	0,678
swa Netze GmbH	0,019	0,034	0,041	0,053	0,075
SWM Infrastruktur GmbH	0,156	0,200	0,233	0,280	0,374
Summe VNB der PR	9,102	19,058	26,650	34,101	41,787
Nicht-Konzessionsgebiete der VNB der PR				13,672	19,167
Summe Bayern aus NEP-SzR C				47,773	60,954

Tabelle 9: Bestand und prognostizierte installierte Leistung von PV-Dachanlagen in den VNB-Konzessionsgebieten

5.4.2 Entwicklung PV-Freiflächenanlagen

Der Zuwachs der installierten Leistung von PV-Freiflächenanlagen resultiert überwiegend aus der Errichtung von Anlagen auf bislang ungenutzten Flächen. Bei Bestandsanlagen, die innerhalb des Betrachtungszeitraumes aus der Förderung fallen oder das Nutzungsdauerende erreichen, wird von keinem nennenswerten Anlagenrückbau ausgegangen.

Netzbetreiber	Installierte Leistung PV-Freiflächenanlagen in GW				
	2022	2028	2033	2037	2045
Allgäu Netz GmbH	0,032	0,093	0,154	0,214	0,219
Bayernwerk Netz GmbH	3,568	7,435	11,290	14,722	18,150
LEW Verteilnetz GmbH	0,687	1,830	3,341	5,130	6,078
Mainfranken Netze GmbH	0,021	0,143	0,305	0,467	0,856
N-ERGIE Netz GmbH	0,877	2,975	4,081	5,008	6,129
Regensburg Netz GmbH	0,023	0,118	0,198	0,261	0,329
swa Netze GmbH	0	0,010	0,016	0,021	0,029
SWM Infrastruktur GmbH	0,020	0,040	0,060	0,080	0,117
Summe VNB der PR	5,228	12,644	19,445	25,903	31,907
Nicht-Konzessionsgebiete der VNB der PR				8,584	11,438
Summe Bayern aus NEP-SzR C				34,487	43,345

Tabelle 10: Bestand und prognostizierte inst. Leistung von PV-Freiflächenanlagen in den VNB-Konzessionsgebieten

5.4.3 Entwicklung Windenergieanlagen

Der Zuwachs der installierten Leistung von Windenergieanlagen resultiert überwiegend aus der Errichtung von Anlagen auf bislang ungenutzten Potentialflächen unter Berücksichtigung des 2-%-Flächenzieles je Bundesland. Bei Bestandsanlagen, die innerhalb des Betrachtungszeitraumes aus der Förderung fallen oder das Nutzungsdauerende erreichen, wird von keinem nennenswerten Anlagenrückbau, sondern von leistungsgleichem Ersatz bzw. von leistungserhöhendem Repowering ausgegangen.

Netzbetreiber	Installierte Leistung Windenergieanlagen in GW				
	2022	2028	2033	2037	2045
Allgäu Netz GmbH	0,004	0,034	0,065	0,095	0,132
Bayernwerk Netz GmbH	1,371	6,169	8,264	9,885	11,291
LEW Verteilnetz GmbH	0,159	0,673	1,215	1,876	2,519
Mainfranken Netze GmbH	0,014	0,024	0,042	0,060	0,120
N-ERGIE Netz GmbH	0,742	1,296	1,637	1,911	2,181
Regensburg Netz GmbH	0	0	0	0	0
swa Netze GmbH	0	0	0	0	0
SWM Infrastruktur GmbH	0,005	0,010	0,010	0,010	0,010
Summe VNB der PR	2,295	8,206	11,233	13,837	16,253
Nicht-Konzessionsgebiete der VNB der PR				3,661	4,457
Summe Bayern aus NEP-SzR C				17,498	20,710

Tabelle 11: Bestand und prognostizierte installierte Leistung von Windenergieanlagen in den VNB-Konzessionsgebieten

5.4.4 Entwicklung Biomasseanlagen

Die zukünftige Rolle der Biomasse ist im klimaneutralen Energiesystem aus heutiger Sicht noch mit großen Unsicherheiten behaftet (Nutzungskonkurrenz als Nahrungsmittel, als Energieträger für biogene Kraftstoffe sowie möglicher Nutzung in der zu dekarbonisierenden Industrie. Von daher wird für Bayern von einem rückläufigen Bestand ausgegangen.

Netzbetreiber	Installierte Leistung Biomasseanlagen in GW				
	2022	2028	2033	2037	2045
Allgäu Netz GmbH	0,011	0,010	0,006	0,002	0,001
Bayernwerk Netz GmbH	0,851	0,552	0,463	0,398	0,178
LEW Verteilnetz GmbH	0,262	0,195	0,166	0,132	0,056
Mainfranken Netze GmbH	0,008	0,007	0,006	0,005	0,004
N-ERGIE Netz GmbH	0,261	0,213	0,174	0,137	0,061
Regensburg Netz GmbH	0,008	0,007	0,005	0,003	0,001
swa Netze GmbH	0,008	0,008	0,016	0,016	0,016
SWM Infrastruktur GmbH	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
Summe VNB der PR	1,413	0,996	0,840	0,697	0,321
Nicht-Konzessionsgebiete der VNB der PR				0,255	0,102
Summe Bayern aus NEP-SzR C				0,952	0,423

Tabelle 12: Bestand und prognostizierte installierte Leistung von Biomasseanlagen in den VNB-Konzessionsgebieten

5.4.5 Entwicklung Wasserkraftanlagen

Im Freistaat Bayern erfolgte aufgrund günstiger geographischer Gegebenheiten bereits frühzeitig eine intensive Nutzung der Wasserkraft zur Stromerzeugung. Hier sind über 4.000 Wasserkraftwerke, in der Mehrzahl Kleinanlagen, in den Flüssen verbaut. Davon erzeugen die ca. 60 Anlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW den Großteil der Energie.

Durch verschiedene Betreiber von Wasserkraftwerken wird im Rahmen von Wartungs- oder Erneuerungsmaßnahmen eine Anhebung der Leistungshöhe oder Energieausbeute angestrebt. Für die künftige Gesamtleistung der Wasserkraftwerke wird aber keine signifikante Veränderung der installierten Leistung gegenüber den aktuellen Leistungswerten angenommen.

Die Leistung der Wasserkraftwerke unterliegt sowohl im jährlichen als auch im mehrjährigen Verlauf wasserdargebotsabhängigen Schwankungen. Ein hoher Anteil dieser Leistung kann aber als ganzjährig gesichert angenommen werden.

5.4.6 Entwicklung sonstiger regenerativer Erzeugung

Die sonstige regenerative Erzeugung, wie z.B. Geothermie (wird i.d.R. vorrangig nicht zur Stromerzeugung, sondern zur Fernwärmeversorgung genutzt), Klärgas oder Depo-niegas, wird bis 2045 als nahezu konstant angesehen.

5.5 Entwicklung des Verbrauchs

Der Verbrauch setzt sich aus einer Vielzahl verschiedener Letztverbraucherbedarfe zusammen. Neben dem klassischen Haushaltsbedarf ist im privaten Umfeld von einer besonders stark wachsenden Durchdringung mit Wärmepumpen und Ladepunkten für E-PKW auszugehen. Darüber hinaus finden dort auch zunehmend Speicher ihre Anwendung. Auch im gewerblichen und industriellen Sektor sind durch eine zunehmende Umstellung auf CO₂-freie Prozesse nennenswerte Leistungssteigerungen im Stromsektor prognostiziert.

5.5.1 Allgemeine Verbrauchsentwicklung

Trotz steigender Effizienz der Haushaltsgeräte wird in diesem Verbrauchssegment von einem perspektivisch annähernd stagnierenden Leistungsbedarf ausgegangen. Wesentlich hierfür ist die steigende Bevölkerungsentwicklung in Bayern, der wachsende Anteil von Singlehaushalten und ein weiter zunehmender Anteil der elektrischen/elektronischen Verbrauchsgeräte.

5.5.2 Elektromobilität

Gemäß NEP SzR wird im Jahr 2045 von etwa 5,5 Mio. elektrischen PKW in Bayern ausgegangen. Dies entspricht - bezogen auf 01.01.2021 - etwa dem Faktor 100 und perspektivisch einem Anteil von ca. 2/3 bezogen auf die Gesamtzahl aller in Bayern zugelassenen PKW. Für nachfolgende Bearbeitungsschritte zur Erstellung der NAP wurden die im NEP-SzR angegebenen Energiebedarfswerte in netzwirksame Leistungswerte überführt. Ebenso wurden Daten zur Entwicklung der Elektromobilität betrachtet, die durch die Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur zur Verfügung gestellt wurden.

Einflussgrößen auf die Netzaufgabe

Netzbetreiber	Netzwirksame Leistung (auf HS) der Ladeinfrastruktur in GW				
	2022	2028	2033	2037	2045
Allgäu Netz GmbH	0,005	0,087	0,169	0,251	0,406
Bayernwerk Netz GmbH	0,105	2,129	3,969	6,402	8,042
LEW Verteilnetz GmbH	0,043	0,252	0,538	0,889	1,271
Mainfranken Netze GmbH	0,010	0,077	0,132	0,177	0,286
N-ERGIE Netz GmbH	0,032	0,640	1,193	1,924	2,417
Regensburg Netz GmbH	0,007	0,095	0,235	0,419	0,525
swa Netze GmbH	0,012	0,149	0,275	0,396	0,530
SWM Infrastruktur GmbH ⁶	0,016	0,143	0,262	0,332	0,472
Summe VNB der PR	0,230	3,572	6,773	10,790	13,949
Nicht-Konzessionsgebiete der VNB der PR				9,787	11,900
Summe Bayern aus NEP- SzR C				20,577	25,849

Tabelle 13: Netzwirksame Leistung der Ladeinfrastruktur in den VNB-Konzessionsgebieten

Prognosen für die Entwicklung der Elektrifizierung von Bussen liegen aktuell nicht vor und ermöglichen daher keine pauschale Berücksichtigung bei der Leistungsbedarfsplanung. In Ballungsräumen wird davon ausgegangen, dass die Busse in der Nacht laden und somit keine Auswirkungen auf die netzauslegungsrelevante Leistungsspitze gegeben sind. Soweit bekannt, finden konkrete (Pilot)Projekte Berücksichtigung.

Im Schienenverkehr wird davon ausgegangen, dass perspektivisch die Stromversorgung weiter über das eigene 110-kV-Bahnstromnetz der DB Energie GmbH erfolgen wird und die Anzahl der Umrichterwerke (Verbindung 110-kV-Bahnstromnetz zum öffentlichen 110-kV-Stromnetz) nahezu unverändert bleibt.

5.5.3 Wärmepumpen

Wärmepumpen werden, als Alternative zu fossil betriebenen Heizungsanlagen, insbesondere im haushaltsnahen Umfeld hohe Zuwachsraten prognostiziert. Für nachfolgende Bearbeitungsschritte zur Erstellung der NAP wurden die im NEP-SzR angegebenen Energiebedarfswerte, welche für das Jahr 2045 von etwa 13,6 Mio. Wärmepumpen in Deutschland ausgehen, in netzwirksame Leistungswerte überführt.

⁶ Diese Zahlen für ungesteuertes Laden basieren auf dem Forschungsprojekt E-motion-to-Grid, in welchem das Ladeverhalten von e-PKW für die Stadt München modelliert und untersucht wurde.

Netzbetreiber	Netzwirksame Leistung (auf HS) der Wärmepumpen in GW				
	2022	2028	2033	2037	2045
Allgäu Netz GmbH	0,005	0,062	0,119	0,176	0,220
Bayernwerk Netz GmbH	0,493	1,326	2,187	3,765	3,878
LEW Verteilnetz GmbH	0,168	0,296	0,621	0,972	1,006
Mainfranken Netze GmbH	0,017	0,046	0,082	0,118	0,207
N-ERGIE Netz GmbH	0,148	0,399	0,657	1,132	1,165
Regensburg Netz GmbH	0,017	0,055	0,145	0,246	0,253
swa Netze GmbH	0,011	0,041	0,077	0,127	0,146
SWM Infrastruktur GmbH	0,048	0,166	0,350	0,546	0,701
Summe VNB der PR	0,907	2,391	4,238	7,082	7,576
Nicht-Konzessionsgebiete der VNB der PR				4,971	4,887
Summe Bayern aus NEP- SzR C				12,100	12,463

Tabelle 14: Netzwirksame Leistung der Wärmepumpen in den VNB-Konzessionsgebieten

5.5.4 Rechenzentren

Die fortschreitende Digitalisierung erfordert zusätzliche Rechenzentren mit hohen Leistungsbedarfen und nahezu bandförmigem Leistungsbezug. Für die Planungsregion Bayern wird bis zum Jahr 2045 von einer zusätzlichen Anschlussleistung von ca. 500 MW ausgegangen. Die Regionalisierung erfolgt auf Grund der großen Unsicherheiten auf Basis aktueller Anmeldungen.

5.6 Flexibilitäten und Speichertechnologien

Flexibilitäten im Stromnetz sind Einspeiser oder Verbraucher, welche in Reaktion auf ein netz- oder marktdienliches Signal ihr Einspeise- oder Entnahmeverhalten verändern. Charakteristisch sind dabei der Ort, die Höhe, Dauer und Dynamik der Leistungsveränderung sowie die Reaktionszeit. Speicher können im Stromnetz als klassische Verbraucher wirken, jedoch auch zur Eigenverbrauchsoptimierung oder als Flexibilität eingesetzt werden.

Abhängig vom Einsatzzweck können Flexibilitäten und Speichertechnologien die netz- auslegungsrelevanten Einspeise- oder Entnahmespitzen erhöhen oder verringern, was in Folge zu einer Erhöhung bzw. Verringerung des Netzausbaubedarfes führen kann. Um Netzausbau durch Flexibilitäten und Speichertechnologien zu reduzieren, ist deren vorrangig netzdienlicher Einsatz notwendig. Netzdienliche Flexibilitäten werden

entsprechend §14 c EnWG marktgestützt beschafft (vgl. Abs. 6.6) oder können perspektivisch beispielsweise durch variable Netzentgelte angeregt werden.

Thesen zu verschiedenen Technologien hinsichtlich **marktorientierter Flexibilitäten** und möglicher Auswirkungen auf die netzauslegungsrelevanten Leistungsspitzen:

- a) **Elektrospeicher im Haushaltsbereich**
Im Haushaltsbereich werden Speicher in Kombination mit PV-Dachanlagen vorrangig zur Optimierung des Eigenverbrauchs eingesetzt. Übliche Speichergrößen (1 kWh je kWp) haben in den auslegungsrelevanten Fällen (siehe auch Ziffer 6.2) keine netzentlastende Wirkung.
- b) **Wärmepumpen im Haushaltsbereich**
Die zunehmend steigende Anzahl von Wärmepumpen im Haushaltsbereich führt zu einer Erhöhung der netzauslegungsrelevanten Leistungsspitze (Lastspitze), da bei längeren Kältephasen von einem Betrieb der Wärmepumpe zum Höchstlastzeitpunkt auszugehen ist.
- c) **Elektro-Großspeicher**
Aktuell werden Großspeicher nahezu ausschließlich für den marktdienlichen Einsatz (z.B. Bereitstellung von Regelleistung) errichtet. Bei marktdienlicher Betriebsweise muss davon ausgegangen werden, dass Elektro-Großspeicher die netzauslegungsrelevanten Einspeise- bzw. Entnahmespitzen erhöhen.
- d) **Private Ladepunkte für E-PKW**
Das ungesteuerte bzw. marktorientierte Laden von E-PKW an privaten Ladepunkten (Wallboxen) führt zu einer Erhöhung der netzauslegungsrelevanten Leistungsspitze (Lastspitze). Diese sind in den regionalisierten NEP-Zahlen zugrunde gelegt und werden für die zu erstellenden Netzausbaupläne regionalspezifisch generalisiert berücksichtigt.
- e) **Bidirektionales Laden von E-PKW**
Neben der Verringerung der Ladeleistung beim Ladevorgang in Engpasssituationen, kann perspektivisch auch eine Rückspeisung von Energiemengen zu Starklastzeiten zu einer Reduzierung der netzauslegungsrelevanten Einspeise- bzw. Entnahmespitzen führen. In ersten Pilot- bzw. Forschungsprojekten wurde dies bereits erfolgreich umgesetzt. Aktuell sind jedoch weder die Elektrofahrzeuge noch die Ladestationen serienmäßig für diese Anforderungen ausgelegt; zudem gibt es auch noch keine normativen bzw. gesetzlichen Regelungen.
- f) **Pumpspeicherkraftwerke**
Für die bestehenden Pumpspeicherkraftwerke in der Planungsregion Bayern wird im Betrachtungszeitraum von einer unveränderten und somit marktorientierten Betriebsweise ausgegangen. Zusätzliche Pumpspeicherkraftwerke sind in der Planungsregion im Betrachtungszeitraum nicht zu erwarten.

- g) Flexible Verbraucher
Bei Großkunden orientiert sich der Leistungsbezug bereits heute an Marktpreisen und der Systematik der Netzentgelte. Im Haushaltsbereich ist eine Marktorientierung nicht vorhanden und auch nicht zu erwarten.
- h) Spitzenkappung
Die Planungsoption der Spitzenkappung bei Wind- und PV-Anlagen ist ausschließlich ein netzdienliches Instrument.
- i) Power-to-X
Power-to-X, als ein Baustein zur Sektorenkopplung, bezeichnet Technologien zur Speicherung bzw. anderweitigen Nutzung von Stromüberschüssen in Zeiten eines (zukünftigen) Überangebotes variabler erneuerbarer Energien wie z. B. Solarenergie und Windenergie. Erfolgt diese Umwandlung marktorientiert, kann eine Erhöhung der netzauslegungsrelevanten Last- und Einspeisespitzen grundsätzlich nicht ausgeschlossen werden. Die Netzbetreiber der Planungsregion gehen in der Erarbeitung ihrer NAP in der Basisvariante jedoch von einem neutralen Verhalten der Power-to-X-Anlagen in Bezug auf die auslegungsrelevanten Leistungsspitzen aus.
- j) Elektrolyseure
Elektrolyseure stellen als Power-to-X-Anwendungen ebenfalls einen Baustein zur Sektorenkopplung dar. Durch Erzeugung von Wasserstoff (H₂) durch Stromüberschüsse in Zeiten eines (zukünftigen) Überangebotes variabler erneuerbarer Energien wie z. B. Solarenergie und Windenergie kann die netzauslegungsrelevante Einspeisespitze reduziert werden.

Thesen zu verschiedenen Technologien hinsichtlich **netzdienlicher Flexibilitäten** und möglicher Auswirkungen auf die netzauslegungsrelevanten Leistungsspitzen:

- a) Elektrospeicher im Haushaltsbereich
Elektrospeicher im Haushaltsbereich weisen üblicherweise keine netzdienliche Betriebsweise auf.
- b) Wärmepumpen im Haushaltsbereich
Flexibilitätsoptionen werden regionalspezifisch generalisiert berücksichtigt, erfordern aber eine Änderung des Ordnungsrahmens.
- c) Elektro-Großspeicher
Die netzdienliche Anwendung von Stromspeichern, welche die netzauslegungsrelevanten Einspeise- bzw. Entnahmespitzen reduzieren könnten, unterliegen den Vorgaben des EnWG (vgl. Ziffer 6.6).

- d) **Private Ladepunkte für E-PKW**
Für eine netzdienliche Steuerbarkeit, welche zu keiner Erhöhung der netzauslegungsrelevanten Leistungsspitze (Lastspitze) führen würde, sind derzeit die technischen Voraussetzungen bzw. die gesetzlichen Rahmenbedingungen noch nicht (ausreichend) gegeben.
- e) **Bidirektionales Laden von E-PKW**
Für eine netzdienliche Steuerbarkeit, welche zu keiner Erhöhung der netzauslegungsrelevanten Leistungsspitze (Lastspitze) führen würde, sind derzeit die technischen Voraussetzungen bzw. die gesetzlichen Rahmenbedingungen noch nicht (ausreichend) gegeben.
- f) **Pumpspeicherkraftwerke**
Pumpspeicherkraftwerke können netzdienliche Flexibilitäten zur Verfügung stellen. Dieses Potential wird über bilaterale Verträge oder eine marktgestützte Beschaffung entsprechend EnWG §14c erschlossen.
- g) **Flexible Verbraucher**
Die Reduzierung des Leistungsbezuges flexibler Verbraucher kann die netzauslegungsrelevante Entnahmespitze reduzieren. Bei Großkunden sind den VNB netzdienliche Steuerungsimpulse zur Verringerung der Netzbelastung aufgrund individueller vertraglicher Vereinbarungen möglich. Im Haushaltsbereich sind den VNB die technischen und rechtlichen Voraussetzungen für die lokale, netzdienliche Steuerung von flexiblen Verbrauchern aktuell nicht gegeben.
- h) **Spitzenkappung**
Durch Anwendung der Netzplanungsoption Spitzenkappung von Erzeugungsanlagen kann die netzauslegungsrelevante Einspeisespitze unter gesetzlich geregelten Voraussetzungen reduziert werden (siehe auch Ziffer 6.5). Aufgrund der sehr hohen Zubaudynamik (insbesondere bei PV-Anlagen) in der Planungsregion Bayern wird die Spitzenkappung in noch nicht „EE-gesättigten“ Gebieten erst im Verlauf des Ausbaupfades planerische Wirkung erzielen. Durch den gesetzlichen Entfall der Regelbarkeit für PV-Anlagen bis 25 kW ist eine Anwendung der Spitzenkappung für diese Anlagenklassen - und damit für nahezu alle an die Niederspannungsnetze angeschlossenen PV-Anlagen - nicht mehr möglich.
- i) **Power-to-X**
Aktuell gibt es noch keine nennenswerten Großprojekte, die netzdienlich wirken. Zwar wird in den nächsten Jahren von einer zunehmenden Entwicklung ausgegangen, um insbesondere den Transport von Stromüberschüssen in EE-geprägten Gebieten in Lastzentren zu ermöglichen, allerdings sind die Anwendungsmöglichkeiten durch die Verfügbarkeit geeigneter anderer Sparten (z.B. Gasnetze) beschränkt.

j) Elektrolyseure

Derzeit gibt es noch keine nennenswerten Großprojekte, die netzdienlich wirken. Dies dürfte auf die aktuell noch sehr hohen Kosten (klassischer Netzausbau ist kostengünstiger) verbunden mit den wirtschaftlichen Anforderungen an hohe Benutzungsstunden, welche die volatilen Energieträger Wind und PV in der Planungsregion Bayern nicht erfüllen, begründet sein.

Aufgrund der vielen Unwägbarkeiten und z.T. offener rechtlicher Fragen ist auf Basis der aktuellen Erkenntnisse eine allgemeingültige, belastbare und regional verortbare Berücksichtigung einzelner Flexibilitäts- und Speichertechnologien im Rahmen der Erstellung dieses Regionalszenarios nicht möglich.

Für den ersten 5-Jahres-Zeitraum (bis 2028) wird daher in den auf Basis dieses Regionalszenarios zu erstellenden Netzausbauplänen von keiner nennenswerten netzausbaubedarfsreduzierenden Wirkung von Flexibilitäten und Speichertechnologien ausgegangen. Für nachfolgende Zeiträume wird von einer tendenziell deutlich zunehmenden netzentlastenden Wirkung durch Flexibilitäten und Speichertechnologien ausgegangen. Da diese zurzeit nur schwer quantifizierbar ist, werden die Wirkungen aller Flexibilitäts- und Speichertechnologieoptionen durch eine pauschale Reduzierung der netzauslegungsrelevanten Einspeise- bzw. Entnahmespitzen um 10 % berücksichtigt, um die Werthaltigkeit dieser Instrumente und den volkswirtschaftlichen Nutzen aufzuzeigen. Dieser Wert ist im nächsten RZ zu überprüfen und ggf. an neue gesetzliche Handlungsmöglichkeiten anzupassen.

In der **Basisvariante** der zu erstellenden Netzausbaupläne wird der Netzausbaubedarf ohne Berücksichtigung der netzentlastenden Wirkung von Flexibilitäten und Speichertechnologien ermittelt (=> **maximaler klassischer Netzausbaubedarf**). Im Rahmen einer Variantenbetrachtung wird ergänzend ermittelt, um wieviel sich der maximale klassische Netzausbaubedarf durch die netzentlastende Wirkung von Flexibilitäten und Speichertechnologien reduzieren würde.

5.7 GHD (Gewerbe/Handel/Dienstleistungen)

Die Annahmen und Entwicklungen des Haushaltssektors sind auf den GHD-Sektor übertragbar. Effizienzsteigerungen im Gerätebestand steht ein Zuwachs zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser gegenüber. Daher wird in diesem Verbrauchssegment von einem perspektivisch annähernd stagnierenden Leistungsbedarf ausgegangen.

5.8 Verkehr

Es wird von einer stark steigenden Durchdringung (insbesondere bei PKW und leichten Nutzfahrzeugen) mit direktelektrischem Antrieb ausgegangen, wobei der Leistungsbe-

Einflussgrößen auf die Netzaufgabe

darf von Ladepunkten für PKW gesondert in Ziffer 5.5.2 aufgeführt ist. Der darüberhin-
ausgehende Bedarf für den Sektor Verkehr ist im Wesentlichen insbesondere für Bal-
lungszentren von Bedeutung, da dort die netzauslegungsrelevante Leistung im Gegen-
satz zum ländlichen Raum nicht durch die EE-Leistungen dominant bestimmt wird.

5.9 Industrie und Großverbraucher

Der perspektivisch zusätzliche Leistungsbedarf von Industrie und Großverbrauchern
bewegt sich aufgrund vieler Einflussfaktoren (Dekarbonisierung aufgrund Umstellung
z.B. auf Strom, synthetische Energieträger oder Wasserstoff) innerhalb großer Band-
breiten. Bei den NAP-relevanten Szenarien werden daher nur Anschlussbegehren von
Industrie und Großverbrauchern mit hinreichend hoher Realisierungswahrscheinlichkeit
und konkreter Benennung eines Standortes und eines Inbetriebnahmejahres berück-
sichtigt.

Netzbetreiber	Leistungszuwachs von Industrie und Großverbrauchern ⁷ in GW			
	2028	2033	2037	2045
Allgäu Netz GmbH	0,014	0,016	0,019	0,019
Bayernwerk Netz GmbH	1,236	2,742	4,557	4,557
LEW Verteilnetz GmbH	0,100	0,160	0,160	0,160
Mainfranken Netze GmbH	0,009	0,016	0,019	0,026
N-ERGIE Netz GmbH	0,100	0,150	0,150	0,150
Regensburg Netz GmbH	0,012	0,025	0,050	0,060
swa Netze GmbH	0,070	0,100	0,100	0,100
SWM Infrastruktur GmbH	0,066	0,256	0,456	0,560
	1,607	3,465	5,511	5,632
Summe Bayern aus NEP- SzR C			2,097	2,097

Tabelle 15: Leistung von Industrie und Großverbrauchern in den VNB-Konzessionsgebieten

Die mittlerweile bei den VNB der Planungsregion konkret bekannten Leistungszu-
wachsbedarfe von Industrie und Großverbrauchern liegen bereits um ein Mehrfaches
über den im NEP-SzR für 2037 bzw. 2045 für Bayern genannten Zuwächsen.

⁷ Kunden, bei denen der Leistungszuwachs, bezogen auf die Anschlussspannungsebene (Mittelspannung, UW oder Hochspannung) bzw. die Größe des VNB, nennenswert und nicht alltäglich ist (keine einheitliche Leistungsgrenze)

5.10 Einbeziehung von VNB < 100.000 Kunden

Gemäß § 14d, Abs. 9 sind VNB < 100.000 Kunden verpflichtet, bestimmte Daten an vorgelagerte VNB zu übermitteln. VNB > 100.000 Kunden haben sich innerhalb der Planungsregion zu den Anforderungen an die zu übermittelnden Daten abzustimmen und den VNB < 100.000 Kunden dazu Gelegenheit zur Stellungnahme zu geben.

Die VNB der Planungsregion verzichten aus zeitlichen Gründen für die Erarbeitung des ersten Regionalszenarios 2023 auf die Option der Datenforderung.

5.11 Neuere Entwicklungen

Das Regionalszenario orientiert sich stark an den Inhalten bzw. Zielsetzungen des verabschiedeten Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan von Mitte 2022. Aktuellere bzw. perspektivische Entwicklungen konnten aus zeitlichen Gründen bei der Erstellung des Regionalszenarios nur noch bedingt Einfluss finden. Explizit nicht mehr Berücksichtigung finden konnten folgende Entwicklungen:

- Gasmangellage und damit verbundene weitere Entwicklung, dass Industriekunden Strom als Alternative zu Gas einsetzen (wollen)
- weitere Optimierung der Gewerbe- und Haushaltslasten auf Eigenverbrauch
- Masterplan Ladeinfrastruktur

6 Grundlagen der Netzausbauplanung

6.1 Allgemeine Grundlagen und Regelwerke

Die Netzplanung strebt an, ein Zielnetz zu entwickeln, welches die kostenoptimale und möglichst spannungsebenen übergreifende Netzstruktur und Netzdimensionierung darstellt, mit der auch die perspektivischen Anforderungen an die Netzaufgabe zuverlässig erfüllt werden.

Die erforderlichen Untersuchungen werden mit Netzberechnungsprogrammen durchgeführt, mit welchen das Bestandsnetz mit seinen aktuellen bzw. perspektivischen Netzaufgaben simulativ für zu definierende auslegungsrelevante Betrachtungszeitpunkte untersucht wird. In der Netzmodellierung werden je Netzknoten die gemessenen Bezugsleistungen und installierten Einspeiseleistungen als Ist-Werte zugrunde gelegt. Die Werte für zukünftige Untersuchungsjahre ergeben sich aus den Analysen der Last- und Einspeiseprognose sowie der Veränderungen bezogen auf die heutigen Ist-Werte. Prognosen für Netzknoten (Übergabestellen), an denen reine Einspeise- oder Lastkunden angeschlossen sind, können nicht mit ausreichender Sicherheit getroffen werden, daher wird für diese i. d. R. der heutige Ist-Wert fortgeschrieben. An den Schnittstellen zwischen Netzgebieten verschiedener VNB stimmen sich die Netzbetreiber im Rahmen von Planungsgesprächen hinsichtlich perspektivischer Entwicklungen ab.

Unter Anwendung von Planungsgrundsätzen werden untersuchungsrelevante Szenarien definiert. Planungsgrundsätze beschreiben die technischen Mindestanforderungen an Versorgungsqualität und Versorgungszuverlässigkeit, die bei der Netzausbauplanung berücksichtigt werden müssen. Dabei werden die Anforderungen der maßgeblichen technischen Regelwerke

- DIN EN 50160 „Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsnetzen“
- VDE-AR-N-4142 „Technische Regeln für den Betrieb und die Planung von elektrischen Netzen“
 - o Teil 1: Schnittstelle Übertragungs- und Verteilnetze
 - o Teil 2: Schnittstellen zwischen Verteilnetzen
- VDE-AR-N 4121 „Planungsgrundsätze für 110-kV-Netze“
- VDE-AR-N 4120 „Technische Anschlussregel Hochspannung“
- VDE-AR-N 4110 „Technische Anschlussregel Mittelspannung“
- VDE-AR-N 4105 „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“
- VDE-AR-N-4100 „Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Niederspannungsnetz und deren Betrieb
- FNN-Hinweis „Spitzenkappung – ein neuer planerischer Freiheitsgrad“

durch VNB-eigene technische Anschlussbedingungen und Richtlinien ergänzt. Wesentliche Planungsgrundsätze sind nachfolgend beschrieben.

Bei festgestellten Grenzwertverletzung werden aus einem weitestgehend „standardisierten“ „Baukasten“ Netzentwicklungsmaßnahmen untersucht, welche die Grenzwertverletzungen möglichst effizient und kostengünstig vermeiden, dem angestrebten Zielkonzept aber nicht entgegenstehen.

6.2 Netzauslegungsrelevante Fälle

Üblicherweise werden unter Berücksichtigung von Gleichzeitigkeitsfaktoren mindestens zwei netzauslegungsrelevante Fälle untersucht:

- „Starklast ohne/mit geringer Erzeugung“: In verdichteten, städtischen Strukturen mit hoher Netzlast und wenig Flächenpotenzial für den Auf- und Ausbau von Erzeugungsanlagen dominiert der „Starklastfall“
- „Schwachlast mit maximaler Erzeugung“: Insbesondere in ländlichen Netzregionen mit bereits sehr hoher installierter Einspeiseleistung und gleichzeitig sehr geringer Lastabnahme stellt der „Erzeugungsfall“ bei Netzdimensionierung und Netzausbau die auslegungsrelevante Größe dar.

Zwischen diesen „Extremfällen“ bewegen sich üblicherweise alle denkbaren Netzzustände. Die Szenarien „Starklast mit hoher Erzeugung“ und „Schwachlast mit niedriger Erzeugung“ kommen ergänzend in Einzelfällen zum Einsatz.

6.3 Anwendung des (n-1)-Kriteriums

Für die Planung der Versorgungsaufgabe findet in den Netzebenen 3 (HS) und 4 (Umspannung HS/MS) und in Teilen der Netzebene 5 (MS) das (n-1)-Kriterium Anwendung. Dies bedeutet, dass bei (planerisch vollständig verfügbarem Netz) allen netzauslegungsrelevanten Betrachtungsszenarien nach störungsbedingtem Ausfall Grenzwertverletzungen (Strombelastung, Betriebsspannung, Netzkurzschlussleistung, Erdschlusskompensation) vermieden oder in angemessener Zeit durch Schalthandlungen in den zulässigen Bereich zurückgeführt werden können. Es wird dabei als zulässig angesehen, dass Erzeugungsanlagen im Rahmen dieser Schalthandlungen abgeschaltet oder in ihrer Leistung reduziert werden müssen. In vermascht betriebenen Netzen (insbesondere Hochspannung) stellt sich bei störungsbedingtem Ausfall sofort ein neuer Lastfluss über die verbleibenden Betriebsmittel ein. Um betrieblich auszuschließen, dass es dabei zu Grenzwertverletzungen kommt, kann eine vorgeifende Leistungsreduzierung bei Einspeiseanlagen erforderlich werden (Redispatch).

Im Einspeisefall findet das (n-1)-Kriterium nur eingeschränkt Anwendung, wenn Netze ausschließlich zur Aufnahme von EEG-Leistung und Speichern dienen bzw. in Netzen,

in denen (z.B. durch Redispatch) sichergestellt werden kann, dass es bei Einfachausfall zu keinen Kaskadeneffekten oder zu sonstigen Grenzwertverletzungen kommt.

6.4 Spitzenkappung

Im Rahmen der Netzplanung gibt es die Option, mittels Spitzenkappung bei PV- und Windenergieanlagen an Land Netzausbau dadurch zu verschieben oder zu vermeiden, dass jährlich maximal 3 % der gesamten erzeugbaren Energie einer EE-Anlage abge-regelt werden kann (kein Ausbau des Netzes zur Ermöglichung der Volleispeisung). Aufgrund der avancierten hohen EE-Zubaudynamik verliert das Planungsinstrument je-doch zunehmend seine Bedeutung, da in den nächsten Jahren mit hoher EE-Zubaudy-namik eine Maßnahmenvermeidung durch Anwendung der Spitzenkappung i.d.R. nicht mehr gegeben sein wird.

6.5 Blindleistungsmanagement

Bei der Analyse der Spannungsverhältnisse und des benötigten Blindleistungsbedarfes wird angenommen, dass der Blindleistungsstellbereich der Erzeugungsanlagen gemäß Mindestanforderungen der Technischen Anschlussregeln zur Einhaltung der zulässigen Spannungsbänder genutzt werden kann.

6.6 System-/Flexibilitätsdienstleistungen

Die Nutzung der Blindleistungspotentiale von Erzeugungsanlagen, welche an die Hochspannung angeschlossen sind, erfolgt, um die vertraglichen Blindleistungsgren-zen gegenüber dem vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber einzuhalten. Reicht die-ses Potential nicht aus, kann darüber hinaus die marktgestützte Beschaffung weiterer Blindleistung aus Kundenanlagen sowie die Errichtung von Blindleistungskompensati-onsanlagen notwendig werden. Das Blindleistungspotential von Erzeugungsanlagen, welche an die Mittelspannung angeschlossen werden, dient vorrangig der Einhaltung der zulässigen Spannungsgrenzwerte in der Mittelspannung.

Es findet eine Evaluierung des Marktes für nicht frequenzgebundene Flexibilitätsdienst-leistungen im Sinne des §14 c EnWG (z.B. netzdienliche Speicher) statt. Eine weitere Ausbildung des Marktes in den kommenden Jahren wird erwartet.

6.7 NOVA-Prinzip

Ergeben sich im Zuge der Netzberechnungen simulative Grenzwertverletzungen, werden gemäß NOVA-Prinzip (Netz-Optimierung vor Netz-Verstärkung vor Netz-Ausbau) Maßnahmen definiert, welche die Netzbelastung wieder in einen zulässigen Zustand zurückführen.

Das NOVA-Prinzip beschreibt die hinsichtlich der Aspekte Wirtschaftlichkeit, Technik und Zuverlässigkeit optimierte Rangfolge von Maßnahmen. Es sieht vor, dass zunächst durch Optimierung bestehende Reserven im vorhandenen Netz genutzt werden, bevor das Netz verstärkt oder ausgebaut wird. Typische Maßnahmen des NOVA-Prinzips sind:

- a) Netzoptimierung:
 - Schaltzustandsänderungen
 - Spannungs-/Blindleistungsregelung
 - Freileitungsmonitoring
 - Spannungsregelungskonzepte in UW
 - Spitzenkappung

- b) Netzverstärkung
 - Bodenabstandserhöhungen
 - Um- und Zubeseilung
 - Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen
 - Einsatz rONT

- c) Netzausbau
 - Neubau
 - Ersatzneubau
 - Erweiterung

Bei der Planung werden, soweit möglich, modulare Ausbaustufen gemäß NOVA zur langfristig nachhaltigen Netzentwicklung berücksichtigt.

Das NOVA-Prinzip ist eine Erweiterung des NOVA-Prinzips und berücksichtigt den netzdienlichen Einsatz von Flexibilitätsoptionen (Ergänzung „X“ in NOVA) wie Speicher, Demand-Side-Management, Power-to-Gas und Power-to-Heat. Soweit möglich, werden diese angewandt, um Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen zu verschieben oder zu vermeiden.

6.8 Netzausbauoptionen

Netzverstärkungen bzw. Netzausbau erfolgen üblicherweise mit standardisierten und in ihrer Leistungsfähigkeit eine große Bandbreite abdeckenden Betriebsmitteln. Dabei

wird das Netz insbesondere in den höheren Spannungsebenen HS und HS/MS, soweit modular möglich, bereits proaktiv auf die perspektivisch absehbaren Anforderungen an die Netzaufgabe dimensioniert.

Um den Ausbaubedarf bis 2045 für die Stützjahre 2028, 2033 und 2037 zu bestimmen, gibt es zwei grundsätzliche Methoden:

- a) Step-by-Step
 - Schritt 1: Ermittlung des Ausbaubedarfs bis 2028
 - Schritt 2: Auf diese Ausbaustufe aufbauend Erhöhung der Netzaufgabe auf Niveau 2033
 - Schritt 3: Ermittlung des zusätzlich zu Schritt 1 nötigen Ausbaubedarfs
 - u.s.w.

- b) Look-Back

Zunächst wird für das Zieljahr 2045 der Netzausbaudarf ermittelt. Für die früheren Stützjahre wird anschließend ermittelt, welche der für 2045 ermittelten Ausbaubedarfe in diesen Jahren erforderlich sind.

Nach VNB-individuellen Kriterien wird über die zu verwendende Methodik entschieden.

7 Weiterer zeitlicher Ablauf

Mit Erstellung und Veröffentlichung des Regionalszenarios für die Planungsregion Bayern haben die VNB der Planungsregion die gesetzlichen Anforderungen von §14d, Absätze 1-3 EnWG, erfüllt. Auf Basis des Regionalszenarios und unter Berücksichtigung der darin beschriebenen Grundlagen der Netzausbauplanung beginnen die VNB der Planungsregion nun damit, gemäß §14d, Abs. 4 EnWG, einen individuellen Netzausbauplan für ihr Netzgebiet zu erstellen.

Die Netzausbaupläne sind bis spätestens 30.04.2024 der BNetzA vorzulegen und spätestens 4 Wochen nach Fertigstellung auf der gemeinsamen Internetplattform der deutschen Verteilnetzbetreiber „**VNBdigital**“ (<https://vnbdigital.de/>) zu veröffentlichen.

Netznutzern sowie den Betreibern von Übertragungsnetzen wird hier innerhalb definierter Zeitfenster Gelegenheit zur Stellungnahme zu den sie betreffenden Netzausbauplänen gegeben. Zu beachten ist, dass ausschließlich über diese Plattform eingehende Stellungnahmen bei der nachfolgenden Bewertung Berücksichtigung finden können.

8 Verzeichnisse

8.1 Abbildungsverzeichnis

Grafik 1:	Vernetzung von NEP und NAP
Grafik 2:	Planungsrelevante Gebiete der VNB \geq 100.000 angeschlossene Kunden in der Planungsregion Bayern
Grafik 3:	Entwicklung PV und Windkraft in Bayern
Grafik 4:	Maßgebliche Stützjahre zur Erstellung der NAP
Grafik 5:	Auswirkungen direkt und indirekt angeschlossener Erzeugungsanlagen auf die Netzebenen

8.2 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Kennzahlen zum Stromnetz in Bayern
Tabelle 2:	Anzahl Abnahmestellen in Bayern
Tabelle 3:	EE-Anlagenbestand in Bayern zum 31.12.2021
Tabelle 4:	Netzstrukturdaten der VNB der Planungsregion
Tabelle 5:	Anzahl der Entnahmestellen der VNB der Planungsregion
Tabelle 6:	An die Verteilnetze der VNB der Planungsregion angeschlossene EE-Anlagen
Tabelle 7:	Zuordnung VNB zu ÜNB-Netzgebieten und Anzahl HöS/HS-Umspannwerke
Tabelle 8:	Liste mit konventionellen Kraftwerken $>$ 50 MW in der Planungsregion
Tabelle 9:	Bestand und prognostizierte installierte Leistung von PV-Dachanlagen in den VNB-Konzessionsgebieten
Tabelle 10:	Bestand und prognostizierte installierte Leistung von PV-Freiflächenanlagen in den VNB-Konzessionsgebieten
Tabelle 11:	Bestand und prognostizierte installierte Leistung von Windenergieanlagen in den VNB-Konzessionsgebieten
Tabelle 12:	Bestand und prognostizierte installierte Leistung von Biomasseanlagen in den VNB-Konzessionsgebieten
Tabelle 13:	Netzwirksame Leistung der Ladeinfrastruktur in den VNB-Konzessionsgebieten
Tabelle 14:	Netzwirksame Leistung der Wärmepumpen in den VNB-Konzessionsgebieten
Tabelle 15:	Leistung von Industrie und Großverbrauchern in den VNB-Konzessionsgebieten