

Regionalszenario 2025

Planungsregion SÜDWEST



PLANUNGSREGION
SÜDWEST

Impressum/Lizenzhinweis

Titel: Regionalszenario 2025 – Planungsregion Südwest

Urheber:

badenovaNETZE GmbH · Tullastraße 61 · 79108 Freiburg

FairNetz GmbH · Hauffstraße 89 · 72762 Reutlingen

MVV Netze GmbH · Luisenring 49 · 68159 Mannheim

naturenergie netze GmbH · Schildgasse 20 · 79618 Rheinfelden

Netze BW GmbH · Schelmenwasenstraße 15 · 70567 Stuttgart

Netze ODR GmbH · Unterer Brühl 2 · 73479 Ellwangen

Stadtwerke Heidelberg Netze GmbH · Alte Eppelheimer Straße 26 · 69115 Heidelberg

Stadtwerke Karlsruhe Netzservice GmbH · Daxlander Straße 72 · 76185 Karlsruhe

Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm Netze GmbH · Karlstraße 1-3 · 89073 Ulm

Stuttgart Netze GmbH · Kesselstraße 21-23 · 70327 Stuttgart

Syna GmbH · Ludwigshafener Straße 4 · 65929 Frankfurt am Main

Überlandwerk Mittelbaden GmbH & Co. KG · Lotzbeckstraße 45 · 77933 Lahr

Lizenz:

Dieses Werk ist lizenziert unter der Creative Commons Attribution 4.0 International (CC BY 4.0). Eine Nutzung, Bearbeitung, Weitergabe und Veröffentlichung ist unter Angabe der Urheber sowie unter Einhaltung der Lizenzbedingungen zulässig.

Lizenztext: <https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>

Zitierempfehlung:

„Regionalszenario 2025 - Planungsregion Südwest“, Gemeinschaftswerk der Veröffentlichungspflichtigen Verteilnetzbetreiber der Planungsregion Südwest (Stand 2025), lizenziert unter [CC BY 4.0](https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/).

Regionalszenario 2025

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	8
2.2.1 badenovaNETZE GmbH	9
2.2.2 naturenergie netze GmbH	9
2.2.3 FairNetz GmbH	9
2.2.4 MVV Netze GmbH	10
2.2.5 Netze BW GmbH	10
2.2.6 Netze ODR GmbH	10
2.2.7 Stadtwerke Heidelberg Netze GmbH	11
2.2.8 Stadtwerke Karlsruhe Netzservice GmbH	11
2.2.9 Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm Netze GmbH	11
2.2.10 Stuttgart Netze GmbH	11
2.2.11 Syna GmbH	12
2.2.12 Überlandwerk Mittelbaden GmbH & Co. KG	12
2.3 ÜNB der Planungsregion	12
2.3.1 TransnetBW GmbH	12
2.3.2 Amprion GmbH	13
3 Beschreibung des Regionalszenarios	14
3.1 Basis des Regionalszenarios	14
3.2 Betrachtungshorizont und Stützjahre	15
3.3 Darstellung der Kennzahlen	15
3.3.1 Versorgungsgebiet der berichtspflichtigen VNB	15

3.3.2	Geografisches Gebiet der Planungsregion SÜDWEST	16
4	Kennzahlen des Regionalszenarios	17
5	Erneuerbare Energien	18
6	Konventionelle Kraftwerke und Speichieranlagen	19
6.1	Konventionelle Kraftwerke	19
6.2	Pumpspeicherkraftwerke	20
6.3	Kleinbatteriespeicher	20
6.4	Großbatteriespeicher	21
7	Strombezug	22
7.1	Konventionelle Last	22
7.2	Wärmepumpen für dezentrale Wärmelösungen	23
7.3	Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	24
7.4	Elektromobilität	25
7.5	Elektrolyseure	25
7.6	Industrie und GHD	26
7.6.1	Industriesektor	26
7.6.2	GHD-Sektor	27
7.7	Stand-alone Rechenzentren	27
7.8	Flexibilisierung der Nachfrageseite	28
7.8.1	Haushaltsnahe Flexibilitäten	28
7.8.2	Industrie und GHD	29
8	Grundlagen der Netzausbauplanung	30
8.1	Netzauslegungsrelevante Fälle	30
8.1.1	Hochlast- und Einspeisefall	30
8.1.2	Zeitreihenberechnung	30
8.2	Anwendung des (n-1)-Kriteriums	30
8.3	Netzanalyse	31
Anhang		32

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Planungsregionen gemäß § 14 EnWG	7
Abbildung 2: Konzessionsgebiete der VNB der Planungsregion SÜDWEST	8
Abbildung 4 Entwicklung Erneuerbare Energien in der PR SÜDWEST in MW	18
Abbildung 5: Entwicklung konventionelle Kraftwerksleistung in der PR SÜDWEST in MW	19
Abbildung 6: Entwicklung Pumpspeicher in der PR SÜDWEST in MW	20
Abbildung 7: Entwicklung der Kleinbatteriespeicher in der PR SÜDWEST in MW	21
Abbildung 8: Entwicklung von Großbatteriespeichern in der PR SÜDWEST in MW	21
Abbildung 9: Entwicklung der gleichzeitigen konventionelle Last PR SÜDWEST in MW	23
Abbildung 10: Entwicklung von Wärmepumpen für dezentrale Wärmelösungen in der PR SÜDWEST in MW	24
Abbildung 11: Entwicklung des elektrischen Bedarfs für zentrale Wärmelösungen für die gesamte PR SÜDWEST in MW	24
Abbildung 12: Installierte Leistung der Ladeinfrastruktur für Elektromobilität in der PR SÜDWEST in MW	25
Abbildung 13: Entwicklung Elektrolyseanlagen in der PR SÜDWEST in MW	26
Abbildung 14: Installierte Leistung der Stand-alone Rechenzentren in der PR SÜDWEST in MW	27

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Kennzahlen für das geografische Gebiet der Planungsregion SÜDWEST in MW	17
Tabelle 2: Szenariokennzahlen für das Versorgungsgebiet der badenovaNETZ GmbH	32
Tabelle 3: Szenariokennzahlen für das Versorgungsgebiet der naturenergie netze GmbH	33
Tabelle 4: Szenariokennzahlen für das Versorgungsgebiet der FairNetz GmbH	33
Tabelle 5: Szenariokennzahlen für das Versorgungsgebiet der MVV Netze GmbH	34
Tabelle 6: Szenariokennzahlen für das Versorgungsgebiet der Netze BW GmbH	34
Tabelle 7: Szenariokennzahlen für das Versorgungsgebiet der Netze ODR GmbH	35
Tabelle 8: Szenariokennzahlen für das Versorgungsgebiet der Stadtwerke Heidelberg Netze GmbH	35
Tabelle 9: Szenariokennzahlen für das Versorgungsgebiet der Stadtwerke Karlsruhe Netzservice GmbH	36
Tabelle 10: Szenariokennzahlen für das Versorgungsgebiet der Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm Netze GmbH	36
Tabelle 11: Szenariokennzahlen für das Versorgungsgebiet der Stuttgart Netze GmbH	37
Tabelle 12: Szenariokennzahlen für das Versorgungsgebiet der Syna GmbH	37
Tabelle 13: Szenariokennzahlen für das Versorgungsgebiet der Überlandwerk Mittelbaden GmbH & Co. KG	38

Abkürzungsverzeichnis

bdew	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BW	Baden-Württemberg
BMV	Bundesministerium für Verkehr
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistung
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
KIT	Karlsruher Institut für Technologie
LIS	Ladeinfrastruktur
MsbG	Messstellenbetriebsgesetz
NB	Netzbetreiber
nVNB	Nachgelagerter Verteilnetzbetreiber
NEP	Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber
NLL	Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur
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 PV-Anlagen. Sie stellt die Restnachfrage an elektrischer Leistung dar, welche von den übrigen Kraftwerken wie Speicherkraftwerken und kalorischen Kraftwerken wie Gaskraftwerken sowie Kohlekraftwerken gedeckt werden muss.

1 Gesetzlicher Rahmen

In § 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 alle zwei Jahre – jeweils zum 31. Oktober eines Kalenderjahres, beginnend mit dem Jahr 2026 – 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 weiteren klima- und energiepolitischen Ziele der Bundesregierung enthält. Des Weiteren sind auch die wahrscheinlichen Entwicklungen für die nächsten fünf bzw. zehn Jahre zu berücksichtigen. Gemäß § 14d EnWG ist das Regionalszenario spätestens zehn Monate bevor der jeweilige Netzausbauplan der Regulierungsbehörde vorzulegen ist, fertigzustellen.

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 Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (bdew) wurde Deutschland in sechs Planungsregionen unterteilt. Die Aufteilung der Planungsregionen sollte möglichst wenige neue Schnittstellen zwischen den VNB 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 an den Landesgrenzen Baden-Württembergs (BW) (siehe Abbildung 1).

Abbildung 1: Planungsregionen gemäß § 14 EnWG



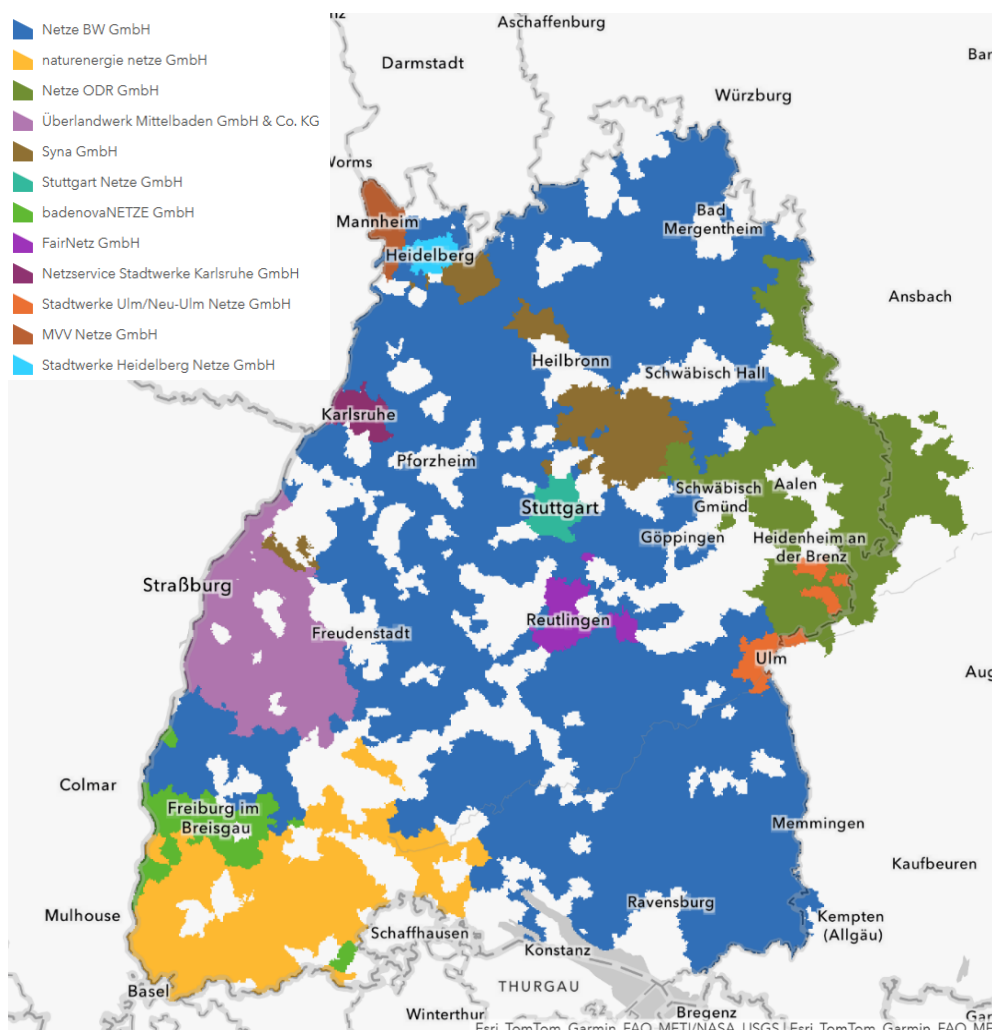
2.2 Berichtspflichtige VNB der Planungsregion

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 VNB:

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

Abbildung 2: Konzessionsgebiete der VNB der Planungsregion SÜDWEST



Die in Abbildung 2 gezeigten weißen Flächen repräsentieren die 106 nicht berichtspflichtigen VNB.

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

2.2.1 badenovaNETZE GmbH

Die badenovaNETZE GmbH ist ein regionaler VNB im Raum Freiburg. Die versorgte Fläche des Netzgebiets beträgt 101 km² und hat eine Gesamtnetzlänge von 4.542 km.

Das Stromverteilnetz umfasst die Spannungsebenen der NS, MS sowie HS und ist an die vorgelagerten Netze der Netze BW GmbH oder naturenergie netze GmbH angeschlossen. Von den 4.542 km betreffen 21 km das 110-kV-Netz, 1.238 km das 20-kV-Netz und 3.283 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. 2.037 Trafostationen, wovon knapp 600 kundeneigene Stationen sind, weiterverteilt.

2.2.2 naturenergie netze GmbH

Das Netzgebiet der naturenergie 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 naturenergie 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 8.650 km, in der MS insgesamt 4023 km und in der HS 593 km. Die naturenergie 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 im Anhang

2.2.3 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.

2.2.4 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 über 500 kundeneigene Stationen sind. Die Leitungsnetze umfassen in der NS 3.043 km, in der MS 1.017 km und in der HS 136 km (inklusive der Hausanschlussleitungen).

2.2.5 Netze BW GmbH

Die Netze BW GmbH ist mit einer Fläche von ca. 17.600 km² der größte Flächennetzbetreiber in Baden-Württemberg und versorgt 2,37 Mio. Netzkund*innen. Die Leitungen der Netze BW umfassen im NS-Netz ca. 62.000 km, im MS-Netz ca. 28.000 km und im HS-Netz ca. 7.500 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 ca. 25.000 eigenen Netzstationen statt. Das übergeordnete 380-kV-Netz wird von der TransnetBW GmbH betrieben.

Neben den Einspeisepunkten 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 im Anhang aufgeführt.

2.2.6 Netze ODR GmbH

Als größter VNB in der ländlich geprägten Region Ostwürttemberg und dem angrenzenden Bundesland Bayern betreibt die Netze ODR GmbH das NS- und MS-Netz und versorgt damit rund 500.000 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. 1.400 km Freileitung und 3.000 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 über 9.000 km lange NS-Netz, über welches Endkunden versorgt werden.

2.2.7 Stadtwerke Heidelberg Netze GmbH

Die Stadtwerke Heidelberg Netze GmbH ist der VNB für das Stromnetz im Stadtgebiet Heidelberg sowie der Gemeinde Eppelheim. Das Stromnetz umfasst die Netzebenen der NS (0,4 kV), MS (20 kV) und HS (110 kV). Das HS-Netz ist über zwei Anschlusspunkte an das vorgelagerte Höchstspannungsnetz der TransnetBW angebunden.

Das 110-kV-Netz der Stadtwerke Heidelberg Netze GmbH erstreckt sich über eine Länge von 48 km Kabel und 34 km Freileitung und versorgt 8 eigene Umspannwerke. Das Mittelspannungsnetz ist komplett erdverkabelt, hat eine Länge von 420 km und versorgt rund 660 Ortsnetz- und Kundenumspannstationen. Das Niederspannungsnetz mit 1.256 km Kabel und 103 km Freileitung versorgt rund 100.369 Entnahmestellen.

2.2.8 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- und 220-kV-Verbundnetz wird von der TransnetBW GmbH betrieben.

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. 878 km, sind rund 1.650 Trafostationen eingebunden, wovon ca. 700 kundeneigene Anlagen sind. Das 20-kV-Netz ist komplett als Kabelnetz ausgeführt. Im 0,4-kV-Netz existieren neben ca. 1.730 km Erdkabelleitungen auch noch ca. 243 km Freileitungen, welche sukzessive durch Kabelstrecken ersetzt werden.

2.2.9 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 fast 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 über 1.100 km langen MS-Netz (10- und 20-kV als Kabel und Freileitung) werden über 600 Kunden- und 1.050 Ortsnetzstationen versorgt. Am MS-Netz sind verschiedene Verbrauchs- und Einspeiseanlagen angeschlossen.

Mit dem über 1.800 km langen NS-Netz (Kabel und Freileitung) werden über 55.000 Hausanschlüsse mit über 154.000 Kundenzählern versorgt. Am NS-Netz sind verschiedene Verbrauchs- und Einspeiseanlagen angeschlossen.

2.2.10 Stuttgart Netze GmbH

Die Stuttgart Netze GmbH ist als Verteilnetzbetreiber für das Stromnetz innerhalb der Gemarkung der Landeshauptstadt Stuttgart verantwortlich. Das Netz der Stuttgart Netze umfasst die

Netzebenen der NS, MS (10-kV) und HS. Das 110-kV-Netz ist überwiegend als Kabelnetz ausgeführt und verfügt über drei Anschlusspunkte zum vorgelagerten Übertragungsnetz der TransnetBW.

Das 110-kV-Netz erstreckt sich über eine Länge von ca. 170 km und verbindet 24 eigene und zwei kundeneigene 110-/10-kV-Umspannwerke sowie zwei 110-kV-Schaltwerke. Das ca. 1.600 km lange, komplett verkabelte MS-Netz versorgt über 1.300 Kundenstationen. Über ca. 1.000 Umspannstationen (MS/NS) wird das ca. 3.700 km lange NS-Netz mit ca. 90.000 Hausanschlüssen und etwa 400.000 Entnahmestellen versorgt.

2.2.11 Syna GmbH

Die Syna GmbH ist für den Betrieb von Strom- und Gasnetzen in vier Bundesländern Deutschlands verantwortlich. Die Netzgebiete Bammatal, 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 der Amprion angeschlossen. Über eine Stromkreislänge von rund 360 km findet der überregionale Stromtransport statt.

In 12 Syna-eigenen HS/MS Umspannanlagen wird die Spannung von 110 kV auf die in der MS üblichen 20 kV transformiert. Ca. 2.900 Ortsnetzstationen (inklusive Kundenstationen) fungieren als regionale Knotenpunkte. Sie sind über rund 1.900 km MS-Leitungen (ca. 90 % Kabel, 10 % Freileitung) verbunden. Als letzte Transformationsstufe folgt die NS-Ebene mit einer Netzlänge von rund 5.600 km (ca. 80 % Kabel, 20 % Freileitung).

2.2.12 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 km 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 km inklusive Hausanschlüssen und weist ebenfalls einen Verkabelungsgrad von ca. 80 % auf.

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 11 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 84 Transformatoren verbinden das über 1.600 km lange Leitungsnetz (Trassen) 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 VNB zählen unter anderem auch Stromhändler und Kraftwerksbetreiber im In- und Ausland zu den Kunden und Partnern von TransnetBW.

2.3.2 Amprion GmbH

Die Amprion GmbH ist einer von vier Übertragungsnetzbetreibern in Deutschland. Unser 11.000 km 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 klimaneutrales Energiesystem, indem wir unser Netz ausbauen. Mehr als 3.100 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

In diesem Abschnitt wird beschrieben, an welchen Datengrundlagen sich das Regionalszenario orientiert und welcher Ausrichtung es folgt. Zudem werden der ausgewiesene Betrachtungshorizont und dessen Stützjahre dargestellt sowie die Aggregationsebenen der Darstellung der Szenariokennzahlen diskutiert.

3.1 Basis des Regionalszenarios

Das Regionalszenario bildet die zentrale Grundlage für die Planung des Stromverteilnetzausbaus in der Planungsregion SÜDWEST. Es vereint verschiedene Datenquellen, die sowohl technische als auch politische und gesellschaftliche Entwicklungen auf regionaler Ebene berücksichtigen.

Im Mittelpunkt steht der genehmigte Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans (NEP) 2025 der ÜNB. 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 Netzausbaumaßnahmen im Übertragungsnetz. 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 2025 wurde am 30. April 2025 von der Bundesnetzagentur genehmigt.

Regionale politische Impulse und Strategien fließen, abweichend zum NEP, ebenfalls in das Regionalszenario ein. Sie spiegeln die energiepolitischen Zielsetzungen der Länder und Kommunen wider und beeinflussen maßgeblich die Entwicklung der Infrastruktur vor Ort. Ein Beispiel dafür sind die kommunalen Wärmepläne. Diese finden bei der Erarbeitung der Szenariokennzahlen im Hinblick auf lokale Strategien zur Dekarbonisierung der Wärmeversorgung Beachtung. In Baden-Württemberg waren Stadtkreise und Große Kreisstädte gemäß § 27 KlimaG BW bereits bis zum 31. Dezember 2023 dazu verpflichtet, einen kommunalen Wärmeplan zu erstellen. Für alle anderen Gemeinden sind die Wärmepläne gemäß Wärmeplanungsgesetz des Bundes bis spätestens 30. Juni 2028 zu veröffentlichen.

Ein weiterer zentraler Bestandteil sind konkrete Netzanschlussanfragen, die von Betreibern von EE-Anlagen, Batteriespeichern sowie neuen Verbrauchstechnologien gestellt werden. Diese Anfragen liefern wichtige Hinweise auf den zukünftigen Bedarf und die räumliche Verteilung von benötigten Netzkapazitäten.

Darüber hinaus werden Daten zur Ladeinfrastruktur für Elektromobilität berücksichtigt, die von der Nationalen Leitstelle Ladeinfrastruktur (NLL) bereitgestellt werden. Hier sind neben Daten zum Hochlauf von E-PKW auch Informationen zur Entwicklung von elektrisch betriebenen leichten und schweren Nutzfahrzeugen enthalten. Die NLL ist eine Einrichtung der bundeseigenen NOW GmbH und agiert im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr als Koordinationszentrum für den Ausbau der Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge. Die Daten der NLL können unter standorttool.de eingesehen werden.

Außerdem berücksichtigen die berichtspflichtigen VNB umfangreiche eigens durchgeführte oder extern vergebene Studien und Analysen zu ihren jeweiligen Versorgungsgebieten. Diese Informationen tragen zur regionalen Differenzierung und zur realitätsnahen Modellierung bei. Ergänzend beteiligen sich auch kleinere, nachgelagerte VNB mit weniger als 100.000 angeschlossenen Kunden (nVNB) durch die Rückmeldung von Szenariokennzahlen. Damit erfüllen die nVNB ihre gesetzlich verankerte Mitwirkungspflicht gemäß § 14d Absatz 9 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) und leisten einen wichtigen Beitrag zur ganzheitlichen Netzausbauplanung in der Planungsregion.

3.2 Betrachtungshorizont und Stützjahre

Gemäß § 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 bzw. zehn Jahre zu berücksichtigen. Daraus ergeben sich für die Entwicklung der Treiber der Energiewende die gesetzlich geforderten Stütz- und Zieljahre 2030, 2035 und 2045.

3.3 Darstellung der Kennzahlen

Die Grundlage für die Regionalisierung der Szenariokennzahlen auf Netzbetriebsmittel stellt eine Regionalisierung auf Verwaltungseinheiten wie Gemeinden oder Ortsteile dar. Diese auf Verwaltungseinheiten regionalisierten Szenariokennzahlen werden auf folgende zwei Aggregationsebenen zusammengefasst und im Regionalszenario entsprechend ausgewiesen:

- Je Versorgungsgebiet der berichtspflichtigen VNB
- Geografisches Gebiet der Planungsregion SÜDWEST

Unabhängig von der Aggregationsebene berücksichtigen die im Regionalszenario dargestellten Leistungsentwicklungen lediglich Anlagen, deren Netzverknüpfungspunkt im Verteilnetz besteht oder erwartet wird. Die Leistung von Anlagen, die entweder bereits im Höchstspannungsnetz angeschlossen sind oder deren Anschluss im Höchstspannungsnetz zu erwarten ist, sind nicht Teil des Regionalszenarios.

3.3.1 Versorgungsgebiet der berichtspflichtigen VNB

Aufgrund der unterschiedlichen Versorgungsaufgaben in den jeweiligen Spannungsebenen kommt es zwischen den Netzbetreibern in einzelnen Regionen zu geographischen Überschneidungen. Diese Überschneidungen entstehen, weil nicht jeder VNB in seinem Versorgungsgebiet sämtliche Netzebenen vollständig abdeckt. Besonders betroffen ist hierbei die Hochspannungsebene, die überwiegend im Verantwortungsbereich der Netze BW liegt.

Um dennoch für alle beteiligten Netzbetreiber die relevanten Szenariokennzahlen und daraus den erforderlichen Netzausbaubedarf ableiten zu können, werden die aggregierten Szenariokennzahlen jeweils für die höchste betriebene Spannungsebene des jeweiligen VNB ermittelt.

Dieses Vorgehen führt dazu, dass eine einfache Summierung der VNB-eigenen Prognosewerte nicht mit der gesamtheitlichen Prognose für die PR SÜDWEST übereinstimmt, da es durch die unterschiedlichen Spannungsebenen zu Überschneidungen und damit zu Doppelzählungen kommt. Trotz dieser Überschneidungen wurde bewusst diese Darstellungsform gewählt, da sie sicherstellt, dass jedem VNB das vollständige Szenario zugeordnet wird, welches für die jeweilige Netzausbauplanung relevant ist.

Die Zusammenführung und Abstimmung dieser Daten erfolgt im Rahmen der Planungsregion SÜDWEST – insbesondere durch die Einbindung der nachgelagerten, nicht berichtspflichtigen VNB – sowie im laufenden operativen Planungs- und Abstimmungsprozess zwischen den beteiligten Netzbetreibern. Nur durch diesen koordinierten Ansatz ist gewährleistet, dass jeder Netzbetreiber die für seine Netzplanung relevanten Kennzahlen berücksichtigt und daraus fundierte Planungsentscheidungen ableiten kann.

Die Kennzahlen je Versorgungsgebiet der berichtspflichtigen VNB finden sich in tabellarischer Form im Anhang.

3.3.2 Geografisches Gebiet der Planungsregion SÜDWEST

Bei dieser Darstellung werden die Kennzahlen und Bestände des Regionalszenarios gemäß dem geographischen Gebiet ausgewiesen, welches von den Außengrenzen der Planungsregion SÜDWEST eingeschlossen wird. Dieses Gebiet entspricht weitestgehend allen VNB, die der Regelzone der TransnetBW sowie der Regelzone der Amprion in Baden-Württemberg angehören. In dieser Darstellung finden sich im Gegensatz zur VNB-spezifischen Darstellung nach Abschnitt 3.3.1 keine Dopplungen der Szenariokennzahlen.

In den nachfolgenden Kapiteln sind die Entwicklungen der Kennzahlen für das geografische Gebiet der Planungsregion SÜDWEST dargestellt.

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.

Mit Ausnahme der konventionellen Last handelt es sich bei allen dargestellten Kennzahlen um die installierte Leistung. Das bedeutet, es wurden keine Gleichzeitigkeitsfaktoren oder überlagerte Zeitreihenverläufe berücksichtigt. Dies gilt für alle im Regionalszenario dargestellten Kennzahlen. Einzig der Parameter der konventionellen Last wird als gleichzeitige Leistung angegeben. Weiterführende Informationen zur konventionellen Last finden sich in Abschnitt 7.1.

Die Entwicklung der Kennzahlen für die Versorgungsgebiete der berichtspflichtigen VNB finden sich im Anhang des Dokuments.

Tabelle 1: Kennzahlen für das geografische Gebiet der Planungsregion SÜDWEST in MW

Erneuerbare Energien	2024	2030	2035	2045
Photovoltaik auf oder an Gebäuden	12.010	16.785	21.867	26.605
Photovoltaik Freifläche	2.130	4.261	7.901	10.930
Windenergie an Land	2.014	3.859	8.040	9.197
Windenergie auf See	-	-	-	-
Sonstige erneuerbare Erzeugung	1.880	1.256	1.066	884

Konventionelle Kraftwerke und Speichereinrichtungen	2024	2030	2035	2045
Konventionelle Kraftwerke	2.133	2.047	1.794	1.252
Pumpspeicher	401	416	430	456
Großbatteriespeicher	92	1.736	3.669	4.627
Kleinbatteriespeicher	1.141	3.316	6.449	7.799

Strombezug	2024	2030	2035	2045
Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	766	3.497	7.465	12.100
Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	74	677	1.178	1.998
Elektromobilität	1.907	16.963	36.913	60.990
Konventionelle Last	8.031	10.857	11.295	12.089
Stand-alone Rechenzentren	70	311	830	1.097
Elektrolyseure	-	89	189	309

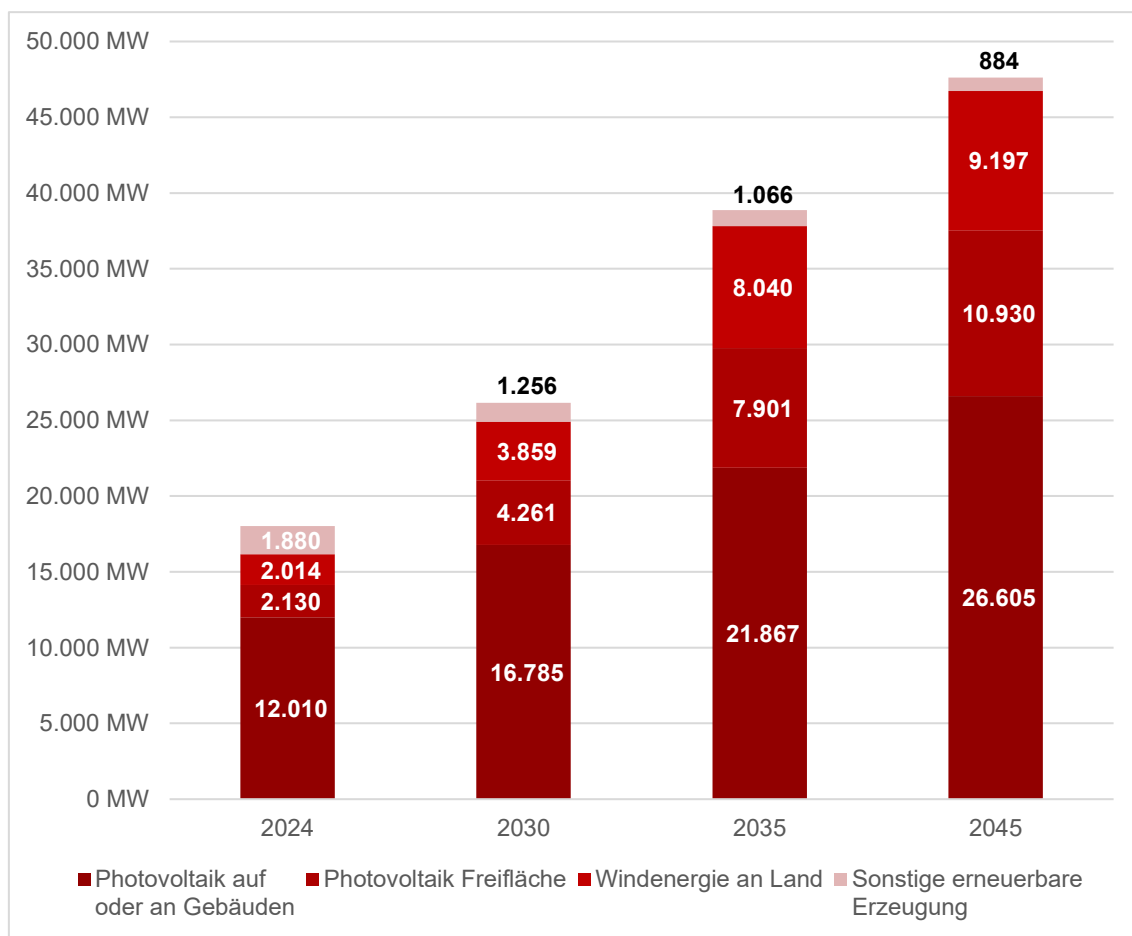
5 Erneuerbare Energien

Abbildung 3 zeigt die Entwicklung der Erneuerbaren Energien für das gesamte geographische Gebiet der Planungsregion SÜDWEST. Es wird deutlich, dass sich die installierte Leistung von Windkraftanlagen an Land bis 2045 um den Faktor 4 bis 5 und die installierte Leistung von PV-Anlagen um den Faktor 2 erhöhen wird. Die installierte Leistung von Biomassekraftwerken wird 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. Die beiden Erzeugungsquellen Biomasse und Laufwasser werden unter dem Punkt „sonstige Erneuerbare Erzeugung“ zusammengefasst.

Außerdem ist zu beobachten, dass bereits im Jahr 2035 mehr als 80 % der für ein klimaneutrales Energiesystem benötigten Leistung von EE-Anlagen installiert sein wird. Daraus ergibt sich bis 2035 eine mittlere jährliche Zubaurate von ca. 2,1 GW EE-Leistung in der Planungsregion SÜDWEST. Diese Zubaurate flacht sich zwischen 2035 und 2045 auf ca. 0,9 GW EE-Leistung ab.

Die Entwicklung der Erneuerbaren Energien für die Versorgungsgebiete der berichtspflichtigen VNB finden sich im Anhang des Dokuments.

Abbildung 3 Entwicklung Erneuerbare Energien in der PR SÜDWEST in MW



6 Konventionelle Kraftwerke und Speicheranlagen

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

Die Entwicklungen der Speicheranlagen und konventionellen Kraftwerke für die Versorgungsgebiete der berichtspflichtigen VNB befinden sich im Anhang des Dokuments.

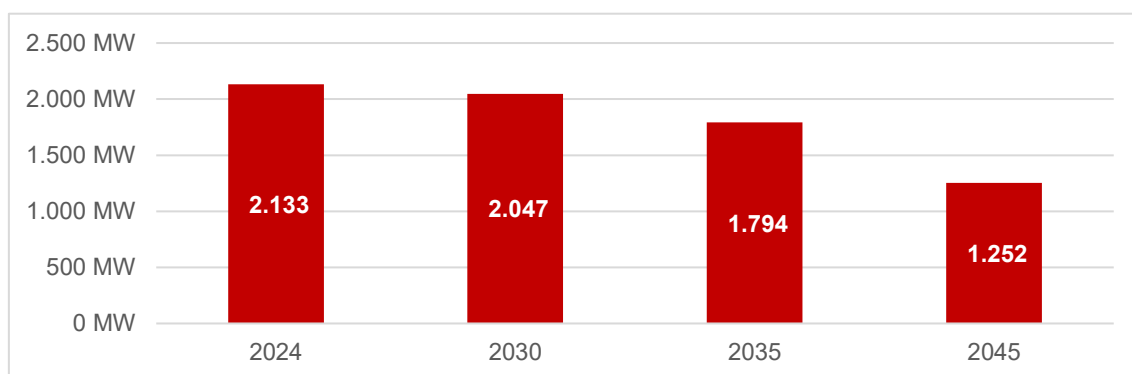
6.1 Konventionelle Kraftwerke

Als regelbare Erzeugungseinheiten sind konventionelle thermische Erzeugungseinheiten auch in einem klimaneutralen Energiesystem weiterhin notwendig. Dabei wird jedoch im Regionalszenario ein vollständiger Ausstieg aus der Verstromung von fossilen Energieträgern 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.

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.

In Abbildung 4 ist die Entwicklung der konventionellen Kraftwerksleistung auf dem geografischen Gebiet der PR SÜDWEST dargestellt.

Abbildung 4: Entwicklung konventionelle Kraftwerksleistung in der PR SÜDWEST in MW

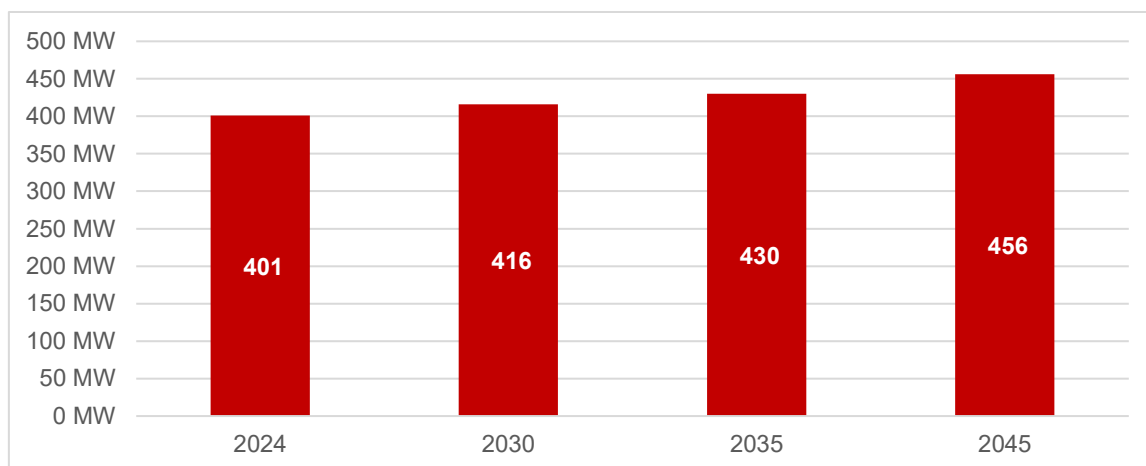


6.2 Pumpspeicherkraftwerke

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.

Abbildung 5 ist der aktuelle Bestand sowie die zu erwartende Leistung von Pumpspeicherkraftwerken, auf Basis der aktuellen Kraftwerksprojekte, zu entnehmen.

Abbildung 5: Entwicklung Pumpspeicher in der PR SÜDWEST in MW



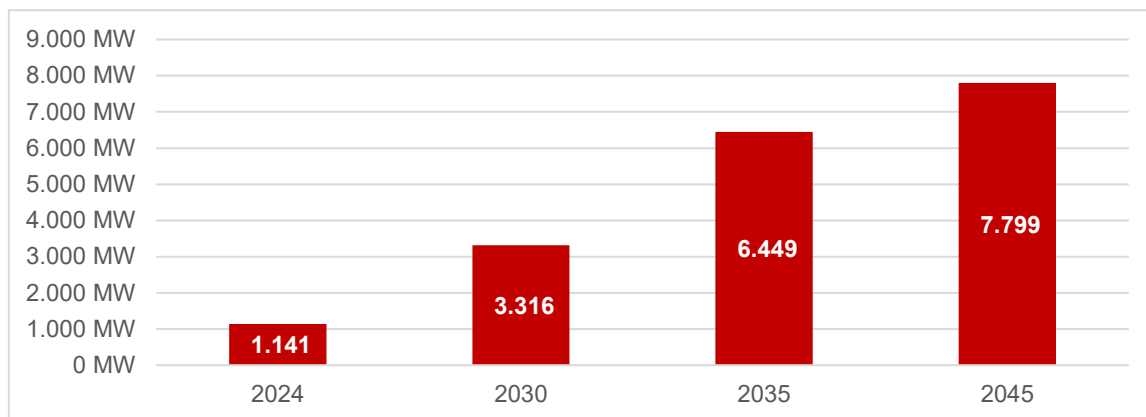
6.3 Kleinbatteriespeicher

Unter Kleinbatteriespeichern werden Batteriespeicher verstanden, welche im Bereich privater Haushalte oder im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistung (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.

Bei der Auswertung der aktuell am Netz angeschlossenen Kleinbatteriespeichern wurde eine Leistungsgrenze von einem Megawatt angesetzt. Anlagen mit Leistungen über einem Megawatt werden im nachfolgenden Abschnitt 6.4 gesondert betrachtet.

In Abbildung 6 ist die Entwicklung von Kleinbatteriespeichern auf dem geografischen Gebiet der Planungsregion SÜDWEST dargestellt.

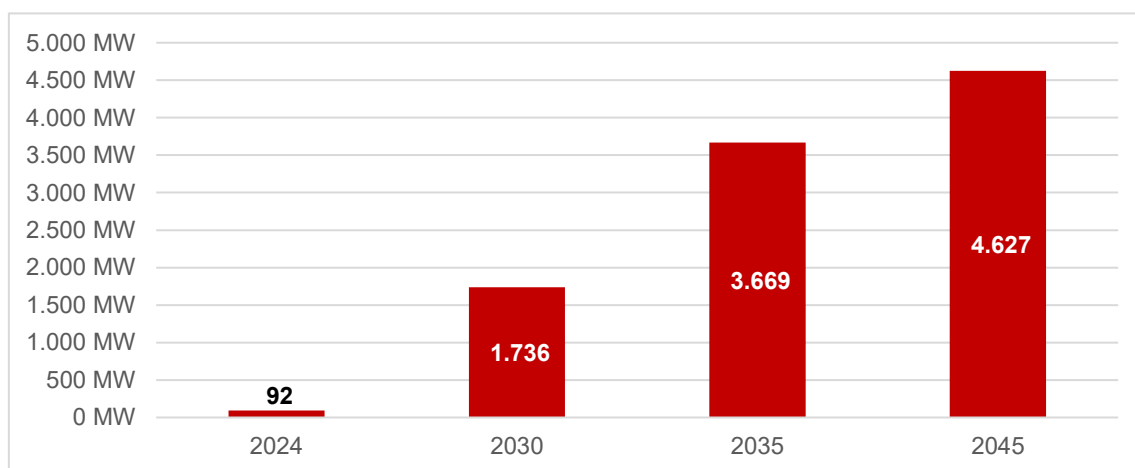
Abbildung 6: Entwicklung der Kleinbatteriespeicher in der PR SÜDWEST in MW



6.4 Großbatteriespeicher

Bezüglich der Verortung und der angenommen Leistungsgrößen der Großbatteriespeicher herrscht aktuell noch eine große Planungsunsicherheit. Bei den VNB der Planungsregion SÜDWEST sind in den vergangenen zwei Jahren eine Vielzahl an Netzanschlussbegehren von Großbatteriespeichern eingegangen. Die angefragte Leistung übersteigt die in typischen Klimaneutralitäts- und in den NEP-Szenarien vorgesehene Leistung für das Jahr 2045 bereits jetzt um ein Vielfaches. Daher sind die VNB bestrebt, mithilfe gewisser Kriterien die Ernsthaftigkeit der Anfragen zu überprüfen. Bei der Erstellung des in Abbildung 7 dargestellten Hochlaufs für die Planungsregion SÜDWEST wurden lediglich jene Anfragen, deren Ernsthaftigkeit aus Sicht der VNB nachgewiesen werden konnte, berücksichtigt.

Abbildung 7: Entwicklung von Großbatteriespeichern in der PR SÜDWEST in MW



7 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 Entwicklung der Kennzahlen des Strombezugs für die Versorgungsgebiete der berichtspflichtigen VNB finden sich im Anhang des Dokuments.

7.1 Konventionelle Last

Die konventionelle Last im Regionalszenario beschreibt die Entwicklung der aktuellen gleichzeitigen maximalen Netzbezüge ohne die Berücksichtigung der größten Verbrauchstreiber der Energiewende. Die größten Verbrauchstreiber umfassen Wärmepumpen für dezentrale Wärmelösungen, den elektrischen Bedarf für zentrale Wärmelösungen, Elektromobilität (PKW und Nutzfahrzeuge), Elektrolyseure und Rechenzentren. Die Entwicklungen dieser Treiber werden in den nachfolgenden Abschnitten separat behandelt.

Für die konventionelle Last werden, anders als bei allen anderen Werten im Regionalszenario, bereits Gleichzeitigkeitsfaktoren von allen VNB berücksichtigt. Die sich daraus ergebenden Jahreshöchstlasten beziehen sich auf die jeweiligen höchsten Spannungsebenen der einzelnen VNB. Damit ergibt sich bei der konventionellen Last je VNB eine wirksame Leistung.

Diese gleichzeitigen Bezugsspitzen je VNB werden für die Gesamtsicht der PR Südwest aufaddiert. Dabei wird vernachlässigt, dass sich die gleichzeitige konventionelle Last der gesamten Planungsregion nicht aus der Summe der gleichzeitigen Bezugsspitzen je VNB ergibt. Da nicht bei allen VNB zum gleichen Zeitpunkt der maximale gleichzeitige Bezugsfall auftritt, müsste man streng genommen Gleichzeitigkeitsfaktoren zwischen den gleichzeitigen Bezugsspitzen der einzelnen VNB ansetzen. Aus Komplexitätsgründen und aufgrund der Tatsache, dass uns diese Gleichzeitigkeitsfaktoren ohne den Austausch von umfangreichen Zeitreihendaten nicht bekannt sind, wurde diese Ungenauigkeit akzeptiert.

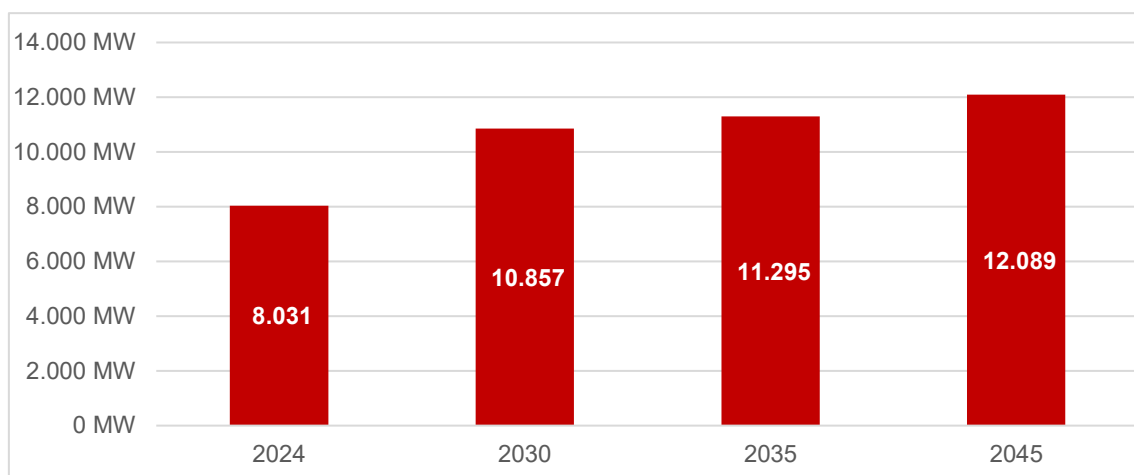
Auf Versorgungsebene der ÜNB sind diese Gleichzeitigkeitsfaktoren implizit enthalten, da das Übertragungsnetz alle unterlagerten VNB aggregiert. Das oben beschriebene Vorgehen bei der Berechnung der konventionellen Last für das Regionalszenario führt dazu, dass eine Abweichung zwischen der konventionellen Last im Regionalszenario der VNB und der konventionellen Last im NEP der ÜNB entsteht.

Obwohl im Regionalszenario von einem konstanten bzw. aufgrund von Effizienzsteigerungen leicht sinkenden Stromverbrauch der aktuell am Netz angeschlossenen Verbraucher ausgegangen wird, nimmt die gleichzeitige Leistung der konventionellen Last bis 2045 dennoch zu. Das liegt daran, dass der Parameter „Konventionelle Last“ ebenfalls in Teilen die Leistungssteigerungen des Industrie-, GHD- und Verkehrssektors beinhaltet, welche nicht in den Treibern enthalten sind, welche in den nachfolgenden Abschnitten behandelt werden. Auch hier ergibt sich ein Unterschied zur konventionellen Last des NEP. Im NEP sind in der konventionellen Last keine Lastzuwächse des Industrie-, GHD- und Verkehrssektors enthalten. Diese finden an anderer Stelle im Szenariorahmen des NEP Berücksichtigung.

Abbildung 8 zeigt die Entwicklung der zeitungleich auftretenden konventionellen Last für das gesamte Gebiet der Planungsregion SÜDWEST. Das bedeutet, dass neben den Konzessionsgebieten der berichtspflichtigen VNB auch die Versorgungsgebiete von unterlagerten VNB enthalten

sind, welche von den berichtspflichtigen VNB HS-seitig versorgt werden oder eigene Netzgruppen mit dem ÜNB bilden.

Abbildung 8: Entwicklung der gleichzeitigen konventionelle Last PR SÜDWEST in MW



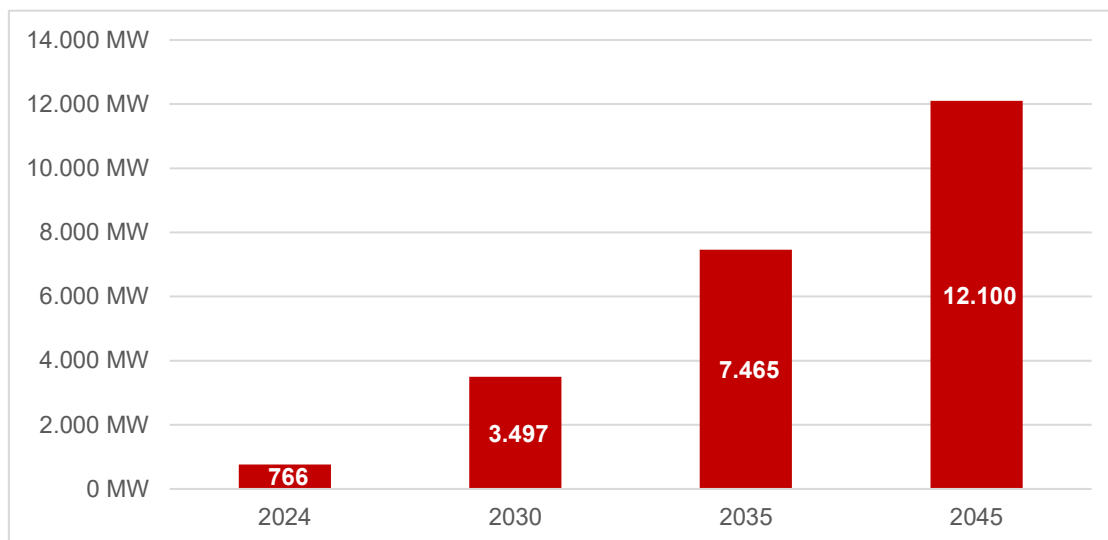
7.2 Wärmepumpen für dezentrale Wärmelösungen

Wärmepumpen für dezentrale Wärmelösungen werden im Folgenden als Wärmepumpen definiert, die entweder in privaten Haushalten oder im GHD-Sektor Raumwärme bereitstellen. Großwärmepumpen für die Bereitstellung von Wärmeenergie für industrielle Prozesse oder Fernwärmenetze werden in Abschnitt 7.3 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.

Bei der Auswertung der aktuellen Bestände von Wärmepumpen für dezentrale Wärmelösungen 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 9 zeigt den Hochlauf für das gesamte Gebiet der Planungsregion SÜDWEST.

Abbildung 9: Entwicklung von Wärmepumpen für dezentrale Wärmelösungen in der PR SÜDWEST in MW



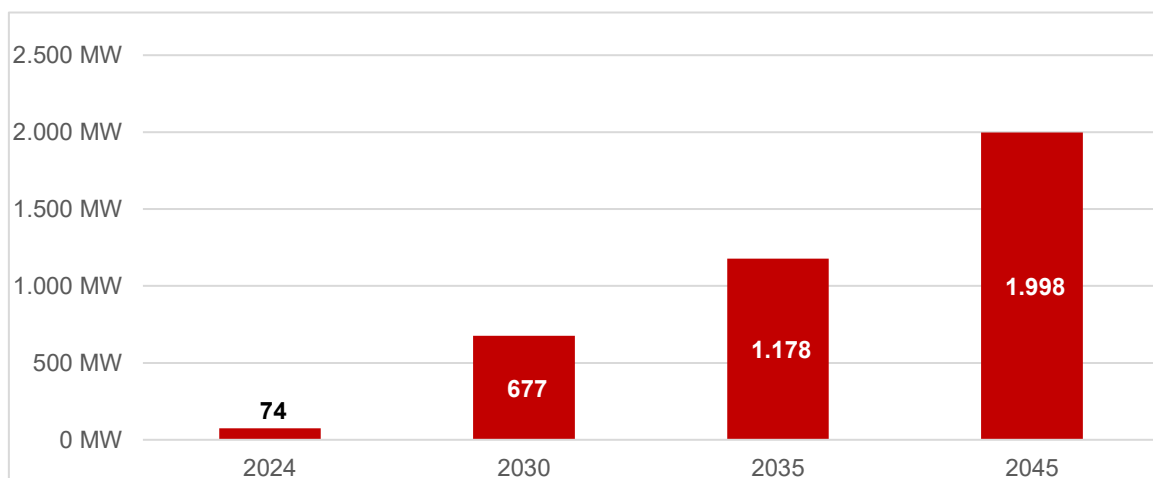
7.3 Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen

Der elektrische Bedarf für zentrale Wärmelösungen umfasst im Folgenden Großwärmepumpen zur Speisung von Wärmenetzen und Elektroheizer.

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

Abbildung 10 zeigt die Entwicklung des elektrischen Bedarfs für zentrale Wärmelösungen für das gesamte Gebiet der Planungsregion SÜDWEST.

Abbildung 10: Entwicklung des elektrischen Bedarfs für zentrale Wärmelösungen für die gesamte PR SÜDWEST in MW

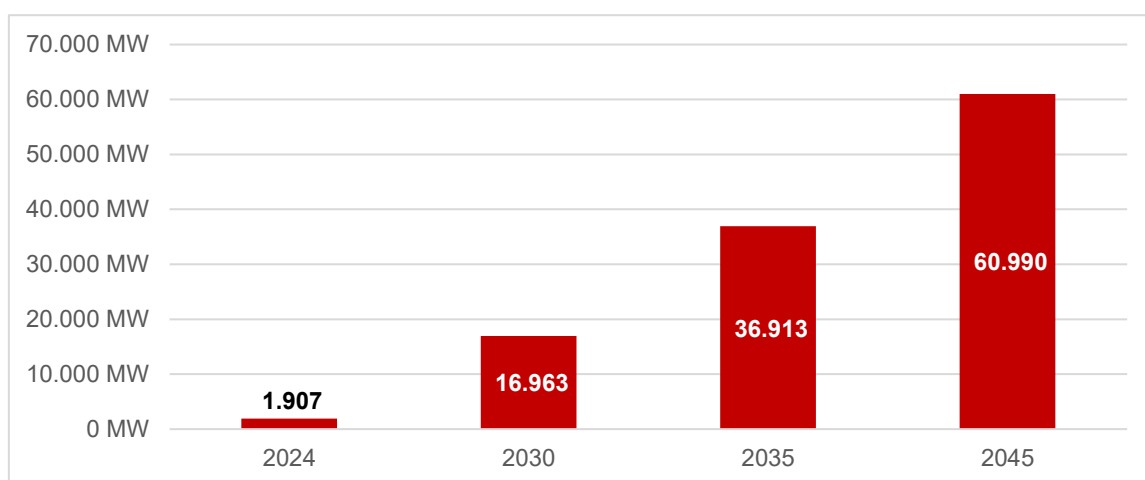


7.4 Elektromobilität

Das Regionalszenario stellt die Entwicklung der installierten Leistung der Ladeinfrastruktur (LIS) für die Elektromobilität dar. Das bedeutet, dass bei den aufgeführten Leistungswerten in Abbildung 11 keinerlei Gleichzeitigkeitsfaktoren berücksichtigt worden sind. Die Kennzahl Elektromobilität beinhaltet sowohl die Leistung der LIS für PKW als auch die für leichte und schwere Nutzfahrzeuge.

Wie im Abschnitt 3.1 bereits diskutiert, finden die Daten zur Entwicklung der Elektromobilität, die durch die Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur (NLL) zur Verfügung gestellt werden bei der Regionalisierung der Leistung der LIS Berücksichtigung.

Abbildung 11: Installierte Leistung der Ladeinfrastruktur für Elektromobilität in der PR SÜDWEST in MW



7.5 Elektrolyseure

Unter Elektrolyseuren 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 das Erreichen der 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.

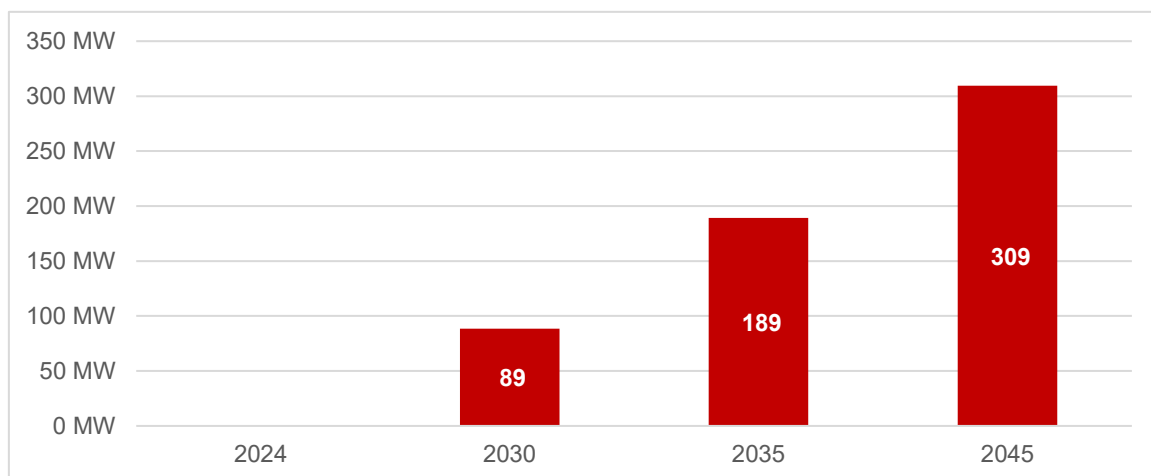
Im Regionalszenario wird davon ausgegangen, dass grüne Gase in einer klimaneutralen Zukunft vorwiegend im Industriesektor zur stofflichen oder energetischen Nutzung benötigt werden. Darüber hinaus werden grüne Gase innerhalb des Verkehrssektors überwiegend dort zum Einsatz kommen, wo eine Direktelektrifizierung unwahrscheinlich erscheint. Dazu gehören aus heutiger Sicht insbesondere der Schwerlast-, Flug- und Schiffsverkehr. Außerdem können grüne Gase teilweise bei der Wärmebereitstellung von zentralen Wärmelösungen und zu geringen Teilen auch für dezentrale Wärmelösungen zum Einsatz kommen.

Die Auswirkung des zukünftigen Stromverbrauchs von Elektrolyseanlagen 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 nicht vollumfänglich geklärt. Hinzu kommt, dass nur ein kleiner Teil des zukünftigen Bedarfs an grünen Gasen

für das deutsche Energiesystem im Inland bzw. innerhalb der Planungsregion SÜDWEST produziert wird. Ein Großteil der grünen Gase wird importiert werden müssen.

Abbildung 12 zeigt die in der Planungsregion SÜDWEST erwartete Entwicklung der installierten Leistung von Elektrolyseanlagen.

Abbildung 12: Entwicklung Elektrolyseanlagen in der PR SÜDWEST in MW



7.6 Industrie und GHD

Dieser Abschnitt behandelt die beiden Sektoren Industrie und GHD, die durch die zunehmende Elektrifizierung von Produktionsprozessen, Wärmebereitstellung und Mobilität im Zuge der Energiewende begründet ist. Die Lastentwicklung dieser Sektoren findet sich in den separat ausgewiesenen Kennzahlen Elektromobilität, Wärmepumpen und konventionelle Last wieder. Im Folgenden werden die zugrundeliegenden Prozesse je Sektor genauer beleuchtet.

7.6.1 Industriesektor

Um die Treibhausgasemissionen im Industriesektor bis 2045 auf netto null zu reduzieren, postuliert das Regionalszenario 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. In der Entwicklung der konventionellen Last wird allerdings der steigende Strombedarf im Industriesektor berücksichtigt. Dies führt dort in Summe zu einem Anstieg des Leistungsbedarfs.

7.6.2 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 (Abschnitt 7.4), Wärmepumpen für dezentrale Wärmelösungen (Abschnitt 7.2) sowie den elektrischen Bedarf für zentrale Wärmelösungen (Abschnitt 7.3) enthalten.

Alle weiteren Stromverbrauchssteigerungen, die diese Kennzahlen nicht abdecken, sind im Parameter Konventionelle Last inkludiert.

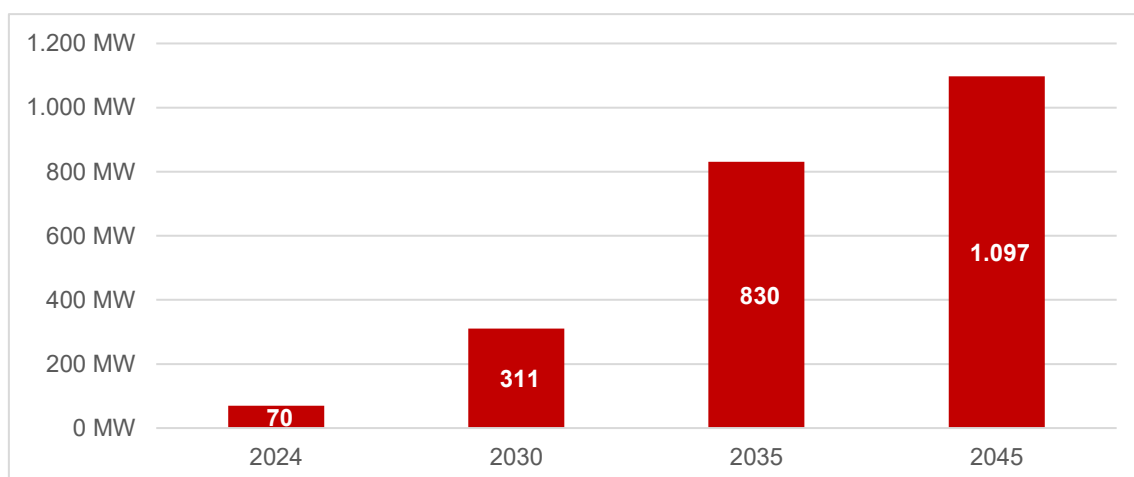
7.7 Stand-alone Rechenzentren

Neben den Lastzuwächsen durch die zunehmende Elektrifizierung fossiler Prozesse wird zukünftig ein maßgeblicher Teil des Stromverbrauchs im GHD-Sektor auf Rechenzentren entfallen. Hierbei wird der Strom für den Betrieb und die Kühlung der Server genutzt. Aufgrund der Entwicklungen rund um die Anwendung von künstlicher Intelligenz ist mit einem deutlich zunehmenden Bedarf zu rechnen.

Bei den hier im Fokus stehenden stand-alone Rechenzentren handelt es sich häufig um Großverbraucher, die sich oftmals in der Nähe zu bedeutenden Internetknotenpunkten ansiedeln. Aufgrund dieser Tatsache geht das Regionalszenario aktuell davon aus, dass die Planungsregion SÜDWEST im deutschlandweiten Vergleich eine eher untergeordnete Rolle bei der Verortung von stand-alone Rechenzentren spielt. Da es sich jedoch beim Thema Entwicklung und Verortung von Rechenkapazität aktuell um ein äußerst dynamisches Themenfeld handelt, ist diese Aussage noch mit einer großen Unsicherheit behaftet.

Abbildung 13 zeigt die in der Planungsregion SÜDWEST erwartete Entwicklung der installierten Leistung von stand-alone Rechenzentren

Abbildung 13: Installierte Leistung der Stand-alone Rechenzentren in der PR SÜDWEST in MW



7.8 Flexibilisierung der Nachfrageseite

Die Flexibilisierung der Verbrauchsseite wird aufgrund des Wegfalls von konventionellen Grundlastkraftwerken und einer Zunahme von fluktuierenden Erneuerbaren Energien immer wichtiger, um das Stromnetz zu stabilisieren. Sowohl in Gewerbe- und Industriebetrieben als auch in privaten Haushalten kann eine Flexibilisierung des Stromverbrauchs stattfinden. Zusätzlich bilden Großbatteriespeicher eine Möglichkeit, Verbrauch und Erzeugung an die jeweiligen Bedarfe anzupassen.

Diese Flexibilisierung kann auf zwei Arten entstehen. Auf der einen Seite steht die zeitliche Steuerung des Einsatzes der Verbrauchseinrichtungen durch die Kunden. Ziel dieser Steuerung durch die Kunden ist die wirtschaftliche Optimierung des Einsatzes am Börsenstrompreis. Das wird marktorientierte Flexibilität genannt. Für die marktorientierte Flexibilität bedarf es finanzieller Anreize oder Steuerimpulse durch den Kunden oder einen Aggregator, der die Steuerungsoptionen vieler Kunden bündelt. Auf der anderen Seite steht die sogenannte netzorientierte Flexibilität, welche das gezielte Steuern von Stromabnehmern durch den VNB beinhaltet.

Bezüglich des gezielten Steuerns durch den VNB ermöglicht die aktuelle Gesetzeslage aktuell keine dauerhafte statische oder zeitlich flexible Leistungsbegrenzung von Stromverbrauchseinrichtungen. In § 17 EnWG und § 8a EEG ist die Vereinbarung von flexiblen Netzanschlussvereinbarungen für die Entnahme- und Einspeiseleistungen von Netzkunden nach EEG und EnWG geregelt. Für Stromverbrauchskunden ist allerdings lediglich eine temporäre Reduzierung der Leistung und eine Verpflichtung zum Netzausbau vorgesehen. Eine ähnliche Regelung findet sich aktuell im § 14a EnWG. Dieser Paragraph berechtigt VNB zur Steuerung von definierten steuerbaren Verbrauchseinrichtungen mit Netzanschluss in der NS, sofern diese einen Engpass im NS-Netz verursachen. Diese Steuerungsmöglichkeit ist allerdings ebenfalls nur temporär möglich und verpflichtet zum Netzausbau. Aus diesem Grund können weder flexible Netzanschlussvereinbarungen für Stromverbrauchskunden noch die Steuerungsmöglichkeit von Verbrauchseinrichtungen in der NS dafür genutzt werden, den identifizierten Netzausbaubedarf in der Zielnetzplanung zu reduzieren. Sie können nach aktueller Rechtslage lediglich einen früheren Netzanschluss bereits vor dem Abschluss des Netzausbaus ermöglichen.

Die folgenden Abschnitte behandeln das Heben von marktorientierten Flexibilitätspotenzialen in privaten Haushalten sowie den Sektoren Industrie und GHD.

7.8.1 Haushaltsnahe Flexibilitäten

Private Haushalte verfügen als sogenannte Prosumer mit Batteriespeichern, Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und PV-Anlagen über Flexibilitätspotenziale.

Die Voraussetzung für die marktorientierte Flexibilisierung des Stromverbrauchs privater Haushalte ist die Nutzung von intelligenten Stromtarifen sowie einem intelligenten Messsystem. Durch steigende finanzielle Anreize können immer mehr private Stromkunden ihren Stromverbrauch flexibilisieren. Nach § 45 Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) sollen bis zum Jahr 2032 90% aller Messstellen mit intelligenten Messsystemen ausgestattet sein. Das bedeutet, dass ab den 2030er Jahren von einer zunehmenden marktorientierten Flexibilisierung der Nachfrageseite privater Haushalte ausgegangen werden kann.

Aufgrund der äußerst unterschiedlichen Netzstrukturen, lokalen Gegebenheiten und Netzberechnungsmethoden je VNB ist die Art und Weise, wie dieser veränderte Einsatz der Stromverbrauchseinheiten in den Zielnetzplanungen der berichtspflichtigen VNB berücksichtigt wird, sehr verschieden. Daher wird dieser Sachverhalt hier nicht weiter beschrieben, sondern in den jeweiligen Netzausbauplänen behandelt.

7.8.2 Industrie und GHD

Stromkunden im Industrie- und GHD-Sektor ist es ebenfalls möglich, marktorientierte Flexibilität zu nutzen. Durch Lastmanagement (auch Demand Side Management, DSM) ist es dem Kunden 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.

Analog zu den marktorientierten Flexibilität privaten Haushalte gilt auch für den Industrie- und GHD-Sektor, dass die Art und Weise der Berücksichtigung in der Zielnetzplanung in den Netzausbauplänen der berichtspflichtigen VNB behandelt wird.

8 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.

8.1 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.

8.1.1 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 Speichieranlagen mit entsprechenden Gleichzeitigkeitsfaktoren für die beiden netzauslegungsrelevanten Fälle im Netzberechnungsmodell gepflegt. Auf Basis dieser beiden Fälle kann die maximale Belastung des Stromnetzes abgebildet werden.

8.1.2 Zeitreihenberechnung

In diesem Fall werden für Verbraucher, Einspeiser und Speichieranlagen 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 im Anschluss anhand der kritischsten Netzsituationen.

8.2 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:

- 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.

8.3 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 NOXVA-Prinzip erforderlich. Das NOXVA-Prinzip legt fest, dass Netzoptimierungs-, Flexibilisierungs- und Netzverstärkungsmaßnahmen vor dem Netzausbau erfolgen. Dieses Prinzip basiert auf § 1 Absatz 1 EnWG.

Anhang

Alle Szenariokennzahlen sind in MW angegeben, bei Photovoltaikanlagen in MWp. Sie sind in installierter, nicht-gleichzeitiger Leistung angegeben, mit Ausnahme der konventionellen Last.

Tabelle 2: Szenariokennzahlen für das Versorgungsgebiet der badenovaNETZ GmbH

Anlagenart	2024	2030	2035	2045
Photovoltaik auf oder an Gebäuden	256	406	613	973
Photovoltaik Freifläche	6	161	291	401
Windenergie an Land	28	82	150	287
Windenergie auf See	0	0	0	0
Sonstige erneuerbare Erzeugung	18	9	7	5
Konventionelle Kraftwerke	150	44	17	0
Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	11	113	199	343
Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	0	40	73	138
Elektromobilität	47	714	1.274	1.907
Konventionelle Last	264	372	472	659
Stand-alone Rechenzentren	0	0	0	0
Elektrolyseure	2	2	2	2
Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	51	164	229	370
Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	0	37	68	130
Pumpspeicher	0	0	0	0

Tabelle 3: Szenariokennzahlen für das Versorgungsgebiet der naturenergie netze GmbH

Anlagenart	2024	2030	2035	2045
Photovoltaik auf oder an Gebäuden	504	844	1.185	1.462
Photovoltaik Freifläche	68	326	609	851
Windenergie an Land	58	124	177	260
Windenergie auf See	0	0	0	0
Sonstige erneuerbare Erzeugung	103	100	97	95
Konventionelle Kraftwerke	67	57	52	38
Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	80	376	885	1.074
Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	1	3	5	11
Elektromobilität	82	492	1.574	1.673
Konventionelle Last	520	541	562	598
Stand-alone Rechenzentren	1	2	4	5
Elektrolyseure	0	2	4	5
Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	96	218	359	366
Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	4	46	101	118

Tabelle 4: Szenariokennzahlen für das Versorgungsgebiet der FairNetz GmbH

Anlagenart	2024	2030	2035	2045
Photovoltaik auf oder an Gebäuden	127	308	414	530
Photovoltaik Freifläche	0	51	102	153
Windenergie an Land	0	28	28	28
Windenergie auf See	0	0	0	0
Sonstige erneuerbare Erzeugung	11	12	12	10
Konventionelle Kraftwerke	23	21	21	9
Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	31	197	293	415
Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	0	38	52	114
Elektromobilität	70	227	717	1.341
Konventionelle Last	145	225	238	236
Stand-alone Rechenzentren	0	0	0	0
Elektrolyseure	0	8	15	27
Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	28	92	140	199
Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	0	24	31	34
Pumpspeicher	0	0	0	0

Tabelle 5: Szenariokennzahlen für das Versorgungsgebiet der MVV Netze GmbH

Anlagenart	2024	2030	2035	2045
Photovoltaik auf oder an Gebäuden	169	274	379	588
Photovoltaik Freifläche	7	45	83	159
Windenergie an Land	0	0	0	0
Windenergie auf See	0	0	0	0
Sonstige erneuerbare Erzeugung	6	6	6	6
Konventionelle Kraftwerke	199	175	150	100
Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	38	82	154	249
Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	10	170	180	320
Elektromobilität	58	436	717	1.068
Konventionelle Last	457	457	457	457
Stand-alone Rechenzentren	0	65	109	214
Elektrolyseure	0	0	14	14
Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	28	68	108	187
Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	0	50	150	200
Pumpspeicher	0	0	0	0

Tabelle 6: Szenariokennzahlen für das Versorgungsgebiet der Netze BW GmbH

Anlagenart	2024	2030	2035	2045
Photovoltaik auf oder an Gebäuden	11.122	14.495	18.725	22.215
Photovoltaik Freifläche	1.076	3.376	6.774	9.528
Windenergie an Land	1.970	3.409	7.954	9.030
Windenergie auf See	0	0	0	0
Sonstige erneuerbare Erzeugung	1.844	1.497	1.207	919
Konventionelle Kraftwerke	1.429	1.243	1.089	779
Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	747	2.346	5.431	9.536
Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	104	177	283	612
Elektromobilität	2.227	13.153	30.450	53.463
Konventionelle Last	6.662	7.002	7.285	7.852
Stand-alone Rechenzentren	2	59	138	157
Elektrolyseure	6	9	20	40
Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	1.254	2.357	5.498	6.242
Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	160	1.334	2.766	3.324

Tabelle 7: Szenariokennzahlen für das Versorgungsgebiet der Netze ODR GmbH

Anlagenart	2024	2030	2035	2045
Photovoltaik auf oder an Gebäuden	970	1.243	1.366	1.482
Photovoltaik Freifläche	193	674	1.174	1.431
Windenergie an Land	171	684	1.191	1.110
Windenergie auf See	0	0	0	0
Sonstige erneuerbare Erzeugung	166	162	157	155
Konventionelle Kraftwerke	0	0	0	0
Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	47	180	390	659
Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	0	39	81	166
Elektromobilität	96	1.177	1.929	2.766
Konventionelle Last	408	450	498	548
Stand-alone Rechenzentren	0	30	300	300
Elektrolyseure	0	0	12	12
Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	88	174	246	373
Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	8	52	52	52
Pumpspeicher	0	0	0	0

Tabelle 8: Szenariokennzahlen für das Versorgungsgebiet der Stadtwerke Heidelberg Netze GmbH

Anlagenart	2024	2030	2035	2045
Photovoltaik auf oder an Gebäuden	42	124	175	223
Photovoltaik Freifläche	5	45	57	70
Windenergie an Land	0	0	21	21
Windenergie auf See	0	0	0	0
Sonstige erneuerbare Erzeugung	11	11	4	4
Konventionelle Kraftwerke	26	26	6	0
Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	3	40	63	82
Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	0	18	36	56
Elektromobilität	11	200	350	639
Konventionelle Last	136	132	115	106
Stand-alone Rechenzentren	5	10	15	20
Elektrolyseure	0	1	2	4
Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	9	12	25	26
Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	0	20	30	40
Pumpspeicher	0	0	0	0

Tabelle 9: Szenariokennzahlen für das Versorgungsgebiet der Stadtwerke Karlsruhe Netzservice GmbH

Anlagenart	2024	2030	2035	2045
Photovoltaik auf oder an Gebäuden	96	160	303	350
Photovoltaik Freifläche	0	19	32	74
Windenergie an Land	4	5	6	6
Windenergie auf See	0	0	0	0
Sonstige erneuerbare Erzeugung	0	1	2	2
Konventionelle Kraftwerke	42	54	54	54
Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	10	69	172	244
Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	0	30	80	100
Elektromobilität	52	200	1.300	1.846
Konventionelle Last	254	251	246	241
Stand-alone Rechenzentren	46	60	110	150
Elektrolyseure	0	0	3	10
Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	24	48	95	120
Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	0	12	60	130
Pumpspeicher	0	0	0	0

Tabelle 10: Szenariokennzahlen für das Versorgungsgebiet der Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm Netze GmbH

Anlagenart	2024	2030	2035	2045
Photovoltaik auf oder an Gebäuden	151	436	612	676
Photovoltaik Freifläche	20	130	183	202
Windenergie an Land	0	134	149	154
Windenergie auf See	0	0	0	0
Sonstige erneuerbare Erzeugung	35	33	26	22
Konventionelle Kraftwerke	70	56	60	3
Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	24	146	210	239
Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	2	2	32	32
Elektromobilität	72	455	750	858
Konventionelle Last	194	195	173	169
Stand-alone Rechenzentren	3	20	33	33
Elektrolyseure	0	6	21	32
Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	23	148	187	204
Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	0	16	28	57
Pumpspeicher	0	0	0	0

Tabelle 11: Szenariokennzahlen für das Versorgungsgebiet der Stuttgart Netze GmbH

Anlagenart	2024	2030	2035	2045
Photovoltaik auf oder an Gebäuden	125	253	380	633
Photovoltaik Freifläche	0	3	6	12
Windenergie an Land	0	0	0	0
Windenergie auf See	0	0	0	0
Sonstige erneuerbare Erzeugung	21	21	21	21
Konventionelle Kraftwerke	267	344	332	280
Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	19	117	216	343
Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	8	172	337	422
Elektromobilität	108	764	1.202	1.770
Konventionelle Last	522	509	496	470
Stand-alone Rechenzentren	12	33	54	96
Elektrolyseure	0	16	16	16
Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	25	65	105	184
Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	0	45	90	90

Tabelle 12: Szenariokennzahlen für das Versorgungsgebiet der Syna GmbH

Anlagenart	2024	2030	2035	2045
Photovoltaik auf oder an Gebäuden	361	815	1.065	1.275
Photovoltaik Freifläche	8	278	336	406
Windenergie an Land	2	85	159	226
Windenergie auf See	0	0	0	0
Sonstige erneuerbare Erzeugung	46	43	40	37
Konventionelle Kraftwerke	23	18	13	3
Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	99	177	353	484
Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	0	6	38	68
Elektromobilität	136	1.204	1.891	2.677
Konventionelle Last	260	300	330	330
Stand-alone Rechenzentren	0	5	18	28
Elektrolyseure	0	15	25	40
Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	72	326	426	510
Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	0	85	123	128
Pumpspeicher	0	0	0	0

Tabelle 13: Szenariokennzahlen für das Versorgungsgebiet der Überlandwerk Mittelbaden GmbH & Co. KG

Anlagenart	2024	2030	2035	2045
Photovoltaik auf oder an Gebäuden	447	640	800	1121
Photovoltaik Freifläche	25	142	239	434
Windenergie an Land	102	191	265	413
Windenergie auf See	0	0	0	0
Sonstige erneuerbare Erzeugung	42	36	31	22
Konventionelle Kraftwerke	40	30	20	0
Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	30	155	259	468
Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	1	45	82	157
Elektromobilität	61	880	1.563	2.928
Konventionelle Last	423	423	423	423
Stand-alone Rechenzentren	1	27	49	94
Elektrolyseure	0	30	56	106
Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	70	159	232	380
Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	0	15	170	324
Pumpspeicher	0	0	0	0