

Regionalszenario 2023

Planungsregion SÜDWEST



PLANUNGSREGION
SÜDWEST

Impressum

badenovaNETZE GmbH

Tullastraße 61
79108 Freiburg

ED Netze GmbH

Schildgasse 20
79618 Rheinfelden

FairNetz GmbH

Hauffstraße 89
72762 Reutlingen

MVV Netze GmbH

Luisenring 49
68159 Mannheim

Netze BW GmbH

Schelmenwasenstraße 15
70567 Stuttgart

Netze ODR GmbH

Unterer Brühl 2
73479 Ellwangen

Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm Netze GmbH

Karlstraße 1-3
89073 Ulm

Stadtwerke Karlsruhe Netzservice GmbH

Daxlander Straße 72
76185 Karlsruhe

Stuttgart Netze GmbH

Stöckachstraße 48
70190 Stuttgart

Syna GmbH

Ludwigshafener Straße 4
65929 Frankfurt am Main

Überlandwerk Mittelbaden GmbH & Co. KG

Lotzbeckstraße 45
77933 Lahr

Regionalszenario 2023

Inhalt

Abbildungsverzeichnis	2
Tabellenverzeichnis	3
Abkürzungsverzeichnis	4
Glossar	5
1 Gesetzlicher Rahmen	6
2 Planungsregion SÜDWEST	7
2.1 Abgrenzung	7
2.2 Berichtspflichtige VNB der Planungsregion	7
2.2.1 Netze ODR GmbH	9
2.2.2 Stuttgart Netze GmbH	9
2.2.3 Netze BW GmbH	9
2.2.4 FairNetz GmbH	9
2.2.5 Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm Netze GmbH	10
2.2.6 ED Netze GmbH	10
2.2.7 badenovaNETZE GmbH	10
2.2.8 Überlandwerk Mittelbaden GmbH & Co. KG	11
2.2.9 Stadtwerke Karlsruhe Netzservice GmbH	11
2.2.10 Syna GmbH	11
2.2.11 MVV Netze GmbH	12
2.3 ÜNB der Planungsregion	12
2.3.1 TransnetBW GmbH	12
2.3.2 Amprion GmbH	12
3 Beschreibung des Regionalszenarios	14
3.1 Ausrichtung am Netzentwicklungsplan (NEP) Version 2023	14
3.2 Besonderheiten von einzelnen VNB	16
3.2.1 Stadtwerke Karlsruhe Netzservice GmbH	16
3.2.2 Syna GmbH	16
3.2.3 MVV Netze GmbH	17

3.3	Einbeziehen der VNB < 100.000 Kunden	17
3.4	Betrachtungshorizont und Stützjahre	18
3.5	Darstellung der Kennzahlen	18
3.5.1	Konzessionsgebiete der berichtspflichtigen VNB	18
3.5.2	Geografisches Gebiet der Planungsregion SÜDWEST	18
4	Kennzahlen des Regionalszenarios	20
5	Strombezug	21
5.1	Konventionelle Last	21
5.2	Haushaltswärmepumpen	22
5.3	Elektromobilität	24
5.4	Industrie und GHD	26
5.4.1	Industriesektor	26
5.4.2	GHD-Sektor	26
5.5	Power-to-Gas	26
5.6	Power-to-heat	27
5.7	Flexibilisierung der Nachfrageseite	28
5.7.1	Haushaltsnahe Flexibilitäten	29
5.7.2	Industrie und GHD	29
6	Erneuerbare Energien	31
7	Thermische Stromerzeugung	35
8	Speicheranlagen	37
8.1	Kleinbatteriespeicher	37
8.2	Großbatteriespeicher	38
8.3	Pumpspeicherkraftwerke	39
9	Konkrete Einspeiseanfragen Erneuerbare Energien	40
10	Grundlagen der Netzausbauplanung	41
10.1	Netzauslegungsrelevante Fälle	41
10.1.1	Hochlast- und Einspeisefall	41
10.1.2	Zeitreihenberechnung	41
10.2	Anwendung des (n-1)-Kriteriums	41
10.3	Netzanalyse	42

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Planungsregionen gemäß §14 EnWG	7
Abbildung 2: Konzessionsgebiete der VNB der PR SÜDWEST	8
Abbildung 3: Qualitative Ausprägung der Szenarien des NEP Version 2023 (Quelle: NEP Version 2023)	15
Abbildung 4: Gleichzeitige konventionelle Last gesamte Planungsregion SÜDWEST	22
Abbildung 5: Anzahl von Haushaltswärmepumpen in der gesamten Planungsregion SÜDWEST	23
Abbildung 6: Anzahl Elektro-PKW in der gesamten Planungsregion SÜDWEST	25
Abbildung 7: Entwicklung Power-to-Gas-Anlagen in der gesamten Planungsregion SÜDWEST	27
Abbildung 8: Entwicklung Power-to-heat-Anlagen für die gesamte Planungsregion SÜDWEST	28
Abbildung 9: Entwicklung DSM-Leistung für den Industrie- und GHD-Sektor für die gesamte Planungsregion SÜDWEST	30
Abbildung 10: Entwicklung Erneuerbare Energien für die gesamte Planungsregion SÜDWEST	31
Abbildung 11: Thermische Kraftwerks- und Anlagenkapazität mit Anschluss in den Netzgebieten der VNB der Planungsregion SÜDWEST zum Zeitpunkt Ende des Jahres 2022	35
Abbildung 12: Entwicklung von Kleinbatteriespeicher in der gesamten Planungsregion SÜDWEST	37
Abbildung 13: Entwicklung von Kleinbatteriespeicher in der gesamten Planungsregion SÜDWEST	38
Abbildung 14: Entwicklung Pumpspeicherkraftwerke in der gesamten Planungsregion SÜDWEST	39
Abbildung 15: Einspeiseanfragen erneuerbarer Energien Ende 2022 in der gesamten Planungsregion SÜDWEST	40
Abbildung 16: Bestand vs. Anfragen in den Konzessionsgebieten der VNB der Planungsregion SÜDWEST	40

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Szenariopfade NEP Version 2023	14
Tabelle 2:	Kennzahlen des Regionalszenarios	20
Tabelle 3:	Gleichzeitige konventionelle Last für das Konzessionsgebiet der VNB der Planungsregion SÜDWEST	22
Tabelle 4:	Haushaltswärmepumpen in den Konzessionsgebieten der VNB der Planungsregion SÜDWEST	24
Tabelle 5:	Anzahl Elektro-PKW in den Konzessionsgebieten der VNB der Planungsregion SÜDWEST	25
Tabelle 6:	Power-to-heat in den Konzessionsgebieten der VNB der Planungsregion SÜDWEST	28
Tabelle 7:	DSM Industrie- und GHD-Sektor in den Konzessionsgebieten der Planungsregion SÜDWEST	30
Tabelle 8:	Windenergie onshore in den Konzessionsgebieten der VNB der Planungsregion SÜDWEST	32
Tabelle 9:	PV-Dachanlagen in den Konzessionsgebieten der VNB der Planungsregion SÜDWEST	32
Tabelle 10:	PV-Freiflächenanlagen in den Konzessionsgebieten der VNB der Planungsregion SÜDWEST	33
Tabelle 11:	Biomasse-/Biogasanlagen in den Konzessionsgebieten der Planungsregion SÜDWEST	33
Tabelle 12:	Laufwasserkraftanlagen in den Konzessionsgebieten der Planungsregion SÜDWEST	34
Tabelle 13:	Bekannte Anfragen und Projekte neuer Gaskraftwerke bzw. Fuel-Switch-Vorhaben in den Netzgebieten der VNB der Planungsregion SÜDWEST	36
Tabelle 14:	Kleinbatteriespeicher in den Konzessionsgebieten der VNB der Planungsregion SÜDWEST	38
Tabelle 15:	Großbatteriespeicher in den Konzessionsgebieten der VNB der Planungsregion SÜDWEST	39

Abkürzungsverzeichnis

bdew	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BW	Baden-Württemberg
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.
EE	Erneuerbare Energien
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistung
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
KIT	Karlsruher Institut für Technologie
LIS	Ladeinfrastruktur
NB	Netzbetreiber
NNB	Nachgelagerter Netzbetreiber
NEP	Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber
NS	Niederspannung
PR	Planungsregion
PV	Photovoltaik
SWKN	Stadtwerke Karlsruhe Netzservice
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
ÜWM	Überlandwerk Mittelbaden
UW	Umspannwerk
VNB	Verteilnetzbetreiber

Glossar

Nachgelagerter und vorgelagerter Netzbetreiber

Ein nachgelagerter Netzbetreiber ist an das Netz des ihm vorgelagerten Netzbetreibers angeschlossen und wird durch dieses versorgt. Der Anschluss kann hierbei an der höheren Spannungsebene oder der gleichen Spannungsebene des vorgelagerten Netzbetreibers erfolgen

Netzgruppe

Ein Teil des elektrischen Verteilnetzes derselben Spannungsebene, welches mindestens einen Einspeisepunkt der überlagerten Spannungsebene besitzt und im Normalschaltzustand von den umliegenden Netzgruppen derselben Spannungsebene entkoppelt ist.

Residuallast

Die Residuallast bezeichnet im Rahmen der elektrischen Energietechnik die in einem Stromnetz nachgefragte elektrische Leistung (Last) abzüglich des Anteils fluktuierender Einspeisung von dargebotsabhängigen Erzeugern wie z. B. Windkraft- oder Photovoltaikanlagen. Sie stellt die Restnachfrage an elektrischer Leistung dar, welche von den übrigen Kraftwerken wie Speicherkraftwerken und kalorischen Kraftwerken wie Gaskraftwerken sowie Kohle- und Kernkraftwerken, gedeckt werden muss.

1 Gesetzlicher Rahmen

Im § 14d des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) ist die Erstellung von Netzausbauplänen der Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen beschrieben. Dort ist geregelt, dass alle Verteilnetzbetreiber (VNB) ab 100.000 unmittelbar oder mittelbar angeschlossenen Kunden, erstmals zum 30. April 2024 und dann alle zwei Jahre, jeweils zum 30. April eines Kalenderjahres der Regulierungsbehörde einen Netzausbauplan für ihr jeweiliges Elektrizitätsverteilernetz vorzulegen haben.

Zur Erstellung dieser Netzausbaupläne wird das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland in geographisch abgegrenzte und räumlich zusammenhängende Gebiete (Planungsregionen) unterteilt. Die VNB einer Planungsregion haben sich bezüglich der Netzausbauplanung abzustimmen. In diesem Zuge ist unter Einbeziehung der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) ein Regionalszenario zu erstellen, welches die gemeinsame Grundlage für die abgestimmten Netzausbauplanungen darstellt. Das Regionalszenario besteht aus einem Entwicklungspfad, der die für das langfristige Zieljahr 2045 gesetzlich festgelegten, sowie weitere klima- und energiepolitische Ziele der Bundesregierung enthält. Des Weiteren sind auch die wahrscheinlichen Entwicklungen für die nächsten fünf und zehn Jahre zu berücksichtigen. Gemäß § 14d EnWG ist das Regionalszenario spätestens zehn Monate bevor der jeweilige Netzausbauplan der Regulierungsbehörde vorzulegen ist, fertigzustellen.

Des Weiteren erfüllt das Regionalszenario 2023 der Planungsregion SÜDWEST die gesetzliche Anforderung gemäß § 1 EnWG den Anschluss und Betrieb der Ladeinfrastruktur für 15 Mio. voll-elektrisch betriebene PKW sowie von 6 Mio. Wärmepumpen sicherzustellen.

Bei dem vorliegenden Dokument handelt es sich um das Regionalszenario der Planungsregion SÜDWEST.

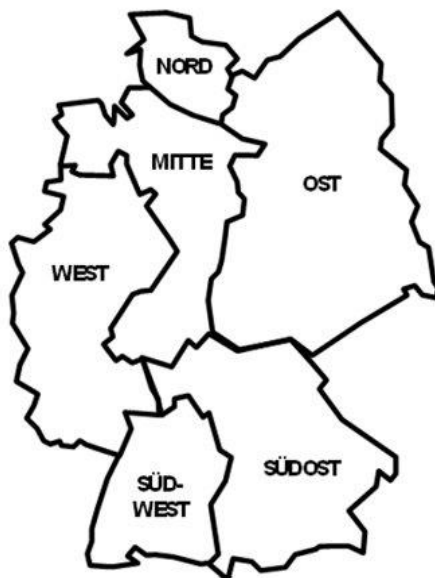
In den folgenden Abschnitten wird die Planungsregion SÜDWEST vorgestellt und das Regionalszenario beschrieben.

2 Planungsregion SÜDWEST

2.1 Abgrenzung

Nach Vorlage des Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (bdeu), wurde Deutschland in sechs Planungsregionen unterteilt. Die Aufteilung der Planungsregionen sollte möglichst wenige neue Schnittstellen zwischen den Verteilnetzbetreibern schaffen, sowie netztechnische Besonderheiten berücksichtigen. Zudem sollte die Anzahl der Planungsregionen so gering wie möglich sein. Bereits bestehende Planungsschnittstellen und ähnliche Randbedingungen waren weitere Kriterien. Die Grenzen der Planungsregion SÜDWEST orientieren sich grob an den Landesgrenzen Baden-Württembergs (BW) (siehe Abbildung 1).

Abbildung 1: Planungsregionen gemäß §14 EnWG



2.2 Berichtspflichtige VNB der Planungsregion

Wie bereits in Abschnitt 1 beschrieben, sind lediglich VNB mit mehr als 100.000 (mittelbar oder unmittelbar) angeschlossenen Kunden im Sinne des § 14 EnWG berichtspflichtig.

In der Planungsregion SÜDWEST handelt es sich dabei um folgende elf VNB:

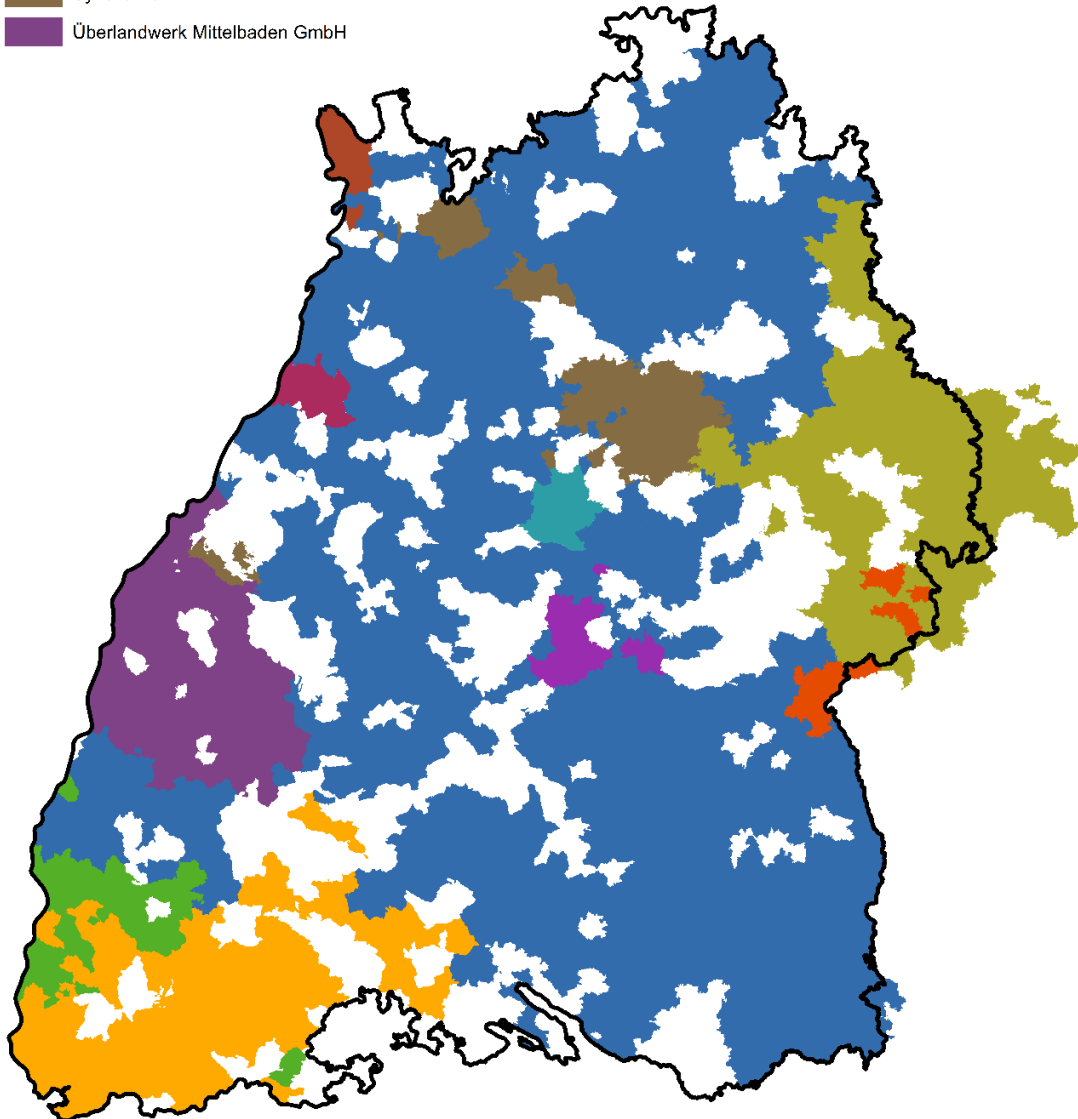
- Netze ODR GmbH
- Stuttgart Netze GmbH
- Netze BW GmbH
- FairNetz GmbH
- Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm Netze GmbH
- ED Netze GmbH
- badenovaNETZE GmbH
- Überlandwerk Mittelbaden GmbH & Co. KG
- Stadtwerke Karlsruhe Netzservice GmbH
- Syna GmbH
- MVV Netze GmbH

Abbildung 2 zeigt die Konzessionsgebiete der berichtspflichtigen VNB.

Abbildung 2: Konzessionsgebiete der VNB der PR SÜDWEST

Legende

-  Baden-Württemberg
-  ED Netze GmbH
-  badenovaNETZE GmbH
-  FairNetz GmbH
-  MVV Netze GmbH
-  Netze BW GmbH
-  Netze ODR GmbH
-  Stadtwerke Karlsruhe Netzservice GmbH
-  Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm Netze GmbH
-  Stuttgart Netze GmbH
-  Syna GmbH
-  Überlandwerk Mittelbaden GmbH



Im Folgenden werden die elf berichtspflichtigen VNB der Planungsregion SÜDWEST kurz vorgestellt.

2.2.1 Netze ODR GmbH

Als größter Verteilnetzbetreiber in der ländlich geprägten Region Ostwürttemberg und angrenzendem Bundesland Bayern betreibt die Netze ODR GmbH das Nieder- und Mittelspannungsnetz (NS- und MS-Netz) und versorgt damit rund 400.000 Endkunden.

Als nachgelagerter Netzbetreiber der Netze BW GmbH ist das Konzessionsgebiet der Netze ODR über 25 Umspannwerke an das HS-Netz angebunden. Von dort aus betreibt die Netze ODR in der 20-kV-Ebene ca. 1.500 km Freileitung und 2.900 km Erdkabel. Neben den 1.300 kundeneigenen Umspannstationen, erfolgt die Transformation von MS auf NS über die fast 3.300 öffentlichen Umspannstationen im Bereich der Netze ODR. Daran angehängt befindet sich das fast 9.000 km lange NS-Netz, über welches Endkunden versorgt werden.

2.2.2 Stuttgart Netze GmbH

Die Stuttgart Netze GmbH ist der Verteilnetzbetreiber für das Stromnetz auf Gemarkung der Landeshauptstadt Stuttgart. Das Stromnetz der Stuttgart Netze umfasst die Netzebenen der NS (0,4-kV), MS (10-kV) und HS (110-kV). Das HS-Netz ist wiederum über drei Anschlusspunkte zum vorgelagerten Übertragungsnetz der TransnetBW gekoppelt.

Das 110-kV-Netz erstreckt sich über eine Länge von ca. 170 km und verfügt über 24 eigene und zwei kundeneigene 110/10-kV-Umspannwerke sowie zwei 110-kV-Schaltwerke. Das ca. 1.600 km lange MS-Netz versorgt über 1.400 Kundenumspann- und 1.000 Umspannstationen. Mit dem ca. 3.900 km langen NS-Netz werden ca. 90.000 Hausanschlüsse versorgt.

2.2.3 Netze BW GmbH

Die Netze BW GmbH ist der größte Flächennetzbetreiber in Baden-Württemberg für die Spannungsebenen NS, MS und HS. Die Leitungen der Netze BW umfassen im NS-Netz 60.235 km, im MS-Netz 27.855 km und im HS-Netz 7.629 km.

Zudem beinhaltet das Netz der Netze BW 280 Umspannwerke, welche den Strom von der HS auf die MS transformieren. Die Umspannung von MS auf NS findet in über 34.000 Umspannstationen statt. Hier sind sowohl Ortsnetzstationen als auch Kundenstationen enthalten. Das übergeordnete 380-kV-Netz wird von der TransnetBW GmbH betrieben.

Neben der Einspeisepunkte des 380-kV-Netzes wird das Verteilnetz der Netze BW sowohl von verschiedenen konventionellen Großkraftwerken als auch von dezentralen Erzeugungsanlagen erneuerbarer Energien gespeist.

Informationen zum aktuellen Bestand von Erzeugungsanlagen und Strombezug sind in den Abschnitten 5 und 6 aufgeführt.

2.2.4 FairNetz GmbH

Das durch die FairNetz GmbH betriebene Stromnetz erstreckt sich über die Stadtgebiete von Reutlingen und Bad Urach sowie über die umliegenden Gemeinden von Gomaringen bis

Neckartenzlingen. Insgesamt umfasst das Versorgungsgebiet alle Spannungsebenen von der NS über die MS bis zur HS, sowie den Umspannebenen MS/NS und HS/MS.

Das 110-kV-Netz hat eine Länge von 8 km und stellt eine Verbindung zwischen zwei durch die FairNetz betriebene Umspannwerke dar.

Insgesamt betreibt die FairNetz fünf 110/10-kV-Umspannwerke sowie ein 30/10-kV-Umspannwerk. Des Weiteren wird ein Teil des Netzes über Anschlüsse, singulär aus den Umspannwerken oder aus dem MS-Netz der Netze BW versorgt.

Das MS-Netz, mit einer Spannung von 30-, 20- und 10-kV erstreckt sich auf eine Länge von 941 km. An das MS-Netz sind 1.235 Umspannstationen angeschlossen, welche sich in Ortsnetz- sowie Kundenstationen unterteilen. Das NS-Netz weist eine Länge von 2.567 km inklusive der Hausanschlüsse auf.

2.2.5 Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm Netze GmbH

Die Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm Netze GmbH sind der Stromnetzbetreiber für ca. 250.000 Bürger*innen in Bayern und Baden-Württemberg.

Das 110-kV-Kabelnetz, welches die Stadtwerke nur in Ulm betreiben, erstreckt sich über eine Länge von ca. 28 km. In sieben eigenen Umspannwerken wird die 110-kV auf MS (10-kV) umgespannt und weiterverteilt. Am 110-kV-Netz sind zwei Kundenanlagen angeschlossen.

Mit dem ca. 1.100 km langen MS-Netz (10- und 20-kV als Kabel und Freileitung) werden über 550 Kunden- und 1.050 Ortsnetzstationen versorgt. Am MS-Netz sind verschiedene Verbrauchs- und Einspeiseanlagen angeschlossen.

Mit dem ca. 1.800 km langen NS-Netz (Kabel und Freileitung) werden ca. 55.000 Hausanschlüsse mit über 151.000 Kundenzählern versorgt. Am NS-Netz sind verschiedene Verbrauchs- und Einspeiseanlagen angeschlossen.

2.2.6 ED Netze GmbH

Das Netzgebiet der ED Netze GmbH in Südbaden umfasst im Westen die Region südlich von Freiburg bis zum Hochrhein und reicht im Osten nördlich von Villingen-Schwenningen bis zum Bodensee. Über eine Fläche von 3.773 km² versorgt die ED Netze ca. 493.000 Einwohner mit Strom und betreibt in der Region sowohl NS-, MS- als auch HS-Leitungen.

Die Leitungslänge in der NS beträgt 8.298 km, in der MS insgesamt 3.908 km und in der HS 593 km. Die ED Netze GmbH betreibt insgesamt 34 Umspannwerke zur Versorgung des eigenen MS-netzes und dem Netz mehrerer Weiterverteiler. Die Umspannung von MS- auf NS findet über gut 4.000 Transformatorstationen statt, unter denen sich über 900 Kundenstationen befinden.

Genauere Informationen zu den aktuellen Werten für Einspeiseleistung und angeschlossene Last finden sich in den Abschnitten 5 und 6.

2.2.7 badenovaNETZE GmbH

Die badenovaNETZE GmbH ist ein regionaler Verteilnetzbetreiber im Raum Freiburg. Die versorgte Fläche des Netzgebiets beträgt 113 km² und hat eine Gesamtnetzlänge von ca. 4.923 km.

Das Stromverteilnetz umfasst die Spannungsebenen der NS, MS sowie HS und ist an die vorgelagerten Netze der Netze BW GmbH oder ED Netze GmbH angeschlossen. Von den 4.923 km betreffen 21 km das 110-kV-Netz, 1.319 km das 20-kV-Netz und 3.583 km das 0,4-kV-Netz. Die angegebenen Längen enthalten ebenfalls die Hausanschlüsse.

Die HS wird an acht eigenen, sowie sechs vorgelagerten Umspannwerken auf MS umgespannt und über ca. 2.330 Trafostationen, wovon knapp 600 kundeneigene Stationen sind, weiterverteilt.

2.2.8 Überlandwerk Mittelbaden GmbH & Co. KG

Das Netzgebiet des Überlandwerk Mittelbaden GmbH & Co. KG deckt sich in weiten Teilen mit dem Ortenaukreis. Weitere Flächen liegen im südlichen und westlichen Landkreis Rastatt sowie in den Landkreisen Freudenstadt und Rottweil. Innerhalb des Versorgungsgebiets sind insgesamt fünf nachgelagerte Netzbetreiber in der 20-kV-Ebene angebunden.

Das Überlandwerk Mittelbaden (ÜWM) betreibt 18 Umspannanlagen (110/20-kV) als Verknüpfung zum HS-Netz der vorgelagerten Netze BW GmbH, sowie weitere vier Umspannanlagen am eigenen HS-Netz. Die Gesamtlänge des ÜWM-eigenen HS-Netzes beträgt ca. 40 km. Außerhalb der HS-Ebene bestehen zusätzlich Reserveübergabestellen innerhalb der 20-kV-Ebene.

Die ÜWM betreibt ein ca. 2.500 Kilometer langes MS-Netz mit einem Verkabelungsgrad von ca. 80 % und ca. 3.200 Transformatorenstationen (20/0,4-kV). Das NS-Netz umfasst ca. 6.400 Kilometer inklusive Hausanschlüssen und weist ebenfalls einen Verkabelungsgrad von ca. 80 % auf.

2.2.9 Stadtwerke Karlsruhe Netzservice GmbH

Das Stromnetz der Stadtwerke Karlsruhe Netzservice GmbH (SWKN) befindet sich im Stadtgebiet der Fächerstadt Karlsruhe sowie in Teilen umliegender Gemeinden. Es umfasst die Netzebenen der NS, MS und HS sowie die Umspannebenen MS/NS und HS/MS. Das übergeordnete 380-kV-Verbundnetz wird von der TransnetBW GmbH betrieben.

Es existieren vier Einspeisepunkte in das 110-kV-Netz der SWKN. Zwei Einspeisepunkte befinden sich im UW West mit einer Einspeiseleistung von jeweils 200 Megavoltampere (MVA), ein Einspeisepunkt im UW Ost, ebenfalls mit 200 MVA und eine Noteinspeisung im UW Oberwald mit 80 MVA.

Das 110-kV-Netz ist vollständig als Kabelnetz ausgeführt, hat eine Gesamtlänge von ca. 60 km und versorgt acht eigene Umspannwerke, sowie zwei kundeneigene Anlagen. Das UW Durlach (Bezeichnung der Netze BW und TransnetBW ist UW Oberwald) wird aus dem 110-kV-Netz der Netze BW GmbH versorgt. Im 20-kV-Netz der SWKN, mit einer Gesamtlänge von ca. 865 km, sind rund 1.650 Trafostationen eingebunden, wovon ca. 700 kundeneigene Anlagen sind. Das 20-kV-Netz ist, bis auf eine Freileitung von ca. 1 km Länge, komplett als Kabelnetz ausgeführt. Im 0,4-kV-Netz existieren neben ca. 1.700 km Erdkabelleitungen auch noch ca. 275 km Freileitungen, welche sukzessive durch Kabelstrecken ersetzt werden.

2.2.10 Syna GmbH

Die Syna GmbH ist für den Betrieb von Strom- und Gasnetzen in vier Bundesländern Deutschlands verantwortlich. Die Netzgebiete Bammental, Ludwigsburg und Rheinmünster liegen im Raum der Planungsregion SÜDWEST. Die Netzgebiete sind nicht zusammenhängend, sondern verteilen sich in der Fläche Baden-Württembergs. Die Versorgung der Kunden erfolgt in der NS, MS und HS. An zwei Standorten ist das HS-Netz an das Höchstspannungsnetz (HöS-Netz) der

Amprion angeschlossen. Über eine Netzlänge von 370 km findet der überregionale Stromtransport statt. Dabei sind 345 km als Freileitung und 25 km als Erdkabel ausgeführt.

In 17 HS/MS Umspannanlagen wird die Spannung von 110-kV auf die in der MS üblichen 20-kV transformiert. Ca. 2.700 Ortsnetzstationen fungieren als regionale Knotenpunkte. Sie sind über rund 2.000 km MS-Leitungen (ca. 90 % Kabel, 10 % Freileitung) verbunden. Als letzte Transformationsstufe folgt die NS-Ebene mit einer Netzlänge von rund 5.300 km (ca. 80 % Kabel, 20 % Freileitung). Die Zahlen stellen den aufsummierten Wert aus Syna- und kundeneigenen Anlagen dar.

2.2.11 MVV Netze GmbH

Die MVV Netze GmbH betreibt die Stromnetze in Mannheim, Ketsch und Ilvesheim. Die Anbindung an das Übertragungsnetz erfolgt über die Anlagen des Großkraftwerkes Mannheim. Die Umspannung der elektrischen Leistung zwischen den Spannungsebenen 110-, 20-, und 0,4-kV übernehmen acht eigene Umspannwerke sowie drei Kundenanlagen. Die außerhalb des Stadtgebiets liegende Gemeinde Ketsch wird vom Umspannwerk Brühl der Netze BW GmbH versorgt. Die Verteilung in der MS übernehmen rund 1.600 Netzstationen, wovon knapp 500 kundeneigene Stationen sind. Die Leitungsnetze umfassen in der NS 3.122 km, in der MS 1.008 km und in der HS 135 km (inklusive der Hausanschlussleitungen).

Ergänzende Informationen sind in den Abschnitten 5 und 6 aufgelistet.

2.3 ÜNB der Planungsregion

2.3.1 TransnetBW GmbH

Die TransnetBW GmbH betreibt, als einer von vier ÜNB in Deutschland, das Strom-Übertragungsnetz in Baden-Württemberg und sichert damit die Stromversorgung in der Region, in Deutschland und in Europa. Über 1.200 Mitarbeiter*innen an 12 Standorten steuern und kontrollieren die Energieflüsse im Netz, sorgen für Netzplanung und Netzentwicklung und halten das Netz instand. Der Unternehmenssitz befindet sich in Stuttgart. Weitere Standorte finden sich unter anderem in Berlin und Brüssel. Von unserer Hauptschaltleitung in Wendlingen aus wird das gesamte Netz rund um die Uhr gesteuert.

Rund 80 Transformatoren verbinden das über 3.100 Kilometer lange Leitungsnetz der TransnetBW mit den Verteilnetzen in Baden-Württemberg. Über diese Zugänge werden international bedeutende Industrieunternehmen und mehr als 11 Millionen Menschen mit Strom versorgt. Darüber hinaus integrieren 35 Kuppelstellen das Netz der TransnetBW in das nationale und europäische Verbundnetz, um den grenzüberschreitenden Stromtransport sicherzustellen. Neben zahlreichen Verteilnetzbetreibern zählen unter anderem auch Stromhändler und Kraftwerksbetreiber im In- und Ausland zu den Kunden und Partnern der TransnetBW.

2.3.2 Amprion GmbH

Die Amprion GmbH ist einer von vier Übertragungsnetzbetreibern in Deutschland. Unser 11.000 Kilometer langes Höchstspannungsnetz transportiert Strom in einem Gebiet von der Nordsee bis zu den Alpen. Dort wird ein Drittel der Wirtschaftsleistung Deutschlands erzeugt. Unsere Leitungen sind Lebensadern der Gesellschaft: Sie sichern Arbeitsplätze und Lebensqualität von 29 Millionen Menschen. Wir halten das Netz stabil und sicher – und bereiten den Weg für ein klimaverträgliches Energiesystem, indem wir unser Netz ausbauen. Rund 2.200 Beschäftigte in Dortmund

und an mehr als 30 weiteren Standorten tragen dazu bei, dass die Lichter immer leuchten. Zudem übernehmen wir übergreifende Aufgaben für die Verbundnetze in Deutschland und Europa.

3 Beschreibung des Regionalszenarios

3.1 Ausrichtung am Netzentwicklungsplan (NEP) Version 2023

Die Grundlage zur Erstellung des Regionalszenarios der Planungsregion SÜDWEST ist der Szenariorahmen des NEP der ÜNB Version 2023.

Gemäß §12b EnWG sind die ÜNB dazu verpflichtet alle zwei Jahre einen gemeinsamen nationalen Netzentwicklungsplan vorzulegen. Dieser beinhaltet neben dem Szenariorahmen ebenfalls die Ergebnisse der Netzentwicklungsplanung inklusive Maßnahmen. Zudem durchläuft der NEP einen nationalen Kommentierungs- und Konsultationsprozess, ist veröffentlichungspflichtig und kann unter [netzentwicklungsplan.de](https://www.netzentwicklungsplan.de) abgerufen werden.

Der Szenariorahmen des NEP Version 2023 wurde im Juni 2022 von der Bundesnetzagentur bestätigt und berücksichtigt somit die Beschlüsse des Osterpakets (EnWG) aus dem Jahr 2022.

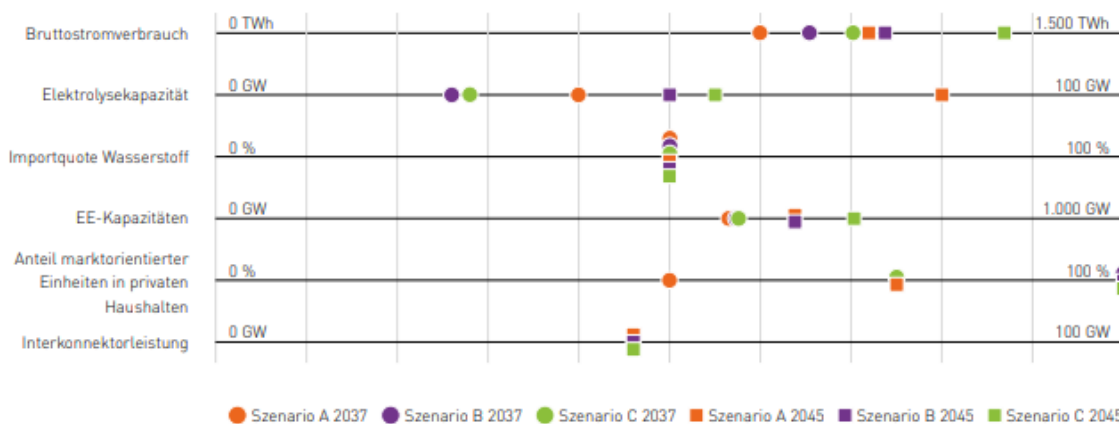
Der Szenariorahmen des NEP beinhaltet die drei Szenariopfade A, B und C mit den Stützjahren 2037 und 2045. Die Szenarien beinhalten mögliche Entwicklungen von Erneuerbaren Energien (EE), künftig hinzukommender Lasten aufgrund der angestrebten Sektorenkopplung, der bestehenden Lasten sowie der für ein klimaneutrales Energiesystem benötigten Speicheranlagen, Kraftwerke und Flexibilitäten. Alle drei Szenarien münden im Jahr 2045 in ein klimaneutrales Energiesystem. Die Ausrichtungen der Szenariopfade werden in Tabelle 1 kurz beschrieben.

Tabelle 1: Szenariopfade NEP Version 2023

Szenariopfad	Ausrichtung
Szenario A	<ul style="list-style-type: none"> • Verstärkte Wasserstoffnutzung • Eher geringe installierte EE-Leistung
Szenario B	<ul style="list-style-type: none"> • Fokus auf Elektrifizierung in allen Sektoren mit hoher Effizienz • Eher geringe Wasserstoffnutzung • Höhere installierte EE-Leistung als in Szenario A
Szenario C	<ul style="list-style-type: none"> • Fokus auf Elektrifizierung in allen Sektoren mit geringer Effizienz • Eher geringe Wasserstoffnutzung • Noch höhere installierte EE-Leistung als in Szenario B

Die Ausprägung der drei Szenarien ist in Abbildung 3: Qualitative Ausprägung der Szenarien des NEP Version 2023 (Quelle: NEP Version 2023) zu sehen.

Abbildung 3: Qualitative Ausprägung der Szenarien des NEP Version 2023 (Quelle: NEP Version 2023)



Die Planungsregion SÜDWEST hat sich für die Erstellung des Regionalszenarios am Szenariopfad B orientiert, da für die ÜNB der Szenariopfad B das Leitszenario bei den NEP-Berechnungen darstellt. Somit ist sichergestellt, dass die Netzausbauplanungen, spannungsebenenübergreifend, auf demselben Szenario beruhen.

Des Weiteren ist sich die Planungsregion SÜDWEST einig, dass ein Fokus auf direkte Elektrifizierung in allen Bereichen für eine robuste Zielnetzplanung des elektrischen Verteilnetzes notwendig ist. Außerdem stimmt die Planungsregion SÜDWEST mit der Annahme des Szenariopfads B überein, dass im Vergleich zum Szenariopfad C von einer höheren Effizienz im Energiesystem ausgegangen werden kann. Diese Effizienz wird sich unter anderem in steigenden Sanierungsquoten des Häuserbestandes widerspiegeln. Die im Szenario B postulierte geringere Wasserstoffnutzung deckt sich ebenfalls mit den sich aktuell abzeichnenden Entwicklungen in der Planungsregion SÜDWEST. Teile der Planungsregion SÜDWEST sollen nicht durch das Wasserstoffübertragungsnetz erschlossen werden, wodurch für die Planungsregion SÜDWEST von einer eher geringeren Nutzung von Wasserstoff, wie in Szenario B abgebildet, auszugehen ist.

Da der Szenariorahmen des NEP und die Regionalisierung der entsprechenden Kennzahlen für das Übertragungsnetz erstellt worden ist, sind lokale Effekte für die Netzausbauplanung im Verteilnetz nicht immer präzise genug berücksichtigt. Aus diesem Grund weichen manche VNB der Planungsregion SÜDWEST bei bestimmten Themen von den Vorgaben des NEP ab. Diese VNB-spezifischen Besonderheiten im Regionalszenario sind in Abschnitt 3.2 beschrieben.

Die Übermittlung der Daten der NEP-Szenarien an die VNB beinhaltet für die Kennzahlen keine einheitliche Struktur, sondern unterschiedliche Aggregationsebenen für die verschiedenen Kennzahlen. Hierbei sind Daten auf Postleitzahl-, Landkreis-, oder ÜNB-Umspannknoten-Ebene enthalten.

Aufgrund der unterschiedlichen Aggregationsebenen der Kennzahlen wird in den entsprechenden Kapiteln der Technologien die Vorgehensweise der weiteren Zuordnung der Kennzahlen auf VNB-Ebene je Technologie beschrieben.

3.2 Besonderheiten von einzelnen VNB

Wie bereits beschrieben, dient der Szenariopfad B des Szenariorahmens des NEP Version 2023 als Grundlage für die Erstellung des Regionalszenarios 2023.

Da die Netzgebiete der berichtspflichtigen VNB eine sehr unterschiedliche strukturelle Prägung aufweisen, kann der Szenariorahmen des NEP nicht flächendeckend ohne Abweichungen für die Erstellung des Regionalszenarios herangezogen werden. Neben den Kennzahlen der Szenarien fließen den VNB vorliegende regionale spezifische Informationen ein. Dazu zählen bekannte Netzanschlussanfragen von Verbrauchern, EE- und Speicheranlagen sowie ausgewiesene Potenziale für die technologischen Treiber der Energiewende. Des Weiteren finden speziell ausgewiesene politische und kommunale Impulse Eingang in die Erstellung des Regionalszenarios.

Darüber hinaus finden für die Konzessionsgebiete mancher VNB umfangreichere eigene bzw. beauftragte Studien Eingang in das Regionalszenario. Diese werden in den folgenden Abschnitten erläutert.

3.2.1 Stadtwerke Karlsruhe Netzservice GmbH

Die SWKN bedient sich bei der Erstellung des Regionalszenarios verschiedener Quellen. Die Prognosen für Einspeiseanlagen beruhen, bis auf die Prognosen zu Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) und Biomasse, maßgeblich auf dem Szenariopfad B des Szenariorahmens des NEP Version 2023. Ebenfalls aus dem NEP entnimmt die SWKN die Prognosen für konventionelle Lasten und Demand-Side-Management (Lastmanagement, DSM). Für die restlichen Kennzahlen wurden Daten aus verschiedenen Studien und Strategien des Konzerns, sowie der Stadt Karlsruhe, herangezogen. Für den Ausbau von PV-Anlagen hat sich die Stadt Karlsruhe ehrgeizige Ziele gesetzt und liegt damit über den Zahlen des NEP. Die Daten für Elektromobilität und Wärmepumpen stammen aus dem Forschungsprojekt TrafoKommunE, in Kooperation mit anderen Stadtwerken, dem Fraunhofer ISI, dem Deutschen Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW), dem Karlsruher Institut für Technologie (KIT) und weiteren Partnern. Ein weiteres Forschungsprojekt der SWKN, in Kooperation mit weiteren Stadtwerken und dem DVGW, die TrafoHyVe, liefert die Daten für zukünftige Power-to-Gas-Anwendungen, vor allem im Bereich Wasserstoffherzeugung. Die Prognosen für Power-to-Heat entstammen einer konkreten Strategie der Fernwärmeplanung der SWKN in Karlsruhe. Im Bereich konventioneller Erzeugung, ist für SWKN lediglich der Punkt Erdgas/Wasserstoff interessant. Einen leichten Anstieg prognostizieren hier die Einschätzungen bezüglich der Verstromung von Erdgas und Wasserstoff in der Industrie. Die Abschätzung zukünftiger Batteriespeicher von Haushalten basiert auf der Ausbaustrategie für PV-Anlagen. Hier wurde für Heimspeicher eine Batterieleistung von 0,5 kW pro kWp an PV-Leistung der Aufdachanlagen angenommen. Analog dazu wurde die Prognose für Großspeicher aus dem Potenzial für PV-Freiflächenanlagen mit 0,3-kW Batterieleistung pro kWp an PV-Leistung angenommen. Das Regionalszenario der SWKN wird zudem um aktuelle und bekannte Anfragen von Verbrauchern, EE- und Speicheranlagen ergänzt.

3.2.2 Syna GmbH

Die Syna GmbH orientiert sich bei der Erstellung des Regionalszenarios maßgeblich an dem Szenariopfad B des Szenariorahmens des NEP Version 2023. Neben den BW-weiten Mantelzahlen für die Zielwerte zukünftiger Verbraucher, Kraftwerke, EE- und Speicheranlagen wird ebenso die im NEP verwendete Regionalisierung dieser Kennzahlen verwendet. Die Kennzahlen werden durch der Syna aktuell vorliegenden Anfragen von Verbrauchern, EE- und Speicheranlagen ergänzt. Die Szenariokennzahlen zu Elektromobilität und Wärmepumpen stützen sich auf Werte einer für alle deutschen VNB der E.ON SE durchgeführten Studie.

Zudem ist anzumerken, dass die Netzgebiete der Syna in BW durch die ÜNB Amprion und Transnet BW versorgt werden.

3.2.3 MVV Netze GmbH

MVV Netze verwendet insbesondere für den Hochlauf von Wärmepumpen und die Elektromobilität Zahlen und Szenarien aus eigenen Studien. Dabei wurden anhand der Bebauungsstruktur inklusive des Wärmebedarfs und den Hausanschluss- und Letztverbraucherzahlen Bottom-Up Szenarien für die Anzahl und den Leistungsbedarf von Wärmepumpen und Elektro-PKW ermittelt. Bei der Erstellung des Regionalszenarios wurden abschließend die Top-Down-Zahlen des NEP 2023 mit den Bottom-Up-Ansatz abgeglichen (skaliert) und so Konsistenz mit dem NEP hergestellt.

3.3 Einbeziehen der VNB < 100.000 Kunden

Wie bereits beschrieben, sind in der Planungsregion SÜDWEST lediglich die VNB mit einem Versorgungsgebiet, das mehr als 100.000 angeschlossene Kunden umfasst, zur gemeinsamen Erstellung des Regionalszenarios sowie der darauf aufbauenden Netzausbaupläne nach §14d EnWG verpflichtet.

VNB mit einer Kundenzahl kleiner 100.000 befinden aber dennoch innerhalb des geographisch abgegrenzten Gebiets der Planungsregion SÜDWEST. Die allermeisten dieser kleineren VNB sind zudem einem berichtspflichtigen VNB der Planungsregion SÜDWEST nachgelagert und werden im Folgenden als nachgelagerte Netzbetreiber (NNB) bezeichnet. Die NNB sind über bestimmte Kuppelstellen direkt mit dem Netzgebiet des vorgelagerten Netzbetreibers verbunden. Somit wirken sich deren Stromerzeugung und -verbrauch direkt auf die Netzbelastung und damit auf die Netzausbauplanung des vorgelagerten Netzbetreibers aus. Dies ist innerhalb der Gruppe der VNB mit weniger als 100.000 Kunden lediglich bei den NNB der Fall. Es finden sich innerhalb des geografischen Gebiets der Planungsregion SÜDWEST ebenfalls VNB kleiner 100.000 Kunden, welche keinem berichtspflichtigen VNB nachgelagert sind und somit keine Auswirkung auf deren Netzbelastung haben. Diese VNB sind kein Bestandteil dieses Abschnitts.

Ziel der Planungsregion SÜDWEST ist es, den Leistungsbedarf der NNB zu berücksichtigen, um somit eine bedarfsorientierte Netzausbauplanung je berichtspflichtigem VNB umsetzen zu können. Obwohl eine direkte Einbeziehung der NNB nicht erfolgt ist, ist dies aufgrund folgender Umstände dennoch gewährleistet:

Einige der Kennzahlen des Klimaneutralitätsszenarios werden für das gesamte geografische Gebiet der Planungsregion SÜDWEST ausgewertet und können im Anschluss, gemäß der Bottom-up-Methode, auf die Aggregationsebenen verteilt werden, welche für die Zielnetzplanung der berichtspflichtigen VNB benötigt werden. Da sich die Netzgebiete der NNB innerhalb des ausgewerteten geografischen Gebiets befinden, ist sichergestellt, dass die Zubauraten von künftigen Lasten und Einspeisern in den Gebieten der NNB berücksichtigt werden können.

Alle Szenariokennzahlen, welche entweder aufgrund der gelieferten Datenbasis des NEP oder aufgrund von fehlenden eigenen Modellen bei den berichtspflichtigen VNB nicht flächendeckend in hoher Granularität vorliegen, werden mittels der Top-Down-Methode von den ÜNB-Knoten auf die benötigten Aggregationsebenen verteilt. Die NEP-Datenlieferung der ÜNB enthält für die Szenariokennzahlen entsprechende Leistungsdaten je ÜNB-Knoten.

3.4 Betrachtungshorizont und Stützjahre

In §14d Absatz 3 EnWG wird gefordert, dass das Regionalszenario aus einem Entwicklungspfad für die gesetzlich festgelegten klima- und energiepolitischen Ziele der Bundesregierung für das Zieljahr 2045 besteht. Zudem ist die wahrscheinliche Entwicklung für die nächsten fünf und zehn Jahre zu berücksichtigen. Daraus ergeben sich die gesetzlich geforderten Stützjahre 2028, 2033 und 2045 für die im Regionalszenario dargestellte Entwicklung der technologischen Treiber der Energiewende. Da sich das Regionalszenario der Planungsregion SÜDWEST am Szenariorahmen des NEP der ÜNB orientiert und in diesem je Szenariopfad neben dem Zieljahr 2045 auch das Stützjahr 2037 enthalten ist, werden die Kennzahlen des Regionalszenarios zusätzlich für das Stützjahr 2037 ausgewiesen.

Wie bereits beschrieben, orientieren sich die Kennzahlen für die Stützjahre 2037 und 2045 an den im NEP ausgewiesenen Werten. Falls von diesen Werten abgewichen wird, sind die Hintergründe in Abschnitt 3.2 je VNB beschrieben. Die Stützjahre 2028 und 2033 werden mittels linearer Interpolation zwischen den vorgegeben Stützjahren aus dem NEP und dem Bestand aus dem Jahr 2022 bestimmt.

3.5 Darstellung der Kennzahlen

In diesem Abschnitt werden die für die Planungsregion SÜDWEST regionalisierten Kennzahlen des NEP dargestellt. Dabei gibt es jeweils zwei verschiedene Möglichkeiten diese Kennzahlen darzustellen:

- für die Konzessionsgebiete der berichtspflichtigen VNB
- für das gesamte geografische Gebiet der Planungsregion SÜDWEST

Im Folgenden werden die beiden Varianten genauer beleuchtet.

3.5.1 Konzessionsgebiete der berichtspflichtigen VNB

Hier werden die Technologien des Regionalszenarios bezüglich Bestände, Stütz- und Zieljahre gemäß der Konzessionsgebiete der berichtspflichtigen VNB ausgewertet. Das bedeutet, dass hier nur Technologien erfasst werden, die direkt am eigenen NS- oder MS-Netz angeschlossen sind. In manchen Fällen, wie beispielsweise großen PV-Anlagen oder Windparks, werden hier auch Anlagen eingeschlossen, die am eigenen HS-Netz angeschlossen sind, auch wenn sich der Anlagenstandort außerhalb des Konzessionsgebiets des entsprechenden VNB befindet.

Das hat zur Folge, dass bei dieser Darstellung der Kennzahlen des Regionalszenarios die Netzgebiete nachgelagerter Netzbetreiber, wie beispielsweise kleinere Stadtwerke, welche sich allerdings innerhalb der geografischen Außengrenze der Planungsregion SÜDWEST befinden, explizit nicht enthalten sind. In der konkreten Netzausbauplanung sind die Zubauraten von neuen Stromverbrauchern, EE- und Speicheranlagen wie in Abschnitt 3.3 erläutert, dennoch enthalten.

3.5.2 Geografisches Gebiet der Planungsregion SÜDWEST

Bei dieser Darstellung werden die Technologien des Regionalszenarios bezüglich Bestände, Stütz- und Zieljahre gemäß dem geographischen Gebiet ausgewertet, welches von den Außengrenzen der Planungsregion SÜDWEST eingeschlossen wird. Im Vergleich zur Darstellung nach

Konzessionsgebieten der berichtspflichtigen VNB sind hier folgende Netzgebiete von Netzbetreibern, welche gemäß §14d EnWG nicht berichtspflichtig sind, zusätzlich enthalten.

- Netzgebiete von Netzbetreibern, welche den berichtspflichtigen VNB nachgelagert sind und sich innerhalb des geografischen Gebiets der Planungsregion SÜDWEST befinden.
- Netzgebiete von Netzbetreibern, welche eine eigene Netzgruppe mit der TransnetBW GmbH oder Amprion GmbH bilden und dadurch nicht den berichtspflichtigen VNB nachgelagert sind und sich dennoch innerhalb des geografischen Gebiets der Planungsregion SÜDWEST befinden. Hier sind beispielsweise die Stadtwerke Heidelberg zu nennen.

Dieses Gebiet entspricht weitestgehend allen VNB, die der Regelzone der TransnetBW sowie der Regelzone der Amprion in Baden-Württemberg angehören.

Allerdings ist darauf hinzuweisen, dass bei manchen Technologien im Regionalszenario eine derart granulare Auswertung der Kennzahlen nicht möglich war und daher vereinfacht auf eine Auswertung für das Bundesland Baden-Württemberg ausgewichen wurde. Diese Vereinfachung ist aus Sicht der Planungsregion SÜDWEST gerechtfertigt, da die Außengrenze der Planungsregion SÜDWEST bis auf wenige Ausnahmen mit den Grenzen des Bundeslands Baden-Württemberg identisch ist.

Im Folgenden werden je Technologie, welche im Regionalszenario ausgewiesen wird, sowohl die Auswertung nach Konzessionsgebieten als auch nach geografischem Gebiet aufgeführt.

4 Kennzahlen des Regionalszenarios

Die hier dargestellten Kennzahlen spiegeln das gesamte geografische Gebiet der Planungsregion SÜDWEST wider. Somit sind ebenfalls alle nicht berichtspflichtigen VNB innerhalb des Gebiets der Planungsregion SÜDWEST enthalten.

Tabelle 2: Kennzahlen des Regionalszenarios

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 Ende 2022	2028	2033	2037	2045
Pumpspeicher	0,61	0,73	0,83	0,91	0,91
Großbatteriespeicher	0,03	0,81	1,45	1,97	3,78
Kleinbatteriespeicher	0,31	4,55	8,07	10,89	15,75
Summe	0,95	6,09	10,35	13,77	20,44

Strombezug	Bestand Ende 2022	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 konventionelle 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

5 Strombezug

Im Folgenden wird die Entwicklung des Strombezugs beschrieben, welche im Regionalszenario der Planungsregion SÜDWEST für die Entwicklung zu einem klimaneutralen Energiesystem im Jahr 2045 angenommen wird. Die Unterteilung des Strombezugs in die aufgeführten Kategorien orientiert sich an den Kategorien der deutschlandweiten NEP-Datenübergabe der ÜNB.

5.1 Konventionelle Last

Die konventionelle Last im Regionalszenario beschreibt die Entwicklung der aktuellen Residuallast ohne die Berücksichtigung der größten Verbrauchstreiber der Energiewende. Diese Treiber umfassen im Wesentlichen Haushaltswärmepumpen für private Haushalte und den Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistung (GHD), Elektromobilität (PKW und Nutzfahrzeuge) und Power-to-X-Anwendungen. Die Entwicklungen dieser Treiber werden in den folgenden Abschnitten separat behandelt.

Für die Regionalisierung der konventionellen Last wurden die Szenariodaten des NEP verwendet. Hier liegen seitens der ÜNB Zeitreihen je Höchstspannungsnetz-knoten vor. An einem Höchstspannungsnetz-knoten sind häufig mehrere Verteilnetzbetreiber angeschlossen. Eine Regionalisierung je nachgelagertem Verteilnetz ist somit durch die Übertragungsnetzbetreiber noch nicht vorgenommen worden. Die Hochlaufkurven je VNB können deshalb noch nicht ausgewiesen werden. Zur Erstellung der Netzausbaupläne werden die VNB jedoch gemeinsam eine Regionalisierung der zur Verfügung stehenden Kennzahlen anstreben.

Wie bereits beschrieben wird dem Parameter „Konventionelle Last“ aus dem NEP-Szenario die aktuelle maximale gleichzeitige Residuallast der Netzgebiete der berichtspflichtigen VNB gegenübergestellt. Obwohl der Parameter „konventionelle Last“ des NEP keine Residuallast, sondern einen Wert darstellt, der sich nur aus Stromverbräuchen ohne gleichzeitiger Einspeiseleistung zusammensetzt, ist ein Vergleich aufgrund folgender Gründe dennoch sinnvoll:

- Auswertungen haben gezeigt, dass der Zeitpunkt der maximalen gleichzeitigen Residuallast in der Regel während einer Dunkelflaute auftritt. Das bedeutet, dass keine Einspeisungen aus Windkraft- und PV-Anlagen die Residuallast beeinflussen. Biomasse- und Laufwasserkraftanlagen speisen zwar dennoch ein, sind aber aufgrund der vergleichsweise geringen elektrischen Leistung vernachlässigbar.
- zum Zeitpunkt der Auswertung der maximalen gleichzeitigen Residuallast ist schon eine geringfügige Anzahl an Wärmepumpen und Ladepunkte für Elektrofahrzeuge im Stromnetz installiert. Allerdings ist deren Zahl zum aktuellen Zeitpunkt noch vernachlässigbar klein.

Obwohl davon ausgegangen wird, dass der Stromverbrauch des aktuellen Gerätebestands im privaten Haushalts- und GHD-Sektor aufgrund von Effizienzsteigerungen sinkt, nimmt die Leistung der konventionellen Last bis 2045 dennoch zu. Das liegt daran, dass der Parameter „Konventionelle Last“ im NEP ebenfalls in Teilen die Leistungssteigerungen des Industrie- GHD- und Verkehrssektors, welche nicht explizit in den angesprochenen Treibern separat abgebildet wurden, beinhaltet. Außerdem berücksichtigt die konventionelle Last ebenfalls die zukünftige elektrische Kühlleistung von Gebäuden und die Verteilernetzverluste. Größere Lastanfragen in der Industrie werden im NEP mittels einer Großverbraucherabfrage bei den VNB ebenfalls separat erfasst.

Abbildung 4 zeigt die Entwicklung der gleichzeitig auftretenden konventionellen Last für das gesamte Gebiet der Planungsregion SÜDWEST. Das bedeutet, dass neben den Konzessionsgebieten der berichtspflichtigen VNB auch die Fremdnetze enthalten sind, welche von den berichtspflichtigen VNB HS-seitig versorgt werden oder eigene Netzgruppen mit dem ÜNB bilden.

Abbildung 4: Gleichzeitige konventionelle Last gesamte Planungsregion SÜDWEST

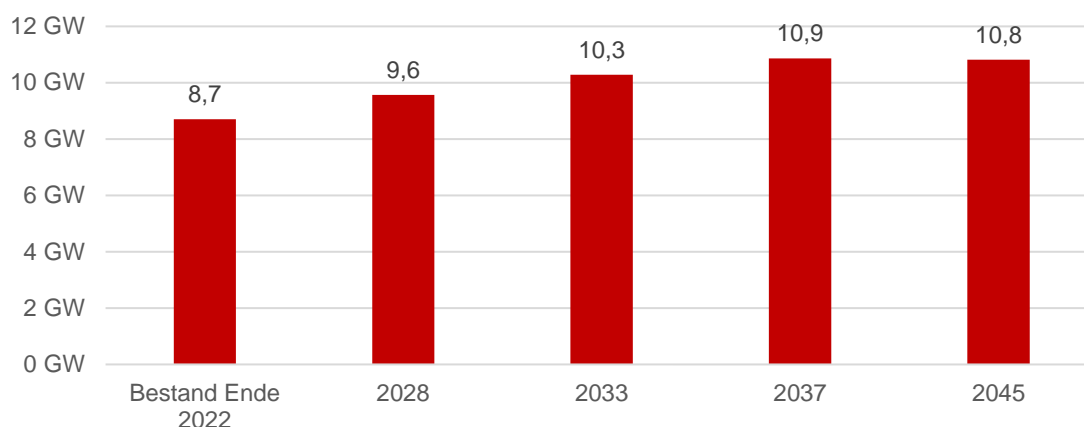


Tabelle 3 zeigt die Entwicklung der konventionellen Last in den Konzessionsgebieten der berichtspflichtigen VNB. Aufgrund der Tatsache, dass die NEP-Datenlieferung der ÜNB für die konventionelle Last lediglich eine Regionalisierung auf ÜNB-Knoten enthält, wurden die Werte für Netze BW GmbH und deren nachgelagerte VNB zusammengefasst.

Tabelle 3: Gleichzeitige konventionelle Last für das Konzessionsgebiet der VNB der Planungsregion SÜDWEST

Gleichzeitige konventionelle Last [MW]	Bestand Ende 2022	2028	2033	2037	2045
Netze BW, Netze ODR, FairNetz, SW Ulm/Neu-Ulm Netze, ED Netze, badenovaNETZE, Überlandwerk Mittelbaden	7.045	7.788	8.407	8.902	8.874
Stuttgart Netze	549	600	642	676	660
Stadtwerke Karlsruhe Netzservice	269	307	338	362	350
Syna	282	213	155	109	106
MVV Netze	457	478	494	508	508

5.2 Haushaltswärmepumpen

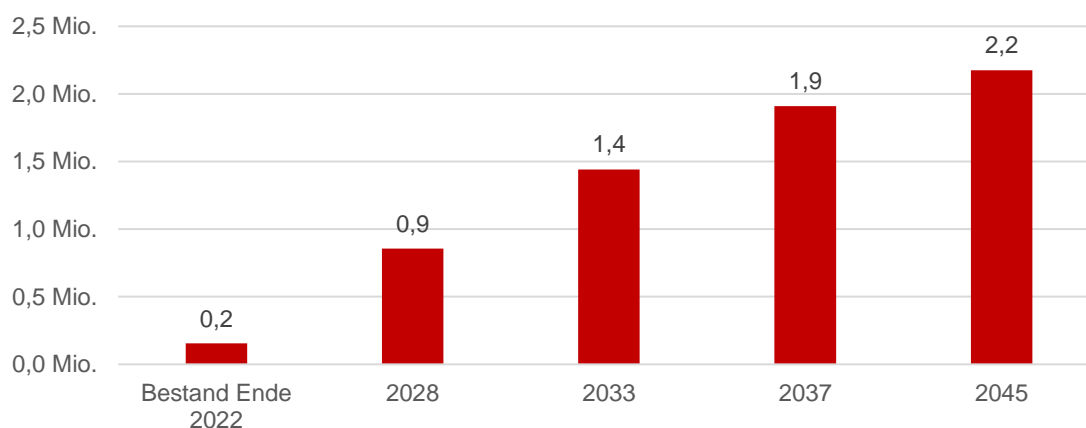
Haushaltswärmepumpen werden im Folgenden als Wärmepumpen definiert, die entweder in privaten Haushalten oder im GHD-Sektor Räumwärme bereitstellen. Großwärmepumpen für die Bereitstellung von Wärmeenergie für industrielle Prozesse oder Fernwärmenetze werden in Abschnitt 5.6 gesondert behandelt.

Es wird davon ausgegangen, dass die Raumwärmebereitstellung im privaten Wohnbereich und GHD-Sektor zu einem sehr hohen Anteil durch Wärmepumpen elektrifiziert wird. Die Rolle der Raumwärmebereitstellung durch „grüne Gase“ wird als eher untergeordnet eingeschätzt, da diese für Sektoren genutzt werden, in welchen eine direkte Elektrifizierung unwahrscheinlich erscheint. Als Beispiele sind hier industrielle Anwendungen mit hohem Temperaturbedarf, der Flug- und in Teilen der Schwerlastverkehr zu nennen.

Die ÜNB haben im NEP Version 2023 Anschlussziele für Wärmepumpen ausgewiesen. Eine Zuordnung der künftig prognostizierten Wärmepumpen je Ortschaft ist nicht gegeben. Für die weitere Regionalisierung je VNB wird eine gemeinde- und ortsteilscharfe Verteilung innerhalb Baden-Württembergs herangezogen, welche durch die Netze BW GmbH vorgenommen und der Planungsregion SÜDWEST zur Verfügung gestellt wurde.

Bei der Auswertung der aktuellen Bestände von Haushaltswärmepumpen konnte teilweise der Zweck der Wärmepumpen nicht ermittelt werden. Als pragmatischer Lösungsansatz wurde für die Auswertung der Bestände eine Leistungsgrenze von 100-kW festgelegt. Abbildung 5 zeigt den Hochlauf der Haushaltswärmepumpen für das gesamte Gebiet der Planungsregion SÜDWEST.

Abbildung 5: Anzahl von Haushaltswärmepumpen in der gesamten Planungsregion SÜDWEST



In Tabelle 4 sind die Entwicklungen innerhalb der Konzessionsgebiete der berichtspflichtigen VNB ausgewiesen. Diese enthält ebenfalls die in Abschnitt 3.2 beschriebenen Besonderheiten der einzelnen VNB. Insbesondere aufgrund der starken Orientierung am Szenario B des NEP Version 2023 ist das in § 1 EnWG festgehaltene Ziel, 6 Mio. Wärmepumpen im Jahr 2030 in Deutschland versorgen zu können, erfüllt.

Tabelle 4: Haushaltswärmepumpen in den Konzessionsgebieten der VNB der Planungsregion SÜDWEST

Wärmepumpen (Haushalte/GHD) [Tsd. Stk]	Bestand Ende 2022	2028	2033	2037	2045
Netze ODR	5,4	41,6	71,7	95,9	109,2
Stuttgart Netze	1,8	16,7	29,0	38,9	58,8
Netze BW	74,1	402,2	675,6	894,3	1.009,5
FairNetz	2,3	15,2	26,0	34,7	39,7
Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm Netze	0,3	7,8	14,0	19,0	22,4
ED Netze	7,3	37,7	63,1	83,4	93,7
badenovaNETZE	1,5	17,9	31,6	42,6	48,6
Überlandwerk Mittelbaden	12,6	35,7	54,9	70,2	79,0
Stadtwerke Karlsruhe Netzservice	0,7	8,4	14,8	20,0	28,0
Syna	6,8	19,5	30,1	38,6	54,7
MVV Netze	0,6	8,0	14,1	19,0	25,0
Summe	113,3	610,6	1.025,0	1.356,6	1.568,6

5.3 Elektromobilität

Das Regionalszenario legt beim Sektor Elektromobilität ganz bewusst den Fokus auf die Elektrifizierung des PKW-Sektors. Die Elektrifizierung des Lastverkehrs sowie die Nutzung von Elektrobussen wird hier nicht betrachtet. Ein Grund dafür ist, dass in diesem Sektor noch keine Planungssicherheit darüber herrscht, welche Antriebsform sich langfristig durchsetzen wird. Des Weiteren ist die Ladeleistung von einzelnen Ladepunkten insbesondere für LKW deutlich höher einzuschätzen als die für PKW. Daher verhält sich der Netzausbaubedarf sehr sensitiv bezüglich der Annahmen, wo sich in Zukunft die Ladeinfrastruktur (LIS) für den Schwerlastverkehr entwickeln wird. Aktuell liegen noch keine Methodiken mit ausreichender Güte zur Regionalisierung der LIS für den Schwerlastverkehr oder für Elektrobusse vor. Aus den genannten Gründen ist eine zielführende und vorausschauende Netzausbauplanung auf Basis einer Regionalisierung der LIS noch nicht möglich. Aktuell bekannte Versorgungsanfragen von Schnellladeinfrastruktur für E-PKW oder den elektrifizierten Lastverkehr werden jedoch im Regionalszenario dargestellt.

Gemäß des Szenariopfads B des NEP Version 2023 erwartet die Planungsregion SÜDWEST eine überwiegende Elektrifizierung des PKW-Sektors in Höhe von ca. 95 %. Abbildung 6 zeigt die entsprechende Entwicklung der E-PKW für das gesamte Gebiet der Planungsregion SÜDWEST.

Ebenso wurden Daten zur Entwicklung der Elektromobilität betrachtet, die durch die Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur (NLL) zur Verfügung gestellt wurden.

Abbildung 6: Anzahl Elektro-PKW in der gesamten Planungsregion SÜDWEST

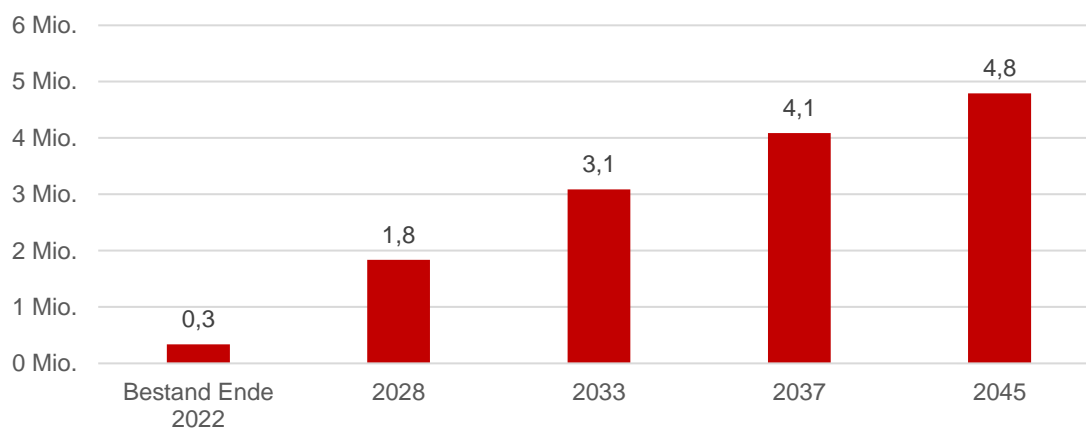


Tabelle 5 zeigt die Entwicklung innerhalb der Konzessionsgebiete der berichtspflichtigen VNB. Diese enthält ebenfalls die in Abschnitt 3.2 beschriebenen Besonderheiten der einzelnen VNB. Insbesondere aufgrund der starken Orientierung am Szenario B des NEP Version 2023 ist das in § 1 EnWG festgehaltene Ziel, 15 Mio. Elektrofahrzeuge im Jahr 2030 in Deutschland versorgen zu können, erfüllt.

Tabelle 5: Anzahl Elektro-PKW in den Konzessionsgebieten der VNB der Planungsregion SÜDWEST

Elektro-PKW [Tsd. Stk]	Bestand Ende 2022	2028	2033	2037	2045
Netze ODR	3,2	71,4	128,2	173,6	204,3
Stuttgart Netze	2,4	68,4	123,4	167,4	196,2
Netze BW	45,1	728,6	1.298,2	1.753,8	2.063,7
FairNetz	3,2	33,1	58,0	78,0	91,7
Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm Netze	2,3	22,8	39,9	53,5	63,0
ED Netze	6,8	71,1	124,7	167,6	197,4
badenovaNETZE	1,1	44,2	80,1	108,8	128,0
Überlandwerk Mittelbaden	2,4	60,0	107,9	146,3	172,2
Stadtwerke Karlsruhe Netzservice	2,6	27,4	48,0	64,5	104,0
Syna	5,5	48,0	83,4	111,7	199,6
MVV Netze	0,6	29,0	47,6	59,6	83,5
Summe	75,3	1.203,9	2.139,4	2.884,8	3.503,5

5.4 Industrie und GHD

Dieser Abschnitt behandelt die Lastentwicklung der beiden Sektoren Industrie und Gewerbe, Handel, Dienstleistung (GHD). In Teilen ist die Lastentwicklung dieser Sektoren bereits in den separat ausgewiesenen Kennzahlen, wie beispielsweise Elektromobilität, Wärmepumpen und konventionelle Last, enthalten.

5.4.1 Industriesektor

Um die Treibhausgasemissionen im Industriesektor bis 2045 auf netto null zu reduzieren, postuliert der Szenariorahmen des NEP drei grundlegende Strategien: Die Ausweitung der Kreislaufwirtschaft, die Erhöhung der Material- und Energieeffizienz und die Umstellung von Produktionsprozessen auf CO₂-freie Verfahren. In Summe wird davon ausgegangen, dass der Stromverbrauch des Industriesektors stark ansteigen wird. Das Ausmaß der Zunahme des Stromverbrauchs ist von einer Vielzahl von Faktoren abhängig, die momentan noch einer sehr großen Unsicherheit unterliegen. Dazu zählen zum Beispiel branchenspezifische Transformationspfade, der Anteil der Direktelektrifizierung von Produktionsprozessen mit hohem Wärmebedarf und deren unsichere Entwicklung im Hinblick auf Energieeffizienz.

Diese Umstände tragen dazu bei, dass im Regionalszenario keine konkreten Kennzahlen für die Entwicklung des Strombedarfs in der Industrie ausgewiesen werden.

5.4.2 GHD-Sektor

Ähnlich wie der Industriesektor, erfährt der GHD-Sektor aufgrund der Erreichung der Klimaneutralität bis 2045 ebenfalls eine Steigerung des Stromverbrauchs. Dieser ist allerdings im Unterschied zum Industriesektor weniger durch energieintensive Prozesse als vielmehr durch die Dekarbonisierung der Raumwärmebereitstellung für Gewerbeflächen und die Elektrifizierung des gewerblichen Fuhrparks bzw. der Ausstattung von gewerblichen Parkflächen mit LIS für Elektrofahrzeuge begründet. Diese beiden Aspekte sind bereits in den separat ausgewiesenen Kennzahlen für Elektromobilität, Wärmepumpen, Fernwärme und Elektroheizern enthalten.

Alle weiteren Stromverbrauchssteigerungen, die diese Kennzahlen nicht abdecken, sind im Parameter „konventionelle Last“ inkludiert.

5.5 Power-to-Gas

Unter Power-to-Gas-Anlagen werden im Folgenden alle Anlagen verstanden, welche innerhalb eines Elektrolyseprozesses unter Einsatz von elektrischem Strom ein Brenngas herstellen. Dabei handelt es sich beispielsweise um Wasserstoff oder Methan. Da das Regionalszenario Klimaneutralität im Jahr 2045 vorsieht, handelt es sich bei dem eingesetzten Strom ausschließlich um Strom aus erneuerbaren Energien. Daher werden die entstehenden Gase im Folgenden als „grüne Gase“ bezeichnet.

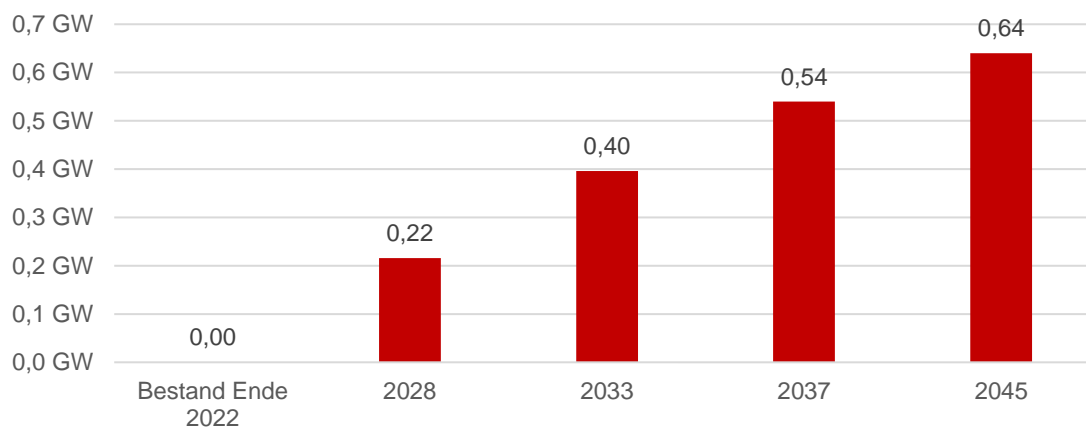
Im Regionalszenario wird analog zum NEP davon ausgegangen, dass grüne Gase in einer klimaneutralen Zukunft vorwiegend im Industriesektor zur stofflichen oder energetischen Nutzung benötigt werden. Darüber hinaus werden grüne Gase innerhalb des Verkehrssektors überwiegend dort zum Einsatz kommen, wo eine Direktelektrifizierung unwahrscheinlich erscheint. Dazu gehören aus heutiger Sicht insbesondere der Schwerlast-, Flug- und Schiffsverkehr.

Die Auswirkung des zukünftigen Stromverbrauchs von Power-to-Gas-Anlagen auf die Stromnetze unterliegt aus verschiedenen Gründen aktuell noch einer großen Unsicherheit. Momentan ist der Umfang, in dem grüne Gase in den einzelnen Sektoren zum Einsatz kommen, noch sehr unsicher. Das hat zur Folge, dass der benötigte Stromverbrauch von Power-to-Gas-Anlagen ebenfalls innerhalb der Planungsregion SÜDWEST schwer abschätzbar ist. Hinzu kommt, dass es unwahrscheinlich erscheint, dass der gesamte Bedarf an grünen Gasen für das deutsche Energiesystem im Inland produziert werden kann. Der NEP geht von einer inländischen Produktionsquote von ca. 50 % aus. Eine konkrete Verortung von zukünftigen Power-to-Gas-Anlagen kann das Regionalszenario aus heutiger Sicht nicht leisten. Des Weiteren können Power-to-Gas-Anlagen als flexible Lasten eingesetzt werden, um das Stromnetz beispielsweise bei starken Einspeisungen aus Wind- und PV-Anlagen zu stabilisieren. Wie genau sich diese Flexibilitäten auf die Belastung des Stromverteilnetzes auswirken, ist aktuell noch unklar.

Aus den genannten Gründen wird der Einsatz von Power-to-Gas-Anlagen momentan lediglich für das Bundesland BW ausgewiesen, welches unter geringfügigen Abweichungen der Fläche der Planungsregion SÜDWEST entspricht. Diese Daten entstammen der NEP-Datenlieferung der ÜNB an die Planungsregionen. Auf eine weitere Regionalisierung auf die Konzessionsgebiete der berichtspflichtigen VNB wird aufgrund der genannten Umstände verzichtet.

Abbildung 7 zeigt die in der Planungsregion SÜDWEST erwartete Entwicklung der installierten Leistung von Power-to-Gas-Anlagen.

Abbildung 7: Entwicklung Power-to-Gas-Anlagen in der gesamten Planungsregion SÜDWEST



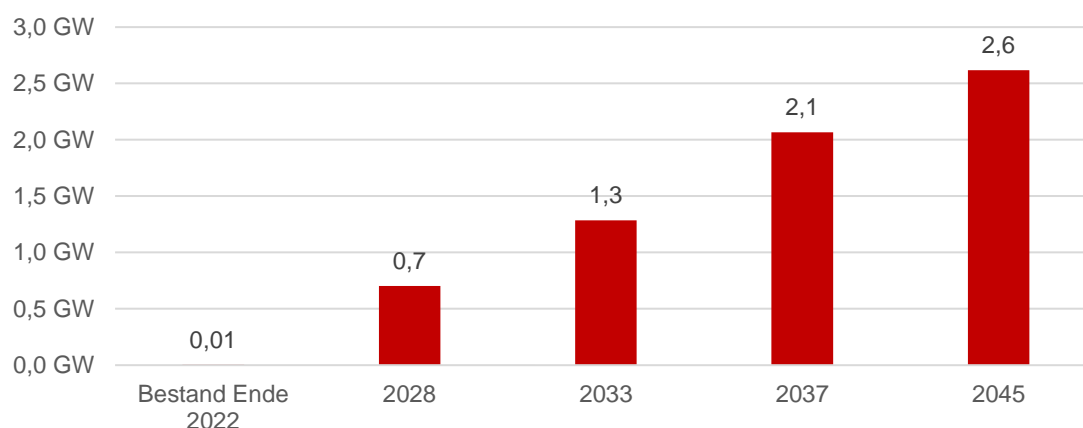
5.6 Power-to-heat

Unter Power-to-heat-Anlagen werden im Folgenden Großwärmepumpen zur Speisung von Wärmenetzen und Elektroheizer verstanden.

Da bei der Auswertung der Bestände in den unternehmensinternen IT-Systemen teilweise nicht nach der konkreten Anwendung einer Power-to-heat-Anlage oder Wärmepumpe gefiltert werden konnte, wurden vereinfacht nur Anlagen ausgewertet, die eine elektrische Leistung von mehr als 100 kW aufweisen.

Abbildung 8 zeigt die Entwicklung von Power-to-heat-Anlagen für das gesamte Gebiet der Planungsregion SÜDWEST.

Abbildung 8: Entwicklung Power-to-heat-Anlagen für die gesamte Planungsregion SÜDWEST



In Tabelle 6 sind die Entwicklungen innerhalb der Konzessionsgebiete der berichtspflichtigen VNB ausgewiesen.

Tabelle 6: Power-to-heat in den Konzessionsgebieten der VNB der Planungsregion SÜDWEST

Power-to-heat [MW]	Bestand Ende 2022	2028	2033	2037	2045
Netze BW, Netze ODR, FairNetz, SW Ulm/Neu-Ulm Netze, ED Netze, badenovaNETZE, Überlandwerk Mittelbaden	5	530	967	1.316	1.669
Stuttgart Netze	0	60	109	149	189
Stadtwerke Karlsruhe Netzservice	0	8	14	19	25
Syna	0	3	6	9	9
MVV Netze	0	104	190	259	323
Summe	5	704	1.286	1.752	2.214

5.7 Flexibilisierung der Nachfrageseite

Flexibilitäten werden aufgrund des Wegfalls von konventionellen Grundlastkraftwerken und einer Zunahme von fluktuierenden Erneuerbaren Energien immer wichtiger, um das Stromnetz zu stabilisieren. Diese Flexibilitäten können durch verschiedene Marktakteure bereitgestellt werden. Dazu gehören unter anderem Power-to-Gas-Anlagen, Großbatteriespeicher, Haushaltsbatteriespeicher und Pumpspeicherkraftwerke. Diese Anlagen werden in den jeweils dazugehörigen Abschnitten behandelt.

Dieser Abschnitt behandelt das gezielte Heben von Flexibilitätpotenzialen in privaten Haushalten sowie den Sektoren Industrie und GHD.

5.7.1 Haushaltsnahe Flexibilitäten

Im Folgenden werden unter haushaltsnahen Flexibilitäten der flexible Einsatz von Wärmepumpen und das Ladeverhalten von Elektrofahrzeugen verstanden. Das Potenzial der Lastverlagerung des konventionellen Gerätebestands in privaten Haushalten wird als gering eingeschätzt. Aus Sicht des Regionalszenarios ist das Heben dieser Potenziale aufgrund der erheblichen Eingriffe in die private Lebensführung unwahrscheinlich.

Der von der BNetzA genehmigte Szenariorahmen des NEP Version 2023, sieht bezüglich der Flexibilitätsdimensionierung einen rein marktorientierten Einsatz vor, da sich dadurch eine effizientere Integration der Erneuerbaren Energien realisieren lässt als bei einem netzorientierten Einsatz. Dabei ist der Anteil der marktorientierten Einheiten im Szenariopfad B, welcher als Orientierung für das vorliegende Regionalszenario dient, bei 100 %.

Die von den ÜNB an die VNB gelieferten einstündigen Zeitreihen der Lastverläufe von Elektromobilität und Wärmepumpen enthalten bereits die marktorientierte Flexibilisierung dieser Einheiten. Daher ist die Flexibilisierung, solange die Zielnetzplanung mithilfe von Zeitreihenrechnungen auf Basis der Zeitreihen des NEP durchgeführt wird, automatisch berücksichtigt. Aus Sicht der berichtspflichtigen VNB ist eine Berücksichtigung der haushaltsnahen Flexibilitäten bei Zielnetzplanungen, welche nicht auf Zeitreihen basieren, kaum möglich.

5.7.2 Industrie und GHD

Durch Lastmanagement (auch Demand Side Management, DSM) ist es dem Stromkunden möglich, seine Bezugskosten und Lastspitzen zu reduzieren, in dem er sein Nachfrageverhalten gemäß Anreizzahlungen oder zeitlich variabler Tarife verändert und anpasst. Dadurch werden Lasten entweder ganz abgeschaltet oder auf andere Zeitpunkte verschoben, was eine bessere Integration der fluktuierenden Erneuerbaren Energien ermöglicht und zu einer Glättung der Lastverläufe führt.

In der NEP-Datenlieferung der ÜNB an die VNB ist sowohl eine Regionalisierung der DSM-Potenziale sowie konkrete Jahresverläufe in Form von einstündigen Zeitreihen je ÜNB-Umspannungswerk vorhanden. Um die DSM-Potenziale in den Zielnetzplanungen im Verteilnetz nutzen zu können, müssten diese nun innerhalb des Verteilnetzes regionalisiert werden. Dafür liegen aktuell noch keine Methodiken vor, die eine Regionalisierung in einer zufriedenstellenden Güte ermöglichen könnten. Daher werden die DSM-Potenziale bei den HS-Zielnetzplanungen im Verteilnetz aggregiert an den ÜNB-Knoten berücksichtigt.

Abbildung 9 zeigt die Entwicklung des DSM-Potenzials für das gesamte Gebiet, welches von den Außengrenzen der Planungsregion SÜDWEST eingeschlossen wird.

Abbildung 9: Entwicklung DSM-Leistung für den Industrie- und GHD-Sektor für die gesamte Planungsregion SÜDWEST

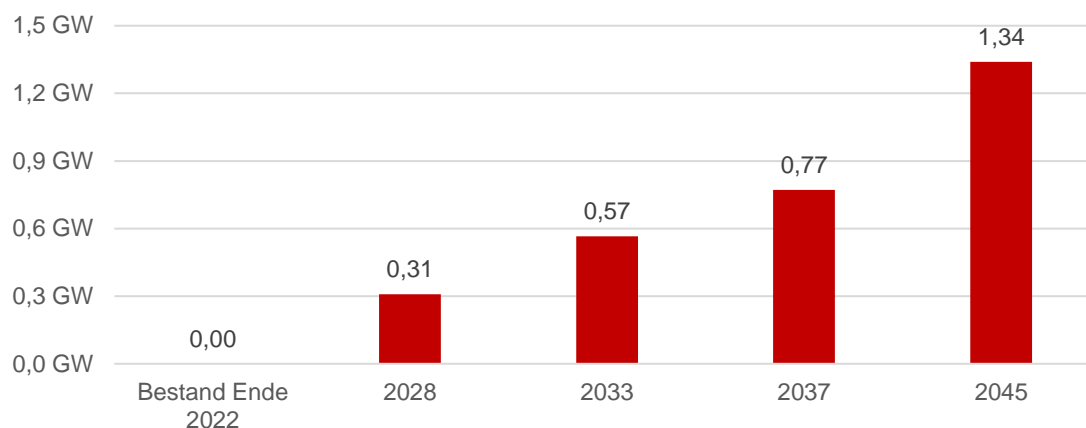


Tabelle 7 zeigt die Entwicklung des DSM-Potenzials in den Netzgebieten der berichtspflichtigen VNB. Aufgrund der Tatsache, dass die NEP-Datenlieferung der ÜNB für die DSM-Potenziale lediglich eine Regionalisierung auf ÜNB-Knoten enthält, wurden die Werte für nachgelagerte VNB zusammengefasst.

Tabelle 7: DSM Industrie- und GHD-Sektor in den Konzessionsgebieten der Planungsregion SÜDWEST

DSM Industrie- und GHD-Sektor [MW]	Bestand Ende 2022	2028	2033	2037	2045
Netze BW, Netze ODR, FairNetz, SW Ulm/Neu-Ulm Netze, ED Netze, badenovaNETZE, Überlandwerk Mittelbaden	0	243	445	607	1.068
Stuttgart Netze	0	10	19	26	49
Stadtwerke Karlsruhe Netzservice	0	31	57	77	113
Syna	0	2	4	6	11
MVV Netze	0	17	32	43	75
Summe	0	303	556	759	1.315

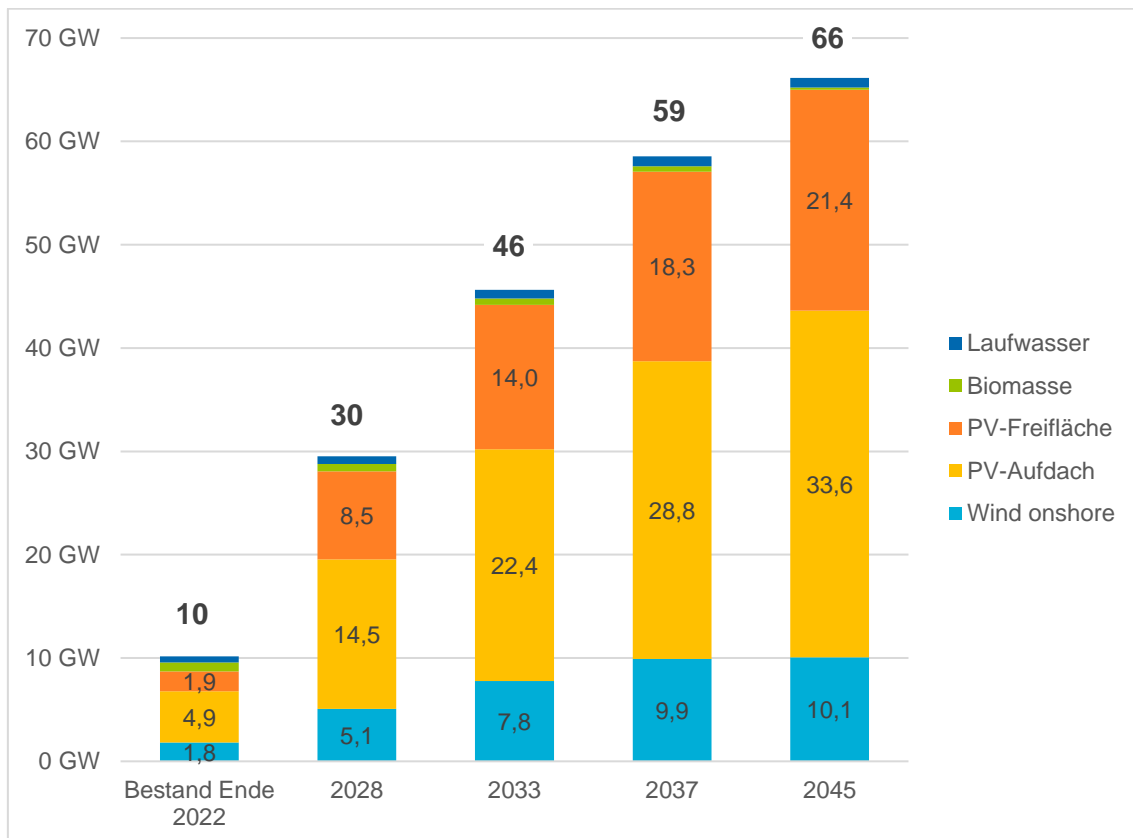
6 Erneuerbare Energien

Die Regionalisierung der Erneuerbaren Energien orientiert sich an der postleitzahlscharfen Regionalisierung der installierten Leistung für die Zieljahre 2037 und 2045 des NEP. Dabei werden die unter Abschnitt 3.2 beschriebenen Besonderheiten der berichtspflichtigen VNB berücksichtigt. Die Stützjahre 2028 und 2033 ergeben sich aus der linearen Interpolation zwischen den Werten für das Stützjahr 2037 und dem Bestand aus 2022.

Abbildung 10 zeigt die Entwicklung der Erneuerbaren Energien für das gesamte Gebiet, welches von den Außengrenzen der Planungsregion SÜDWEST eingeschlossen wird. Es wird deutlich, dass sich die installierte Leistung von Windkraftanlagen an Land bis 2045 um den Faktor 5 und die installierte Leistung von PV-Anlagen um den Faktor 7 bis 8 erhöhen wird. Die installierte Leistung von Biomassekraftwerken wird leicht rückläufig sein und sich auf ca. ein Drittel der aktuellen Bestandsleistung reduzieren. Das Potenzial von Laufwasserkraftwerken ist momentan bereits weitestgehend ausgeschöpft und wird sich auch in Zukunft auf der Höhe des aktuellen Bestands bewegen.

Außerdem ist zu beobachten, dass bereits im Jahr 2037 fast 90 % der für ein klimaneutrales Energiesystem benötigten Leistung von EE-Anlagen installiert sein wird. Daraus ergibt sich bis 2037 eine mittlere jährliche Zubaurate von ca. 3,3 GW EE-Leistung in der Planungsregion SÜDWEST. Diese Zubaurate flacht sich zwischen 2037 und 2045 auf ca. 0,9 GW EE-Leistung ab.

Abbildung 10: Entwicklung Erneuerbare Energien für die gesamte Planungsregion SÜDWEST



In den folgenden Tabellen sind die Entwicklungen der einzelnen Erzeugungsarten je Konzessionsgebiet der berichtspflichtigen VNB der Planungsregion SÜDWEST dargestellt.

Tabelle 8: Windenergie onshore in den Konzessionsgebieten der VNB der Planungsregion SÜDWEST

Windenergie onshore [MW]	Bestand Ende 2022	2028	2033	2037	2045
Netze ODR	171	569	901	1.167	1.283
Stuttgart Netze	0	4	8	11	11
Netze BW	1.116	2.845	4.287	5.440	5.522
FairNetz	0	0	0	0	0
Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm Netze	0	50	92	125	125
ED Netze	52	164	258	333	334
badenovaNETZE	11	35	56	72	50
Überlandwerk Mittelbaden	99	177	241	292	298
Stadtwerke Karlsruhe Netzservice	3	4	4	5	12
Syna	2	31	56	76	86
MVV Netze	0	0	0	0	0
Summe	1.454	3.881	5.903	7.521	7.720

Tabelle 9: PV-Dachanlagen in den Konzessionsgebieten der VNB der Planungsregion SÜDWEST

PV-Dachanlagen [MW]	Bestand Ende 2022	2028	2033	2037	2045
Netze ODR	702	1.305	1.807	2.209	2.480
Stuttgart Netze	56	153	234	298	399
Netze BW	2.713	6.972	10.522	13.361	15.032
FairNetz	83	242	375	481	566
Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm Netze	95	216	317	398	443
ED Netze	301	704	1.040	1.308	1.526
badenovaNETZE	138	341	510	645	761
Überlandwerk Mittelbaden	297	709	1.052	1.326	1.527
Stadtwerke Karlsruhe Netzservice	51	168	265	343	445
Syna	218	442	629	779	969
MVV Netze	72	170	252	317	463
Summe	4.726	11.422	17.002	21.466	24.611

Tabelle 10: PV-Freiflächenanlagen in den Konzessionsgebieten der VNB der Planungsregion SÜDWEST

PV-Freiflächenanlagen [MW]	Bestand Ende 2022	2028	2033	2037	2045
Netze ODR	90	911	1.595	2.142	2.526
Stuttgart Netze	0	29	54	74	125
Netze BW	1.116	4.038	6.473	8.421	9.868
FairNetz	0	34	62	84	108
Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm Netze	2	153	279	380	435
ED Netze	47	437	761	1.021	1.198
badenovaNETZE	5	196	356	483	689
Überlandwerk Mittelbaden	15	403	727	986	1.324
Stadtwerke Karlsruhe Netzservice	0	12	22	30	30
Syna	7	214	387	525	591
MVV Netze	0	0	0	0	0
Summe	1.282	6.427	10.714	14.144	16.893

Tabelle 11: Biomasse-/Biogasanlagen in den Konzessionsgebieten der Planungsregion SÜDWEST

Biomasse-/Biogasanlagen [MW]	Bestand Ende 2022	2028	2033	2037	2045
Netze ODR	145	119	97	80	35
Stuttgart Netze	0	0	1	1	0
Netze BW	444	369	306	256	116
FairNetz	4	4	4	3	2
Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm Netze	19	14	9	6	1
ED Netze	37	32	27	23	13
badenovaNETZE	6	5	4	3	1
Überlandwerk Mittelbaden	33	24	17	12	3
Stadtwerke Karlsruhe Netzservice	0	1	2	3	3
Syna	20	16	13	11	5
MVV Netze	53	53	53	53	53
Summe	761	637	534	451	232

Tabelle 12: Laufwasserkraftanlagen in den Konzessionsgebieten der Planungsregion SÜDWEST

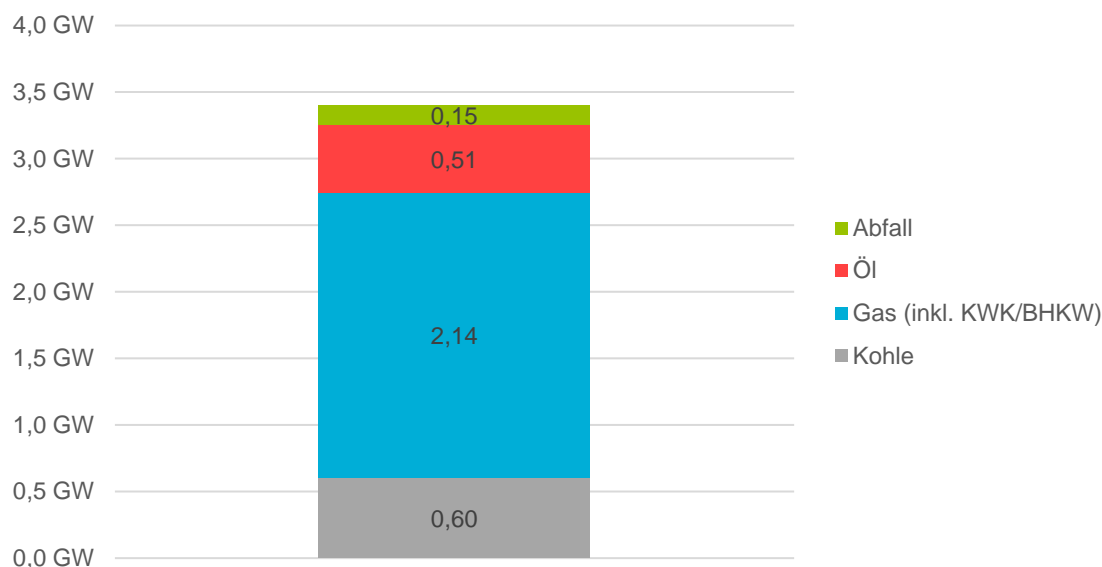
Laufwasserkraftanlagen [MW]	Bestand Ende 2022	2028	2033	2037	2045
Netze ODR	6	12	16	20	20
Stuttgart Netze	11	11	11	11	11
Netze BW	386	387	388	388	388
FairNetz	7	7	8	8	8
Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm Netze	19	19	19	19	19
ED Netze	113	153	186	213	213
badenovaNETZE	5	5	5	5	5
Überlandwerk Mittelbaden	11	15	19	21	21
Stadtwerke Karlsruhe Netzservice	0	0	0	0	0
Syna	21	21	21	21	21
MVV Netze	6	6	6	6	6
Summe	585	637	680	714	714

7 Thermische Stromerzeugung

Als regelbare Erzeugungseinheiten sind konventionelle thermische Erzeugungseinheiten auch in einem klimaneutralen Energiesystem weiterhin notwendig. Dabei wird jedoch im Regionalszenario ein vollständiger Ausstieg aus der Kernenergie (seit 15.04.2023 umgesetzt), der Kohle- und Ölverstromung angenommen. Des Weiteren wird postuliert, dass bestehende Abfallkraftwerke weiterhin in Betrieb und aktuell in Planung oder Bau befindliche Kraftwerke in Zukunft realisiert sein werden. Ein darüber hinaus gehender Zubau von Abfallkraftwerkskapazitäten wird als unwahrscheinlich angesehen.

Abbildung 11 zeigt die aktuelle Zusammensetzung des, in den Netzgebieten der berichtspflichtigen VNB angeschlossenen, thermischen Kraftwerks- und Anlagenparks. Dabei ist zu beachten, dass in der Leistung für den Energieträger Gas auch die elektrische Anschlussleistung kleinerer gasbetriebener Blockheizkraftwerke (BHKW) und Anlagen, die mittels Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) Strom produzieren, enthalten sind.

Abbildung 11: Thermische Kraftwerks- und Anlagenkapazität mit Anschluss in den Netzgebieten der VNB der Planungsregion SÜDWEST zum Zeitpunkt Ende des Jahres 2022



Wie bereits beschrieben, wird die Stromerzeugung mittels der Energieträger Öl und Kohle bis spätestens 2037 auf null zurück gehen. Gaskraftwerke werden nach Einschätzung der VNB der Planungsregion SÜDWEST aufgrund ihrer Regelbarkeit nach wie vor eine große Rolle spielen. In einem klimaneutralen Energiesystem werden diese mit grünem Wasserstoff betrieben werden. Ein detailliertes Szenario der Entwicklung und konkreten Verortung von zukünftigen Gaskraftwerkskapazitäten ist momentan nicht möglich. Des Weiteren geht das Regionalszenario, analog zur BNetzA-Bestätigung des Szenariorahmens des NEP, von keinen signifikanten Zubauraten von kleineren gasbetriebenen KWK-Anlagen und BHKW aus.

Daher werden in Tabelle 13 nur die aktuell bekannten Neubauprojekte von Gaskraftwerken und Fuel-Switch-Vorhaben in den Netzgebieten der berichtspflichtigen VNB ausgewiesen. Dies zeigt, dass allein durch aktuell bekannte Vorhaben eine Zunahme um 14 % zu verzeichnen ist. Von einem signifikanten Rückbau von Gaskraftwerkskapazitäten ist nicht auszugehen.

Tabelle 13: Bekannte Anfragen und Projekte neuer Gaskraftwerke bzw. Fuel-Switch-Vorhaben in den Netzgebieten der VNB der Planungsregion SÜDWEST

Verteilnetzbetreiber	Leistung [MW]
Netze ODR	34
Stuttgart Netze	137
Netze BW	132
FairNetz	0
Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm Netze	0
ED Netze	0
badenovaNETZE	0
Überlandwerk Mittelbaden	0
Stadtwerke Karlsruhe Netzservice	0
Syna	0
MVV Netze	0
Summe	303

8 Speicheranlagen

In einem klimaneutralen Energiesystem sind Speicheranlagen zur Bereitstellung von Flexibilitäten im Stromsystem, um Schwankungen in der Einspeisung erneuerbarer Energien auszugleichen, unerlässlich. Im Folgenden wird die Berücksichtigung von Klein- und Großbatteriespeicher sowie Pumpspeicherkraftwerken im Regionalszenario erläutert.

8.1 Kleinbatteriespeicher

Unter Kleinbatteriespeicher werden Batteriespeicher verstanden, welche im Bereich privater Haushalte oder GHD installiert und häufig an den Betrieb von PV-Aufdachanlagen gekoppelt sind. In der Regel sind sie eng mit dem Einsatz von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen verbunden. Während sie aktuell zur Optimierung des Eigenbedarfs eingesetzt werden, postuliert das Regionalszenario analog zum NEP langfristig einen strommarktorientierten Einsatz.

In der NEP-Datenlieferung an die VNB ist keine granulare Regionalisierung von Kleinbatteriespeichern enthalten. Die installierte Leistung wird lediglich aggregiert auf die ÜNB-Knoten übergeben. Da Kleinbatteriespeicher wie bereits erläutert meist in Verbindung mit PV-Aufdachanlagen installiert werden, wurde die Leistung der Kleinbatteriespeicher innerhalb der Planungsregion SÜDWEST anteilig gemäß dem Szenario von PV-Aufdachanlagen verteilt.

In Abbildung 12 ist die Entwicklung von Kleinbatteriespeichern in dem Gebiet dargestellt, welches von den Außengrenzen der Planungsregion SÜDWEST eingeschlossen wird, dargestellt.

Abbildung 12: Entwicklung von Kleinbatteriespeicher in der gesamten Planungsregion SÜDWEST

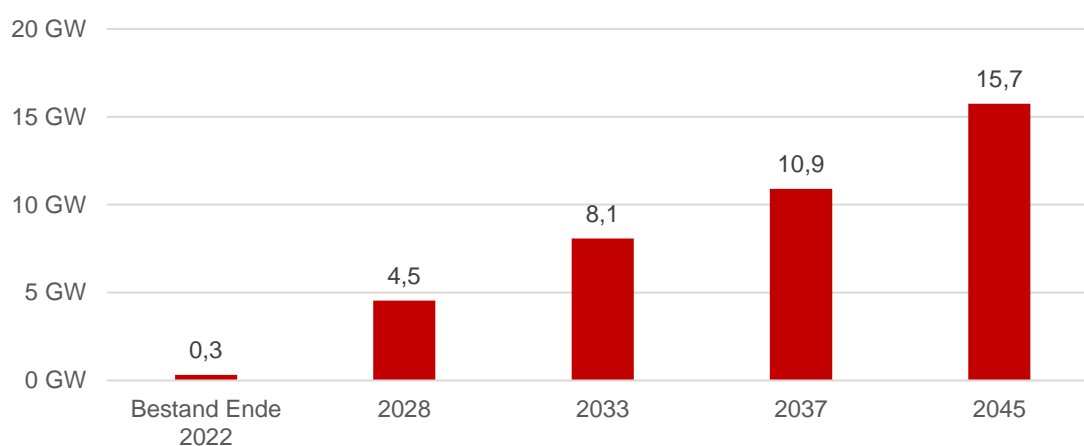


Tabelle 14 zeigt die Entwicklung der Kleinbatteriespeichern in den Konzessionsgebieten der berichtspflichtigen VNB.

Tabelle 14: Kleinbatteriespeicher in den Konzessionsgebieten der VNB der Planungsregion SÜDWEST

Kleinbatteriespeicher [MW]	Bestand Ende 2022	2028	2033	2037	2045
Netze ODR	23	376	670	906	1.166
Stuttgart Netze	7	53	91	122	181
Netze BW	193	2.307	4.069	5.478	7.065
FairNetz	8	84	147	197	266
Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm Netze	6	69	121	163	208
ED Netze	26	230	400	536	717
badenovaNETZE	9	111	196	264	358
Überlandwerk Mittelbaden	26	233	406	544	718
Stadtwerke Karlsruhe Netzservice	0	56	103	141	223
Syna	18	138	239	319	280
MVV Netze	0	44	80	130	175
Summe	315	3.701	6.523	8.801	11.356

8.2 Großbatteriespeicher

Bezüglich der Verortung und der angenommen Leistungsgrößen der Großbatteriespeicher herrscht aktuell noch eine große Unsicherheit. Die NEP-Datenlieferung der ÜNB an die VNB enthält keine granulare Regionalisierung der Leistung von Großbatteriespeicher, sondern lediglich eine Aggregation auf ÜNB-Knoten. Da eine granulare Regionalisierung innerhalb der Verteilnetze der Planungsregion SÜDWEST im ersten Schritt nicht möglich war, werden die Großbatteriespeicher in Abbildung 13 für das gesamte Gebiet der Planungsregion SÜDWEST sowie in Tabelle 15 aggregiert auf die Netzgruppen ausgewiesen, welche jeweils eine eigene Netzgruppe mit dem jeweiligen ÜNB bilden.

Abbildung 13: Entwicklung von Kleinbatteriespeicher in der gesamten Planungsregion SÜDWEST

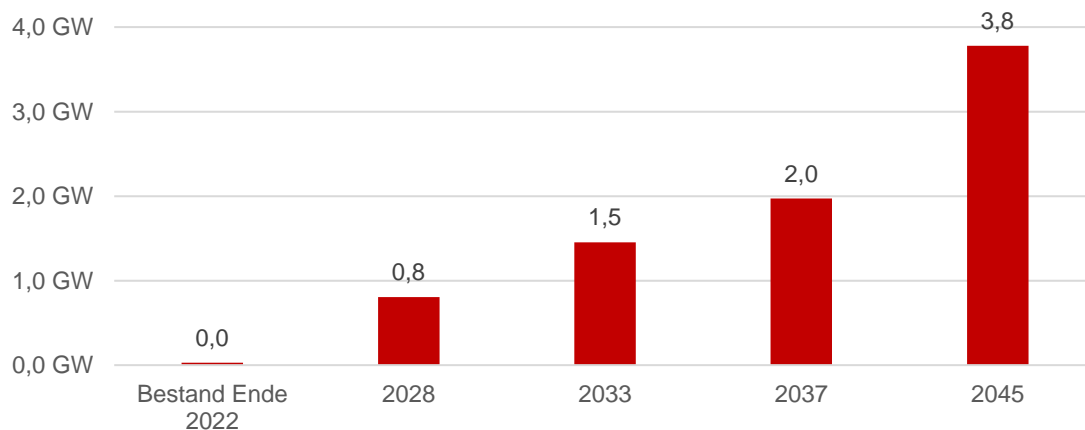


Tabelle 15: Großbatteriespeicher in den Konzessionsgebieten der VNB der Planungsregion SÜDWEST

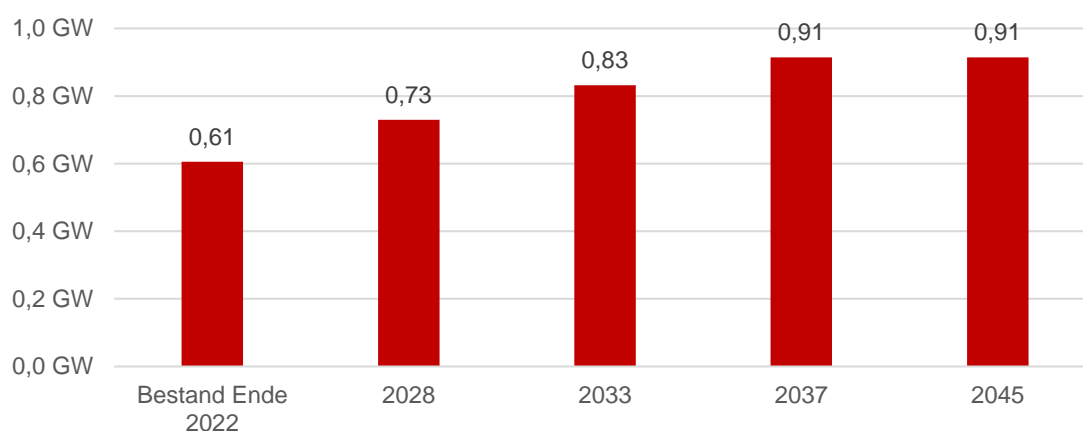
Großbatteriespeicher [MW]	Bestand Ende 2022	2028	2033	2037	2045
Netze BW, Netze ODR, FairNetz, SW Ulm/Neu-Ulm Netze, ED Netze, badenovaNETZE, Überlandwerk Mittelbaden	29	778	1.401	1.900	3.620
Stuttgart Netze	0	3	5	7	20
Stadtwerke Karlsruhe Netzservice	0	4	7	9	9
Syna	0	13	24	33	66
MVV Netze	0	3	5	7	24
Summe	29	800	1.443	1.957	3.739

8.3 Pumpspeicherkraftwerke

Für Pumpspeicherkraftwerke wird im Regionalszenario kein Rückbau angenommen. Das bedeutet, dass alle aktuell in Betrieb befindlichen Pumpspeicherkraftwerke in allen betrachteten Zieljahren weiterhin in Betrieb sein werden. Des Weiteren werden alle aktuell in Bau und in Planung befindlichen Kraftwerksprojekte für das Klimaneutralitätsnetz als realisiert angenommen. Darüber hinaus werden keine weiteren zukünftigen Projekte im Regionalszenario angenommen.

In Abbildung 14 ist der aktuelle Bestand sowie die zu erwartende Leistung von Pumpspeicherkraftwerken, auf Basis der aktuellen Kraftwerksprojekte, zu entnehmen.

Abbildung 14: Entwicklung Pumpspeicherkraftwerke in der gesamten Planungsregion SÜDWEST

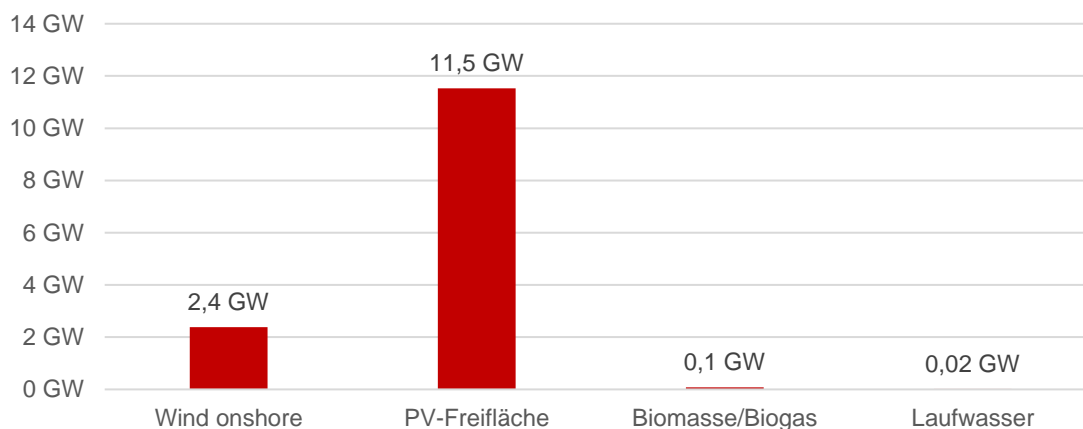


9 Konkrete Einspeiseanfragen Erneuerbare Energien

In Abschnitt 6 wurde die Entwicklung von EE-Anlagen beschrieben, welche für ein klimaneutrales Energiesystem für die jeweiligen Stützjahre notwendig ist. Dieser Abschnitt beschäftigt sich mit der aktuellen Situation von konkreten Anschlussbegehren von Erneuerbaren Energien bei den berichtspflichtigen VNB der Planungsregion SÜDWEST.

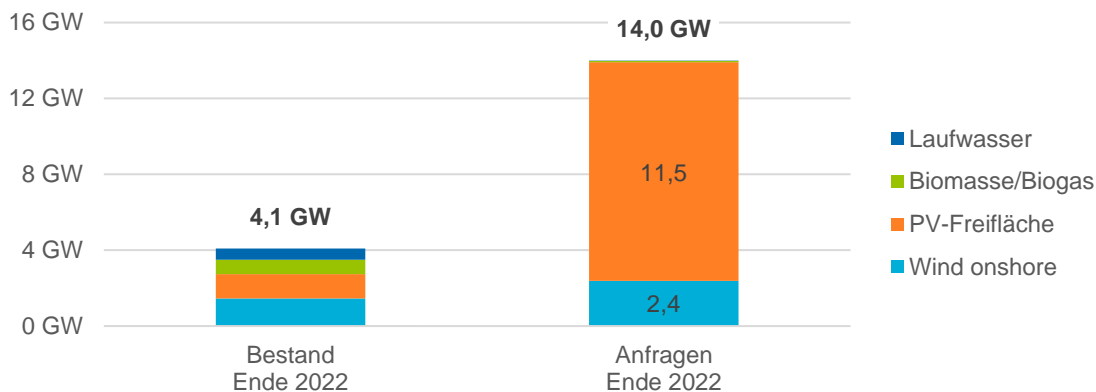
Abbildung 15 zeigt die bei den berichtspflichtigen VNB Ende des Jahres 2022 aktiven Einspeiseanfragen von erneuerbaren Energien. Es ist zu beobachten, dass die angefragte Leistung von PV-Anlagen im Vergleich zu Windkraft-, Biomasseanlagen und Laufwasserkraftwerken klar dominiert. Die geringe angefragte Leistung von neuen Biomasse- und Laufwasserkraftwerken passt mit der stagnierenden bis rückläufigen Erwartung bis 2045 zusammen.

Abbildung 15: Einspeiseanfragen erneuerbarer Energien Ende 2022 in der gesamten Planungsregion SÜDWEST



Der Vergleich der aktuell angefragten Leistung von EE-Anlagen mit dem aktuellen Bestand bei den berichtspflichtigen VNB zeigt, dass sich die zu erwartende Entwicklung des Szenarios bereits jetzt in der gesteigerten Anfragesituation widerspiegelt. Die aktuell angefragte Leistung übersteigt den Bestand bereits um den Faktor 3. Dieser Umstand wird in Abbildung 16 veranschaulicht.

Abbildung 16: Bestand vs. Anfragen in den Konzessionsgebieten der VNB der Planungsregion SÜDWEST



10 Grundlagen der Netzausbauplanung

Ziel der VNB ist es gemäß § 1 EnWG eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente, umweltverträgliche und treibhausgasneutrale und leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität sicherzustellen, welche zunehmend auf Erneuerbaren Energien beruht. Um dieses Ziel zu erreichen, stimmen sich die berichtspflichtigen VNB einer Planungsregion gemäß § 14d EnWG bezüglich der Grundlagen der Netzausbauplanung ab.

Die Planungsgrundsätze für die HS-Ebene wurden bereits in der Norm VDE-AR-N-4121 allgemeingültig festgehalten. Für die NS- und MS-Ebene entwickeln die VNB selbstständig individuelle Planungsgrundsätze, welche den VNB-spezifischen Herausforderungen Rechnung tragen.

Im Folgenden werden die verschiedenen Aspekte, welche innerhalb der Planungsregion SÜDWEST abgestimmt wurden, näher beleuchtet.

10.1 Netzauslegungsrelevante Fälle

Die Bemessung des Stromnetzes findet entweder auf Basis von zwei netzauslegungsrelevanten Fällen, Hochlast- und Einspeisefall, oder auf Basis von Zeitreihen mit Stundenwerten eines Jahres für alle Verbraucher und Einspeiser statt.

10.1.1 Hochlast- und Einspeisefall

Diese Methodik trägt dem Umstand Rechnung, dass es für die Dimensionierung des Netzausbaus ausreichend ist, die beiden Extremfälle

- maximaler Strombezug bei minimaler Einspeisung aus erneuerbaren Energien und
- maximale Einspeisung aus erneuerbaren Energien bei minimalem Strombezug

zu betrachten. Dabei werden alle Verbraucher, Einspeiser und Speicheranlagen mit entsprechenden Gleichzeitigkeitsfaktoren für die beiden netzauslegungsrelevanten Fälle im Netzberechnungsmodell gepflegt. Auf Basis dieser beiden Fälle kann die maximale Belastung des Stromnetzes abgebildet werden.

10.1.2 Zeitreihenberechnung

In diesem Fall werden für Verbraucher, Einspeiser und Speicheranlagen Zeitreihen im Netzberechnungsmodell hinterlegt. Diese Zeitreihen enthalten Stundenwerte eines Jahres. Somit werden 8.760 Netzsituationen betrachtet. Diese enthalten alle Kombinationen von Last und Einspeisung, die gemäß dem zugrundeliegenden Szenario im Laufe eines Jahres auftreten. Die Auslegung des Netzes erfolgt dann anhand der kritischsten Netzsituationen.

10.2 Anwendung des (n-1)-Kriteriums

Ein Netz ist (n-1)-sicher geplant, wenn bei prognostizierten planungs- und bemessungsrelevanten Versorgungsaufgaben sowohl bei störungsbedingtem Ausfall als auch bei betrieblicher Abschaltung eines Betriebsmittels folgende Auswirkungen ausgeschlossen sind ((n-1)-Kriterium):

- dauerhafte unzulässige Grenzwertverletzungen im Hinblick auf die Netzbetriebsgrößen Betriebsspannung, Strombelastung und Netzkurzschlussleistung;
- Folgeauslösungen und Störungsausweitungen;
- inakzeptable Versorgungsunterbrechungen.

Die Dauer inakzeptabler Versorgungsunterbrechungen ist je nach Versorgungsaufgabe zu definieren. Kurzzeitige Versorgungsunterbrechungen für Umschaltungen bei Störungen sind zulässig. Es ist eine unterbrechungsfreie Versorgung aller Bezugsanlagen anzustreben.

10.3 Netzanalyse

Die oben erläuterten Rahmenbedingungen werden in einem Netzberechnungsmodell abgebildet. Auf Basis des Netzberechnungsmodells wird die Netzanalyse durchgeführt. Dazu finden eine Berechnung des Stromnetzes im Normalschaltzustand ohne Betriebsmittelausfälle sowie, eine Kurzschlussberechnung und eine (n-1)-Ausfallanalyse statt. Dabei werden die Auslastungsgrenzen der Betriebsmittel und die zulässigen Spannungsgrenzen gemäß der Planungsgrundsätze der VNB berücksichtigt. Sobald sich eine Grenzwertüberschreitung ergibt, sind Maßnahmen entsprechend dem NOVA-Prinzip erforderlich. Das NOVA-Prinzip legt fest, dass Netzoptimierungs- und Netzverstärkungsmaßnahmen vor dem Netzausbau erfolgen. Dieses Prinzip basiert auf § 1 Absatz 1 EnWG.