



Monitoring der Energiewende

in Baden-Württemberg
Statusbericht 2025



Baden-Württemberg
Ministerium für Umwelt, Klima
und Energiewirtschaft



Inhaltsverzeichnis

4	Zusammenfassung
24	1 Hintergrund
26	2 Energiewende im Stromsektor
26	2.1 Konventioneller Kraftwerkspark
31	2.2 Versorgungssicherheit
45	2.3 Erneuerbare Energien im Stromsektor
55	2.4 Entwicklung von Bruttostromerzeugung und -verbrauch
56	2.5 Entwicklung des Stromaustauschs (Import-Export-Saldo)
58	3 Energiewende im Wärmesektor
58	3.1 Aktuelle Entwicklungen und Rahmenbedingungen im Wärmesektor

61	3.2 Beheizungsstrukturen und erneuerbare Energien im Wärmesektor
66	3.3 Fernwärme
68	3.4 Versorgungssicherheit
70	4 Infrastrukturen für die Energiewende
70	4.1 Stromnetze
77	4.2 Erdgasinfrastruktur
80	4.3 Wärmenetze
82	4.4 Wasserstoffinfrastruktur
84	5 Entwicklung des Energieverbrauchs und der Energieeffizienz
84	5.1 Entwicklung von End- und Primärenergieverbrauch
87	5.2 Entwicklung der Energieeffizienz
98	6 Sektorenkopplung

98	6.1 Stromeinsatz im Verkehr
106	6.2 Stromeinsatz im Wärmesektor
106	6.3 Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung in Baden-Württemberg
110	6.4 Wasserstoff
112	7 Ausgewählte ökonomische Aspekte der Energiewende
112	7.1 Entwicklung der Energiepreise und -kosten
119	7.2 Energiewirtschaftliche Gesamtrechnung
124	Literaturverzeichnis
141	Abbildungsverzeichnis / Tabellenverzeichnis
145	Impressum



Zusammenfassung

Um die Auswirkungen der Energiewende auf das Land Baden-Württemberg zu beobachten und möglichen Handlungsbedarf zu identifizieren, hat das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg das Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg mit der Fortschreibung des Monitoringberichts zur Energiewende in Baden-Württemberg beauftragt.

Die Hauptaussagen des Berichts lassen sich wie nachfolgend dargestellt zusammenfassen. Im Anschluss bietet eine Zusammenstellung von Indikatoren einen kompakten Überblick über relevante Entwicklungen im Zeitverlauf.

Konventioneller Kraftwerkspark

In Baden-Württemberg ist die am Markt verfügbare, konventionelle Kraftwerksleistung in den vergangenen Jahren kontinuierlich zurückgegangen. Seit Jahresbeginn 2014 wurden knapp 1,9 GW konventionelle Kraftwerksleistung zugebaut (vorwiegend Steinkohle und Erdgas). Demgegenüber steht eine stillgelegte Leistung von rund 3,4 GW

(Stand: August 2025) im selben Zeitraum. Zusätzlich befinden sich etwa 2,8 GW in der Netzreserve.

Das Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG) setzt die Rahmenbedingungen für den bundesweiten Ausstieg aus der Kohleverstromung. Der Ausstieg läuft zweigeteilt ab. Zunächst erfolgte die Stilllegung über sieben Ausschreibungsrunden (letzte Ausschreibungsrunde im Juni 2023) mit dem letzten Befeuerungsverbot für 2027. Im Zuge dieser Ausschreibungen erhielten vier Kraftwerksblöcke in Baden-Württemberg einen Zuschlag. Damit gehen bis 2027 circa 970 MW Kraftwerksleistung vom Netz (beziehungsweise werden voraussichtlich in die Netzreserve überführt). Ab 2024 werden die Ausschreibungen von gesetzlichen Vorgaben zur Reduzierung der Steinkohle ergänzt und ab 2027 greift ausschließlich das ordnungsrechtliche Verfahren, welches die Stilllegung nach dem Alter der Anlagen regelt.

Neue Kraftwerkskapazitäten in Höhe von rund 1,4 GW kommen durch die Inbetriebnahme von umgestellten Kraftwerksblöcken an drei Standorten hinzu. In Stuttgart Münster (Inbetriebnahme

April 2025), Altbach/Deizisau und Heilbronn wird ein sogenannter Fuel Switch durchgeführt mit dem die Kraftwerke zunächst von Kohle auf klimafreundlicheres Erdgas und zukünftig auf Wasserstoff umgestellt werden. Zusätzlich wird voraussichtlich ab 2027 die Erweiterung des Pumpspeicherkraftwerks Forbach in Betrieb gehen.

Versorgungssicherheit

Die Versorgungssicherheit lässt sich in die marktseitige und die netzseitige Versorgungssicherheit unterteilen. Marktseitige Versorgungssicherheit ist dann gegeben, wenn die Sicherung des Ausgleichs von Angebot und Nachfrage gewährleistet ist. Netzseitige Versorgungssicherheit ist gegeben, wenn die bereitgestellten Strommengen unter Wahrung der Netzsicherheit auch transportiert werden können. Für beide Bereiche lässt sich feststellen, dass die Versorgungssicherheit in Baden-Württemberg gewährleistet war und ist. Zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit spielen unter anderem der Ausbau der erneuerbaren Energien, der Kohleausstieg und damit einhergehende Fuel Switch sowie Investitionen in neue Technologien, der Einsatz von flexiblen Lasten und Speichern und Stromimporte eine Rolle.

Die marktseitige Versorgungssicherheit wird im Bericht der Bundesnetzagentur zum „Stand und Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Elektrizität“ einordnet. Demnach ist in der Gebotszone Deutschland-Luxemburg bis 2035 die Lastdeckung zu jeder Stunde möglich, sofern die unterschiedlichen energiepolitischen Ausbauziele fristgerecht erreicht werden. Die zulässigen Zuverlässigkeitsstandards werden erfüllt, und die Anzahl der erwarteten unterdeckten Stunden beziehungsweise Mengen bewegen sich auf einem niedrigen Niveau.

Neben der marktseitigen Versorgungssicherheit ist auch die netzseitige Versorgungssicherheit weiterhin grundsätzlich beherrschbar. Dazu gibt es eine Reihe an Instrumenten und Engpassmanagementmaßnahmen. Eine der Hauptmaßnahmen ist Redispatch. Die Redispatchmengen in der Regelzone der TransnetBW lagen im Jahr 2024 bei 2.730 GWh. Damit sind sie im Vergleich zum Vorjahr um knapp 30 Prozent gesunken. Fast der gesamte Bedarf entfiel dabei auf Maßnahmen zur Wirkleistungserhöhung. Deutschlandweit ist der Anteil der Trans-

netBW an der gesamten Wirkleistungsanforderung um 3 Prozentpunkte gesunken und liegt bei rund 12 Prozent.

Der bundesweite, zuvor durch die vier Übertragungsnetzbetreiber ermittelte Netzreservebedarf von 6,9 GW wurde in der Praxis deutlich unterschritten. Für den kommenden Winter 2025/2026 haben die Übertragungsnetzbetreiber einen Bedarf von 6,5 GW ermittelt. Darüber hinaus stehen weitere Reserveleistungen in Form der Kapazitätsreserve und der besonderen netztechnischen Betriebsmittel zu Verfügung.

Zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit wird auch der Bedarf an dezentralen Flexibilitätsoptionen ansteigen. Ein wichtiger Baustein ist neben dem Netzausbau und der Ausweitung des europäischen Binnenhandels der vermehrte Einsatz von Speichersystemen. In Baden-Württemberg wurden 2024 fast 90.000 neue Batteriespeicher installiert, der Bestand wuchs damit auf 275.000 Einheiten. Ein wesentlicher Schritt zur Digitalisierung der Energiewende und zur Erschließung künftiger Flexibilitätsoptionen soll auch mit dem Smart-Meter-Rollout erfolgen. Zum Jahresanfang 2025 trat der Pflichtrollout für bestimmte Verbrauchs- und Erzeugergruppen in Kraft. Insgesamt verläuft der Rollout jedoch weiterhin auf einem niedrigen Niveau.

Die durchschnittliche Unterbrechungsdauer der Stromversorgung pro Endkunde (SAIDI) lag im Jahr 2024 bundesweit bei 11,7 Minuten. Die Unterbrechungsdauer ist im Vergleich zum Vorjahr um 1,1 Minuten gesunken und bewegt sich weiterhin auf einem niedrigen Niveau. Für Baden-Württemberg ist der SAIDI im Jahr 2024 mit 1,9 Minuten stärker als im Bundestrend gegenüber dem Vorjahr gesunken. Mit 12,8 Minuten liegt der Wert zwar weiterhin über dem Bundesniveau, bewegt sich aber innerhalb eines erwartbaren Schwankungsbereichs.

Stromerzeugung und Stromverbrauch

Die Bruttostromerzeugung im Land ist im Zuge des vollendeten Kernenergieausstiegs (-1,9 TWh) und geringerer Steinkohlestromerzeugung (-1,6 TWh) trotz leichtem Aufwuchs bei den erneuerbaren Energien in Summe weiter gesunken. Insgesamt wurden 2024 rund 34,8 TWh Strom erzeugt.

Die Bruttostromerzeugung im Land liegt damit auf dem niedrigsten Niveau seit Jahrzehnten.

Nach einem weiteren deutlichen Verbrauchsrückgang 2023, unter anderem bedingt durch geringeren Kraftwerkseigenverbrauch, ist der Bruttostromverbrauch 2024 mit rund 2 Prozent leicht auf knapp 64 TWh gestiegen.

Das weiter gesunkene Erzeugungsniveau im Land führte bei leicht gestiegenem Stromverbrauch zu einer weiteren Erhöhung des Netto-Stromimports auf 29 TWh. Das heißt, dass rund 45 Prozent des Bruttostromverbrauchs außerhalb Baden-Württembergs erzeugt wurden.

Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Land ist weiter gewachsen. Nach einem starken Windjahr 2023 schwächte sich die Windstromerzeugung 2024 ab. Dagegen wuchs der Beitrag der Photovoltaik deutlich. Bezogen auf die weiter rückläufige Bruttostromerzeugung insgesamt, stieg der Anteil der erneuerbaren Energien auf 59 Prozent. Bezogen auf den Bruttostromverbrauch, der zusätzlich die in Baden-Württemberg verbrauchten Netto-Stromimporte beinhaltet, beträgt der Anteil der baden-württembergischen EE-Strombereitstellung rund 32 Prozent.

Im Jahr 2024 wurden in Baden-Württemberg 24 Windenergieanlagen in Betrieb genommen – fünf mehr im Vorjahr. Die Gesamtleistung der in Betrieb genommenen Anlagen stieg von 75 MW im Jahr 2023 auf 111 MW im Jahr 2024. Bis zum Auswertungstichtag 20. Oktober 2025 kamen weitere 29 Anlagen mit einer Leistung von 146 MW hinzu. Damit erhöhte sich der Gesamtbestand an Windenergieanlagen in Baden-Württemberg bis zum Auswertungstichtag im Oktober 2025 auf 813 Anlagen mit einer Gesamtleistung von 2.020 MW. In den kommenden Jahren sind signifikante Zuwächse zu erwarten. Insgesamt befinden sich knapp 1.700 Windenergieanlagen mit einer Gesamtleistung von rund 10.300 MW in Planung.

Mit 2.200 MW Neuinstallationen konnte im Bereich Photovoltaik das hohe Zubauniveau des Vorjahres sogar noch übertroffen werden. Im ersten Halbjahr 2025 lag der Zubau bei rund 1.060 MW. Sukzessive gewachsen ist das Segment der PV-Freiflächen-

anlagen; im Dachanlagenbereich war dagegen ein rückläufiger Trend auf weiterhin vergleichsweise hohem Niveau zu verzeichnen.

Mit dem EEG 2023 und folgenden Novellen (Solarpaket, Biomassepaket, Solarspitzengesetz) wurden zahlreiche Neuerungen und Verbesserungen, aber auch erhöhte Anforderungen umgesetzt, die sich auch auf den EE-Zubau in Baden-Württemberg auswirken werden. Zum Stand der Berichterstellung (Herbst 2025) laufen Diskussionen zur zukünftigen Ausrichtung der Energiewende. Dies betrifft auch den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien. In einem Papier des BMWF sind 10 Schlüsselmaßnahmen angeführt, die auch die erneuerbaren Energien betreffen. Einerseits wird der zukünftige Strombedarf – und damit auch der EE-Ausbaubedarf – eher niedriger als bislang eingeschätzt, wobei am Ziel von 80 Prozent erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bis 2030 festgehalten wird.

Energiewende im Wärmesektor

Im Gebäudebestand dominieren nach wie vor die fossilen Energieträger Heizöl und Erdgas. Daher setzen viele Instrumente im Bestandsbereich an, um die Minderungsziele im Wärmesektor zu erreichen. Auf Bundesebene legt das GEG den Grundbaustein, ergänzend wirkt auf Landesebene das EWärmeG. Ebenfalls setzen Förderinstrumente auf Bundesebene (Bundesförderung für effiziente Gebäude – BEG – und Bundesförderung für effiziente Wärmenetze – BEW) sowie auf Landesebene (Klimaschutz-Plus, BW-Bonus zum BEG) Anreize für Investitionen in einen klimaneutralen Gebäudebestand. Auf kommunaler Ebene kommt der kommunalen Wärmeplanung eine große Bedeutung zu. Neben den 104 Stadtkreisen und Großen Kreisstädten, die verpflichtet waren bis Ende 2023 einen Wärmeplan zu erstellen, haben sich bereits 553 weitere Gemeinden freiwillig auf den Weg der Wärmeplanung begeben, der Großteil davon wird über ein Landesförderprogramm unterstützt.

Die Wärmewende ist im Neubausektor bereits deutlich sichtbar. Erneuerbare Energien sind bei fertig gestellten Neubauten von Wohn- und Nichtwohngebäuden seit einigen Jahren die dominierende Art der Beheizung. Seit 2023 stellen erneuerbare Energien in über 75 Prozent der Neubauten die überwiegende Heizenergie dar, hauptsächlich in Form von

Wärmepumpen. Die Relevanz von Neubauten für die Wärmewende ist jedoch aufgrund des geringen Heizwärmebedarfs und des relativ kleinen Anteils am Gebäudebestand vergleichsweise gering.

Bezogen auf den gesamten Wärmesektor lag der Beitrag der erneuerbaren Energien an der Wärmebereitstellung im Jahr 2024 bei knapp 20 Prozent. Die direkte Nutzung von Holz in Einzelanlagen ist weiterhin die mit Abstand dominierende erneuerbare Energiequelle, jedoch steigt der Anteil an Wärmepumpen zunehmend an.

Bei der Versorgungssicherheit im Wärmesektor steht die Versorgung mittels Wärmenetzen sowie mit Erdgas als leitungsgebundenem Energieträger im Fokus. Erdgas bleibt dabei kurzfristig unverzichtbar, die Versorgungssicherheit wird aber durch diversifizierte Importquellen sowie den Ausbau erneuerbarer Wärmequellen und redundanter Sicherungsanlagen unterstützt.

Entwicklung des Energieverbrauchs und der Energieeffizienz

Der Endenergieverbrauch in Baden-Württemberg hat sich im Jahr 2024 auf dem Niveau des Vorjahres stabilisiert, nachdem in den beiden Vorjahren ein deutlicher Rückgang zu verzeichnen war. Der Energieverbrauch liegt damit weiterhin auf dem niedrigsten Stand seit Jahrzehnten. In der Industrie und im Haushaltsbereich zeigte sich ein leichter Verbrauchsanstieg (+0,5 Prozent beziehungsweise +1,4 Prozent). Leicht gesunken mit jeweils gut 1,5 Prozent ist der Verbrauch im Verkehrs- und GHD-Sektor.

Der Primärenergieverbrauch 2024 in Baden-Württemberg lag nach ersten Berechnungen bei rund 1.100 PJ und damit – ebenso wie der Endenergieverbrauch – auf dem niedrigsten Stand seit Jahrzehnten. Im Zuge des Kernenergieausstiegs, der zum 01. April 2023 vollzogen wurde, und aufgrund des weiteren Rückgangs der Kohleverstromung ging der Energieverbrauch im Umwandlungssektor deutlich zurück.

Bei der Effizienz von Wohngebäuden, abgebildet durch den Endenergieverbrauch (ohne Strom), stagnierten ab 2010 die temperaturbereinigten spezifischen Verbräuche für einige Jahre und sind bis 2020 kurzfristig deutlich gestiegen. Ab 2021

war der spezifische Verbrauch stark rückläufig. Der starke Rückgang des Verbrauchs 2021 ist den Vorzieheffekten beim Heizölabsatz im Jahr 2020 und dem geringen Absatz 2021 zuzurechnen. Ab 2022 war eine weitere Senkung aufgrund der milden Witterung und hohen Energiepreisen zu verzeichnen.

Die Energieproduktivität ist im Trend in den vergangenen Jahren gestiegen. Dies ist jedoch weniger einem hohen Wirtschaftswachstum zuzurechnen (zum Teil leichter Rückgang der preisbereinigten Bruttowertschöpfung), sondern eher dem rückläufigen Energieverbrauch (s. oben).

Mit Blick auf die Inanspruchnahme von bundesweiten Förderprogrammen im Effizienzbereich hat Baden-Württemberg weiterhin eine hohe anteilige Inanspruchnahme vorzuweisen. Im Bereich der Energieberatungen, sowohl für Wohn- als auch Nichtwohngebäude, ist Baden-Württemberg demnach vergleichsweise gut aufgestellt ist.

Infrastrukturen – Strom-, Gas- und Wärmenetze, Wasserstoffinfrastruktur

Der gesetzlich festgestellte Ausbaubedarf des Stromübertragungsnetzes liegt gemäß Bundesbedarfsplangesetzes (BBPlG) zum Stand des 2. Quartals 2025 bundesweit bei mittlerweile rund 15.000 km. Auf Baden-Württemberg entfallen dabei 14 Ausbauprojekte mit rund 870 Trassenkilometern. Der bisher geplante Übertragungsnetzausbau liegt zwar sowohl bundesweit als auch in Baden-Württemberg weiterhin hinter den ursprünglichen Planungen zurück, jedoch zeigen ergriffene Beschleunigungsmaßnahmen Wirkung. Einige Vorhaben haben im Vergleich zum Jahr 2023 einen Planfeststellungsbescheid erhalten.

Das Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) beinhaltet 22 Vorhaben im Zuge derer durch die vier Übertragungsnetzbetreiber circa 1.800 Leitungskilometer installiert werden sollen. Nach den ursprünglichen Planungen sollte der Ausbau bereits 2018 abgeschlossen sein. Aktuell wird, bei noch 240 fehlenden Kilometern, von einer Fertigstellung im Jahr 2030 ausgegangen. Für Baden-Württemberg sind alle Vorhaben abgeschlossen.

Die Gasversorgung in Deutschland ist Stand September 2025 stabil und gesichert. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie hat die



seit dem 23. Juni 2022 geltende Alarmstufe im Notfallplan Gas aufgehoben. Seit dem 1. Juli 2025 gilt wieder die Frühwarnstufe. Im Gaswirtschaftsjahr 2024/2025 blieben die Speicher trotz starker Winterentnahmen gut gefüllt, erreichten im März 2025 mit knapp 29 Prozent den Tiefststand und lagen zum Ende des Gaswirtschaftsjahres bei rund 77 Prozent. Die gesetzlich festgelegten Zielwerte zum 1. November 2024 und 1. Februar 2025 wurden deutlich übertroffen. Im Jahr 2024 hat Deutschland 865 TWh Erdgas importiert, was einen Rückgang im Vergleich zu 2023 (968 TWh) darstellt. Norwegen, die Niederlande und Belgien waren die Hauptlieferanten. Die Bedeutung der LNG-Terminals für die deutsche Erdgasinfrastruktur ist weiterhin relevant und im Jahr 2024 wurden über diese insgesamt knapp 70 TWh Erdgas nach Deutschland importiert.

Die Bundesnetzagentur bewertet die Gasversorgung im Jahr 2024 weiter als sehr zuverlässig. Der SAIDI Gas erhöhte sich auf 1,55 Minuten und lag über dem langjährigen Mittel von 1,52 Minuten. Der SAIDI Gas für Baden-Württemberg liegt mit 1,12 Minuten unter dem Mittelwert auf Bundesebene.

In Baden-Württemberg sind nach AGFW-Angaben Wärmenetze mit einer Trassenlänge von 4.400 Kilometer in Betrieb (Stand 2023). Dies entspricht einem Anteil von gut 12 Prozent an der bundesweit verbauten Trassenlänge.

Die Wasserstoffstrategie der Bundesregierung wurde 2024 weiterentwickelt. Ein zentrales Vorhaben ist der Aufbau des Wasserstoff-Kernnetzes, das bis 2032 Erzeugungs- und Verbrauchsregionen in Deutschland verbindet. Die Bundesnetzagentur genehmigte am 22. Oktober 2024 das Wasserstoff-Kernnetz mit einer Gesamtlänge von 9.040 Kilometern, von denen 56 Prozent aus umgerüsteten Erdgasleitungen bestehen und die geplanten Investitionskosten 18,9 Milliarden Euro betragen. Auch Baden-Württemberg strebt einen Anschluss an das deutsche Wasserstoffnetz an, unterstützt durch regionale Initiativen. Das öffentliche Wasserstofftankstellennetz in Baden-Württemberg umfasst derzeit 9 Tankstellen und wird insbesondere für Lkws weiter ausgebaut.

Entwicklung der Sektorenkopplung

Im Verkehrsbereich sorgt ein relativ schwacher Absatzmarkt für ein geringes Niveau an neu zugelassenen Elektrofahrzeugen im Jahr 2024. Dies spiegelt sich nicht in der Durchdringung mit Blick auf den Fahrzeugbestand wider, da dieser aufgrund überlagernder Effekte leicht gestiegen ist. Der Stromverbrauch im Bereich der Elektromobilität ist in Baden-Württemberg weiter gestiegen. Mit 0,9 TWh beziehungsweise 1,4 Prozent ist der Anteil der Elektromobilität am Bruttostromverbrauch in Baden-Württemberg aber weiterhin gering.

Die nationale Wasserstoffstrategie wird durch H2Global umgesetzt, um internationale Importe von grünem Wasserstoff und Derivaten zu sichern und den Markthochlauf zu beschleunigen. Parallel fördert die Europäische Wasserstoffbank über Auktionen den Aufbau eines europäischen Marktes und die Integration erneuerbaren Wasserstoffs. Baden-Württemberg ergänzt diese Ansätze mit dem 100 Millionen Euro-Programm ELY zur Förderung, lokaler Elektrolysekapazitäten und Wasserstoff-Hubs. Ziel ist es, Industrie und Verkehr zu dekarbonisieren, Infrastruktur aufzubauen und das Land als führenden Wasserstoffstandort zu etablieren. Erneuerbarer Wasserstoff soll damit als zentraler Baustein die Sektorenkopplung zwischen Energie, Industrie und Verkehr ermöglichen.

Die direkte Elektrifizierung der Heizwärmebereitstellung ist im Vergleich zum Verkehr bereits weiter fortgeschritten. Der Ausbau der Wärmepumpen setzt sich dynamisch fort, der Bestand beläuft sich nach Hochrechnungen auf über 300.000 Anlagen in Baden-Württemberg. Der Stromverbrauch der Wärmepumpen im Land betrug 2024 rund 2,1 TWh und damit gut 3 Prozent des Bruttostromverbrauchs.

Die elektrische Leistung von KWK-Anlagen in Baden-Württemberg ist von 2013 bis 2023 um rund 1,2 GW auf 4,3 GW gestiegen. Ein Großteil des Anstiegs ist auf die Inbetriebnahme von Block 9 des Großkraftwerks Mannheim zurückzuführen. Im Jahr 2024 ist die Leistung kohlebefuerter Anlagen etwas gesunken, weshalb sich die Gesamtleistung auf 4,2 GW verringert hat. Sukzessive gestiegen ist die gasbefeuerte KWK-Leistung, die mittlerweile mehr als ein Drittel der installierten KWK-Leistung im Land ausmacht.

Die KWK-Stromerzeugung in der allgemeinen Versorgung verharrte nach ersten Berechnungen auf dem Vorjahresniveau. In den überwiegend gasbetriebenen KWK-Anlagen in der Industrie wurde wieder mehr KWK-Strom erzeugt, da die Gaspreise wieder gesunken sind. In Summe ging die KWK-Stromerzeugung in Baden-Württemberg leicht zurück auf 8,0 TWh. Der Anteil an der Netto-stromerzeugung erhöhte sich weiter, da die Stromerzeugung insgesamt weiter rückläufig war auf über 24 Prozent.

Im Rahmen der Ausschreibungen für KWK-Anlagen entfallen seit dem Start der Ausschreibungen leistungsbezogen 7 Prozent (KWK-Anlagen) bis 9 Prozent (innovative KWK-Systeme) der Zuschläge auf Anlagen in Baden-Württemberg.

Entwicklung der Energiepreise

Der Preis für eine Tonne Rohöl frei deutsche Grenze betrug im Jahr 2024 570 Euro und lag damit leicht unter dem Vorjahresniveau. Der Grenzübergangspreis für Erdgas betrug im Jahr 2024 10.380 Euro/TJ und lag damit unter dem Vorjahresniveau (2023) von 11.946 Euro/TJ. Die durchschnittlichen Einfuhrpreise für Steinkohle lagen im Jahr 2024 bei 196 Euro/t, während der Einfuhrpreis im Jahr 2023 noch bei 223 Euro/t lag.

Im europäischen Emissionshandelssystem hat sich der volumengewichtete Durchschnittserlös pro Emissionsberechtigung auf rund 65 Euro gesenkt und lag damit deutlich unter dem Vorjahreswert (2023: rund 84 Euro). Die Jahresgesamterlöse lagen rund 28 Prozent unter dem Rekordniveau des Vorjahres (2023), was vor allem auf das gesunkene Preisniveau am Kohlenstoffmarkt und geringere Auktionsmengen zurückzuführen ist. Der volumengewichtete Durchschnitt von Januar bis Juni 2025 lag bei knapp 72 Euro.

In den Day-Ahead-Auktionen der europäischen Strombörse EPEX SPOT wurde eine Megawattstunde Strom im Jahr 2024 für durchschnittlich 79 Euro gehandelt und lag damit unter dem Niveau vom Jahr 2023 mit 95 Euro/MWh. Der Durchschnittspreis im Jahr 2022 lag noch bei 235 Euro/MWh und war damit fast zweieinhalb Mal so hoch wie im Jahr 2021 mit 97 Euro/MWh.

Nach dem starken Preisanstieg 2022 und 2023 sind die durchschnittlichen Strompreise für Haushaltskunden 2024 und 2025 wieder gesunken, bleiben aber auf hohem Niveau. Die Endkundenpreise für Haushalte sanken im Jahr 2024 im Bundesdurchschnitt auf 40,2 ct/kWh. Im Jahr 2025 betragen die Endkundenpreise nun durchschnittlich 39,7 ct/kWh (Stand: Juli 2025). Gegenüber dem Jahr 2021 mit 32,8 ct/kWh fand damit eine signifikante Teuerung statt.



Die Gaspreise für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 20 und 200 GJ (5,6 bis 55,6 MWh) lagen zum 1. April 2024 durchschnittlich bei 12,5 ct/kWh. Damit waren sie um 2,3 ct/kWh beziehungsweise rund 16 Prozent niedriger als im Jahr 2023 (14,8 ct/kWh). Auch die durchschnittlichen Gaspreise für Gewerbe- und Industriekunden gingen infolge sinkender Großhandelspreise zurück. Gewerbekunden mit einem Jahresverbrauch von 116 MWh zahlten zum 1. April 2024 im Durchschnitt 10,4 ct/kWh, was einem Rückgang von 1,7 ct/kWh beziehungsweise 14 Prozent gegenüber dem Vorjahr entspricht. Die Preise für Industriekunden mit einer Gasabnahme von 116 GWh sanken auf 6,1 ct/kWh und lagen damit 21 Prozent unter dem Niveau von 2023 (7,8 ct/kWh).

Abweichend von den anderen Energieträgern existiert weiterhin keine zentrale Handelsplattform für Wasserstoff. Stattdessen geben Indizes wie der kostenbasierte Hydex (für verschiedene Her-

kunftsquellen) oder der marktorientierte HYDRIX auf Basis gemeldeter Transaktionen Hinweise auf mögliche Preisniveaus. Dabei zeigen sich abhängig von der Entwicklung der Strompreise teils deutliche Schwankungsbreiten. Im ersten Halbjahr 2025 lag der durchschnittliche Preis für grünen Wasserstoff nach dem Hydex „Green“ bei 173 €/MWh und damit höher als der kostenoptimierte Hydex „12 Green“ mit 141 €/MWh. Der marktorientierte HYDRIX zeigte im gleichen Zeitraum mit durchschnittlich rund 238 €/MWh ein deutlich stabileres, aber höheres Preisniveau als die beiden kostenbasierten Hydex-Indizes. Im Jahr 2024 lag der durchschnittliche Preis des Hydex „Green“ bei 138 Euro/MWh, während der Hydex „12 Green“ bei 112 Euro/MWh lag.

Entwicklung der gesamtwirtschaftlichen Ausgaben für Energie in Baden-Württemberg

In den Jahren vor der Energiepreiskrise lagen die aggregierten Letztverbraucherausgaben für Energie in Baden-Württemberg in der Größenordnung von 30 bis gut 40 Milliarden Euro pro Jahr. Seit 2022 lagen die jährlichen Ausgaben dagegen im Bereich von 53 bis 55 Milliarden Euro. Im Trend sind die Gesamtausgaben auf hohem Niveau leicht gesunken und lagen im Jahr 2024 in Summe bei 52,5 Milliarden Euro. Mit 40 Prozent entfällt der Großteil der Ausgaben auf Wärme und Effizienz (Kosten von Maßnahmen zur energetischen Gebäudesanierung und Mehrkosten von Heizungssystemen auf Basis erneuerbarer Energien), gut 30 Prozent sind Ausgaben für Strom und knapp 30 Prozent entfällt auf den Kraftstoffverbrauch im Verkehrssektor.

Die Letztverbraucherausgaben für Strom erreichten im Jahr 2023 ihren bislang höchsten Wert. Insbesondere bei den Haushaltskunden und den dort längeren Beschaffungsvorläufen und Vertragslaufzeiten zeigen sich auch 2024 weiterhin die hohen Strompreise der Krisenzeiten. Insgesamt sind die Gesamtausgaben für Strom trotz gestiegenem Stromabsatz (einschließlich Eigenversorgung plus knapp drei Prozent) 2024 um ein knappes Prozent auf 16,2 Milliarden Euro gesunken.

Die Gesamtausgaben für Wärmedienstleistungen bewegen sich seit 2022 auf einem deutlich höheren Niveau, als vor der Energiekrise. Zusammen mit den Investitionen in Effizienzmaßnahmen lagen die Gesamtausgaben im Jahr 2024 bei gut 21 Milliarden Euro (-0,6 Milliarden Euro gegenüber dem Vorjahr). Davon entfallen 10 Milliarden Euro auf Ausgaben für Energieträger – alleine 5 Milliarden Euro für Erdgas.

Der Kraftstoffverbrauch im Jahr 2024 ist um gut 1,5 Prozent gegenüber dem Vorjahr gesunken. Parallel dazu gingen die Kraftstoffpreise weiter zurück. In Summe belaufen sich die Letztverbraucherausgaben für Kraftstoffe einschließlich Mehrausgaben für Elektrofahrzeuge im Jahr 2024 auf 14,9 Milliarden Euro (Vorjahr: 15,7 Milliarden Euro).

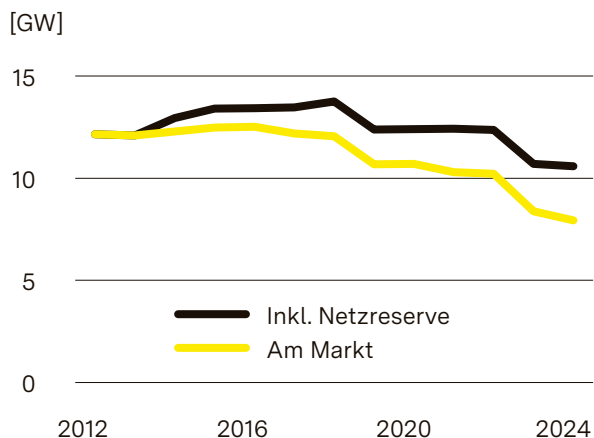
Insgesamt stehen die Gesamtausgaben von 52,5 Milliarden Euro für einen Anteil von 8,1 Prozent am Bruttoinlandsprodukt und damit einen halben Prozentpunkt niedriger als im Vorjahr. Für Strom lag der Anteil am BIP bei 2,5 Prozent und damit knapp über dem Anteil von 2,3 Prozent für Kraftstoffe. Wie in den Vorjahren auch lag der Anteil der Ausgaben für Wärme und Effizienz mit zuletzt 3,3 Prozent deutlich höher.

Nachfolgend werden relevante Entwicklungen anhand von Indikatoren kompakt zusammengefasst. Sämtliche Indikatoren beziehen sich auf Baden-Württemberg. Neben einer Beschreibung der Entwicklung der Indikatoren sind auch Zielsetzungen angeführt, wenn solche für den jeweiligen Bereich bestehen. Sofern nicht anders vermerkt beziehen sich die angeführten Zielsetzungen auf das „Energiekonzept für Baden-Württemberg“ [1] aus dem Jahr 2024.



Versorgungssicherheit

Entwicklung der gesicherten Leistung



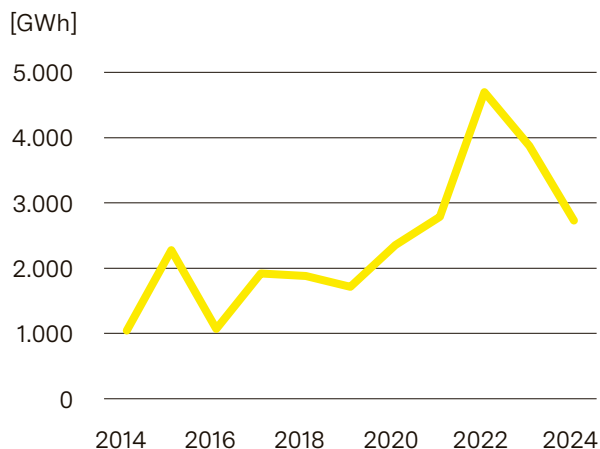
Indikator: Entwicklung der gesicherten Leistung am Markt und inklusive Netzreserve

Status quo (2024): 7,9 beziehungsweise 10,6 GW (inklusive Netzreserve)

Entwicklungstendenz: 2023 war mit der Abschaltung des letzten in Baden-Württemberg aktiven Kernkraftwerks ein deutlicher Rückgang der gesicherten Leistung zu verzeichnen. Damit fiel das Niveau selbst unter Berücksichtigung der Netzreserve auf den tiefsten Stand seit 2012. Der Umfang der gesicherten Leistung nahm zunächst bis 2016 zu, sank dann aber aufgrund diverser Abschaltungen von Kernkraftwerken und Kohlekraftwerken auf den jetzigen Stand. Aufgrund der Inbetriebnahme neuer Kraftwerksblöcke (Fuel Switch-Projekte) wird die am Markt verfügbare gesicherte Leistung – trotz der Verfeuerungsverbote für bezuschlagte Kohlekraftwerke – voraussichtlich wieder leicht steigen.

Hinweis: Aufgrund topologisch direkter Anbindung und der Einspeisung ins deutsche Netz werden einige, auf österreichischem Boden befindliche, Pumpspeicherkraftwerke der Regelzone der TransnetBW zugeordnet und sind in der Kraftwerksliste der BNetzA enthalten. Diese tragen zur gesicherten Leistung rund 1,5 GW bei.

Redispatchmaßnahmen



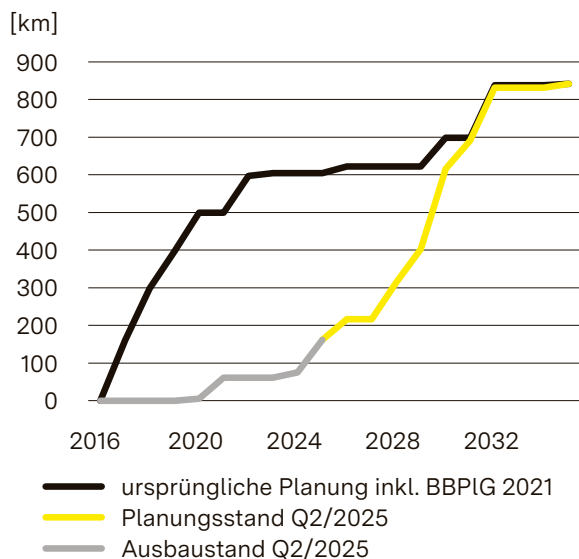
Indikator: Entwicklung der Redispatchmengen in der Regelzone der TransnetBW GmbH

Status quo (2024): 2.730 GWh (davon 2.385 GWh Wirkleistungserhöhung)

Entwicklungstendenz: Rückgang um circa 1.150 GWh gegenüber dem Vorjahr. Damit setzt sich der fallende Trend aus dem Vorjahr fort. Das Redispatchvolumen befindet sich aber weiterhin auf relativ hohem Niveau. Aufgrund gesunkener Strompreise sind die Kosten für die Redispatchmaßnahmen noch stärker zurückgegangen.

Hinweis: Die Zeitreihe beinhaltet denjenigen Redispatch, den die TransnetBW als anweisender Übertragungsnetzbetreiber als Maßnahme ausgeführt hat.

Ausbau der Übertragungsnetze



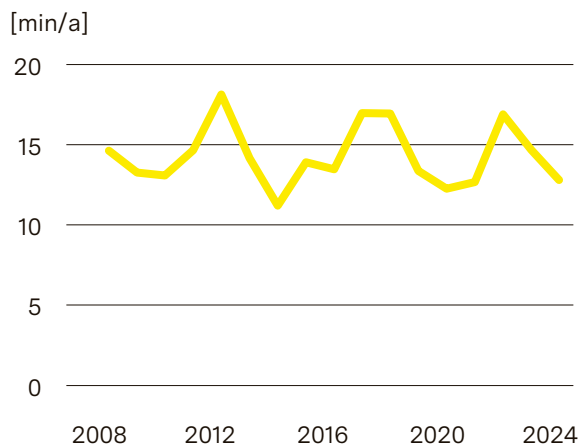
Indikator: Ursprüngliche Planung (inklusive Novelle des Bundesbedarfsplangesetzes (BBPlG) 2021) und derzeitiger Planungs- und Ausbaustand der Ausbauvorhaben im baden-württembergischen Übertragungsnetz gemäß (BBPlG).

Status quo (Q2/2025): Rückstand von 444 km

Entwicklungstendenz: Der Ausbaurückstand ggü. der ursprünglichen Planung hat sich im Vergleich zum Q2 2024 deutlich verringert.

Hinweis: Für die Versorgungssicherheit in Baden-Württemberg ist insbesondere auch der Ausbau des Übertragungsnetzes über die Landesgrenzen hinaus von hoher Bedeutung.

SAIDI Strom



Indikator: System Average Interruption Duration Index (SAIDI) – durchschnittliche Unterbrechungsdauer der Stromversorgung je Letztverbraucheranschluss im Kalenderjahr in Baden-Württemberg

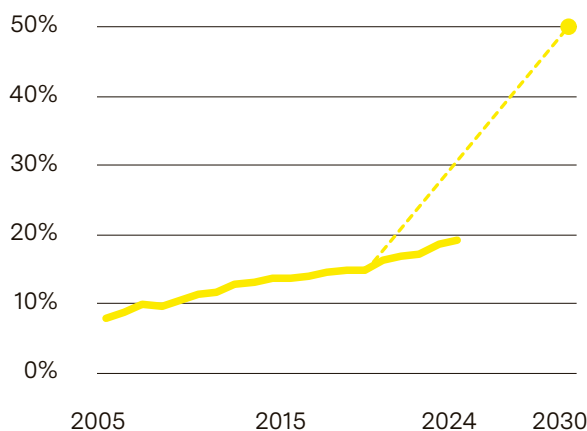
Status quo (2024): 12,8 min/a

Entwicklungstendenz: Die durchschnittliche Unterbrechungsdauer der Stromversorgung bewegt sich zwischen 11 und 18 min/a. Im internationalen Vergleich ist dies ein niedriges Niveau und spricht für eine zuverlässige Versorgung,

Hinweis: Berücksichtigt werden nur ungeplante Unterbrechungen. Da die Daten auf Netzgebietsebene erhoben werden und diese nicht an Ländergrenzen gebunden sind, stimmt der SAIDI-Wert je Bundesland nicht exakt mit dem jeweiligen Bundesland überein. Zur Bewertung der Versorgungssicherheit ist der SAIDI als einzelnes Kriterium nicht geeignet.

Erneuerbare Energien

Anteil der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch



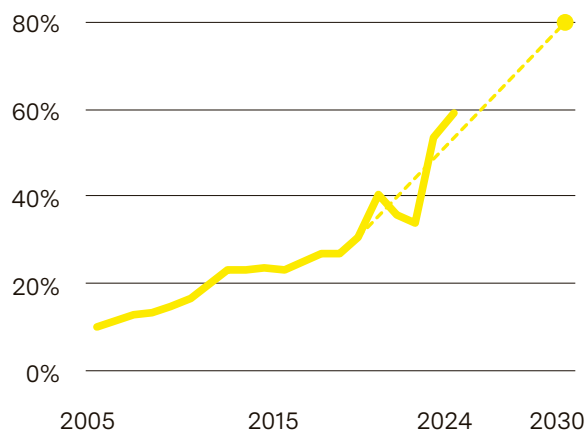
Indikator: Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch

Status quo (2024): 19 Prozent (vorläufige Angabe)

Ziel (2030): 50 Prozent

Entwicklungstendenz: Der Anteil der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch hat sich seit 2005 mehr als verdoppelt. Bei der Betrachtung des gesamten Endenergieverbrauchs zeigen sich die noch relativ niedrigen EE-Anteile im Wärme- und Verkehrssektor.

Anteil der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung



Indikator: Anteil erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung

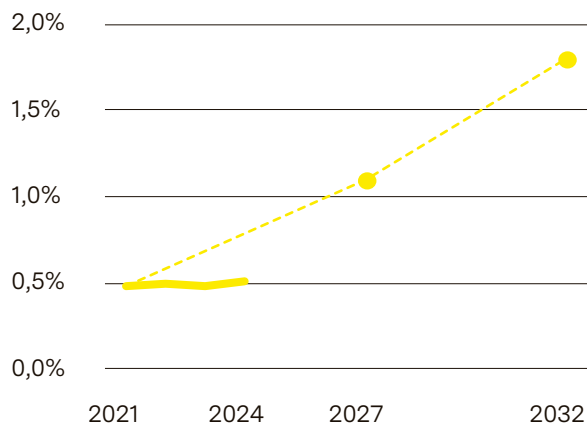
Status quo (2024): 59 Prozent (vorläufige Angabe)

Ziel (2030): 80 Prozent

Entwicklungstendenz: Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung ist in den vergangenen Jahren stark gewachsen. Die insgesamt stark rückläufige Bruttostromerzeugung aller Energieträger führt zu einem hohen EE-Anteil 2024. Der absolute Beitrag der erneuerbaren Energien hat sich innerhalb von 15 Jahren auf mehr als 20 TWh verdoppelt.

Hinweis: In der amtlichen Statistik ist selbst verbrauchter PV-Strom weitgehend unberücksichtigt. Dabei handelt es sich um aktuell mehr als 1,5 TWh (Jahr 2024). Im vorliegenden Indikator sind diese Mengen sowohl bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, als auch in der Bruttostromerzeugung insgesamt berücksichtigt. Die Werte sind deshalb nicht mit der amtlichen Statistik vergleichbar.

Anteil der ausgewiesenen Flächen für Windenergieanlagen



Indikator: Rechtswirksam ausgewiesene Fläche für Windenergieanlagen in Hektar in Relation zur Landesfläche

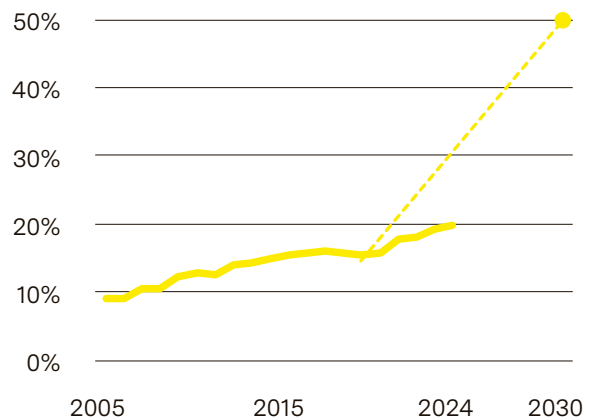
Status quo (2024): 0,51 Prozent

Ziele: 1,1 Prozent (2027) beziehungsweise 1,8 Prozent (2032) gemäß WindBG

Entwicklungstendenz: Ausgehend von 17.323 Hektar (2021) ist die ausgewiesene Fläche für Windenergieanlagen auf 18.111 Hektar im Jahr 2024 gestiegen. Dies entspricht einem Anteil von 0,51 Prozent an der gesamten Landesfläche.

Hinweis: Die Zielsetzungen entstammen dem Windflächenbedarfsgesetz (WindBG). Dort sind für die Bundesländer individuelle verbindliche Flächenziele festgelegt.

Anteil der erneuerbaren Energien an der Wärmebereitstellung



Indikator: Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch zur Wärmebereitstellung

Status quo (2024): 20 Prozent (vorläufige Angabe)

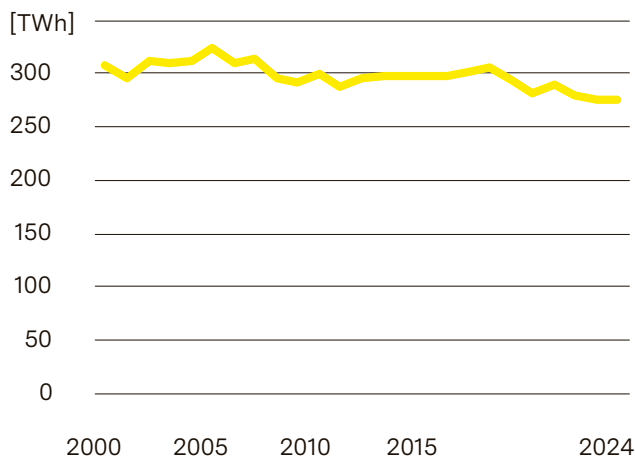
Ziel (2030): 50 Prozent

Entwicklungstendenz: Der EE-Anteil an der Wärmebereitstellung hat sich in den vergangenen 15 Jahren annähernd verdoppelt.

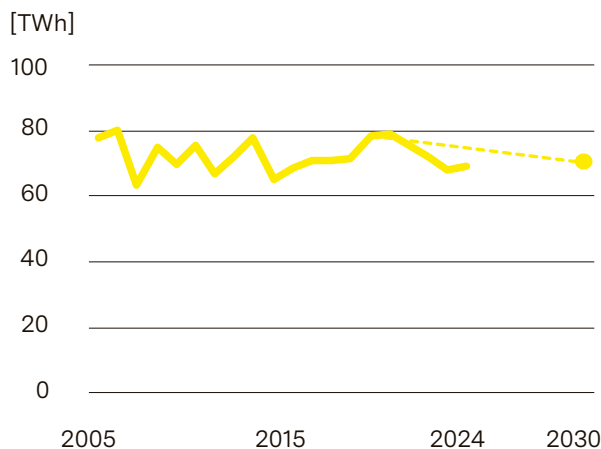
Hinweis: Bezugsgröße (Endenergieverbrauch zur Wärmebereitstellung) ohne Strom. Neuberechnung der Zeitreihe (Nutzung des biogenen Anteils des Abfalls).

Energieverbrauch und Energieeffizienz

Entwicklung des Endenergieverbrauchs



Entwicklung des Gebäudewärmebedarfs



Indikator: Entwicklung des temperaturbereinigten Endenergieverbrauchs

Status quo (2024): 276 TWh (vorläufige Angabe)

Entwicklungstendenz: Bis zum Jahr 2009 ist der temperaturbereinigte Endenergieverbrauch gesunken. Ab 2010 tendenziell wieder steigender Verbrauch, seit 2020 geringeres Niveau (2020 Rückgang aufgrund von Corona-Maßnahmen. 2021 geringer Heizölverbrauch durch Vorzieheffekte, 2023/2024 unter anderem konjunkturbedingter Rückgang).

Indikator: Endenergieverbrauch privater Haushalte zur Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung

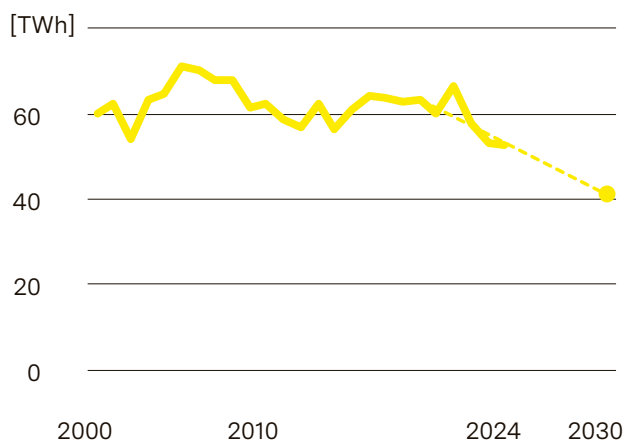
Status quo (2024): 69,0 TWh (vorläufige Angabe)

Ziel (2030): Reduktion des Gebäudewärmebedarfs um 10 Prozent gegenüber 2019

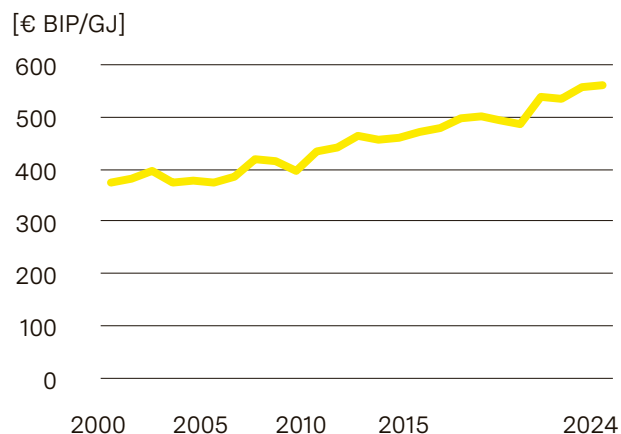
Entwicklungstendenz: Steigende Bevölkerungszahlen und zunehmende Wohnflächen stehen Effizienzsteigerungen gegenüber (vergleiche Kapitel 5.2). Je nach Witterung schwankte der jährliche Energieverbrauch zuletzt zwischen 70 und knapp 80 TWh.

Hinweis: Der Energieverbrauch im Gebäudesektor wird statistisch nicht erfasst. Als Hilfsindikator werden deshalb die oben angeführten Daten genutzt. Diese enthalten nur Brennstoffe, aber keinen Stromverbrauch (Wärmepumpen, Direktheizungen). Durch den fortschreitenden Ausbau von Wärmepumpen besteht eine zunehmende Untererfassung des tatsächlichen Energieverbrauchs.

Entwicklung des Endenergieverbrauchs von Erdgas



Entwicklung der Endenergieproduktivität



Indikator: Endenergieverbrauch von Erdgas

Status quo (2024): 53 TWh (vorläufige Angabe)

Ziel (2030): Reduktion des Endenergieverbrauchs von Erdgas um 35 Prozent gegenüber 2019

Entwicklungstendenz: Der Endenergieverbrauch von Erdgas bewegte sich mit Schwankungen in den vergangenen zehn Jahren im Bereich von gut 60 TWh pro Jahr. Im Zuge der ab Mitte 2022 gestiegenen Gaspreise ist der Verbrauch zuletzt zurückgegangen.

Hinweis: Der Endenergieverbrauch enthält nicht die im Umwandlungssektor (Strom- und Fernwärmeerzeugung) genutzten Gasmengen. Der gesamte Gasverbrauch einschließlich Umwandlungssektor ist in Kapitel 5.1 dargestellt.

Indikator: Entwicklung des Quotienten aus dem preisbereinigten und verketteten Bruttoinlandsprodukt (BIP) und dem temperaturbereinigten Endenergieverbrauch.

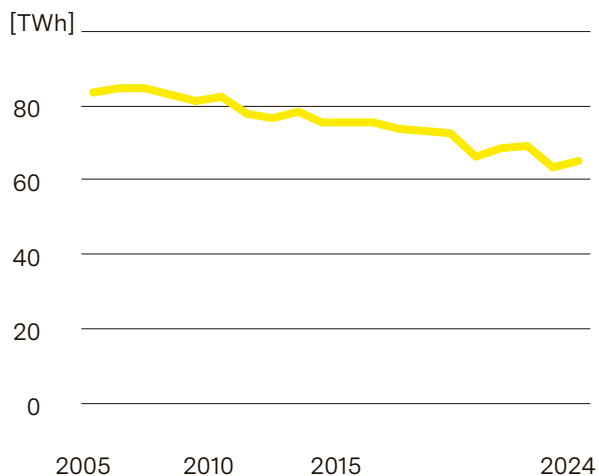
Status quo (2024): 559 Euro/GJ (vorläufige Angabe)

Entwicklungstendenz: Der Trend ist langfristig positiv, flachte jedoch ab 2018 ab. Nach dem starken Rückgang des BIP 2020 war ab 2021 wieder ein Anstieg der Endenergieproduktivität zu verzeichnen.

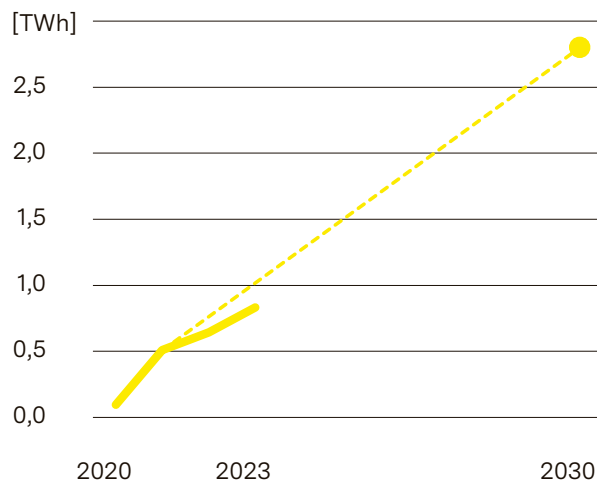
Hinweis: Im Zuge der Änderung der Preisbasis des BIP von 2015 auf 2020 liegt der Indikator insgesamt um das entsprechende Niveau höher.

Energieverbrauch und Energieeffizienz

Entwicklung des Bruttostromverbrauchs



Abwärmenutzung



Indikator: Entwicklung des Bruttostromverbrauchs

Status quo (2024): 65,4 TWh (vorläufige Angabe)

Entwicklungstendenz: Der Bruttostromverbrauch zeigt im Zeitverlauf einen sinkenden Trend. Seit 2020 ist der Stromverbrauch weiter deutlich gesunken, unterbrochen von leichten Anstiegen bis 2022 beziehungsweise im Jahr 2024.

Hinweis: In der amtlichen Statistik ist selbst verbrauchter PV-Strom weitgehend unberücksichtigt. Da diese Mengen in den vergangenen Jahren deutlich gestiegen sind (aktuell über 1,5 TWh) sind sie in den vorliegenden Zahlen zum Bruttostromverbrauch enthalten. Der Kernenergieausstieg und der Rückgang der Kohleverstromung führen zu einem rückläufigen Kraftwerkseigenverbrauch und damit des Bruttostromverbrauchs.

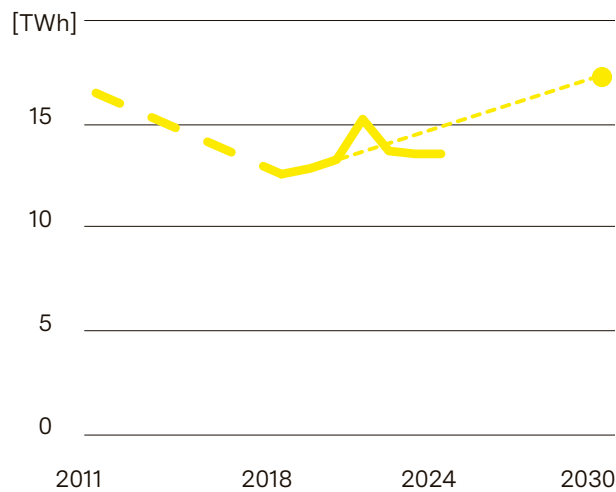
Indikator: Kumulierte Endenergieeinsparung durch Abwärmenutzung und -vermeidung

Status quo (2023): 0,83 TWh

Ziel (2030): 2,8 TWh

Entwicklungstendenz: In den ersten Jahren seit 2020 wurden die Ziel-Zubauraten weitgehend erreicht.

Fernwärmeerzeugung



Indikator: Energieträgereinsatz zur Fernwärmeerzeugung

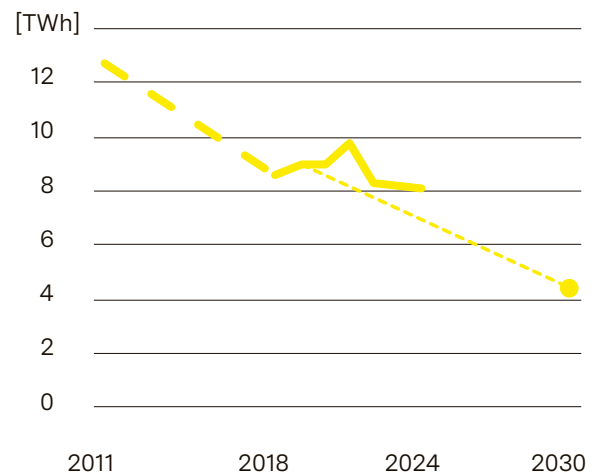
Status quo (2024): 13,6 TWh (vorläufige Angabe)

Ziel (2030): Erhöhung der Fernwärmeerzeugung um 35 Prozent gegenüber 2019

Entwicklungstendenz: Im Trend steigt der Energieträgereinsatz zur Fernwärmeerzeugung seit 2018 an. Zuletzt flachte der Aufwuchs jedoch ab.

Hinweis: Verlauf zwischen 2011 und 2018 mangels Daten interpoliert.

Dekarbonisierung der Fernwärme



Indikator: Energieträgereinsatz von Kohle und Gas zur Fernwärmeerzeugung

Status quo (2024): 8,1 TWh (vorläufige Angabe)

Ziel (2030): Reduktion des fossilen Anteils an der Fernwärmeerzeugung um 50 Prozent gegenüber 2019

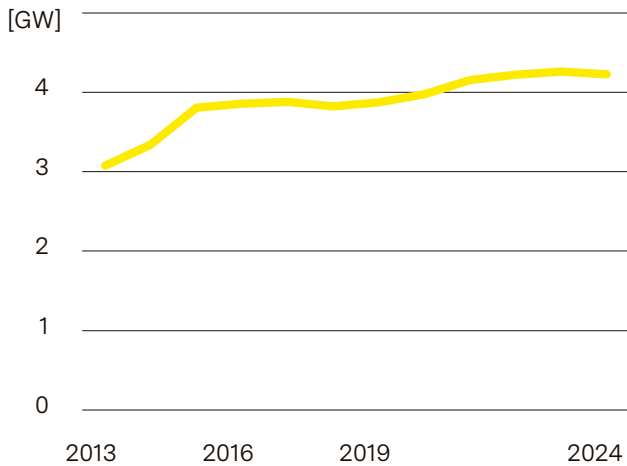
Entwicklungstendenz: Der rückläufige Einsatz von Kohle zur Stromerzeugung zeigt sich auch in der Fernwärme. Nach einem deutlichen Rückgang bei der Nutzung von Gas im Jahr 2022 wurde ab 2023 im Zuge sinkender Preise wieder mehr Gas eingesetzt.

Hinweis: Ziel und Indikator beziehen sich auf den Einsatz von Steinkohle und Erdgas in der Fernwärmeerzeugung.

Hinweis: Verlauf zwischen 2011 und 2018 mangels Daten interpoliert.

Energieverbrauch und Energieeffizienz

Entwicklung der KWK-Leistung



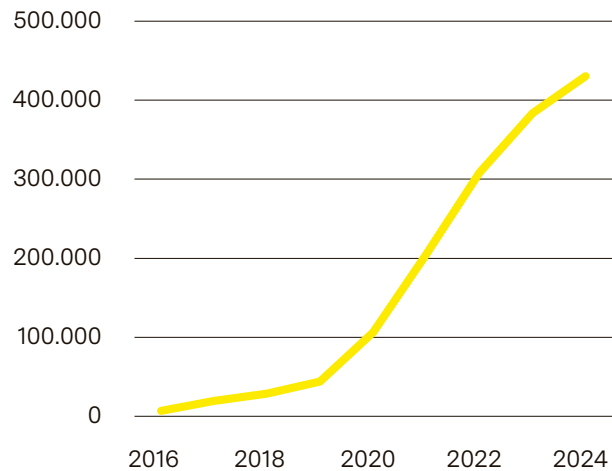
Indikator: Entwicklung der elektrischen KWK-Leistung

Status quo (2024): 4,2 GW

Entwicklungstendenz: Die KWK-Leistung in Baden-Württemberg hat sich von 2013 bis 2023 sukzessive auf 4,3 GW erhöht. Der Großteil des Anstiegs geht auf die Inbetriebnahme von Block 9 des Großkraftwerks Mannheim zurück. Im Jahr 2024 ist die Leistung kohlebefeuerter Anlagen etwas gesunken, weshalb sich die Gesamtleistung auf 4,2 GW verringert hat. Der Anlagenbestand von Erdgas- und Biomasse-KWK-Anlagen ist in den vergangenen Jahren hingegen kontinuierlich gewachsen.

Hinweis: KWK-Anlagen erbringen gesicherte Leistung und sind eine effiziente Art der Energienutzung. Perspektivisch werden KWK-Anlagen eine geringere Auslastung aufweisen, womit der Leistungsbereitstellung eine höhere Bedeutung zukommt.

Entwicklung des Elektro-Pkw Bestands



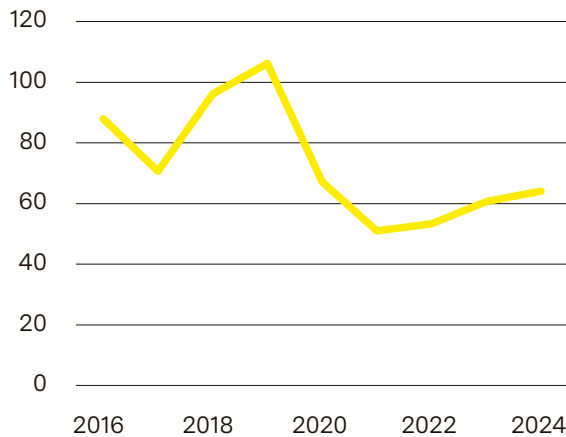
Indikator: Zum jeweiligen Jahresende zugelassene Anzahl von batterieelektrischen Pkw und Plug-in-Hybrid-Pkw

Status quo (2024): rund 430.400 Fahrzeuge (davon 162.300 Plug-in-Hybride)

Entwicklungstendenz: Der Bestand an Elektro-Pkws steigt seit der Markteinführung kontinuierlich an. Bis 2019 verlief die Entwicklung noch verhalten, ab 2020 ist ein deutlicher jährlicher Zuwachs zu verzeichnen, der jedoch 2024 weniger stark ausgeprägt ist. Zum Jahresende 2024 liegt der Bestand bei 430.442 Pkws, davon 40 Prozent Plug-in-Hybride.

Preiswürdigkeit

Öffentliche Ladepunkte pro E-Kfz

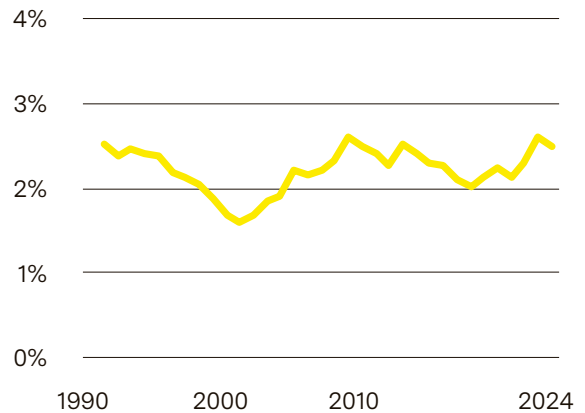


Indikator: Anzahl aller öffentlichen Ladepunkte pro Tausend E-Kfz

Status quo (2024): 64 Ladepunkte pro Tausend E-Kfz

Entwicklungstendenz: Zwischen 2017 und 2019 stieg der Ausbau der Ladeinfrastruktur schneller als die Zahl der neu zugelassenen E-Fahrzeuge, da die Ladesäulenbetreiber in Vorleistung gingen. Durch die verbesserte Infrastruktur drehte sich das Verhältnis Ende 2019. Aufgrund des stagnierenden Automarktes weist der Indikator seit 2022 erneut eine Zunahme auf.

Letztverbraucherausgaben für Elektrizität

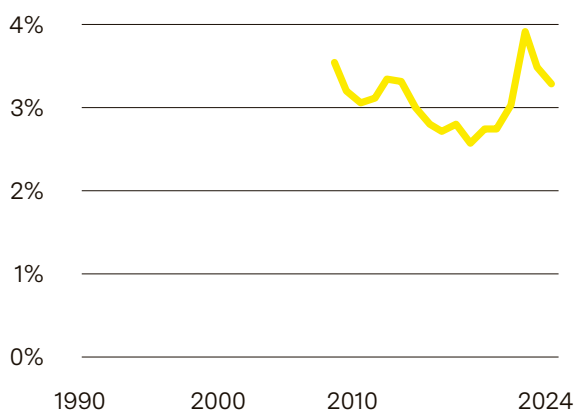


Indikator: Anteil der Letztverbraucherausgaben für Strom am Bruttoinlandsprodukt

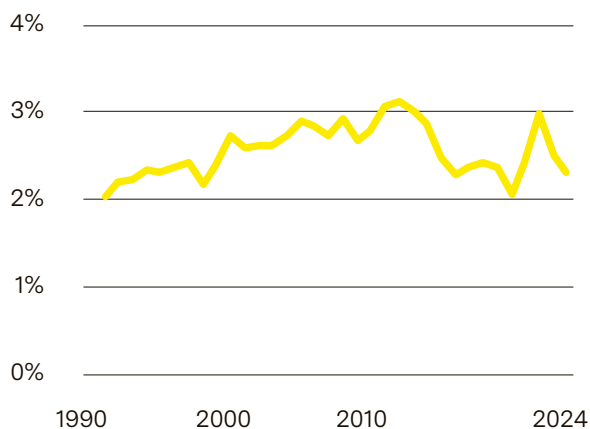
Status quo (2024): 2,5 Prozent (vorläufige Angabe)

Entwicklungstendenz: Nach einem deutlichen Rückgang im Zuge der Liberalisierung des Strommarkts war nach 2000 ein deutlicher Anstieg zu verzeichnen. Ab 2010 zeigt sich im Trend ein Rückgang des Anteils der Letztverbraucherausgaben in Relation zum Bruttoinlandsprodukt (BIP). Ab 2019 stieg der Anteil wieder an, zum Teil aufgrund eines Rückgangs des BIP sowie steigender Strompreise insbesondere in den Jahren 2022 und 2023. Parallel dazu liegt der Stromverbrauch seit 2020 auf vergleichsweise niedrigem Niveau.

Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen



Letztverbraucherausgaben für Kraftstoffe



Indikator: Anteil der Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen am Bruttoinlandsprodukt

Status quo (2024): 3,3 Prozent (vorläufige Angabe)

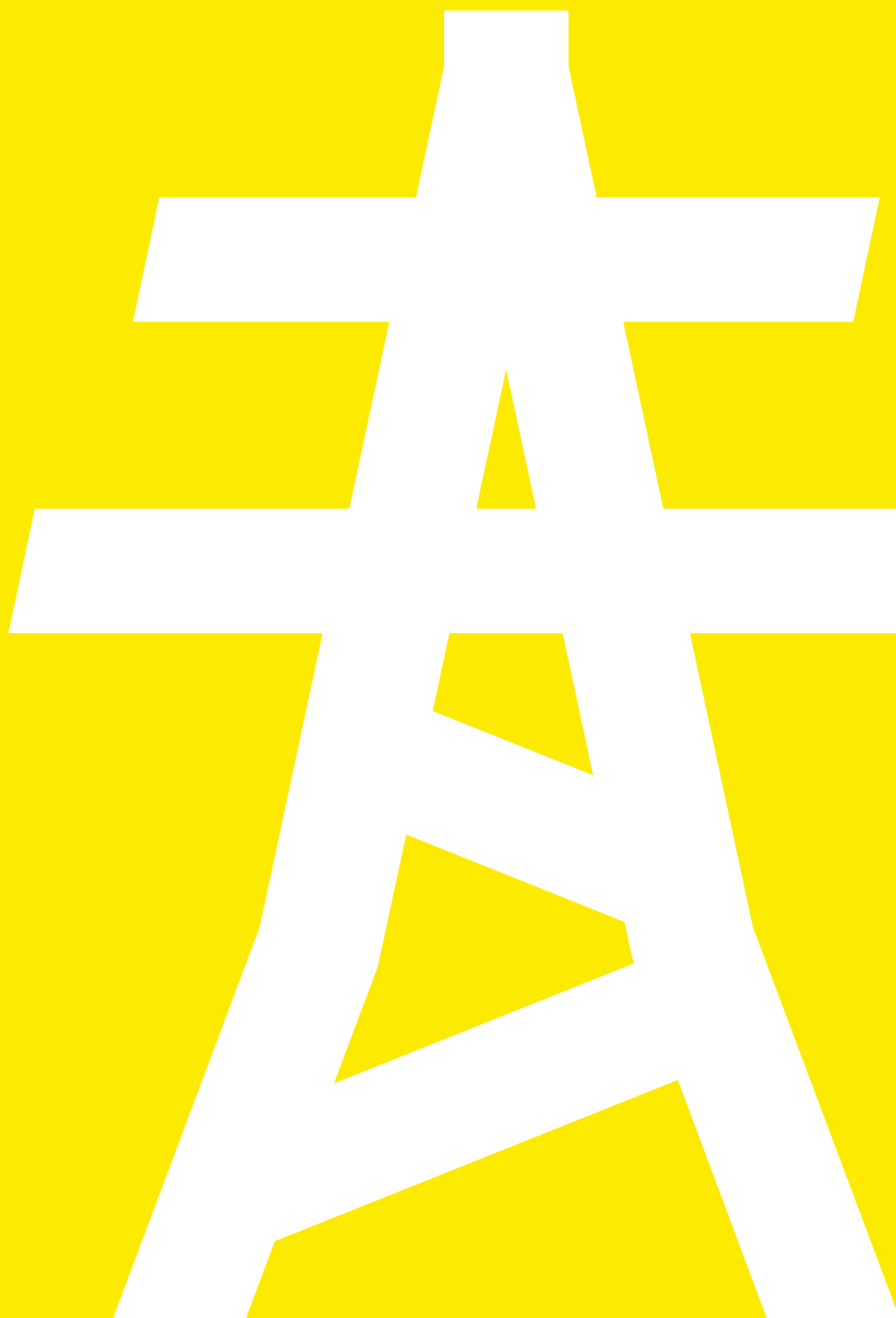
Entwicklungstendenz: Der Anteil der Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen am BIP war nach 2013 tendenziell rückläufig. Der starke Anstieg im Jahr 2022 geht auf die im Zuge der Energiekrise massiv gestiegenen Erdgas- und Heizölpreise zurück. In den Folgejahren ist der Anteil wieder deutlich gesunken, lag mit 3,3 Prozent aber weiterhin auf relativ hohem Niveau.

Hinweis: Daten zu Berechnung der Kosten für Sanierungsmaßnahmen liegen erst ab 2008 vor. Die Kosten für Strom zu Heizzwecken sind in den Letztverbraucherausgaben für Elektrizität enthalten (siehe oben).

Indikator: Anteil der Letztverbraucherausgaben im Straßenverkehr am Bruttoinlandsprodukt

Status quo (2024): 2,3 Prozent (vorläufige Angabe)

Entwicklungstendenz: Im Trend sind die Letztverbraucherausgaben bis 2012 gestiegen. Anschließend ist der Anteil am BIP trotz steigendem Kraftstoffabsatz im Zuge sinkender Kraftstoffpreise zurückgegangen. Im Jahr 2020 sind die Ausgaben aufgrund geringerer Verbräuche im Zuge der Corona-Maßnahmen sowie gesunkener Kraftstoffpreise stark gesunken. 2021 und 2022 zeigten sich die stark gestiegen Preise, insbesondere im Jahr 2022. Im Jahr 2024 sind sowohl der Verbrauch, als auch die Preise weiter leicht zurückgegangen.





1. Hintergrund

Um die Energiewende erfolgreich zu steuern, ist ein genaues Monitoring der Fortschritte sowie der nationalen und internationalen Entwicklungen in der Energiewirtschaft, Energiepolitik und der zugehörigen Rahmenbedingungen notwendig. Ähnlich wie die Bundesregierung, die 2011 den Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ gestartet hat, um eine sichere, wirtschaftlich und ökologisch nachhaltige Energieversorgung regelmäßig zu überprüfen, hat auch das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg ein eigenes Energiewende-Monitoring für das Bundesland eingerichtet.

Die EU hat im Rahmen des Green Deals und „Fit for 55“ mehrere energie- und klimapolitische Maßnahmen beschlossen, darunter die vollständige Umsetzung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED III) mit einem Ziel von 42,5 Prozent erneuerbarer Energien bis 2030 und beschleunigten Genehmigungsverfahren. Die Energieeffizienz-Richtlinie (EED) wurde mit höheren Sparquoten und dem Prinzip „Energy Efficiency First“ verschärft, während die Gebäuderichtlinie (EPBD) Nullemissions-Standards für Neubauten ab 2030

und ein Verbot fossiler Heizkessel ab 2040 vorsieht. Eine neue Methan-Regulierung zielt auf 30 Prozent Emissionsreduktion im Energiesektor bis 2030, und die Strommarktreform fördert Flexibilisierung und Netzintegration. Im Juli 2025 wurde ein 90 Prozent-Klimaziel für 2040 legislativ eingebracht und wird von Parlament und Rat verhandelt.

Die Bundesregierung hat den Ausbau erneuerbarer Energien durch erleichterte Genehmigungsverfahren und den Ausbau von Beschleunigungsgebieten gemäß der EU-Richtlinie RED III gefördert, mit dem Ziel, den Anteil erneuerbarer Energien bis 2030 auf 80 Prozent zu steigern. Zudem wurde die Umsetzung der EU-Energieeffizienz-Richtlinie (EED) vorangetrieben mit strengeren Vorgaben für Energieeinsparungen. Die Gebäuderichtlinie (EPBD) wird national umgesetzt. Der Koalitionsvertrag 2025 betont den Ausbau erneuerbarer Energien, Netze und Speicher sowie Anreize für Gaskraftwerke. Konkrete Beschlüsse wurden zum Stand Herbst 2025 jedoch noch nicht gefasst.

Auf Landesebene wurden mit der Novelle des Klimaschutzgesetzes Anfang 2023 zu einem Klimaschutz- und Klimawandelanpassungsgesetz (KlimaG BW) Sektorziele für das Jahr 2030 festgelegt. Mit dem Änderungsgesetz vom Juli 2025 wurde das Landesgesetz an Bundesvorgaben aus dem Wärmeplanungsgesetz (zeitlich abgestufte verpflichtende Wärmeplanung für alle Kommunen) und dem Klimaanpassungsgesetz (Einführung verpflichtender kommunaler Anpassungskonzepte) angepasst.

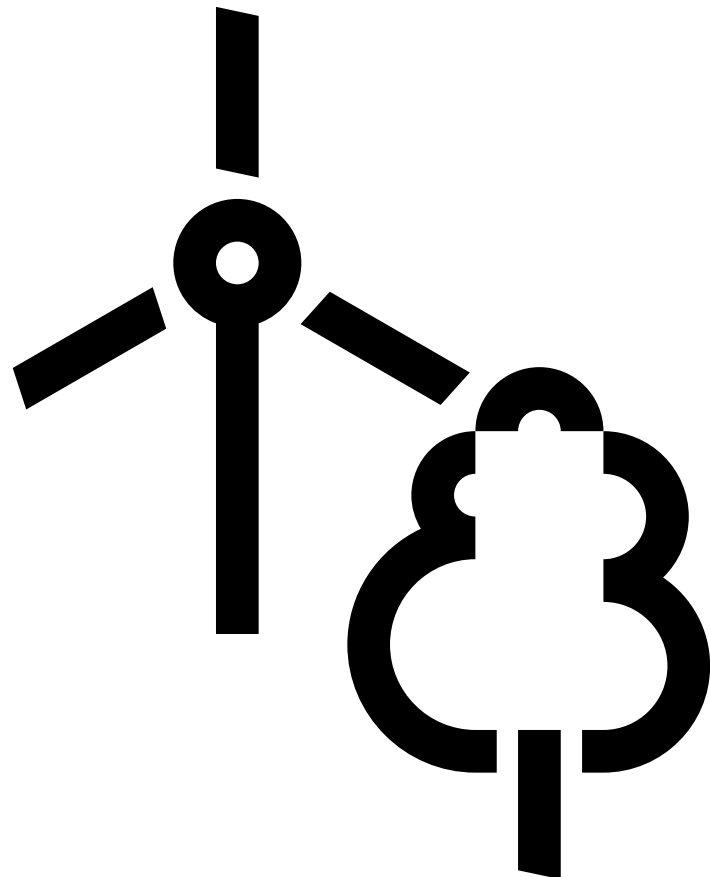
Maßnahmen der verschiedenen am Klimaschutz beteiligten Ministerien werden im Klima-Maßnahmen-Register gebündelt. Dieses ist ebenfalls seit Anfang 2023 öffentlich einsehbar (klimaschutz-land.baden-wuerttemberg.de/kmr) und jederzeit durch die sektorverantwortlichen Ministerien erweiterbar.

Das KlimaG BW enthält auch Aussagen zum Monitoring von Klimaschutz und Klimawandelanpassung. Im Bereich Klimaschutz sind insbesondere jährliche Berichte der Ministerien zu den durch sie verantworteten Sektoren vorgesehen. Ergänzt werden diese um einen Emissionsbericht des Statistischen Landesamts zum Status quo der Emissionsentwicklung im Land. Der Klima-Sachverständigenrat nimmt jährlich Stellung zu diesen Berichten und gibt eine Einschätzung zum Stand der Zielerreichung beim Klimaschutz verbunden mit Vorschlägen für zusätzliche Emissionsminderungsmaßnahmen ab. Im Unterschied zu dem in § 16 KlimaG BW verankerten Monitoring-Auftrag beinhaltet der vorliegende Bericht keine Betrachtung der Treibhausgasemissionen. Er konzentriert sich vielmehr auf die detaillierte Analyse der Entwicklung im Energiebereich und auf weitere, für den Fortschritt der Energiewende besonders relevante Aspekte. Dabei werden auch die Zielsetzungen des neuen Energiekonzepts Baden-Württemberg einbezogen (vergleiche die Indikatorik am Ende der Zusammenfassung). Das Energiekonzept bildet das konzeptionelle Fundament der Energiepolitik des Landes und enthält zentrale Strategien und Ziele.

Als leistungsfähiger Wirtschafts- und Industriestandort ist Baden-Württemberg in besonderem Maße auf eine sichere und stabile Energieversorgung angewiesen. Deshalb werden wie auch in den Vorjahren die Entwicklungen im Kraftwerkspark

und die Ergebnisse aktueller Studien zur Versorgungssicherheit dargestellt und die Lage auf dem Strommarkt analysiert. Der für eine sichere Versorgung unerlässliche Netzausbau wird dokumentiert. Ergänzend zu den Stromnetzen werden auch die Infrastrukturen für Erdgas, Wärme und Wasserstoff beleuchtet. Im Kontext der Sektorenkopplung werden im Bericht die wesentlichen Entwicklungen in diesem Bereich dargestellt. Als weiteren wichtigen Aspekt greift der Bericht ökonomische Themen auf. Neben der Analyse der Energiepreisentwicklungen werden auch die Kostenentwicklungen aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive betrachtet.

Im vorliegenden Statusbericht liegt der Fokus auf der Umsetzung und den Wirkungen der Energiewende in Baden-Württemberg im Jahr 2024. Zum Teil wird auch auf 2025 eingegangen, sofern bereits entsprechende Daten vorliegen.





2. Energiewende im Stromsektor

Der Stromsektor ist in mehrfacher Hinsicht ein zentrales Element der Energieversorgung. Zum einen ist eine sichere Versorgung mit Strom elementar für jegliche wirtschaftliche Tätigkeiten. Ohne eine zuverlässige Stromversorgung könnten Industrie, Gewerbe und Dienstleistungen nicht effizient funktionieren, da nahezu alle modernen Prozesse auf Elektrizität angewiesen sind. Zum anderen spielt der Stromsektor eine Schlüsselrolle bei der Umsetzung der Klimaneutralitätsziele, da diese effizient nur über ein hohes Maß an Elektrifizierung in den Verbrauchssektoren erreichbar ist.

Mit dem vorliegenden Bericht wird der aktuelle Stand im Stromsektor zum Stand September 2025 wiedergegeben. Neben dem Umbau des Kraftwerksparks von konventionellen Kraftwerken hin zur erneuerbaren Stromerzeugung und damit einhergehenden Aspekten der Versorgungssicherheit ist hierbei auch die Einbindung Baden-Württembergs in das deutsche und europäische Stromversorgungssystem mit der direkten Vernetzung

zu den Nachbarländern Frankreich, Schweiz und Österreich von Bedeutung. Die Kraft-Wärme-Koppelung, der zukünftig eine höhere Bedeutung im Hinblick auf flexible Erzeugung zum Ausgleich fluktuierender Energieträger zukommt, wird in Kapitel 6.3 adressiert.

2.1 Konventioneller Kraftwerkspark

Der Stromsektor in Baden-Württemberg ist von den Entwicklungen des deutschen und europäischen Kraftwerksparks abhängig. Die letzten Jahre, insbesondere das Jahr 2022, war stark von den Entscheidungen auf Bundesebene im Zuge der Gas-krise geprägt. Seit dem Jahr 2023 hat sich die Lage zum Teil wieder entspannt. Aufgrund des vollzogenen Kernenergieausstiegs und dem angestrebten Kohleausstieg (auf Bundesebene bis 2038) wird auch in den kommenden Jahren das Thema Versorgungssicherheit ein zentrales Thema bleiben. In den folgenden Ausführungen zum konventionellen Kraftwerkspark und zur Versorgungssicherheit

werden relevante Entwicklungen und Rahmenbedingung thematisiert und eingeordnet.

Die installierte Leistung der konventionellen Erzeugungsanlagen im baden-württembergischen Kraftwerkspark (Marktkraftwerke > 10 MW ohne Kraftwerke in der Netzreserve) geht seit dem Jahr 2017 kontinuierlich zurück. Seit Jahresbeginn 2014

wurden knapp 2,3 GW konventionelle Kraftwerksleistung (vorwiegend Kohle und Erdgas) zugebaut. Demgegenüber steht eine stillgelegte Leistung von gut 4,0 GW (Stand: August 2025), zusätzlich befinden sich etwa 2,8 GW in der Netzreserve. Eine Übersicht über die Entwicklung der Kraftwerksleistung findet sich in Abbildung 1 und Tabelle 1.

Konventionelle Netto-Kraftwerksleistung (> 10 MW) [MW], Stand zum Jahresende

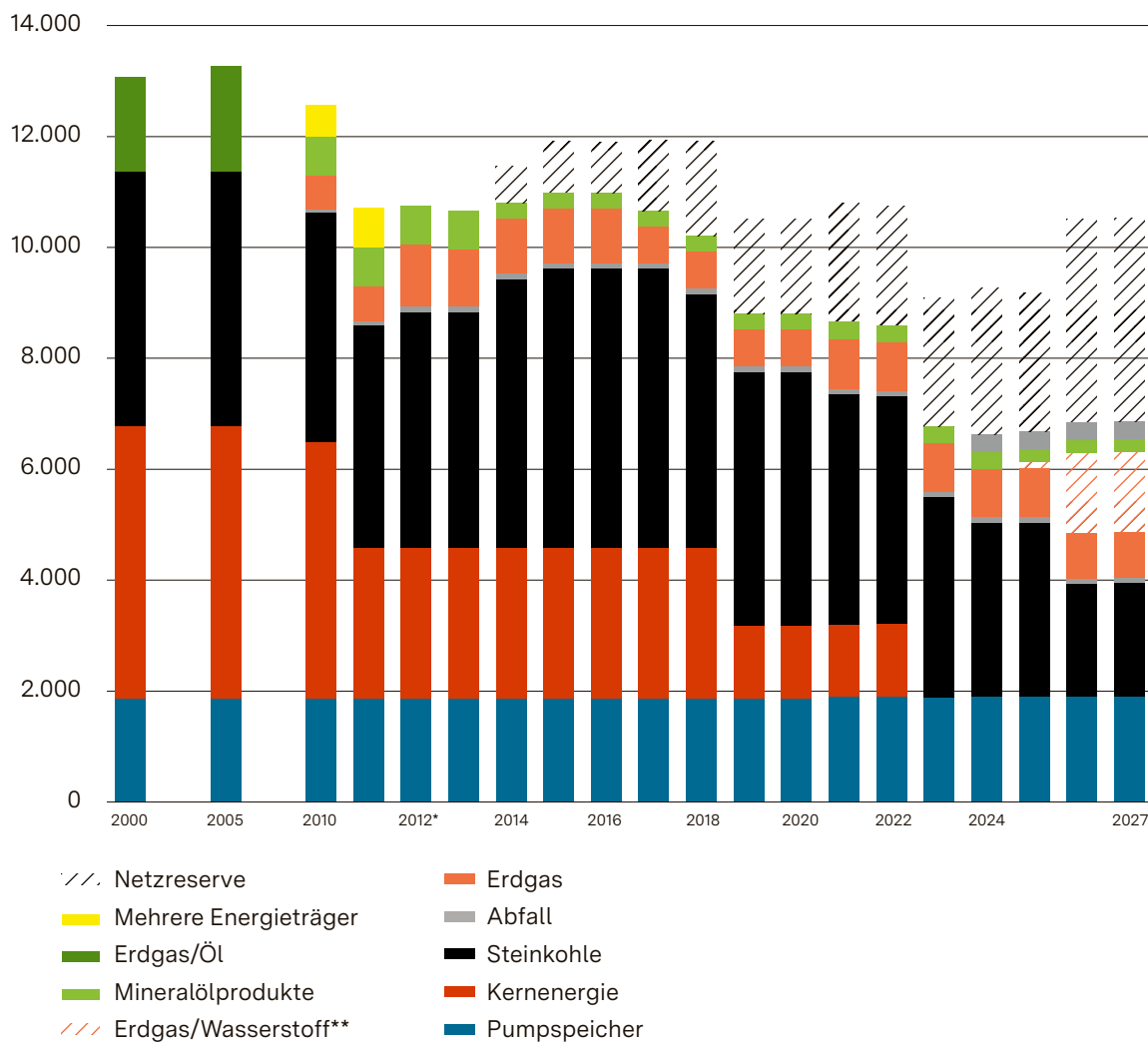


Abbildung 1: Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks (> 10 MW) in Baden-Württemberg bis 2027. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [3–6].

* Geänderte Zuteilung der Erfassung „mehrere Energieträger“ zum jeweiligen Hauptenergieträger.

** Hierbei handelt es sich um die in Bau befindlichen beziehungsweise in Betrieb genommenen Fuel Switch-Projekte der EnBW AG. Diese sind noch nicht Bestandteil der BNetzA-Kraftwerksliste.

Tabelle 1: Inbetriebnahme, Stilllegung und Zuweisung zur Netzreserve von Kraftwerken in Baden-Württemberg in den Jahren 2021 bis 2027

Jahr	Inbetriebnahme	Stilllegung	Zu Netzreserve
2021		- 15 MW Erdgas	425 MW Steinkohle
2022	+ 20,8 MW Erdgas + 52 MW Erdgas	- 41 MW Erdgas - 27 MW Steinkohle - 23 MW Mineralöl	13 MW Steinkohle
2023		- 1.310 MW Kernenergie - 341 MW Mineralöl	517 MW Steinkohle
2024	+ 300 MW Mineralöl/Erdgas (bnBm) ¹	- 13 MW Steinkohle - 96 MW Steinkohle - 18,5 MW Steinkohle	435 MW Steinkohle
2025	+ 112 MW Erdgas/Wasserstoff (2025) ²	- 435 MW Steinkohle - 517 MW Steinkohle - 47 MW Mineralöl (2026) - 148 MW Steinkohle	435 MW Steinkohle
2026	+ 1.340 MW Erdgas/Wasserstoff (2026) ²		778 MW Steinkohle 323 MW Steinkohle 65 MW Erdgas
2027	+ 10 MW Pumpspeicher		

- 1) Die Inbetriebnahme des steinkohlebasierten Block 9 des Grosskraftwerk Mannheim am selben Standort machte die Stilllegung nach Maßgabe der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung erforderlich.
2) Vorhaltung eines „besonderen netztechnischen Betriebsmittels“ (bnBm) nach § 11 Abs. 3 EnWG.

Abbildung 1 und Tabelle 1 enthalten die bereits bekannten Fuel Switch-Projekte der EnBW, die zum Kohleausstieg der EnBW bis 2028 einen erheblichen Beitrag leisten sollen, die aber noch nicht in der Kraftwerksliste der BNetzA gelistet sind (in Abbildung 1 orange schraffiert). Die Kraftwerke sind wasserstoffready ausgelegt, um in Zukunft einen reibungslosen Übergang von Erdgas zu Wasserstoff zu ermöglichen. Am Standort Altbach/Deizisau befindet sich ein erdgasbefeuertes, wasserstofffähiges Gas- und Dampfturbinenkraftwerk in Bau. Die GuD-Anlage soll eine elektrische Leistung von 665 MW und rund 180 MW thermische Leistung ans Netz bringen und damit die bisher bestehenden Steinkohleblöcke nahezu gleichwertig ersetzen. [6] Am Standort Heilbronn errichtet die EnBW eine Anlage mit einer elektrischen Leistung von 675 MW und einer thermischen Leistung von 190 MW. [7] Ein weiteres Fuel Switch-Projekt der EnBW am Standort Stuttgart-Münster wurde im April 2025 mit einer Leistung von 112 MW in Betrieb genommen. [8]

Im Laufe der letzten Jahre konnten in Baden-Württemberg zwei weitere Kraftwerkszubauten verzeichnet werden. Zum einen ist in Pforzheim im Jahr 2022 ein Gasmotorenkraftwerk (52 MW) ans Netz gegangen. [9] Die Anlage hat die bestehenden kohle- und erdgasbefeuerten Anlagen (insgesamt 68,1 MW) am selben Standort ersetzt. In Ulm wurde 2022 das BHKW 1 der Fernwärme Ulm GmbH (20,8 MW) in Betrieb genommen [11]. Die Bauarbeiten zum Ausbau des Pumpspeicherkraftwerks Forbach der EnBW [13] begannen Anfang 2024. Diese umfassen unter anderem die Errichtung eines neuen Kavernenspeichers sowie eine Erhöhung der elektrischen Leistung um 10 MW. Die Inbetriebnahme ist für Herbst 2027 geplant.

Folgende Kraftwerke sind nach erfolgter Stilllegungsanzeige und Ausweisung der Systemrelevanz aktuell Bestandteil der Netzreserve: GKM 7 und 8 in Mannheim, RDK 4S und 7 in Karlsruhe, die Kraftwerksblöcke Heilbronn 5 – 7 und HKW 1 und 2 in Altbach/Deizisau. Die Kraftwerksblöcke II GT und

III DT am Standort Marbach sowie die Blöcke am Standort Walheim schieden aus der Netzreserve aus und wurden endgültig stillgelegt. [2] Ebenfalls stillgelegt wurde das kohlegefeuerte Heizkraftwerk von Constellium in Singen.

Teilweise sind die bereits angeführten Stilllegungen ein Ergebnis des beschlossenen Kohleausstieges. Das Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG) regelt die vollständige Beendigung der Kohleverstromung bis spätestens zum Jahr 2038 und schreibt den dafür vorgesehenen Zielpfad fest. Nach Überprüfung könnte eine Beendigung der Kohleverstromung auch bereits im Jahr 2035 erfolgen [14]. Der Koalitionsvertrag der schwarz-roten Bundesregierung hält grundsätzlich an den Ausstiegspfad für die Braunkohleverstromung

bis 2038 fest. Allerdings wird davon ausgegangen, dass sich der Zeitplan des Ausstiegs am Zubau steuerbarer Gaskraftwerke orientiert. [15] Die EnBW strebt einen Kohleausstieg bis 2028 an, sofern entsprechende Rahmenbedingungen vorliegen[16]. Während für die Stilllegung von Braunkohlekraftwerken je Kraftwerk ein Stilllegungspfad mit festem Termin im Gesetz verankert ist und für die Betreiber Entschädigungen festgeschrieben wurden, erfolgt die Stilllegung von Steinkohlekraftwerken bis zum Jahr 2026 über Ausschreibungen. Die im Zuge der stattgefundenen Ausschreibungen bezuschlagten Kraftwerksblöcke in Baden-Württemberg, sowie die weiteren Planungen an den jeweiligen Standorten, sind in nachfolgender Tabelle 2 dargestellt:

Tabelle 2: Zur Stilllegung vorgesehene Kraftwerke in Baden-Württemberg (Ausschreibungen zum Kohleausstieg) [5]

Kraftwerksname	el. Leistung	Betreiber	Verfeuerungsverbot ab	Standortpläne
Heizkraftwerk Magirusstraße	8,4 MW	Fernwärme Ulm GmbH	2022 ¹	Ersatz durch gasbefeuertes Blockheizkraftwerk und Dampferzeuger
RDK 7	517 MW	EnBW AG	2024	Überführung in die Netzreserve, Standort bleibt für die Energieversorgung erhalten
GKM 8	435 MW	Grosskraftwerk Mannheim AG	2024	Überführung in die Netzreserve, Standort bleibt für die Energieversorgung erhalten
Heizkraftwerk Oberkirch	18,5 MW	Koehler Oberkirch GmbH	2026	Kraftwerk wird für die Biomassenutzung umgebaut und bleibt erhalten

1 Aufgrund der Stromangebotsausweitungsverordnung reaktiviert.

Im Falle von Unterzeichnungen erfolgt seit dem Zieljahr 2024 eine ordnungsrechtliche Absicherung der Ausschreibungen. Dies war in den letzten drei Runden der Fall, woraufhin die vorgesehene gesetzliche Reduzierung angewandt wurde. Die Reduktionsmenge belief sich auf das noch offene, nicht bezuschlagte Ausschreibungsvolumen. In Baden-Württemberg wurde zum dritten Anordnungstermin am 25. August 2023 gemäß § 20 Abs. 3 KVBG die gesetzliche Reduzierung von Block 7 des Heizkraftwerks Heilbronn angeordnet. [17]

Für Stilllegungen ab 2027 findet nur noch die entschädigungslose gesetzliche Reduzierung Anwendung. In den ersten Anordnungsterminen am 2. September 2024 und 1. September 2025 war für die Zieljahre 2027 beziehungsweise 2028 keine Anordnung eines Kohleverfeuerungsverbotes erforderlich, da das gesetzliche Zielniveau bereits durch den marktlich bedingten Rückgang der Kapazitäten von Steinkohleanlagen und Braunkohle-Kleinanlagen erreicht wurde. [17, 18]

Im April 2023 wurde der bundesweite Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie endgültig vollzogen. Nachdem das Kernkraftwerk Philippsburg mit einer Gesamtleistung von 1,4 GW entsprechend den Vorgaben des 13. Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes (13. AtGÄndG) vom 31. Juli 2011 bereits zum Ende des Jahres 2019 den Betrieb beendete, ging auch das letzte in Baden-Württemberg verbliebene Kernkraftwerk Neckarwestheim II mit einer Leistung von 1,3 GW, nach einer kurzen Laufzeitverlängerung gemäß 19. AtGÄndG, im April 2023 vom Netz. [19]

Der vollzogene Kernenergieausstieg und der noch in Umsetzung befindliche Kohleausstieg erfordern Investitionen in neue Kraftwerkskapazitäten. Vor diesem Hintergrund strebt der Koalitionsvertrag der schwarz-roten Bundesregierung eine zügige Überarbeitung der Kraftwerksstrategie der Vorgängerregierung an. Danach soll ein technologieoffener und marktwirtschaftlicher Kapazitätsmechanismus Anreize für erforderliche Investitionen gewährleisten. [15]



2.2 Versorgungssicherheit

Die Versorgungssicherheit im Stromsektor lässt sich in die beiden Bereiche marktseitige Versorgungssicherheit sowie netzseitige Versorgungssicherheit unterteilen. Beide Aspekte werden in den nachfolgenden Abschnitten anhand der dazu vorliegenden Berichte und Daten betrachtet. Bei der marktseitigen Versorgungssicherheit steht die Frage im Mittelpunkt, ob die Stromnachfrage zu jeder Zeit durch die zur Verfügung stehenden Kapazitäten gedeckt werden kann beziehungsweise ob der Ausgleich von Angebot und Nachfrage gewährleistet ist. Sie wird auch als Angemessenheit der Ressourcen (Resource Adequacy) bezeichnet. Die netz- und systemseitige Versorgungssicherheit setzt voraus, dass die marktseitigen Aspekte (Angebot und Nachfrage) auch durch die entsprechende Netzinfrastruktur gesichert sind beziehungsweise ob die am Strommarkt bereitgestellten Mengen unter der Wahrung der Netzsicherheit transportiert werden können. Seit dem Jahr 2021 umfasst das Monitoring auf Bundesebene neben der marktseitigen auch die netz- und systemseitige Versorgungssicherheit. Nach § 51 Abs. 4 sowie § 63 Abs. 2 S. 1 Nr. 2 EnWG liegt dafür die Verantwortung bei der Bundesnetzagentur. Durch dieses Vorgehen beim Monitoring soll die Versorgungssicherheit in allen versorgungssicherheitsrelevanten Bereichen beleuchtet und das Gesamtsystem abgebildet werden, gerade auch in Hinblick auf die stark gewachsene Relevanz des Netzausbaus.

2.2.1 Marktseitige Versorgungssicherheit

Die in Baden-Württemberg zur Verfügung stehende gesicherte Kraftwerksleistung (vergleiche Kapitel 2.1) – und die damit bereitgestellten Strommengen (vergleiche Kapitel 2.4) – sind in den vergangenen Jahren zurückgegangen. Eine isolierte Betrachtung des baden-württembergischen Kraftwerksparks greift zur Bewertung der Versorgungssicherheit jedoch deutlich zu kurz, da er Teil eines hochvernetzten, überregionalen Systems ist. Stromflüsse und Lastverteilung erfolgen über

(Bundes-)Ländergrenzen hinweg und erlauben einen weiträumigen Ausgleich von angebots- und nachfrageseitigen Schwankungen. Nachfolgend werden deshalb die verschiedenen Dimensionen und Elemente betrachtet, die relevant für die Versorgungssicherheit im Stromsektor sind.

Eine der Grundlagen zur Analyse der marktseitigen Versorgungssicherheit sind die zur Verfügung stehenden Kraftwerkskapazitäten des konventionellen Kraftwerksparks (Kapitel 2.1) und der erneuerbaren Energien (Kapitel 2.3). Daneben ist der Bericht der Bundesnetzagentur zum „Stand und Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Elektrizität“ (Stand: September 2025) das zentrale Dokument zur Einordnung der Versorgungssicherheit für die kommenden Jahre in Deutschland und damit auch für Baden-Württemberg. Der Analysezeitraum des BNetzA-Berichts bezieht sich schwerpunktmäßig auf die Jahre 2030 bis 2035. Es werden die bestehende Versorgungslage und deren Entwicklung unter Berücksichtigung der nationalen und internationalen Marktgegebenheiten dargestellt; Risiken mit unvorhersehbarer Eintrittswahrscheinlichkeit werden nicht untersucht. Als Bezugsgröße wird der Zeitpunkt der höchsten Residuallast herangezogen. Die Residuallast ist der Leistungsanteil, welcher nicht durch dargebotsabhängig einspeisende erneuerbare Energien gedeckt wird und somit durch gesicherte Leistung gedeckt werden muss. [20] Hierzu wird der europäische Strommarkt in verschiedenen Szenarien mit Sensitivitätsbetrachtungen, unter anderem mit einer geringeren Leistung von Nachfrageflexibilitäten, modelliert und abgebildet.

Im Ergebnis zeigt sich, dass eine sichere Versorgung mit Strom im Analysezeitraum marktseitig gewährleistet werden kann, wenn bis 2035 zusätzliche steuerbare Kapazitäten errichtet werden. Je nach betrachtetem Szenario wird eine zusätzliche Leistung von 22,4 GW (Zielszenario) bis zu 35,5 GW (Szenario „Verzögerte Energiewende“) benötigt. Von zentraler Bedeutung ist dabei die Erschließung von Flexibilitäten, insbesondere auf

der Nachfrageseite, das heißt Verbrauchern, die ihren Strombedarf zeitlich an das Angebot anpassen können. Unter dieser Voraussetzung wird der festgelegte Zuverlässigkeitsstandard in Form des Loss of Load Expectations (LOLE²) von 2,77 h/a im Zielszenario deutlich unterschritten. Im Szenario „Verzögerte Energiewende“ ist im Jahr 2030 mit 4,60 h/a eine leichte Überschreitung zu beobachten; 2035 wird der Standard mit 1,77 h/a wieder eingehalten. Der LOLE ist ein europäisch vorgegebenes Maß für die volkswirtschaftliche Effizienz im Stromsystem und ist jeweils für alle Gebotszonen festgelegt, die über einen Kapazitätsmechanismus verfügen (Art. 25 der EU-Verordnung über den Elektrizitätsmarkt). In Deutschland ist der Kapazitätsmechanismus die gleichnamige Kapazitätsreserve gemäß § 13e EnWG [21]. Damit soll sichergestellt werden, dass nur diejenigen Kapazitäten vorgehalten werden, deren Nutzen langfristig gesehen die entstehenden Kosten übersteigt.

Auf europäischer Ebene ist der ENTSO-E Bericht „European Resource Adequacy Assessment 2024“ (ERAA) [22] anzuführen, der ebenfalls die marktseitige Versorgungssicherheit analysiert. Der ERAA untersucht die Versorgungssicherheit auf Basis eines zentralen Referenzszenarios unter Berücksichtigung von drei Wetterszenarien. Der ERAA bezieht länderspezifische Besonderheiten wie den geplanten Kohleausstieg auf Grundlage des gesetzlichen Kontexts, den Wasserstoffhochlauf, flexible Verbraucher, den Ausbau der erneuerbaren Energien sowie die Kraftwerksstrategie (Stand Februar 2024) mit ein. Den Rahmen für den ERAA bilden zum einen europäische Eckpunkte, wie die Fit-for-55-Regelungen, und zum anderen nationale Pläne, wie der Netzentwicklungsplan. [23] Im ERAA werden Ergebnisse (in Form von Loss of Load Expectations, kurz LOLEs) für die Zieljahre 2026, 2028, 2030 und 2035 betrachtet. Wie schon die Ergebnisse des ERAA 2023 weisen auch die Ergebnisse des ERAA 2024 in der kurz- und mittelfristigen Betrachtung auf eine Stilllegung erheblicher Teile der fossilen Kapazitäten hin. Langfristig ist demnach von einem erheblichen Investitionsbedarf in den Kraftwerkspark auszugehen. Da sich im Vergleich zum Vorjahr die Modellierungsansätze verändert haben, ist

ein Vergleich mit den LOLE-Werten des Vorjahres nicht sinnvoll möglich. Im Referenzszenario belaufen sich die LOLE-Werte auf 8,7 h/a im Jahr 2026, 18,8 h/a im Jahr 2028, 8,2 h/a im Jahr 2030 und 9,9 h/a im Jahr 2035. Ein direkter Vergleich mit dem nationalen Zuverlässigkeitsstandard von 2,77 h/a ist wenig sinnvoll, da dieser sich auf einen Fünf-Jahres-Zeitraum bezieht. [23, 24]

2.2.2 Netz- und systemseitige Versorgungssicherheit

Die Relevanz der netzseitigen Versorgungssicherheit ist in den letzten Jahren gewachsen und wurde in dem bereits genannten Bericht der BNetzA zum „Stand und Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Elektrizität“ als eigenständiger Aspekt mit aufgenommen. [25] Die netzseitige Versorgungssicherheit ist dann gewährleistet, wenn ein engpassfreier Netzbetrieb möglich ist, also die existierende Netzinfrastruktur ausreicht, um die Energie entsprechend zu transportieren. Da das Stromnetz keine Speicherfähigkeit aufweist, müssen Erzeugung und Verbrauch zu jedem Zeitpunkt gleich groß sein, um die Netz- und Systemstabilität zu gewährleisten. Dies sicherzustellen ist die Aufgabe des jeweiligen Übertragungsnetzbetreibers – in Baden-Württemberg der TransnetBW GmbH. Die üblichen täglich auftretenden und ungeplanten Schwankungen werden dabei im Netzbetrieb kurzfristig durch den Einsatz von Regel- beziehungsweise Ausgleichsenergie behoben. Im Ergebnis zeigt der Bericht, dass unter der Nutzung aller zum Engpassmanagement bestehenden Optionen und Potenziale (insbesondere Vorhaltung ausreichender Redispatchleistung) und bei Einhaltung des aktuell festgesetzten Zielpfades des Netzausbaus grundsätzlich ein engpassfreier Betrieb möglich ist.

Vor allem der Netzausbau und die Optimierung des Bestandsnetzes sind von herausragender Bedeutung und daher vorrangig zu nennen. Dies liegt mitunter daran, dass die Netzauslastungen in allen Betrachtungsjahren sehr hoch sind. Weitere Ausführungen zum Stand des Netzausbaus finden sich in Kapitel 4.1.

2 LOLE = Loss of Load Expectation, stellt die Anzahl der Stunden pro Jahr dar, in denen statistisch gesehen langfristig zu erwarten ist, dass das Angebot die Nachfrage nicht decken wird.

Unter die Maßnahmen der netzseitigen Versorgungssicherheit fallen neben den Netzausbaumaßnahmen auch die folgenden Punkte: Steuerbare Kapazitäten an netzdienlichen Standorten errichten, Systemdienstleistungen bereitstellen um den Entwicklungen der Digitalisierung gerecht zu werden, Stärkung des grenzüberschreitenden Redispatch zur Sicherung der Netzstabilität durch bilaterale Abkommen und weitere Aktivitäten auf europäischer Ebene.

Bei Beachtung der genannten Aspekte und Umsetzung der genannten Maßnahmen ist somit neben der marktseitigen Versorgungssicherheit auch die netzseitige Versorgungssicherheit weiterhin grundsätzlich beherrschbar.

2.2.3 Maßnahmen zur Reserveleistungsvorhaltung

Neben den bereits genannten Rahmenbedingungen, die das Grundgerüst der netzseitigen Versorgungssicherheit bilden, gibt es eine Reihe an Instrumenten und Engpassmanagementmaßnahmen, die als Pufferkapazitäten in kritischen Situationen entsprechend ihrer Funktion aktiviert werden können. Denn neben der Reaktion auf ungeplante

Schwankungen gehört es zu den Aufgaben der Übertragungsnetzbetreiber sicherzustellen, dass die aus dem Stromhandel resultierenden Lastflüsse die physikalischen Grenzen des Stromnetzes nicht überschreiten. Führt der geplante Einsatz der Kraftwerke (Dispatch) zu Überlastungen in einzelnen Netzabschnitten, greifen die Übertragungsnetzbetreiber ein, indem sie die Minderung oder Erhöhung der Leistung einzelner Kraftwerke anordnen (Redispatch). Dabei wird zwischen spannungs- und strombedingtem Redispatch unterschieden. Beim strombedingten Redispatch werden Engpässe in Leitungen oder Umspannstationen vermieden oder beseitigt, indem Erzeugungskapazitäten vor und hinter dem Engpass in ihrer Leistung entsprechend angepasst werden. Beim spannungsbedingten Redispatch wird dagegen zusätzliche Blindleistung bereitgestellt, um die Spannung in einem Netzgebiet aufrecht zu erhalten. Deutschland verfolgt beim Engpassmanagement einen kostenbasierten Ansatz.

In folgender Tabelle 3 findet sich eine kurze Gesamtübersicht der einzelnen Aspekte, auf welche im Weiteren zum Teil noch detaillierter eingegangen wird.

Tabelle 3: Übersicht der Maßnahmen zur Reserveleistungsvorhaltung

	Redispatch	Netzreserve (als Teil des Redispatch)	Anpassungsmaßnahmen
Gesetzliche Grundlage	§ 13 Abs. 1, § 13a Abs. 1, § 13b Abs. 4 EnWG		§ 13 Abs. 2 EnWG
Inhalt	Netz- und marktbezogenen Maßnahmen, Redispatch und Countertrading, Netzreserve	Kraftwerkskapazitäten zur Schließung der fehlenden Redispatchleistung	Anpassung von Stromeinspeisungen, Stromtransiten und Stromabnahmen
Beschreibung	Anforderung zur Anpassung der Wirkleistungseinspeisung von Kraftwerken durch den Übertragungsnetzbetreiber	Kraftwerkskapazitäten (In- und Ausland) die außerhalb des Energiemarktes zur Beschaffung noch fehlender Redispatchleistung eingesetzt werden können	Stromeinspeisungen und/oder Stromabnahmen, wenn andere Maßnahmen nicht ausreichen; ohne Entschädigung
Anforderung/Ausführung	ÜNB	ÜNB	Alle Netzbetreiber

Redispatch

Redispatch bezeichnet die Wirkleistungsanpassung von Kraftwerken mit dem Ziel, Netzengpässe zu vermeiden oder diese zu beseitigen. Für die Versorgungssicherheit hat die Bedeutung des Redispatches in den letzten Jahren deutlich zugenommen. Die steigende Relevanz steht unter anderem auch in Zusammenhang mit den energiewirtschaftlichen und -politischen Entwicklungen.

Die Entwicklung des Redispatchbedarfs (aufgeteilt in die verschiedenen Bestandteile) der vergangenen Jahre wird in Tabelle 4 für Deutschland dargestellt. Anschließend wird auf die Redispatchmaßnahmen in der Regelzone der TransnetBW eingegangen.

Das Redispatchpotenzial setzt sich zum einen aus den am Markt agierenden Kraftwerken zusammen und zum anderen aus Netzreservekraftwerken, falls die Leistung der Marktkraftwerke nicht ausreicht. Bei der Anforderung des Redispatch ist zwischen der Anforderung durch einen einzelnen Übertragungsnetzbetreiber und der gemeinsamen Anforderung durch alle vier Übertragungsnetzbetreiber zu unterscheiden. Der sogenannte „Redispatch 2.0“, der auch EE- und KWK-Anlagen ab 100 kW in den Redispatch einbezieht, sollte am 1. Oktober 2021 in Kraft treten. Allerdings treten bei Anlagen im Verteilnetz nach wie vor Schwierigkeiten beim Datenaustausch beziehungsweise der Bilanzierung auf, weshalb alle Pilotprojekte beendet wurden und derzeit eine Übergangslösung angewendet wird. Am 31.08.2023 hat die Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur ein Festlegungsverfahren zur Fortentwicklung des Redispatch 2.0 eingeleitet. In dessen Rahmen hat die Beschlusskammer im April 2025 einen konkreten Regelungsentwurf zur Konsultation gestellt. [26]

Weitere Verbesserungsansätze, wie die Erschließung von kleinteiligen Flexibilitäten im Zuge des Redispatch 3.0, werden fortlaufend untersucht. Redispatch 3.0 bezeichnet ein Konzept, das Erzeugungsanlagen und Speichern mit Leistungen unter 100 kW die freiwillige Teilnahme an Netzstabilisierungsmaßnahmen ermöglichen soll. Es basiert auf einem gemeinsamen Vorschlag von Transnet BW, Tennet und Amprion gemeinsam mit E-Bridge und E.ON, der bereits in kleinskaligen Pilotprojekten

erprobt wurde. Darüber hinaus wurde das Konzept im Rahmen eines DENA-Workshops diskutiert. [27–29]

Nach einem Anstieg in den Jahren 2020 bis 2023 sank der Redispatchbedarf 2024 wieder auf 30.318 GWh (Marktkraftwerke inkl. Countertrading 28.531 GWh, Netzreserve 1.787 GWh). Ausschlaggebend hierfür war ein im Vergleich zum Vorjahr geringerer Ausgleichsbedarf durch weniger Einspeisereduzierungen. Hinzu kamen gesunkene Brennstoff- und Großhandelspreise, so dass auch die von den Redispatchmaßnahmen verursachten Kosten im Vergleich zum Vorjahr von rund 3,3 Milliarden Euro auf 2,9 Milliarden Euro zurückgingen. Im Detail zeigen sich folgende Entwicklungen: Die Abregelung von erneuerbaren Energien nahm aufgrund eines windärmeren Jahres im Vergleich zum Vorjahr in Summe ab. Durch das Auslaufen des Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetzes im zweiten Quartal 2024 kehrten Kraftwerke in die Netzreserve zurück. In der Folge stieg der Einsatz von Reservekraftwerken im Redispatch im Vergleich zum Vorjahr deutlich an, während der Einsatz der Marktkraftwerke zurückging. Auch die Menge der Countertrading-Maßnahmen sank im Vergleich zum Vorjahr erneut. [30]

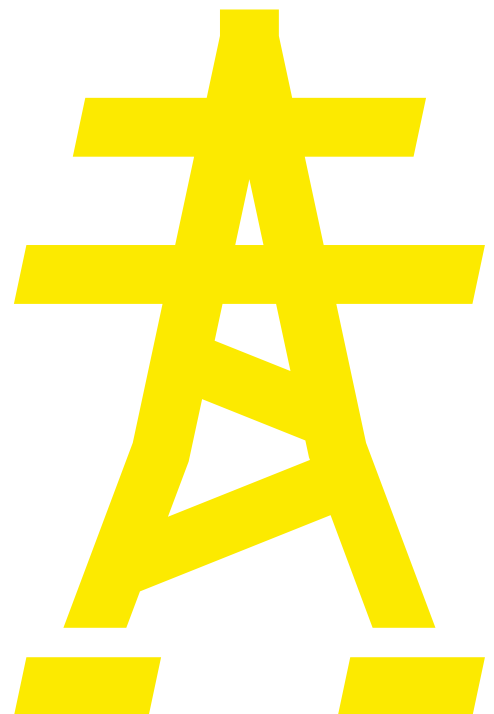


Tabelle 4: Bundesweite Entwicklung der Redispatchmengen und -kosten. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [31]

Marktkraftwerke	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Strommenge [GWh] *	11.475	18.456	14.875	13.323	16.561	20.405	33.218	33.084	28.531
Kosten [Mio. Euro]	223	392	388	227	240	590	2.552	2.462	1.760
Countertrading									
Kosten [Mio. Euro]	12	29	37	64	135	397	373	177	98
Netzreserve									
Strommenge [GWh] **	1.209	2.129	904	430	635	1.280	3.238	1.214	1.787
Kosten Vorhaltung [Mio. Euro]	183	296	279	197	196	243	389	353	688
Kosten Abrufe [Mio. Euro]	103	184	137	82	100	249	650	343	357
Gesamt									
Strommenge [GWh]	12.684	20.585	15.779	13.753	17.196	21.685	36.456	34.298	30.318
Kosten [Mio. Euro]	520	901	841	570	671	1.479	3.964	3.336	2.903

* Einspeisereduzierungen und -erhöhungen, inklusive Countertradingmaßnahmen.

** Erhöhungen, inklusive Probestarts und Testfahrten.

Die folgende Betrachtung bezieht sich auf die Regelzone der TransnetBW und damit näherungsweise auf Baden-Württemberg. Als Datengrundlage dient die Datenbereitstellung der vier Übertragungsnetzbetreiber über die Plattform netztransparenz.de sowie der Abgleich dieser Daten mit der Datenbank der BNetzA – SMARD. Zur Ermittlung der in Abbildung 2 dargestellten Redispatchmengen für

Baden-Württemberg werden als Betrachtungsebene die Zuständigkeitsbereiche der Übertragungsnetzbetreiber gewählt. Demnach wurde für die Analyse eine Auswertung der Redispatchmengen vorgenommen, bei denen die TransnetBW als anweisender Übertragungsnetzbetreiber die jeweilige Maßnahme ausgeführt hat.

Redispatchmengen in der Regelzone der TransnetBW [GWh]

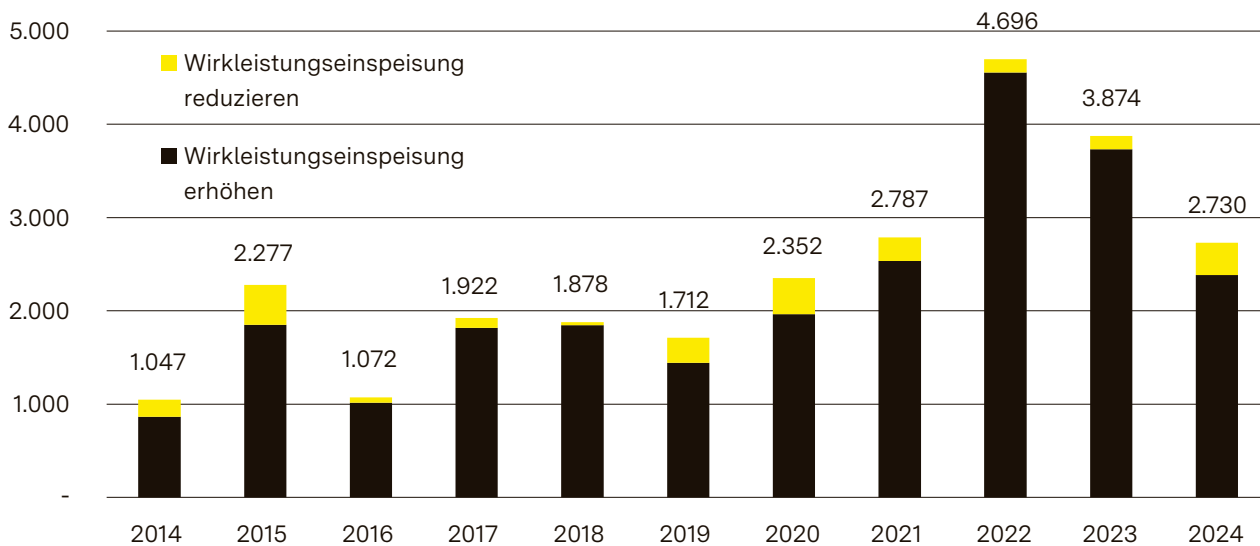


Abbildung 2: Redispatchmengen in der Regelzone der TransnetBW von 2014-2024 in GWh. Eigene Darstellung auf Basis der Daten aus [32].

Die im Rahmen des Redispatches von der TransnetBW bereitgestellten Wirkleistungsänderungen sind im Jahr 2024 im Vergleich zum Vorjahr gesunken. Nach einem Rückgang um rund 18 Prozent im Vorjahr fielen die Redispatchmengen 2024 weiter um knapp 30 Prozent auf 2.730 GWh (Abbildung 2). Mit 2.385 GWh entfiel fast der gesamte Anteil auf Wirkleistungserhöhungen (positiver Redispatch). Prozentual gesehen ist die bereitgestellte Leistungserhöhung im Vergleich zum Vorjahr um 36 Prozent gesunken. Die in geringem Umfang bereitgestellten wirkleistungsreduzierenden Maßnahmen haben sich dagegen mehr als verdoppelt.

Deutschlandweit betrachtet lag der Anteil der TransnetBW als anweisender Übertragungsnetzbetreiber an der gesamten angeforderten Wirkleistung bei rund 12 Prozent im Jahr 2024 (-3 Prozentpunkte gegenüber 2023). Der Anteil Baden-Württembergs an der deutschlandweiten Wirkleistungserhöhung betrug im Jahr 2024 knapp 20 Prozent und ist ebenfalls deutlich (-7 Prozentpunkte) gesunken. Damit entsprach der Rückgang des Bedarfs in der Regelzone der TransnetBW annähernd der Zunahme in den Regelzonen von Amprion und Tennet zusammen.

Rund drei Viertel (1.906 GWh) der gesamten Redispatchmengen in der Regelzone der TransnetBW entfielen auf strombedingten Redispatch.

Im Gegensatz zum Vorjahr war kein rein spannungsbedingter Redispatch zu verzeichnen (2023: 1,5 Prozent). Rund 16 Prozent des Redispatchbedarfs entfielen auf Strom- und Spannungsbedingten Redispatch und knapp 8 Prozent auf Probestarts. Die restlichen Redispatchmengen (circa 1,3 Prozent) entfallen auf Funktionstests und Testfahrten.

Netzreserve

Die Netzreserve wurde im Jahr 2013 durch die damalige Reservekraftwerksverordnung eingeführt und mit dem Strommarktgesetz im Jahr 2016 in § 13d EnWG überführt. Die Netzreserve wird auch Kaltreserve beziehungsweise Winterreserve genannt und ist als Maßnahme generell dem Redispatch zuzuordnen. Sind Kraftwerke zur Wahrung der Systemstabilität zwingend erforderlich, kann die Bundesnetzagentur (BNetzA) die Stilllegung untersagen. Betroffene Kraftwerke werden dann in die Netzreserve überführt. Sie kommt in besonderen Belastungssituationen, in denen die Marktkraftwerke den Redispatchbedarf nicht decken können, zum Einsatz und schließen den entstandenen Engpass. Kraftwerke werden solange als Netzreserve ausgewiesen, wie es für die Gefährdungsabwendung erforderlich ist. Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber ermitteln jährlich im Zuge einer Systemanalyse den entsprechenden Bedarf an Netzreserve.

Im Jahr 2024 belief sich das abgerufene Netzreservolumen für Gesamtdeutschland auf 1.787 GWh (vergleiche Tabelle 4 oben). Damit wurden rund 570 GWh mehr aus der Netzreserve eingesetzt als im Vorjahr. Dies lässt sich vor allem auf die bereits im vorigen Abschnitt angesprochene Rückkehr von Kraftwerken in die Netzreserve infolge des Auslaufens des Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetzes im zweiten Quartal 2024 zurückführen. [30]

Für den Winter 2024/25 war eine Reservekapazität von 6,9 GW im Inland zur Stabilisierung kritischer Situationen im Netz vorgesehen. Im Rückblick kamen die Reservekraftwerke im Betrachtungszeitraum zwischen dem 1. Oktober 2024 und dem 15. April 2025 an 112 (von 197) Tagen zum Einsatz. Damit nahm die Zahl und der Umfang des Einsatzes von Netzreservekraftwerken im Vergleich zum Vorjahr (90 Tage) etwas zu. [33]

Der ermittelte Netzreservebedarf für den kommenden Winter 2025/2026 beträgt 6,5 GW; für den Betrachtungszeitraum 2027/28 liegt der ermittelte Bedarf ebenfalls bei 6,5 GW (Vorjahr: 9,2 GW). Die Ergebnisse der Stilllegungsausschreibungen für Kohlekraftwerke sind dabei berücksichtigt. Damit liegt der ermittelte Wert deutlich unter dem Bedarf der letzten Periode und setzt sich aus 5,15 GW aus dem Inland und 1,34 GW aus dem Ausland

zusammen. Wenn die inländischen Kapazitäten zur Deckung des Bedarfs nicht ausreichen, wird zusätzliche Leistung aus dem Ausland kontrahiert. Als Gründe für den etwas geringeren Bedarf an Netzreserve im Vergleich zum Winter 2024/25 nennt die Bundesnetzagentur Fortschritte beim Netzausbau sowie bessere Analysen. [34]

In Baden-Württemberg befinden sich 8 Kraftwerksblöcke mit einer Nettoleistung von 2,5 GW in der Netzreserve (Stand Mai 2025). [2] Die Systemrelevanzausweisungen der bestehenden Netzreserve gelten für den Großteil der Kraftwerksblöcke zunächst bis zum 31. März 2031.

Weitere Reserveinstrumente

Im Rahmen der Kapazitätsreserve nach § 13e EnWG wird zusätzliche Leistung bereitgestellt, in dem Fall, dass auf dem Markt kein ausreichendes Angebot zur Deckung der Nachfrage zur Verfügung steht. Dafür werden Erzeugungsanlagen, Speicher und Lasten außerhalb des Marktes mit einer Leistung von 2 GW vorgehalten, die bei Bedarf durch Anweisung des jeweiligen Übertragungsnetzbetreibers angefordert werden können. Für die bisherigen Erbringungszeiträume bis aktuell Oktober 2026 wurden jeweils knapp über 1 GW bezuschlagt. Damit waren die Ausschreibungen deutlich unterzeichnet. Keine der Anlagen liegt in Baden-Württemberg. [35] Für den am 1. Oktober 2026 beginnenden Erbringungszeitraum wurde der Gebotstermin durch die Bundesnetzagentur auf den 2. März 2026 verschoben. [36]

Nach einem tatsächlichen Ausfall eines oder mehrerer Betriebsmittel im Übertragungsnetz können zur kurzfristigen Wiederherstellung der Netzstabilität besondere netztechnische Betriebsmittel (bnBm) aktiviert werden. In Süddeutschland steht hierfür eine Leistung von insgesamt 1,2 GW an vier Standorten zur Verfügung. In Baden-Württemberg wurde im Jahr 2024 am Kraftwerksstandort in Marbach am Neckar eine ölbefeuerte Gasturbine mit einer Leistung von rund 300 MW in Betrieb genommen. [37]

Ebenfalls im EnWG festgelegt sind Maßnahmen zur Stärkung der Bilanzkreistreue. So wurde geregelt, dass Übertragungsnetzbetreiber Bilanzkreise auch in Situationen abrechnen, in denen Notfallmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG³ angewendet werden und somit die hohen Ausgleichsenergiepreise in diesen Situationen als Anreiz für Bilanzkreisverantwortliche dienen (§ 13 Abs. 5 EnWG). Zusätzlich erhielt die Bundesnetzagentur die Möglichkeit, Preise für Regelleistung und Regelarbeit in einem Mischpreisverfahren zu bestimmen (wovon zwischen Oktober 2018 und Juli 2019 Gebrauch gemacht wurde) und eine teilweise Abrechnung der Kosten für die Vorhaltung von Regelleistung über den Ausgleichsenergiepreis einzuführen. [38, 39]

2.2.4 Netzqualität

Als Kennzahl zur Ermittlung der Netzqualität wird der SAIDI („System Average Interruption Index“) verwendet. Dieser gibt die durchschnittliche Versorgungsunterbrechung je angeschlossenem Letztverbraucher und je angeschlossenen Bemessungsscheinleistungen innerhalb eines Kalenderjahres an. Auf nationaler Ebene wird der SAIDI von der BNetzA ermittelt und veröffentlicht und basiert auf den Störungsmeldungen der Netzbetreiber. Es ist jedoch anzumerken, dass der SAIDI zur Feststellung des Grades der Versorgungssicherheit nur bedingt geeignet ist. Dafür sind mehrere Gründe zu nennen: Es werden beim SAIDI nur Ausfälle im Nieder- und Mittelspannungsnetz abgebildet. Ausfälle im Übertragungsnetz fließen in den Wert nicht mit ein. Da nur Ereignisse berücksichtigt werden, die eine Aussage über die Qualität des Netzes zulassen, gehen sowohl geplante Unterbrechungen als auch Ereignisse aufgrund höherer Gewalt (zum Beispiel Naturkatastrophen) nicht in die Berechnung ein. Netzausfälle wie beispielsweise das Hochwasser im Ahrtal lassen sich im SAIDI nicht abbilden. Darüber hinaus gehen Unterbrechungen erst ab einer Dauer von drei Minuten in die Ermittlung des Index ein. [40] Der SAIDI kann daher keine fundierte Aussage für die zukünftige Versorgungssicherheit liefern. Die Versorgungsqualität hat demnach auch nur bedingt etwas mit der Versorgungssicherheit zu tun.

Die mittlere Unterbrechungsdauer je Endkunde ist im Jahr 2024 um 1,1 Minuten gesunken. Damit liegt der Wert im Vergleich zur gesamten Zeitreihe (vergleiche Abbildung 3) auf einem niedrigen Niveau. Aktuelle Zahlen zum Vergleich mit anderen europäischen Ländern auf Minutenbasis liegen derzeit nicht vor. Die Weltbank veröffentlicht jedoch den SAIDI auf Stundenbasis. Im Jahr 2020 lag Deutschland mit 0,3 Stunden im europäischen Vergleich nur knapp hinter der Schweiz (0,2 Stunden) und somit im europäischen Spitzenfeld. [41] Deutschland wies auch in der Vergangenheit im europäischen Vergleich einen der niedrigsten SAIDI-Werte beziehungsweise eine der höchsten Netzqualitäten mit den kürzesten Unterbrechungsdauern auf.

3 In Situationen, in denen die Netzstabilität weder durch Netzschaltungen, Regelernergie, ab- und zuschaltbare Lasten sowie Redispatch (inkl. Netzreserve und Kapazitätsreserve) gewährleistet werden kann, können die Übertragungsnetzbetreiber je nach Erfordernis die Anpassung „sämtliche(r) Stromeinspeisungen, Stromtransite und Stromabnahmen“ (§ 13 Abs. 2 EnWG) veranlassen.

SAIDI [min/a]

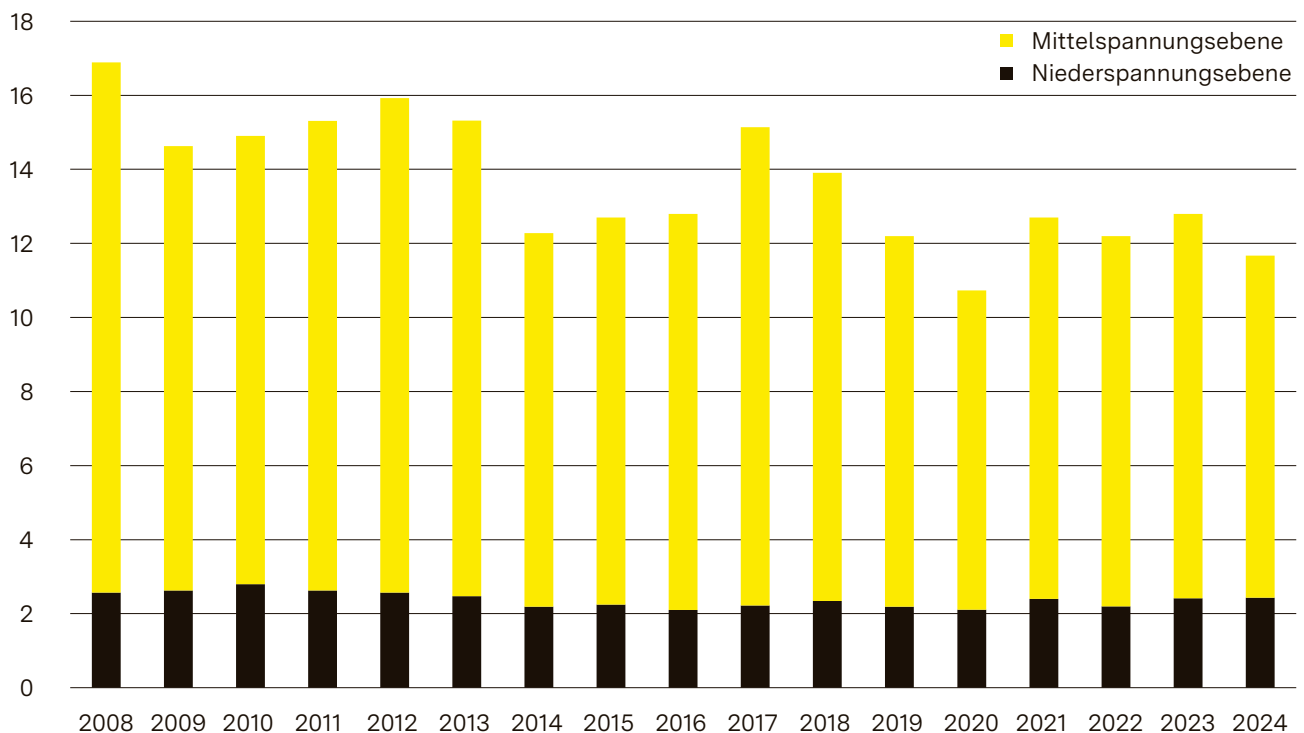


Abbildung 3: Entwicklung des SAIDI in Deutschland im Zeitraum von 2008 bis 2024. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [42].

Beim SAIDI kann zwischen der Niederspannungsebene und der Mittelspannungsebene unterschieden werden. Für Gewerbekunden, die häufig auf der Spannungsebene zwischen 10 kV und 30 kV angeschlossen sind, ist daher vor allem die mittlere Unterbrechungsdauer auf Mittelspannungsebene relevant. Diese ist um 1,1 Minuten gesunken und liegt im Jahr 2024 bei 9,24 Minuten. Auf der Niederspannungsebene liegt der Wert wie im Vorjahr bei 2,4 Minuten.

Sachsen-Anhalt (13,1 Minuten) höhere Werte auf. Betrachtet man die letzten Jahre, so wird deutlich, dass sich der Wert in Baden-Württemberg seit 2015 über dem Bundesdurchschnitt bewegt. Die maximale Abweichung von 4,7 Minuten über dem Bundesdurchschnitt wurde 2022 erreicht. 2024 lag Baden-Württembergs Abweichung vom Bundesdurchschnitt bei 1,1 Minuten (vergleiche Abbildung 4). Alle bisherigen Werte liegen innerhalb einer normalen Schwankungsbreite.

Neben den Bundeswerten werden von der Bundesnetzagentur auch die SAIDI-Werte je Bundesland veröffentlicht. Dabei ist zu beachten, dass die Betrachtung der Daten auf Ebene der Stromnetze erfolgt, die nicht in allen Fällen mit den Grenzen der Bundesländer übereinstimmt. In Baden-Württemberg lag die mittlere Unterbrechungsdauer im Jahr 2024 bei 12,8 Minuten und ist im Vergleich zum Vorjahr um 1,9 Minuten gesunken. Im Vergleich zum Bund liegt Baden-Württemberg somit weiterhin über dem Bundesniveau, allerdings weniger stark als im Vorjahr. Damit wiesen im Jahr 2024 Thüringen (17,5 Minuten), Brandenburg (16,6 Minuten), Bremen (14,7 Minuten), Bayern (13,2) und

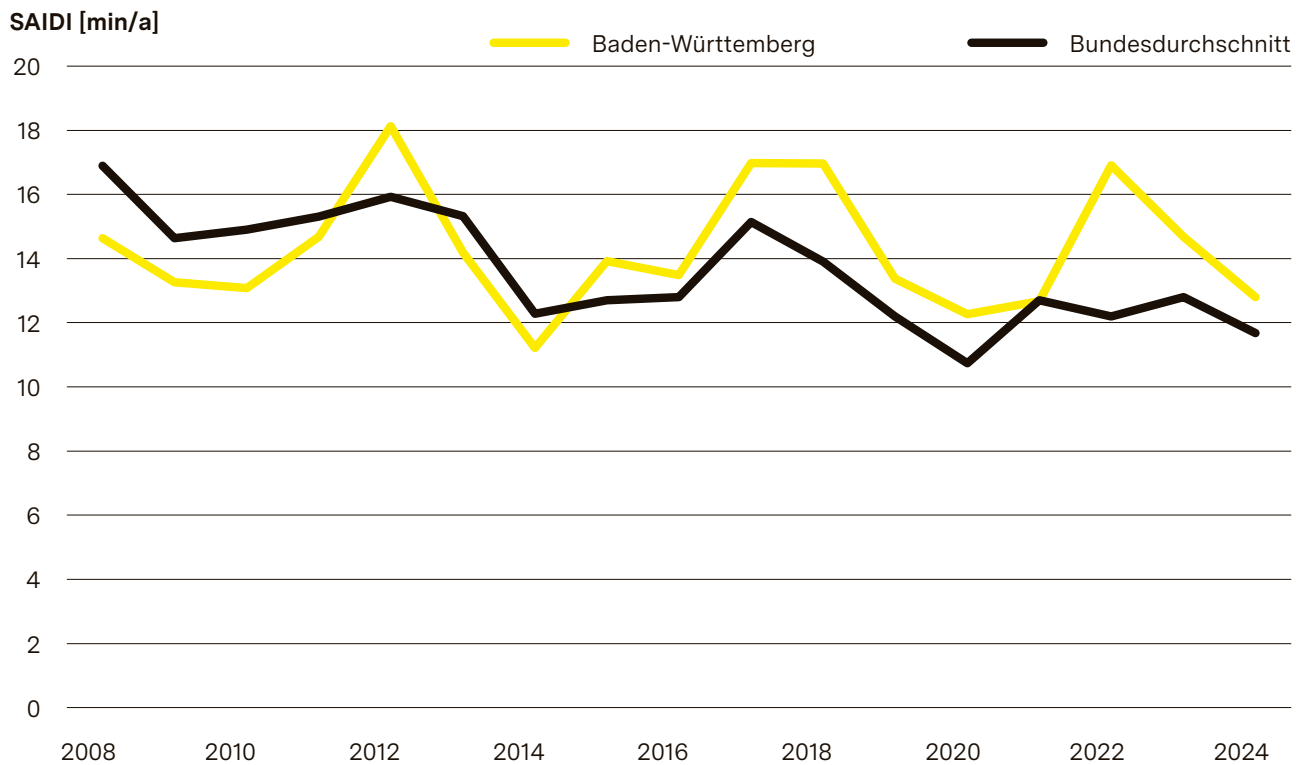


Abbildung 4: Vergleich des SAIDI in Baden-Württemberg und im Bundesdurchschnitt seit 2008. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [43].

Nicht Bestandteil der Statistiken der Bundesnetzagentur sind Netzausfälle mit einer Dauer von weniger als drei Minuten. Dabei handelt es sich meist um Spannungseinbrüche. Diese werden durch das Forum Netztechnik/Netzbetrieb (FNN) im VDE in einer repräsentativen Störungsstatistik erhoben. [44] Daran lässt sich erkennen, dass sich die Unterbrechungsdauer trotz eines steigenden Anteils an erneuerbaren Energien innerhalb einer üblichen Schwankungsbreite bewegt. Nach einem Anstieg auf 13,7 Minuten durchschnittliche Unterbrechungsdauer pro Kunde im Vorjahr ist im Jahr 2024 wieder ein Rückgang zu verzeichnen. Die Stromunterbrechungsdauer belief sich auf 12,9 Minuten pro Kunde, was in erster Linie weniger häufigen Extremwetterlagen zuzuschreiben ist. Dadurch sind die witterungsbedingten Störungen in der Stromversorgung gesunken. Prozentual gesehen war im Jahr 2024 jeder Haushalt im Durchschnitt zu circa 99,998 Prozent mit Strom versorgt, womit Deutschland weltweit einen Spitzenplatz einnimmt.

Neben der durchschnittlichen Unterbrechungsdauer erfasst die FNN auch die Anzahl kurzschlussartiger Fehler in den Netzebenen. In der Mittelspannungsebene lag die Störungshäufigkeit 2024 mit durchschnittlich rund 1,76 Störungen je 100 km Stromkreislänge auf einem leicht niedrigeren Niveau als noch im Vorjahr. Dies steht im Gegensatz zur Hoch-/Höchstspannungsebene, bei der die Fehlerzahl auf rund 4,71 Störungen je 100 km Stromkreislänge (vergleiche Abbildung 5) [45] anstieg. Auch in diesem Bereich liegen die Zahlen innerhalb des üblichen zufallsbedingten Schwankungsbereichs. Gründe für solche kurzschlussartigen Fehler liegen vor allem in äußeren, atmosphärischen Einflüssen oder Fremdeinwirkung, durch die sich die jährlichen Schwankungen erklären lassen. Ebenfalls ist es möglich, dass Fehler nicht auf konkrete Ereignisse zurückzuführen sind.

Störungshäufigkeit [1/100 km/a]

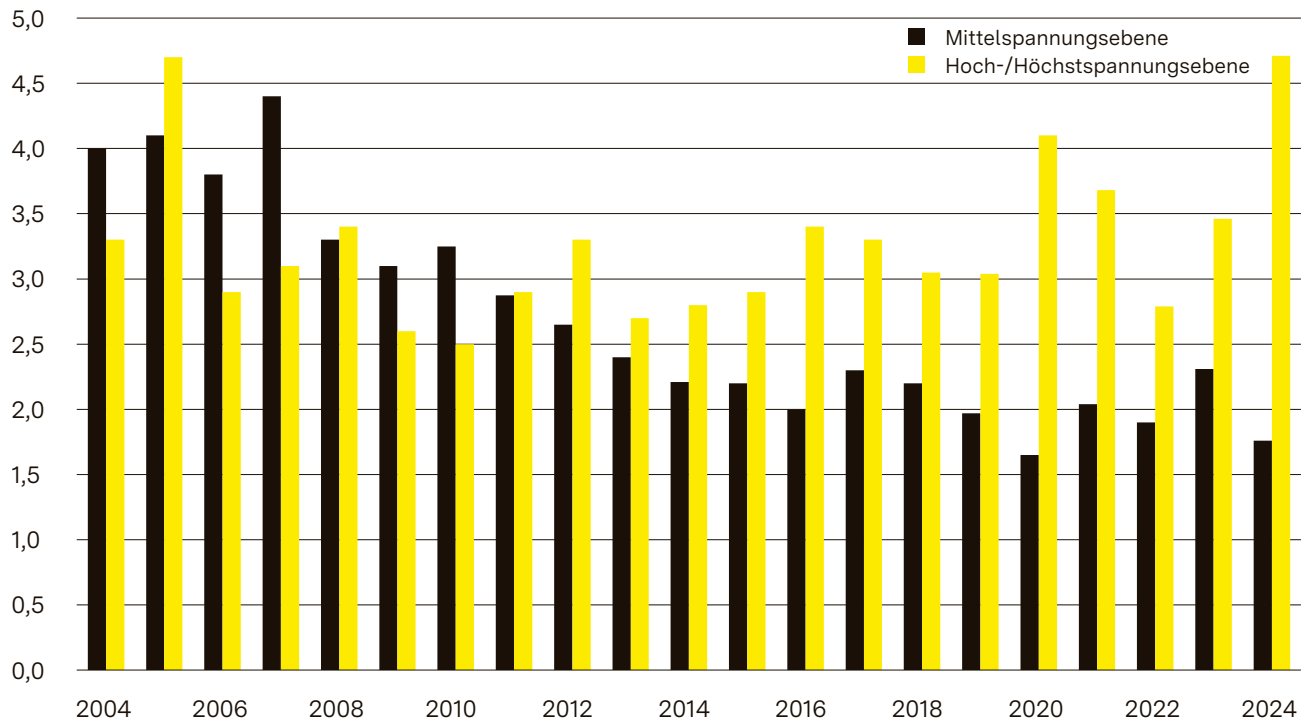


Abbildung 5: Zeitliche Entwicklung der auf die Stromkreislänge bezogenen kurzschlussartigen Fehler gemäß FNN-Statistik. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [44].

2.2.5 Flexibilitätsoptionen

Das zukünftige Stromsystem wird einen hohen Anteil erneuerbarer Energien aufweisen, was mit sich bringt, dass immer größere Mengen an volatiler und somit nicht-steuerbarer Energieerzeugung in das System integriert werden müssen (siehe Kapitel 2.3 und 2.4). Dies führt im Umkehrschluss zu einem wachsenden Bedarf an Flexibilität im Stromsystem. Grundsätzlich steht dafür eine Vielzahl an Instrumenten zu Verfügung. Eine der wichtigsten Säulen ist der Aus- und Umbau der Netzinfrastuktur (siehe Kapitel 4.1), um Engpässen vorzubeugen. Daneben sind auch die Ausweitung des europäischen Binnenhandels zum großräumigen Ausgleich sowie die Nutzung von Im- und Exporten an Grenzkuppelstellen (siehe Kapitel 2.5) zwei weitere wichtige Pfeiler. Neben diesen Bausteinen erlaubt der Ausbau von Speichern eine zeitliche Entkopplung von Angebot und Nachfrage. Komponenten wie KWK- und Biomasseanlagen, flexible Verbraucher und Lastmanagement leisten ebenfalls ihren Beitrag in einem flexiblen Stromsystem [46]. Basis hierfür sind technische Anpassungen und der Abbau von regulatorischen Hemmnissen um einen Anreiz für Verbraucher und Erzeuger zu schaffen,

flexibler auf Preissignale des Marktes reagieren zu können. Wichtiger Bestandteil all dieser Aktivitäten ist die Digitalisierung der Energiewende, mit der die Basis für eine effiziente Vernetzung zwischen den zunehmend dezentralen Akteuren und Einheiten geschaffen werden soll.

Die Studie „Energy Transition Readiness Index“ bewertet die Bereitschaft zur Transformation des Strommarkts in ausgewählten europäischen Ländern. Das Update für 2024 zeigt, dass der Strommarkt noch immer mit der Energiekrise zu kämpfen hat. Die Regierungen haben ihre Ambitionen erhöht und streben eine Beschleunigung der Transformation an mit steigendem Fokus auf Flexibilität. Auf einer Skala von 1 bis 5 (und zusätzlich unterteilt in High und Low) wird Deutschland im Bericht mit einem durchschnittlichen Wert von Low 3 eingestuft. Vor Deutschland im Ranking liegen die nordischen Länder sowie Frankreich, Irland, Niederlande und das Vereinigte Königreich. Allen voran Norwegen, welches als einziges Land auf Stufe High 4 eingestuft wurde und damit erneut den Spitzenplatz eingenommen hat. Positiv wird Deutschlands Entwicklung im Bereich der Batteriespeicher hervorgehoben, wohingegen Smart-Meter einen geringen

Verbreitungsgrad aufweisen und der Pflichtroll-out erst zum Tragen kommen muss. Die weiteren Herausforderungen sind: lange Wartezeiten beim Netzanschluss und mangelnde Netzkapazität, unzureichende Anreize für Investitionen in Flexibilitätsanlagen, Planungs- und Genehmigungsbeschränkungen sowie eingeschränkter Zugang zu und Verfügbarkeit von Flexibilitätsmärkten. Dementsprechend gilt es für Deutschland die Flexibilität des Strommarktes durch die bereits genannten dezentralen Technologien zu erhöhen, und dabei die vorhandenen Potenziale auszunutzen [47].

Im Bereich der Biogasanlagen und Biomethananlagen hat der Gesetzgeber bereits mit dem EEG 2012 Anreize zur Flexibilisierung von Biogasanlagen geschaffen, um Betreiber dazu anzureizen einen Teil ihrer Leistung bedarfsorientiert zu erzeugen. Hierfür wurde die sogenannte Flexibilitätsprämie geschaffen. Die Regelungen zum flexiblen Anlagenbetrieb wurden über mehrere EEG-Novellen geändert – aus Bonus-/Prämienregelungen wurden zunehmend verpflichtende Anforderungen. Anlagen müssen demnach mindestens 1.000 Stunden im Jahr, mindestens 85 Prozent ihrer installierten Leistung abrufen (§§ 50 ff. EEG).

An Bedeutung gewinnen Flexibilitätsoptionen auch zunehmend auf Netzebene, nicht zuletzt, da sie zu einer effizienten Bewirtschaftung des Netzes beitragen. So können steuerbare Verbrauchseinrichtungen und flexible Verbraucher den Netzausbaubedarf in der Niederspannungsebene reduzieren. Dem gegenüber stellt eine wachsende Anzahl an steuerbaren Verbrauchern mitunter eine Gefahr für die Netzstabilität dar. Unter steuerbaren Verbrauchseinrichtungen werden Wärmepumpen (einschließlich Kälteanlagen), Stromspeicher und Wallboxen subsumiert⁴. Im Sinne der Versorgungssicherheit, bei gleichzeitiger Gewährleistung der Transformationsziele, hat der Gesetzgeber eine Novellierung des § 14a EnWG (1. Januar 2024) vorgenommen. Unter § 14a EnWG fallen alle steuerbaren Verbrauchseinrichtungen mit einer kumulierten Netzanschlussleistung über 4,2 kW und einer Inbetriebnahme ab dem 1. Januar 2024; regulärer Haushaltsstrom ist davon nicht betroffen. Für bereits vorhandene Anlagen, für die eine Vereinbarung

zur Steuerung durch den Netzbetreiber besteht, gelten Übergangsregelungen bis zum 31. Dezember 2028, danach greift ebenfalls § 14a EnWG. Bestandsanlagen, die bisher nicht als steuerbare Verbrauchseinrichtungen gemeldet waren, haben Bestandsschutz. Anlagenbetreiber sind im Falle einer Teilnahme nach den oben genannten Kriterien dazu verpflichtet, eine Vereinbarung über die netzorientierte Steuerung ihrer Verbrauchseinrichtungen mit dem Netzbetreiber abzuschließen. Konkret erhalten Netzbetreiber somit die Befugnis, bei nachgewiesener Netzüberlastung den Strombezug einer jeden Verbrauchseinrichtung für bis zu zwei Stunden auf minimal 4,2 kW zu reduzieren. Damit einhergehend ist es den Netzbetreibern nun jedoch nicht mehr gestattet, den Anschluss steuerbarer Verbrauchseinrichtungen mit der Begründung einer Gefährdung der Netzstabilität abzulehnen [48].

Als Gegenleistung für die Vereinbarung zur netzorientierten Steuerung haben alle Teilnehmer des § 14a Anspruch auf eine Netzentgeltreduzierung. Dafür stehen drei Entlastungsmodule zur Auswahl: Standardmäßig ist Modul 1 hinterlegt. Hier erhalten alle Teilnehmer eine vom Verbrauch unabhängige bundeseinheitliche Pauschale in Höhe von 80 € pro Jahr. Zusätzlich sieht das Modul einen individuellen Entlastungsbeitrag („Stabilitätsprämie“) durch den Netzbetreiber vor, der von den örtlichen Netzentgelten abhängig ist. Die Inanspruchnahme ist ohne separaten Stromzähler möglich. Für den Wechsel zu Modul 2 muss der Stromlieferant proaktiv beauftragt werden. Voraussetzung für die Inanspruchnahme ist, dass die steuerbaren Verbraucher einen separaten Stromzähler aufweisen. Gewährt wird eine vom Verbrauch abhängige Entlastung des Arbeitspreises durch eine bundeseinheitliche Reduzierung der Netzentgelte um 60 Prozent je verbrauchter Kilowattstunde. Seit April 2025 können Anlagenbetreiber ebenfalls auf Modul 3 zurückgreifen, das ausschließlich als Ergänzung zu Modul 1 auswählbar ist. Mit Modul 3 werden Preisanreize in Form zeitvariabler Netzentgelte angeboten, um den Verbrauch in Zeiten geringerer Netzbelastung verlagern zu können. Die Auswahlmöglichkeit für die Module 2 und 3 bestehen lediglich für Verbraucher mit Entnahme ohne Lastgangmessung [49].

4 Nachtspeicherheizungen stellen keine flexiblen Verbraucher dar, da sie nicht spontan markt- oder netzdienlich steuerbar, nicht digital vernetzt und in der Regel technisch veraltet sind. Sie sind somit explizit von der Regelung des § 14a EnWG ausgeschlossen.

Im Jahr 2024 wurde bundesweit 17,4 GW und in Baden-Württemberg 2,2 GW PV-Leistung zugebaut. Insbesondere Dachanlagen im Kleinanlagen-segment bis 30 kW sind für einen wesentlichen Teil des Marktwachstums verantwortlich. Dies ist in hohem Maße den hohen Energiepreisen geschuldet, womit Eigenversorgung und damit auch die Installation von Batteriespeichern stark an Attraktivität gewonnen hat. Nach eigenen Auswertungen des Marktstammdatenregisters⁵

wurden 2024 bundesweit knapp 560.000 neue Batteriespeicher installiert, womit zum Jahresende insgesamt rund 1,7 Millionen Einheiten verbaut waren. Die Speicherkapazität beträgt insgesamt rund 18,1 GWh. In Baden-Württemberg wurden 2024 rund 87.000 neue Batteriespeicher installiert, der Bestand wuchs damit auf fast 275.000 Einheiten (Abbildung 6). Die Gesamtspeicherkapazität beläuft sich auf rund 2.650 MWh.

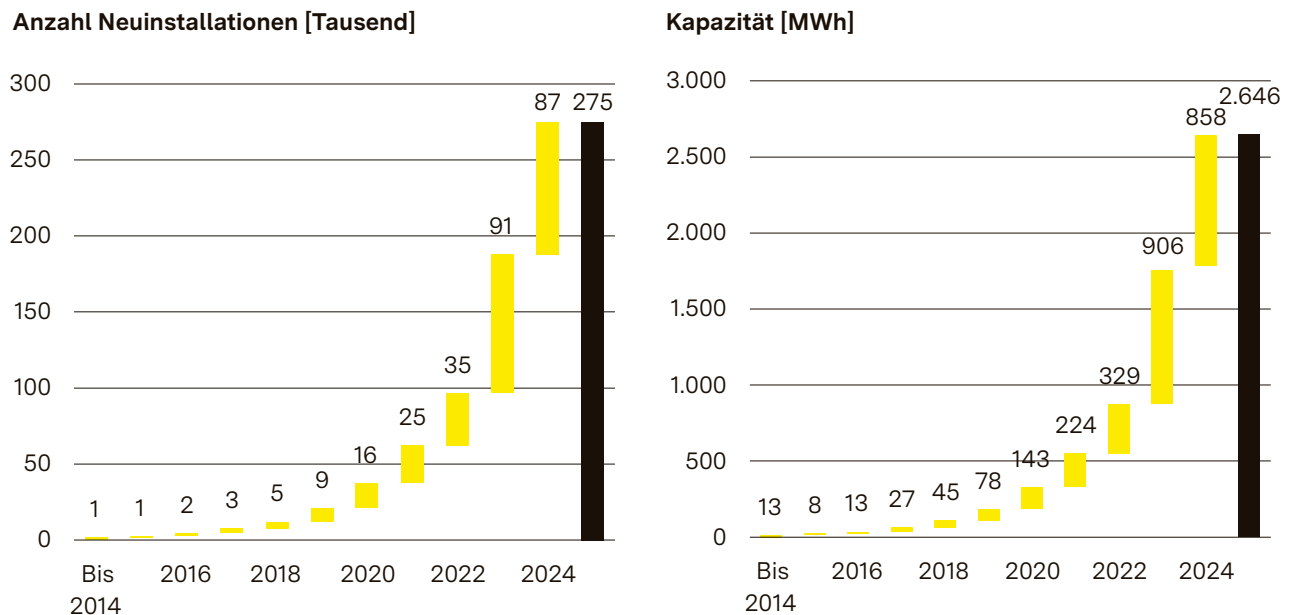


Abbildung 6: Entwicklung der Neuinstallationen von Batteriespeichern in Baden-Württemberg.
Eigene Auswertung Marktstammdatenregister, Datenstand April 2025.

Mit 99 Prozent der obigen Anlagenzahl und fast 93 Prozent der Gesamtkapazität handelt es sich bei einem Großteil der Batteriespeicher um sogenannte Heimspeicher (private Batteriespeicher bis 30 kWh, meist in Kombination mit PV-Dachanlagen). Die Bruttoleistung der in Abbildung 6 angeführten Batteriespeicher beläuft sich insgesamt auf rund 1.700 MW. Damit beträgt bei maximaler Leistung die Speicherdauer im Durchschnitt 1,6 Stunden. Die Speicher werden also im Mittel als Kurzzeitspeicher genutzt.

Zur Etablierung von Digitalisierungstechnologien und Beschleunigung der Digitalisierung der Energiewende ist vordergründig das Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende (GNDEW) und der darin adressierte Smart-Meter-Rollout anzuführen [51, 52]. Im Zuge eines Evaluierungsberichts [53] ist das Voranschreiten der Digitalisierung der Energiewende eng mit dem Smart-Meter-Rollout verknüpft. Hemmnisse

⁵ In Anlehnung an [50] wurden für die vorliegende Auswertung nur Datensätze im Plausibilitätsbereich von >0,1 h beziehungsweise <15 h beim Verhältnis von Energie und Leistung in die Auswertung einbezogen.

sieht der Bericht vor allem im Bereich der Systemdienlichkeit und Wirtschaftlichkeit des Rollouts (s. unten) sowie in sicherheitspolitischen Herausforderungen (Cybersicherheit, Schwarzfall) und Verbraucherfreundlichkeit. Das GNDEW wurde Mitte Mai 2023 verabschiedet und beinhaltet einen Rolloutfahrplan für Smart-Meter mit verbindlichen Zielen bis Ende 2032 (Abbildung 7). Moderne Messeinrichtungen (mME) und insbesondere intelligente Messsysteme (iMSys), also Smart-Meter, gewinnen mit steigender Flexibilisierung im Stromsystem zunehmend an Bedeutung. Beide Messeinrichtungen haben die Aufgabe, Stromflüsse in Echtzeit digital zu erfassen und zu speichern. Smart-Meter sind zusätzlich in der Lage, die Verbrauchsdaten an den Netzbetreiber zu übertragen. Mit Beginn des Jahres 2025 trat der Pflichtrollout für Smart-Meter in Kraft, der zunächst für Verbraucher mit einem jährlichen Stromverbrauch ab 6.000 bis 100.000 kWh und für Erzeuger von 7 bis

100 kW installierter Leistung gilt. Verbraucherseitig ist dabei der durchschnittliche Stromverbrauch der letzten drei Jahre ausschlaggebend. Für steuerbare Verbraucher, die unter §14a EnWG fallen, sind Smart-Meter ebenfalls verpflichtend. Des Weiteren besteht ein optionaler Rollout für Verbraucher und Erzeuger unterhalb der unteren Grenzwerte, entweder auf Veranlassung des Messstellenbetreibers oder seit 2025 auch auf Wunsch der Kunden [54, 55]. Zudem ist seit Ende Februar 2025 eine novellierte Fassung des Messstellenbetriebsgesetzes (MsbG) in Kraft getreten. Gegenstand der Novelle waren unter anderem Anpassungen der Roll-Out-Quoten sowie die Anhebung von Preisobergrenzen für den Einbau und Betrieb der Messsysteme. Nach neuem MsbG müssen die Ausbauziele des Smart-Meter-Rollouts von 20 Prozent bis Ende 2025 nur verbraucherseitig erfüllt werden, Erzeuger sind davon ausgenommen [56].

GESETZLICHER SMART-METER-ROLLOUTFAHRPLAN

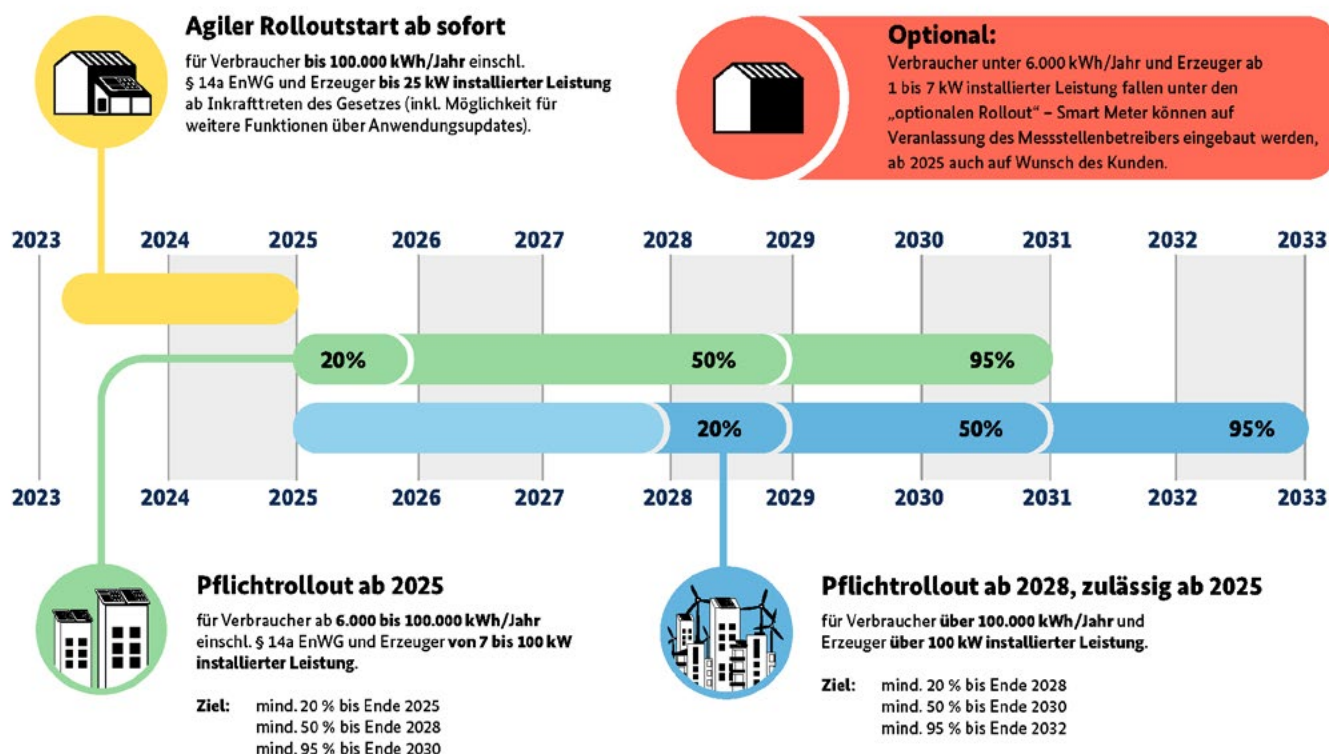


Abbildung 7: Gesetzlicher Smart-Meter-Rolloutfahrplan. [54]

Die BNetzA veröffentlicht jährlich die Ausbauzahlen für moderne Messeinrichtungen sowie im Rahmen von § 45 Abs. 4 MsbG quartalsweise die Ausbauzahlen für Smart-Meter. Zum Stichtag 30. Juni 2025 wurden ausgehend von insgesamt rund 54 Millionen Messlokationen in Deutschland bereits bei 28 Millionen Messlokationen moderne Messeinrichtungen und bei gut 1,6 Millionen Messlokationen Smart-Meter verbaut (mME: 52 Prozent, iMSys: 3,0 Prozent). Die quotenrelevanten Pflichteinbaufälle des Rollouts betreffen rund 4,6 Millionen Messlokationen. Davon wurden bereits mehr als 750.000 über alle grundzuständigen Messstellenbetreiber (gMSB) mit einem Smart-Meter ausgestattet, was einem Anteil von rund 16 Prozent entspricht. Die Daten basieren auf der Erfassung von 851 Messstellenbetreiber [57]. Das Erreichen sämtlicher Ausbauziele bleibt jedoch weiterhin aufgrund diverser Hemmnisse ungewiss. Branchenvertreter kritisieren vor allem die hohen Anforderungen an Smart-Meter in Bezug auf die Steuerbarkeit/Cybersicherheit (Steuerbox) inklusive der dafür anfallenden Kosten und fordern den Rollout eines „Smart-Meter light“. Des Weiteren sorgen Verwerfungen zwischen wettbewerblichen und grundzuständigen Messstellenbetreibern für Verzögerungen.

Ein zusätzlicher Aspekt, der im weiteren Sinne der Digitalisierung der Energiewende zuzurechnen ist, sind dynamische Stromtarife. Seit 2025 besteht für Stromlieferanten die Pflicht, einen solchen Stromtarif für alle Smart-Meter-Nutzer anzubieten [58]. Anders als bei klassischen Festpreistarifen (zeitunabhängiger fixer Strompreis) werden bei dynamischen Stromtarifen die tageszeitabhängigen Börsenstrompreise (Day-Ahead oder Intraday) an die Kunden weitergegeben. Dadurch werden Anreize geschaffen, den Stromverbrauch an die zunehmend volatile Stromerzeugung durch erneuerbare Energien auszurichten (Lastmanagement).

2.3 Erneuerbare Energien im Stromsektor

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Baden-Württemberg ist in den vergangenen Jahren kontinuierlich gewachsen. Nach einem

überdurchschnittlichen Windjahr ist die Stromerzeugung aus Windkraftanlagen 2024 gesunken und erreichte 3,1 TWh (Vorjahr: 3,9 TWh). Weiter gestiegen, nach einem eher schwachen Strahlungsjahr 2023, ist die Stromerzeugung mit Photovoltaikanlagen (8,9 TWh, einschließlich selbst verbrauchter Strommengen).

Bezogen auf die weiter rückläufige Bruttostromerzeugung insgesamt (vergleiche dazu Kapitel 2.4), stieg der Anteil der erneuerbaren Energien auf rund 59 Prozent⁶. Bezogen auf den Bruttostromverbrauch, der zusätzlich die in Baden-Württemberg verbrauchten Netto-Stromimporte beinhaltet, beträgt der Anteil der baden-württembergischen EE-Strombereitstellung rund 32 Prozent⁷.

Die Anreize zur Errichtung von Erneuerbare-Energien-Anlagen zur Stromerzeugung werden primär von den Regelungen auf Bundesebene gesetzt (insbesondere Erneuerbare-Energien-Gesetz und Windenergieflächenbedarfsgesetz). Diese wurden in den letzten Jahren an zahlreichen Stellen geändert beziehungsweise verbessert. Die übergreifenden Aspekte werden nachfolgend in Kürze erläutert, anschließend werden die jeweiligen Entwicklungen und relevanten Regelungen für Windenergie-, Photovoltaik und Biomasseanlagen dargelegt.

Zum Stand der Berichterstellung (Herbst 2025) laufen Diskussionen zur zukünftigen Ausrichtung der Energiewende. Dies betrifft auch den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien. In einem Papier des BMWF sind 10 Schlüsselmaßnahmen angeführt [59], die auch die erneuerbaren Energien betreffen. Einerseits wird der zukünftige Strombedarf – und damit auch der EE-Ausbaubedarf – eher niedriger als bislang eingeschätzt, wobei am Ziel von 80 Prozent erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bis 2030 festgehalten wird.

Weitere Maßnahmen betreffen neue Förderinstrumente, unter anderem Contracts for Difference (CfDs), und die bessere Synchronisierung mit dem Netzausbau.

6 In der amtlichen Statistik ist selbst verbrauchter PV-Strom weitgehend unberücksichtigt. Die betreffende Strommenge von aktuell mehr als 1,5 TWh ist sowohl in der PV-Strommenge, als auch in der Bruttostromerzeugung insgesamt berücksichtigt.

7 Berücksichtigt selbst verbrauchten PV-Strom.

Windenergie

Im Jahr 2024 wurden in Baden-Württemberg laut Angaben der LUBW 24 Windenergieanlagen (WEA) in Betrieb genommen – fünf mehr als im Vorjahr [60]. Die Gesamtleistung der in Betrieb genommenen Anlagen stieg von 75 MW im Jahr 2023 auf 111 MW im Jahr 2024. Bis zum 20. Oktober 2025 kamen weitere 29 WEA mit einer Leistung von 146 MW hinzu. Damit erhöhte sich der Gesamtbestand an Windenergieanlagen in Baden-Württemberg bis zum Auswertungsstichtag 20. Oktober 2025 auf 813 WEA mit einer Gesamtleistung von 2.020 MW. Der Ausbau der Windenergienutzung in Baden-Württemberg hat sich somit wieder beschleunigt, bleibt jedoch hinter den Rekordjahren 2016 (336 MW) und 2017 (389 MW) zurück.

Die Zahl der genehmigten Anlagen erhöhte sich leicht von 53 WEA im Jahr 2023 auf 55 WEA im Jahr 2024. Die genehmigte Gesamtleistung stieg von 288 MW im Jahr 2023 auf 314 MW im Jahr 2024. Bis zum 20. Oktober 2025 erhielten zudem weitere 59 WEA mit einer Leistung von 394 MW eine Genehmigung.

In den kommenden Jahren sind signifikante Zuwächse zu erwarten. Laut den Statistiken der LUBW (Stand: 20. Oktober 2025) sind in Baden-Württemberg knapp 1.700 WEA mit einer Gesamtleistung von rund 10.300 MW in Planung [60]. Davon verfügen 167 WEA (987 MW) bereits über eine erteilte Genehmigung. Für 1.317 WEA (8.412 MW) wurde die Genehmigung beantragt, während für 214 WEA (912 MW) die Planung vorgestellt wurde.

Die hohe Zahl an Genehmigungsanträgen ist unter anderem auf Vorzieheffekte zurückzuführen. Am 30. Juni 2025 lief die EU-Notfallverordnung aus, die bis dahin den Ausbau der Windenergienutzung durch beschleunigte Genehmigungsverfahren in zum Zeitpunkt der Genehmigungserteilung ausgewiesenen Windenergiegebieten unterstützte. Eine neue nationale Anschlussregelung wurde erst im Juli 2025 beschlossen. Für circa 75 Prozent der beantragten WEA liegen Rumpfanträge vor, für die die antragserforderliche Flächensicherung nachgewiesen ist, die weiteren Antragsunterlagen jedoch insbesondere im Hinblick auf relevante Gutachten noch unvollständig sind.

Ermöglicht wurde der signifikante Anstieg der Antragszahlen zudem durch die Regionale Planungsoffensive, in dessen Rahmen sich das Land und die 12 Regionalverbände im Jahr 2022 auf den Weg gemacht haben, um mindestens 2 Prozent der Landesfläche exklusiv für Windenergieanlagen und Freiflächen-Photovoltaikanlagen zu sichern. Zum Stand Ende 2024 war eine Gesamtfläche von 18.111 Hektar rechtswirksam für die Nutzung für Windenergie ausgewiesen [61]. Dies entspricht einem Anteil von 0,5 Prozent an der Landesfläche. Gegenüber 2021 entspricht dies einer zusätzlichen Flächenausweisung von 788 Hektar.

Mit der Planungsoffensive erfüllt das Land zudem Vorgaben aus dem Windenergieflächenbedarfsgesetz (WindBG) des Bundes, wonach Baden-Württemberg bis Ende 2027 mindestens

1,1 Prozent und bis Ende 2032 mindestens 1,8 Prozent seiner Landesfläche für die Windenergienutzung bereitstellen muss. Die angepassten Regionalpläne sollten bis 30. September 2025 als Satzung festgestellt werden. Drei der insgesamt zwölf Regionalverbände konnten diese Frist einhalten. Die übrigen neun Verbände müssen in den kommenden Monaten nachliefern. Durch einen engen Austausch zwischen den Projektierern und den Regionalplanern konnte gewährleistet werden, dass ein Großteil der laufenden Projektplanungen auf den neu ausgewiesenen beziehungsweise zur Ausweisung vorgesehenen Vorrangflächen erfolgt.

Im Berichtszeitraum hat sich der Wettbewerb in den Ausschreibungen für Windenergie an Land verschärft. Während in den Vorjahren die meisten Gebotsrunden unterzeichnet waren, verzeichnete

die Bundesnetzagentur in den letzten beiden Gebotsrunden des Jahres 2024 sowie den ersten drei Runden des Jahres 2025 teils deutliche Überzeichnungen. Die durchschnittlichen, mengengewichteten Zuschlagswerte, die zuvor nahe dem Höchstwert von 7,35 ct/kWh lagen, sanken schrittweise auf 6,57 ct/kWh. Die Zuschlagsquote für Windenergieprojekte in Baden-Württemberg fiel in der Gebotsrunde vom 1. August 2024 vorübergehend auf 0 Prozent, erholte sich in den ersten beiden Gebotsrunden 2025 deutlich auf 93 Prozent beziehungsweise 100 Prozent, bevor sie in der August-Runde 2025 auf 50 Prozent zurückging (siehe Tabelle 5). Der Anteil der seit 2023 auf Baden-Württemberg entfallenden Zuschlagsmenge schwankte zwischen 0 Prozent und 8 Prozent und betrug über den gesamten Zeitraum im Durchschnitt 3 Prozent.

Tabelle 5: Übersicht über die EEG-Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [62]

	Deutschland			Baden-Württemberg			
Gebotstermin	Gebote [MW]	Zuschläge [MW]	Zuschlagsquote	Gebote [MW]	Zuschläge [MW]	Zuschlagsquote	Anteil Zuschläge BW an D
01.02.2023	1.502	1.441	96 %	67	67	100 %	4,7 %
01.05.2023	1.597	1.535	96 %	68	51	75 %	3,3 %
01.08.2023	1.436	1.433	100 %	88	88	100 %	6,1 %
01.11.2023	1.981	1.967	99 %	151	151	100 %	7,7 %
01.02.2024	1.836	1.795	98 %	57	57	100 %	3,2 %
01.05.2024	2.485	2.379	96 %	122	122	100 %	5,1 %
01.08.2024	2.961	2.724	92 %	13	0	0 %	0,0 %
01.11.2024	6.083	4.098	67 %	112	37	33 %	0,9 %
01.02.2025	4.896	4.094	84 %	207	192	93 %	4,7 %
01.05.2025	4.972	3.447	69 %	78	78	100 %	2,3 %
01.08.2025	5.739	3.448	60 %	106	53	50 %	1,5 %

Für Verunsicherung in der Windenergie-Branche sorgt eine Passage aus dem Koalitionsvertrag von CDU, CSU und SPD, wonach das Referenzertragsmodell auf Kosteneffizienz überprüft werden sollte, unter anderem hinsichtlich unwirtschaftlicher Schwachwind-Standorte [15]. Konkreter sind die Regierungsparteien bislang allerdings nicht geworden. Auch das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie im September 2025 veröffentlichte Maßnahmen-Papier [63] geht nicht auf das Referenzertragsmodell ein. Letzteres ist seit dem erstmaligen Inkrafttreten des EEG im Jahr 2000 ein fester Bestandteil des Fördersystems für Windenergieanlagen an Land. Durch Anpassungen im EEG 2021 und EEG 2023 wurden die Zuschlagschancen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für windschwache Standorte zuletzt deutlich verbessert. Der Korrekturfaktor, der zur Berechnung des anzulegenden Werts mit dem Zuschlagswert multipliziert wird, beträgt für Standorte mit einem Gütefaktor von 60 Prozent nun 1,42 statt 1,35. Für die Südregion wurde zudem ein neuer Korrekturfaktor in Höhe von 1,55 bei einem Gütefaktor von 50 Prozent eingezogen. In Verbindung mit dem zunehmenden Wettbewerb in den Ausschreibungen könnte eine Verschlechterung der Förderbedingungen für Schwachwindstandorte dazu beitragen, dass die Realisierungsquote der in Baden-Württemberg derzeit im Planungsprozess steckenden Windenergieanlagen (siehe oben) sinkt.

Photovoltaik

Der Photovoltaikmarkt hat sich seit 2023 sehr dynamisch entwickelt. Einerseits wurden im Zuge der Energiekrise und hoher Strompreise insbesondere im Kleinanlagenbereich viele neue Eigenversorgungsanlagen installiert. Parallel dazu wurden in den letzten Jahren verschiedene regulatorische Änderungen umgesetzt. Zu nennen sind höhere EEG-Zielwerte zum Ausbau der erneuerbaren Energien, Vergütungserhöhungen, steuerliche Verbesserungen, Erleichterungen für Steckersolargeräte und eine verstärkte Nutzung benachteiligter Gebiete für PV-Freiflächenanlagen (bisher: opt-in-Prinzip, nun opt-out, jedoch geknüpft an eine Mindest-Schwelle der Flächennutzung in benachteiligten Gebieten).

Das so genannte Solarpaket I sieht weitere Verbesserungen vor, unter anderem erhöhte Vergütungen für Anlagen ab 40 kW, verbesserte Förderung für besondere Solaranlagen, eine Erhöhung der maxi-

malen Gebotsgröße für Freiflächenanlagen von 20 auf 50 MW und eine Verlängerung der Anschlussregelung für ausgeführte Anlagen. Zum Redaktionsschluss (November 2025) waren die Regelungen jedoch noch immer nicht von der EU-Kommission beihilferechtlich genehmigt.

Die zunehmende PV-Einspeisung führt zunehmend zu Situationen im Netz, die Eingriffe seitens der Netzbetreiber erfordern. Deshalb wurden mit dem Solarspitzenengesetz Anforderungen an neue Anlagen ab 7 kW zur Steuerbarkeit geregelt. Nicht steuerbare Anlagen (ohne Smart-Meter und Steuerbox) dürfen mit maximal 60 Prozent ihrer Nennleistung einspeisen. Weiterhin führt der Ausbau der PV bei hoher Gleichzeitigkeit der Netzeinspeisung vermehrt zu negativen Strompreisen. Deshalb wurden die Regelungen für Neuanlagen in der Direktvermarktung verschärft, so dass diese bereits ab dem ersten Auftreten negativer Preise im betreffenden Zeitraum keine Förderung mehr erhalten und nicht erst im Fall längerer Phasen negativer Preise. Für Neuanlagen bis 100 kW entfällt ebenso der Vergütungsanspruch. Die Zeiten, in denen keine Förderung wegen negativer Strompreise ausgezahlt wurde, werden durch eine Verlängerung des 20-jährigen Vergütungszeitraums kompensiert. Bei Anlagen unterhalb der Grenze zur verpflichtenden Direktvermarktung besteht weiterhin die Problematik, dass diese Anlagen bei negativen Preisen keinen Anreiz haben, abzuregeln. Eine entsprechende Absenkung der Direktvermarktungspflicht war deshalb im Solarspitzenengesetz ursprünglich angedacht, wurde letztendlich aber nicht Teil des verabschiedeten Gesetzes.

Mit einer neu installierten Leistung von rund 2.200 MW wurde 2024 das hohe Vorjahresniveau sogar noch um zehn Prozent überschritten. Dachanlagen wurden weiterhin auf hohem Niveau zugebaut, insbesondere im Kleinanlagensegment. Ebenso weiter gewachsen ist das Freiflächensegment mit 540 MW (2023: rund 300 MW). Freiflächenanlagen standen damit für 24 Prozent des PV-Zubaus im Land. Die Stromerzeugung 2024 stieg auf rund 8,9 TWh.

Im ersten Halbjahr 2025 wurden neue PV-Anlagen mit insgesamt rund 1.060 MW installiert. Insbesondere das Freiflächensegment ist weiter gewachsen (340 MW), womit im Gesamtjahr ein höherer Zubau von Freiflächenanlagen als im Vorjahr realistisch erscheint. Rückläufig ist dagegen der Dachanlagenmarkt, nachdem der Markt im Kleinanlagensegment

im Jahr 2023, aber auch 2024, deutlich überhitzt war. Zubaudämpfend dürften auch die oben erläuterten Regelungen des Solarspitzengesetzes wirken, das Ende Februar 2025 in Kraft getreten ist.

Das Freiflächensegment stellt somit einen zunehmend wichtigeren Bestandteil des PV-Ausbaus in Baden-Württemberg dar. Von großer Bedeutung sind in diesem Zusammenhang das EEG-Ausschreibungssystem für PV-Freiflächenanlagen und die Innovationsausschreibungen. Deshalb werden nachfolgend die bisherigen Ausschreibungsergebnisse ab 2022 erläutert und mit Blick auf die nach Baden-Württemberg gehenden Zuschläge untersucht. Daran schließt sich die Analyse der Dachanlagenausschreibungen an. Für ältere Ausschreibungsergebnisse wird auf die Vorgängerberichte verwiesen.

Die bisherigen Ausschreibungen für PV-Freiflächenanlagen (Tabelle 6) waren größtenteils von hohem Wettbewerbsniveau gekennzeichnet, das heißt das Gebotsvolumen lag deutlich über dem Ausschreibungsvolumen. Im Zuge der ab 2022 erhöhten Ausschreibungsvolumina kam es in der Runde vom Juni 2022 erstmals zu einer Unterzeichnung, das heißt alle formal korrekten Gebote erhielten einen Zuschlag. In der dritten Ausschreibungsrunde 2022 setzte sich der Abwärtstrend bei den Geboten und

Zuschlägen fort, da mit gestiegenen Anlagenkosten und Zinsen bei unverändertem Höchstwert viele Bieter von einer Ausschreibungsteilnahme abgesehen haben. Mit der Anhebung des Höchstwerts ab 2023 waren die Ausschreibungen trotz deutlich erhöhtem Ausschreibungsvolumen wieder von hohem Wettbewerb gekennzeichnet. Dazu trug auch die im Jahr 2023 befristet geltende Erhöhung der maximalen Gebotsgröße von 20 auf 100 MW bei. Die starke Überzeichnung in den vorangegangenen Runden setzte sich fort, trotz erneuter Anhebung der Ausschreibungsvolumina. Für die Gebotstermine 2025 hat die Bundesnetzagentur den Höchstwert auf 6,80 ct/kWh abgesenkt. Als Folge sind die Gebotsmengen in den ersten beiden Runden 2025 stark zurückgegangen und haben sich den entsprechenden Ausschreibungsvolumina wieder angenähert.

Das Gebotsvolumen für Anlagen in Baden-Württemberg ist sukzessive gestiegen, auch das Zuschlagsvolumen steigerte sich tendenziell. Genauso ist der Anteil von Anlagen in Baden-Württemberg an den bundesweiten Zuschlägen seit Ende 2023 deutlich gestiegen. Analog zu den bundesweiten Gebots- und Zuschlagsmengen haben sich diese auch in Baden-Württemberg seit 2025 wieder verringert. Daraus resultieren jedoch weiter ansteigende Zuschlagsquoten.

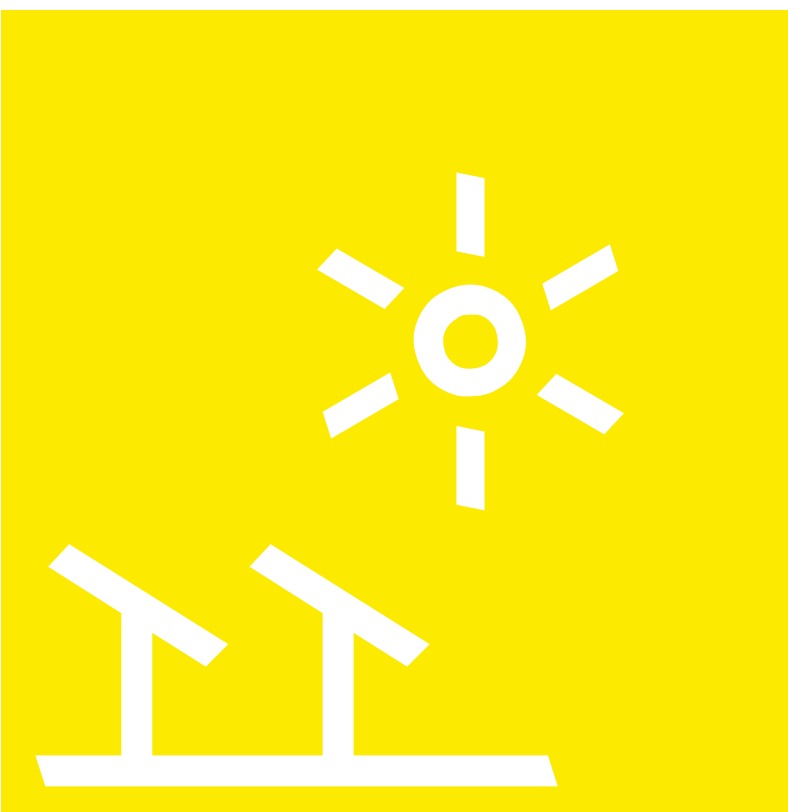


Tabelle 6: Übersicht über die EEG-Ausschreibungen des ersten Segments (Photovoltaik-Freiflächenanlagen). Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [64]

		Deutschland			Baden-Württemberg			
Datum	Ausschreibungsvolumen	Gebote [MW]	Zuschläge [MW]	Zuschlagsquote	Gebote [MW]	Zuschläge [MW]	Zuschlagsquote	Anteil Zuschläge BW an D
01.03.2022	1.108	1.116	1.084	97 %	48	47	97 %	4,3 %
01.06.2022	1.126	714	696	98 %	43	43	100 %	6,1 %
01.11.2022	890	677	609	90 %	75	67	89 %	11,0 %
01.03.2023	1.950	2.868	1.952	68 %	218	137	63 %	7,0 %
01.07.2023	1.611	4.653	1.673	36 %	204	71	35 %	4,2 %
01.12.2023	1.611	5.485	1.613	29 %	314	83	26 %	5,1 %
01.03.2024	2.231	4.092	2.234	55 %	338	170	50 %	7,6 %
01.07.2024	2.148	4.206	2.152	51 %	349	199	57 %	9,2 %
01.12.2024	2.148	4.708	2.150	46 %	315	176	56 %	8,2 %
01.03.2025	2.625	3.839	2.638	69 %	252	213	85 %	8,1 %
01.07.2025	2.266	2.820	2.271	81 %	161	156	97 %	6,9 %

Zusammen mit den Zuschlägen, die im Rahmen der Innovationsausschreibungen an Baden-Württemberg gingen (siehe unten, die Ausschreibungsrunde 12/2022 konnte aus Datenschutzgründen nicht berücksichtigt werden), wurden insgesamt 1.225 MW Gebote für Anlagen in „benachteiligten Gebieten“ bezuschlagt. Dies entspricht einem Anteil von mehr als zwei Drittel am gesamten Zuschlagsvolumen für PV-Freiflächenanlagen seit Juni 2017 (das heißt der ersten Ausschreibungsrunde, in der Gebote für Anlagen in benachteiligten Gebieten in Baden-Württemberg möglich waren).

Gebote für PV-Freiflächenanlagen waren auch in den Innovationsausschreibungen möglich. Dort haben sich neben anderen zulässigen Anlagenkombinationen ab der zweiten Ausschreibungsrunde ausschließlich PV-Speicher-Kombinationen durchgesetzt. Wie auch in den Ausschreibungen für PV-Freiflächenanlagen ist das Gebots- und Zuschlagsvolumen Ende 2022 deutlich gesunken (Tabelle 7). Auch in der Mai-Runde 2023 lag das Gebotsvolumen trotz erhöhtem Höchstwert deutlich unterhalb des Ausschreibungsvolumens. In der

Ausschreibungsrunde vom September 2023 war die Ausschreibung mit einem fast doppelt so hohen Gebots- als Ausschreibungsvolumen dann wieder stark überzeichnet. In der ersten Runde 2024 konnte das Niveau der Gebotsmenge nicht gehalten werden, sodass mit der parallel stattfindenden Anhebung des Ausschreibungsvolumens eine leichte Unterzeichnung resultierte. Die darauffolgenden zwei Gebotsrunden waren wiederum von einer deutlichen Überzeichnung geprägt. Dies ist auf das zunehmende Interesse der Marktteilnehmer zur Nutzung von Batteriespeichern zurückzuführen. Zum einen sind die Preise für Speicher deutlich gesunken, zum anderen mehrten sich Zeiten mit negativen Strompreisen. Der Anteil der Zuschläge von Anlagen in Baden-Württemberg war in den jeweiligen Ausschreibungsrunden sehr unterschiedlich und lag zwischen 0 und 30 Prozent.

Tabelle 7: Übersicht über PV-Anlagen im Rahmen der Innovationsausschreibungen. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [64]

		Deutschland			Baden-Württemberg			
Datum	Ausschreibungsvolumen	Gebote [MW]	Zuschläge [MW]	Zuschlagsquote	Gebote [MW]	Zuschläge [MW]	Zuschlagsquote	Anteil Zuschläge BW an D
01.04.2021	250	509	258	51 %	38	0	0 %	0,0 %
01.08.2021	250	250	156	62 %	51	46	92 %	29,8 %
01.04.2022	397	435	403	92 %	16	16	100 %	3,9 %
01.12.2022	397
01.05.2023	400	84	84	100 %	0	0	-	0 %
01.09.2023	400	779	408	52 %	35	35	100 %	8,5 %
01.05.2024	583	564	512	91 %	8	7	88 %	1,4 %
01.09.2024	583	1.856	587	32 %	93	33	36 %	5,6 %
01.05.2025	486	2.020	488	24 %	71	0	0 %	0 %

... Aufgrund nur eines Gebots aus Datenschutzgründen seitens der BNetzA nicht veröffentlicht.

Seit Mitte 2021 werden auch Ausschreibungen für PV-Dachanlagen durchgeführt. Die ersten beiden Ausschreibungsrunden waren überzeichnet. Aufgrund des ab 2022 mehr als verfünffachten Ausschreibungsvolumen herrschte in den Runden April und August 2022 kein Wettbewerb mehr, da deutlich weniger Gebots- als Ausschreibungsvolumen zu verzeichnen war (Tabelle 8). Im Zuge gestiegener Anlagenpreise und Lieferkettenproblemen sanken die Gebotsvolumina Ende 2022 deutlich. Deshalb wurden auch für die Dachanlagenausschreibungen ab 2023 die Höchstwerte erhöht, womit das Gebots- und Zuschlagsvolumen wieder gestiegen ist. Ein hohes wettbewerbliches Niveau setzt sich auch in allen Runden 2024 fort, trotz inzwischen wieder geringerem Höchstwert. Die Gebotsrunden 2025 zeichneten sich bisher durch ein rückläufiges Gebotsvolumen aus, womit die zweite Runde leicht unterzeichnet war. Tendenziell zeigt sich auch hier der eingangs angesprochene rückläufige Trend im Dachanlagensegment.

Seit dem Start der Dachanlagenausschreibungen wurden PV-Dachanlagen mit insgesamt 246 MW in Baden-Württemberg bezuschlagt. Dies entspricht knapp 10 Prozent der bundesweit bezuschlagten Menge.

Tabelle 8: Übersicht über die EEG-Ausschreibungen für Anlagen des zweiten Segments (Photovoltaik-Dachanlagen).
Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [64]

		Deutschland			Baden-Württemberg			
Datum	Ausschreibungs-volumen	Gebote [MW]	Zuschläge [MW]	Zuschlags-quote	Gebote [MW]	Zuschläge [MW]	Zuschlags-quote	Anteil Zuschläge BW an D
01.04.2022	767	212	204	96 %	14	14	100 %	6,9 %
01.08.2022	767	214	201	94 %	20	19	95 %	9,7 %
01.12.2022	202	128	105	82 %	6	6	100 %	5,3 %
01.02.2023	217	213	195	92 %	22	19	90 %	9,9 %
01.06.2023	190	342	193	56 %	46	27	58 %	13,8 %
01.10.2023	190	373	191	51 %	37	20	56 %	10,7 %
01.02.2024	263	378	264	70 %	34	20	60 %	7,6 %
01.06.2024	258	363	259	71 %	42	32	76 %	12,4 %
01.10.2024	258	434	259	60 %	33	24	73 %	9,3 %
01.02.2025	315	369	317	86 %	26	25	94 %	7,8 %
01.06.2025	283	274	255	93 %	14	8	60 %	3,3 %

In den letzten Jahren sind auf Landesebene mehrere Maßnahmen zur Unterstützung der Photovoltaik und Solarthermie umgesetzt worden, unter anderem die Freiflächenöffnungsverordnung (mittlerweile durch eine Opt-Out-Regelung ersetzt, siehe einleitend), das Förderprogramm „Regionale Photovoltaiknetzwerke“ zur Förderung von Beratungs- und Netzwerkinitiativen in den Regionen und die Förderung netzdienlicher PV-Batteriespeicher im Zusammenhang mit der Installation einer neuen PV-Anlage. Weiterhin sollen verstärkt auch große Solarwärmeanlagen gefördert werden (vergleiche Kapitel 3.2). Darüber hinaus greift seit Anfang 2022 die Landes-Photovoltaikpflicht für Neubauten im Nichtwohnungsbereich und auf neuen offenen Parkplätzen (>35 Stellplätze), seit Mai 2022 auch für neue Wohngebäude. Ebenfalls gilt seit 2023 auch für grundlegende Dachsanierungen die Pflicht zur Installation einer PV-Anlage.

In den vergangenen Jahren wurden mehr und mehr steckerfertige Solaranlagen installiert. Mit diesen Anlagen können auch Mieter beziehungsweise Bewohner von Mehrfamilienhäusern einen Beitrag zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien leisten. In Baden-Württemberg waren zum Jahresende 2024 mehr als 100.000 solcher Anlagen mit einer Gesamtleistung von 90 MW registriert. Davon wurden fast 60 MW alleine im Jahr 2024 installiert. Zur Jahresmitte 2025 waren bereits mehr als 134.000 Anlagen mit einer Gesamtleistung von fast 130 MW gemeldet. Der tatsächliche Markt ist jedoch noch größer, da viele Steckersolargeräte trotz inzwischen vereinfachter Registrierung nicht im Marktstammdatenregister angemeldet wurden und werden. Auf Basis einer aktuellen Studie [65] kann näherungsweise abgeschätzt werden, dass zum Jahresende 2024 in Baden-Württemberg tatsächlich mehr als 350.000 Geräte mit einer Gesamtleistung von gut 300 MW in Betrieb waren. Heutige Neuanlagen sind mit im Schnitt 1.200 W deutlich größer, als noch vor wenigen Jahren und werden zunehmend in Kombination mit einem Batteriespeicher installiert.

Biomasse

Mit dem Solarpaket (s. oben) wurden auch Änderungen für Biomasseanlagen umgesetzt. Für Güllekleinanlagen werden Kapazitätserweiterungen ermöglicht, ohne dass der bisherige Förderanspruch verloren geht. Im Bereich der Biomethananlagen wurden die Realisierungsfristen um sechs Monate verlängert. Nicht bezuschlagte Mengen der Biomethan-Ausschreibungen werden anteilig den Biomasseausschreibungen zugerechnet. Darüber hinaus wird befristet bis Ende 2027 die Südquote für die Biomasse- und Biomethanausschreibungen ausgesetzt. Damit soll das Gebotsvolumen deutlich erhöht werden.

Mit dem Biogaspaket vom Februar 2025 wurde die EEG-Förderung für Biomasse- und Biomethananlagen weiter angepasst, um Systemintegration und Nachhaltigkeit zu fördern. Der Maisanteil wird stufenweise reduziert und die Ausschreibungsvolumina erhöht. Die Anschlussförderung für Bestandsanlagen wird verlängert, Flexibilität wird durch begrenzte Volllaststunden, Entfall der Marktprämie bei Strompreisen ≤ 2 ct/kWh und einen höheren Flexibilitätzuschlag gestärkt.

Für Biomasseanlagen wurden seit 2017 insgesamt fünfzehn Ausschreibungsrunden abgeschlossen. Im Gegensatz zu den Ausschreibungen für Windenergie- und Photovoltaikanlagen können auch Bestandsanlagen an den Ausschreibungen teilnehmen und sich somit einen Anspruch auf die Förderung des Weiterbetriebs über 20 Jahre hinaus (für 10 Jahre) sichern. Die Ausschreibungsrunden bis Ende 2022 waren von einer geringen Wettbewerbsintensität gekennzeichnet. Wie auch für die anderen Ausschreibungen für erneuerbare Energien wurde 2023 für Biomasseanlagen im Zuge gestiegener Anlagen- und Rohstoffpreise sowie Zinsen der Höchstwert erhöht. Damit herrschte in der Ausschreibungsrunde vom 01. April 2023 erstmals Wettbewerb (532 MW Gebotsvolumen vs. 300 MW Ausschreibungsvolumen). Auch die nachfolgenden Ausschreibungsrunden in 2023, 2024 und 2025 waren von Wettbewerb gekennzeichnet. Für 2024 wurde der Höchstwert für Neuanlagen abermals erhöht und im Jahr 2025 beibehalten. Insgesamt wurden im Rahmen der Biomasseausschreibungen bislang Zuschläge für 1.809 MW vergeben (bei einem Ausschreibungsvolumen von insgesamt 3.334 MW). Davon entfallen insgesamt 235 MW auf Neuanlagen. Für Baden-Württem-

berg waren bislang insgesamt 230 MW Zuschläge für 246 Anlagen zu verzeichnen, was einem Anteil von rund 13 Prozent an den bundesweiten Zuschlägen entspricht.

Im Rahmen der Biomethanausschreibungen, die seit 2021 durchgeführt werden, wurden bis Ende 2022 insgesamt gut 300 MW ausgeschrieben. Die Gebots- und Zuschlagsmenge lag jedoch mit insgesamt 151 MW deutlich niedriger. Insbesondere die Ausschreibungsrunde des Jahres 2022 war drastisch unterzeichnet, was gestiegenen Rohstoffpreisen und Zinsen bei unverändertem Höchstwert zuzurechnen sein dürfte. Der Mangel an Geboten setzte sich in den Ausschreibungsrunden 2023 fort, es wurden keinerlei Gebote eingereicht. In den nachfolgenden Runden 2024 und 2025 wurde lediglich ein Gebot abgegeben, das jedoch keinen Zuschlag erhielt. Für Anlagen in Baden-Württemberg wurden bislang Gebote für insgesamt 8 MW abgegeben, die allesamt bezuschlagt wurden.

Die Biomassestromerzeugung in Baden-Württemberg bewegt sich seit mehreren Jahren auf einem relativ konstanten Niveau. Die Leistung der in Betrieb befindlichen Biomasseanlagen ist jedoch deutlich gestiegen, weil neue Anlagen zunehmend leistungsseitig „überbaut“ werden und damit deutlich geringere Volllaststunden als der Anlagenbestand aufweisen. Die Überbauung dient dazu, dass mit einer flexiblen Fahrweise bedarfsgerecht Strom erzeugt werden kann. Biomasseanlagen stellen den größten Teil der gesicherten Leistung erneuerbarer Energien in Baden-Württemberg dar (vergleiche dazu das folgende Unterkapitel).

Der Altanlagenbestand wird sich in den kommenden Jahren tendenziell verringern. Aufgrund des zunehmenden Wettbewerbsniveaus in den Biomasseausschreibungen wird nicht jede Bestandsanlage einen Zuschlag für einen Weiterbetrieb erlangen können. Durch die mit dem Solarpaket umgesetzte befristete Aussetzung der Südquote bis 2027 verlieren zukünftig Gebote aus Baden-Württemberg einen Wettbewerbsvorteil.

Die Landesregierung Baden-Württemberg hat Mitte 2023 die Biogasstrategie verabschiedet. Zum einen soll die Biogas- und Biomethanerzeugung auf einen systemdienlichen Einsatz umgestellt werden (siehe auch oben). Zum anderen ist beabsichtigt, den Substrateinsatz stärker in Richtung einer Nutzung

von Rest- und Abfallstoffen sowie biodiversitätsfördernden Substraten umzustellen. Darüber hinaus soll die Biogasnutzung in Bioökonomie-Konzepten im Sinne der Landesstrategie Nachhaltige Bioökonomie eingebunden werden [66].

Gesicherte Leistung

Mittlerweile entfällt mit 14,3 GW fast 90 Prozent der installierten Leistung im Bereich erneuerbarer

Energien auf Photovoltaik- und Windenergieanlagen. Aufgrund ihrer fluktuierenden und dargebotsabhängigen Erzeugungscharakteristik leisten sie jedoch keinen beziehungsweise im Fall der Windenergie nur einen sehr geringen Beitrag zur gesicherten Leistung (vergleiche Abbildung 8). Da der Anlagenbestand von Wasserkraft- und Biomasseanlagen in Baden-Württemberg zuletzt nur geringfügig gewachsen ist, bewegt sich die gesicherte Leistung weiterhin bei knapp 0,8 GW.

Installierte Leistung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung [GW]

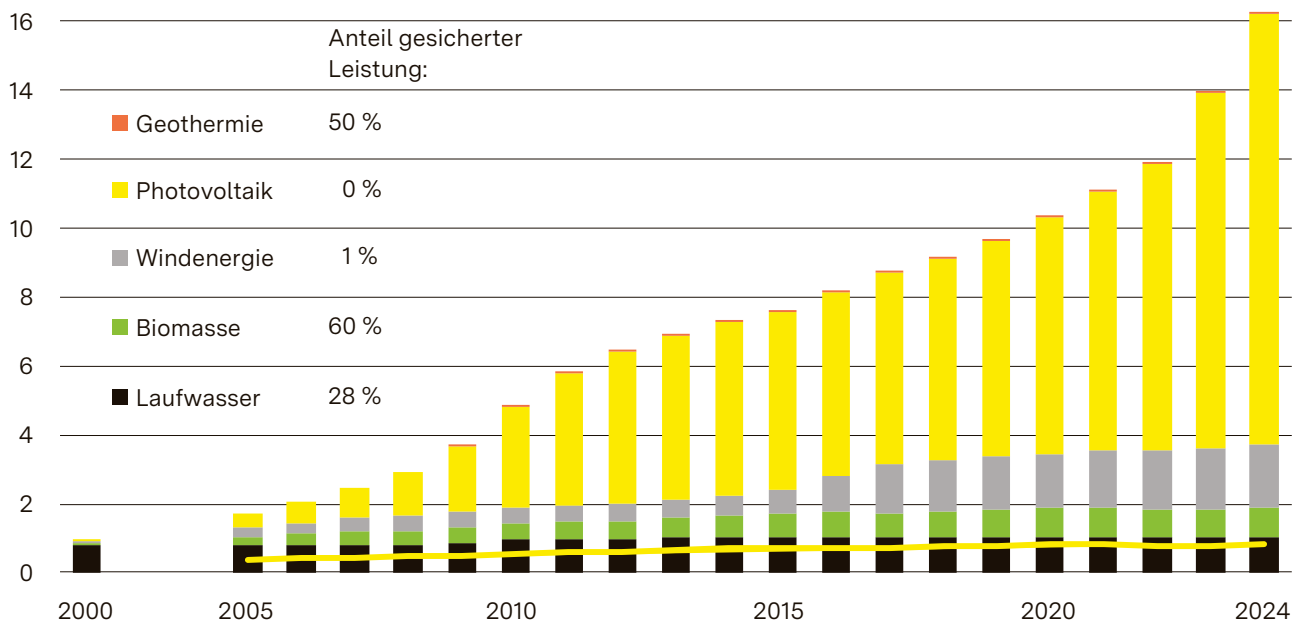


Abbildung 8: Entwicklung der Erzeugungsleistung erneuerbarer Energien (Säulen) sowie der gesicherten Leistung (Linie) in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [67].

Im Bereich der Photovoltaikanlagen wurden und werden viele Neuanlagen mit Batteriespeichern errichtet. Zum allergrößten Teil sind dies mit insgesamt rund 1,7 GW Speicherleistung in Baden-Württemberg Kleinspeicher (vergleiche dazu auch Kapitel 2.2.5). Diese werden jedoch meist nicht system- beziehungsweise netzdienlich betrieben, sondern dienen der Maximierung der Eigenversorgungsmengen [68] und tragen damit auch nicht zur

gesicherten Leistung bei. Anders ist dies bei Großspeichern, die in Solarparks genutzt werden. Diese können für kurze Zeiträume gesicherte Leistung bereitstellen [69]. Ende 2024 waren gut 30 MW Batteriespeicher im Zusammenhang mit PV-Freiflächenanlagen in Baden-Württemberg installiert. Bezogen auf die gesamte Leistung von PV-Batteriespeichern in Baden-Württemberg entspricht dies 2 Prozent.

2.4 Entwicklung von Bruttostromerzeugung und -verbrauch

In den Bruttostromverbrauch geht nicht nur der in Haushalten, Industrie und GHD verbrauchte Strom ein, sondern auch der Eigenverbrauch von Kraftwerken. Im Zuge des Kernenergieausstiegs und der rückläufigen Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken ist folglich auch der Kraftwerkseigenverbrauch gesunken. Zusammen mit einem rückläufigen Endenergieverbrauch von Strom (vergleiche dazu Kapitel 5.1) ist der Bruttostromverbrauch im Jahr 2023 deutlich gesunken. 2024 war mit rund 3 Prozent ein Verbrauchsplus auf knapp 65 TWh zu verzeichnen.

Die Bruttostromerzeugung im Land ist im Zuge des vollendeten Kernenergieausstiegs (-1,9 TWh) und geringerer Steinkohlestromerzeugung (-1,6 TWh) trotz leichtem Aufwuchs bei den erneuerbaren Energien in Summe weiter gesunken. Insgesamt wurden 2024 rund 35,9 TWh Strom im Land erzeugt. Leicht zugelegt mit rund 22 TWh hat die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Die Bruttostromerzeugung im Land liegt damit auf dem niedrigsten Niveau seit Jahrzehnten. Die Entwicklung der Bruttostromerzeugung seit dem Jahr 2010 ist in Abbildung 9 nach Energieträgern dargestellt.

Bruttostromerzeugung und -verbrauch [TWh/a]

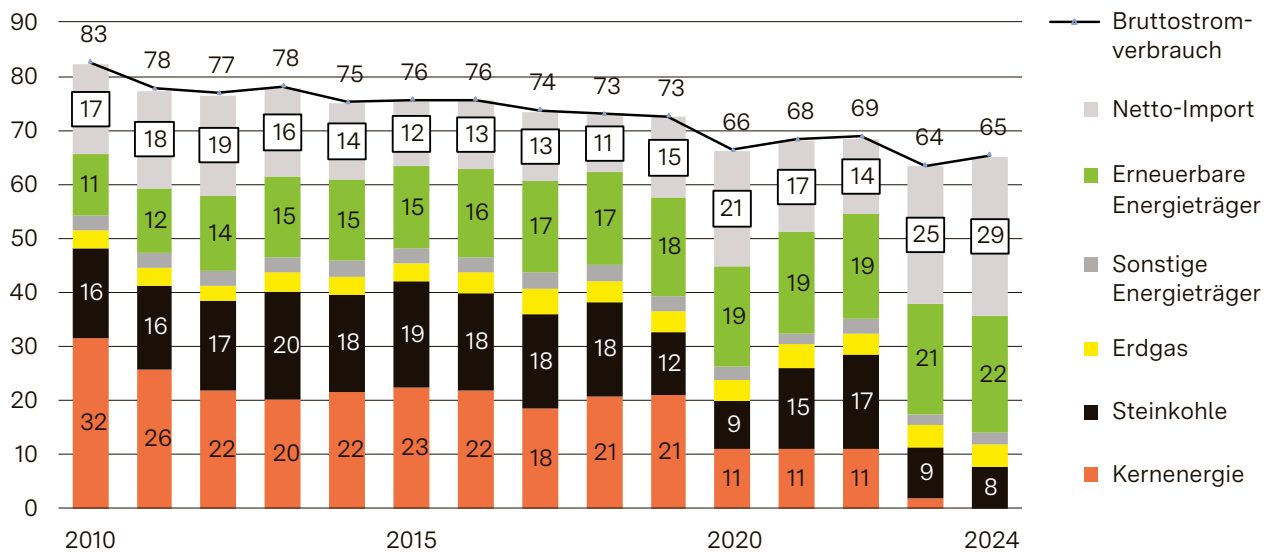


Abbildung 9: Entwicklung der Bruttostromerzeugung nach Energieträgern sowie des Bruttostromverbrauchs im Zeitraum von 2010 bis 2023 in Baden-Württemberg (2024 vorläufig/teilweise geschätzt). Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [70, 71].

Das weiter gesunkene Erzeugungsniveau im Land führte bei leicht gestiegenem Stromverbrauch zu einer erneuten Erhöhung des Netto-Stromimports auf 29 TWh. Das heißt, dass rund 45 Prozent des Bruttostromverbrauchs außerhalb Baden-Württembergs erzeugt wurden. Für weitere Analysen zum Stromimport und -export wird auf den folgenden Abschnitt 2.5 verwiesen. Daten zur energieträgerspezifischen Zusammensetzung des Stromimports (beispielsweise zum Anteil erneuerbarer Energien) liegen nicht vor.

In diesem Zusammenhang wird auch darauf hingewiesen, dass im Rahmen der Emissionsbilanzierung gemäß der Quellenbilanz nur die Emissionen am Ort der Entstehung (das heißt dem Kraftwerksstandort) bilanziert werden. Deshalb bleiben die Emissionen aus dem Stromimport unberücksichtigt (enthalten sind hingegen die Emissionen des Exportstroms) [72].

Hinsichtlich der Erfassung des Stromverbrauchs in der amtlichen Statistik ist anzumerken, dass diese zunehmend ungenauer wird. Die Eigenerzeugung aus kleinen Kraft-Wärme-Kopplungs- und insbesondere aus Photovoltaik-Anlagen sowie direkt an der Strombörse und im Ausland beschaffte Strommengen führen in der amtlichen Erfassung zu einer „Lücke“ im Stromverbrauch, da diese nicht erfasst werden. Die Differenz, die durch die in der amtlichen Statistik nicht erfasste Eigenerzeugung mit PV-Anlagen entsteht, lag nach eigenen Berechnungen im Jahr 2024 bereits bei mehr als 1,5 TWh. Aus diesem Grund sind die entsprechenden Mengen in der obigen Zeitreihe zur Bruttostromerzeugung und zum Bruttostromverbrauch enthalten. Die Werte sind damit nicht mit der amtlichen Statistik vergleichbar.

2.5 Entwicklung des Stromaustauschs (Import-Export-Saldo)

Der deutsche Importüberschuss im Stromhandel lag im Jahr 2024 bei 28,3 TWh. Damit ist Deutschland erneut Nettostromimporteur. Im Jahr 2023 war Deutschland mit 11,7 TWh erstmals seit 20 Jahren wieder Nettostromimporteur. Die bundesweiten Importe stiegen gegenüber dem Vorjahr um 13,5 TWh auf 77,2 TWh, die Exporte hingegen sanken um 3,1 TWh auf 48,9 TWh. [73] Der gestiegene

Stromimport ist unter anderem darauf zurückzuführen, dass durch den Ausstieg aus Kern- und Kohlekraftwerken weniger heimische Erzeugungskapazitäten zur Verfügung standen. Gleichzeitig machten niedrigere Strompreise im Ausland Importe ökonomisch attraktiver.

Abbildung 10 zeigt die Entwicklung des kommerziellen Außenhandels, der über die Grenzkuppelstellen in Baden-Württemberg abgewickelt wurde. Gegenüber dem Vorjahr verringerte sich der Netto-Exportüberschuss von 8,2 TWh auf 5,0 TWh. Der Netto-Importüberschuss stieg von 5,6 TWh auf 8,5 TWh. Daraus ergibt sich ein Saldo von 3,4 TWh beim kommerziellen Außenhandel in Baden-Württemberg. [73] Deutliche Verschiebungen zeigten sich vor allem im Handel mit Frankreich, wo eine anhaltende Trendumkehr zu beobachten ist, da der Stromimport weiter anstieg und auch der Stromexport weiter rückläufig war. Die Bilanz des kommerziellen Außenhandels mit der Schweiz und Österreich blieb dagegen weitgehend unverändert. Zudem ist beim kommerziellen Außenhandel keine saisonale Struktur hinsichtlich Export und Import festzustellen. Die Handelsrichtung folgt vielmehr marktgetriebenen Preisunterschieden und strukturellen Veränderungen auf dem europäischen Strommarkt.

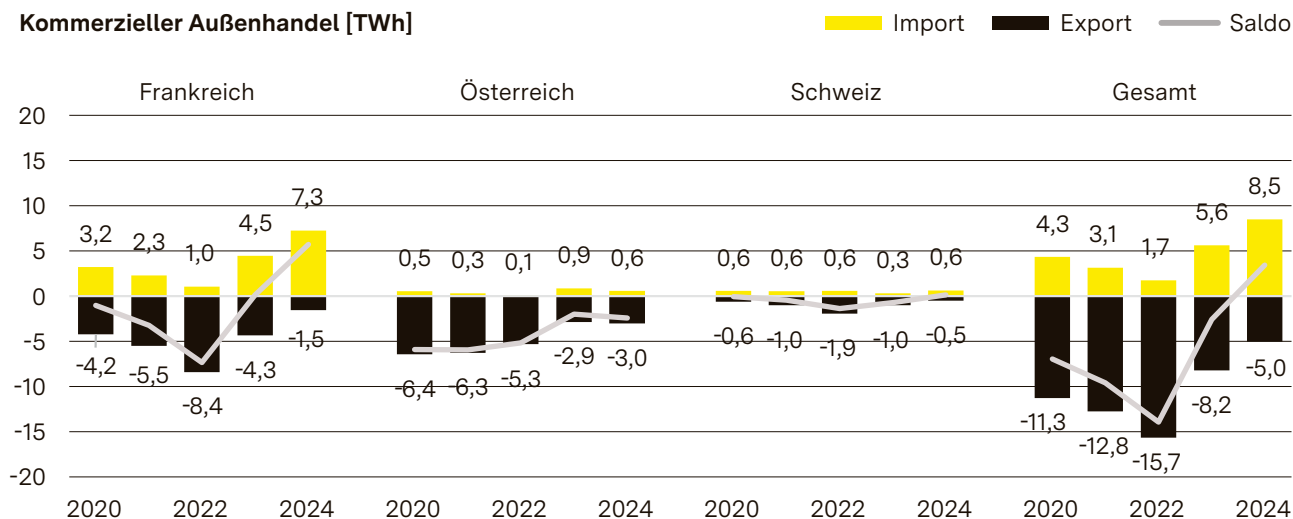


Abbildung 10: Kommerzieller Außenhandel zwischen Baden-Württemberg und dem benachbarten Ausland in den Jahren 2020 bis 2024. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [73].

Die kommerziell gehandelten Mengen weichen zum Teil erheblich von den gemessenen, physikalischen Stromflüssen ab. Grund hierfür sind Transit- und Ringflüsse, die sich durch die zentrale Einbettung Deutschlands in das europäische Verbundsystem ergeben. Tatsächlich flossen im Jahr 2024 rund 7,3 TWh Strom von Baden-Württemberg in das benachbarte Ausland und rund 14,5 TWh in entgegengesetzter Richtung (vergleiche Abbildung 11). Auch hier ist eine Fortsetzung der Trendumkehr im Austausch mit Frankreich und auch mit der Schweiz zu beobachten. Der physikalische Stromfluss zwischen Deutschland und Österreich bleibt auf einem ähnlichen Niveau im

Vergleich zum Vorjahr. Der Exportüberschuss von 1,3 TWh im Jahr 2023 entwickelte sich zu einem Importüberschuss von 7,2 TWh im Jahr 2024. Der Importüberschuss ergibt sich aus dem steigenden Stromimport aus Frankreich und der Schweiz und dem sinkenden Export. Daher stieg der Import von 9,3 TWh auf 14,5 TWh im Jahr 2024 und der Export fiel von 10,6 TWh auf 7,3 TWh. [73]

Insgesamt lässt sich feststellen, dass auch der physikalische Stromfluss stark von markt- und kraftwerksbedingten Faktoren beeinflusst wird und daher keine saisonale Struktur hinsichtlich Import und Export erkennbar ist.

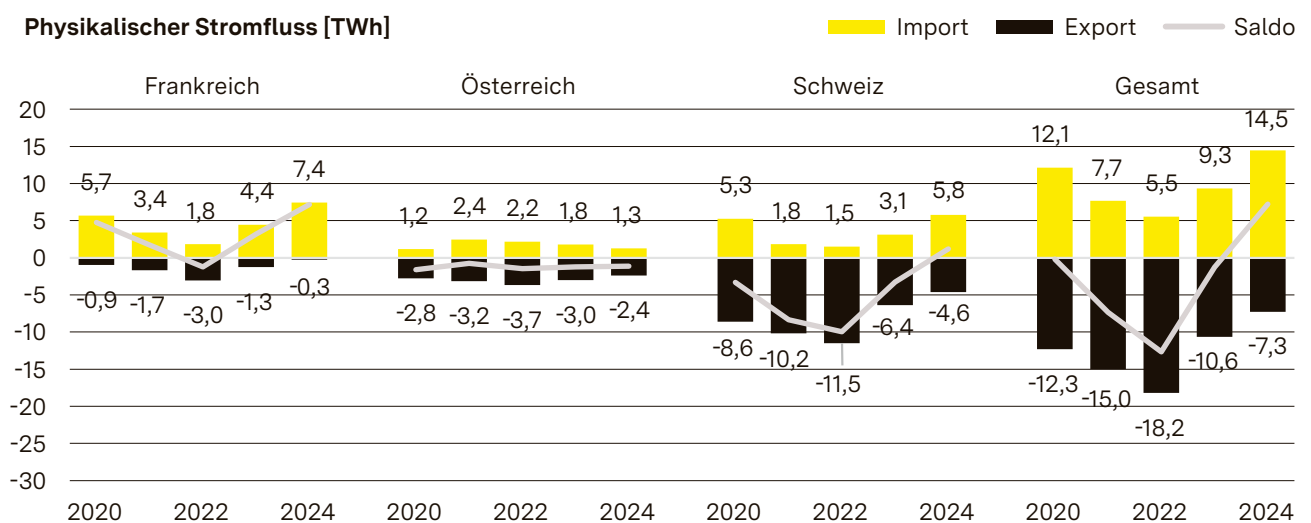


Abbildung 11: Physikalische Stromflüsse zwischen Baden-Württemberg und dem benachbarten Ausland in den Jahren 2020 bis 2024. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [73].



3. Energiewende im Wärmesektor

Die Energiewende im Stromsektor ist durch den dynamischen Ausbau erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen sowie der stetigen Zunahme an Speicherkapazitäten bereits weit fortgeschritten. Im relativ trägen Wärme- und Gebäudesektor bestehen wiederum noch deutliche Defizite, beispielsweise in Form schlechter Energieeffizienz der Gebäudehüllen, der anteiligen Nutzung erneuerbarer Energien an der Wärmebereitstellung oder mangelnder Wärmenetzplanungen. Der Wärmesektor in Deutschland zeichnet sich durch viele dezentrale Erzeugungsanlagen aus – zumeist fossil oder biogen befeuerte Heizkessel, Wärmepumpen oder Stromdirektheizungen. Der Anteil an Wärmenetzen ist dagegen vergleichsweise gering. Die Akteursstruktur, die Gebäudestruktur sowie das Alter von Heizungsanlagen und Gebäuden sind breit gefächert. Dies zeigt sich auch an den vielen Förderprogrammen und -ansätzen auf Bundes- und Landesebene sowie ordnungsrechtlichen Maßnahmen (GEG beziehungsweise EWärmeG des Landes).

Einschränkend muss einleitend konstatiert werden, dass es auf Landesebene keine vergleichbare Datenbasis wie auf Bundesebene für den Wärmesektor gibt (vergleiche dazu die einleitenden Ausführungen im Abschnitt 3.2). Die Analysetiefe ist aufgrund der unzureichenden Datenlage derzeit weiterhin begrenzt.

Effizienzthemen im Wärmebereich werden aufgrund des hohen Stellenwerts nochmals separat im Kapitel 5.1 und 5.2 zur Entwicklung des Energieverbrauchs beziehungsweise der Energieeffizienz angesprochen.

3.1 Aktuelle Entwicklungen und Rahmenbedingungen im Wärmesektor

Die Bundesregierung hat im Zuge des neuen Koalitionsvertrages eine Neuregelung des Gebäudeenergiegesetzes (GEG, umgangssprachlich „Heizungsgesetz“) angekündigt. Bis dahin gilt für den Wärme- und Gebäudesektor weiterhin

das zum 1. Januar 2024 novellierte GEG, das Vorgaben zu den energetischen Anforderungen an Neu- und Bestandsbauten und zum Einsatz erneuerbarer Energien zur Wärme- und Kälteversorgung enthält. Das Gesetz umfasst Wohn- und Nichtwohngebäude. Laut GEG muss grundsätzlich jede neu eingebaute Heizung zu 65 Prozent mit erneuerbaren Energien betrieben werden. Für Neubaugebiete wurde dies bereits mit der Novellierung zum 1. Januar 2024 verpflichtend. Für bestehende Gebäude und Neubauten außerhalb von Neubaugebieten greift die Regelung zum Heizungswechsel im Zuge der kommunalen Wärme-

planung. Dies erfolgt in Großstädten (mehr als 100.000 Einwohner) bereits ab dem 1. Juli 2026. In kleineren Städten bis zu 100.000 Einwohnern wird die Regelung mit dem Stichtag 1. Juli 2028 zur Pflicht. Diese Übergangslösungen wurden zur Harmonisierung mit der kommunalen Wärmeplanung vorgenommen. Für noch funktionierende Heizungen gilt, dass sie betrieben werden dürfen, bis sie irreparabel sind [74]. Mit der Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) besteht ein flankierendes Förderprogramm, das in Abbildung 12 kompakt dargestellt ist.

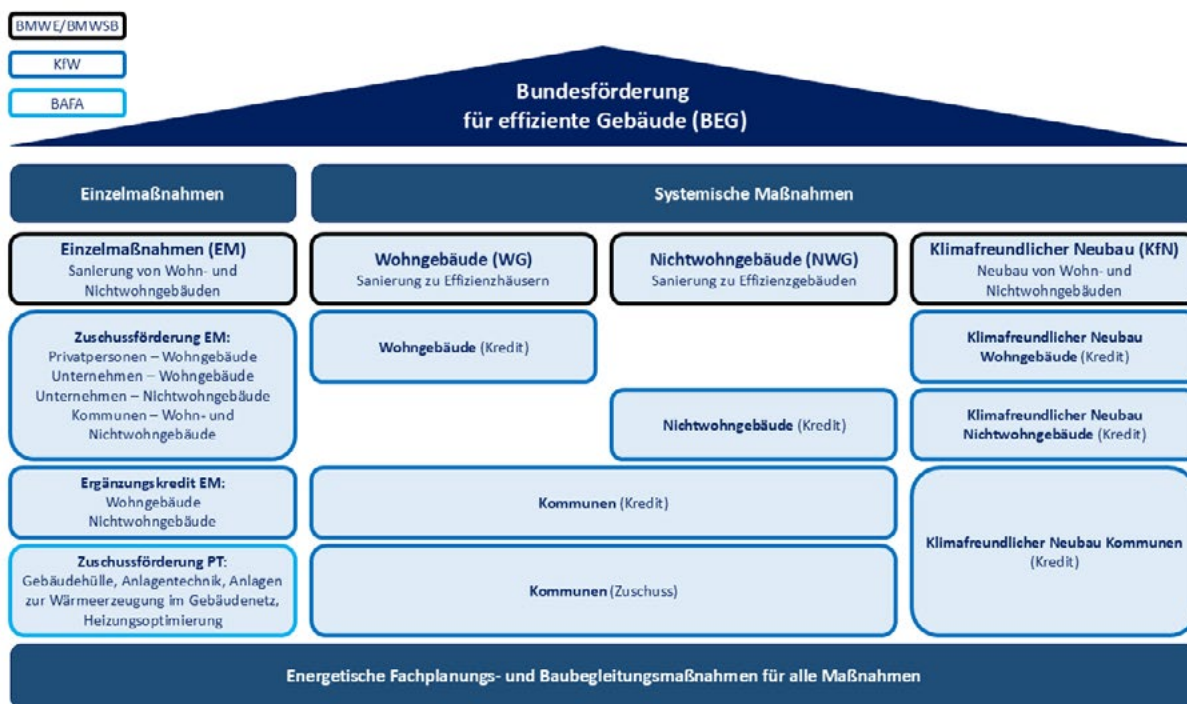


Abbildung 12: Übersicht Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG). Eigene Darstellung auf Basis von [75].

Die BEG setzt sich aktuell aus vier Teilbereichen zusammen: (1) Heizungsförderung sowie Einzelmaßnahmen der energetischen Sanierung von Wohn- und Nichtwohngebäuden (EM), (2) Sanierung von Wohngebäuden (WG), (3) Sanierung von Nichtwohngebäuden (NWG) sowie (4) klimafreundlicher Neubau (KfN). Träger dieser vier Teilbereiche sind das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) sowie das Bundesministerium für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen (BMWSB). Im Bereich der Einzelmaßnahmen werden der Einbau klimafreundlicher Heizungen sowie weitere einzelne Maßnahmen zur energetischen Sanierung über Zuschüsse gefördert.

Je nach Förderprogramm ist das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) oder die KfW-Bankengruppe zuständig. Für die Sanierung von Wohn- und Nichtwohngebäuden auf ein Effizienzhaus-Niveau vergibt die KfW zinsvergünstigte Kredite mit Tilgungszuschuss.

Die Tilgungszuschüsse orientieren sich dabei an der zukünftigen Effizienzhausklasse. Ebenso wird der Neubau oder Erstkauf klimafreundlicher Wohn- und Nichtwohngebäude in verschiedenen Stufen durch zinsvergünstigte Kredite gefördert [75–77]. Die Inanspruchnahme der Förderprogramme wird in Kapitel 5.2 im Kontext der Energieeffizienz ausgewertet.

Ein zentraler Baustein in der Wärmewende sind die zu erstellenden kommunalen Wärmepläne. Mit der Novelle des Klimaschutzgesetzes im Jahr 2020 besteht für Stadtkreise und große Kreisstädte in Baden-Württemberg eine verpflichtende kommunale Wärmeplanung. Damit hat das Bundesland eine Vorreiterrolle eingenommen und für mehr als 50 Prozent der Einwohner eine Wärmeplanung geschaffen. In signifikantem Umfang haben auch kleinere Kommunen eine kommunale Wärmeplanung durchgeführt, nicht zuletzt aufgrund der zusätzlichen Förderung für freiwillige Wärmepläne. Dadurch wird ein großer Anteil des Gebäudebestands in die Wärmeplanung eingeschlossen [78, 79]. Baden-Württemberg war damit bundesweit das erste Bundesland mit einer entsprechenden gesetzlichen Verankerung. Neben Baden-Württemberg verfügen ebenfalls Hamburg, Hessen, Schleswig-Holstein, Niedersachsen, Thüringen, Brandenburg, das Saarland, Nordrhein-Westfalen und Bayern über eigene landesrechtliche Vorgaben zur Wärmeplanung (Stand: April 2025). Auf Bundesebene ist seit dem 1. Januar 2024 das Gesetz für die Wärmeplanung und zur Dekarbonisierung der Wärmenetze (Wärmeplanungsgesetz – WPG) in Kraft getreten [80]. Für Baden-Württemberg gibt es gemäß WPG Sonderregelungen, wonach die bestehenden Wärmepläne anerkannt werden beziehungsweise Bestandsschutz genießen. Konkret heißt das: Die kommunale Wärmeplanung betrifft in vollem Umfang 104 Stadtkreise und große Kreisstädte, welche verpflichtet waren, bis zum 31. Dezember 2023 einen kommunalen Wärmeplan nach § 27 KlimaG BW (alte Fassung) vorzulegen, der spätestens alle sieben Jahre fortgeschrieben werden muss. Mit der Fortschreibung gelten dann die zu diesem Zeitpunkt gültigen bundesrechtlichen Regelungen. Für alle Wärmepläne, die noch im Rahmen der oben genannten freiwilligen kommunalen Wärmeplanung mit Fördermitteln des Landes oder des Bundes erstellt werden, gelten weiterhin die bestehenden Regelungen. Mit der Fortschreibung gelten dann auch für diese Gemeinden die zu dem Zeitpunkt gültigen bundesrechtlichen Regelungen. Für die übrigen Wärmepläne gelten nach Inkrafttreten des novellierten KlimaG BW (6. August 2025) die Vorgaben des WPG mit Ergänzungen des neuen KlimaG

BW [81]. Darüber hinaus bestehen gemäß WPG für kleinere Kommunen ebenfalls Fristen, die mit denen des GEG übereinstimmen (s. oben). Für Kommunen mit einer Einwohnerzahl unter 10.000 gilt dabei ein vereinfachtes Verfahren. Im weiteren Zusammenhang mit dem GEG gilt: Das Vorliegen eines Wärmeplanes alleine reicht nicht für die direkte Anwendung des GEG (und somit der 65 Prozent-Erneuerbaren-Energien-Pflicht) aus. Hierfür bedarf es einer zusätzlichen Entscheidung der Gemeinde zur Ausweisung von entsprechenden Gebieten, beispielsweise in Form einer kommunalen Satzung oder dem Ablauf der Fristen nach GEG (s. oben). Durch Satzungsbeschlüsse können für gesonderte Gebietsausweisungen daher auch frühere Fristen greifen [82]. Einen Überblick zum Stand der kommunalen Wärmeplanung bietet die Landesanstalt für Umwelt in Form einer umfassenden Übersichtskarte. Diese zeigt den jeweils aktuellen Stand der Wärmeplanung in den einzelnen Kommunen auf. Neben den bereits eingereichten 104 Wärmeplänen der verpflichteten Kommunen haben sich 553 weitere Kommunen (Stand: 1. Oktober 2025) freiwillig auf den Weg der Wärmeplanung begeben, der Großteil davon wird über ein Landesförderprogramm unterstützt [83].

Die bereits abgeschlossenen Wärmepläne bieten einige Erkenntnisse zur zukünftigen Wärmeversorgung in Baden-Württemberg [84]. Die Grundlage dafür bilden insgesamt 126 Datensätze, deren Energiekenndaten rund 45 Prozent der Bevölkerung in Baden-Württemberg umfassen. Die Datensätze zeigen ein hohes Ambitionsniveau in Bezug auf die Energieeinsparung. Im Median sinkt der Endenergiebedarf um rund ein Drittel bis 2040 (Ausgangsbasis ist der Endenergiebedarf von 2017 bis 2023). Die jährliche Endenergie-Einsparung beträgt durchschnittlich 1,5 Prozent. Als Ersatz für fossile Energieträger dominieren Wärmenetze, die einen Anteil von 45 Prozent am Endenergiebedarf ausmachen. Gespeist werden Wärmenetze aus einem relativ diversifizierten Energieträgermix, bestehend aus Biomasse, Abwärme, Umweltwärme (Großwärmepumpen) und sonstigen Brennstoffen⁸. Auch Geothermie entwickelt sich zu einer wichtigen Säule, wohingegen Solarthermie den geringsten Anteil einnimmt. Neben Wärmenetzen werden die genannten

8 Wasserstoff, synthetische Brennstoffe (PtX) sowie sonstige erneuerbare Brennstoffe

Energieträger in erneuerbar betriebenen Heizsystemen dezentral eingesetzt und decken den verbleibenden Endenergiebedarf. Hier leistet die Nutzung von Umweltwärme den größten Anteil an der Substitution fossiler Brennstoffe. In Abgrenzung zu den Wärmenetzen werden hierunter eher kleine, dezentrale Luft- und Gewässer-Wärmepumpen subsummiert. Aufgrund der Emissionen der Vorketten erreicht kein Wärmeplan eine vollständige Dekarbonisierung im Jahr 2040.

Neben dem KlimaG BW, dem GEG und dem WPG gilt in Baden-Württemberg für Bestandsimmobilien, die vor 2009 errichtet wurden, weiterhin das Erneuerbare-Wärme-Gesetz (EWärmeG). Sobald die 65 Prozent-Pflicht auch im Bestand greift findet das EWärmeG keine Anwendung mehr, da weitergehendes Bundesrecht das Landesrecht bricht. Damit nutzt das Land seinen ordnungsrechtlichen Spielraum aus, um bei einem Austausch der zentralen Wärmeerzeuger mehr erneuerbare Energien im gesamten Gebäudebestand zum Einsatz zu bringen [85]. Das EWärmeG adressiert neben Wohn- auch Nichtwohngebäude [86]. Es ist, analog zum GEG, technologieoffen gestaltet, was bedeutet, dass unterschiedliche Optionen zur Erfüllung der Anforderungen bestehen (mindestens 15 Prozent Anteil erneuerbarer Energien oder Ersatzmaßnahmen) wovon auch mehrere Optionen erlaubt sind. Hierzu zählen der direkte Einsatz von erneuerbarer Wärme (Solarthermie, Geothermie, Umweltwärme, Biomasse) ebenso wie baulicher Wärmeschutz (Dämmung), der Einsatz von KWK-Anlagen, der Anschluss an ein Wärmenetz, die Errichtung einer Photovoltaikanlage sowie die Erstellung eines gebäudeindividuellen energetischen Sanierungsfahrplans. Die Maßnahmen werden jeweils entsprechend ihrem Anteil am Wärmeenergiebedarf oder ihrem Erfüllungsgrad angerechnet. Ebenfalls kann es möglich sein, bestehende Komponenten anzurechnen. Im Grundsatz gelten auch für Nichtwohngebäude die oben genannten Optionen. Einzelraumfeuerungen können bei Nichtwohngebäuden jedoch nicht angerechnet werden. Stattdessen kann bei Nichtwohngebäuden ein Sanierungsfahrplan zur vollständigen (beziehungsweise ersatzweisen) Erfüllung der gesetzlichen Vorgaben (EWärmeG) herangezogen werden [87, 88].

3.2 Beheizungsstrukturen und erneuerbare Energien im Wärmesektor

Auf Landesebene hat sich die Datenlage zum Energieverbrauch im Wärmesektor im Vergleich zu den letzten Jahren nur unwesentlich verbessert und ist weiterhin mangelhaft. Im Gegensatz zur Bundesebene. Dort liegen zentrale Daten zum Energieverbrauch im Wärmesektor „Anwendungsbilanzen zur Energiebilanz Deutschland“ der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen vor [89]. Die Anwendungsbilanzen enthalten Daten zum Energieverbrauch nach Sektoren, nach Energieträgern sowie nach Anwendungen (zum Beispiel Raumwärme, Warmwasser, Prozesswärme, mechanische Energie, Kälte et cetera). Die Daten werden regelmäßig im Rahmen wissenschaftlicher Studien sowie aufwendiger Erhebungen ermittelt beziehungsweise fortgeschrieben. Da diese zentralen Daten auf Landesebene nicht vorliegen, können die Entwicklungen im Wärmesektor für Baden-Württemberg nur anhand von Strukturdaten oder anderweitigen Indikatoren beschrieben werden. Als relevante Strukturdaten werden für den vorliegenden Bericht Zeitreihen zur Beheizung von Wohngebäuden sowie die Beheizungsstruktur von neuen Wohngebäuden auf Basis des Energieberichts für Baden-Württemberg dargestellt und erläutert. Zusätzlich finden sich in Kapitel 5 Zeitreihen zum Endenergieverbrauch in privaten Haushalten zur Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung sowie zur Energieverbrauchs- und Energieeffizienzentwicklung.

In Baden-Württemberg dominieren im Wohnbestand weiterhin Erdgas und Heizöl (Abbildung 13). 2022 machte der Energieträger Erdgas mit gut 2,1 Millionen Haushalten und einem prozentualen Anteil von 42 Prozent die überwiegende Heizart aus und blieb damit nahezu auf demselben Niveau wie noch 2014 und 2018. Ölheizungen liegen mit knapp 1,5 Millionen Haushalten und 30 Prozent an allen Heizarten weiterhin an zweiter Stelle, allerdings ist ihre absolute Zahl im Vergleich zu 2010 mit minus 17 Prozent bereits deutlich zurückgegangen. Dagegen hat die Bedeutung von Fernwärme, Holz und Sonstigen Wärmequellen (Erd- und Umweltwärme) sowie Sonnenenergie im Vergleich zu 2018 deutlich zugenommen. Die Nutzung von Kohle zu Heizzwecken spielt in Baden-Württemberg praktisch keine Rolle mehr (zum Anstieg 2022/2018 vergleiche die in Fußnote 9 angesprochenen methodischen Änderungen).

Deutliche Abweichungen im Vergleich zum Bundesdurchschnitt sind bei den fossilen Energieträgern zu erkennen. 2022 liegt der Anteil an Ölheizungen in Baden-Württemberg fast 10 Prozentpunkte höher als auf Bundesebene, wohingegen Gas knapp 11 Prozentpunkte und Fernwärme

circa 7 Prozentpunkte unter dem Bundesanteil liegen [90]. Eine Fortschreibung der Datenermittlung zur Heizart im Wohnbestand erfolgt im Rahmen der Zensuserhebung für das Jahr 2026 (4-Jahres-Intervall).

Bewohnte Wohnungen in Baden-Württemberg nach überwiegender Energieart der Beheizung [1.000]

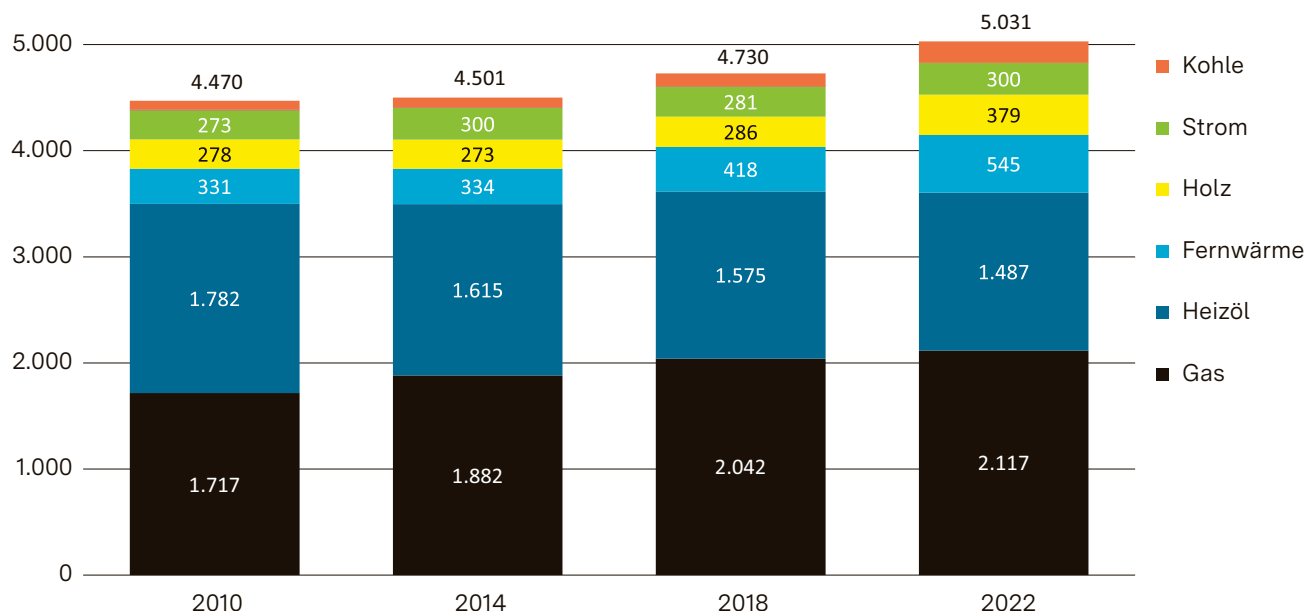


Abbildung 13: Bewohnte Wohnungen beziehungsweise Haushalte in Wohngebäuden (ohne Nichtwohngebäude) nach überwiegender Heizart in Baden-Württemberg⁹ Eigene Darstellung auf Basis der Daten aus [90–92].

Der Gebäudebestand in Baden-Württemberg umfasst insgesamt knapp 5,6 Millionen Wohnungen in Wohn- und Nichtwohngebäuden [93]. Investitionszyklen sind typischerweise lang und daher erfolgen auch Strukturveränderungen entsprechend langsam. Die Neubautätigkeit verzeichnete in den letzten Jahren ein stabiles Niveau zwischen 13.000 bis 15.000 neuen Wohngebäuden pro Jahr. Im Jahr 2024 hat sich die Anzahl an Baufertigstellungen jedoch deutlich auf 10.820 Gebäuden verringert, davon waren etwa 62 Prozent Einfamilienhäuser. Der Anteil an neuen Einfamilienhäusern

sinkt seit 2006 (80 Prozent), mit Ausnahme des Jahres 2012 kontinuierlich [94]. Im Bereich des Nichtwohnungsbaus sinkt die Anzahl an fertiggestellten Gebäuden seit 2018 (knapp 4.000) kontinuierlich und lag 2023 bei 2.700 neuen Gebäuden, was dem niedrigsten Zubau seit Beginn der Datenerfassung im Jahr 1979 entspricht. Im Jahr 2024 hat sich der Zubau mit knapp 2.860 neuen Gebäuden wieder leicht erhöht [95]. Drei Viertel der fertiggestellten Wohn- und Nichtwohngebäude im Land werden mittlerweile mit erneuerbaren Energien beheizt (Abbildung 14).

⁹ Wohngebäude ohne Wohnheime. Wegen konzeptioneller und methodischer Umstellungen im Mikrozensus sind die Ergebnisse für das Jahr 2022 nur eingeschränkt mit den Ergebnissen für 2018 vergleichbar. 2010 bis 2018 erfolgte die Auswertung anhand bewohnter Wohnungen, 2022 wurde die Datenbasis auf Haushalte geändert.

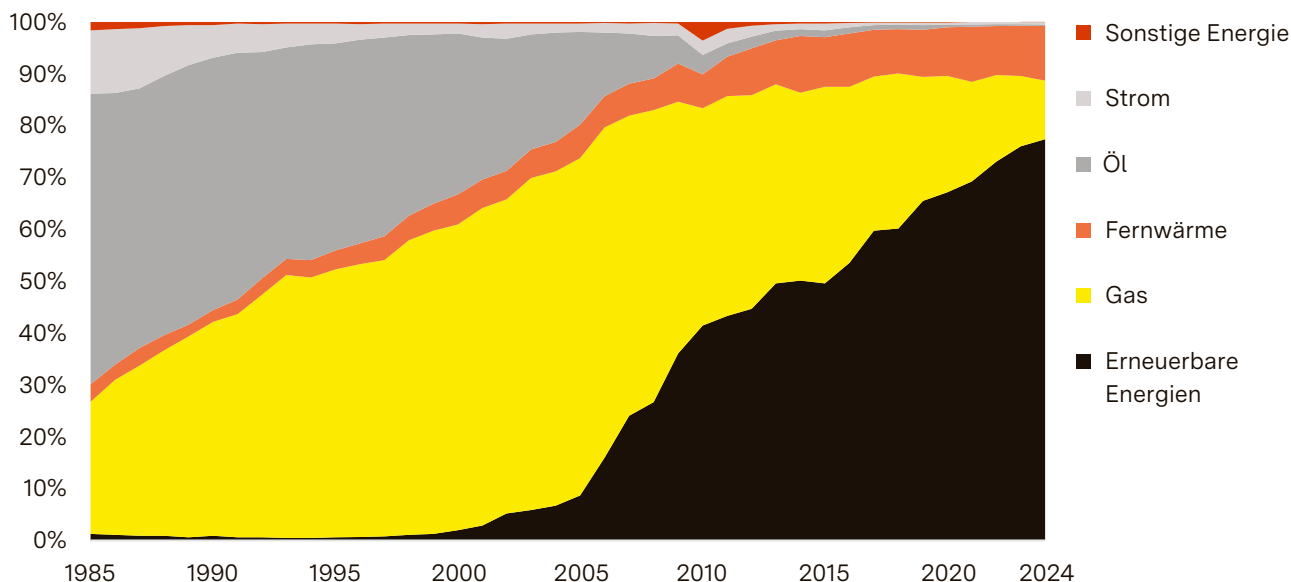


Abbildung 14: Fertig gestellte Neubauten (Wohn- und Nichtwohngebäude) in Baden-Württemberg seit 1985 nach überwiegender Heizenergie. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [96].

Seit dem Beginn der Datenerfassung der Heizart im Jahr 1985 ist eine deutliche Veränderung zu erkennen. Zum Erfassungsbeginn lag der Anteil der erneuerbaren Energien lediglich bei knapp 1,4 Prozent und war bis 1994 dann sogar bis auf 0,5 Prozent rückläufig. Dominierend waren zunächst Öl- und Gasheizungen. Die erneuerbaren Energien haben vor allem seit dem Jahr 2006 kontinuierlich an Bedeutung im Neubaubereich gewonnen. Bereits 2011 waren sie anteilmäßig führend und 2017 mit über 50 Prozent das erste Mal der dominierende Heizenergieträger für fertig gestellte Neubauten. Im Jahr 2023 erreichte der Anteil der mit erneuerbaren Energien beheizten Neubauten erstmalig über 75 Prozent (davon der Großteil Wärmepumpen). Dazu konträr verläuft die Entwicklung bei den fossilen Heizarten. Der Anteil von Öl ist seit 1985 stetig gesunken und liegt derzeit bei nur noch 0,3 Prozent. Ein ähnlicher Trend ist auch bei Gas festzustellen, dessen Anteil an allen Heizenergieträgern im Jahr 2024 bei 11,3 Prozent liegt. Diese Entwicklungen sind aus Sicht des Klimaschutzes positiv hervorzuheben. Neben den erneuerbaren Energien hat auch die Bedeutung von Fernwärme zu Heizzwecken bei fertig gestellten Neubauten seit 1985 zugenommen. Seit dem Jahr 2012 stagniert jedoch das Niveau zwischen 9 und 11 Prozent an den fertig gestellten Neubauten und liegt im Jahr 2024 bei 10,5 Prozent.

Die Entwicklung hin zu erneuerbaren Energien im Bereich der Neubauten wird sich zukünftig aufgrund der gesetzlichen Bedingungen des GEG (vergleiche Kapitel 3.1) auch im Bestandsbereich zeigen. Die entsprechenden Regelungen werden aufgrund der gewährten Übergangsfristen und fehlender politischer Kontinuität jedoch nicht unmittelbar, sondern erst im Laufe der kommenden Jahre sichtbar werden.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien ist neben Aktivitäten zur Minderung des Heizwärmebedarfs (vergleiche dazu die Ausführungen im Effizienzkapitel 5.2) ein wichtiger Teil der Energiewende und Klimaschutzpolitik im Wärmesektor. Abgesehen von witterungsbedingten Schwankungen ist der Beitrag der erneuerbaren Energien in den vergangenen Jahren tendenziell gewachsen und deckte 2024 knapp 20 Prozent des Endenergieverbrauchs der Wärmebereitstellung (ohne Strom, vergleiche Abbildung 15; Neuberechnung der Zeitreihe zur Nutzung des biogenen Anteils des Abfalls) ab. Die Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärmebereitstellung ist nach wie vor vom Einsatz von Biomasse dominiert, der größte Teil entfällt dabei auf die direkte Verfeuerung von Holz (Stückholz, Pellets, Hackschnitzel et cetera). Weiter gestiegen ist die Nutzung von Umweltwärme mittels Wärmepumpen (vergleiche auch Kapitel 6.2).

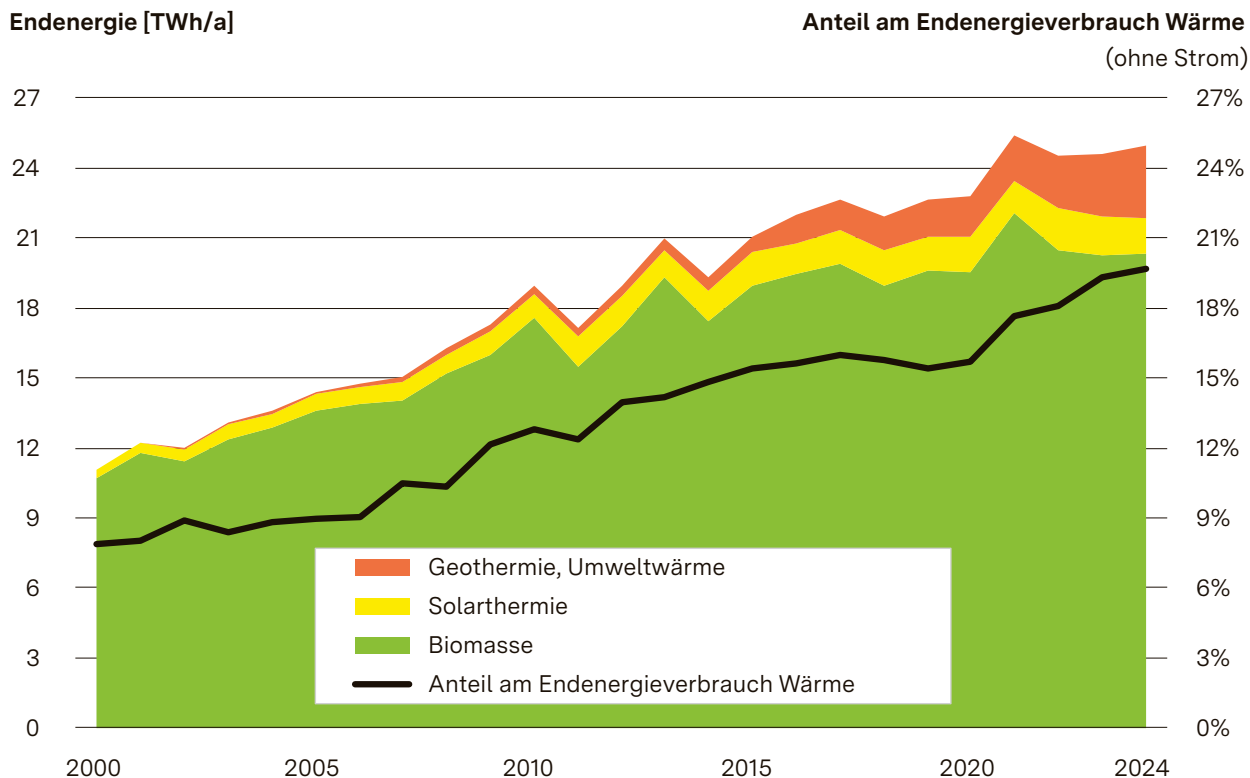


Abbildung 15: Entwicklung des Beitrags der erneuerbaren Energien zur Wärmebereitstellung in absoluten Werten (Flächen) sowie als Anteil am gesamten Endenergieverbrauch zur Wärmebereitstellung ohne Strom (Linie). Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [97].

Solarwärmeanlagen werden in Deutschland und Baden-Württemberg weiterhin vor allem im Kleinanlagensegment errichtet. In den letzten Jahren hat sich auch die Zahl der Großanlagen beziehungsweise die der solarthermischen Wärmenetze stetig erhöht. In Baden-Württemberg sind, Stand März 2025, 19 Anlagen zur Nutzung von solarer Nah- und Fernwärme mit einer Kollektorfläche von insgesamt über 60.000 m² beziehungsweise 42 MW maximaler Leistung installiert. Dies entspricht etwa einem Drittel der gesamten deutschlandweiten in

diesem Segment verbauten Kollektorfläche (vergleiche Abbildung 16). Damit liegt Baden-Württemberg bei den solarthermisch unterstützten Wärmenetzen bundesweit an der Spitze. Deutschlandweit sind mittelfristig mehr als 193.000 m² Kollektorfläche in Planung beziehungsweise in Realisierung, langfristig circa 220.000 m² [98, 99]. Der weitere Ausbau der solaren Nah- und Fernwärme wird im Rahmen des Bundesförderprogramms für effiziente Wärmenetze unterstützt [100].

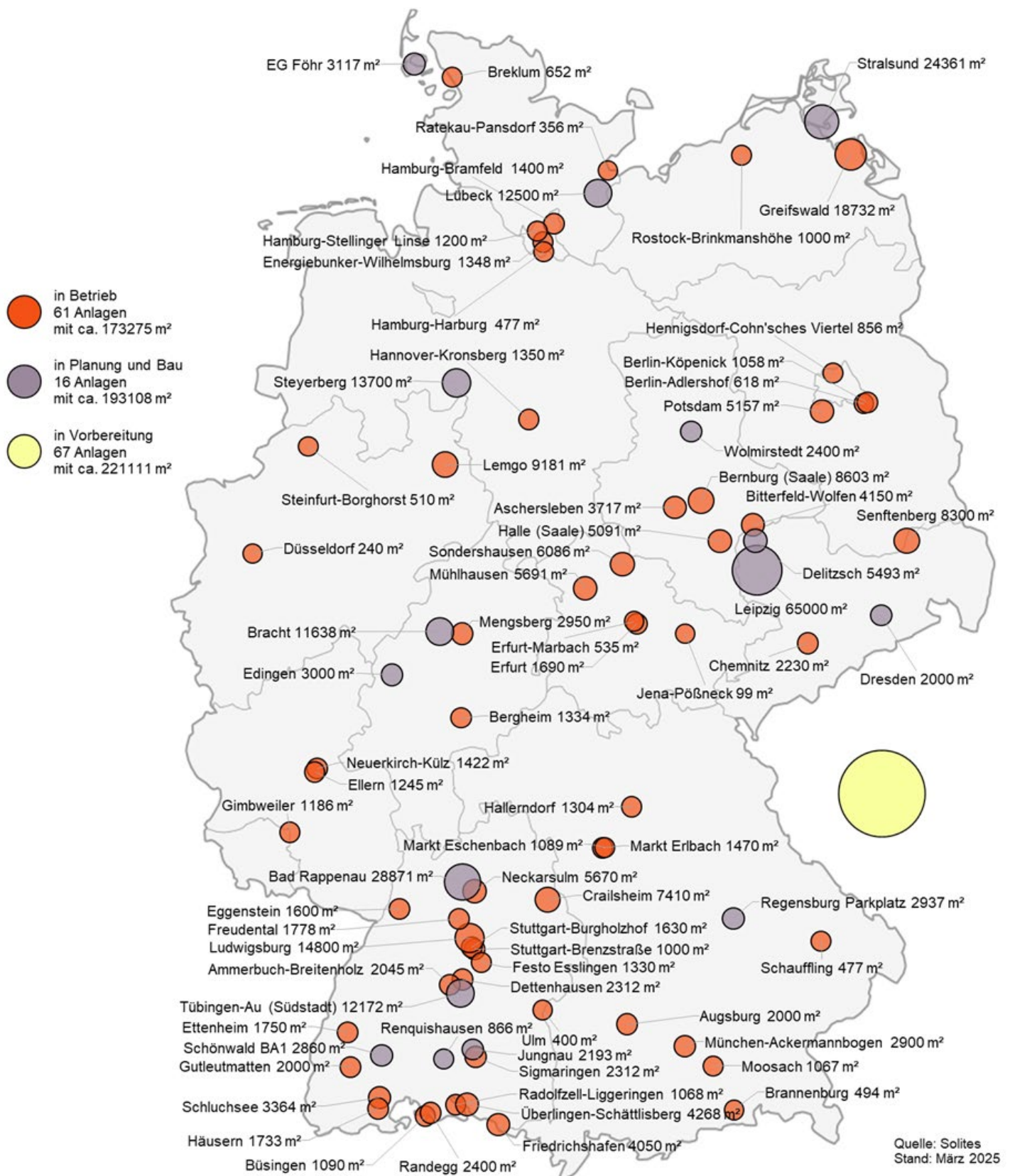


Abbildung 16: Anlagen zur Nutzung solarer Nah- und Fernwärme in Deutschland. [98, 99].

3.3 Fernwärme

Belastbare Daten zur Wärmenutzung in Wärmenetzen liegen nur für die Fernwärme vor. Die Erfassung seitens der amtlichen Statistik erfolgt zum einen für Kraftwerke mit einer Nettonennleistung von mindestens 1 Megawatt elektrisch, zum anderen bei Wärmenetzbetreibern sowie Heizwerksbetreibern ab einer installierten Nettonennleistung von 1 Megawatt thermisch.

Der Endenergieverbrauch von Fernwärme lag 2024 mit 44 PJ auf dem Vorjahresniveau. Sektorale verschob sich jedoch der Verbrauch leicht in Richtung der Haushalte. Insgesamt liegt das heutige Verbrauchsniveau unterhalb dem des Jahres 2010, welches ein verhältnismäßig kaltes Jahr mit hohem Wärmebedarf darstellte (vergleiche Abbildung 17).

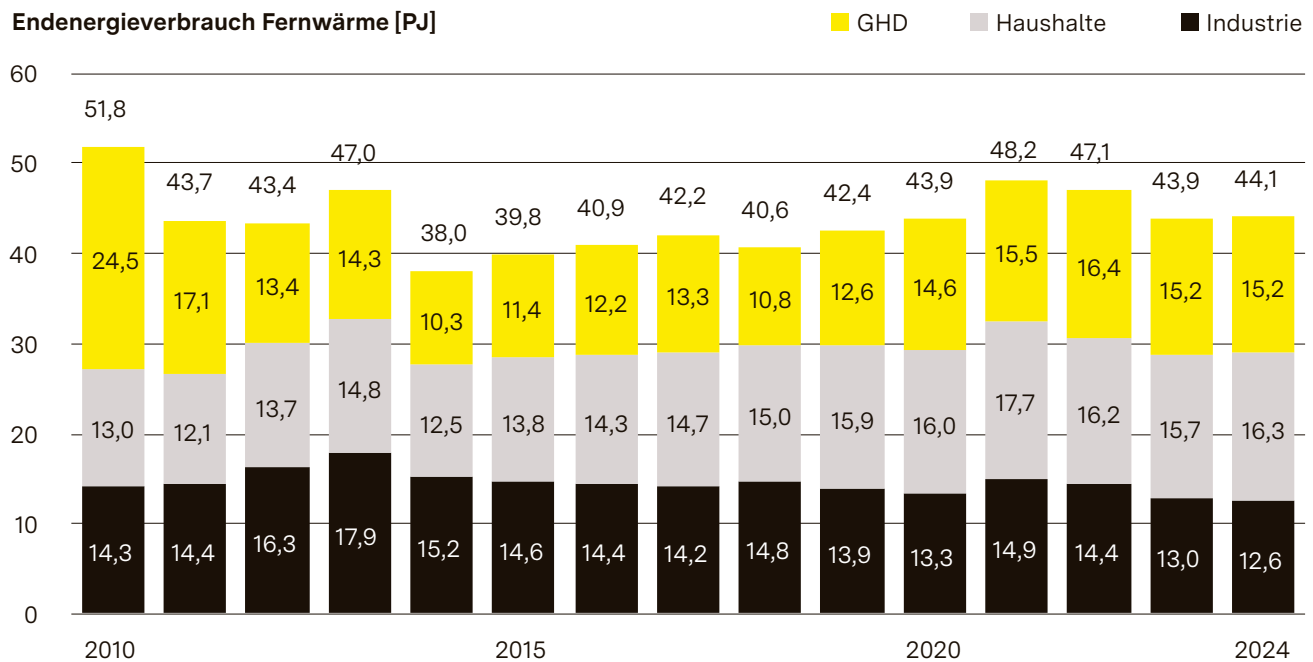


Abbildung 17: Endenergieverbrauch Fernwärme nach Sektoren in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von Daten des Statistischen Landesamtes Baden-Württemberg. Werte 2023 vorläufig, 2024 eigene Berechnungen ZSW.

Für Baden-Württemberg sind die Angaben zum Energieträgereinsatz bei der Fernwärmeerzeugung nicht öffentlich zugänglich. Sie wurden auf Anfrage vom Statistischen Landesamt im Rahmen von Sonderauswertungen zur Verfügung gestellt. Die Datenlieferung umfasst die Jahre 2018 bis 2023 sowie zur Einordnung das Jahr 2011 (Abbildung 18). Die Werte für das Jahr 2024 wurden selbst berechnet. Zur Erläuterung des Rückgangs gegenüber 2010 wird auf die obenstehenden Ausführungen zum Endenergieverbrauch von Fernwärme verwiesen. Die unten stehenden Werte des Energieträgereinsatzes sind größer als der obige Endenergieverbrauch, da in ersterem Erzeugungs- und Transportverluste enthalten sind.

Fernwärme wurde und wird zum weit überwiegen- den Teil aus fossilen Energieträgern bereitgestellt (vergleiche Abbildung 18). Dies ist darauf zurück- zuführen, dass Fernwärmenetze ursprünglich im Zusammenhang mit großen Kohle- oder Gaskraft- werken errichtet wurden, um die dort anfallenden großen Abwärmemengen zur Wärmeversorgung zu nutzen. Im Jahr 2011 machten fossile Energieträger noch rund 85 Prozent des Energieträgereinsatzes zur Fernwärmeerzeugung aus. Mittlerweile ist der Anteil auf 72 Prozent gesunken. Dies ist einerseits auf das Wachstum bei der Nutzung erneuerbarer Energien zurückzuführen (+60 Prozent gegenüber 2011), andererseits auf den Rückgang der fossilen Wärme- bereitstellung (circa -30 Prozent gegenüber 2011).

Energieträgereinsatz zur Fernwärmeerzeugung [PJ]

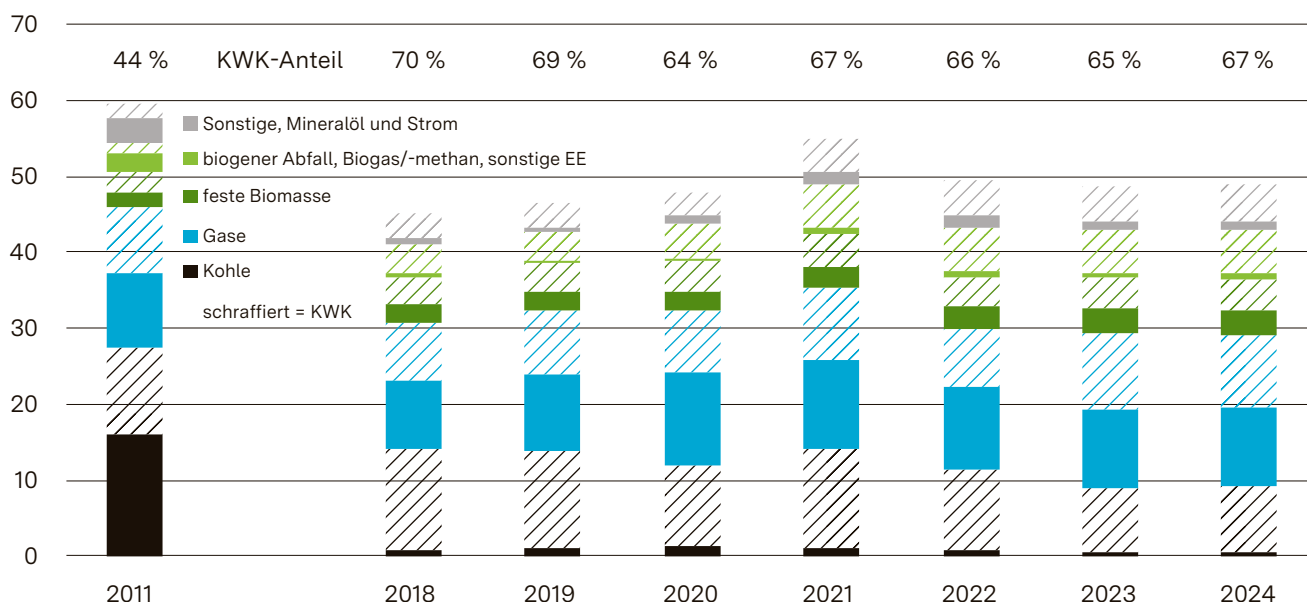


Abbildung 18: Zusammensetzung des Energieträgereinsatzes zur Fernwärmeerzeugung in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von unveröffentlichten Daten des Statistischen Landesamtes Baden-Württemberg. Jahr 2023 vorläufig, 2024 eigene Berechnungen ZSW.

In Abbildung 18 sind die jeweiligen Anteile schraffiert markiert, die mittels Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) bereitgestellt werden. Während im Jahr 2011 mehr als die Hälfte des Energieträgereinsatzes zur Fernwärmeerzeugung aus Heizwerken (ohne KWK) stammt, ist der Anteil der Heizwerke deutlich gesunken. In den vergangenen Jahren hat sich der KWK-Anteil bei rund zwei Drittel eingependelt. Dies ist jedoch weniger einer höheren KWK-Nutzung zuzurechnen, sondern insbesondere dem Rückgang der Einspeisung aus kohlebefeuelten Heizwerken. Bei den Fernwärmemengen aus Kohle lag der KWK-Anteil bei über 90 Prozent. Der KWK-Anteil der Fernwärme, die aus Gasen erzeugt wird, liegt aktuell bei rund 50 Prozent. Bei den erneuerbaren Energien setzt sich die Fernwärmeeinspeisung zu gut 70 Prozent aus KWK-Wärme und knapp 30 Prozent aus Heizwerken zusammen. Die EE-Wärmebereitstellung in Wärmenetzen stammt fast ausschließlich aus Biomasseanlagen, davon zu knapp einem Viertel aus Holzheizwerken und zu 70 Prozent aus Biogasanlagen und Holzheizkraftwerken.

Als Wärmequelle für Wärmenetze kommen auch verschiedene Formen von unvermeidbarer Abwärme in Frage. Neben Abwärme aus industriellen Prozessen und Rechenzentren ist dies auch denkbar für die Nutzbarmachung von Abwärme am Auslauf von Kläranlagen mittels Wärmepumpen. In einer Studie im Auftrag des Landes Baden-Württemberg [101] wurde dies für knapp 260 technisch und wirtschaftlich nutzbare Standorte im Land untersucht. Insgesamt beträgt das nutzbare Potenzial 13,5 PJ/a (3,74 TWh/a), davon gut ein Drittel in bestehenden größeren Wärmenetzen. Bezogen auf den in Abbildung 18 dargestellten Energieträgereinsatz in Fernwärmenetzen in Baden-Württemberg wird deutlich, dass Abwärme aus dem Auslauf von Kläranlagen in der Größenordnung der Einspeisung aus Kohlekraftwerken vorliegt.

Fernwärme wird zunehmend auch durch Großwärmepumpen bereitgestellt. In Mannheim wurde Ende 2023 eine Flusswärmepumpe mit 20 MW thermisch in Betrieb genommen, bei der der Rhein als Niedertemperaturwärmequelle dient [102]. Diese soll 2028 um eine weitere Flusswärmepumpe mit einer thermischen Leistung von 150 MW ergänzt werden [103]. In Stuttgart wurde im Frühjahr 2024 eine 24 MW-Wärmepumpe im Restmüllheizkraftwerk Münster installiert. Als Wärmequelle wird die Abwärme aus dem Kühlwasserkreislauf

des Kraftwerks genutzt [104]. In Heidelberg sind zwei Flusswärmepumpen mit insgesamt 30 MW geplant. Der Bau ist für das Jahr 2029 vorgesehen, einer Machbarkeitsstudie hat der Gemeinderat bereits zugestimmt. Weitere Großwärmepumpenprojekte sind in Konstanz, Kuppenheim, Meersburg und Untertürkheim in Planung.

Darüber hinaus soll nach den Regelungen des Energieeffizienzgesetzes zukünftig Abwärme aus Rechenzentren genutzt werden, zum Beispiel durch eine Einspeisung in Wärmenetze. In der Industrie soll Abwärme aus Produktionsprozessen möglichst vermieden, anderweitig genutzt oder ebenfalls in Wärmenetze eingespeist werden.

3.4 Versorgungssicherheit

Seit der Energiekrise ist die Versorgungssicherheit mit Erdgas in den Fokus gerückt. Insbesondere für die Wärmeversorgung in Privathaushalten, aber auch zum Betrieb von Wärmenetzen und von Anlagen zur Stromerzeugung sowie für Industrieprozesse ist Erdgas weiterhin von hoher Bedeutung. Die Versorgungssicherheit und die Füllstände der Gasspeicher werden in Kapitel 4.2 thematisiert. Die nachfolgenden Abschnitte beschreiben die Versorgungssicherheit im Bereich der netzgebundenen Wärmeversorgung mit Wärmenetzen unter dem Aspekt der Diversifikation von Importländern.

Fernwärme ist der Oberbegriff für die netzgebundene Wärmeversorgung. Die Unterscheidung in Nah- und Fernwärme ist eher energiestatistischer und förderpolitischer Natur und wirkt sich somit auch nicht in großem Maße auf die Versorgungssicherheit aus. Aufgrund der kürzeren Leitungslänge von Nahwärmenetzen ist jedoch davon auszugehen, dass die Versorgungssicherheit tendenziell etwas höher einzustufen ist, als die Versorgungssicherheit bei Fernwärmenetzen. Generell kann eine Versorgung über Wärmenetze – sowohl Nah- als auch Fernwärme – als verlässliche Wärmeversorgung betrachtet werden. Die Verlässlichkeit hängt jedoch von der Verfügbarkeit des beziehungsweise der jeweils eingesetzten Energieträger(s) ab. Auch im Jahr 2024 konzentrierte sich der Energieträgereinsatz in der Fernwärme auf Gas und Kohle (vergleiche Kapitel 3.3), wonach Herausforderungen, die mit deren Verfügbarkeit einhergehen (zum Beispiel Lieferengpässe und hohe Preise), auch auf die Fernwärmeversorgung durchschlagen.

Die Besicherung der Fernwärmeversorgung ist ein wesentlicher Baustein zur Versorgungssicherheit. Um die Gefahr zu minimieren, dass angeschlossene Wärmeabnehmer nicht mit der notwendigen Wärme versorgt werden können, müssen wichtige Teile redundant ausgelegt werden, das heißt mehrfach und voneinander unabhängig vorhanden sein. Dafür und im Sinne der Dekarbonisierung der Wärmenetze war es ein wichtiger Schritt, Besicherungsanlagen in der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) zu berücksichtigen. Die Förderrichtlinie führt unter dem Aspekt der förderfähigen Umfeldmaßnahmen explizit Anlagen zur Besicherung auf. Für diese ist in einem Transformationsplan darzustellen, dass die beantragten Anlagen Teil eines Maßnahmenpakets mit den zu besichernden erneuerbaren Wärmeerzeugungsanlagen sind. Zusätzlich muss dargelegt werden, mit welchem Anteil die erneuerbar erzeugten Wärmemengen besichert werden [105, 106]. Der Versorgungssicherheit zuträglich ist es auch, dass alternative Wärmequellen (zum Beispiel Solarthermie, Geothermie, Wärmepumpen oder Umgebungswärme) im Sinne der Diversität in die Fernwärmeversorgung miteingebunden werden [107], um die Nutzung von fossilen Energieträgern und die damit einhergehende Preis- und Importabhängigkeit zu mindern (vergleiche 4.2 Erdgasinfrastruktur beziehungsweise 7.1 Entwicklung der Energiepreise und -kosten). Neben den genannten Maßnahmen trägt auch die kommunale Wärmeplanung ihren Teil dazu bei, Wärmequellen entsprechend des Versorgungsgebiets zu diversifizieren und damit die Abhängigkeit von Energieimporten zu reduzieren und einen Beitrag zur Versorgungssicherheit zu leisten.

In Baden-Württemberg hat die MVV den Bau einer Fernwärme-Besicherungsanlage neben dem Großkraftwerk Mannheim am Standort Rheinufer Neckarau abgeschlossen und die Anlage Ende April 2023 in das Netz eingebunden [108]. Die Anlage dient dazu, die Spitzenlastdeckung zu gewährleisten. Daneben konnte auch die Besicherungsanlage der MVV auf der Friesenheimer Insel rechtzeitig zur Heizperiode 2023/2024 in Betrieb genommen werden. Beide Anlagen spielen im Sinne der Versorgungssicherheit eine wichtige Rolle [109].

Laut BNetzA hat Deutschland im Jahr 2024 865 TWh Erdgas importiert. Zu den wichtigsten Importländern zählen Norwegen (48 Prozent), die Niederlande (25 Prozent) und Belgien (18 Prozent).

Über die deutschen LNG-Terminals wurden 69 TWh (8 Prozent) Erdgas importiert, inländische Förderstätten haben mit 36 TWh an der Gasversorgung beigetragen [110]. Zum Vergleich: Noch vor 2022 (Stilllegung von Nord Stream 1 durch Russland beziehungsweise Sabotage von Nord Stream 2) hat Deutschland rund 50 Prozent der Erdgasimporte durch Russland gedeckt, gefolgt von Norwegen (etwa 30 Prozent) und den Niederlanden (max. 20 Prozent).

Die Analyse der Versorgungssicherheit mit Erdgas verdeutlicht, dass Deutschland wesentliche Fortschritte bei der Stabilisierung der Energieinfrastruktur erzielt hat. Zentrale Elemente bilden dabei die Diversifikation der Bezugsquellen, der Ausbau der LNG-Infrastruktur sowie die Integration alternativer, erneuerbarer Wärmequellen in bestehende Systeme. Die gesetzlich definierten Füllstandsvorgaben für Gasspeicher wurden im Gaswirtschaftsjahr 2024/2025 bisher eingehalten (siehe Kapitel 4.2). Dennoch sind die Gasspeicher-Füllstände derzeit geringer als im Mittel der vergangenen Jahre (Stand August 2025). Dies ist einerseits dem relativ kalten Winter geschuldet. Andererseits weist der Gasmarkt ungewöhnlich hohe Beschaffungspreise auf, weshalb es geringe Anreize gibt, Gas einzuspeichern. Die BNetzA sieht die Versorgungssicherheit als gewährleistet an, eine angespannte Gasversorgung wird im Augenblick als gering eingeschätzt. Gleichzeitig belegen die Entwicklungen der vergangenen Jahre, dass die fortlaufende Anpassung der Infrastruktur – etwa durch redundante Besicherungsanlagen und den Aufbau landseitiger LNG-Terminals – zwingend fortgeführt werden muss, um auch mittel- und langfristig eine gesicherte Energieversorgung gewährleisten zu können.

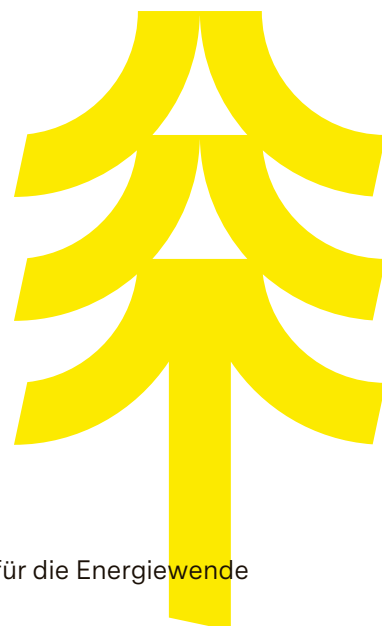


4. Infrastrukturen für die Energiewende

4.1 Stromnetze

Im Jahr 2009 wurde mit dem Beschluss des Gesetzes zum Ausbau von Energieleitungen (Energieleitungsausbaugesetz – EnLAG) der schon vor den Energiewendeentscheidungen bestehenden Notwendigkeit des Ausbaus der Übertragungsnetze Rechnung getragen. Einer der Gründe für die Einführung des EnLAGs war dabei der steigende Anteil erneuerbarer Energien im Stromnetz, welcher einen erhöhten Regelungsbedarf mit sich brachte. Zur Ermittlung des über das EnLAG hinausgehenden Ausbaubedarfs findet eine Evaluierung im Zuge der Erstellung des Netzentwicklungsplans (NEP) statt. Damit wird in einem zweijährigen Rhythmus der notwendige Bedarf durch die vier Übertragungsnetzbetreiber ermittelt und entsprechende Vorhaben werden angestoßen. Der aktuelle Netzentwicklungsplan Strom (NEP 2023-2037/2045) wurde im März 2024 von der Bundesnetzagentur bestätigt [111] und im Mai 2024 durch aktualisierte Vorhabenssteckbriefe ergänzt. Für die Erstellung

des NEP entwickeln die Übertragungsnetzbetreiber zunächst die aus ihrer Sicht notwendigen zusätzlichen Maßnahmen. Diese gehen als konkrete Projekte in den NEP-Entwurf ein, der von der Bundesnetzagentur geprüft und idealerweise bestätigt wird. Die Bundesnetzagentur übermittelt den NEP als Entwurf für einen Bundesbedarfsplan an die Bundesregierung.



Der Bundesbedarfsplan enthält zum Stand des zweiten Quartals 2025 106 Vorhaben mit einer Leitungslänge von knapp 15.000 km. In Baden-Württemberg sind 14 Maßnahmen des BBPlG umzusetzen. Davon sind zwei Maßnahmen Teil der drei geplanten, großen Nord-Süd-Trassen mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ), die eine Übertragungsleistung von insgesamt 10 GW umfassen¹⁰. Diese drei Trassen sind „A-Nord“/„Ultranet“ (2 GW), „SuedLink“ (zweimal 2 GW) und „SuedOstLink“ (zweimal 2 GW).

Das BBPlG-Vorhaben Nr. 2, die rund 340 km lange Leitung von Osterath nach Philippsburg, auch „Ultranet“ genannt, verläuft 42 km durch Baden-Württemberg beziehungsweise die Regelzone der TransnetBW und schließt an die sogenannte „A-Nord“-Trasse an, für die im Oktober 2023 der Spatenstich erfolgt ist. [112] Für den die TransnetBW betreffenden Abschnitt B1 wurde Anfang September 2023 die Planfeststellung nach § 24 NABEG beschlossen und im dritten Quartal 2023 erfolgte der Baubeginn. Zwischenzeitlich sind 37 km fertiggestellt [113] und die Inbetriebnahme des gesamten Abschnitts, wie auch von Ultranet insgesamt, soll im Jahr 2026 erfolgen (2023 war noch eine Inbetriebnahme 2027 vorgesehen). Eine Besonderheit dieser Trasse ist die Nutzung von Hybridmasten, bei denen Wechsel- und Gleichstrom parallel geführt werden, wobei überwiegend bestehende Masten verwendet werden. Zur Umwandlung von Gleichstrom in Wechselstrom und Einspeisung in das südwestdeutsche Netz wurde der südliche Konverter der Ultranet-Leitung auf dem Gelände des ehemaligen Kernkraftwerks Philippsburg errichtet und Ende November 2024 in Betrieb genommen. [112]

Vorhaben Nr. 3 ist das zweite Vorhaben mit einem Trassenabschnitt durch Baden-Württemberg und bildet mit Vorhaben Nr. 4 den Korridor C des NEP beziehungsweise das Projekt „Suedlink“ (insgesamt 4 GW Leistung). In Vorhaben Nr. 3 ist die

Leitungsstrecke von Brunsbüttel nach Großgartach als die zweite Leitung der „SuedLink“-Verbindung erfasst. [114] SuedLink soll an Land und auf See erzeugten Windstrom von der Nordsee in den Süden transportieren und als Erdkabel realisiert werden. Zwei der geplanten Abschnitte verlaufen dabei durch Baden-Württemberg. Mit dem Bau des Abschnitts E2 von der Landesgrenze Bayern nach Bad Friedrichshall mit einer Länge von 80 km wurde im dritten Quartal 2024 begonnen. Für den 18 km langen Abschnitt E3 von Bad Friedrichshall zum Netzverknüpfungspunkt Großgartach war der Baubeginn bereits im dritten Quartal 2023 erfolgt. Die ursprünglich für das Jahr 2022 geplante Inbetriebnahme verzögert sich, unter anderem aufgrund von Hürden im Planungs- und Genehmigungsprozess, und soll nach derzeitigem Planungsstand erst im Jahr 2028 erfolgen. [113]

Von den weiteren zwölf Vorhaben des BBPlG (vergleiche Tabelle 9) in Baden-Württemberg wurden bisher zwei vollständig abgeschlossen: Das Vorhaben Nr. 24 mit einer Leitungslänge von 61 km sowie das Vorhaben Nr. 35 mit einer Leitungslänge von 12 km. Drei Vorhaben (Nr. 40, Nr. 68 und Nr. 99) befinden sich noch komplett in der internen Planung. Die Vorhaben Nr. 19, Nr. 22, Nr. 23 und Nr. 72 befinden sich vollumfänglich im oder vor dem Planfeststellungsverfahren. Vom Vorhaben Nr. 21 befindet sich noch einer von vier Abschnitten in der Planfeststellung, die übrigen drei Abschnitte sind im Bau. Für Vorhaben Nr. 25 liegt der Planfeststellungsbeschluss vor und das Vorhaben wartet auf den Spatenstich. Folgende vier Vorhaben befinden sich im Bau: Neben den oben bereits erwähnten Vorhaben Nr. 2 und Nr. 3 sind dies Nr. 21 (seit Q1/2024) mit 3 von 4 Abschnitten und Vorhaben Nr. 20 (seit Q3/2023) mit 50 realisierten Trassenkilometern. [113]

Eine Übersicht aller Vorhaben findet sich in der folgenden Tabelle 9:

10 Im Zuge der Novelle des BBPlG wurden die im Vorhaben „SuedOstLink“ geplanten Leerrohre durch die Planung einer zusätzlichen 2 GW-Trasse ersetzt.

Tabelle 9: Umsetzungsstand¹¹ der Netzausbauvorhaben des Bundesbedarfsplangesetzes im Verantwortungsbereich der TransnetBW GmbH und durch andere Übertragungsnetzbetreiber durchzuführende Maßnahmen in Baden-Württemberg (Stand 10/2025).

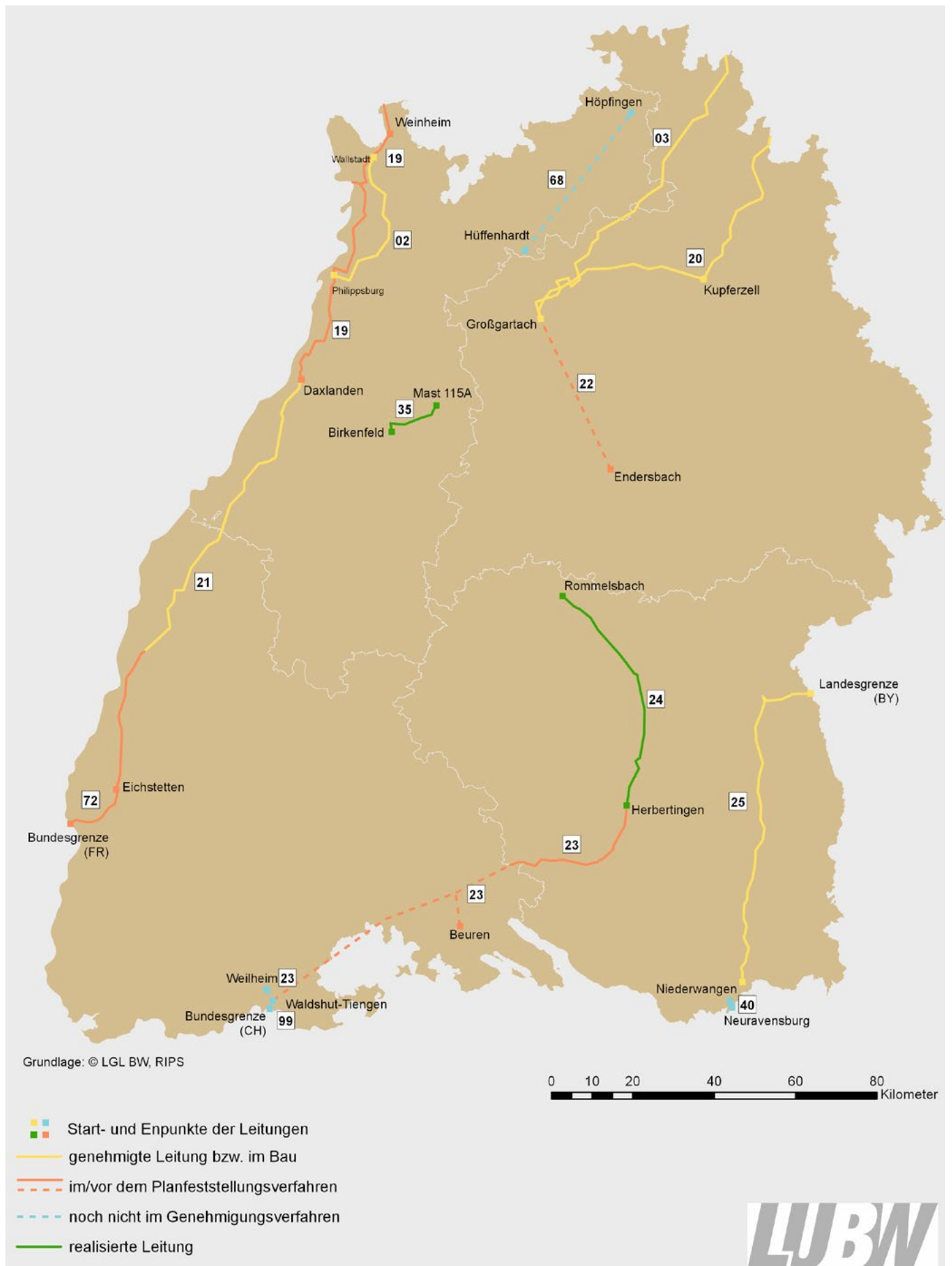
Dargestellt sind die Start- und Endpunkte der Leitungen, die Luftlinien dazwischen oder konkrete Trassenverläufe soweit diese schon feststehen.

Nr.	Vorhaben aus BBPlG	Vorhaben Träger	Zuständige Behörde
2	HGÜ-Verbindung Korridor A Osterath-Philippsburg "Ultraset"	TransnetBW	BNetzA
	(Abschnitt B1)"		
	"Ultraset" (Abschnitt A1)	Amprion	
3	HGÜ-Verbindung Korridor C Brunsbüttel-Großgartach	TransnetBW	BNetzA
	"SuedLink" (Abschnitte E2+E3)		
	Konverter Leingarten (Großgartach)	TransnetBW	LRA HB
19	380-kV-Netzverstärkung Weinheim-Daxlanden	TransnetBW	BNetzA
20	380-kV-Netzverstärkung Rittershausen-Kupferzell	TransnetBW	BNetzA
	Kupferzell-Großgartach	TransnetBW	BNetzA
21	380-kV-Netzverstärkung Daxlanden-Kuppenheim-Bühl-Eichstetten	TransnetBW	RP KA und RP FR
22	380-kV-Netzverstärkung Großgartach-Endersbach	TransnetBW	RP ST
23	380-kV-Netzverstärkung Herbertingen-Waldshut/Tiengen mit Abzweig Kreis Konstanz und Abzweig Beuren	Amprion/ TransnetBW	RP FR / Tü
24	380-kV-Netzverstärkung Rommelsbach-Herbertingen	Amprion	RP Tü
25	380-kV-Netzverstärkung Wullenstetten-Niederwangen	Amprion	BNetzA
35	380-kV-Netzausbau Birkenfeld-Mast 115 A	TransnetBW	RP KA
40	380-kV-Netzverstärkung Punkt Neuravensburg-Punkt Bundesgrenze (AT)	Amprion	BNetzA
68	380-kV-Netzverstärkung Höpfingen-Hüffenhardt	TransnetBW	RP KA
72	380-kV-Netzverstärkung Eichstetten-Bundesgrenze FR	TransnetBW	BNetzA
99	380-kV-Netzverstärkung Waldshut/Tiengen - Bundesgrenze CHR	TransnetBW	RP FR

Im Vergleich des derzeitigen Ausbaustandes (Stand: 2. Quartal 2025) zu den ursprünglich geplanten Fertigstellungsterminen der bundesweiten BBPlG-Vorhaben zeigen sich – abgesehen von den durch die BBPlG-Novellierung im Jahr 2021 neu hinzugekommenen Vorhaben – in allen Vorhaben zum Teil zwar erhebliche Verzögerungen von mehreren Jahren, jedoch lassen sich auch erste positive Effekte der gesetzlichen Beschleunigung ableiten.

Aktuell liegt der Ausbaustand zum Ende des zweiten Quartals 2025 mit rund 1.960 km realisierter Leitungslänge noch über 4.300 km hinter den Planungen des letzten BBPlG zurück (vergleiche Abbildung 19). Die Fertigstellung aller Vorhaben soll erst im Jahr 2038 erfolgen, wobei allerdings für insgesamt mehr als 3.500 km Trassenlänge das Inbetriebnahmedatum noch offen ist.

¹¹ Der aktuelle Stand der einzelnen Vorhaben ist abrufbar unter netzausbau.de/Vorhaben/uebersicht/liste/liste.html



Fertigstellung [km]

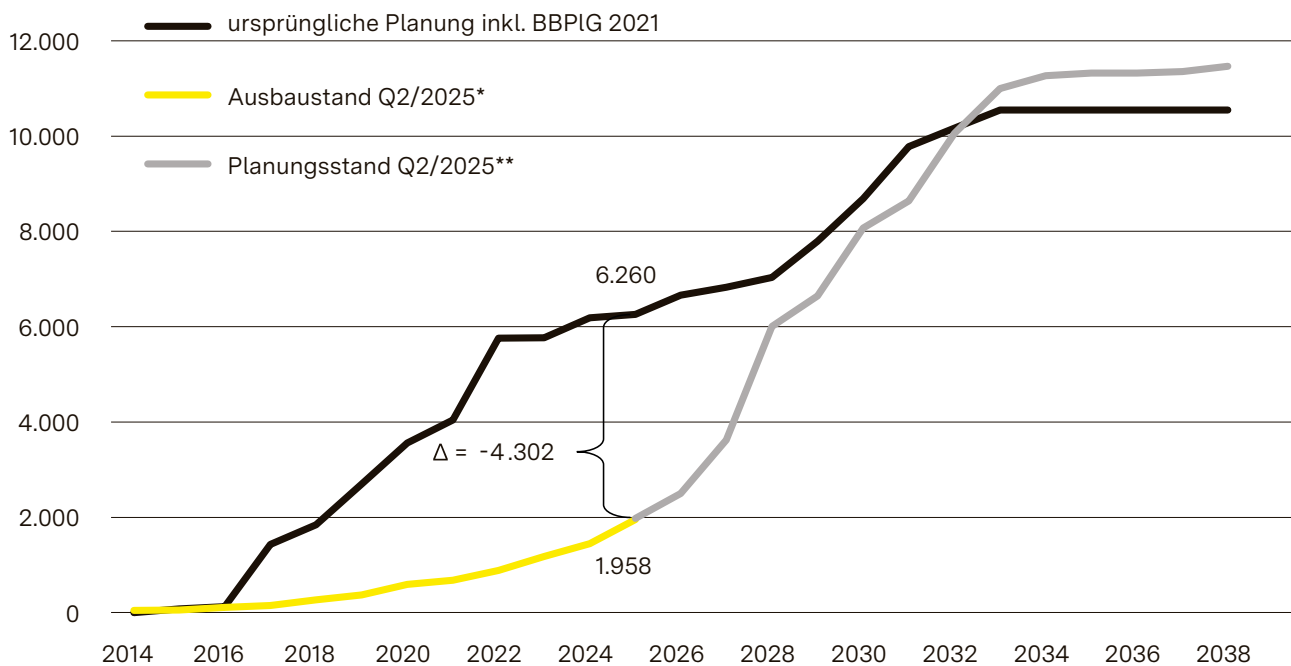


Abbildung 19: Ursprüngliche Planung, derzeitiger Ausbau- und Planungsstand der Netzausbauvorhaben gemäß BBPlG (Q2/2025).

* Aufgrund des Datenstands (Q2/2025) bildet der Ausbaustand im Jahr 2025 nur das erste Halbjahr ab.

** Zuzüglich 3.504 km in Abschnitten mit offenem Inbetriebnahmedatum.

Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [113, 115–120].

Trotz der Maßnahmen zur Beschleunigung von Genehmigungsverfahren haben sich bundesweit die Fertigstellungstermine für einzelne Vorhaben im Vergleich zum Vorjahr verzögert. Dabei beläuft sich die Verzögerung häufig auf wenige Jahre, allerdings sind teilweise auch Inbetriebnahmedaten wieder offen.

Die im BBPlG für Baden-Württemberg geplanten Netzausbauvorhaben, die in der Zuständigkeit des Übertragungsnetzbetreibers TransnetBW liegen, lassen ähnliche Entwicklungen und ebenfalls Verzögerungen wie die Vorhaben auf Bundesebene erkennen. Der tatsächliche Ausbaustand im 2. Quartal 2025 liegt rund 440 km hinter den Ursprungsplanungen zurück (vergleiche Abbildung 20). Nach den anfänglichen Planungen hätten zum Stand Q2/2025 circa 70 Prozent der geplanten Leitungskilometer bereits gebaut sein müssen. Tatsächlich liegt der Ausbaustand inzwischen bei 19 Prozent und einem realisierten Leitungsbau von 160 km (Stand Q2/2025).

Fertigstellung [km]

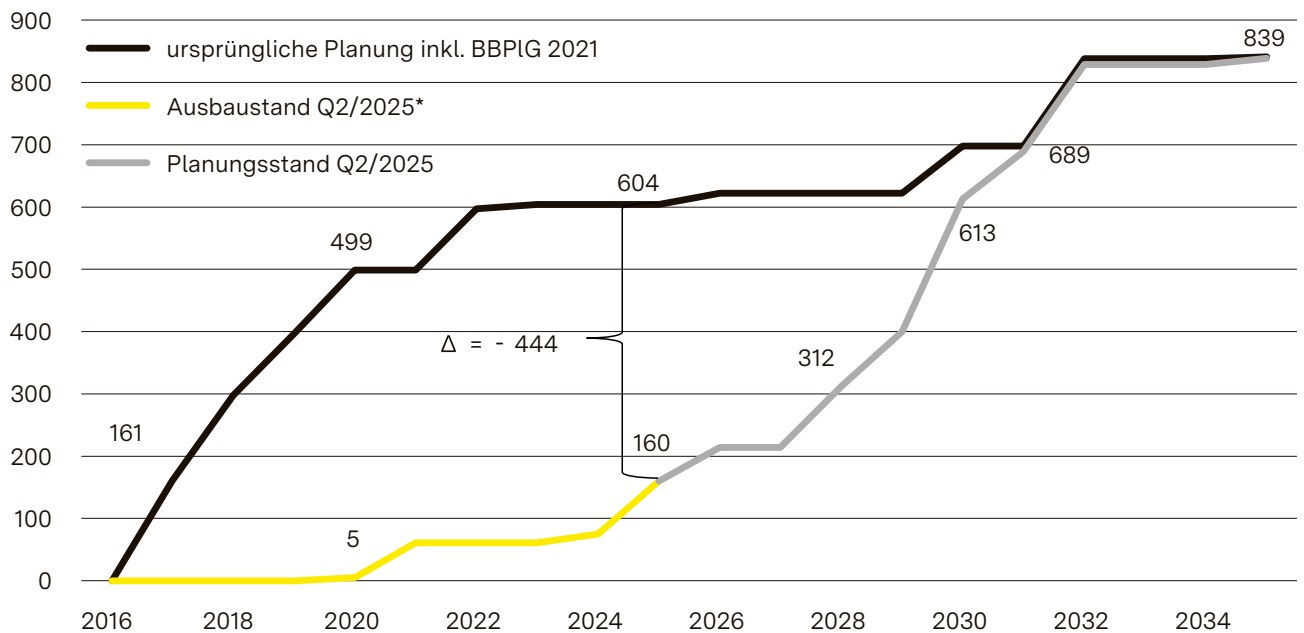


Abbildung 20: Ursprüngliche Planung, derzeitiger Ausbau- und Planungsstand der Netzausbauvorhaben gemäß BBPlG in Baden-Württemberg (Stand Q2/2025).

* Aufgrund des Datenstands (Q2/2025) bildet der Ausbaustand im Jahr 2025 nur das erste Halbjahr ab. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [113, 115–120].

Zusätzlich zu den Vorhaben gemäß BBPlG ist für die Versorgungssicherheit in Baden-Württemberg auch der Netzausbau im Rahmen des Energieleitungsausbaugesetzes (EnLAG) relevant. Der Entwicklungsstand der 22 Vorhaben der vier Übertragungsnetzbetreiber gemäß EnLAG ist in Abbildung 21 zusammenfassend dargestellt. Auch hier sind gegenüber der ursprünglichen Planung zum Teil erhebliche Verzögerungen erkennbar, was sich in Netzengpässen und einem hohen Bedarf an Redispatchmaßnahmen auf Bundesebene bemerkbar macht (vergleiche dazu auch Kapitel 2.2.3). Der derzeitige Ausbaustand (Q2/2025) der Netzausbauvorhaben gemäß EnLAG liegt mit 1.563 km noch knapp 240 km unter dem Zielausbau von 1.800 km (vergleiche Abbildung 21). Geht man von der derzeitigen Ausbauplanung aus, wird der vollständige Ausbau der EnLAG-Vorhaben im Jahr 2030 und damit über 10 Jahre später als ursprünglich geplant abgeschlossen sein. Eine Ausnahme stellt das Vorhaben EnLAG 12 an der polnischen Grenze dar, welches aufgrund von Schwierigkeiten derzeit gestoppt ist.

Fertigstellung [km]

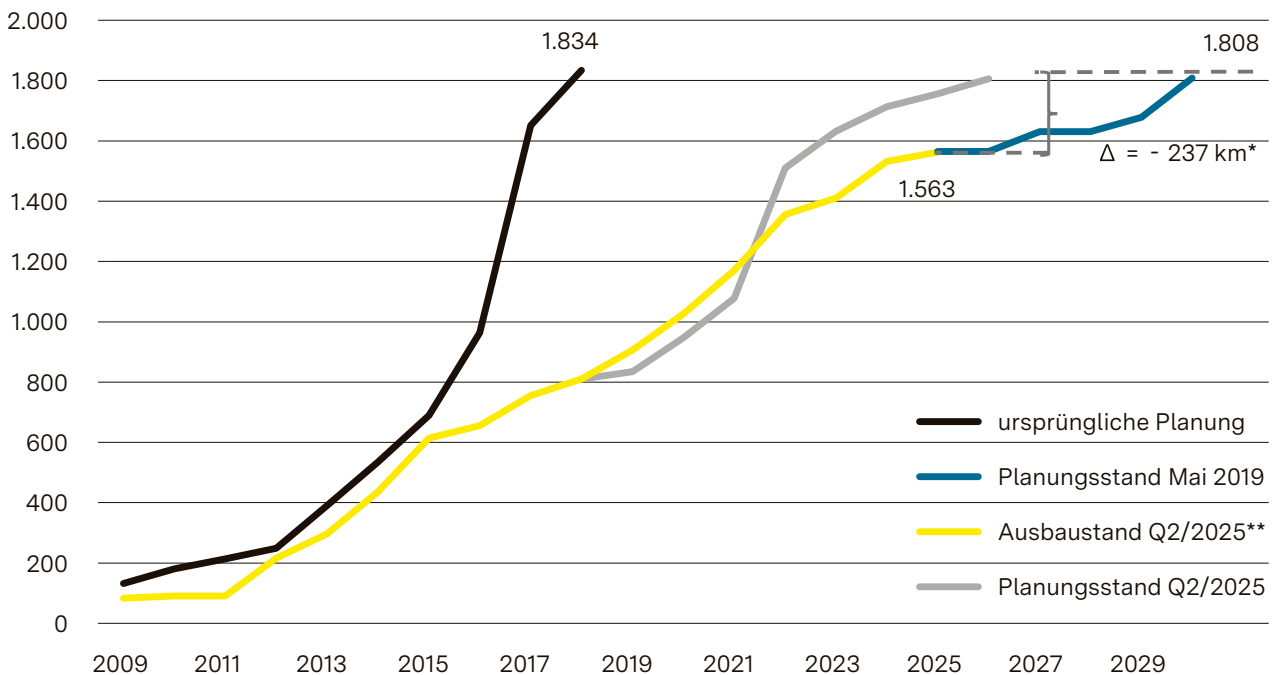


Abbildung 21: Ursprüngliche Planung, derzeitiger Ausbau- und Planungsstand der Netzausbauvorhaben gemäß EnLAG (Q2/2025).

* Differenz bezogen auf die derzeitige Zielplanung von 1.800 km. (Exkl. Vorhaben 12 mit 8 km Länge).

** Aufgrund des Datenstands (Q2/2024) bildet der Ausbaustand im Jahr 2024 nur das erste Halbjahr ab.

Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [113, 115, 117, 118, 120–122]

Neben der gesetzlichen Beschleunigung gemäß NABEG ist sowohl die Bundes- als auch Landespolitik bestrebt, den Stromnetzausbau zu beschleunigen und Vorhaben schneller zur Genehmigung zu bringen [123]. Auf gesetzlicher Seite ist hier beispielsweise die Anpassung im Planfeststellungsrecht im Energiewirtschaftsgesetz zu nennen. Darüber hinaus gibt es weitere Formate wie zum Beispiel der im September 2021 im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) veröffentlichte „Praxisleitfaden Netzausbau“ [124] und das „Memorandum of Understanding zur Netzintegration erneuerbarer Energien in Baden-Württemberg“ [125] und die Erklärung zur Unterstützung des Ausbaus der Stromverteilnetze in Baden-Württemberg vom Oktober 2023 [126, 127]. Dass diese Instrumente Wirkung zeigen, ergibt sich auch aus den Genehmigungsprognosen der BNetzA.

Aus der europäischen Elektrizitätsbinnenmarkts-Verordnung der EU (Verordnung (EU) 2019/943) ergibt sich ebenfalls die Notwendigkeit zum Übertragungsnetzausbau. Gemäß einer Ausnahme-

regelung muss Deutschland jährlich einen Bericht [128] vorlegen, in dem die Einhaltung der jährlichen Mindestkapazität an Grenzzonen überprüft wird (Details dazu unter [129]). Für das Jahr 2024 kann festgehalten werden, dass die deutschen Übertragungsnetzbetreiber die gesetzlichen Vorgaben entsprechend der Art. 15 und 16 der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung zu jedem Zeitpunkt erfüllt haben.

Zusätzlich zum Übertragungsnetzausbau auf Höchstspannungsebene ist zur dauerhaften Gewährleistung der Versorgungssicherheit auch der Ausbau der Verteilnetze auf Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebene sowie die Entwicklung hin zu intelligenten und aufnahmefähigen Netzen notwendig. Diese Aufgabe der Planung und Umsetzung liegt in den Händen der zuständigen Verteilnetzbetreiber. Für Baden-Württemberg beziehungsweise die Planungsregion SÜDWEST entwickeln die elf größten Verteilnetzbetreiber ein entsprechendes Regionalszenario, das unter anderem auch kommende Aufgaben und Herausforderungen adressiert [130]. Bedingt ist der notwendige

Ausbau auf den niedrigeren Spannungsebenen durch geänderte Rahmenbedingungen wie der Schritt weg von fossilen Großkraftwerken zu einer steigenden Anzahl an Erneuerbare-Energien-Anlagen, und erhöhte Bedarfe durch die Elektrifizierung im Wärme- und Verkehrssektor. Durch den weiteren Anschluss dezentraler Erzeuger muss zunehmend der Transport von Strommengen von unteren auf höhere Spannungsebenen ermöglicht werden. Gleichzeitig nimmt die Bedeutung von neuen Verbrauchern mit zum Teil vergleichsweise hoher Leistung (zum Beispiel Elektromobilität, Wärmepumpen) im Mittel- und Niederspannungsnetz zu, wodurch es nicht nur zu einem Ausbaubedarf des Stromnetzes kommt, sondern auch die Notwendigkeit zum Monitoring von Netzzuständen und einer intelligenten Steuerung steigt. [131]

Gemäß § 14d EnWG müssen Verteilnetzbetreiber ab 100.000 unmittelbar oder mittelbar angeschlossenen Kunden erstmals zum 30. April 2024 und dann alle zwei Jahre einen Netzausbauplan für ihr Verteilnetz vorlegen. Die Verteilnetzbetreiber stimmen sich dafür untereinander ab, wofür gemeinsam ein sogenanntes Regionalszenario entworfen wird, was als Grundlage für die Netzausbaupläne der Verteilnetzbetreiber fungiert. Dafür wurde Deutschland in sechs verschiedene Planungsregionen unterteilt. Die Planungsregion SÜDWEST (bestehend aus elf Verteilnetzbetreibern) entspricht quasi dem Land Baden-Württemberg. [132] Grundlage für das Regionalszenario 2023 stellt der NEP der Übertragungsnetzbetreiber dar, genauer genommen Szenariopfad B – das Leitszenario des NEP. Die wichtigsten Annahmen dabei sind der Fokus auf die direkte Elektrifizierung, eine vergleichsweise hohe Effizienz und geringe Wasserstoffnutzung. Darauf aufbauend werden Kennzahlen für die Zieljahre 2028, 2033, 2037 und 2040 ermittelt, die in die drei Kategorien erneuerbare Energien, Speicheranlagen und Strombezug unterteilt sind und sich neben den elf verpflichteten Verteilnetzbetreibern auch auf alle anderen Verteilnetzbetreiber (kleiner 100.000 Kunden) beziehen. Diese gemeinsame Abstimmung der Kennzahlen dient wiederum als Basis für die jeweiligen Netzausbaupläne der einzelnen Verteilnetzbetreiber. [130]

Beispielhaft wird an dieser Stelle kurz auf den Netzausbauplan (NAP) des größten baden-württembergischen Verteilnetzbetreibers – Netze BW

GmbH – eingegangen. Der NAP dient dazu, transparent und auf Basis von aktuellen Anforderungen und technischen Entwicklungen aufzuzeigen, welche konkreten Baumaßnahmen in den nächsten Jahren und bis 2045 geplant und notwendig sind. [133] Ziel dabei ist es, ein Stromnetz abzubilden, in dem die Versorgung ohne Engpässe sichergestellt ist. Der aktuellste Bericht aus dem Jahr 2024 stellt alle Maßnahmen und Vorhaben auf den drei Spannungsebenen Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebene vor, die dem theoretischen Ausbau- und Verstärkungsbedarf entsprechen. Teils befinden sich diese Maßnahmen aber noch in einem unkonkreten Planungsstatus, weshalb in den kommenden Jahren mit weiteren Änderungen zu rechnen ist. [134] Die Maßnahmen umfassen neben circa 3.000 km Hochspannungsleitungen auch technische Anlagen wie Umspannwerke sowie weitere Leitungen auf den niedrigeren Spannungsebenen. Die Netze BW stützt sich bei ihren Angaben unter anderem auf die folgenden drei Annahmen: Ein Zuwachs der Leistung von erneuerbaren Energien von 10 GW auf 66 GW und eine steigende Anzahl von Elektrofahrzeugen von 300.000 auf 5,3 Millionen Fahrzeugen bis 2045, sowie einer Verdopplung des Stromverbrauchs. Im Ergebnis ergeben sich dadurch immense Investitionsbedarfe, die rein für das Hochspannungsnetz bei über 14,5 Milliarden € liegen. [135]

4.2 Erdgasinfrastruktur

Das deutsche Gasnetz setzt sich aus dem Fernleitungsnetz, das eine Länge von etwa 40.000 Kilometern aufweist, sowie den Verteilnetzen mit rund 555.000 Kilometern Länge zusammen. Die Transportnetze sind mittels 60 Grenzübergangspunkten mit dem Ausland verbunden und damit Drehscheibe für Im- und Exporte. Ergänzt wird dies durch die neue LNG-Infrastruktur, die schwimmende Terminals umfasst und künftig auch landseitige LNG-Terminals beinhalten wird. Darüber hinaus verfügt Deutschland über unter- und oberirdische Erdgasspeicher mit einem Arbeitsgasvolumen von rund 245 TWh. [136]

Um die Versorgungssicherheit mit Erdgas in Deutschland zu gewährleisten, legt das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) Füllstandsvorgaben für Gasspeicheranlagen fest. Betreiber von Gasspeicheranlagen sind verpflichtet, die Speicher schritt-

weise aufzufüllen: Bis zum 1. Oktober müssen sie zu 80 Prozent, bis zum 1. November zu 90 Prozent und bis zum 1. Februar des Folgejahres zu 30 Prozent befüllt sein. [137] Die sichere Versorgung mit Erdgas in Deutschland und der Europäischen Union ist eine gemeinsame Aufgabe verschiedener Akteure. Dazu gehören Erdgasunternehmen, die Mitgliedsstaaten sowie die Europäische Kommission. In Deutschland sind neben dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie auch die Bundesländer, die Bundesnetzagentur, der Marktgebietsverantwortliche Trading Hub Europe, Fernleitungs- und Verteilnetzbetreiber sowie Gasimportunternehmen beteiligt. Das Energiewirtschaftsgesetz regelt, dass die Hauptverantwortung für die Gasversorgung bei den Gasversorgungsunternehmen liegt. Die Netzbetreiber tragen eine wichtige Rolle in der Systemverantwortung und sind insbesondere für die Sicherstellung der Versorgung geschützter Kunden wie Krankenhäuser, Haushalte und Gaskraftwerke zuständig. [138]

Zu Beginn des Gaswirtschaftsjahres 2021/2022 wiesen die deutschen Erdgasspeicher auffallend niedrige Füllstände auf. Im Verlauf des Winters sank der Speicherfüllstand teils deutlich unter 30 Prozent. Trotz des russischen Lieferstopps ab September 2022, insbesondere infolge der Sabotage der Nord-Stream-1-Pipeline, konnten die Speicher zu Beginn des Gaswirtschaftsjahres 2022/2023 im Durchschnitt zu über 90 Prozent gefüllt werden. Ein ähnlicher Verlauf zeigte sich im Gaswirtschaftsjahr 2023/2024 mit einem Füllstand von über 95 Prozent im Oktober 2023. Über den Winter 2023/2024 sank der Speicherstand zu keinem Zeitpunkt unter die Marke von 60 Prozent. Im aktuellen Gaswirtschaftsjahr 2024/2025 lag der Füllstand zu Beginn im Oktober 2024 bei 96 Prozent und damit nahezu vollständig gefüllt. Im weiteren Verlauf über die Wintermonate nahm der Füllstand kontinuierlich ab, ab Januar 2025 beschleunigte sich der Rückgang gegenüber den üblichen saisonalen Verläufen. Am 31. März 2025 wurde mit knapp 29 Prozent der niedrigste Füllstand der Gasspeicher erreicht. Die gesetzlich vorgegebenen Zielwerte für die Speicherfüllstände wurden dabei deutlich übertroffen: Zum 1. November 2024 lag der Füllstand mit über 98 Prozent weit über der Vorgabe von 80 Prozent, zum 1. Februar 2025 betrug er rund 55 Prozent und überstieg damit die Zielmarke von 30 Prozent deutlich [139].

Zum Ende des Gaswirtschaftsjahres 2024/2025 lag der Füllstand bei knapp 77 Prozent. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie hat die seit Juni 2022 geltende Alarmstufe des Notfallplans Gas aufgehoben. Seit dem 1. Juli 2025 gilt wieder die Frühwarnstufe. Die Bundesnetzagentur beobachtet die Lage genau und steht in engem Kontakt zu den Netzbetreibern. Die Gasversorgung in Deutschland ist stabil, die Versorgungssicherheit gewährleistet. Ein sparsamer Gasverbrauch bleibt jedoch weiterhin wichtig, auch wenn die aktuelle Speicherlage eine sichere Versorgung erlaubt. [140]

Deutschland hat im Jahr 2024 insgesamt 865 TWh Erdgas importiert, was im Vergleich zu 2023 (968 TWh) einen Rückgang darstellt. Die Hauptlieferanten waren Norwegen (48 Prozent), die Niederlande (25 Prozent) und Belgien (18 Prozent). Die Gasexporte in die Nachbarländer sind ebenfalls gesunken, von 189 TWh im Jahr 2023 auf 89 TWh im Jahr 2024. Die Bedeutung der nationalen LNG-Terminals für die deutsche Erdgasinfrastruktur ist weiterhin relevant. Im Jahr 2024 wurden über diese LNG-Terminals insgesamt 69 TWh Erdgas nach Deutschland importiert, was einem Anteil von 8 Prozent an den gesamten deutschen Gasimporten entspricht. Die LNG-Infrastruktur spielt damit eine zunehmend wichtige Rolle bei der Sicherstellung der Gasversorgung in Deutschland. Im Jahr 2024 wurden in Deutschland 36 TWh Erdgas aus inländischen Quellen gefördert, gegenüber 37 TWh im Jahr 2023. Deutschland verfügt nur über begrenzte eigene Erdgasvorkommen. Zusätzlich wird Biomethan in das Gasnetz eingespeist [110].

Füllstand [Prozent]

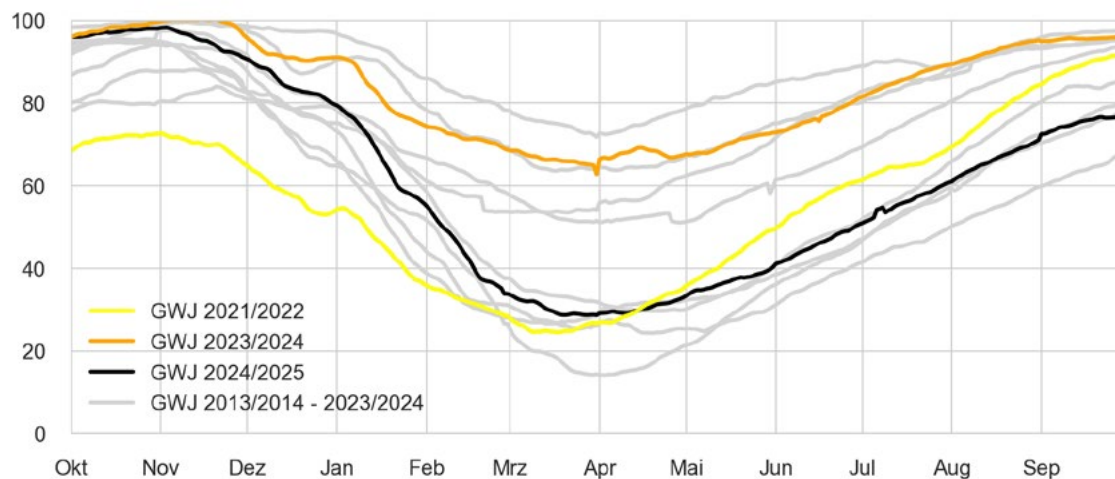


Abbildung 22: Füllstand der Gasspeicher in den Gaswirtschaftsjahren (GWJ) 2013/2014 bis 2024/2025. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [141].

Eine zentrale Kennzahl für die Versorgungsqualität ist der SAIDI (System Average Interruption Duration Index), der die durchschnittliche Dauer ungeplanter Unterbrechungen innerhalb eines Jahres in Minuten wiedergibt. Im Jahr 2024 betrug der SAIDI für die Gasversorgung in Deutschland druckstufenunabhängig 1,55 Minuten. Die Dauer der Unterbrechungen erhöhte sich damit gegenüber dem Vorjahr (2023: 1,26 Minuten) und lag über dem langjährigen Mittel von 1,52 Minuten. Auf Großverbraucher (Druckstufe > 100 mbar) entfielen 0,24 Minuten, auf Haushaltskunden und Kleinverbraucher 1,31 Minuten. Für nachgelagerte Netzbetreiber (nicht Teil des SAIDI) lag der spezifische SAIDI bei 0,00 Minuten. [142] Der SAIDI für Baden-Württemberg liegt mit 1,12 Minuten unter dem Mittelwert auf Bundesebene. Auf Großverbraucher (Druckstufe > 100 mbar) entfielen in Baden-Württemberg 0,89 Minuten, auf Haushaltskunden und Kleinverbraucher 0,23 Minuten. [142] Die Dauer der Unterbrechungen verringerten sich damit wieder deutlich gegenüber dem Vorjahr (2023: 4,45 Minuten). Der hohe SAIDI in Baden-Württemberg im Jahr 2023 war unter anderem auf den Ausfall der Gasversorgung in Bietigheim-Bissingen (Kreis Ludwigsburg) zurückzuführen, von dem rund 400 Hausanschlüsse über mehrere Tage betroffen waren. [143] Die Unterbrechungen der Gasversorgung sind in den Bundesländern sehr unterschiedlich und reichen von 0,10 Minuten in Hamburg bis 6,84 Minuten in Thüringen (jeweils pro Jahr) [142].

Im Jahr 2024 stammte knapp die Hälfte des in Deutschland verbrauchten Erdgases aus Norwegen. Das Land wird auch künftig der wichtigste und größte Lieferant bleiben. Als Lehre aus der Gaspreiskrise 2022 ist es notwendig, die Gasversorgung weiter zu diversifizieren, um Produktions- und Lieferschwankungen technischer und wirtschaftlicher oder geopolitischer Natur ohne Vernachlässigung der Versorgungssicherheit ausgleichen zu können. Über die Grenzübergangspunkte mit den Niederlanden, Belgien, Frankreich und Dänemark wurde rund ein Drittel des Gasverbrauchs importiert. Dabei handelt es sich zum Großteil um LNG-Mengen, die über Terminals aus den Nachbarländern importiert und nach Deutschland transportiert werden. Die genauen Ursprungsländer dieser LNG-Mengen lassen sich nicht einfach feststellen. Die direkten LNG-Importe über die deutschen Terminals hatten 2024 einen schwankenden Anteil am deutschen Erdgasverbrauch von rund 12 Prozent im Frühsommer und 7 Prozent im Winter. Der überwiegende Teil der direkten deutschen LNG-Importe stammte mit einem Anteil von 87 Prozent aus den USA. Die künftige Rolle der USA für den deutschen Gasmarkt ist derzeit schwer vorhersehbar. Die heimische Produktion in Deutschland deckt 5 Prozent des Bedarfs, weitere 5 Prozent werden aus niederländischer Förderung importiert. [144]

Mit dem Ziel der Klimaneutralität im Jahr 2040 in Baden-Württemberg und 2045 in Deutschland folgt der Ausstieg aus der Versorgung mit Erdgas. Der Umbau der Gasnetze muss mit weitem Vorlauf geplant werden. Einzelne Netzbetreiber haben bereits einen früheren Ausstieg angekündigt. So plant die MVV Energie AG in Mannheim, ihr Gasnetz bis 2035 stillzulegen [145]. Auch in anderen Städten wie Stuttgart oder Augsburg wird über eine vorgezogene Stilllegung gesprochen. Für Verbraucherinnen und Verbraucher sowie Kommunen entstehen dadurch Unsicherheiten. Netzbetreiber hingegen benötigen einen Rechtsrahmen, um Stilllegungen geordnet zu gestalten und zugleich Umbauten der bestehenden Netze für eine künftige Nutzung von Wasserstoff zu ermöglichen. [146]

4.3 Wasserstoffinfrastruktur

Die Wasserstoffstrategie der Bundesregierung wurde 2024 weiterentwickelt. Ein zentrales Ziel dieser Strategie ist die Sicherstellung ausreichender Verfügbarkeit von Wasserstoff und Derivate. Dafür wurde das Ziel für heimische Elektrolysekapazitäten in Deutschland bis 2030 auf zehn Gigawatt erhöht. Dieser Ausbau ist wichtig, da Wasserstoff eine zentrale Rolle bei der Reduzierung von CO₂-Emissionen in der Industrie und im Energiesektor spielen soll.

Ein weiterer zentraler Bestandteil der nationalen Wasserstoffstrategie ist der Aufbau einer leistungsfähigen Wasserstoff-Infrastruktur. Ein wichtiger Schritt ist die Errichtung eines Wasserstoff-Kernnetzes, das bis 2032 in Betrieb gehen soll. Durch die schrittweise Erweiterung des Wasserstoff-Kernnetzes sollen bis 2030 alle wichtigen Erzeugungs-, Import- und Speicherzentren mit den relevanten Abnehmern von Wasserstoff in Deutschland verbunden werden. [147]

Die Genehmigung für das Wasserstoff-Kernnetz umfasst Maßnahmen zur Errichtung eines Leitungsnetzes mit einer Gesamtlänge von 9.040 Kilometern, von denen 56 Prozent durch die Umstellung bestehender Erdgasleitungen realisiert werden sollen. Die voraussichtlichen Investitionskosten belaufen sich auf 18,9 Milliarden Euro. [148] Ziel des Kernnetzes ist es, als zentrales Element der Nationalen Wasserstoffstrategie zur klimaneutralen Energieversorgung und Energiewende beizutragen. Die ersten Umstellungen und Bauarbeiten beginnen bereits 2025. Zudem wird der Ausbau regelmäßig durch den Netzentwicklungsplan Gas überprüft und angepasst. [149] Im Energie-

park Bad Lauchstädt wurde beispielsweise das erste Teilstück des Wasserstoff-Kernnetzes in Ostdeutschland in Betrieb genommen. Die 25 Kilometer lange Leitung verbindet einen künftigen Elektrolyseur mit der Raffinerie Mitteldeutschland in Leuna. [150]

Die Finanzierung des Wasserstoff-Kernnetzes erfolgt überwiegend privatwirtschaftlich über Netzentgelte der Nutzer. Um hohe Anfangskosten zu decken, wird die Differenz zwischen Investitionskosten und gedeckelten Netzentgelten über das Amortisationskonto der Kernnetzbetreiber zwischenfinanziert. Die erste Auszahlung an die Kernnetzbetreiber erfolgte 2025 über ein KfW-Darlehen von 172 Millionen Euro. Rückzahlungen erfolgen langfristig über steigende Netzentgelte, sobald mehr Abnehmer angeschlossen sind. Die Bundesnetzagentur überprüft turnusmäßig die Höhe der Hochlaufentgelte und den tatsächlichen Wasserstoffbedarf, um Fehlinvestitionen zu vermeiden. Der Bund sichert das Konzept subsidiär ab. [151]

Auch in Baden-Württemberg stellt die Bereitstellung der notwendigen Infrastruktur für Erzeugung, Speicherung und Transport von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten eine zentrale Voraussetzung für den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft dar. Die Badenova hat im Rahmen des Projekts „H₂@Hochrhein“ mit dem Bau einer rund 58 Kilometer langen Wasserstoffleitung am südbadischen Hochrhein begonnen. Die Leitung ist Teil des von der Bundesnetzagentur koordinierten nationalen Wasserstoff-Kernnetzes, dessen Fertigstellung bis 2030 vorgesehen ist. Die Transportkapazität der Leitung soll dann 600 MW betragen. Ziel des Projektes ist die künftige Versorgung der energieintensiven Industrie in der Region mit grünem Wasserstoff, der dann sowohl aus regionaler Erzeugung als auch über überregionale Einspeisepunkte bereitgestellt werden kann. Der erste Bauabschnitt wurde im März 2025 zwischen Albbruck und Dogern begonnen. Die enge Anbindung an das Fernleitungsnetz soll eine effiziente Integration in die bundesweite Wasserstoffinfrastruktur ermöglichen. Darüber hinaus wird im Rahmen einer Machbarkeitsstudie eine mögliche Anbindung an das Schweizer Wasserstoffnetz geprüft. [152, 153]

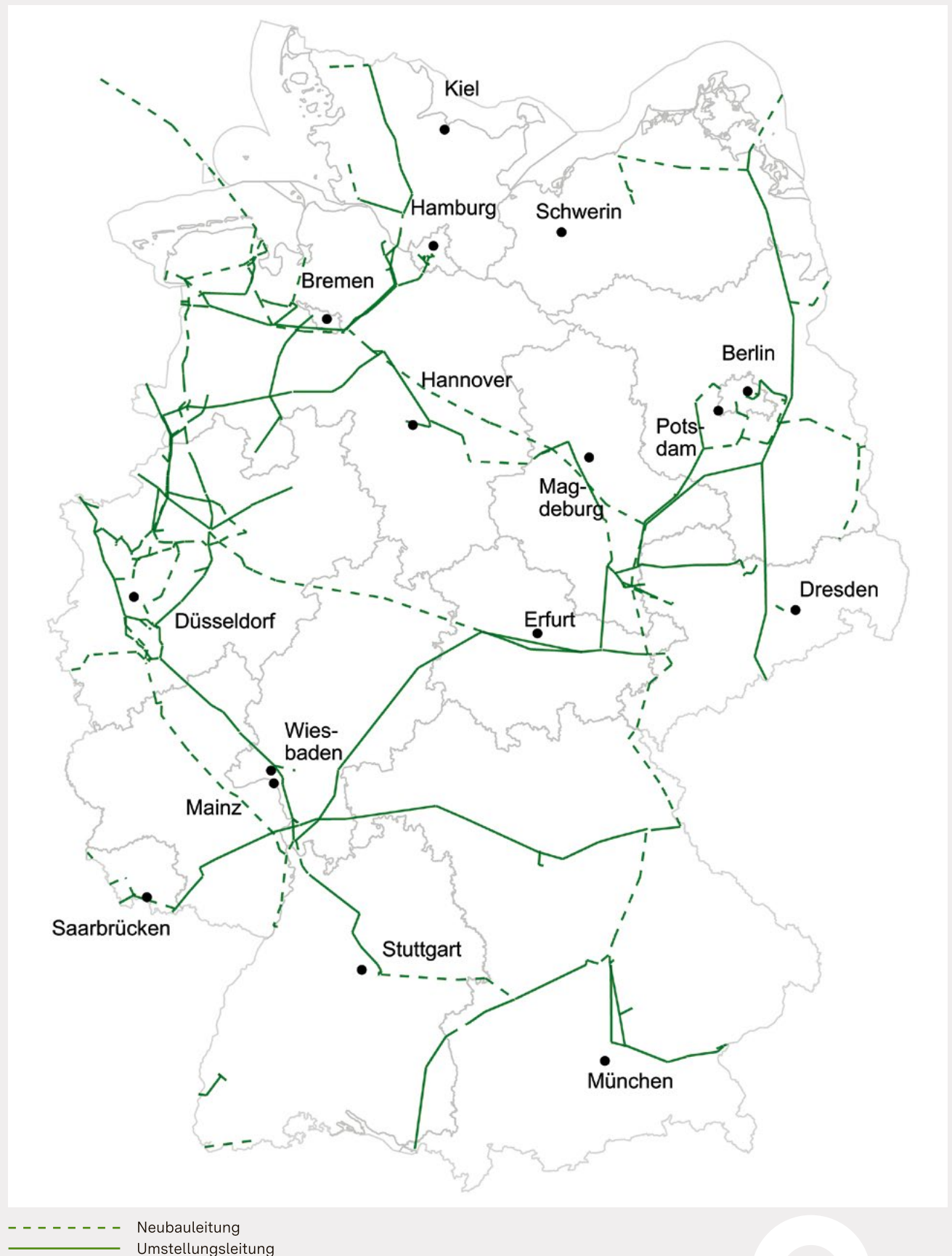


Abbildung 23: Wasserstoff-Kernnetz gemäß der Genehmigung vom 22. Oktober 2024. [148]

Das öffentliche Wasserstofftankstellennetz in Baden-Württemberg umfasst derzeit neun Tankstellen und ist damit gegenüber dem Vorjahr stark zurückgegangen. Im Vorjahr waren noch 15 Tankstellen in Baden-Württemberg in Betrieb. [154] Die Betreiber von H₂-Tankstellen führen seit 2022 eine Netzkonsolidierung älterer 700-bar-Tankstellen durch, die ursprünglich für Pkw ausgelegt wurden und inzwischen den technischen und wirtschaftlichen Anforderungen der Betreiber nicht mehr gerecht werden. Im Rahmen dessen wurden nun auch in Baden-Württemberg einige dieser kleinen Stationen stillgelegt. Parallel wird in leistungsfähigere, nachfrageorientierte Infrastrukturen investiert, insbesondere mit Fokus Busse und Nutzfahrzeuge. [155, 156]

An sieben öffentlich zugänglichen Tankstellen wird komprimierter gasförmiger Wasserstoff mit 700 bar angeboten. Zudem wird an sieben öffentlich zugänglichen Tankstellen komprimierter gasförmiger Wasserstoff mit 350 bar für insbesondere Nutzfahrzeuge angeboten. Neben den öffentlich zugänglichen H₂-Tankstellen existieren auch noch einige Betriebstankstellen für Wasserstoff. Zudem werden an fünf Tankstellen in Baden-Württemberg aktuell 350 bar und 700 bar Wasserstoff angeboten [154]. Weitere Wasserstofftankstellen sind in Planung, oft in Kombination mit weiteren Angeboten wie Schnellladeplätzen für Lkw und Pkw. Ein Beispiel ist die geplante Tankstelle der Zukunft in Ulm, die Wasserstoff, Strom, HVO, LNG und CNG an einem Standort vereint und damit einen möglichen Standard für künftige Tankstellen in Baden-Württemberg setzt [157].

4.4 Wärmenetze

Wärmenetze bieten die Voraussetzungen für eine effiziente Wärmeerzeugung, auch mit KWK-Anlagen, und bieten Möglichkeiten zur Integration größerer Mengen von Wärme aus erneuerbaren Energien, Rechenzentren und unvermeidbarer industrieller Abwärme. Bei der Energiewende im Wärmebereich haben sie deshalb einen hohen Stellenwert. Den Wärmenetzen kommt auch im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung (vergleiche Kapitel 3.1) eine wichtige Rolle zu. Die Dokumentation der vorhandenen Infrastruktur ist in diesem Bereich jedoch lückenhaft. Lediglich zum Absatz von Fernwärme liegen bundeslandspezifische Daten vor, die durch das Statistische Landes-

amt erhoben werden (vergleiche dazu Kapitel 3.3). Die unzureichende Datenlage soll mit einem bundesweiten Wärmenetzregister behoben werden. Es ist geplant, das Wärmenetzregister in das bestehende Marktstammdatenregister zu integrieren.

Der Aus- und Neubau von Wärmenetzen wird einerseits im Rahmen des KWKG gefördert (BAFA). Andererseits wurde die Errichtung von Wärmenetzen, die mit Wärme aus erneuerbaren Energien gespeist werden, viele Jahre im Rahmen des Marktanreizprogramms (KfW) unterstützt. Mit der Förderrichtlinie „Bundesförderung für effiziente Wärmenetze“ (BEW) wurde die Förderung von Wärmenetzen mit hohem Anteil erneuerbarer Energien neu aufgestellt (vergleiche dazu auch Kapitel 3.4). Sie nimmt neue Wärmenetze, die klimaneutral zu mindestens 75 Prozent mit erneuerbaren Energien oder Abwärme gespeist werden, in den Fokus und schließt die Lücke bei der Transformation von überwiegend fossil gespeisten Bestandsnetzen hin zu klimaneutralen Wärmenetzen. Das Programm setzt sich aus drei Fördermodulen zur Investitionsförderung und einem Modul zur Betriebskostenförderung zusammen. Modul 1 fördert Transformationspläne für den Umbau bestehender und Machbarkeitsstudien für die Errichtung von neuen Wärmenetzen. Die Förderung findet über einen Zuschuss von bis zu 50 Prozent und der Fördergrenze von 2 Millionen Euro pro Antrag statt. Das zweite Modul umfasst die systemische Förderung die alle Maßnahmen von der Planung und Installation der Erzeugungsanlagen über die Wärmeverteilung bis zur Übergabe der Wärme adressiert. Die Förderung beträgt maximal 40 Prozent der förderfähigen Kosten und es gibt eine Deckelung von 100 Millionen Euro pro Antrag. Im Modul 3 werden Einzelmaßnahmen gefördert für die dieselben Fördersätze und -höchstwerte gelten, wie in Modul 2. Im Rahmen von Modul 4 ist eine Betriebskostenförderung für maximal zehn Jahre nach Inbetriebnahme möglich. [158, 159]

Im Rahmen von Modul 2 der BEW wurden bislang Wärmenetze im Umfang von insgesamt 84 km in Baden-Württemberg gefördert. Zusätzlich wurden zahlreiche Einzelmaßnahmen im Rahmen von Modul 3 gefördert. Mit diesem Modul werden Maßnahmen für den Anschluss von erneuerbaren Energien oder die Integration von Abwärme und die Erweiterung von Wärmenetzen gefördert. Mangels entsprechender Daten können derzeit keine weiteren Aussagen zu den geförderten Maßnahmen

gemacht werden. Parallel zur BEW-Förderung werden weiterhin Wärme- und Kältenetze im Rahmen des KWKG gefördert. Die Entwicklung der Förder-

zahlen zeigt Tabelle 10. Insgesamt wurden seit 2009 rund 2.200 Trassenkilometer in Baden-Württemberg gefördert.

Tabelle 10: Geförderte Trassenkilometer von Wärmenetzen in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von KfW-/BAFA-Daten.

	MAP (KfW)	KWKG (BAFA)*	BEW (BAFA)**
2009	118	17	-
2010	100	53	-
2011	130	36	-
2012	100	69	-
2013	121	74	-
2014	115	113	-
2015	58	66	-
2016	59	83	-
2017	38	89	-
2018	27	109	-
2019	55	74	-
2020	24	106	-
2021	k.A.	100	-
2022	-	97	-
2023	-	75	19
2024	-	k.A.	65

Der AGFW-Hauptbericht vom Dezember 2024 [160] beziffert die hochgerechnete Trassenlänge der Wärmenetze in Baden-Württemberg für das Jahr 2022 auf insgesamt rund 4.400 km, die sich auf 845 Wärmenetze verteilen. Dies entspricht einem Anteil von gut 12 Prozent an der bundesweit verbauten Trassenlänge. Damit ist nur in Nordrhein-Westfalen mehr Trassenlänge verbaut.

Das Kompetenzzentrum Wärmewende der Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg (KEA) unterstützt die stärkere Verbreitung der netzgebundenen Wärmeversorgung. In diesem Zusammenhang werden neben Informationsmaterial für Bürgerinnen und Bürger beziehungsweise Kunden sowie Wärmenetzbetreiber auch kostenfreie Initial-

beratungen angeboten, um verschiedene Optionen und Techniken einer netzgebundenen Wärmeversorgung aufzuzeigen und die Entscheidungsfindung zu unterstützen.



5. Entwicklung des Energieverbrauchs und der Energieeffizienz

Neben dem Einsatz erneuerbarer Energieträger stellt die Energieeffizienz einen wesentlichen Bestandteil von Energie- und Klimaschutzstrategien auf EU-/Bundes- und Landesebene dar. Vor diesem Hintergrund wird zunächst die Entwicklung des Energieverbrauchs nach Sektoren und Energieträgern näher beleuchtet. Anschließend wird der Energieverbrauch insgesamt und sektoral in Relation zu Bezugsgrößen gesetzt, um langfristige Trends aufzuzeigen.

5.1 Entwicklung von End- und Primärenergieverbrauch

Endenergieverbrauch

Der Endenergieverbrauch in Baden-Württemberg hat sich im Jahr 2024 auf dem Niveau des Vorjahres stabilisiert, nachdem in den beiden Vor-

jahren ein deutlicher Rückgang zu verzeichnen war. Der Energieverbrauch liegt damit weiterhin auf dem niedrigsten Stand seit Jahrzehnten. In der Industrie und im Haushaltsbereich zeigte sich ein leichter Verbrauchsanstieg (+0,5 Prozent beziehungsweise +1,4 Prozent). Leicht gesunken mit jeweils gut 1,5 Prozent ist der Verbrauch im Verkehrs- und GHD-Sektor.

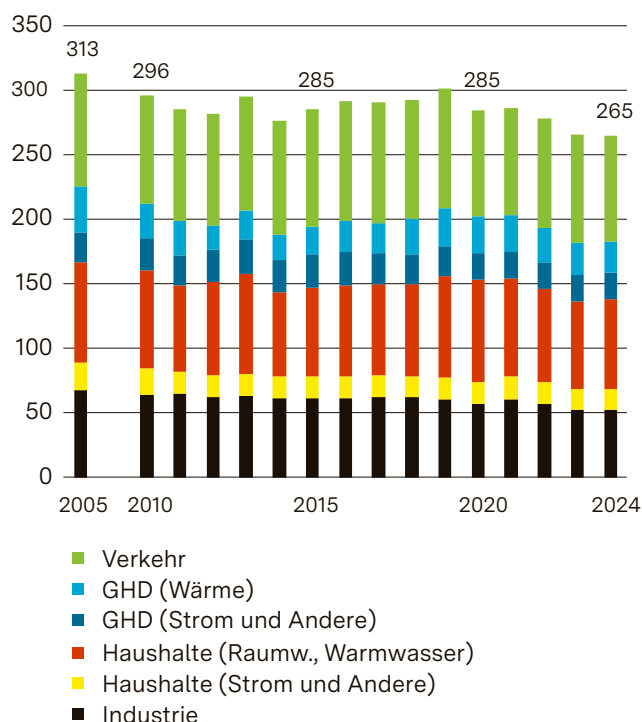
Beim Blick auf die Energieträger zeigt sich ein weiterer, leichter Verbrauchsrückgang von Erdgas um 0,5 Prozent. Der Stromverbrauch ist dagegen um rund 2 Prozent gestiegen. Um 2 Prozent rückläufig war der Mineralölverbrauch (Heizöl und Kraftstoffe).

Insgesamt ist der Endenergieverbrauch in Baden-Württemberg um 0,3 Prozent auf 265 TWh gesunken. Die Entwicklung des Verbrauchs ist

in Abbildung 24 nach Sektoren (links) und nach Energieträgern (rechts) dargestellt. Bis einschließlich 2023 liegen amtliche Daten des Statistischen

Landesamtes vor, die aktuellen Entwicklungen für das Jahr 2024 wurden anhand eigener Berechnungen und Schätzungen ergänzt.

Endenergieverbrauch nach Sektoren [TWh/a]



Endenergieverbrauch nach Energieträgern [TWh/a]

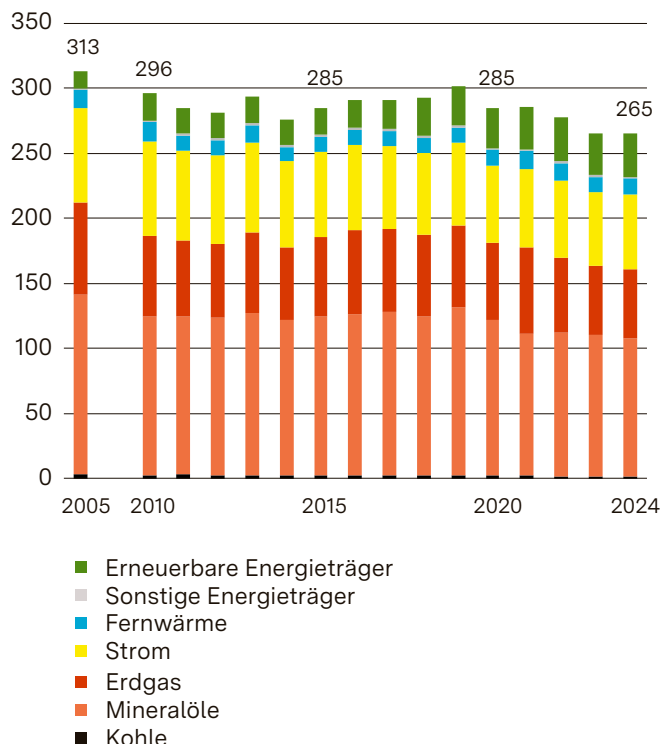


Abbildung 24: Entwicklung des Endenergieverbrauchs in Baden-Württemberg nach Sektoren¹² (links) und nach Energieträgern (rechts). Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [71]. Werte 2023 vorläufig, 2024 eigene Berechnungen ZSW.

Primärenergieverbrauch

Der Primärenergieverbrauch 2024 in Baden-Württemberg lag nach ersten Berechnungen bei rund 1.100 PJ und damit – ebenso wie der Endenergieverbrauch – auf dem niedrigsten Stand seit Jahrzehnten. Gegenüber dem hohen Rückgang 2023, bedingt durch den Kernenergieausstieg, der zum

1. April 2023 vollzogen wurde, war mit 3 Prozent ein vergleichsweise geringer Rückgang zu verzeichnen (Abbildung 25). Dieser resultiert primär aus dem geringeren Energieverbrauch im Umwandlungssektor (Kernenergie: Rückgang auf Null beziehungsweise weiterer Rückgang der Kohleverstromung, vergleiche dazu auch Kapitel 2.4).

¹² Die Aufteilung der Sektoren Gewerbe, Handel und Dienstleistungen sowie Haushalte nach Wärme und Strom unterliegt gewissen Ungenauigkeiten aufgrund des Einsatzes von Strom zur Wärmebereitstellung (siehe hierzu auch Kapitel 6.2).

Primärenergieverbrauch nach Energieträgern [PJ]

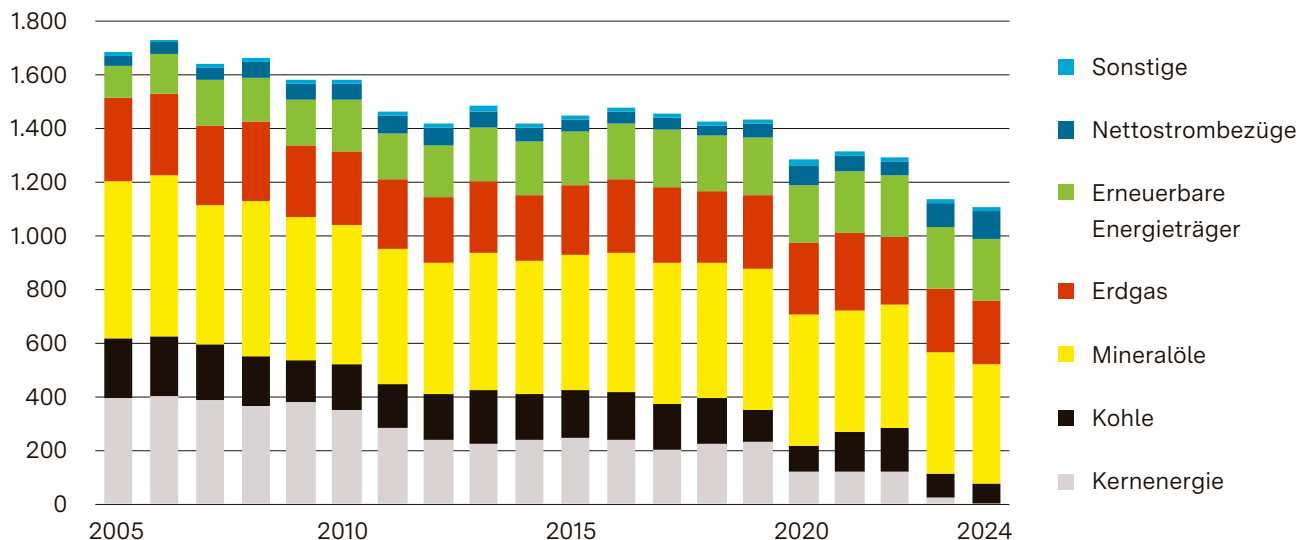


Abbildung 25: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs in Baden-Württemberg nach Energieträgern. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [71]. Werte 2023 vorläufig, 2024 eigene Berechnungen ZSW.

Aufgrund der zeitweise sehr angespannten Gasversorgungssituation ab Herbst 2021 mit zwischenzeitlich massiv gestiegenen Importpreisen (vergleiche Kapitel 7.1) sowie unsicherer Versorgungslage im Winter 2022/2023 werden die Verbrauchszahlen für Erdgas nachfolgend näher analysiert. In Baden-Württemberg wurden im Jahr 2024 rund 236 PJ beziehungsweise 6,7 Milliarden Kubikmeter Erdgas verbraucht (-0,8 Prozent). Das aktuelle Verbrauchsniveau liegt damit rund 15 Prozent niedriger, als im Mittel des Fünfjahreszeitraums bis 2021.

Im Zeitverlauf (Abbildung 26) wird deutlich, dass der Verbrauch in der Industrie seit Anfang der Neunziger Jahre relativ konstant zwischen 60 und 70 PJ pro Jahr liegt, zuletzt bei circa 56 PJ, trotz einer um fast 50 Prozent höheren preisbereinigten Bruttowertschöpfung in diesem Zeitraum. Im Haushaltssektor verdoppelte sich der Verbrauch bis Mitte der Nullerjahre und ist seither im Trend nur geringfügig gesunken. Der Gasverbrauch zur Strom- und Fernwärmeerzeugung liegt seit 15 Jahren mit Schwankungen in der Größenordnung zwischen 45 und 50 PJ pro Jahr.

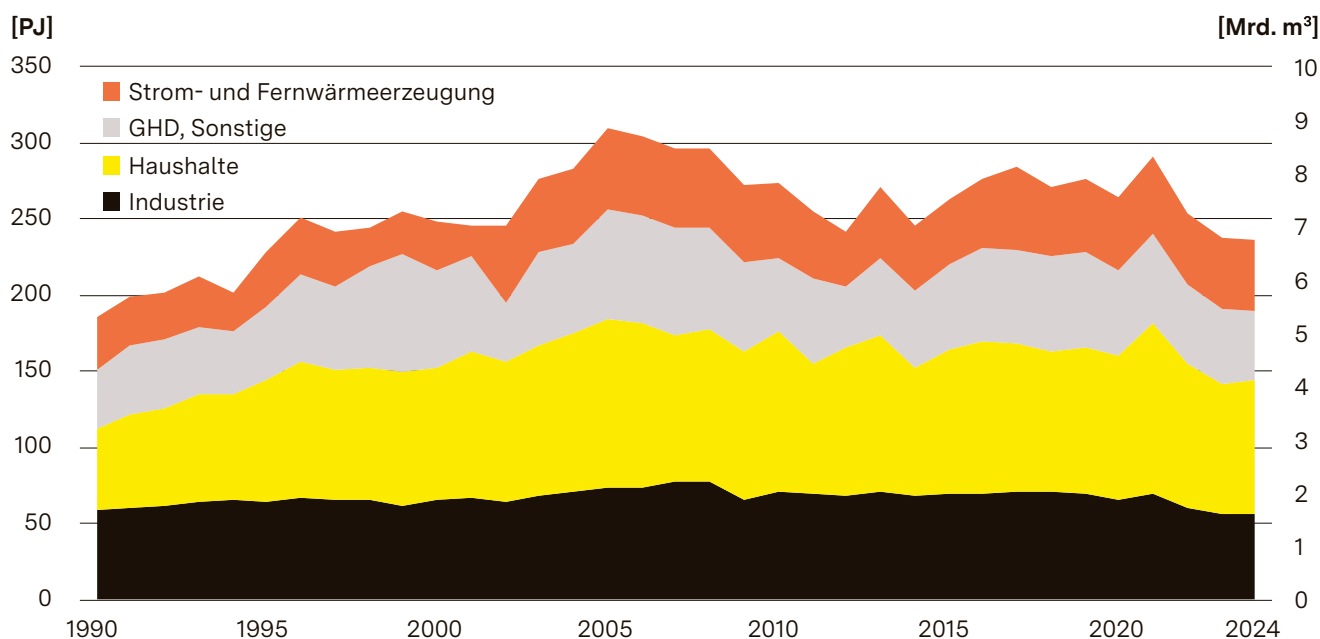


Abbildung 26: Erdgasverbrauch in Baden-Württemberg nach Anwendungsbereichen. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [71]. Werte 2023 vorläufig, 2024 eigene Berechnungen ZSW.

Der Anteil des Erdgasverbrauchs in Baden-Württemberg lag in den vergangenen Jahren in der Größenordnung von 9 Prozent des bundesweiten Gasverbrauchs (2024: 8,6 Prozent). Baden-Württemberg verbraucht damit in Relation zum Bevölkerungsanteil (2024: 13,4 Prozent) beziehungsweise zum Anteil an der Bruttowertschöpfung (2024: 15,1 Prozent) in unterproportionalem Anteil Erdgas. Dies ist unter anderem darauf zurückzuführen, dass in Baden-Württemberg der Anteil von Ölheizungen höher liegt und die Industrie im Land aufgrund des hohen Anteils von Maschinen- und Fahrzeugbau (vergleiche dazu auch das folgende Kapitel 5.2) weniger energieintensiv als im Bundesschnitt ist.

5.2 Entwicklung der Energieeffizienz

Entwicklung der gesamtwirtschaftlichen Energieeffizienz

Gegenüber 1991 ist der Primärenergieverbrauch in Baden-Württemberg um 23 Prozent gesunken, der Endenergieverbrauch temperaturbereinigt konstant geblieben¹³. Im selben Zeitraum ist die wirtschaftliche Leistungsfähigkeit, gemessen am preisbereinigten und verketteten Bruttoinlandsprodukt, um 52 Prozent gewachsen. Damit zeigen die jeweiligen Produktivitäten¹⁴ einen positiven

Trend auf (siehe Abbildung 27). Insgesamt liegt die Primärenergieproduktivität heute fast doppelt so hoch wie 1991, die Endenergieproduktivität um gut 50 Prozent höher. Das preisbereinigte Bruttoinlandsprodukt 2024 ist um 0,4 Prozent gesunken. Die temperaturbereinigten Energieverbräuche sind etwas stärker zurückgegangen, womit sich steigende Energieproduktivitäten ergeben.

Die Entwicklung der Stromproduktivität zeigt eine zunehmende Entkopplung von Wirtschaftswachstum und Stromverbrauch (siehe Abbildung 27) und liegt 2024 mehr als 50 Prozent höher, als 1991. Mit gestiegenem Stromverbrauch zeigt sich 2024 bei gleichzeitig leicht gesunkener Wirtschaftsleistung eine gegenüber dem Vorjahr verminderte Stromproduktivität.

Zu berücksichtigen ist, dass die Aussagekraft des Indikators Stromproduktivität mit jedem Jahr tendenziell weniger belastbar wird, da aus energiestatistischen Gründen die Strombeschaffung von Unternehmen direkt an der Strombörse oder im Ausland sowie die wachsenden Mengen selbst verbrauchten Stroms, der in Eigenerzeugungsanlagen bereitgestellt wird, nicht im Bruttostromverbrauch enthalten sind (vergleiche Kapitel 2.4).

Index Energieproduktivität [2010=100]

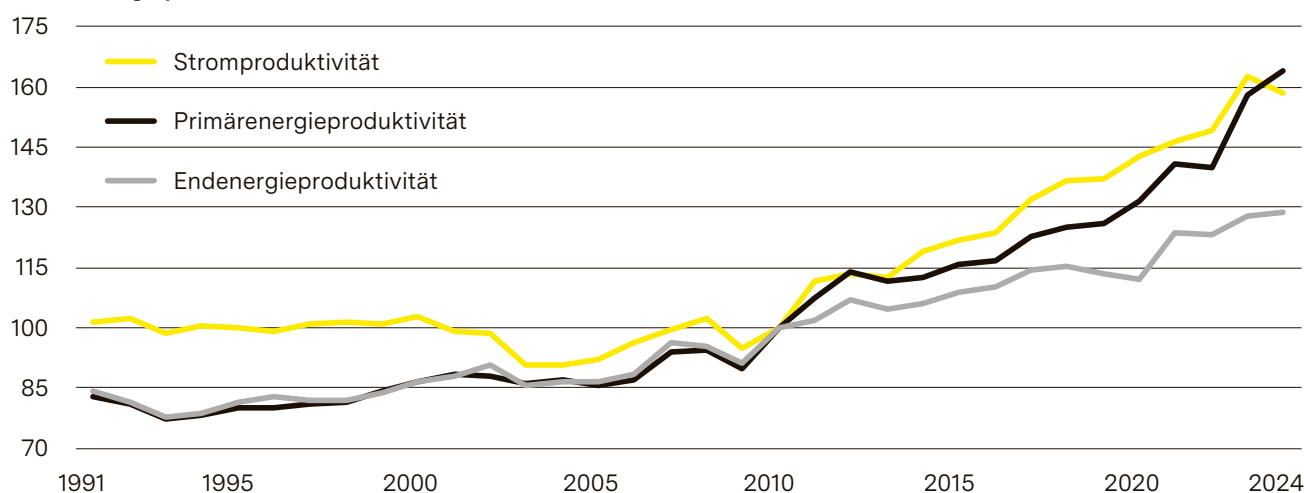


Abbildung 27: Entwicklung der temperaturbereinigten Primär- und Endenergieproduktivität sowie Stromproduktivität in Baden-Württemberg (Index 2010 =100). Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [71, 161]. Energieverbrauch 2023 vorläufig, 2024 eigene Berechnungen ZSW.

13 Der Primärenergieverbrauch berücksichtigt den Brennstoffeinsatz in Kraftwerken. Der Rückgang der Stromerzeugung in Kernkraftwerken zeichnet sich deshalb beim Primärenergieverbrauch deutlich ab.

14 Definiert als Quotient aus dem preisbereinigten und verketteten (realen) Bruttoinlandsprodukt mit Referenzjahr 2020 und dem temperaturbereinigten Primär beziehungsweise Endenergieverbrauch. Für Baden-Württemberg sind Angaben zum preisbereinigten und verketteten (realen) Bruttoinlandsprodukt erst ab 1991 verfügbar.

Sektorale Entwicklung der Energieeffizienz

Auch sektoral betrachtet zeigt sich ein zur gesamtwirtschaftlichen Entwicklung ähnlicher Trend. Der Verlauf der Endenergieproduktivität¹⁵ in der Industrie wie auch im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) ist seit 1991 positiv (vergleiche Abbildung 28), wenngleich in der Industrie 2020 ein deutlicher Einbruch zu verzeichnen war. Die preisbereinigte Bruttowertschöpfung 2024 in der Industrie war rückläufig, was sich in der Energieproduktivität zeigt. Im GHD-Sektor steigt dagegen die Bruttowertschöpfung weiter an. Die absolute Endenergieverbrauchsentwicklung steht dahinter zurück (vergleiche Kapitel 5.1).

Mit einer Energieproduktivität von über 1.000 Euro BWS/GJ im Industriesektor¹⁶ im Jahr 2024 weist das Land aufgrund der hohen Bedeutung des vergleichsweise wenig energieintensiven Maschinen- und Fahrzeugbaus in Baden-Württemberg im Vergleich zur Bundesebene eine deutlich höhere Energieproduktivität auf. Im GHD-Sektor lag die Energieproduktivität mit rund 1.800 Euro BWS/GJ zuletzt etwas niedriger als auf Bundesebene. Die aktuellen Daten sind mit den Werten aus dem Vorgängerbericht nicht direkt zu vergleichen, da die Daten zur Bruttowertschöpfung nun mit der Preisbasis 2020 (vorher: 2015) ausgewiesen und damit höher sind.

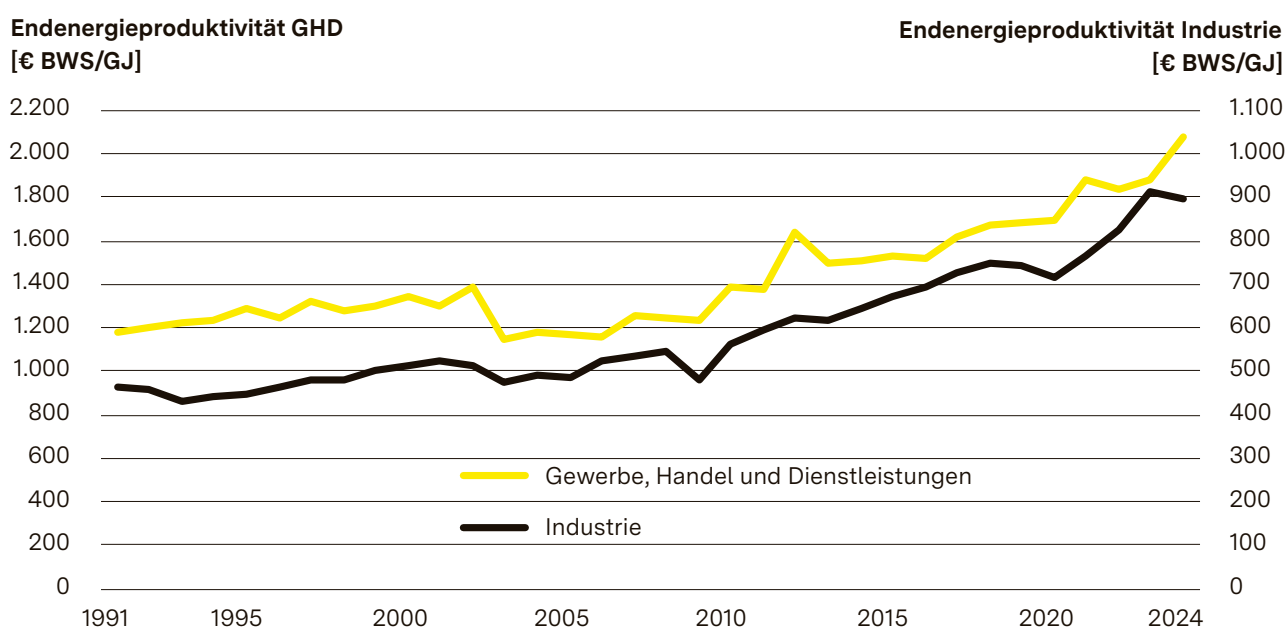


Abbildung 28: Entwicklung der temperaturbereinigten Endenergieproduktivität im Sektor Industrie und im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [71, 161]. Endenergieverbrauch 2023 vorläufig, 2024 eigene Berechnungen ZSW.

Da sich der Industriesektor aus einer Vielzahl verschiedener Branchen mit entsprechend unterschiedlichem Energieverbrauch und Wertschöpfung zusammensetzt, lohnt sich ein vertiefter Blick auf die jeweiligen Wirtschaftszweige. Die Analyse erfolgt für das verarbeitende Gewerbe, das für deutlich über 80 Prozent der Bruttowertschöpfung im produzie-

renden Gewerbe (einschließlich Baugewerbe) steht. Für das verarbeitende Gewerbe stehen wirtschaftszweigscharfe und temperaturbereinigte Energiedaten zur Verfügung, die hier in Relation zur jeweiligen Bruttowertschöpfung gesetzt werden. Aktuell stehen auf übergeordneter Ebene (Abbildung 29) Daten bis zum Jahr 2023 zur Verfügung.

¹⁵ Die Endenergieproduktivität für Industrie und GHD ist jeweils berechnet als Quotient aus der preisbereinigten und verketteten Bruttowertschöpfung mit Bezugsjahr 2020 und dem temperaturbereinigten Endenergieverbrauch.

¹⁶ Der Endenergieverbrauch der Industrie bezieht sich auf die Wirtschaftszweige Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden sowie das Verarbeitende Gewerbe. Die preisbereinigte und verkettete Bruttowertschöpfung liegt in einer Zeitreihe seit 1991 jedoch nur für das gesamte produzierende Gewerbe ohne Baugewerbe (einschließlich der Energieversorgung und der Wasserversorgung und Entsorgung vor). Damit wird die Produktivität in einer Größenordnung von etwa 40 Euro BWS/GJ überschätzt.

Zunächst erfolgt ein aggregierter Blick auf die Entwicklung von Bruttowertschöpfung, Brennstoff- und Stromverbrauch (Abbildung 29). Die Bruttowertschöpfung (preisbereinigt und verkettet) ist im Trend gestiegen, abgesehen von einem leichten Rückgang 2019 beziehungsweise einem starken Rückgang 2020 aufgrund der Corona-Maßnahmen.

Im Vergleich zu 2015 lag die Bruttowertschöpfung im Jahr 2023 rund 20 Prozent höher. Dem gegenüber steht ein um knapp 20 Prozent rückläufiger Strom- beziehungsweise Brennstoffverbrauch. In der Gesamtschau wird somit eine zunehmende Entkopplung von Wirtschaftswachstum und Energieverbrauch deutlich.

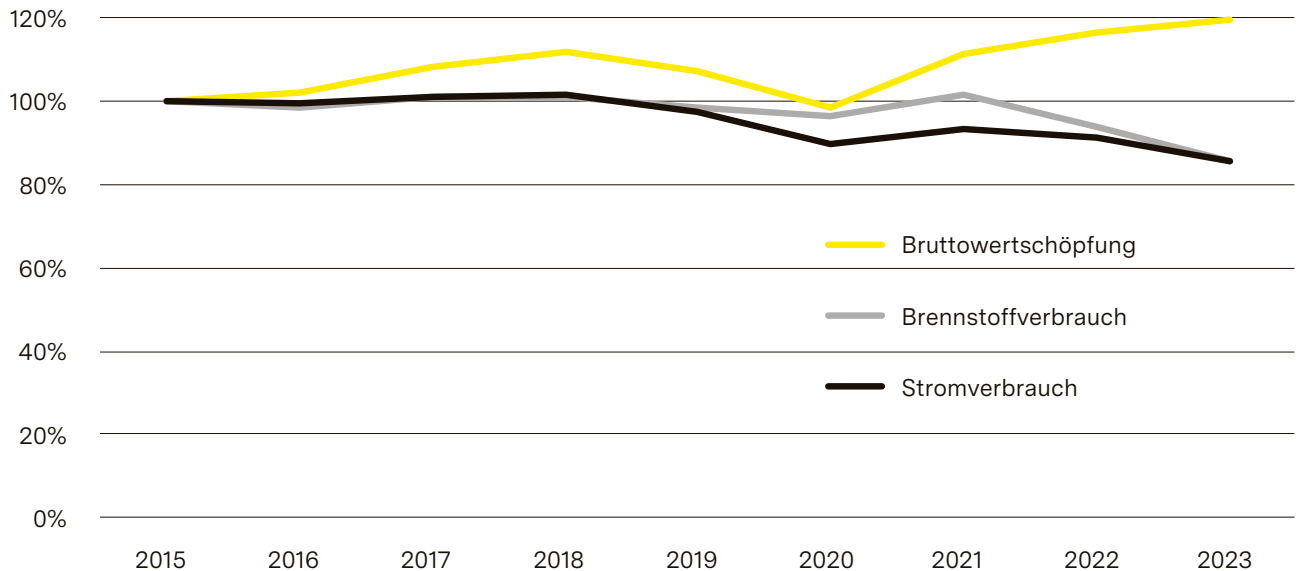


Abbildung 29: Entwicklung von Bruttowertschöpfung (preisbereinigt und verkettet), Brennstoff- und Stromverbrauch (temperaturbereinigt) im verarbeitenden Gewerbe in Baden-Württemberg (2015 = 100 Prozent). Eigene Berechnungen ZSW. Datenquellen: [71, 162] und unveröffentlichte Angaben des Statistischen Landesamts Baden-Württemberg.

Einige Wirtschaftszweige mussten aufgrund der verfügbaren Aggregationsstufe der Bruttowertschöpfung zusammengefasst werden. Kleine Wirtschaftszweige wurden der Übersichtlichkeit halber aggregiert¹⁷. Für den Wirtschaftszweig „Herstellung von pharmazeutischen Erzeugnissen“ liegen aus Datenschutzgründen keine Werte zur Bruttowertschöpfung vor. Deshalb ist dieser Wirtschaftszweig nicht in der nachfolgenden Analyse enthalten. Da auf der Ebene der Wirtschaftszweige Daten zur Bruttowertschöpfung nur bis 2022 vorliegen, enden die Zeitreihen im betreffenden Jahr. Bevor der zeitliche Verlauf analysiert wird, erfolgt mit Abbildung 30 ein statischer Blick auf das Jahr

2022. Dargestellt ist die prozentuale Verteilung von Bruttowertschöpfung sowie Strom- und Brennstoffverbrauch nach Wirtschaftszweigen. Alleine der Maschinen- und Fahrzeugbau machen zusammen rund 55 Prozent der Bruttowertschöpfung des verarbeitenden Gewerbes aus. Die Anteile am Strom- beziehungsweise Brennstoffverbrauch liegen mit knapp 30 Prozent (Strom) beziehungsweise 15 Prozent (Brennstoffe) deutlich darunter. Umgekehrt wird deutlich, dass die Holz-/Papierindustrie und die Herstellung von Kunststoff, Glas und Ähnlichem für rund die Hälfte des Brennstoffverbrauchs steht bei deutlich geringerem Anteil an der Bruttowertschöpfung.

¹⁷ Nahrungsmittel: einschließlich Getränkeherstellung und Tabakverarbeitung
 Holz/Papier: Herstellung von Holz-, Flecht-, Korb- und Korkwaren (ohne Möbel); Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus; Herstellung von Druckerzeugnissen, Vervielfältigung von Ton-, Bild- und Datenträgern
 Kunststoff, Glas und Ähnliches: Herstellung von Gummi-, Kunststoff- und Glaswaren, Keramik und Ähnliches
 Sonstige: Herstellung von Textilien, Bekleidung, Leder, Lederwaren und Schuhen; Herstellung von Datenverarbeitungsgeräten, elektronischen und optischen Erzeugnissen; Herstellung von elektrischen Ausrüstungen; Herstellung von Möbeln, sonstigen Waren, Reparatur und Installation von Maschinen und Ausrüstungen

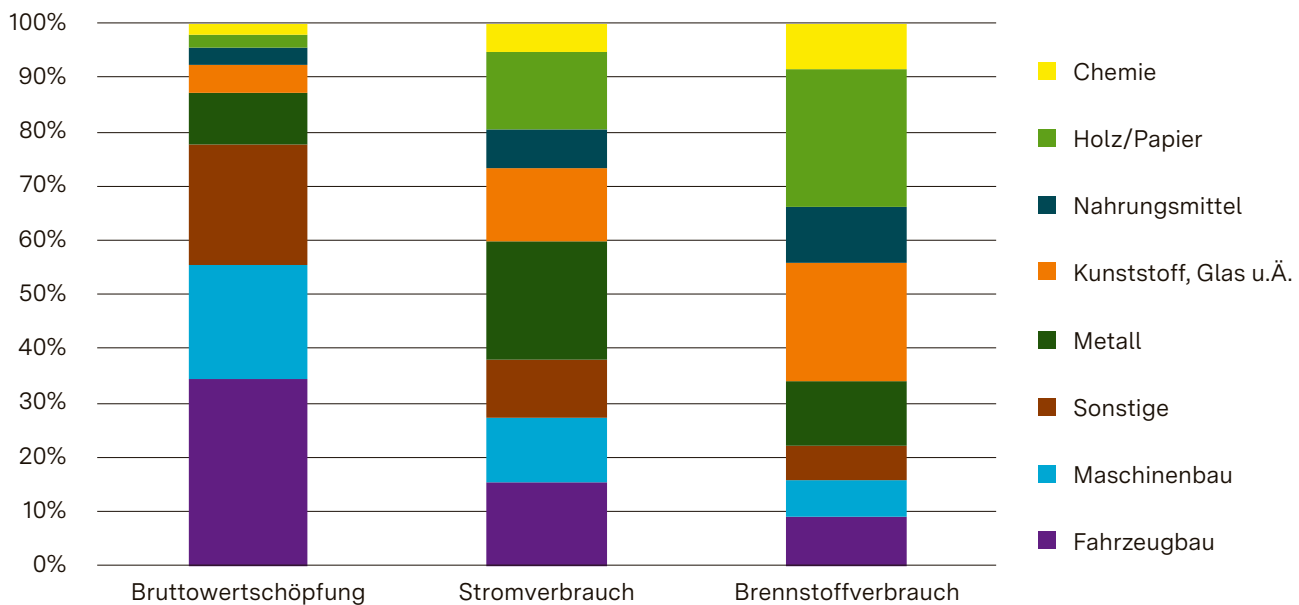


Abbildung 30: Verteilung von Bruttowertschöpfung, Stromverbrauch und Brennstoffverbrauch des verarbeitenden Gewerbes nach Wirtschaftszweigen im Jahr 2022. Eigene Berechnungen ZSW. Datenquellen: [71, 162] und unveröffentlichte Angaben des Statistischen Landesamts Baden-Württemberg.

Die obigen Zahlen zeigen somit bereits anschaulich, welche Wirtschaftszweige gemessen an der Bruttowertschöpfung eine hohe oder geringe Energieintensität (Energieverbrauch pro Einheit Bruttowertschöpfung) aufweisen. Der Kehrwert entspricht der Strom- beziehungsweise Brennstoffproduktivität und gibt an, wie viel Bruttowertschöpfung pro verbrauchter Energieeinheit geschaffen wurde. Dabei werden im Zeitverlauf

teils unterschiedliche Entwicklungen deutlich, wie Abbildung 31 und Abbildung 32 verdeutlichen.

Die oben bereits angesprochenen Wirtschaftszweige mit geringer Energieintensität weisen eine hohe Strom- und Brennstoffproduktivität auf, die deutlich über dem gewichteten Mittel aller Wirtschaftszweige liegt. Im Zeitverlauf war ein ansteigender Trend zu verzeichnen.

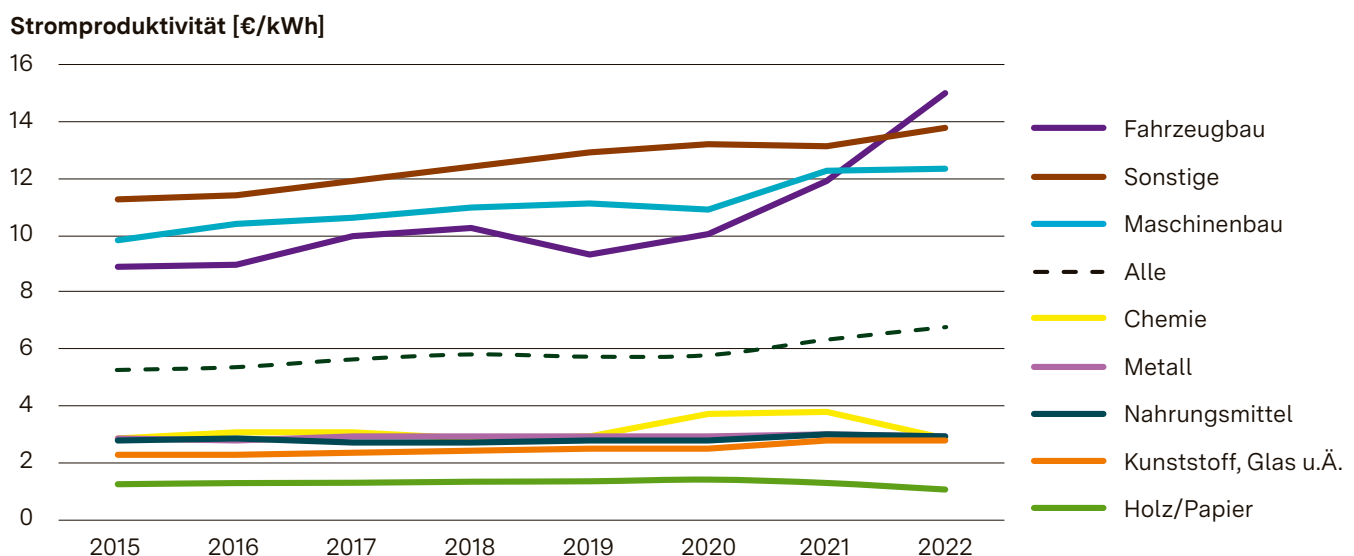


Abbildung 31: Stromproduktivität (preis- und temperaturbereinigt) nach Wirtschaftszweigen. Eigene Berechnungen ZSW. Datenquellen: [71, 162] und unveröffentlichte Angaben des Statistischen Landesamts Baden-Württemberg.

Insgesamt betrachtet zeigt sich über alle Wirtschaftszweige ab 2021 ein Anstieg der Energieproduktivität. Dies dürfte auf die ab Mitte 2021 stark gestiegenen Erdgas- und Strompreise (vergleiche Kapitel 7.1) und entsprechende Energieeinsparungen zurückzuführen sein. Überdurchschnittlich stark sind Strom- und Brennstoffproduktivität im Fahrzeugbau gestiegen; dies ergibt sich aus gerin-

gerem Energieverbrauch im Zeitverlauf parallel zu im Trend gestiegener Bruttowertschöpfung. Einzelne Wirtschaftszweige weisen jedoch 2022, teilweise schon 2021, rückläufige Strom- und Brennstoffproduktivitäten auf. Dabei handelt es sich um die (eher) energieintensiven Branchen Holz/Papier, Chemie und Metall.

Brennstoffproduktivität [€/MJ]

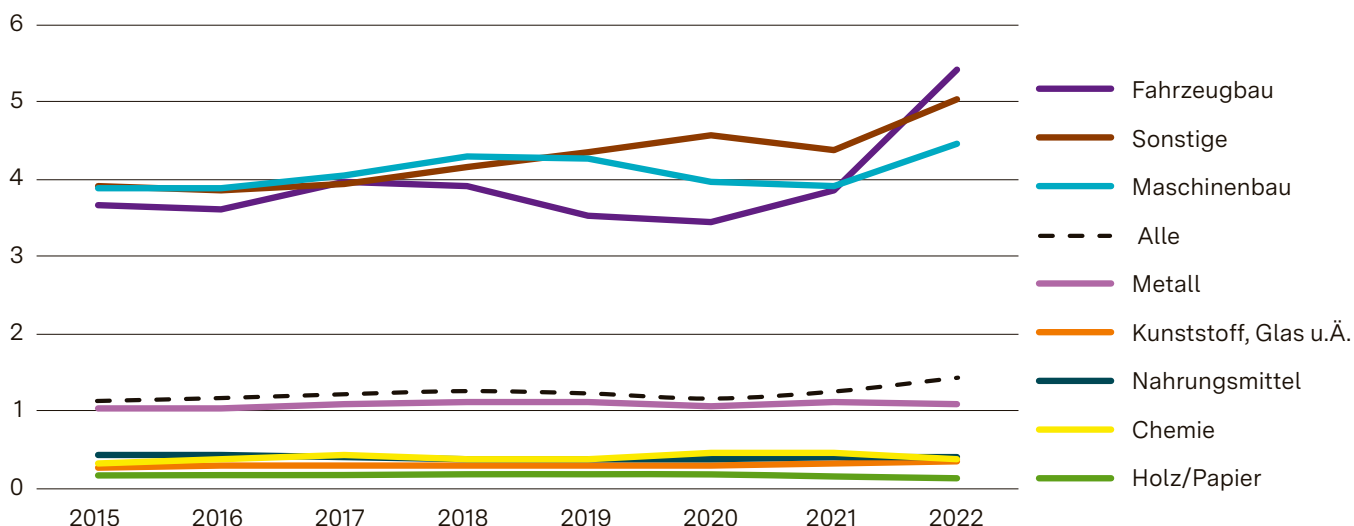


Abbildung 32: Brennstoffproduktivität (preis- und temperaturbereinigt) nach Wirtschaftszweigen. Eigene Berechnungen ZSW. Datenquellen: [71, 162] und unveröffentlichte Angaben des Statistischen Landesamts Baden-Württemberg.

Ein relativ großer Teil des Energieverbrauchs entfällt auf die Beheizung von Wohngebäuden. Zu Beginn des Jahrtausends konnten zunächst deutliche Fortschritte des spezifischen Endenergieverbrauchs zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser¹⁸ im Sektor private Haushalte (Endenergieverbrauch bezogen auf die Wohnfläche) erreicht werden. Nach 2010 stagnierten die temperaturbereinigten spezifischen Verbräuche jedoch für einige Jahre und sind bis 2020 kurzfristig deutlich gestiegen. Ab 2021 war der spezifische Verbrauch stark rückläufig (vergleiche Abbildung 33 links). Der starke Rückgang des Verbrauchs 2021 ist den Vorzieheffekten beim Heizölabsatz im Jahr 2020 und dem geringen Absatz 2021 zuzurechnen. Ab 2022 war eine weitere Senkung aufgrund der milden Witterung und hohen Energiepreisen zu verzeichnen.

Absolut betrachtet lag das Verbrauchsniveau 2024 in der Größenordnung des Jahres 1991 (vergleiche Abbildung 33 rechts). Eine der Hauptursachen ist die stetige Zunahme der Wohnfläche um insgesamt fast 50 Prozent gegenüber 1991 beziehungsweise 1,2 Prozent pro Jahr [163], so dass trotz Effizienzgewinnen beim spezifischen Verbrauch keine Reduktion des absoluten Verbrauchs resultierte. Bezogen auf die Einwohnerzahl Baden-Württembergs nahm die Wohnfläche von 36 m² pro Kopf (1990) auf knapp 48 m² pro Kopf zu. Damit beträgt die Steigerung pro Kopf 32 Prozent beziehungsweise 0,8 Prozent pro Jahr [163, 164]. Die Zunahme der spezifischen Wohnfläche ist neben steigenden Komfortansprüchen auch demografischen Veränderungen und der steigenden Anzahl von Einpersonenhaushalten zuzurechnen (1990: 36 Prozent, 2024: 40 Prozent [165, 166]).

¹⁸ Dargestellt ist der Endenergieverbrauch privater Haushalte abzüglich des Strom- und Kraftstoffverbrauchs, demnach wird die zunehmende Durchdringung von Wärmepumpen nicht berücksichtigt. Nach eigener Abschätzung liegt der Stromverbrauch von Wärmepumpen derzeit in einer Größenordnung von rund 1,8 TWh (vergleiche Abschnitt 6.2).

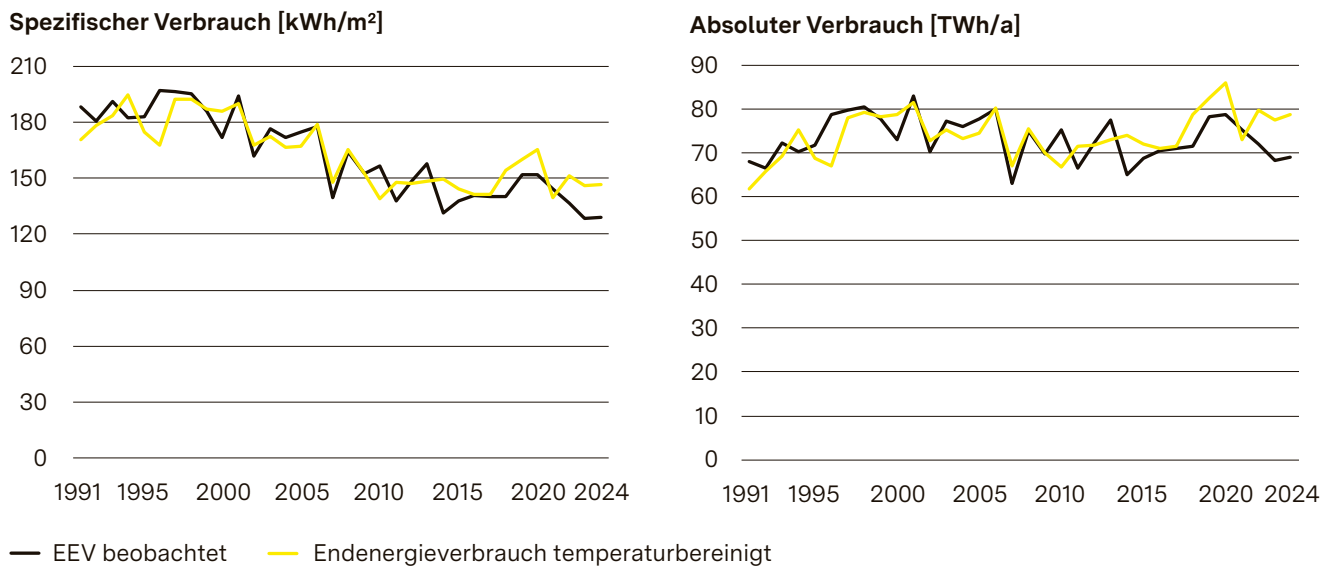


Abbildung 33: Entwicklung des spezifischen und absoluten Endenergieverbrauchs privater Haushalte zur Raumwärme- und Warmwasserbereitung in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [71, 163]. Endenergieverbrauch 2023 vorläufig, 2024 eigene Berechnungen ZSW.

Effizienzmaßnahmen zielten bislang zumeist auf die Senkung des spezifischen Verbrauchs (Wärmeverbrauch pro Quadratmeter Wohnfläche, Kraftstoffeinsatz pro Kilometer) ab. Absolut konnte jedoch aufgrund von Rebound-Effekten nur ein Teil der spezifischen Minderung erreicht werden. Im Rahmen der Energieeffizienzstrategie wird diese Thematik daher auch im Zusammenhang mit Produktverordnungen und nachhaltigem Verbraucherverhalten adressiert und mit der CO₂-Bepreisung sollen zusätzliche Anreize für den effizienten Einsatz von Energie gesetzt werden (vergleiche Abschnitt 7.1).

Der folgende Abschnitt stellt die Inanspruchnahme von bundesweiten Förderprogrammen im Effizienzbereich von Antragstellern in Baden-Württemberg dar. Der Fokus liegt für die Effizienzförderung im Mittelstand, im privaten Bereich und im kommunalen Bereich in erster Linie auf der Bundesförderung für energieeffiziente Gebäude (BEG), mit Startdatum im Juli 2021. Dafür werden die Aktivitäten in Anteilen an der Inanspruchnahme der bundesweiten Förderung wiedergegeben. Daneben sind auch die erfassten und geförderten Energieberatungen für Wohn- und Nichtwohngebäude Bestandteil der Förderlandschaft.

Die Energieberatungen für beide Gebäudekategorien überschreiten das Niveau des Bevölkerungs-

anteils seit Beginn der jeweiligen Förderung (Abbildung 34). Im Bereich der Energieberatungen für Wohngebäude (EBW) zeigt sich bis zum Jahr 2019 ein deutlicher Anstieg des Anteils Baden-Württembergs an der Bundesförderung. In den Folgejahren setzte jedoch ein rückläufiger Trend ein. Zum Jahresende 2024 liegt der Förderanteil bei 24 Prozent, was einen Rückgang um vier Prozentpunkte zum Vorjahr bedeutet [167]. Der Anteil von Baden-Württemberg an der gesamten Bundesförderung spiegelt jedoch nicht die absoluten Zahlen wider. Aus der Betrachtung der absoluten Förderzahlen geht hervor, dass sich die Anzahl der Energieberatungen generell bis 2023 deutlich erhöht hat, so auch in Baden-Württemberg. Im Jahr 2024 sind die Förderzahlen erstmals seit über einem Jahrzehnt wieder rückläufig.

Fast analog zu den EBW verläuft auch die Entwicklung des Förderanteils von Energieberatungen für Nichtwohngebäude (EBN). Seit dem Jahr 2019 zeigt sich ein leichter Rückgang des Anteils von Baden-Württemberg an den gesamten Bundeszahlen. Anders als bei den EBW ist jedoch seit 2023 wieder ein leicht ansteigender Trend zu erkennen. Zum Jahresende 2024 liegt der Förderanteil in Baden-Württemberg bei 23 Prozent (2023: 20 Prozent). Die absoluten Antragszahlen stagnieren wiederum seit mehreren Jahren auf einem Niveau zwischen 1.100 und 1.500 Anträgen [168].

Inanspruchnahme [Anteil an Bund]

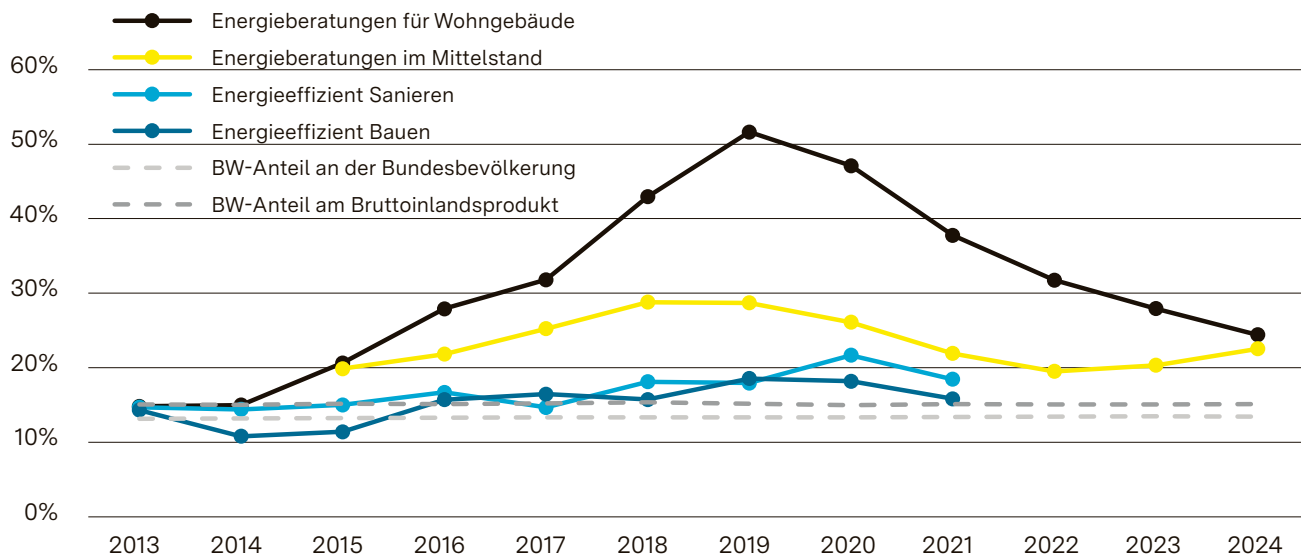


Abbildung 34: Inanspruchnahme von geförderten Bundesberatungen und Bundesförderprogrammen in Baden- Württemberg bezogen auf die bundesweite Inanspruchnahme¹⁹. Eigene Darstellung auf Basis der Daten aus [167–171].

Das BEG wurde in den letzten Jahren mehrmals reformiert und angepasst. Die aktuelle Ausgestaltung des Förderprogramms ist in Kapitel 3.1 beschrieben. Das BEG war vom verhängten Förderstopp Ende 2023 nicht betroffen.

Mit dem Baustein BEG WG wird die Sanierung bestehender Wohngebäude oder der Kauf eines frisch sanierten Hauses auf Effizienzhaus-Niveau gefördert. Dafür können bei der KfW zinsvergünstigte Kredite mit Tilgungszuschuss beantragt werden. Kommunen haben die Möglichkeit eine Kredit- oder Zuschussförderung in Anspruch zu nehmen. Darüber hinaus wird eine Förderung für die Fachplanung und Baubegleitung angeboten.

Das Teilprogramm BEG NWG fördert die Sanierung von Nichtwohngebäuden (wie Gewerbegebäude, kommunale Gebäude oder Krankenhäuser) zum Effizienzgebäude in der für Wohngebäude bereits genannten Form. Analog zu den WG besteht für Kommunen eine Kredit- oder Zuschussförderung sowie die Förderung von Fachplanung und Baubegleitung [172].

Die BEG wurde 2024 durch die Möglichkeit der Heizungsförderung für Privatpersonen und Unternehmen (Zuschuss und Kredit) sowie Kommunen (Zuschuss) erweitert. Diese Förderbausteine können ergänzend zu den bereits genannten Programmen für Wohngebäude und Nichtwohngebäude beantragt werden [173].

Darüber hinaus werden diverse Einzelmaßnahmen (BEG EM) gefördert. Das BAFA fördert Maßnahmen zur Energieeffizienz an der Gebäudehülle und Anlagentechnik (bis zu 20 Prozent), für Wärmeerzeuger (bis zu 70 Prozent) und zur Heizungsoptimierung (bis zu 50 Prozent). Analog zu den Fördermöglichkeiten der KfW ist auch eine Förderung von bis zu 50 Prozent für eine Fachplanung und Baubegleitung möglich. Diese Förderung erfolgt über die Zuschussvariante. Ergänzend dazu ist es möglich, nach Förderzusage durch das BAFA einen Ergänzungskredit für Einzelmaßnahmen bei der KfW zu beantragen [77, 174].

¹⁹ Das Förderprogramm „Energieeffizient Bauen/Energieeffizient Sanieren“ wurde ab 2022 eingestellt, weshalb die Zeitreihe entsprechend endet.

In Abbildung 35 werden die Förderanteile der entsprechenden BEG-Förderbausteine in Baden-Württemberg auf Basis der KfW-Förderzahlen dargestellt. Der Anteil der Inanspruchnahme liegt weitestgehend für alle dargestellten Programme sowohl über dem Anteil Baden-Württembergs am BIP, als auch über dem Bevölkerungsanteil. Bei den Programmen mit Kreditvariante (WG und NWG) war der Anteil Baden-Württembergs zu Beginn der Förderung relativ hoch, dieser nahm über den Zeitverlauf aber kontinuierlich ab. Die Zuschussvarianten wurden dagegen deutlich weniger in Anspruch genommen (seit Ende 2022 ausgelaufen). Seit der Aufnahme der Programme zum Klimafreundlichen Neubau Anfang 2023 ist der Förderbaustein für NWG anteilig an erster Stelle. Für das erste Halbjahr 2025 konnte hier ein Zuwachs von 19 auf 23 Prozent erreicht werden.

Nicht in der Abbildung dargestellt ist die zum 1. Januar 2024 neu hinzugekommene Heizungsförderung für Wohngebäude sowie die Förderprogramme für Kommunen. Der Förderanteil Baden-Württembergs an der Heizungsförderung liegt bei knapp 17 Prozent und bewegt sich demnach ungefähr auf demselben Niveau wie die Förderung für den klimaneutralen Neubau für Wohngebäude. Die Zuschuss- und Kreditvariante im Bereich der Gebäudesanierung für Kommunen war zu Beginn der Förderung anteilig relativ hoch (26 beziehungsweise 20 Prozent). Die Anteile unterliegen aber starken Schwankungen. Generell haben beide Förderbausteine im Zeitverlauf deutlich abgenommen (auf knapp 17 Prozent). Im ersten Halbjahr 2025 wurden jedoch 84 Prozent der Kredite nach Baden-Württemberg vergeben.

Inanspruchnahme [Anteil an Bund]

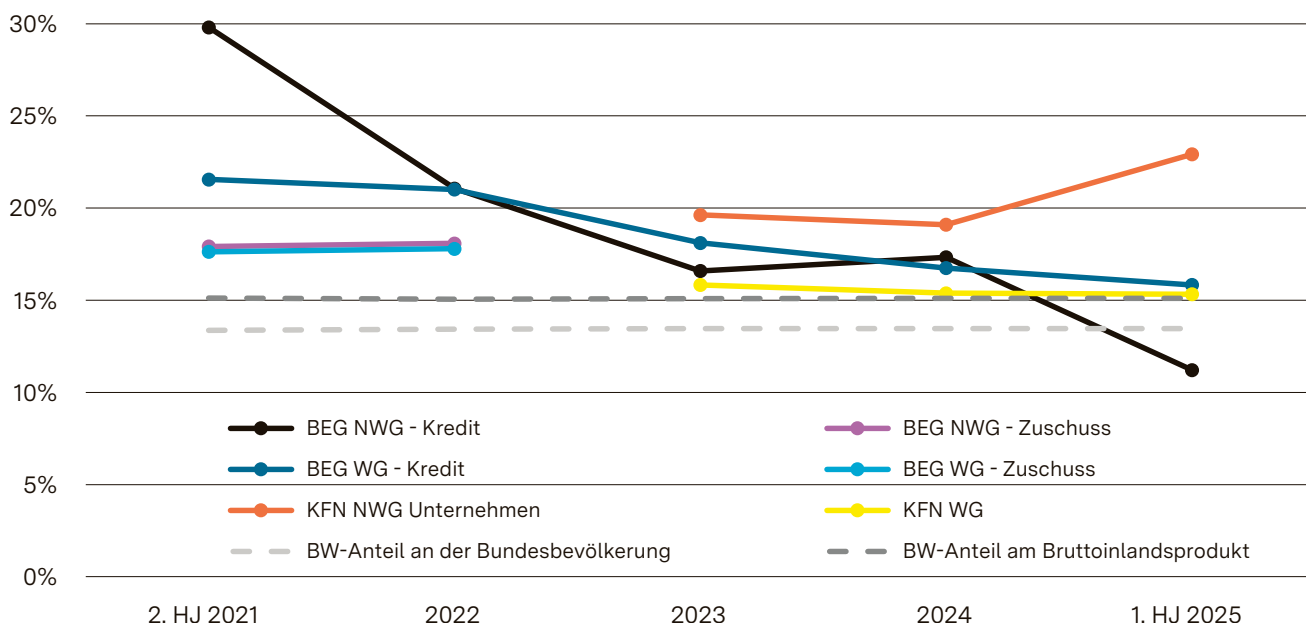


Abbildung 35: Inanspruchnahme der geförderten BEG-Bausteine der KfW in Baden- Württemberg bezogen auf die bundesweite Inanspruchnahme.²⁰ Eigene Darstellung auf Basis der Daten aus [175–177].

²⁰ Die Datenreihe BEG WG beinhaltet die Förderprogramme BEG WG Kredit Effizienzhaus und Einzelmaßnahmen, sowie ab 2024 auch den Ergänzungskredit. Die Datenreihe KFN WG beinhaltet sowohl das Programm des Neubaus von Wohngebäuden zur Vermietung, als auch das Programm für Privatpersonen zum Bau von Immobilien für die Selbstnutzung.

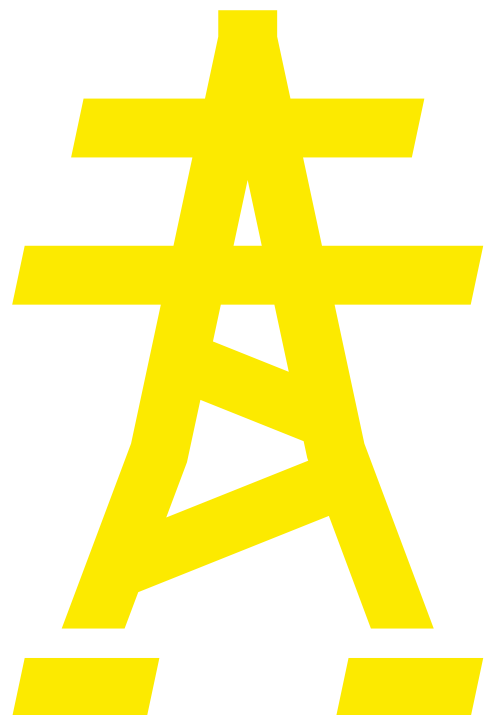
Zur Ausschöpfung von Effizienzpotenzialen in Unternehmen, insbesondere KMU, förderte das Umweltministerium mit Mitteln aus dem Europäischen Fonds bis Februar 2023 das Programm „Regionale Kompetenzstellen Netzwerk Energieeffizienz“ (KEFF). Bereits Anfang 2022 wurde das Nachfolgeprojekt „Regionale Kompetenzstellen für Ressourceneffizienz“ (KEFF+) gestartet. Das neue Programm unterstützt Unternehmen in Baden-Württemberg dabei, Einsparpotenziale für Material und Energie zu finden und zu heben. Analog zum vorhergehenden KEFF-Programm werden in Förderbaustein 1 in allen 12 Regionen Baden-Württembergs Kompetenzzentren aufgebaut und in Förderbaustein 2 werden Beratungsförderungen angeboten.

Auf Bundesebene fördern die Programme „Bundesförderung für Energieeffizienz in der Wirtschaft“, „Bundesförderung Industrie und Klimaschutz (BIK)“ und „Energieeffizienzprogramm – Produktionsanlagen/-Prozesse“ ebenfalls die Energieeffizienz in Unternehmen [181].

Das Kombi-Darlehen Mittelstand sowie das Kombi-Darlehen Wohnen mit Klimaprämie, welche auch in Kombination mit der BEG-Förderung beantragt werden können, richten sich an mittelständische

Unternehmen, aber auch an Privatpersonen. Das über die L-Bank abgewinkelte Programm bietet jeweils die Möglichkeit eines Förderdarlehens im Hausbankenverfahren mit Tilgungszuschuss mit verschiedenen Ausgestaltungsoptionen [182, 183]. Im Vergleich zum Jahr 2023 ist die Anzahl der Zusagen beim Programm Kombi-Darlehen Wohnen mit Klimaprämie gestiegen (von 1.474 auf 2.008 Zusagen). Beim Programm Kombi Darlehen Mittelstand haben sich die Zusagen verringert (von 36 auf 23 Zusagen). Dies spiegelt sich jedoch nicht zwangsläufig in der Höhe der bewilligten Fördermittel wider [184, 185].

Im Bereich der Förderprogramme für den Mittelstand ist das Förderprogramm Klimaschutz-Plus anzuführen, welches sich bis Juni 2024 an Kommunen, Unternehmen, Vereine, kirchliche Organisationen und kommunale Betriebe richtete und sich aus drei Säulen zusammensetzte: einem CO₂-Minde-rungsprogramm, einem Struktur-, Qualifizierungs- und Informationsprogramm sowie der nachhaltigen, energieeffizienten Sanierung. Nachdem das Programm zunächst eingestellt wurde, erfolgte ab dem 1. September 2024 eine Fortführung mit Änderungen. Damit können auch regionale Beratungsstellen eine Förderung beantragen.



Weiterhin aktiv ist das Wohnraumförderungsprogramm „Wohnungsbau BW 2022“, welches zum 1. Juni 2022 in Kraft getreten ist und als zentrales Anliegen das Angebot an sozial gebundenem Wohnraum adressiert. Voraussetzungen für den sozialen Wohnungsbau sind einerseits das Vorhandensein von entsprechenden Flächen und andererseits Förderangebote, die es auch einkommensschwächeren Haushalten ermöglichen, angemessenen Wohnraum zu mieten oder Wohneigentum zu bilden. Daher ist eine der wesentlichen Fördervoraussetzungen, dass es sich bei den Antragstellern um Bauherren von Sozialmietwohnungen handelt. Dies können auch Privatpersonen sein [186, 187].

Auf Basis der vorliegenden Daten aus den angeführten Programmen ist davon auszugehen, dass Baden-Württemberg im Bereich der Beratungen weiterhin gut aufgestellt ist. Künftig ist es wichtig, im Rahmen des Monitorings zu evaluieren, in welchem Umfang Energieberatungen und Effizienzförderprogramme erfolgreich waren und inwiefern sie zur Umsetzung von Einsparmaßnahmen beigetragen haben. Damit gilt es weitere Effizienzmaßnahmen abzuleiten. Zukünftig wird ebenfalls die Harmonisierung von Bundesförder- und Landesförderprogrammen mehr in den Fokus rücken.

In Baden-Württemberg spielt neben dem Ausbau der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung auch die Effizienzsteigerung und Dekarbonisierung des Wärmebereichs eine wichtige Rolle, um die Klimaschutzziele erreichen zu können. In diesem Kontext stellt das Abwärmekonzept Baden-Württemberg einen wesentlichen Baustein dar. Die Wirtschaftszweige mit besonders großer Relevanz sind die Bereiche Herstellung von Glas, Verarbeitung von Steinen und Erden, die Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus, sowie die Metallerzeugung und -bearbeitung. In Zukunft wird auch die zunehmende Zahl großer Rechenzentren an Bedeutung gewinnen (vergleiche dazu auch die in Kapitel 3.3 genannten Anforderungen des Energieeffizienzgesetzes). Das Potenzial soll durch verschiedene Möglichkeiten wie einer innerbetrieblichen Nutzung, die Lieferung in ein Nachbarland, der direkten Einspeisung oder auch über die Anbindung an abwärmerelevante Unternehmen erschlossen werden [188]. Die Zielsetzung für Baden-Württemberg sieht eine durchschnittliche lineare Erschließung von 0,25 TWh/a vor, wobei

der Zielwert für das Jahr 2030 bei 2,75 TWh/a liegt [189]. Dafür wird jährlich ein Monitoring durchgeführt, welches die Bundesförderprogramme der KfW und des BAFA validiert. In den ersten Jahren seit 2020 wurden die Ziel-Zubauraten weitgehend erreicht. Insgesamt sind im Jahr 2023 gegenüber dem Vorjahr Endenergieeinsparungen von zusätzlich knapp 190 GWh durch Abwärme zu verzeichnen (Abbildung 36). In der Grafik sind die erzielten kumulierten Einsparungen als blaue Balken neben dem Zielpfad (Balken in rot) gezeigt. Zur Illustration wurde zudem eine Fortschreibung als grüne Linie hinzugefügt, die die Entwicklung der Einsparungen darstellt, wenn die jährlich neuen Einsparungen ab 2024 bis 2030 den durchschnittlichen Einsparungen der Jahre 2020 bis 2023 entsprechen. Diese Vorgehensweise trägt den oftmals starken jährlichen Schwankungen Rechnung.

Endenergieeinsparung [TWh]

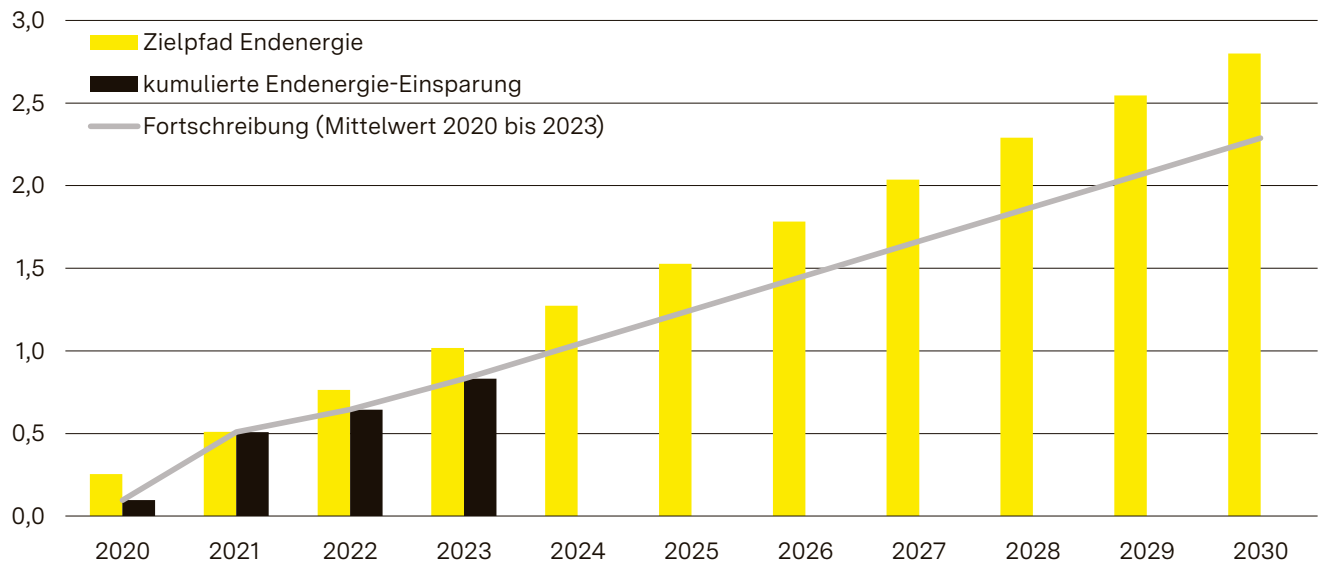


Abbildung 36: Entwicklung der Endenergieeinsparung durch Abwärmenutzung in Baden-Württemberg im Vergleich zum Zielpfad.

Mit der im Mai 2023 in Kraft getretenen Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft werden Maßnahmen zur Erhöhung der Energie- und Ressourceneffizienz in Industrie und Gewerbe gefördert. Dazu zählen auch Maßnahmen zur Abwärmenutzung.





6. Sektorenkopplung

Der Einsatz von Strom auf Basis erneuerbarer Energien soll im Wärmebereich und Verkehrssektor einen wichtigen Beitrag zur Erreichung der ambitionierten Klimaschutzziele leisten. Unter dem Begriff „Sektorenkopplung“ werden neue und bekannte sektorübergreifende Anwendungen gefasst. Bereits etabliert ist die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) als Bindeglied zwischen Strom- und Wärmesektor. Ergänzt wird die KWK von einer stetig zunehmenden Zahl von Wärmepumpen und auch Power-to-Heat (PtH)-Anwendungen. Auch im Verkehrssektor sollen batterieelektrische Fahrzeuge, Brennstoffzellenfahrzeuge und Power-to-Liquid (PtL) auf Basis von EE-Strom mittel- bis langfristig einen wichtigen Beitrag zur Dekarbonisierung leisten. Parallel dazu stellt die Erzeugung (Elektrolyse) und Speicherung von Wasserstoff beziehungsweise synthetischem Methan langfristig eine vielversprechende Lösung für den saisonalen Ausgleich des Stromangebots aus erneuerbaren Energien und der Nachfrage dar. Mit Blick auf die Dekarbonisierung außerhalb von Energiebereitstellung und -verbrauch kann regenerativer Wasserstoff zur Herstellung von Grundstoffen wie Ammoniak oder Methanol sowie in der Stahlerzeugung zum Einsatz kommen.

6.1 Stromeinsatz im Verkehr

Die Bundesregierung hat Anfang 2025 einen 8-Punkte-Plan vorgelegt, um den Umstieg auf Elektromobilität zu beschleunigen. Dies soll durch ein Paket aus steuerlichen Anreizen (zum Beispiel Steuerbefreiung bis 2035, Sonderabschreibungen, höhere Preisgrenze für Dienstwagen et cetera) und gezielter Förderung (vor allem für Haushalte mit geringem Einkommen) umgesetzt werden. Daneben wird der Ausbau eines flächendeckenden Ladenetzes für PKW und LKW vorangetrieben. Zum Jahresende 2024 waren laut Kraftfahrt-Bundesamt (KBA) deutschlandweit knapp 1,7 Millionen reine Elektrofahrzeuge gemeldet. Mit der Einführung des Umweltbonus im Jahr 2016 wurden Kaufanreize für Elektrofahrzeuge geschaffen, um die Elektromobilität zu fördern. Dieses Förderprogramm wurde jedoch nach über acht Jahren und einem Fördervolumen von rund zehn Milliarden Euro Ende 2023 eingestellt [190]. Der angestrebte ambitionierte Hochlauf der Elektromobilität spiegelte sich in der bisherigen Entwicklung bis 2023 wider und trug seinen Teil zur Erreichung der THG-Minderungsquote bei. Jedoch hat das Einstellen

der Förderung zu einem deutlichen Rückgang der Absatzzahlen geführt (siehe unten).

Die Entwicklung der Elektromobilität in Deutschland beziehungsweise Baden-Württemberg ist nicht allein an nationale Gesetze und Förderungen gekoppelt, sondern eng mit der Gesetzgebung auf europäischer Ebene verbunden. Konkret haben zwei europarechtliche Maßnahmen Einfluss auf den Markt für Elektromobilität in Europa: so hat die Europäische Union (EU) einerseits das sogenannte „Verbrennerverbot“ beschlossen. Hierbei handelt es sich um ein Verbot von neuzugelassenen Fahrzeugen ab dem Jahr 2035, die lokal (CO₂-Ausstoß am Auspuff) nicht emissionsfrei sind. Bereits zugelassene Fahrzeuge haben jedoch Bestandschutz. Andererseits gelten europaweite Flottengrenzwerte. Diese legen fest, wie viel CO₂ (g/km) alle neuzugelassenen Fahrzeuge je Hersteller im Durchschnitt pro Jahr ausstoßen dürfen. Die Grenzwerte werden in einem Fünf-Jahres-Intervall angepasst beziehungsweise reduziert (2015 bis 2030), ab 2035 müssen die Flotten emissionsfrei sein. Die Fahrzeughersteller sind demnach verpflichtet, einen immer größeren Anteil an Fahrzeugen mit Elektromotor²¹ (BEV/Plug-in-Hybride/Brennstoffzelle) zu verkaufen. Eine Überschreitung der Grenzwerte zieht hohe Strafzahlungen nach sich [191]. Mit dem „Verbrennerverbot“ setzt die EU den Fokus auf eine klimaneutrale Transformation des Verkehrssektors, was allen voran die Entwicklung der Elektromobilität stärkt. Allerdings ist von Seiten der EU eine Evaluierung des Gesetzes im Jahr 2026 vorgesehen. Dies könnte sich dahingehend dämpfend auf die Elektromobilität auswirken, da eine Aufweichung des Verbots im Raum steht. In Bezug auf die Einhaltung der Flottengrenzwerte hat die Europäische Kommission (KOM) bereits Ende März 2025 einen Entwurf für die Kalenderjahre 2025 bis 2027 vorgelegt. Mit Verabschiedung der neuen Verordnung müssen die Grenzwerte nicht mehr jahresscharf eingehalten werden. Vielmehr ist es den Fahrzeugherstellern nun möglich, ihre Flottenziele zu flexibilisieren, da lediglich der Flottendurchschnitt in diesem Zeitraum relevant ist. Dies könnte den weiteren Hochlauf der Elektromobilität verschieben [192].

Für das Kalenderjahr 2024 werden nachfolgend die Neuzulassungen der reinen Elektrofahrzeuge (BEV) im Zuge des Förderstopps Ende 2023 (siehe oben) sowie die gesamten Elektrofahrzeuge im PKW-Bereich für Deutschland und Baden-Württemberg analysiert. Im Dezember 2023 (letzter Monat der Förderung) wurden bundesweit 54.700 BEV zugelassen, der Januar 2024 verzeichnete lediglich 22.500 Neuzulassungen. Trotz der eingestellten Förderung war im ersten Halbjahr 2024 ein steigender Trend bei den Neuzulassungen zu beobachten, da diese den zuletzt noch gestellten Förderanträgen zeitlich hinterherliefen. Das zweite Halbjahr war zu Beginn von rückläufigen Neuzulassungen geprägt. Im weiteren Verlauf des Jahres stabilisierte sich der Zuwachs mit durchschnittlich rund 35.000 neuen Fahrzeugen pro Monat. Insgesamt wurden bundesweit gut 380.600 BEV im Kalenderjahr 2024 zugelassen, was eine Abnahme von 27 Prozent im Vergleich zum Vorjahreszeitraum darstellt. Damit lag der jahresbezogene Anteil der BEV an den gesamten Neuzulassungen mit 13,5 Prozent um 4,5 Prozentpunkte niedriger als im Vorjahr [193, 194].

Auch in Baden-Württemberg konnte 2024 das Vorjahresniveau im Bereich der BEV-Neuzulassungen nicht gehalten werden (Abbildung 37). Der Rückgang von 21 Prozent war jedoch weniger stark als auf Bundesebene. Die rückläufigen Zahlen der BEV hatten im Wesentlichen zwei Ursachen: aufgrund gesamtwirtschaftlicher Probleme war der Absatz im deutschen Automobilmarkt 2024 insgesamt relativ schwach. Zudem hat der eingangs erwähnte Förderstopp die Preisdifferenz gegenüber Verbrennern deutlich vergrößert, wobei Preissenkungen beziehungsweise Rabatte seitens der Hersteller dämpfend gewirkt haben. Positiv war dagegen die Entwicklung der extern aufladbaren Hybride (PHEV), die ein Absatzplus von 9 Prozent verzeichnen konnten (2023: 175.700, 2024: 191.900). Damit lag der Anteil aller Elektrofahrzeuge an den gesamten Neuzulassungen bei 20,3 Prozent, im Vorjahr war der Anteil um rund 4 Prozentpunkte höher. Fast analog fiel die Entwicklung in Baden-Württemberg aus. Hier verzeichneten Plug-in-Hybride einen Zuwachs von 15 Prozent. Der Anteil der gesamten Elektrofahrzeuge ist im Jahr 2024 um 3 Prozentpunkte auf 26,3 Prozent gefallen (s. Abbildung 39) [194].

21 Die EU-Kommission behält sich in Form eines delegierten Rechtsaktes vor, künftig eine Ausnahmeregelung für synthetische Kraftstoffe (E-Fuels) festzulegen. Dies würde eine Neuzulassung für Fahrzeuge mit Verbrennermotor nach 2035 ermöglichen. Biogene Kraftstoffe sind jedoch nicht Teil einer möglichen Ausnahmeregelung und bleiben nach 2035 weiterhin verboten.

Monatliche Neuzulassungen [Tausend]

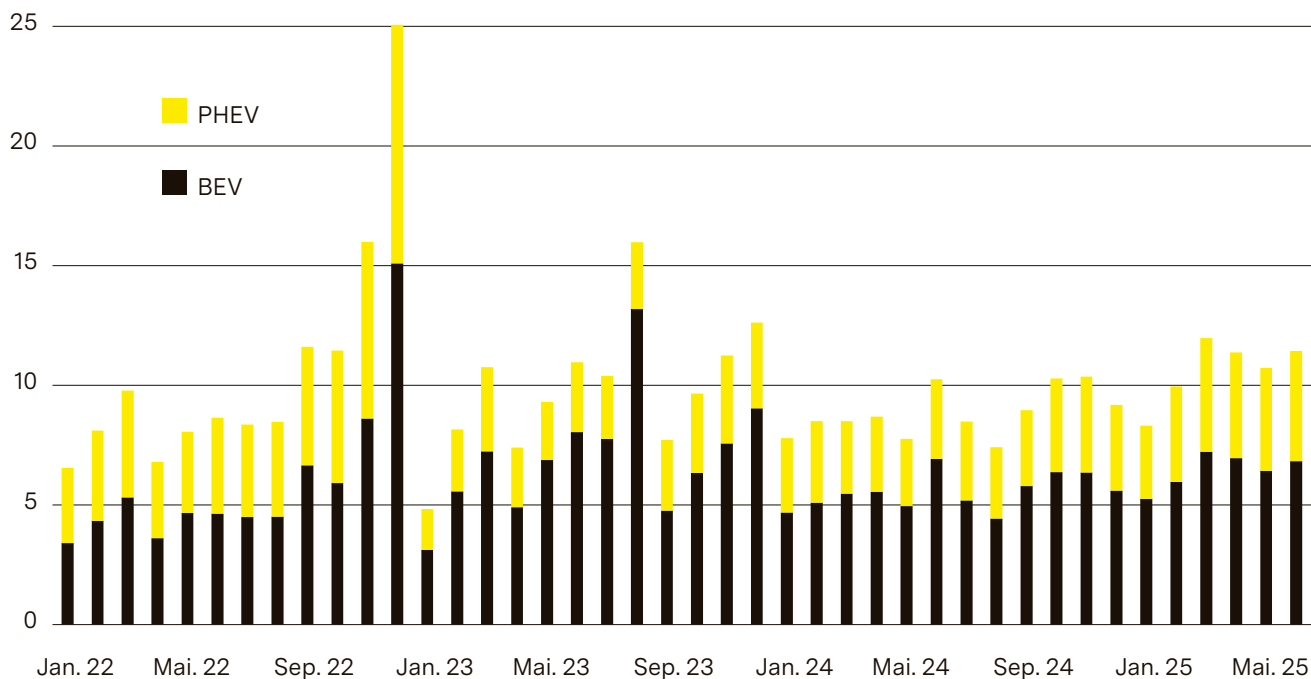


Abbildung 37: Monatliche Neuzulassungen von BEV und PHEV für Baden-Württemberg seit 2022. Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [194].

Zum Jahresende 2023 belief sich die Zahl der mehrspurigen Elektrofahrzeuge in Baden-Württemberg auf 390.600 Elektrofahrzeuge. Der Jahresabschluss 2024 wies einen Bestand von 438.800 mehrspurigen Elektrofahrzeugen auf (Anstieg um 12 Prozent). Davon entfallen 268.100 auf BEV und 162.300 auf PHEV [195]. Neben den mehrspurigen Fahrzeugen steigt auch die Anzahl von Zweirädern mit Elektroantrieb weiterhin an (in Abbildung 38 sind ausschließlich Zweiräder mit Kennzeichen²² erfasst). Insgesamt waren in Baden-Württemberg Ende 2024 etwa 47.000 Zweiräder mit Elektroantrieb

(E-Krafträder und Zweiräder mit Kennzeichen) angemeldet, was einem Anstieg von 6 Prozent gegenüber dem Stand zum Jahresende 2023 entspricht.

Über alle Fahrzeugkategorien hinweg lag der Stromverbrauch der Elektromobilität im Jahr 2024 bei rund 900 GWh. Der Anteil am gesamten Bruttostromverbrauch Baden-Württembergs ist damit weiter gestiegen. Mit knapp 1,4 Prozent bewegt sich der Anteil jedoch weiterhin auf geringem Niveau.

²² Bei sogenannten E-Bikes ist im Unterschied zu Pedelecs die Motorunterstützung nicht auf 25 km/h und der Motor nicht auf 250 W begrenzt.

Stromverbrauch und Anzahl von Elektrofahrzeugen in BW

[1.000 Fahrzeuge]

[GWh]

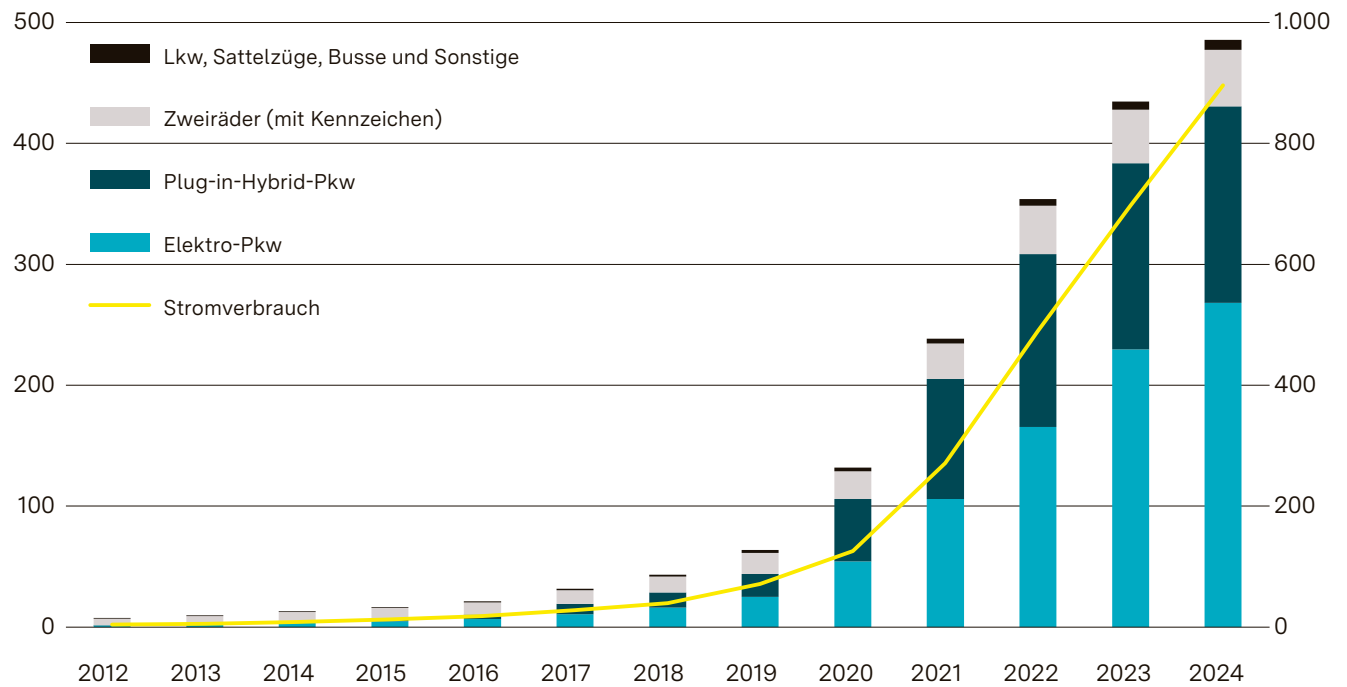


Abbildung 38: Kumulierte Anzahl der Elektrofahrzeuge und deren Stromverbrauch in Baden-Württemberg²³.
Eigene Berechnung ZSW auf Basis von Daten aus [195, 196].

Nachfolgend werden die Marktanteile der Elektrofahrzeuge am Bestand und an den Neuzulassungen zum Jahresende 2024 für Baden-Württemberg analysiert (Abbildung 39). Der Anteil der Elektrofahrzeuge an den Neuzulassungen in Baden-Württemberg ist bereits das zweite Jahr in Folge rückläufig und liegt bei rund 26 Prozent, etwa 9 Prozentpunkte weniger als im Jahr 2022. Diese Entwicklung ist den steigenden Verkaufszahlen und Neuzulassungszahlen bei den Verbrennern (2023: 1.480.000, 2024: 1.489.000) sowie der ausgelaufenen Kaufförderung für E-Kfz (2023: 119.000, 2024: 106.200) zuzuschreiben. Diese Trends zeigen sich deutschlandweit sogar verstärkt, wodurch Baden-Württemberg bei den Neuzulassungen

von Elektrofahrzeugen noch immer gut 6 Prozentpunkte über dem Bundesniveau liegt (Bund: 20,3 Prozent mit rund 572.500 Fahrzeugen). Der Marktanteil für reine BEV am Bestand beläuft sich in Baden-Württemberg auf 3,8 Prozent und ist damit im Vergleich zum Vorjahr um 0,5 Prozentpunkte angestiegen. Der Anteil aller Elektrofahrzeuge an der Bestandsflotte in Baden-Württemberg lag Ende 2024 bei 6,2 Prozent. Die geringeren Absatzzahlen bei den BEV wurden durch positive Entwicklungen der PHEV und einer Stagnation des Gesamtmarktes überlagert, wodurch der Marktanteil am Bestand weiter anstieg. Mit den genannten 6,2 Prozent liegt Baden-Württemberg etwa 0,9 Prozentpunkte über dem Bundesniveau (Vorjahr: 0,8 Prozentpunkte).

²³ Die Datenbasis beziehungsweise Erfassungssystematik hat sich ab 2021 beziehungsweise 2025 geändert. Dadurch kam es auch zu rückwirkenden Änderungen in den Beständen.

Anteil Elektrofahrzeuge

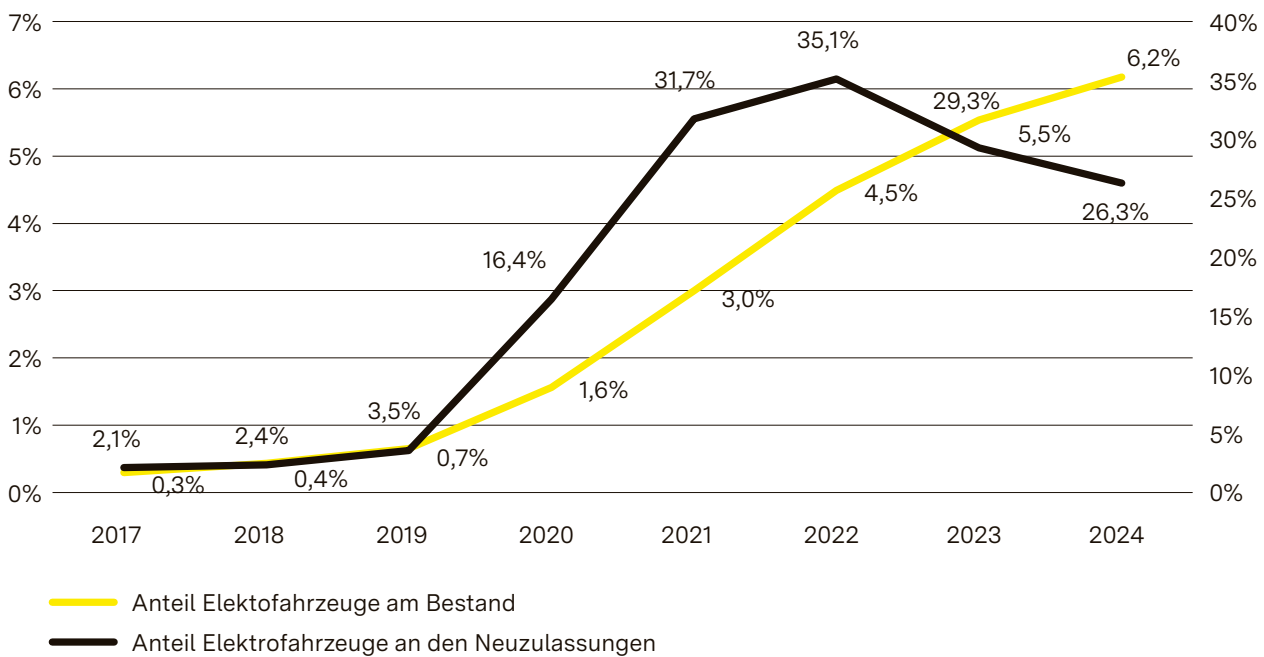


Abbildung 39: Anteil der Elektrofahrzeuge (E-Kfz und Plug-in-Hybride) am Pkw-Bestand und an den Pkw-Neuzulassungen ausgehend von 2017 für das Land Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis der Daten aus [193, 195].

Die Verteilung von Elektro-Pkw auf Stadt- und Landkreise in Baden-Württemberg zeigt regional starke Unterschiede. Das Ballungszentrum um den Stadtkreis Stuttgart inklusiv der angrenzenden Landkreise Böblingen, Esslingen, Rems-Murr-Kreis und Ludwigsburg weisen einen Bestand von knapp 80.000 BEV auf (Anteil von rund 30 Prozent am Gesamtbestand aller E-Kfz). Weitere Regionen mit relativ hoher Verbreitung sind der Rhein-Neckar-Kreis und der Ortenaukreis sowie die Landkreise Karlsruhe und Heilbronn (vergleiche Abbildung 40, oben). Diese Verteilung lässt sich direkt auf die jeweilige Einwohnerzahl zurückführen und hat sich in den letzten Jahren nicht verändert. Bezogen auf den gesamten Pkw-Bestand (inklusive PHEV) der jeweiligen Stadt- und Landkreise liegt ebenfalls Stuttgart mit einem Anteil von 8,2 Prozent an der Spitze, gefolgt von Böblingen mit 6,6 Prozent. Knapp dahinter folgen der Rhein-Neckar-Kreis sowie die Kreise Esslingen und Ludwigsburg (6,4 Prozent, 5,7 Prozent und 5,1 Prozent).

Darunter ist die Anzahl der Ladepunkte je Gemeinde dargestellt. Erwartungsgemäß gibt es auch hier Clusterbildungen um die Ballungszentren (vergleiche Abbildung 40, unten). Spitzenreiter ist die Stadt Stuttgart mit knapp 3.500 Ladepunkten (Stand: April 2025). Mit Abstand dahinter folgen Sindelfingen (rund 1.000 Ladepunkte) und Heilbronn (knapp 800 Ladepunkte) sowie mit weiterem Abstand Ulm, Merklingen, Freiburg im Breisgau und Mannheim. Generell ist ebenfalls eine erhöhte Dichte an Ladeinfrastruktur in Einzugsgebieten der Ballungsräume zu erkennen.

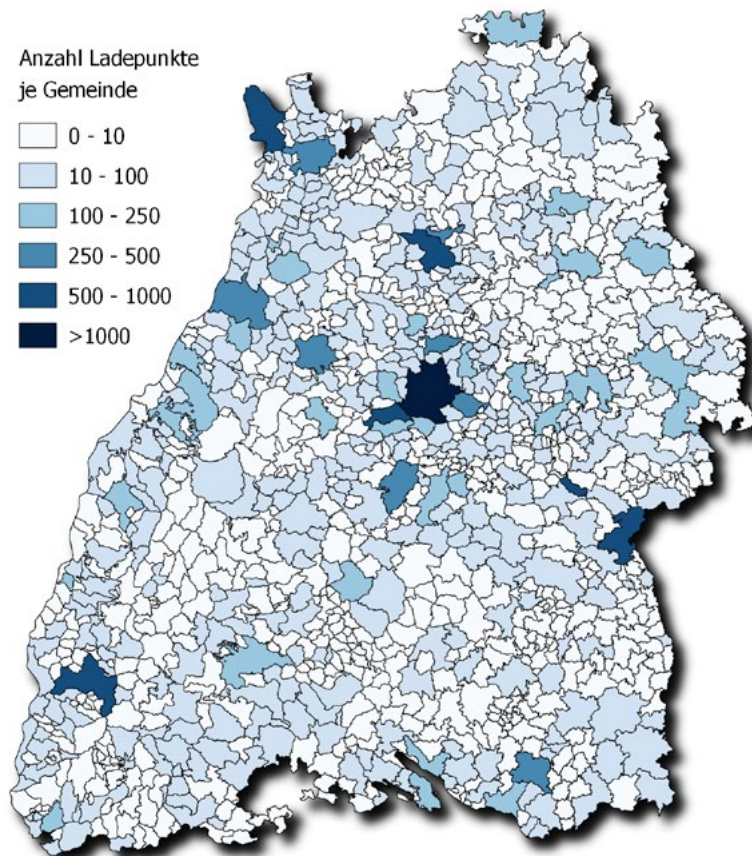
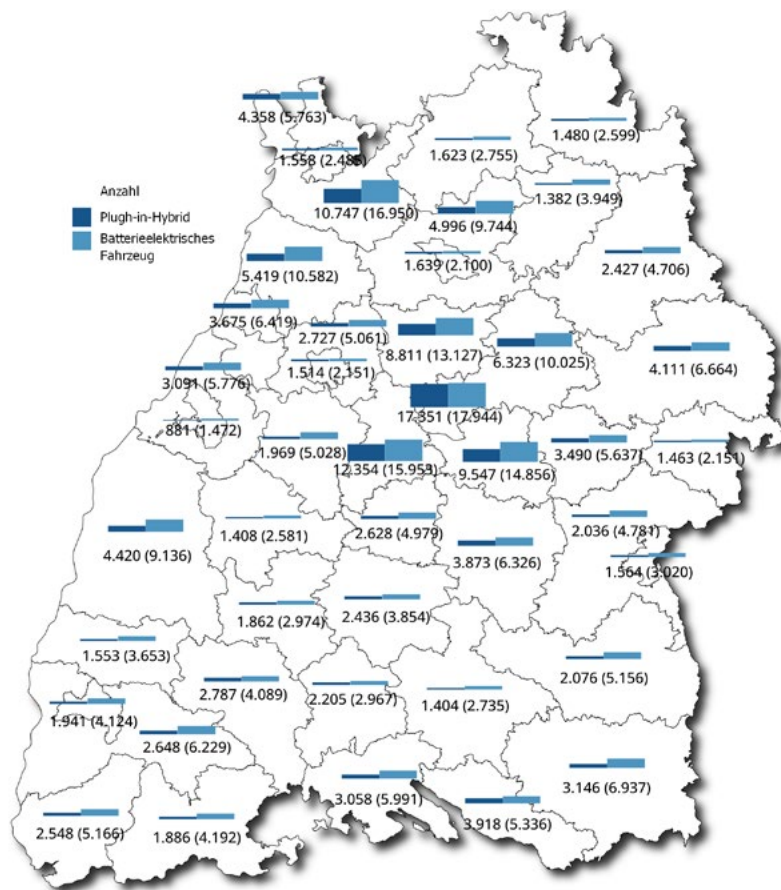


Abbildung 40: Anzahl der Elektrofahrzeuge (rein batterieelektrische Pkw und Plug-in-Hybride) in den Stadt- und Landkreisen Baden-Württembergs (Bestand: 1. Januar 2025) (oben) sowie öffentlich zugängliche Ladepunkte für Elektrofahrzeuge je Gemeinde in Baden-Württemberg (Stand: April 2025) (unten).
Eigene Darstellung auf Basis der Daten aus: [197, 198] und Kartenmaterial © GeoBasis-DE / BKG 2018.

Basierend auf dem Ladesäulenregister der BNetzA sind in Baden-Württemberg zum Jahresende 2024 rund 23.000 öffentlich zugängliche Normal-ladepunkte und rund 4.500 öffentlich zugängliche Schnellladepunkte installiert. Dies entspricht einer Gesamtzahl von ungefähr 27.500 Ladepunkten mit einer gesamten Ladeleistung von circa 860 MW [198]. Damit hat sich die Anzahl an Ladepunkten in den letzten fünf Jahren nahezu versechsfacht (Ende 2019: knapp 4.500 Ladepunkte). Nachfolgend werden die Ladepunkte ins Verhältnis zur Anzahl an Elektrofahrzeugen gesetzt (Abbildung 41). Anhand dieses Indikators ist zu erkennen, dass zwischen 2017 und 2019 der jährliche Zubau an Ladepunkten größer war, als

die Neuzulassungen bei Elektrofahrzeugen. Die Ladesäulenbetreiber (Charge Point Operator – CPO) sind hier in Vorleistung gegangen und haben entsprechende Infrastruktur bereitgestellt. Daraufhin sind im Vergleich zur Infrastruktur die Neuzulassungen deutlich stärker gestiegen, weshalb der Indikator ab 2020 auf ein niedrigeres Niveau gesunken ist. Aufgrund des stagnierenden Automarktes (Corona-Maßnahmen, Lieferkettenproblematik, gesamtwirtschaftliche Lage) und der Einstellung des Umweltbonus Ende 2023 verlangsamte sich das Wachstum des Markts für E-Kfz. Da der Zuwachs an Ladepunkten höher ausfiel, ist das Verhältnis von Ladepunkten und E-Kfz im Trend gestiegen.

Ladepunkte pro Tausend E-Kfz

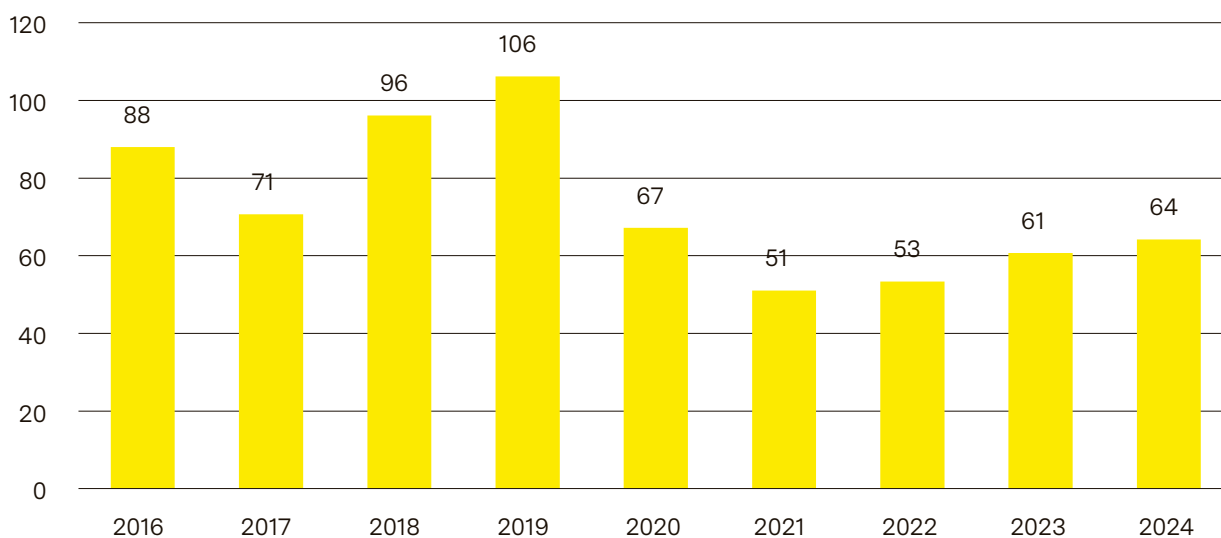
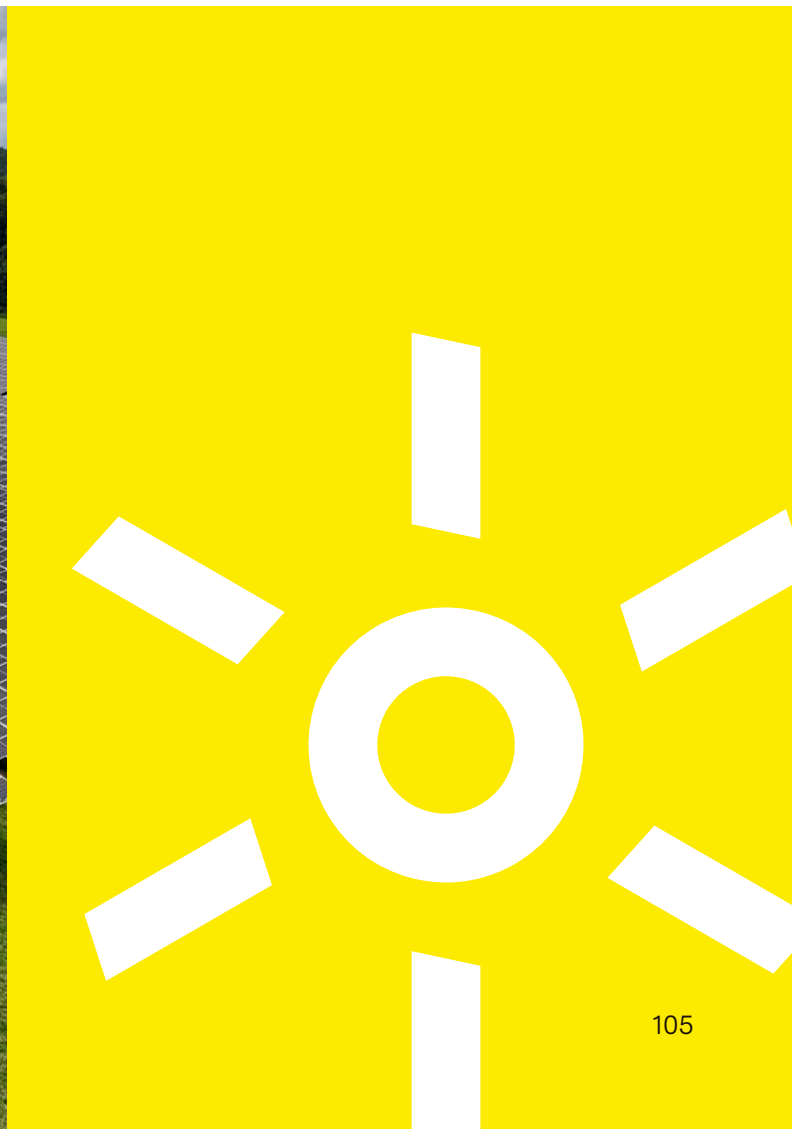


Abbildung 41: Verhältnis der Ladepunkte zur Anzahl an Elektrofahrzeugen. Eigene Darstellung auf Basis der Daten von [198].

In Bezug auf die Ladeinfrastruktur stellt die „Verordnung über die Infrastruktur für alternative Kraftstoffe (AFIR)“ eines der wichtigsten gesetzgeberischen Instrumente auf europäischer Ebene dar. Die AFIR, die am 13. April 2024 in Kraft getreten ist, gibt unter anderem die Anzahl, die Leistung und den räumlichen Abstand der Ladepunkte entlang transeuropäischer Verkehrswege (TEN-V) vor. Des Weiteren definiert die Verordnung spezifische technische Standards für Ladestationen. Dazu zählen beispielsweise Vorgaben zur Zahlungsmethode (Kartenzahlung) oder Benutzerfreundlichkeit (transparente Preisgestaltung, Echtzeitdaten über die Verfügbarkeit der Ladestationen et cetera) [199]. Beim Ausbau der Ladeinfrastruktur investiert und baut die EnBW nicht nur in Baden-Württemberg, sondern flächendeckend im europäischen Raum Schnellladeparks und investiert somit nicht nur in die eigene Ladeinfrastruktur im Sinne des betrieblichen Mobilitätsmanagements, sondern

auch ins öffentliche Schnellladenetz. Zuträglich für den Ausbau ist ebenfalls die seit dem 1. Januar 2025 in Kraft getretene Ladesäulenpflicht. Demnach müssen alle bestehenden Nichtwohngebäude mit mehr als 20 Stellplätzen einen Ladepunkt aufweisen [200]. Eine Ausweitung der Pflicht auf große Tankstellenunternehmen (> 200 Standorte) folgt zum 1. Januar 2028 [201]. Neben der Ladeinfrastruktur für PKW, konzentriert sich der Bund nun auch auf den Schwerlastverkehr und hat Anfang Juli 2024 den Startschuss für das LKW-Schnellladenetz an Bundesautobahnen erteilt. Geplant ist ein Schnellladenetz mit rund 350 Standorten auf bewirtschafteten und unbewirtschafteten Rastanlagen. Ein Teilnahmeantrag am Ausschreibungsverfahren konnte zwischen Mitte September und Mitte Oktober 2024 eingereicht werden. Die Zuschlagserteilung wird voraussichtlich in der zweiten Jahreshälfte 2025 erfolgen [202].



6.2 Stromeinsatz im Wärmesektor

Im Wärmesektor wird bereits seit Jahrzehnten Strom genutzt. Ein großer Teil entfällt auf bereits langfristig bestehende Nutzungsarten wie die Bereitstellung von Prozesswärme in der Industrie oder die aus heutiger Sicht ineffizienten Direktheizungen (Nachtspeicherheizungen). Im Jahr 2018 wurden 6 Prozent der Wohnungen in Baden-Württemberg mit elektrischen Direktheizungen beheizt [203], was rund 300.000 Wohnungen entspricht. Wesentlich effizienter als der Einsatz von direkt elektrischen Heizungen sind Wärmepumpen, da zur Bereitstellung einer Kilowattstunde Wärme nicht eine Kilowattstunde Strom, sondern nur ein Drittel und weniger verbraucht wird.

Auf Baden-Württemberg entfallen nach Hochrechnungen des ZSW Ende 2024 mehr als 300.000 Wärmepumpen. Deutschlandweit sind inzwischen rund 1,4 Millionen Heizungswärmepumpen in Betrieb, zusätzlich gut 0,4 Millionen Warmwasserwärmepumpen (hochgerechnet auf Basis der Absatzzahlen des Bundesverband Wärmepumpe). Die Heizungswärmepumpen in Baden-Württemberg verbrauchten insgesamt knapp 2,1 TWh Strom im Jahr 2024 (2023: 1,8 TWh). Dies entspricht einem Anteil von rund 3 Prozent des Bruttostromverbrauchs im Land. Nach einem deutlich schwächeren Absatzjahr 2024 ist die Nachfrage nach Wärmepumpen im ersten Halbjahr 2025 wieder deutlich gestiegen [204].

Da Wärmepumpen beim Neubau von Wohngebäuden heute bereits die meist genutzte Heizungsart darstellen (vergleiche dazu Kapitel 3.2) und auch zunehmend im Gebäudebestand zum Einsatz kommen, steigt die Bedeutung von Wärmepumpen im Heizungsbestand zukünftig deutlich und damit auch der Stromverbrauch.

6.3 Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung in Baden-Württemberg

Der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) kommt aufgrund ihrer hohen Effizienz bei der gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung, ihrer Flexibilität und ihrem Beitrag zur Versorgungssicherheit sowie zur Sektorenkopplung eine wichtige Rolle in Baden-Württembergs Energieversorgung zu.

Die elektrische Leistung von KWK-Anlagen in Baden-Württemberg ist in den vergangenen zehn Jahren um rund 1,2 GW auf den vorläufigen Höhepunkt von 4,3 GW im Jahr 2023 gestiegen (Abbildung 42). Ein Großteil des Anstiegs ist auf die Inbetriebnahme von Block 9 des Großkraftwerks Mannheim im Jahr 2015 zurückzuführen (parallel wurden die Blöcke 3 und 4 mit jeweils 220 MW vom Netz genommen). Für das Jahr 2024 beläuft sich die elektrische Leistung auf rund 4,2 GW. Der leichte Rückgang ist einer Abnahme der KWK-Leistung von kohlebefeuelten Anlagen geschuldet, konkret wurden zwei Anlagen endgültig stillgelegt. Unabhängig davon wurde bei einer Anlage der Energieträger von Steinkohle auf Erdgas umgestellt. Die Leistung blieb dabei unverändert, sodass die Maßnahme nicht zum Rückgang der Gesamtleistung beiträgt, jedoch zur Veränderung im Energieträgermix. Sukzessive gestiegen ist die gasbefeuelte KWK-Leistung, die mittlerweile mehr als ein Drittel der installierten KWK-Leistung im Land ausmacht. Im Zuge der Überbauung von Biogasanlagen (vergleiche dazu auch Kapitel 2.3) ist auch die KWK-Leistung von Biomasseanlagen kontinuierlich gestiegen.

Die angeführten KWK-Leistungen stehen für den Leistungsteil, der tatsächlich im KWK-Betrieb gefahren wird. Die hier angeführten Leistungen liegen deshalb niedriger, als die in den Kapiteln 2.1 und 2.3 angeführten Gesamtleistungen der Kraftwerke und Anlagen. Die vorliegende Datenreihe setzt sich aus KWKG-Daten des BAFA und ab 2018 aus den Daten des Marktstammdatenregisters zusammen. Die genauen Hintergründe zu den Datenquellen und zur Datenqualität können dem Vorjahresbericht entnommen werden.

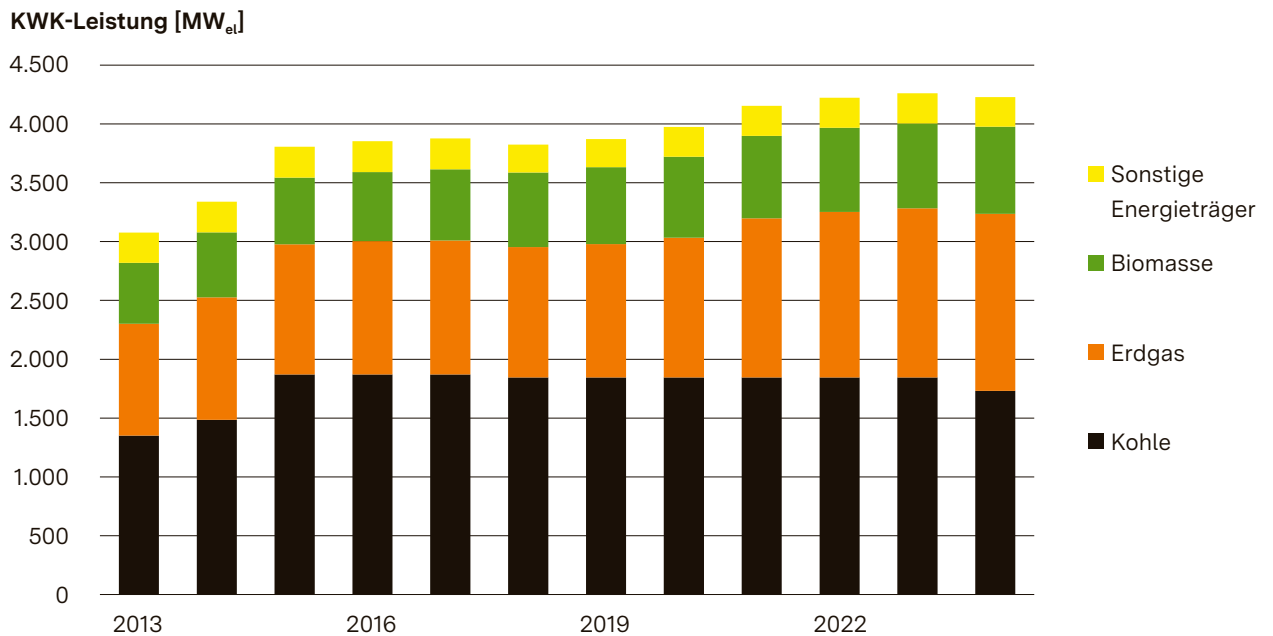


Abbildung 42: Entwicklung der elektrischen KWK-Leistung in Baden-Württemberg nach Energieträgern. Eigene Darstellung und Berechnungen auf Basis von Daten des Marktstammdatenregisters und KWKG-Daten des BAFA.

In Tabelle 11 ist die Entwicklung der Stromerzeugung aus KWK-Anlagen dargestellt. Die KWK-Stromerzeugung in der allgemeinen Versorgung verharrte nach ersten Berechnungen auf dem Vorjahresniveau. In den überwiegend gasbetriebenen KWK-Anlagen in der Industrie wurde wieder mehr KWK-Strom erzeugt, da die Gaspreise wieder

gesunken sind. In Summe ging die KWK-Stromerzeugung in Baden-Württemberg leicht zurück auf 8,0 TWh. Der Anteil an der Nettostromerzeugung erhöhte sich weiter, da die Stromerzeugung insgesamt weiter rückläufig war (vergleiche Abschnitt 2.4) auf über 24 Prozent (Tabelle 11 und Abbildung 43).

Tabelle 11: Entwicklung der KWK-Nettostromerzeugung nach Erzeugungsbereichen und des KWK-Anteils in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [205–207] sowie eigenen Berechnungen.

[TWh/a]	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
Allgemeine Versorgung	3,9	4,3	4,2	3,6	3,8	3,4	4,0	3,7	3,3	3,3
Industrie >1 MW	2,3	2,8	2,8	2,2	2,5	2,5	2,6	2,1	2,1	2,2
fossile Anlagen < 1 MW	1,1	1,2	1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,5	1,5
Biomasse <1 MW	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,3	1,1	1,0	1,0
Summe	8,6	9,6	9,3	8,3	8,9	8,5	9,3	8,4	8,1	8,0
Anteil an der Nettostromerzeugung (%)	14,5	16,2	16,3	14,2	16,4	20,3	19,7	16,7	23,2	24,4
Anteil am Bruttostromverbrauch (%)	11,4	12,7	12,7	11,4	12,3	13,0	13,7	12,3	12,9	12,5

*vorläufig

KWK-Nettostromerzeugung [TWh/a]

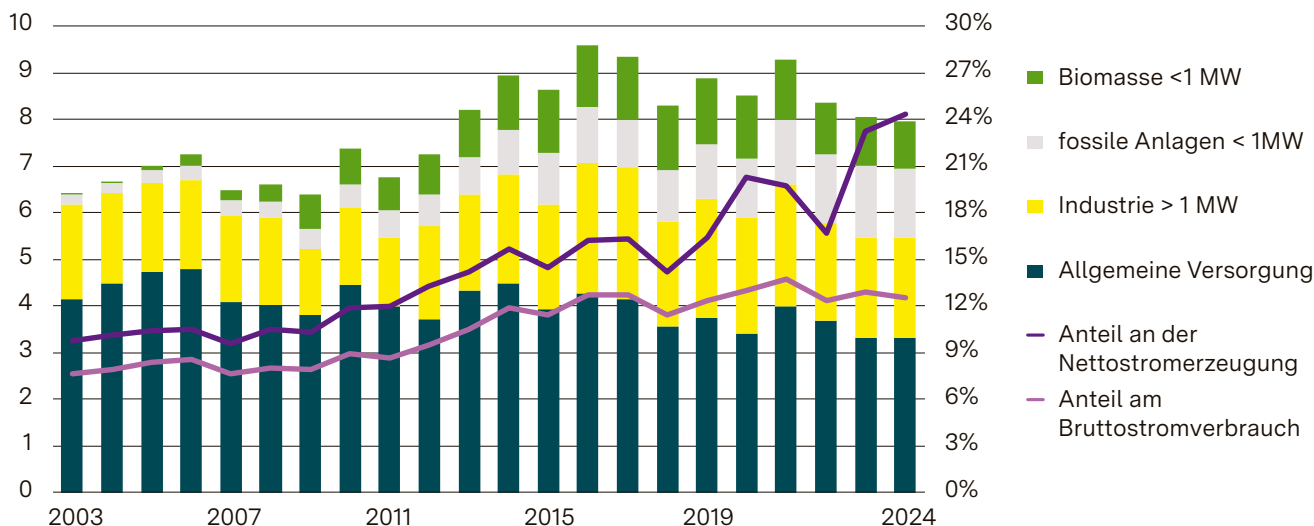


Abbildung 43: Entwicklung der KWK-Nettostromerzeugung nach Erzeugungsbereichen und des KWK-Anteils in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [205–207] sowie eigenen Berechnungen. Jahr 2024 vorläufig.

Die Wärmeauskopplung aus KWK-Anlagen lag ersten Berechnungen zufolge mit 18,8 TWh geringfügig niedriger als im Vorjahr (vergleiche Abbildung 44). Tendenziell rückläufig war die Wärmenutzung

in der allgemeinen Versorgung und bei den Kleinanlagen bis 1 MW, während in der Industrie eine leicht erhöhte Wärmenutzung zu verzeichnen war.

KWK-Nettowärmeerzeugung [TWh/a]

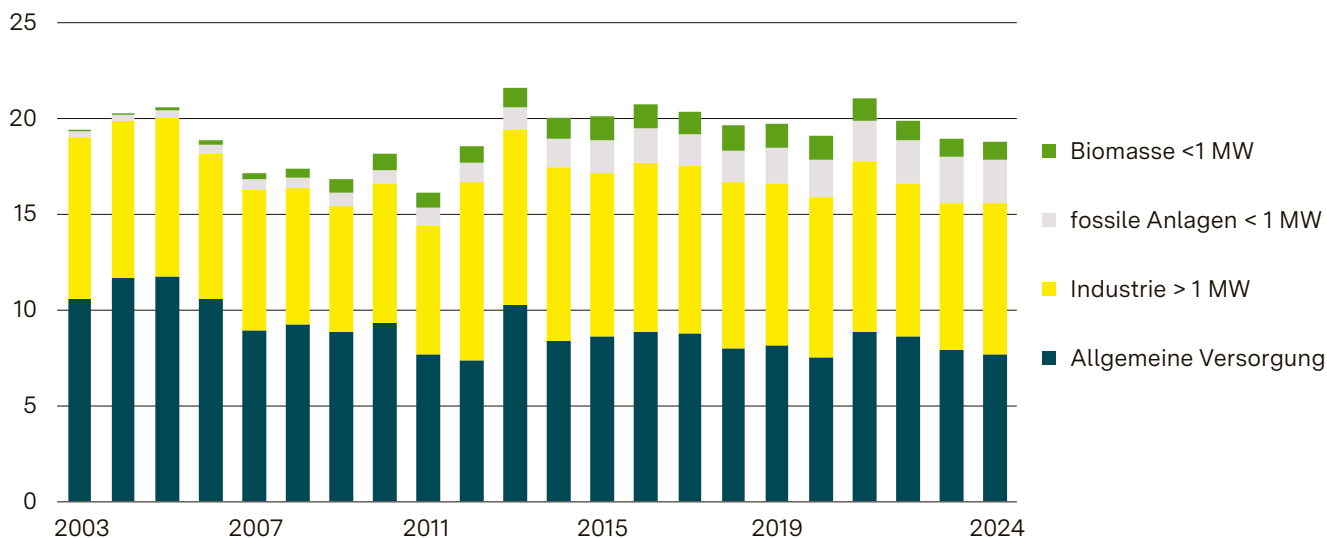


Abbildung 44: Entwicklung der KWK-Wärmeerzeugung nach Erzeugungsbereichen in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [205–207] sowie eigenen Berechnungen. Jahr 2024 vorläufig.

Für neue beziehungsweise modernisierte KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung zwischen 500 kW (vor 2021: 1 MW) und 50 MW wird die Höhe der finanziellen Förderung seit Dezember 2017 im Rahmen eines Ausschreibungsverfahrens ermittelt. Für neue beziehungsweise modernisierte innovative KWK-Systeme können Gebote für Anlagen mit 500 kW (vor 2023: 1 MW) bis 10 MW abgegeben werden. Jährlich werden ab 2018 insgesamt 200 MW ausgeschrieben (Ausschreibungsvolumen 100 MW im Startjahr 2017), wovon 50 MW für innovative KWK-Anlagen (zum Beispiel flexible Anlagen mit Solarthermie beziehungsweise Wärmepumpen)

vorgesehen sind²⁴. Der in den KWK-Anlagen erzeugte Strom darf während der gesamten Förderzeit nicht selbst verbraucht werden, sondern muss vollständig eingespeist werden.

In den bisherigen KWK-Ausschreibungen konnte sich Baden-Württemberg Zuschläge mit einer Leistung von insgesamt rund 95 MW_{el} sichern (Tabelle 12), darunter eine Anlage mit über 20 MW_{el} am Standort Ulm. Insgesamt beträgt der Zuschlagsanteil für Baden-Württemberg leistungsbezogen 9 Prozent für innovative KWK-Systeme beziehungsweise 7 Prozent für die sonstigen KWK-Anlagen.

Tabelle 12: Übersicht über die Ausschreibungen für KWK-Anlagen und innovative KWK-Systeme. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [207, 208]

Jahr	Deutschland		Baden-Württemberg	
	Ausschreibungsvolumen [MW _{el}]	Zuschläge [MW _{el}]	Zuschläge [MW _{el}]	Anteil Zuschläge BW an D
KWK-Anlagen				
2017	100	82	4	5 %
2018	170	192	23	12 %
2019	132	100	8	8 %
2020	150	125	7	6 %
2021	134	134	10	8 %
2022	171	165	3	2 %
2023	153	117	9	8 %
2024	78	17	3	15 %
1. HJ 2025	90	88	3	3 %
Innovative KWK-Systeme				
2018	54	34	2	6 %
2019	55	43	4	9 %
2020	58	54	2	4 %
2021	51	43	13	30 %
2022	50	35	0	0 %
2023	56	23	1	4 %
2024	50	51	0	0 %
1. HJ 2025	30	25	5	18 %
Summe / Mittelwert		1.327	95	7 %

24 Das Ausschreibungsvolumen einer jeweiligen Ausschreibungsrunde wird errechnet abzüglich des beim vorangegangenen Gebotstermin über das Ausschreibungsvolumen hinaus erteilte Zuschlagsvolumen zuzüglich des in früheren Gebotsterminen nicht zur Ausschreibung zugelassenen Ausschreibungsvolumens.

6.4 Wasserstoff

Die RED III bildet die rechtliche Grundlage für die Förderung von Sektorenkopplung und erneuerbarem Wasserstoff in der EU. Diese schreibt bis 2030 einen verbindlichen Anteil von 42,5 Prozent erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch vor und legt erstmals spezifische Ziele für Wasserstoff fest [209]. In der Industrie muss bis 2030 mindestens 42 Prozent des eingesetzten Wasserstoffs erneuerbar (zertifiziert als RFNBO) sein, bis 2035 steigt dieser Anteil auf 60 Prozent. Im Verkehr gilt bis 2030 ein Ziel von entweder 29 Prozent erneuerbarer Energien oder einer 14,5 Prozent THG-Minderung, wobei mindestens 5,5 Prozent des Endenergieverbrauchs durch RFNBOs und davon mindestens 1 Prozent durch erneuerbaren Wasserstoff gedeckt werden müssen. [210]

Zudem ist der Fördermechanismus der Europäischen Wasserstoffbank ein zentrales Instrument zum Aufbau eines europäischen Wasserstoffmarktes und zur Förderung der Sektorenkopplung. In der zweiten Ausschreibungsrunde, abgeschlossen im März 2025, gingen 61 Projektgebote aus 11 EWR-Staaten ein, darunter acht maritime Vorhaben. Insgesamt wurden 4,8 Milliarden Euro Fördermittel beantragt, bei einem Budget von 1,2 Milliarden Euro. Die Projekte umfassen eine geplante Elektrolysekapazität von 6,3 GW, mit einem potenziellen Ertrag von 7,3 Millionen Tonnen erneuerbarem Wasserstoff in zehn Jahren, was etwa 7 Prozent des EU-Ziels für 2030 entspricht. Die Förderung erfolgt über eine Fixprämie pro Kilogramm Wasserstoff für bis zu 10 Jahre, um die Differenz zwischen Produktionskosten und Marktpreis auszugleichen. [211] Auf Basis der Erfahrungen ist eine dritte Ausschreibungsrunde noch 2025 vorgesehen, um den Wasserstoffhochlauf weiter zu beschleunigen.

Auf nationaler Ebene ist der H2Global-Mechanismus ein zentrales Instrument der nationalen Wasserstoffstrategie und soll den internationalen Markthochlauf von grünem Wasserstoff und Derivaten beschleunigen. Über ein Doppelauktionsmodell kauft die staatlich unterstützte Gesellschaft Hintco Wasserstoffprodukte langfristig im Ausland ein und verkauft sie kurzfristig an europäische Abnehmer weiter. Die Differenz zwischen Ankaufs- und Verkaufspreis wird befristet durch Bundesmittel ausgeglichen, um die Lücke zwischen Produktionskosten und Marktpreisen zu überbrücken. [212]

Fokus liegt hierbei im Vergleich zur europäischen Wasserstoffbank auf internationalen Importen, insbesondere auch von außerhalb Europas. Nach der ersten Auktionsrunde 2024, in der unter anderem ein Zuschlag für bis zu 80.000 Tonnen grünes Ammoniak ab 2027 erteilt wurde, startete im Februar 2025 die zweite internationale Ausschreibung. Diese umfasst ein Fördervolumen von 2,5 Milliarden Euro (2,2 Milliarden Deutschland, 300 Millionen Niederlande) mit Option auf 3 Milliarden Euro. Erstmals gibt es regionale und globale Lose sowie ein gemeinsames deutsch-niederländisches Paket. Die Ausschreibung läuft bis März 2026. H2Global soll kurzfristig Versorgungssicherheit schaffen und zugleich die Integration erneuerbaren Wasserstoffs in Industrie, Verkehr und Energieversorgung vorantreiben. Langfristig fungiert der Mechanismus als Brücke, bis durch steigende CO₂-Preise und Skaleneffekte ein eigenständiger Markt entsteht. [213]

Der Fortschrittsbericht zur Wasserstoff-Roadmap Baden-Württemberg zeigt die strategische Ausrichtung des Landes zur Etablierung einer nachhaltigen Wasserstoffwirtschaft. Grüner Wasserstoff, erzeugt aus erneuerbaren Energien, soll dabei insbesondere den Industrie- und Mobilitätssektor dekarbonisieren. Im Fokus stehen der Aufbau einer entsprechenden Infrastruktur sowie die Förderung von Forschung und Technologie. Der Fortschrittsbericht hebt bereits umgesetzte Maßnahmen hervor und unterstreicht Baden-Württembergs Ziel, sich als führender Standort für Wasserstofftechnologie zu etablieren. [214, 215] Daher unterstützt das Land Baden-Württemberg mit dem Förderprogramm ELY die lokale Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff und den Aufbau von Wasserstoff-Hubs. Gefördert werden die Neuerrichtung und die Erweiterung von Elektrolyseuren ab 1 MW. Die Fördersumme beträgt bis zu zehn Millionen Euro pro Projekt, bei kleinen und mittleren Unternehmen bis zu 8,25 Millionen Euro. Die Förderquote liegt bei bis zu 45 Prozent, bei KMU kann diese höher sein. [216]

Insgesamt stellt das Land Baden-Württemberg im Rahmen des Förderprogramms 100 Millionen Euro zur Verfügung. Ziel ist es, die lokale Wasserstoffversorgung zu stärken und die Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen zu sichern. [217]

In Baden-Württemberg sind zum Stand September 2025 vier Wasserelektrolyseanlagen mit einer elektrischen Nennleistung von jeweils mehr als 0,5 MW in Betrieb, die installierte Leistung beträgt in Summe etwa 13 MW. Darüber hinaus wurden für die nächsten Jahre über 160 MW Elektrolysekapazität angekündigt. Da es sich hierbei um Ankündigungen und Pläne handelt, sind die 160 MW mit Unsicherheiten in Bezug auf den Zeitpunkt und die Realisierung verbunden. Die Bedeutung von wasserstoffbetriebenen Fahrzeugen ist mit insgesamt rund 1.638 Pkw, 95 Bussen, 226 Lkw und 41 sonstigen Fahrzeugen zum Stand 1. Juli 2025 bundesweit weiter sehr gering [218].





7. Ausgewählte ökonomische Aspekte der Energiewende

7.1 Entwicklung der Energiepreise und -kosten

Einfuhrpreise fossiler Energieträger

Die Einfuhrpreise für fossile Energieträger sind nach den massiven Steigerungen im Zuge der Energiepreiskrise seit Ende 2022 wieder gefallen, liegen jedoch weiter auf einem deutlich höheren Preisniveau als vor der Krise. Der Durchschnittspreis für eine Tonne Rohöl frei deutsche Grenze betrug im Jahr 2024 570 Euro und lag damit leicht unter dem Vorjahresniveau von 585 Euro/Tonne [219]. Im Jahr 2022 lag die Tonne Rohöl frei deutsche Grenze bei 686 Euro/Tonne, im Jahr 2021 bei 430 Euro/Tonne [219]. In den Monaten Januar bis Mai 2025 lag der Durchschnittspreis bei knapp 520 Euro/Tonne [220].

Für Erdgas betrug der Grenzübergangspreis 10.380 Euro/TJ im Jahr 2024 und lag damit unter dem Vorjahresniveau (2023) von 11.946 Euro/TJ. Im Jahr 2022 befand sich der Grenzübergangspreis bei 23.920 Euro/TJ und im Jahr 2021 bei 7.213 Euro/TJ. [221] In den Monaten Januar bis Mai 2025 lagen die durchschnittlichen Preise bei knapp 12.000 Euro/TJ und stiegen damit wieder im Vergleich zum Jahr 2024 [222].

Im Jahr 2024 betrugen die durchschnittlichen Einfuhrpreise für Steinkohle 196 Euro/Tonne. In den Monaten Januar bis Mai 2025 lagen die durchschnittlichen Einfuhrpreise hingegen nur bei knapp 150 Euro/Tonne Steinkohle und sind damit weiter gesunken. Im Jahr 2023 war der durchschnittliche Einfuhrpreis für Steinkohle 223 Euro pro Tonne Steinkohle, während er im Jahr 2022 noch bei 320 Euro/Tonne lag. [223]

Abbildung 45 zeigt die monatliche Entwicklung der Einfuhrpreise für Erdöl, Erdgas und Steinkohle seit 2005 in Form von nominalen Preisindizes. Daraus geht hervor, dass die Höchstpreise im Sommer 2022 erreicht wurden und die Hochpreisphase bis

in den Herbst 2022 anhielt. Danach sanken die Einfuhrpreise bis Mitte 2023 wieder deutlich. Jedoch wurde bis Mitte 2025 nicht das Preisniveau von vor der Energiepreiskrise erreicht.

Index der Einfuhrpreise

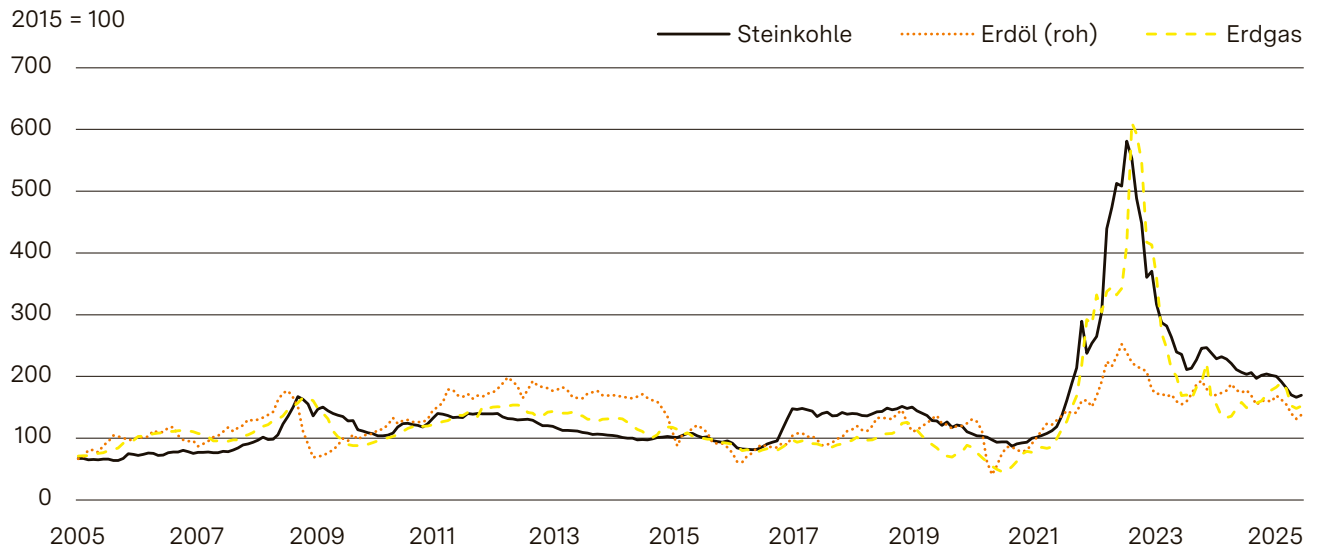


Abbildung 45: Monatliche Einfuhrpreise fossiler Energieträger von Januar 2005 bis Juni 2025. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [224].

Strommarkt

Der Durchschnittspreis in den Day-Ahead-Auktionen der europäischen Strombörse EPEX SPOT für das Marktgebiet Deutschland/Luxemburg sank im Jahr 2024 auf 79 Euro/MWh und lag damit unter dem Niveau des Jahres 2023 von 95 Euro/MWh. Im Jahr 2022 lag der Durchschnittspreis bei 235 Euro/MWh und war zweieinhalb Mal so hoch wie im Jahr 2021 mit 97 Euro/MWh. [73]

Die sinkende Preisentwicklung setzt sich im Jahr 2025 bisher nicht fort. Der höchste Monatsdurchschnittspreis im ersten Halbjahr 2025 wurde im Februar mit 129 Euro/MWh erreicht. In den Monaten Januar bis Juni 2025 lag der Durchschnittspreis in den Day-Ahead-Auktionen der europäischen Strombörse EPEX SPOT für das Marktgebiet Deutschland/Luxemburg bei 91 Euro/MWh. [73]

Nach dem starken Preisanstieg im Großhandel in den Jahren 2022 und 2023 sind die durchschnittlichen Strompreise in den Jahren 2024 und 2025

wieder gesunken, aber weiterhin auf hohem Niveau. Die Endkundenpreise für Haushalte mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh sanken im Jahr 2024 auf 40,2 ct/kWh (vergleiche Abbildung 46). Im Jahr 2025 sind die Endkundenpreise um 0,5 ct/kWh gesunken und betragen nun durchschnittlich 39,7 ct/kWh nach der jährlichen Analyse des BDEW (Stand Juli 2025). Die mittleren Kosten für Beschaffung und Vertrieb sanken im Vergleich zum Durchschnitt des Jahres 2024 um 1,0 ct/kWh und stellen mit 16,1 ct/kWh 40 Prozent des Gesamtpreises dar. Steuern, Abgaben und Umlagen für Haushaltskunden liegen im Jahr 2025 bei 10,1 ct/kWh und sind damit auf einem ähnlichen Niveau wie 2024. Die Netzentgelte belaufen sich im Jahr 2025 durchschnittlich auf 10,9 ct/kWh, was einem Rückgang von 0,5 ct/kWh im Vergleich zum Durchschnitt des Vorjahres darstellt. Der Anteil der Netzentgelte am Gesamtpreis beträgt somit 28 Prozent. [225]

Durchschnittliche Strompreise für Haushalte [ct/kWh]

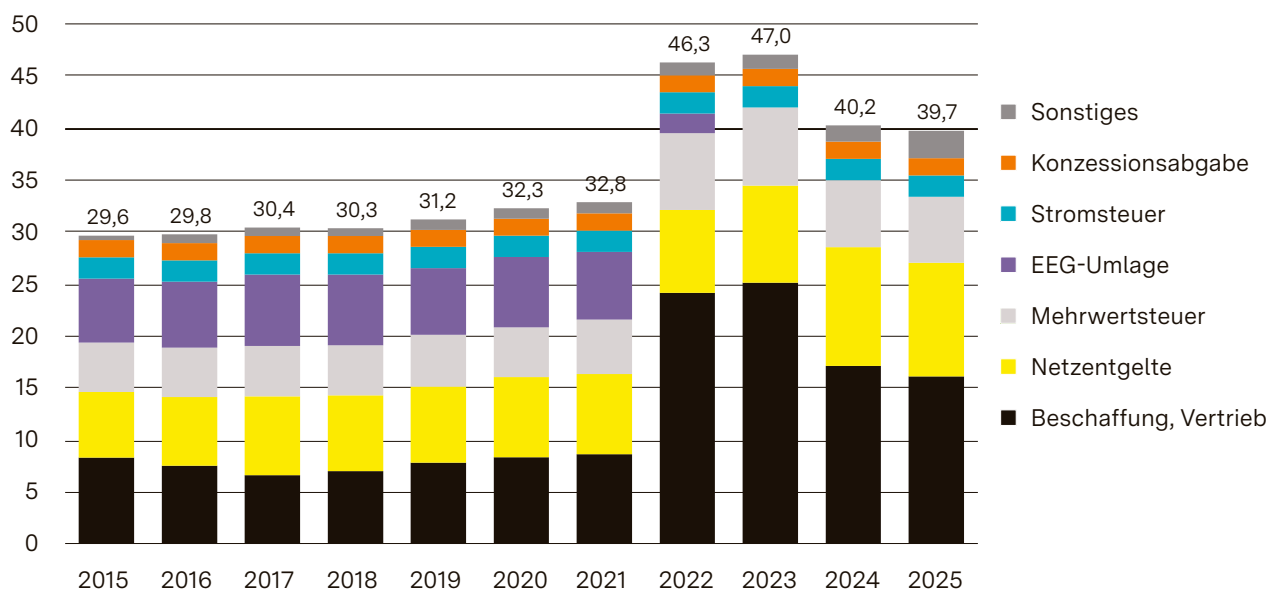


Abbildung 46: Durchschnittliche Strompreise und deren Bestandteile für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 3.500 Kilowattstunden. Stand Juli 2025. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [225].

Im Jahr 2024 lag der Strompreis in der Grundversorgung in Baden-Württemberg bei 39,2 ct/kWh. Damit befand sich das Bundesland im Ländervergleich auf Platz 14 und über dem bundesweiten Durchschnitt von 36,6 ct/kWh. Im Vergleich zum Jahr 2023, als der Preis in Deutschland 37,9 ct/kWh betrug, sind die Preise in der Grundversorgung um 3,6 Prozent gesunken. Durch einen Wechsel in den günstigsten verfügbaren Tarif ohne Vorkasse konnten in Baden-Württemberg 9,9 ct/kWh eingespart werden. In den letzten Jahren lagen die Tarife der Grundversorger teilweise unter denen des freien Marktes. Diese Situation hat sich jedoch durch eine Beruhigung des Strommarktes und der Börsenstrompreise normalisiert, sodass die Tarife der Grundversorger in allen Bundesländern nun wieder die Obergrenzen darstellen. Die Zahlen beruhen auf Angaben des Verbrauchpreisportals Verivox vom 01. Dezember 2024 und unterstellen einen Jahresstromverbrauch von 3.500 kWh. [226]

Gewerbliche und industrielle Kunden profitieren in Deutschland in der Regel von günstigeren Bezugskonditionen. Abbildung 47 zeigt hierzu die Entwicklung der mittleren Strompreise ohne Mehrwertsteuer und erstattungsfähige Steuern und Abgaben für die verschiedenen Verbrauchergruppen außerhalb des Haushaltskundensegments.

Die Spanne der vom Statistischen Bundesamt ausgewiesenen Preise reichte im ersten Halbjahr 2024 von 13,9 ct/kWh (Jahresverbrauch 70.000 MWh bis 150.000 MWh) bis 32,9 ct/kWh (Jahresverbrauch < 20 MWh). Im Vergleich zum Jahr 2023 legten die Strompreise der Verbrauchergruppen < 20 MWh, 20 bis unter 500 MWh und 500 bis unter 2.000 MWh zu. Mit einem Plus von 2,5 ct/kWh (9,9 Prozent) fiel der Anstieg für Kunden mit einem Jahresverbrauch von 20 bis unter 500 MWh am größten aus. Die Strompreise der Verbrauchergruppe 2.000 bis unter 20.000 MWh blieb konstant, die für Verbräuche von 20.000 bis unter 70.000 MWh und 70.000 bis unter 150.000 MWh sanken im Vergleich zum Jahr 2023. Insbesondere die Großverbraucher (Jahresverbrauch 70.000 bis unter 150.000 MWh) profitierten von einer Strompreisreduktion, was einem Minus von 3,1 ct/kWh (18,0 Prozent) entspricht. [227]

Durchschnittliche Strompreise für Nichthaushaltskunden [ct/kWh]

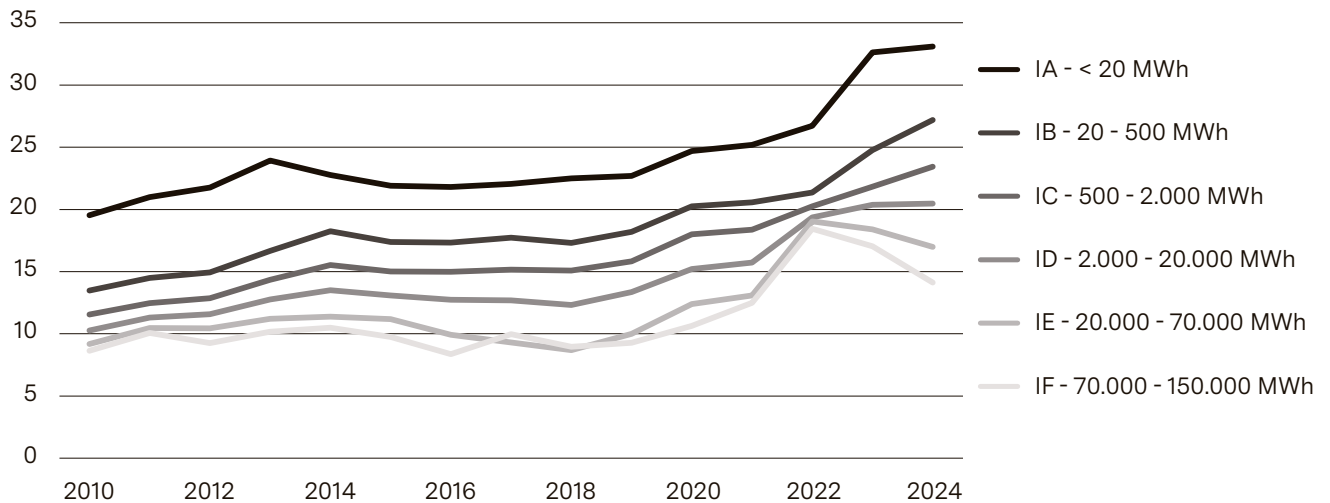


Abbildung 47: Durchschnittliche Strompreise (nominal) für Nichthaushaltskunden von 2010 bis 2024 (ohne MwSt. und erstattungsfähige Steuern und Abgaben). Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [227].

Fernwärme-Markt

Die Belieferung mit Fernwärme kostete deutsche Haushalte im Jahr 2024 inklusive Mehrwertsteuer durchschnittlich 15,1 ct/kWh. Im Vergleich zum Vorjahr legten die Fernwärmepreise damit um 3,2 ct/kWh (+27 Prozent) zu und lagen 2,3 ct/kWh (+22 Prozent) über dem Durchschnitt der zurückliegenden fünf Jahre. Die Zahlen beziehen sich auf Mehrfamilienhäuser mit einer Anschlussleistung von 160 kW und einer Jahresnutzung von 1.800 Stunden. [226]

Im Jahr 2024 wurden in Baden-Württemberg die günstigsten Fernwärmepreise in Mannheim mit knapp über 11 ct/kWh verzeichnet. Im Vergleich zum Vorjahr sind die Preise für Fernwärme in einigen Regionen jedoch weiter stark angestiegen. In Wertheim und Nürtingen lagen die Fernwärmepreise für Haushalte über 25 ct/kWh. Diese erhebliche Preissteigerung ist insbesondere auf die stark gestiegenen Erdgaspreise zurückzuführen, deren Auswirkungen sich jedoch weiter mit einer gewissen zeitlichen Verzögerung deutlich in den Fernwärmepreisen bemerkbar gemacht haben.

Fernwärmepreise setzen sich in der Regel aus einem Arbeits- und Grundpreis zusammen und können von Anbieter zu Anbieter stark variieren. Grund hierfür ist die Monopolstellung der Fernwärmeversorger, die einen Wettbewerb zwischen den Anbietern verhindert [228].

Gasmarkt

Die Gaspreise für deutsche Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 20 und 200 GJ (5,6 bis 55,6 MWh) lagen zum 1. April 2024 im Schnitt bei 12,5 ct/kWh und damit um 2,3 ct/kWh beziehungsweise rund 16 Prozent niedriger als im Vorjahr (2023: 14,8 ct/kWh). Die Entlastung durch die gesunkenen Großhandelspreise zeigte sich in den Endkundenpreisen. Der Preisbestandteil für Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge lag mit 7,1 ct/kWh deutlich unter dem Wert der Vorjahresauswertung (2023: 10,8 ct/kWh). Zum Vergleich: Im Jahr 2021 betrug Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge lediglich 2,9 ct/kWh. [229, 230]

Die mittleren Gaspreise für Gewerbe- und Industriekunden gingen infolge der gesunkenen Großhandelspreise zurück. Gewerbekunden mit einem Jahresverbrauch von 116 MWh zahlten zum 1. April 2024 im Schnitt 10,4 ct/kWh, was einem Rückgang von 1,7 ct/kWh beziehungsweise 14 Prozent gegenüber dem Vorjahr entspricht. Die Preise der Industriekunden mit einer Gasabnahme von 116 GWh verringerten sich auf 6,1 ct/kWh, was einem Rückgang von 21 Prozent gegenüber 2023 (7,8 ct/kWh) entspricht. [230]

Gaspreisbestandteile nach Verbrauchergruppen [ct/kWh]

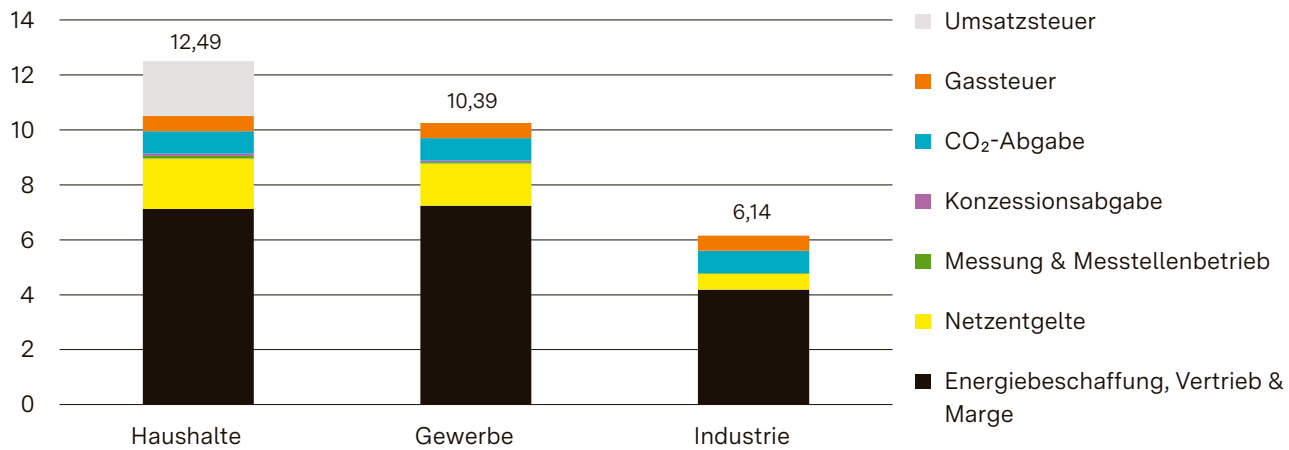


Abbildung 48: Zusammensetzung der Gaspreise für Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden zum Stichtag 1. April 2024 (Haushalte: 5.556–55.556 kWh/a; Gewerbe: 116 MWh/a, Industrie: 116 GWh/a). Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [230].

Aufgrund der Preisdynamik spiegeln die genannten Stichtagsauswertungen zum 01. April 2024 nicht das volle Bild wider. So zeigen Zahlen von Eurostat, dass die Gaspreise für Haushaltskunden (Jahresverbrauch 5,6 bis 55,6 MWh) vom ersten zum zweiten Halbjahr 2024 von 11,98 auf 12,38 ct/kWh gestiegen sind (alle Steuern und Abgaben inbegriffen). [231]

Für die Nicht-Haushaltskunden ergeben sich Preissenkungen vom ersten zum zweiten Halbjahr 2024 von 9,54 auf 9,46 ct/kWh bei einem Jahresverbrauch unter 278 MWh. Bei einem Jahresverbrauch zwischen 28 und 278 GWh stiegen die Preise vom ersten zum zweiten Halbjahr hingegen von 5,54 auf 5,86 ct/kWh, jeweils ohne Mehrwertsteuer und erstattungsfähige Steuern und Abgaben. [232]

Im Bundesländervergleich liegt Baden-Württemberg bei den Erdgaspreisen für Haushalte im Jahr 2024 auf Platz 10 (günstigste Angebote der örtlichen Grundversorger für Kunden mit einem Jahresverbrauch von 20 MWh). Mit 11,94 ct/kWh lagen die Erdgasstarife in Baden-Württemberg 2,3 Prozent über dem Bundesdurchschnitt von 11,67 ct/kWh. Der Vorjahreswert für 2023 lag bei 11,91 ct/kWh, so dass sich der Gaspreis 2024 in Baden-Württemberg stabilisiert hat. Kunden in Berlin profitierten mit 9,76 ct/kWh zum Auswertungstichtag von den günstigsten Preisen. Schlusslicht ist Sachsen mit 12,78 ct/kWh. [226] Ein Teil der unterschiedlichen Erdgaspreise zwischen den Bundesländern ist auf

den höheren Aufwand für die Verteilung in größeren Flächenländern sowie den fortlaufenden Ausbau des Gasnetzes zurückzuführen, der notwendig ist, um die Versorgungssicherheit weiter zu erhöhen, wie beispielsweise in Baden-Württemberg. Diese Faktoren spiegeln sich in den Netzentgelten als Bestandteil des Erdgaspreises wider. Im Dezember 2024 betrugen die Netzentgelte im Bundesdurchschnitt 1,94 ct/kWh (2023: 1,90 ct/kWh) und in Baden-Württemberg 2,04 ct/kWh (2023: 1,97 ct/kWh), was einem Anstieg von 3,6 Prozent in Baden-Württemberg im Vergleich zum Vorjahr entspricht. [226]

CO₂-Bepreisung

An der EEX wurden im Jahr 2024 knapp 85,1 Millionen Emissionsberechtigungen im Rahmen des europäischen Emissionshandelssystems (EU ETS) für Deutschland versteigert: 84,0 Millionen für stationäre Anlagen (EU Allowances, EUA) und 1,1 Millionen für den Luftverkehr (EU Aviation Allowances, EUAA). Der volumengewichtete Durchschnittserlös pro Berechtigung (EUA und EUAA) betrug rund 65 Euro und lag damit deutlich unter dem Vorjahr (2023: rund 84 Euro). Die Durchschnittspreise im Jahr 2024 von EUA-Auktionen lagen bei 65 Euro, während die EUAA-Auktionen bei 64 Euro lagen. Die Jahresgesamterlöse lagen rund 28 Prozent unter dem Rekordniveau des Vorjahres. Ausschlaggebend hierfür waren vor allem das gesunkene Preisniveau am Kohlenstoffmarkt und die gerin-

geren Auktionsmengen. [233] Im ersten Halbjahr 2025 schwankten die Durchschnittspreise auf Monatsbasis zwischen 64 und 77 Euro. Der volumengewichtete Durchschnitt von Januar bis Juni 2025 lag bei knapp 72 Euro. [234] Damit lag der Durchschnitt im ersten Halbjahr 2025 rund 10 Prozent über dem Jahresdurchschnitt von 2024.

Neben dem bestehenden europäischen Emissionshandelssystem wurde in Deutschland im Januar 2021 das nationale Emissionshandelssystem (nEHS) eingeführt. Rechtsgrundlage ist das Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG). Ziel ist eine schrittweise Einführung des Handels mit Emissionszertifikaten, um die teilnehmenden Unternehmen auf den neuen Markt vorzubereiten. Von 2021 bis 2025 gilt eine Festpreisphase, in der die nEHS-Zertifikate zu jährlichen steigenden Festpreisen verkauft werden. Ein nEHS-Zertifikat berechtigt zur Emission von einer Tonne CO₂. Der Festpreis betrug 25 Euro im Jahr 2021 und stieg auf 30 Euro in den Jahren 2022 und 2023. Für 2024 und 2025 wurden die Festpreise auf 45 Euro beziehungsweise 55 Euro angehoben. [235]

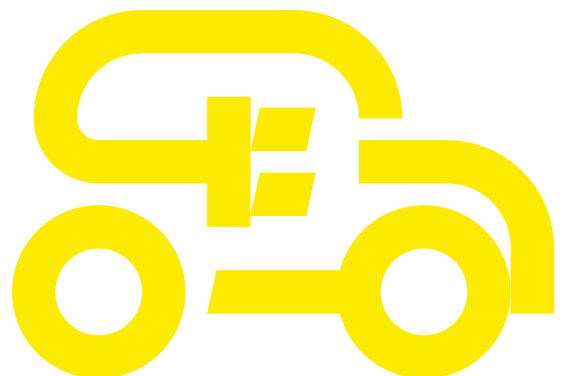
Die Einnahmen aus dem nationalen Emissionshandelssystem liegen mit rund 13,0 Milliarden Euro über dem Vorjahreswert (10,7 Milliarden Euro in 2023). Dabei wurden im Jahr 2024 insgesamt rund 294,7 Millionen nationale Emissionszertifikate (nEZ) veräußert, deutlich weniger als im Vorjahr (358,0 Millionen nEZ). Davon entfielen etwa 277,8 Millionen nEZ mit der Fälligkeit 2024 auf einen Festpreis von 45 Euro sowie rund 16,9 Millionen nEZ mit der Fälligkeit 2023 auf einen Festpreis von 30 Euro. [236]

Die Einnahmen aus dem europäischen und nationalen Emissionshandelssystem (nEHS) in Deutschland umfassten im Jahr 2024 rund 18,5 Milliarden Euro. Damit lagen die Erlöse der beiden zentralen Klimaschutzinstrumenten noch einmal leicht über denen im Jahr 2023. Die gesamten Erlöse aus der CO₂-Bepreisung fließen vollständig in den Klima- und Transformationsfonds (KTF), der zur Umsetzung der energie- und klimapolitischen Ziele Deutschlands beiträgt. [237]

Wasserstoff-Markt

Im Unterschied zu anderen Energieträgern existiert für Wasserstoff keine Handelsplattform und somit auch kein Börsenstrompreis. Um die Entwicklung der Wasserstoffpreise abzubilden, wurde von e-Bridge ein Spotpreis-Index für Wasserstoff konzipiert. Der Wasserstoff-Index "Hydex" weist rein kostenbasierte Preise für die verschiedenen Wasserstoff-Herkunftsquellen aus. Dabei wird nach der Erzeugungstechnologie unterschieden: grüner Wasserstoff aus Elektrolyse mit erneuerbarem Strom, blauer Wasserstoff aus Dampfreformierung von Erdgas mit CO₂-Abtrennung und -Speicherung und grauer Wasserstoff aus konventioneller Dampfreformierung von Erdgas. Der Hydex stellt die kurzfristigen Gestehungskosten auf Basis der kurzfristigen Strom-, Gas- und EUA-Notierungen ohne Kapitalkosten dar. Der Wasserstoffkostenindikator „Hydex Green“ basiert auf dem 24-Stunden-Durchschnitt der täglichen Spotstrompreise. Seit 2024 wird zusätzlich der Grenzkostenindikator Hydex „12 Green“ ermittelt. Dieser bildet die Wasserstoffproduktion in den im Durchschnitt günstigsten 12 Stunden pro Tag ab und entspricht damit einer Betriebszeit von 4.380 Volllaststunden pro Jahr. [238]

Abbildung 49 zeigt den Wasserstoff-Index für den Zeitraum 13. Januar 2021 bis 30. Juni 2025 mit den zugehörigen Preisen in Euro/MWh.



Wasserstoff-Preisindex [Euro/MWh]

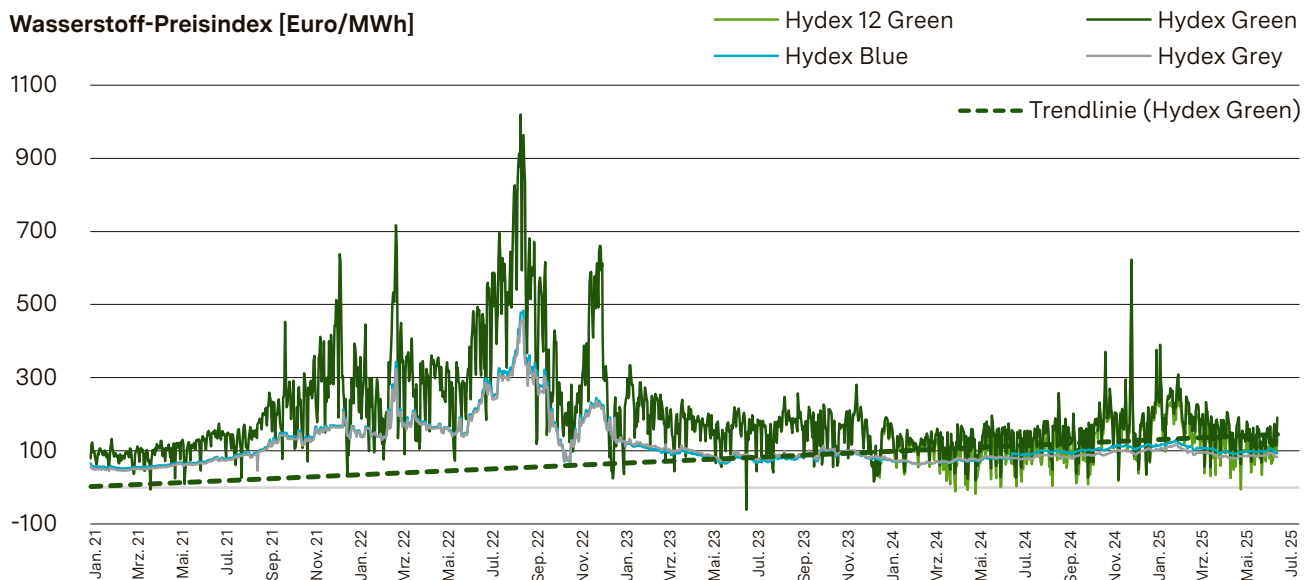


Abbildung 49: Wasserstoff-Preisindex Hydex. Eigene Darstellung auf Basis von energate messenger [239].

Im Jahr 2025 haben sich, wie bereits in den Vorjahren, insbesondere bei grünem Wasserstoff die Schwankungsbreiten mit großen Ausschlägen weiter reduziert. So schwankte der Preis des Hydex „Green“ im ersten Halbjahr 2025 zwischen 35 Euro/MWh und 390 Euro/MWh bei einem durchschnittlichen Preis von 173 Euro/MWh. Im Jahr 2024 lag der durchschnittliche Preis bei 138 Euro/MWh. Der Hydex „12 Green“ war hingegen aufgrund der optimierten Betriebsführung niedriger und lag im ersten Halbjahr 2025 zwischen -5 Euro/MWh und 355 Euro/MWh bei einem durchschnittlichen Preis von 141 Euro/MWh. Im Jahr 2024 lag der durchschnittliche Preis des Hydex „12 Green“ bei 112 Euro/MWh.

Der Preisindex für blauen Wasserstoff schwankte im ersten Halbjahr 2025 zwischen 92 Euro/MWh und 131 Euro/MWh bei einem Mittelwert von 106 Euro/MWh. Der Mittelwert für den Hydex „Blue“ betrug im Jahr 2024 87 Euro/MWh und 2023 bei 91 Euro/MWh. Die Preise für grauen Wasserstoff lagen im ersten Halbjahr 2025 im Bereich von 79 Euro/MWh bis 120 Euro/MWh bei einem Mittelwert von 94 Euro/MWh. Der mittlere Preis von grauem Wasserstoff lag im Jahr 2024 bei 82 Euro/MWh und 2023 bei 96 Euro/MWh. Damit war im ersten Halbjahr 2025 grauer Wasserstoff durchschnittlich 12 Euro/MWh günstiger als blauer Wasserstoff. Der Spread zwischen dem Hydex „12 Green“ im Vergleich zu „Green“ betrug im genannten Zeitraum 32 Euro/MWh und zeigt damit die Vorteile der wirtschaftlich günstigeren Fahrweise von Elektrolyseuren mit 12 Stunden am Tag. [239]

Neben dem kostenbasierten Hydex gibt es mit dem EEX Green HYDRIX den ersten marktbasierten Index für grünen Wasserstoff in Deutschland, der auf gemeldeten Kauf- und Verkaufspreisen etablierter Marktteilnehmer basiert. Im Jahr 2025 bewegte sich der HYDRIX in einer vergleichsweise engen Spanne. Zwischen dem 1. Januar und 20. August 2025 lag der Preis zwischen 225 Euro/MWh und 258 Euro/MWh bei einem durchschnittlichen Wert von rund 238 Euro/MWh. Damit zeigt sich auch eine deutlich geringe Volatilität als beim Hydex Green beziehungsweise Hydex 12 Green. [240]

Denn während die rein kostenbasierten Hydex-Indizes mit durchschnittlich 173 €/MWh (Hydex Green) beziehungsweise 141 Euro/MWh (Hydex 12 Green) im ersten Halbjahr 2025 relativ große Schwankungsbreiten aufweisen, zeigt der marktorientierte HYDRIX ein deutlich stabileres Preisniveau. Die Preisdifferenzen lassen sich vor allem dadurch erklären, dass der HYDRIX reale Marktpreise widerspiegelt, in dem auch Risikozuschläge und Handelsspannen der Marktteilnehmer enthalten sind. Die Hydex-Indizes hingegen basieren auf Produktionskosten und bilden so einen kostenorientierten Ansatz. Hydex Green und Hydex 12 Green bieten für Investoren und Projektentwickler eine wichtige Grundlage zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit von Elektrolyseuren. Der HYDRIX eignet sich dagegen als Referenz für Marktpreise und die Einschätzung der Zahlungsbereitschaft auf Abnehmerseite. Somit haben beide Ansätze ihre Relevanz.

Zudem wurde von den Betreibern von öffentlichen Wasserstoff-Tankstellen im Jahr 2025 erneut eine Preiserhöhung vollzogen. Ein Kilogramm Wasserstoff bei 350 bar liegt zwischen 13,55 bis 16,99 Euro/kg, während bei 700 bar nun 15,05 bis 19,25 Euro/kg zu zahlen sind. [154] Hintergrund für die Unterschiede im Wasserstoffpreis sind nach Informationen von H2 Mobility unter anderem die niedrigeren Betriebskosten durch Kompression und Wartung für die 350 bar-Technologie. [241]

7.2 Energiewirtschaftliche Gesamtrechnung

Mit der energiewirtschaftlichen Gesamtrechnung werden die Kostenwirkungen der Energiewende aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive betrachtet. Kern dieses Ansatzes ist die Verknüpfung der Entwicklung der Letztverbraucherausgaben für Energie mit der Entwicklung des nominalen Bruttoinlandsprodukts (BIP). Steigen die relativen Anteile der Letztverbraucherausgaben für Energie am BIP im Zeitverlauf nicht überproportional, ist prinzipiell davon auszugehen, dass die Bezahlbarkeit von Energie gegeben ist. Um die Entwicklung und den Anteil der Ausgaben zeitnah zu beobachten, wird die Indikatorik jährlich fortgeschrieben und weiter ergänzt. So können kritische Entwicklungen im Hinblick auf die gesamtwirtschaftlichen Ausgaben für Energie in Baden-Württemberg zeitnah identifiziert werden.

Im Folgenden dargestellt sind die fortgeschriebenen, aggregierten Letztverbraucherausgaben der Nutzung von Strom, Wärmedienstleistungen und Kraftstoffen im Verkehrssektor in Baden-Württemberg. Die Letztverbraucherausgaben sind mit Mehrwertsteuer ausgewiesen, sofern diese anzusetzen ist.

In den kommenden Jahren und Jahrzehnten werden hohe Investitionen in die Energieinfrastruktur getätigt werden müssen. Dies betrifft zum einen den Ausbau des Stromnetzes, der mit langem Vorlauf in den Netzentwicklungsplänen geplant ist (vergleiche dazu Kapitel 4.1). In zunehmendem Maß betrifft dies auch das Stromverteilnetz, weil die Erzeugungsstruktur immer kleinteiliger und dezentralisierter wird. Weiterhin werden neue Gasbeziehungsweise Wasserstoffkraftwerke und Speicher gebaut werden. Im Gasbereich ist dagegen eher ein Rückbau beziehungsweise der Umbau zu Wasserstoffleitungen absehbar. Mehr als die Hälfte des geplanten Wasserstoff-Kernnetzes soll auf der

Umstellung bestehender Erdgasleitungen basieren. Weiterhin sind Infrastrukturinvestitionen im Wärmebereich zu erwarten (Wärmenetze und Speicher). Die Kosten für Energienetze- und Speicher werden über Netzentgelte beziehungsweise allgemein über die Strom-, Gas-, Wärme- und zukünftig Wasserstoffpreise an die Endkunden umgewälzt. In den folgenden Letztverbraucherausgaben sind also auch die Kosten des bisherigen Infrastrukturausbaus enthalten.

Aggregierte Letztverbraucherausgaben für Strom

Abbildung 50 zeigt die Entwicklung der Letztverbraucherausgaben für Strom in Baden-Württemberg seit 1990. Klar zu erkennen sind die infolge der Liberalisierung des Strommarkts 1998 zunächst rückläufigen Letztverbraucherausgaben. Ab dem Jahr 2000 ist jedoch ein Anstieg der Ausgaben zu verzeichnen, der auf gestiegene Preise für Energieträger (insbesondere Kohle und Erdgas), die Preiswirkung des Emissionshandels sowie die zunehmende Anzahl und Höhe von Umlagen (EEG, KWKG et cetera) zurückzuführen ist. Im selben Zeitraum seit dem Jahr 2000 ist der Stromabsatz zunächst gestiegen und ab 2010 tendenziell wieder zurückgegangen.

Mengengewichtet über die verschiedenen Verbrauchssektoren, für die unterschiedlich hohe Preise anfallen (vergleiche dazu auch Kapitel 7.1), hat sich der Preis pro Stromeinheit seit 2001, das heißt dem Jahr mit den geringsten Letztverbraucherausgaben für Strom im betrachteten Zeitraum, von weniger als 8 ct/kWh verdreifacht auf aktuell knapp 28 ct/kWh (Wert enthält Mehrwertsteuer für Haushaltskunden).

Die Letztverbraucherausgaben für Strom erreichten im Jahr 2023 ihren bislang höchsten Wert mit 16,4 Milliarden Euro. Insbesondere bei den Haushaltskunden und den dort längeren Beschaffungsvorläufen und Vertragslaufzeiten zeigen sich weiterhin die hohen Strompreise der Krisenzeiten. 2024 sind die Gesamtausgaben trotz gestiegenem Stromabsatz (einschließlich Eigenversorgung plus knapp drei Prozent) um ein knappes Prozent beziehungsweise 0,2 Milliarden Euro gesunken. Rückläufige Strompreise waren insbesondere für das verarbeitende Gewerbe zu verzeichnen. Eine Einordnung mittels des Bezugs auf die Entwicklung des Bruttoinlandsprodukts erfolgt am Ende des Kapitels.

Letztverbraucherausgaben für Strom [Mrd. €/a]

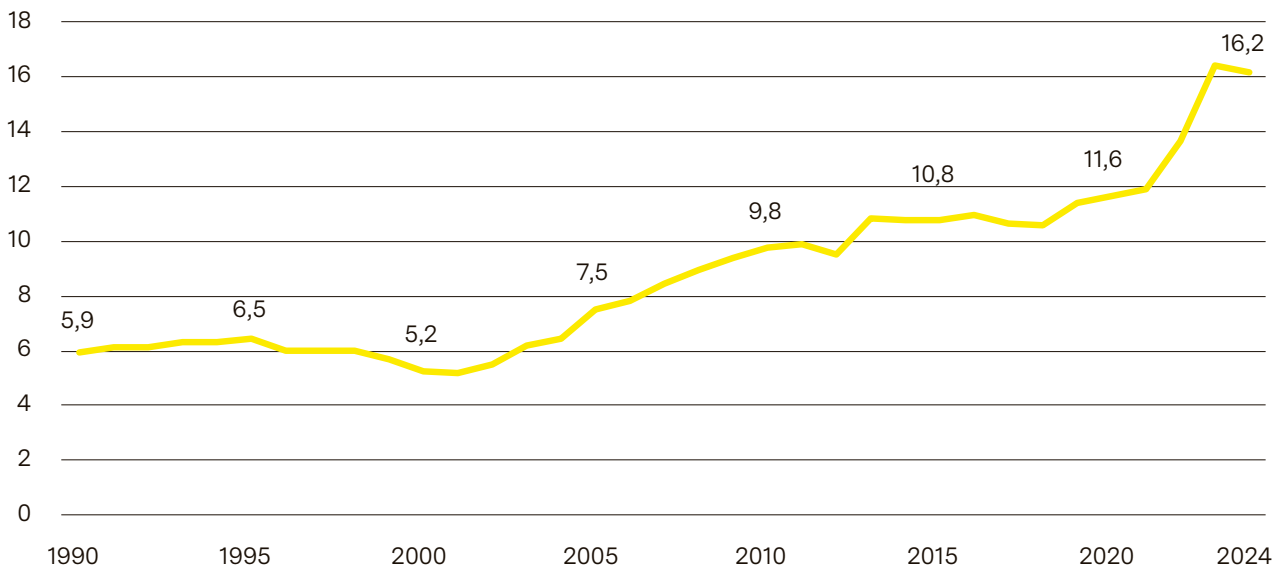


Abbildung 50: Aggregierte Letztverbraucherausgaben für Strom in Baden-Württemberg.²⁵ Ausgaben privater Haushalte einschließlich Mehrwertsteuer, ansonsten ohne Mehrwertsteuer. Eigene Berechnung ZSW auf Basis von Daten aus [242–246]. Jahr 2024 vorläufig.

Wie bereits in Abschnitt 2.4 erläutert, sind in den Erfassungen der amtlichen Statistik keine Strommengen enthalten, die von Unternehmen direkt an der Strombörse oder im Ausland beschafft wurden. Deshalb wurden in der vorliegenden Betrachtung Eigenversorgungsmengen berechnet beziehungsweise geschätzt und hinzugerechnet.

Aggregierte Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen

Die energiebedingten Letztverbraucherausgaben für Wärme stellen die aggregierten Zahlungen der vom Letztverbraucher bezogenen Brennstoffe zur Wärmeerzeugung dar. Dabei werden Investitions-, Wartungs- und Unterhaltsausgaben nicht dem Energiesystem zugeordnet. Berücksichtigt werden jedoch die Kosten von Maßnahmen zur energetischen Gebäudesanierung und Mehrkosten von Heizungssystemen auf Basis erneuerbarer Energien. Da die Datenlage auf Landesebene begrenzt

ist, können die Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen erst ab dem Jahr 2008 ermittelt und ausgewiesen werden. Weiterhin ist darauf hinzuweisen, dass der gesamte Stromverbrauch im vorigen Absatz „Aggregierte Letztverbraucherausgaben für Strom“ enthalten ist, unabhängig davon, ob der Strom im Wärme- oder Verkehrsbereich genutzt wurde.

Die Gesamtausgaben für Wärmedienstleistungen bewegen sich seit 2022 auf einem deutlich höheren Niveau, als vor der Energiekrise. Nachdem sich die Ausgaben für Brennstoffe 2022 um rund 70 Prozent gegenüber dem Vorjahr erhöht haben, sind sie ab 2023 wieder gesunken, bewegen sich aber mit gut 10 Milliarden Euro weiterhin auf hohem Niveau (Abbildung 51). Aktuell entfällt mit gut 5 Milliarden Euro die Hälfte der Brennstoffausgaben auf Erdgas. Zusammen mit den Investitionen in Effizienzmaßnahmen lagen die Gesamtausgaben im Jahr 2024 bei gut 21 Milliarden Euro.

²⁵ Letztverbraucherausgaben abzüglich für Baden-Württemberg hochgerechneter Stromsteuervergünstigungen nach dem Stromsteuergesetz. Der bis 1995 erhobene Kohlepfennig wurde pauschal mit einem durchschnittlichen Aufschlag von 8 Prozent berechnet.

Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen [Mrd. €/a]

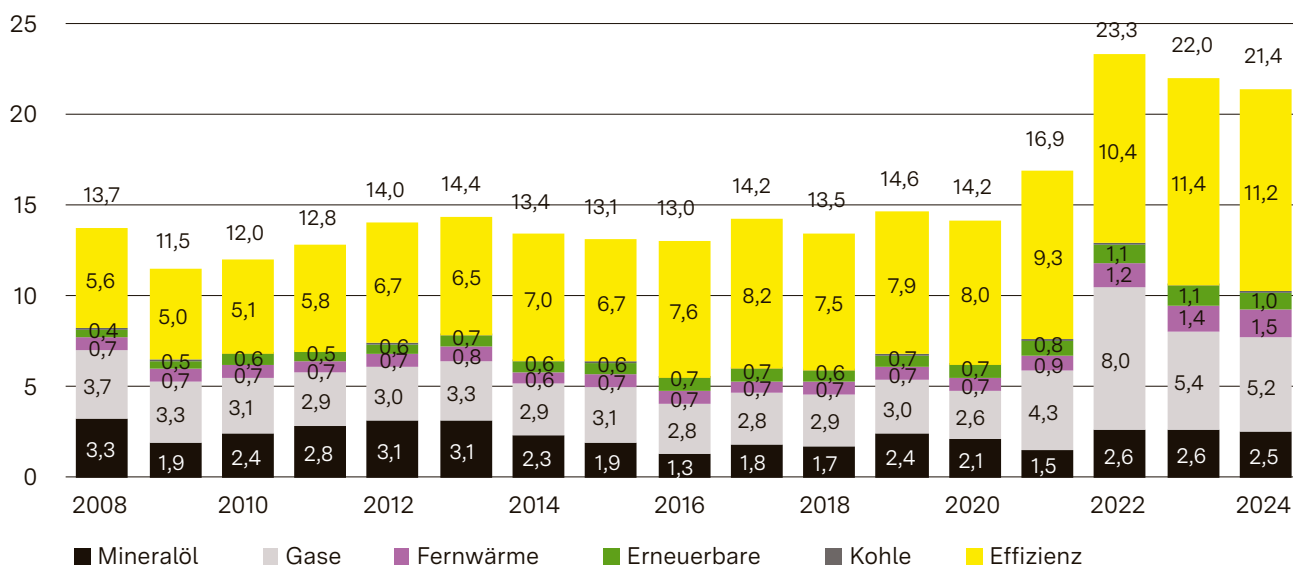


Abbildung 51: Entwicklung der Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen in Baden-Württemberg. Eigene Berechnung ZSW auf Basis von Daten aus [71, 97, 246–252]. Ausgaben privater Haushalte einschließlich Mehrwertsteuer, ansonsten ohne Mehrwertsteuer. Jahr 2024 vorläufig.

Die Ausgaben für energetische Sanierungen und die Mehrkosten für innovative Heizungssysteme („Effizienz“) sind im Trend der letzten Jahre gestiegen und lagen zuletzt bei mehr als 11 Milliarden Euro²⁶. Die Letztverbraucherausgaben für Effizienz stellen somit, auch unter Berücksichtigung der Unschärfen in der Berechnung, einen gewichtigen Anteil der Ausgaben für Wärme dar. Sie führen jedoch mit steigendem Anteil sanierter und effizienter Gebäude zu einem Rückgang der Wärmeausgaben. Weiterhin zeigen die Ergebnisse, dass die Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen, trotz weiterhin relativ hoher Strompreise, immer noch deutlich höher als die Ausgaben für Strom sind (zuletzt um mehr als 5 Milliarden Euro höher, vor 2022 Delta zwischen 2 bis 5 Milliarden Euro pro Jahr). Zu berücksichtigen ist, dass die gesteigerten Ausgaben für Effizienzmaßnahmen nicht eins zu eins als zusätzliche Maßnahmen interpretiert werden dürfen, da hierzu keine Daten vorliegen. Ein nicht zu vernachlässigender Teil der Ausgaben dürfte Baupreissteigerungen zuzurechnen sein. So lagen die hier ermittelten Ausgaben für Effizienzmaßnahmen zuletzt 120 Prozent über dem Wert 2010. Im selben Zeitraum ist der Baupreisindex jedoch um circa 80 Prozent gestiegen, davon mehr als die Hälfte in den letzten fünf Jahren [253].

Damit dürfte nur rund ein Drittel des Ausgabenwachstums seit 2010 auf zusätzliche effizienzsteigernde Maßnahmen zurückzuführen sein.

Aggregierte Letztverbraucherausgaben für Kraftstoffe im Straßenverkehr

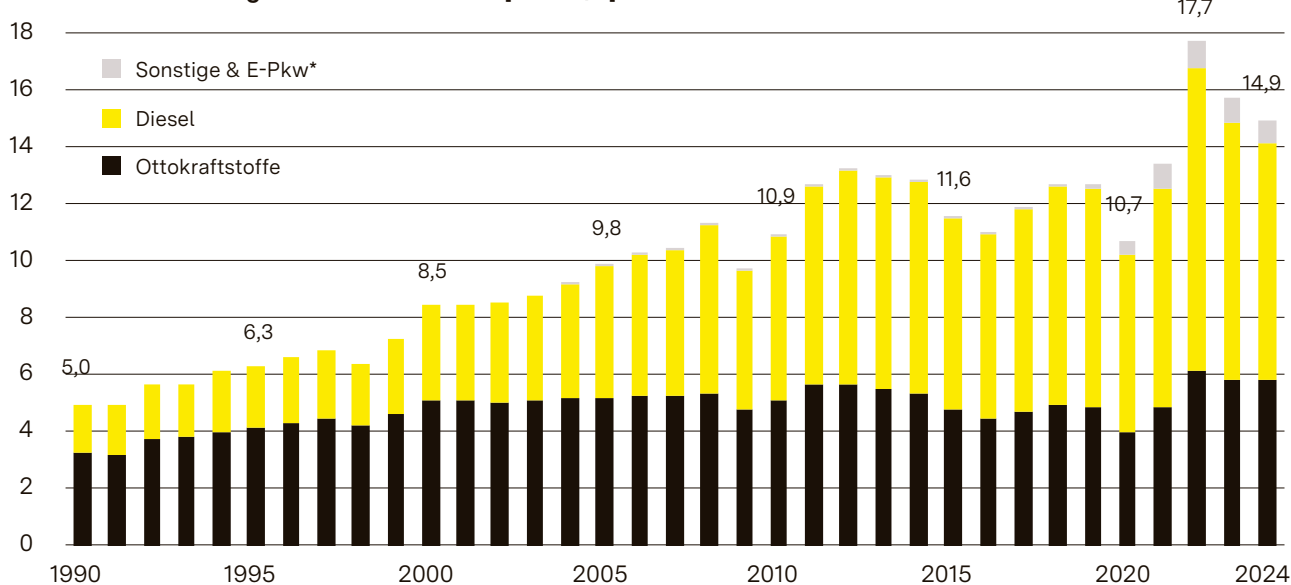
Wie bei der Berechnung der Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen ist zur Vermeidung von Doppelzählungen der Stromverbrauch im Verkehrssektor an dieser Stelle nicht berücksichtigt, sondern in den oben angeführten Letztverbraucherausgaben für Strom enthalten. Unter Berücksichtigung der Preisentwicklung für Kraftstoffe und der entsprechenden Verbrauchsmengen ergibt sich die in Abbildung 52 dargestellte Entwicklung der aggregierten Letztverbraucherausgaben für Kraftstoffe in Baden-Württemberg. Da Biokraftstoffe üblicherweise nicht als Reinkraftstoff genutzt werden, sondern aufgrund der Biokraftstoffquoten den mineralischen Kraftstoffen beigemischt werden, sind diese nicht separat ausgewiesen. Lediglich Pflanzenöl wird in der Regel als Reinkraftstoff genutzt, jedoch insgesamt in einem geringen Umfang. Dieses ist zusammen mit dem Einsatz von Gasen unter „Sonstige“ ausgewiesen.

²⁶ Da – wie auf Bundesebene – keine langfristigen Zeitreihen zu den Investitionen in Effizienzmaßnahmen vorliegen, kann keine annuierte Darstellung der üblicherweise über lange Zeiträume abbeschriebenen Investitionen erfolgen. Es sind deshalb die Ausgaben nach dem Jahr der Investition dargestellt.

Der Kraftstoffverbrauch im Jahr 2024 ist um gut 1,5 Prozent gegenüber dem Vorjahr gesunken. Parallel dazu gingen die Kraftstoffpreise weiter zurück. Zusammen mit den Mehrkosten für den Kauf von E-Pkw sind die gesamten Letztverbraucher­ausgaben im Straßenverkehr um 0,8 Milliarden beziehungsweise 5 Prozent gesunken. In Summe belaufen sich die Letztverbraucher­ausgaben für Kraftstoffe einschließlich Mehrausgaben für Elektrofahrzeuge im Jahr 2024 auf 14,9 Milliarden Euro (Vorjahr: 15,7 Milliarden Euro). Davon entfallen 8,3 Milliarden Euro auf Dieselmotorkraftstoff, 5,8 Milliarden Euro auf Ottomotorkraftstoff und 0,8 Milliarden Euro auf sonstige Kraftstoffe und die Mehrkosten von Elektrofahrzeugen. Die Entwicklung der Letztverbrau-

cherausgaben für Kraftstoffe ist bisher weitgehend unabhängig von der Energiewende. Mit zunehmender Durchdringung von Elektrofahrzeugen sind auch die Kosten der Nutzung dieser Fahrzeuge in der energiewirtschaftlichen Gesamtrechnung zu berücksichtigen. Durch die Nutzung von Elektrofahrzeugen wird der Einsatz von fossilem Kraftstoff vermieden. Dieser Einsparung stehen jedoch erhöhte Anschaffungsausgaben gegenüber. Für die Neuzulassungen des Jahres 2024 (vergleiche dazu auch Abschnitt 6.1) sind Mehrkosten von circa 0,7 Milliarden Euro entstanden. Gemessen an den Gesamtausgaben für Kraftstoffe liegen die Mehrkosten für Elektrofahrzeuge weiterhin bei einem Anteil in der Größenordnung von 5 Prozent.

Letztverbraucher­ausgaben Straßenverkehr [Mrd. €/a]



*E-Pkw: Mehrkosten der Anschaffung. Stromkosten sind bei den Ausgaben für Strom bilanziert.

Abbildung 52: Entwicklung der aggregierten Letztverbraucher­ausgaben für Kraftstoffe in Baden-Württemberg. Ausgaben privater Haushalte einschließlich Mehrwertsteuer, ansonsten ohne Mehrwertsteuer. Eigene Berechnung ZSW auf Basis von Daten aus [97, 249, 254–256]. Jahr 2024 vorläufig.

Aggregierte Letztverbraucher­ausgaben für Energie und Anteil am Bruttoinlandsprodukt in Baden-Württemberg

In den Jahren vor der Energiepreiskrise lagen die aggregierten Letztverbraucher­ausgaben für Energie in Baden-Württemberg in der Größenordnung von 30 bis gut 40 Milliarden Euro pro Jahr. Seit 2022 lagen die jährlichen Ausgaben dagegen im Bereich von 53 bis 55 Milliarden Euro (Abbildung 53). Im Trend sind die Gesamtausgaben auf

hohem Niveau leicht gesunken auf 52,5 Milliarden Euro im Jahr 2024. Die Ausgaben für Strom veränderten sich im Vergleich zum Wärme- und Kraftstoffsektor leicht verzögert, weil die Preise im Haushaltssektor den gestiegenen Großhandelspreisen zeitlich hinterherlaufen (Vorlauf bei der Beschaffung, Vertragslaufzeiten). Mit 40 Prozent entfällt der Großteil der Ausgaben auf Wärme und Effizienz, gut 30 Prozent sind Ausgaben für Strom und knapp 30 Prozent entfällt auf den Kraftstoffverbrauch im Verkehrssektor.

Letztverbraucherausgaben [Mrd. €/a]

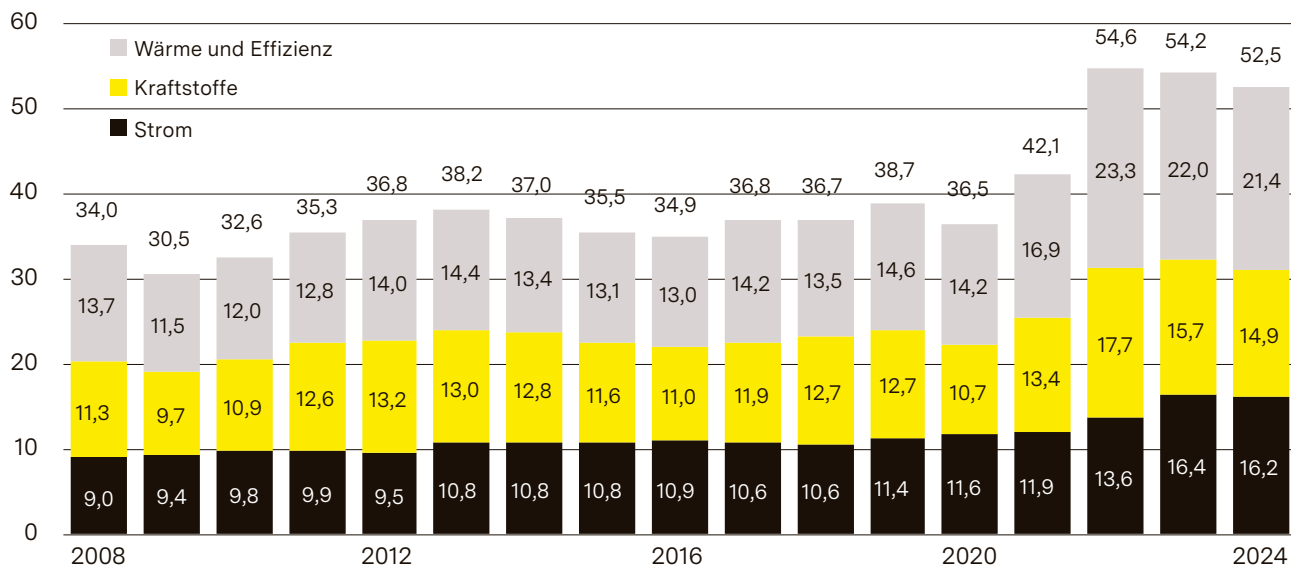


Abbildung 53: Entwicklung der gesamten aggregierten Letztverbraucherausgaben für Energie in Baden-Württemberg. Ausgaben privater Haushalte einschließlich Mehrwertsteuer, ansonsten ohne Mehrwertsteuer. Eigene Berechnung ZSW.

Werden die aggregierten Letztverbraucherausgaben für Strom, Wärme und Kraftstoffe auf das nominale Bruttoinlandsprodukt Baden-Württembergs [257] bezogen, erhält man die in Abbildung 54 dargestellten Anteile. Die Anteile für Wärmedienstleistungen und Kraftstoffe sind nach 2020 erheblich gestiegen. Die Ausgaben für Energie sind somit schneller gestiegen, als die Wirtschaftskraft im

Land. In der Spitze lag der Anteil am BIP bei knapp 4 Prozent für Wärme und Effizienz beziehungsweise 3 Prozent für Kraftstoffe (Jahr 2022) beziehungsweise 2,6 Prozent für Strom (Jahr 2023). In den Folgejahren lagen die Anteile wieder deutlich niedriger, zuletzt bei 3,3 Prozent im Wärme- und Effizienzbereich, 2,5 Prozent im Strom- und 2,3 Prozent im Kraftstoffbereich.

Anteil der Letztverbraucherausgaben für Energie am BIP

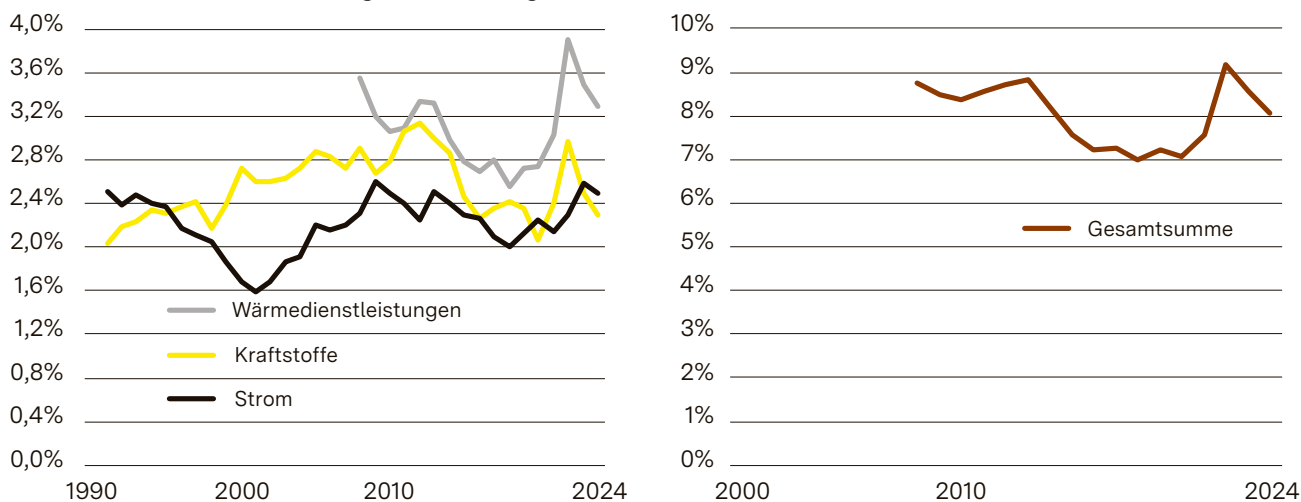


Abbildung 54: Anteil der Letztverbraucherausgaben für Strom, Wärme und Kraftstoffe am nominalen Bruttoinlandsprodukt in Baden-Württemberg. Eigene Berechnung und Darstellung. Jahr 2024 vorläufig.

Insgesamt beliefen sich die Ausgaben für Energie in Relation zur Wirtschaftskraft auf 8,1 Prozent im Jahr 2024. Anteilig lagen die Energieausgaben damit einen halben Prozentpunkt niedriger als im Vorjahr beziehungsweise gut ein Prozentpunkt unterhalb

des bisherigen maximalen Anteils im Jahr 2022. Damit sind die Ausgaben für Energie zwar zuletzt wieder gesunken, befinden sich aber weiterhin auf hohem Niveau. In Relation zum BIP liegen sie wieder unter dem Anteil in den Jahren 2008 bis 2014.

Literaturverzeichnis

1. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG. Energiekonzept für Baden-Württemberg. Baden-Württemberg.de. 2024. Verfügbar unter: um.baden-wuerttemberg.de/de/presse-service/meldung/pid/energiekonzept-fuer-baden-wuerttemberg
2. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bundesnetzagentur – Kraftwerksliste. 2025. Verfügbar unter: bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/start.html
3. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bundesnetzagentur – Systemrelevanzprüfungen. 2025. Verfügbar unter: bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Systemrelevante_KW/start.html
4. ENBW ENERGIE BADEN-WÜRTTEMBERG AG. Kohleausstieg | Unternehmen | EnBW. Kohleausstieg | Unternehmen. 2024. Verfügbar unter: enbw.com/unternehmen/themen/kohleausstieg
5. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bundesnetzagentur – Kohleausstieg. 2024. Verfügbar unter: bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Kohleausstieg/start.html
6. Heizkraftwerk Altbach/Deizisau | EnBW. Heizkraftwerk Altbach/Deizisau. Verfügbar unter: enbw.com/unternehmen/themen/kohleausstieg/heizkraftwerk-altbach-deizisau
7. Heizkraftwerk Heilbronn | EnBW. Heizkraftwerk Heilbronn. Verfügbar unter: enbw.com/unternehmen/themen/kohleausstieg/heizkraftwerk-heilbronn
8. EnBW nimmt eines der ersten wasserstofffähigen Gasturbinen-Kraftwerke Deutschlands offiziell in Betrieb | EnBW. EnBW Presse. 11. April 2025. Verfügbar unter: enbw.com/presse/enbw-wasserstoff-faehiges-gasturbinen-kraftwerk-stuttgart.html
9. SWP STADTWERKE PFORZHEIM GMBH & CO. KG. Heizkraftwerk (HKW) – SWP Stadtwerke Pforzheim. 2024. Verfügbar unter: stadtwerke-pforzheim.de/gas-waerme/heizkraftwerk-hkw
10. THÜGA. Stadtwerke vollziehen Kohleausstieg: Schicht im Schacht! Thüga. Juli 2019. Verfügbar unter: web.archive.org/web/20220402212457/https://www.thuega.de/stadtwerke-der-zukunft/stadtwerke-vollziehen-kohleausstieg-schicht-im-schacht
11. FERNWÄRME ULM GMBH (FUG). Neubau Blockheizkraftwerk. FUG – Fernwärme Ulm. 2023. Verfügbar unter: fernwaerme-ulm.de/energie/erzeugungsanlagen/fernwaermeohnekohle
12. SCHMIDT, Jürgen. Billige Batterien stoppen Naturstromspeicher Gaildorf. Staatsanzeiger BW. 9. Januar 2025. Verfügbar unter: staatsanzeiger.de/nachrichten/wirtschaft/billige-batterien-stoppen-naturstromspeicher-gaildorf
13. Pumpspeicherkraftwerk Forbach | EnBW. Pumpspeicherkraftwerk Forbach. Verfügbar unter: enbw.com/unternehmen/themen/wasserkraft/pumpspeicherkraftwerk-forbach
14. BUNDESMINISTERIUM DER JUSTIZ (BMJ). § 6 KVBG – Einzelnorm. 2023. Verfügbar unter: gesetze-im-internet.de/kvbg/_6.html
15. BUNDESREGIERUNG. Verantwortung für Deutschland; Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, 21. Legislaturperiode. 2025. Verfügbar unter: koalitionsvertrag2025.de/
16. Klimaschutzziele | EnBW. Klimaschutzziele. Verfügbar unter: enbw.com/nachhaltigkeit/umwelt
17. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bundesnetzagentur – Gesetzliche Reduzierung. 2024. Verfügbar unter: bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Kohleausstieg/GesetzlicheReduzierung/start.html
18. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bundesnetzagentur – Altersreihung. 2024. Verfügbar unter: bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Kohleausstieg/Altersreihung/start.html

19. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG (UM). Kernkraftwerke in Baden-Württemberg. Baden-Württemberg.de. 2. Januar 2025. Verfügbar unter: um.baden-wuerttemberg.de/de/umwelt-natur/kernenergie-und-strahlenschutz/kerntechnische-anlagen/kernkraftwerke-in-baden-wuerttemberg
20. BDEW BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V. Versorgungssicherheit Strom – Grundlagen und Methodik zur Bewertung der Versorgungssicherheit Strom und politische Handlungsempfehlungen. 2021. Verfügbar unter: bdew.de/media/documents/20210930_Awh_BDEW-Fakten-und-Argumente_Versorgungssicherheit-Strom.pdf
21. BUNDESMINISTERIUM DER JUSTIZ (BMJ). § 13e EnWG – Einzelnorm. 2023. Verfügbar unter: gesetze-im-internet.de/enwg_2005/_13e.html
22. ENTSO-E TRANSPARENCY PLATFORM. ERAA 2023 | ENTSO-E – ERAA 2023. 2023. Verfügbar unter: entsoe.eu/outlooks/eraa/2023/
23. ENTSO-E TRANSPARENCY PLATFORM. European Resource Adequacy Assessment 2023 Edition – Annex 4: Country Comments. 2024. Verfügbar unter: entsoe.eu/outlooks/eraa/2023/report/ERAA_2023_Annex_4_Country_Comments.pdf
24. ENTSO-E TRANSPARENCY PLATFORM. European Resource Adequacy Assessment 2023 Edition – ACER's approved and amended version. 2024. Verfügbar unter: entsoe.eu/outlooks/eraa/2023/report/ERAA_2023_v2_Executive_Report.pdf
25. BUNDESNETZAGENTUR. Stand und Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Elektrizität; Bericht. September 2025. Verfügbar unter: bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/versorgungssicherheit-strom-bericht-2025
26. BUNDESNETZAGENTUR. BK6-23-241 Konsultation. 11. April 2025. Verfügbar unter: bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2023/BK6-23-241/2025/BK6-23-241_konsultation.html?nn=660086
27. BDEW. Redispatch 2.0. Verfügbar unter: bdew.de/energie/redispatch-20
28. TRANSNETBW GMBH. DA/RE-Plattform gelingt wichtiger Meilenstein bei der Bilanzierung von Redispatch-2.0-Maßnahmen. Strom | Netz | Sicherheit. 2023. Verfügbar unter: transnetbw.de/de/newsroom/pressemitteilungen/da-re-plattform-gelingt-wichtiger-meilenstein-bei-der-bilanzierung-von-redispatch-2-0-massnahmen
29. TRANSNETBW GMBH. Redispatch 3.0. Strom | Netz | Sicherheit. 2024. Verfügbar unter: transnetbw.de/de/unternehmen/politik-und-regulierung/strommarkt-und-flexibilitaeten/Redispatch-3
30. BUNDESNETZAGENTUR. SMARD – Netzengpassmanagement 2024 – Volumen und Kosten gesunken. 2. April 2025. Verfügbar unter: smard.de/page/home/topic-article/444/216636/volumen-und-kosten-gesunken
31. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). SMARD | Energiedaten kompakt. 2025. Verfügbar unter: smard.de/home/energiedaten-kompakt/energiedaten-kompakt
32. NETZTRANSPARENZ.DE. Netztransparenz > Systemdienstleistungen > Betriebsführung > Redispatch. 2024. Verfügbar unter: netztransparenz.de/de-de/Systemdienstleistungen/Betriebsfuehrung/Redispatch
33. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2024/2025 sowie den Betrachtungszeitraum April 2026 bis März 2027. 2024. Verfügbar unter: bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Netzreserve/DL/Netzreservebedarf_2024.pdf?__blob=publicationFile&v=2
34. DIERKS, Stefanie. Bedarf an Netzreserve sinkt leicht. energate messenger+. 28. April 2025. Verfügbar unter: energate-messenger.de/news/252721/bedarf-an-netzreserve-sinkt-leicht

35. TENNET TSO GMBH. Übertragungsnetzbetreiber veröffentlichen Ergebnisse der dritten Kapazitätsreserve-Ausschreibung. 2024. Verfügbar unter: tennet.eu/de/news/uebertragungsnetzbetreiber-veroeffentlichen-ergebnisse-der-dritten-kapazitaetsreserve
36. ENERGIE & MANAGEMENT GMBH. Regulierung: Kapazitätsreserve: Schöner Geldsegen für die Bieter. 2024. Verfügbar unter: energie-und-management.de/nachrichten/politik/detail/kapazitaetsreserve-schoener-geldsegen-fuer-die-bieter-214707
37. ENBW ENERGIE BADEN-WÜRTTEMBERG AG. Projektablauf zur Netzstabilitätsanlage in Marbach | EnBW. Projektablauf zur Netzstabilitätsanlage in Marbach. 2024. Verfügbar unter: enbw.com/unternehmen/themen/kohleausstieg/netzstabilitaetsanlage-marbach
38. BUNDESMINISTERIUM DER JUSTIZ (BMJ). § 13 EnWG – Einzelnorm. 2024. Verfügbar unter: gesetze-im-internet.de/enwg_2005/_13.html
39. DEUTSCHER BUNDESTAG (BT). Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz). 2016. Verfügbar unter: clearingstelle-eeg-kwkg.de/sites/default/files/BT_Drs_187317_StrommarktG_GesetzE_160120.pdf
40. ENERGATE-MESSENGER. Stromnetze weiter zuverlässig. 2023. Verfügbar unter: energate-messenger.de/news/237939/stromnetze-weiter-zuverlässig
41. WORLD BANK GROUP. Doing Business | Data-Bank. 2023. Verfügbar unter: databank.worldbank.org/source/doing-business/Series/IC.ELC.SAID.XD.DB1619
42. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bundesnetzagentur – Bundesweite Kennzahlenentwicklung Strom. 2024. Verfügbar unter: bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Versorgungsunterbrechungen/Auswertung_Strom/Kennzahlenentwicklung2006_2024.pdf?__blob=publicationFile&v=6
43. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bundesnetzagentur – SAIDI Bundesländer. 2024. Verfügbar unter: bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Versorgungsunterbrechungen/Auswertung_Strom/artikel.html?nn=686258>p=861764_list%253D2
44. FORUM NETZTECHNIK/NETZBETRIEB IM VDE (FNN). Versorgungszuverlässigkeit – die FNN Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik. 2024. Verfügbar unter: vde.com/fnn-stoerungsstatistik
45. FORUM NETZTECHNIK/NETZBETRIEB IM VDE (FNN). Spannungseinbrüche werden durch kurzschlussartige Fehler verursacht. Verfügbar unter: vde.com/resource/blob/2282038/59b8b98638962ceb6ab-89cfbe1076540/02-05-kurzschlussartige-fehler-bild-data.jpg
46. ÖKO-INSTITUT E.V., Öko-Institut. Flexibilität im Stromsystem: Lösungsansätze für Netze und Speicher. 2023. Verfügbar unter: web.archive.org/web/20230510165807/https://www.oeko.de/forschung-beratung/themen/energie-und-klimaschutz/flexibilitaet-im-stromsystem-herausforderungen-und-ansaetze
47. RENEWABLE ENERGY ASSOCIATION (REA). Energy Transition Readiness Index 2024. November 2024. Verfügbar unter: r-e-a.net/wp-content/uploads/2024/11/REA-ETRI-2024-lres.pdf
48. BUNDESNETZAGENTUR. Beschluss in dem Festlegungsverfahren zur Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG). November 2023. Verfügbar unter: bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2022/BK6-22-300/Beschluss/BK6-22-300_Beschluss_20231127.pdf?__blob=publicationFile&v=1
49. BUNDESNETZAGENTUR. Beschluss wegen Festlegung von Netzentgelten für steuerbare Anschlüsse und Verbrauchseinrichtungen (NSA-VER) nach § 14a EnWG. November 2023. Verfügbar unter: bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK8-GZ/2022/2022_4-Steller/BK8-22-0010/BK8-22-0010-A_Festlegung_Download.pdf?__blob=publicationFile&v=5

50. FIGGENER, Jan, HABERSCHUSZ, David, HECHT, Christopher, ZURMÜHLEN, Sebastian und SAUER, Dirk. Auswertung der Batteriespeicher im Marktstammdatenregister. 15. Januar 2021.
51. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWK). Smart Meter: Intelligente Messsysteme für die Energiewende. März 2024. Verfügbar unter: bmwk.de/Redaktion/DE/Textsammlungen/Energie/smart-meter.html
52. BUNDESGESETZBLATT. Bundesgesetzblatt Teil I – Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende – Bundesgesetzblatt. Mai 2023. Verfügbar unter: recht.bund.de/bgbl/1/2023/133/VO.html
53. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND KLIMASCHUTZ (BMWK). Resilienz weiter stärken, den Systemnutzen der Digitalisierung der Energiewende konsequent heben – Analysen und Berichte des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz gemäß § 48 des Messstellenbetriebsgesetzes im Jahr 2024. Juli 2024. Verfügbar unter: bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energiedaten/digitalisierungsbericht-energiewende.pdf?__blob=publicationFile&v=10
54. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND KLIMASCHUTZ (BMWK). Infografik Gesetzlicher Smart-Meter-Rolloutfahrplan. Mai 2023. Verfügbar unter: bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Infografiken/Energie/infografik-smart-meter-rolloutfahrplan.html
55. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Messeinrichtungen / Zähler. 2024. Verfügbar unter: bundesnetzagentur.de/DE/Vportal/Energie/Metering/start.html
56. BUNDESGESETZBLATT. Bundesgesetzblatt Teil I – Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Vermeidung von temporären Erzeugungsüberschüssen. Februar 2025. Verfügbar unter: recht.bund.de/bgbl/1/2025/51/VO.html
57. BUNDESNETZAGENTUR. Roll-out intelligente Messsysteme: Quartalsweise Erhebung. August 2025. Verfügbar unter: bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Netzzugang-Messwesen/Mess-undZaehlwesen/iMSys/artikel.html
58. BUNDESMINISTERIUM DER JUSTIZ UND FÜR VERBRAUCHERSCHUTZ. Energiewirtschaftsgesetz – § 41a Lastvariable, tageszeitabhängige oder dynamische und sonstige Stromtarife. Februar 2025. Verfügbar unter: gesetze-im-internet.de/enwg_2005/_41a.html
59. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWE). Klimaneutral werden – wettbewerbsfähig bleiben. September 2025. Verfügbar unter: bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/J-L/klimaneutral-werden-wettbewerbsfaehig-bleiben.pdf?__blob=publicationFile&v=22
60. LUBW. Stand des Windenergieausbaus – Daten- und Kartendienst der LUBW 4.0. 2025. Verfügbar unter: umweltdaten.lubw.baden-wuerttemberg.de/repositories/energie_windenergie,7C1pAhtT-DpA00YwQGcVz/workbooks/Stand-des-Windenergieausbaus,HVkeV1PiHZnNuLxtOLvS/worksheets/Entwicklung-vergangene-Jahre,OI2PXMCSrKLPNs2e93J
61. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWE). Bericht des Bund-Länder-Kooperationsausschusses 2025. Oktober 2025.
62. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Statistiken zur Ausschreibung von Windenergieanlagen an Land nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz. 2023. Verfügbar unter: bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Wind_Onshore/BeendeteAusschreibungen/start.html
63. BMWE. Klimaneutral werden – wettbewerbsfähig bleiben. 2025. Verfügbar unter: bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/J-L/klimaneutral-werden-wettbewerbsfaehig-bleiben.pdf
64. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Ausschreibungen für EE- und KWK-Anlagen. Verfügbar unter: bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/start.html

65. KELM, Tobias und STAUCH, Daniel. Steckersolargeräte – Statistische Untersuchungen zu Anzahl, installierter Leistung und Selbstverbrauch. 2025. Verfügbar unter: umweltbundesamt.de/publikationen/steckersolargeräte
66. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG. Biogasstrategie Baden-Württemberg. Baden-Württemberg.de. 2023. Verfügbar unter: um.baden-wuerttemberg.de/de/presse-service/presse/pressemitteilung/pid/biogasstrategie-baden-wuerttemberg-auf-den-weg-gebracht
67. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG. Erneuerbare Energien in Baden-Württemberg 2024. Verfügbar unter: um.baden-wuerttemberg.de/de/klima-energie/energiewende/erneuerbare-energien
68. REIBSCH, Ricardo. Mehr Flexibilität im Niederspannungsnetz wagen. Über das ungenutzte Potenzial von PV, stationären Batteriespeichern, Wärmepumpen und Elektromobilität für die Stabilität des Energiesystems. 2024. Verfügbar unter: reiner-lemoine-stiftung.de/pdf/RLS_Mehr-Flexibilitaet-im-Niederspannungsnetz-wagen_Impuls_Ricarco%20Reibsch_2024_final.pdf
69. Wert von Großbatteriespeichern im deutschen Stromsystem. Dezember 2023. Verfügbar unter: frontier-economics.com/media/jmxlrpuf/frontier-economics_wert-von-bess-im-deutschen-strom-system_final-report.pdf
70. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG. Bruttostromerzeugung nach Herkunft. Verfügbar unter: statistik-bw.de/Energie/Erzeug-Verwend/EN-BS-HK.jsp
71. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN-WÜRTTEMBERG. Energie. Verfügbar unter: statistik-bw.de/Energie/
72. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG. Kohlendioxid-Emissionen, energiebedingt (Quellenbilanz). Verfügbar unter: statistik-bw.de/umwelt-und-verkehr/umwelt/klima-und-luft
73. BUNDESNETZAGENTUR. SMARD | Marktdaten. 15. Juli 2025. Verfügbar unter: smard.de/home/downloadcenter/download-marktdaten/?downloadAttributes=%7B%22selectedCategory%22%3A%22selectedSubCategory%22%3A%22selectedRegion%22%3A%22TransnetBW%22%22selectedFileType%22%3A%22XLSX%22%22from%22%3A%22157783320000%22to%22%3A%2217356859999999%22%7D
74. BUNDESMINISTERIUM FÜR WOHNEN, STADTENTWICKLUNG UND BAUWESEN (BMWSB). Gebäudeenergiegesetz (GEG) – Was gilt für meine Heizung ab 2024? Bundesministerium für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen. 2023. Verfügbar unter: bmwsb.bund.de/DE/bauen/innovation-klimaschutz/gebaeudeenergiegesetz/GEG-Top-Thema-Artikel.html
75. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND KLIMASCHUTZ (BMWK). Investieren lohnt sich: Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG). 2024. Verfügbar unter: energiewechsel.de/KAENEF/Redaktion/DE/Dossier/beg.html
76. BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE (BAFA). BAFA – Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG). 2024. Verfügbar unter: bafa.de/DE/Energie/Effiziente_Gebaeude/effiziente_gebaeude_node.html
77. BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE (BAFA). Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) – Förderprogramm im Überblick. 2025. Verfügbar unter: bafa.de/DE/Energie/Effiziente_Gebaeude/Foerderprogramm_im_Ueberblick/foerderprogramm_im_ueberblick_node.html
78. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG (UM). Förderprogramm für die freiwillige kommunale Wärmeplanung. August 2025. Verfügbar unter: um.baden-wuerttemberg.de/de/presse-service/foerderprogramme/energie/foerderprogramm-fuer-die-freiwillige-kommunale-waermeplanung
79. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG (UM). Kommunale Wärmeplanung. September 2025. Verfügbar unter: um.baden-wuerttemberg.de/de/klima-energie/waerme/kommunale-waermeplanung

80. BUNDESMINISTERIUM FÜR WOHNEN, STADT-ENTWICKLUNG UND BAUWESEN (BMWSB).

Gesetz für die Wärmeplanung und zur Dekarbonisierung der Wärmenetze. Dezember 2023. Verfügbar unter: bmwsb.bund.de/SharedDocs/gesetzgebungsverfahren/DE/kommunale-waermeplanung.html

81. KLIMASCHUTZ- UND ENERGIEAGENTUR BADEN-WÜRTTEMBERG (KEA). §27 KlimaG BW: Kommunale Wärmeplanung. 2024. Verfügbar unter: kea-bw.de/waermewende/27-klimag-bw-kommunale-waermeplanung-2

82. KLIMASCHUTZ- UND ENERGIEAGENTUR BADEN-WÜRTTEMBERG (KEA). Häufige Fragen und Antworten zur kommunalen Wärmeplanung. August 2025. Verfügbar unter: kea-bw.de/waermewende/wissensportal/kommunale-waermeplanung/haeufige-fragen-und-antworten#c8624-content-14

83. LANDESANSTALT FÜR UMWELT BADEN-WÜRTTEMBERG (LUBW). Kommunale Wärmeplanung. September 2025. Verfügbar unter: energieatlas-bw.de/waerme/kommunale-waermeplanung/karten

84. INSTITUT FÜR ENERGIE- UND UMWELTFORSCHUNG (IFEU). Wärmegipfel BaWü – Ergebnisse aus der wissenschaftlichen Auswertung der Wärmepläne. Oktober 2024. Verfügbar unter: ifeu.de/fileadmin/uploads/Publikationen/Energie/Waermegipfel/2024-10-21_Waermegipfel_Auswertung_Waermeplaene_ifeu.pdf

85. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG (UM). Fragen und Antworten zum Thema Heizen. Baden-Württemberg.de. 2025. Verfügbar unter: um.baden-wuerttemberg.de/de/energie/energieeffizienz/faq-heizen

86. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG (UM). Erneuerbare-Wärme-Gesetz (EWärmeG). 2024. Verfügbar unter: um.baden-wuerttemberg.de/de/klima-energie/energieeffizienz/gebaeude/erneuerbare-waerme-gesetz-2015

87. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG (UM). Erfüllungsoptionen für Nichtwohngebäude. Oktober 2021. Verfügbar unter: um.baden-wuerttemberg.de/de/klima-energie/energieeffizienz/gebaeude/erneuerbare-waerme-gesetz-2015/erfuellungsoptionen-nichtwohngebaeude

88. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG (UM). Erfüllungsoptionen für Wohngebäude. Februar 2024. Verfügbar unter: um.baden-wuerttemberg.de/de/klima-energie/energieeffizienz/gebaeude/erneuerbare-waerme-gesetz-2015/erfuellungsoptionen-wohngebaeude

89. AG ENERGIEBILANZEN E.V. (AGEB). Anwendungsbilanzen » AG Energiebilanzen e. V. AG Energiebilanzen e. V. 2024. Verfügbar unter: ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/anwendungsbilanzen/

90. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG. Energiebericht 2024. Verfügbar unter: statistik-bw.de/fileadmin/user_upload/Service/Veroeff/Sonderver%C3%B6ffentlichungen/806124001.pdf

91. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG (UM). Monitoring-Kurzbericht 2018. 2018. Verfügbar unter: um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2_Presse_und_Service/Publikationen/Klima/190917_IEKK-Monitoring-Kurzbericht_2018.pdf

92. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG (UM). Energiebericht 2020. 2020. Verfügbar unter: um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2_Presse_und_Service/Publikationen/Energie/Energiebericht-2020-bf.pdf

93. STATISTISCHE LANDESAMT BADEN-WÜRTTEMBERG (STALA). Bestand an Wohngebäuden, Wohnungen und Räumen. 2024.

94. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG (STALA). Wohnbau: Genehmigungen und Fertigstellungen – Statistisches Landesamt Baden-Württemberg. 2024.

95. STATISTISCHE LANDESAMT BADEN-WÜRTTEMBERG (STALA). Nichtwohnbau: Genehmigungen und Fertigstellungen – Statistisches Landesamt Baden-Württemberg. 2024.
96. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG (STALA). Heizenergie in Neubauten. 2024.
97. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG. Erneuerbare Energien in Baden-Württemberg. Verfügbar unter: um.baden-wuerttemberg.de/de/klima-energie/energiewende/erneuerbare-energien
98. ULRICHS, Anna Laura. Auswertung solarthermischer Wärmenetze in Deutschland und Baden-Württemberg auf Anfrage bei Solites.
99. SOLNETPLUS. Solare Wärmenetze. 2024. Verfügbar unter: solare-waermenetze.de/
100. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG. Energieeffiziente Wärmenetze. Baden-Württemberg.de. Verfügbar unter: um.baden-wuerttemberg.de/de/presse-service/foerderprogramme/energie/energieeffiziente-waermenetze
101. DWA-LANDESVERBAND BADEN-WÜRTTEMBERG (HRSRG). Abwasserwärmenutzung aus dem Auslauf von Kläranlagen. Lokalisierung von Standorten in Baden-Württemberg. 2022. Verfügbar unter: abwasserwaerme-bw.de/cms/content/media/Abschlussbericht_Abwasserwaermenutzung-BW_komprimiert.pdf
102. MVV ENERGIE AG. Flusswärmepumpe 1. 2023. Verfügbar unter: mvv.de/ueber-uns/unternehmensgruppe/mvv-umwelt/aktuelle-projekte/flusswaermepumpen/flusswaermepumpe-1
103. MVV ENERGIE AG. Flusswärmepumpe 2. 2025. Verfügbar unter: mvv.de/ueber-uns/unternehmensgruppe/mvv-umwelt/aktuelle-projekte/flusswaermepumpen/flusswaermepumpe-2
104. ENBW ENERGIE BADEN-WÜRTTEMBERG. Großwärmepumpe in Stuttgart-Münster offiziell in Betrieb: Klimaneutrale Fernwärmeerzeugung für 10.000 Haushalte. 8. April 2024. Verfügbar unter: enbw.com/presse/grosswaermepumpe-liefert-fernwaerme-fuer-10-000-haushalte.html
105. BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE (BAFA). BAFA – Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW). 2024. Verfügbar unter: bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Waermenetze/Effiziente_Waermenetze/effiziente_waermenetze_node.html
106. BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE (BAFA). BAFA – Energie – Merkblatt Module 1 bis 4: Technische Anforderungen. 2023. Verfügbar unter: bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/bew_merkblatt_technik.html
107. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND KLIMASCHUTZ (BMWK). Im Fokus: Grüne Wärme. Januar 2022. Verfügbar unter: bmwk.de/Redaktion/DE/Schlaglichter-der-Wirtschaftspolitik/2022/02/04-im-fokus-gruene-waerme.html
108. MVV ENERGIE AG. Besicherung Rheinufer Neckarau. MVV Energie AG. 2024. Verfügbar unter: mvv.de/ueber-uns/unternehmensgruppe/mvv-umwelt/aktuelle-projekte/besicherung-rheinufer-neckarau
109. MVV ENERGIE AG. Besicherung Friesenheimer Insel. MVV Energie AG. 2024. Verfügbar unter: mvv.de/ueber-uns/unternehmensgruppe/mvv-umwelt/aktuelle-projekte/besicherung-friesenheimer-insel
110. BUNDESNETZAGENTUR. Bundesnetzagentur veröffentlicht Zahlen zur Gasversorgung 2024. 8. Januar 2025. Verfügbar unter: bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2025/20250108_GasRueckblick.html
111. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Netzausbau Strom – Bedarfsermittlung 2023-2037/2045. 2024. Verfügbar unter: data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NEP/Strom/2037-2023/NEP/NEP_2037_2045_Bestaetigung.pdf
112. TRANSNETBW GMBH. ULTRANET. Gleichstrombrücke auf bestehenden Trassen. 2025. Verfügbar unter: transnetbw.de/de/netzentwicklung/projekte/ultranet

113. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Monitoring des Stromnetzausbaus. Zweites Quartal 2025. Verfügbar unter: data.netzausbau.de/Vorhaben/Monitoring/Monitoringbericht_Q2-25.pdf
114. TRANSNETBW BMBH. SuedLink – Die Windstromleitung. 2025. Verfügbar unter: transnetbw.de/de/netzentwicklung/projekte/suedlink
115. 50 HERTZ GMBH, AMPRION GMBH, TENNET TSO GMBH und TRANSNETBW GMBH. Netzentwicklungsplan Strom | Netzentwicklungsplan. 2024. Verfügbar unter: netzentwicklungsplan.de/
116. BUNDESMINISTERIUM DER JUSTIZ (BMJ). BBPlG – Gesetz über den Bundesbedarfsplan. 2024. Verfügbar unter: gesetze-im-internet.de/bbplg/BJNR254310013.html
117. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bedarfsermittlung 2023-2037/2045 – Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom. 2024. Verfügbar unter: netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2024-03/NEP_2037_2045_Bestaetigung.pdf
118. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Monitoring des Stromnetzausbaus: Zweites Quartal 2024. 2024. Verfügbar unter: netzausbau.de/monitoring
119. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Monitoring des Stromnetzausbaus: Zweites Quartal 2023. 2023. Verfügbar unter: netzausbau.de/monitoring
120. 50 HERTZ TRANSMISSION GMBH, AMPRION GMBH, TENNET TSO GMBH und TRANSNETBW GMBH. Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025 – Entwurf der Übertragungs netzbetreiber. 2024. Verfügbar unter: netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2024-07/Szenariorahmenentwurf_NEP2037_2025_1.pdf
121. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Netzausbau – Vorhaben. 2024. Verfügbar unter: netzausbau.de/Vorhaben/uebersicht/liste/liste.html
122. BUNDESMINISTERIUM DER JUSTIZ (BMJ). EnLAG – Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen. 2024. Verfügbar unter: gesetze-im-internet.de/enlag/BJNR287010009.html
123. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Netzausbau – NABEG. 2024. Verfügbar unter: netzausbau.de/Wissen/GesetzeVerstehen/NABEG/de.html
124. GUIDEHOUSE, RENEWABLES GRID INITIATIVE (RGI), ILF BUSINESS CONSULT und DR. DAMMERT & STEINFORTH. Praxisleitfaden Netzausbau. 2021. Verfügbar unter: bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/praxisleitfaden-netzausbau.pdf?__blob=publicationFile&v=1
125. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG (UM). Memorandum of Understanding zur Netzintegration erneuerbarer Energien in Baden-Württemberg. 2023. Verfügbar unter: um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/5_Energie/Versorgungssicherheit/20230911-MoU-Netzintegration-erneuerbare-Energien-Baden-Wuerttemberg.pdf
126. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT DES LANDES BADEN-WÜRTTEMBERG (UM). Netzausbaugipfel Baden-Württemberg 2023. 2023. Verfügbar unter: um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/5_Energie/Versorgungssicherheit/230915-Erklaerung-zur-Unterstützung-des-Ausbaus-der-Stromverteilnetze-in-BW.pdf
127. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT DES LANDES BADEN-WÜRTTEMBERG (UM). Netzausbaugipfel setzt Startpunkt für notwendige Investitionen in Verteilnetze. Baden-Württemberg.de. 2023. Verfügbar unter: um.baden-wuerttemberg.de/de/presse-service/presse/pressemitteilung/pid/netzausbaugipfel-setzt-startpunkt-fuer-notwendige-investitionen-in-verteilstetze
128. EUROPÄISCHE UNION. Verordnung – 2019/943 – DE – EUR-Lex. 2019. Verfügbar unter: eur-lex.europa.eu/eli/reg/2019/943/oj?locale=de

129. ZENTRUM FÜR SONNENENERGIE- UND WASSERSTOFF-FORSCHUNG BADEN WÜRTTEMBERG (ZSW) und MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT DES LANDES BADEN-WÜRTTEMBERG (UM). Monitoring der Energiewende in Baden-Württemberg – Statusbericht 2023. 2024. Verfügbar unter: um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2_Presse_und_Service/Publikationen/Energie/Monitoring-der-Energiewende-BW-2023.pdf
130. BADENOVANETZE GMBH, ED NETZE GMBH, FAIRNETZ GMBH, MVV NETZE GMBH, NETZE ODR GMBH, STADTWERKE ULM/NEU-ULM NETZE GMBH, STADTWERKE KARLSRUHE NETZSERVICE GMBH, STUTTGARTER NETZE, NETZE BW GMBH, SYNA GMBH und ÜBERLANDWERK MITTELBADEN GMBH & CO. KG. Regionalszenario 2023 – Planungsregion SÜDWEST. 2023. Verfügbar unter: vnbdigital.de/gateway/files?serviceName=vnb&fileId=649bcfc39b70ff2ebcf83e0c&preview=1
131. BADEN-WÜRTTEMBERG. Beschleunigter Ausbau der Verteilnetze. Baden-Württemberg.de. 2023. Verfügbar unter: baden-wuerttemberg.de/de/service/presse/pressemitteilung/pid/beschleunigter-ausbau-der-verteilnetze
132. BUNDESMINISTERIUM DER JUSTIZ (BMJ). § 14d EnWG – Einzelnorm. 2024. Verfügbar unter: gesetze-im-internet.de/enwg_2005/_14d.html
133. NETZE BW GMBH. Netzausbau – Netze BW GmbH. Netzausbau – Netze BW GmbH. 2024. Verfügbar unter: netze-bw.de/unsernetz/netzausbau
134. NETZE BW GMBH. Netzausbauplan 2024 – Ausbau des elektrischen Verteilnetzes der Netze BW GmbH. 2024. Verfügbar unter: assets.ctfassets.net/xytfb1vrn7of/2upzYS0EhiuuAU4yOYG-Kwi/221633c90f8989f92ec7263b09ab6352/netzausbauplan-2024.pdf
135. GMBH. Netzausbauplan 2024: Netze BW schafft Voraussetzungen für Klimaneutralität. Netzausbauplan 2024: Netze BW schafft Voraussetzungen für Klimaneutralität. 2024. Verfügbar unter: netze-bw.de/news/netzausbauplan-2024
136. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE. Erdgasversorgung in Deutschland. 2025. Verfügbar unter: bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/gas-erdgasversorgung-in-deutschland.html
137. BUZER. § 35b EnWG Füllstandsvorgaben; Bereitstellung ungenutzter Speicherkapazitäten. 2025. Verfügbar unter: buzer.de/35b_EnWG.htm
138. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE. Energieversorgungssicherheit stärken – klimafreundlich, resilient und bezahlbar. 2025. Verfügbar unter: bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Dossier/energieversorgungssicherheit.html
139. BUNDESNETZAGENTUR. Bundesnetzagentur – Aktuelle Lage Gasversorgung – Verlauf der Speicherfüllstände in Prozent. 30. September 2025. Verfügbar unter: bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/aktuelle_gasversorgung/_svg/Gas-speicher_Fuellstand/Speicherfuellstand.html
140. Aktuelle Lage der Gasversorgung in Deutschland. 30. September 2025. Verfügbar unter: bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/aktuelle_gasversorgung/start.html
141. GAS INFRASTRUCTURE EUROPE (GIE). Data Overview / Historical Data – AGSI. 2025. Verfügbar unter: agsi.gie.eu/data-overview/DE
142. BUNDESNETZAGENTUR. Kennzahlen der Versorgungsunterbrechungen Gas. 18. September 2025. Verfügbar unter: bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Versorgungsunterbrechungen/Auswertung_Gas/start.html
143. SWR. Keine Heizung und Warmwasser: Weiter Probleme mit Gasleitung in Teilen von Bietigheim-Bissingen. swr.online. 31. Oktober 2023. Verfügbar unter: web.archive.org/web/20250222013042/https://www.swr.de/swraktuell/baden-wuerttemberg/stuttgart/gas-gasversorgung-unterbrochen-bietigheim-bissingen-untermberg-warmwasser-heizung-gasleitung-100.html

144. BDEW. Gasversorgung sichern und diversifizieren. 26. März 2025. Verfügbar unter: [bdew.de/media/documents/2000_BDEW-Diskussionspapier-Gasversorgung-sichern_und_diversifizieren.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/2000_BDEW-Diskussionspapier-Gasversorgung-sichern_und_diversifizieren.pdf)
145. MVV ENERGIE AG. Informationen zum Rückzug aus dem Gasnetz. MVV Energie AG. 2025. Verfügbar unter: [mvv-netze.de/unternehmen/uebersicht/zukunft-der-gas-netze](https://www.mvv-netze.de/unternehmen/uebersicht/zukunft-der-gas-netze)
146. DSTGB. Zur Transformation der Gasnetze. DStGB. 28. November 2025. Verfügbar unter: [dstgb.de/themen/energie/aktuelles/zur-transformation-der-gasnetze/](https://www.dstgb.de/themen/energie/aktuelles/zur-transformation-der-gasnetze/)
147. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE. Die Nationale Wasserstoffstrategie. 11. August 2025. Verfügbar unter: [bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Wasserstoff/Dossiers/wasserstoffstrategie.html](https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Wasserstoff/Dossiers/wasserstoffstrategie.html)
148. BUNDESNETZAGENTUR. Bundesnetzagentur – Wasserstoff-Kernnetz. November 2024. Verfügbar unter: [bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Wasserstoff/Kernnetz/start.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Wasserstoff/Kernnetz/start.html)
149. BUNDESNETZAGENTUR. Genehmigung eines Wasserstoff-Kernnetzes. 2024. Verfügbar unter: [bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Wasserstoff/_DL/Genehmigung.pdf?__blob=publicationFile&v=6](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Wasserstoff/_DL/Genehmigung.pdf?__blob=publicationFile&v=6)
150. ONTRAS GASTRANSPORT GMBH. Erstes Teilstück des Wasserstoff-Kernnetzes in Ostdeutschland. 8. April 2025. Verfügbar unter: [ontras.com/de/aktuelles/newsroom/erstes-teilstueck-des-wasserstoff-kernnetzes-ostdeutschland](https://www.ontras.com/de/aktuelles/newsroom/erstes-teilstueck-des-wasserstoff-kernnetzes-ostdeutschland)
151. BUNDESFINANZMINISTERIUM. Finanzierung des Wasserstoff-Kernnetzes: Die erste Auszahlung an die Wasserstoff-Kernnetzbetreiber aus dem Amortisationskonto ist erfolgt. Bundesministerium der Finanzen. 25. März 2025. Verfügbar unter: [bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Pressemitteilungen/Finanzpolitik/2025/03/2025-03-25-finanzierung-des-wasserstoff-kernnetzes.html](https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Pressemitteilungen/Finanzpolitik/2025/03/2025-03-25-finanzierung-des-wasserstoff-kernnetzes.html)
152. BADENOVANETZE. H2@Hochrhein – Wasserstoffproduktion am Hochrhein. August 2025. Verfügbar unter: [badenovanetze.de/projekt-h2-hochrhein](https://www.badenovanetze.de/projekt-h2-hochrhein)
153. ENERGIE & MANAGEMENT. Wasserstoffinfrastruktur: Badenova startet Bau ihrer ersten H2-Leitung. 19. Mai 2025. Verfügbar unter: [energie-und-management.de/nachrichten/technik/detail/badenova-startet-bau-ihrer-ersten-h2-leitung-319061](https://www.energie-und-management.de/nachrichten/technik/detail/badenova-startet-bau-ihrer-ersten-h2-leitung-319061)
154. H2 MOBILITY DEUTSCHLAND. H2.LIVE: Wasserstofftankstellen in Deutschland & Europa. H2.LIVE. 13. August 2025. Verfügbar unter: [h2.live/](https://www.h2.live/)
155. H2 MOBILITY DEUTSCHLAND. Netzkonsolidierung 700 bar: H2 MOBILITY treibt Transformation in Richtung Nutzfahrzeuge weiter voran | H2.LIVE. 17. Februar 2025. Verfügbar unter: [h2.live/news/3814/](https://www.h2.live/news/3814/)
156. H2 MOBILITY DEUTSCHLAND. Netzkonsolidierung 700 bar: H2 MOBILITY beendet zweite Phase zum Quartalsende (Q2/2025) | H2.LIVE. 3. Juni 2025. Verfügbar unter: [h2.live/news/3920/](https://www.h2.live/news/3920/)
157. CHRISTINE JANKE, SWR. Erste Tankstelle für alle: Sprit, Strom und Wasserstoff – auch für Lkw. SWR Aktuell. 7. August 2025. Verfügbar unter: [swr.de/swraktuell/baden-wuerttemberg/ulm/wasserstoff-strom-tankstelle-fuer-lkw-pkw-ulm-100.html](https://www.swr.de/swraktuell/baden-wuerttemberg/ulm/wasserstoff-strom-tankstelle-fuer-lkw-pkw-ulm-100.html)
158. BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE (BAFA). BAFA – Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW). 2023. Verfügbar unter: [bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Waermenetze/Effiziente_Waermenetze/effiziente_waermenetze_node.html](https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Waermenetze/Effiziente_Waermenetze/effiziente_waermenetze_node.html)
159. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND KLIMASCHUTZ (BMWK). Grüne Wärme: der Bund fördert den Umbau von Wärmenetzen zur treibhausgasneutralen kommunalen Wärmeinfrastruktur. Wärmenetze. 2023. Verfügbar unter: [energiewechsel.de/KAENEF/Redaktion/DE/Foerderprogramme/bew.html](https://www.energiewechsel.de/KAENEF/Redaktion/DE/Foerderprogramme/bew.html)
160. ENERGIEEFFIZIENZVERBAND FÜR WÄRME, KÄLTE UND KWK E. V. (AGFW). Hauptbericht. 2024. Verfügbar unter: [agfw.de/zahlen-und-statistiken/agfw-hauptbericht](https://www.agfw.de/zahlen-und-statistiken/agfw-hauptbericht)

161. STATISTISCHE ÄMTER DES BUNDES UND DER LÄNDER und IM AUFTRAG DES ARBEITSKREISES „VOLKSWIRTSCHAFTLICHE GESAMTRECHNUNGEN DER LÄNDER“ (AK VGRDL). Bruttoinlandsprodukt, Bruttowertschöpfung in den Ländern der Bundesrepublik Deutschland 1991 bis 2021. 2022. Verfügbar unter: statistikportal.de/de/veroeffentlichungen/bruttoinlandsprodukt-bruttowertschoepfung

162. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG (STALA). Bruttoinlandsprodukt und Bruttowertschöpfung in Baden-Württemberg nach Wirtschaftsbereichen in jeweiligen Preisen. Verfügbar unter: daten.statistik-bw.de/genesisonline//online?operation=table&code=82000_0001&bypass=true&levelin-dex=1&levelid=1761730056970#abreadcrumb

163. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG. Wohnen. Verfügbar unter: statistik-bw.de/Wohnen

164. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN-WÜRTTEMBERG. Bevölkerung und Gebiet. Verfügbar unter: statistik-bw.de/BevoelkGebiet

165. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG. Anteil der Einpersonenhaushalte. Verfügbar unter: statistik-bw.de/PrivHaushalte/EntwS-Struktur/PH_einpersHH.jsp?path=/DatenMelden/Mikrozensus

166. STATISTISCHES BUNDESAMT (DESTATIS). Haushalte nach Haushaltsgröße und Haushaltsmitgliedern. Verfügbar unter: destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Bevoelkerung/Haushalte-Familien/Tabellen/1-2-privathaushalte-bundeslander.html

167. BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE (BAFA). BAFA – Bundesförderung der Energieberatung für Wohngebäude. 2024. Verfügbar unter: bafa.de/DE/Energie/Energieberatung/Energieberatung_Wohngebaeude/energieberatung_wohngebaeude_node.html

168. BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE (BAFA). BAFA – Bundesförderung für Energieberatung für Nichtwohngebäude, Anlagen und Systeme. 2024. Verfügbar unter: bafa.de/DE/Energie/Energieberatung/Nichtwohngebaeude_Anlagen_Systeme/nichtwohngebaeude_anlagen_systeme_node.html

169. BUNDESREGIERUNG (BREG). Bauen und Sanieren für den Klimaschutz | Bundesregierung. Die Bundesregierung informiert | Startseite. Verfügbar unter: bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/neubau-und-sanierung-foerdern-2038426

170. STATISTISCHES BUNDESAMT (DESTATIS). Bevölkerung: Deutschland, Stichtag. September 2025. Verfügbar unter: www-genesis.destatis.de/datenbank/online/statistic/12411/table/12411-0001

171. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG (STALA). Wirtschaftswachstum. 2024. Verfügbar unter: statistik-bw.de/GesamtwBranchen/VGR/VW_wirtschaftswachstum.jsp

172. KfW BANKENGRUPPE. Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) | KfW. 2024. Verfügbar unter: kfw.de/inlandsfoerderung/Bundesfoerderung-fuer-effiziente-Gebaeude

173. KfW BANKENGRUPPE. Aktuelle Informationen zur Heizungsförderung | KfW. 2024. Verfügbar unter: kfw.de/inlandsfoerderung/Heizungsfoerderung

174. KfW BANKENGRUPPE. Einzelmaßnahmen Ergänzungskredit – Wohngebäude (358, 359) | KfW. Verfügbar unter: [kfw.de/inlandsfoerderung/Privatpersonen/Bestehende-Immobilie/Foerderprodukte/Einzelmaßnahmen-Ergänzungskredit-Wohngebaeude-\(358-359\)](https://kfw.de/inlandsfoerderung/Privatpersonen/Bestehende-Immobilie/Foerderprodukte/Einzelmaßnahmen-Ergänzungskredit-Wohngebaeude-(358-359))

175. KfW BANKENGRUPPE. Förderreport KfW Bankengruppe – Stichtag: 30. Juni 2025. 2025. Verfügbar unter: kfw.de/Presse-Newsroom/Pressematerial/F%C3%B6rderreport/KfW-F%C3%B6rderreport_2025.pdf

176. KFW BANKENGRUPPE. Förderreport KfW Bankengruppe – Stichtag: 31. Dezember 2022. 2023. Verfügbar unter: [kfw.de/Presse-Newsroom/Presse-material/F%C3%B6rderreport/KfW-F%C3%B6rder-report_2022.pdf](https://www.kfw.de/Presse-Newsroom/Presse-material/F%C3%B6rderreport/KfW-F%C3%B6rder-report_2022.pdf)
177. KFW BANKENGRUPPE. Förderreport KfW Bankengruppe – Stichtag: 31. Dezember 2023. 2024. Verfügbar unter: [kfw.de/Presse-Newsroom/Presse-material/F%C3%B6rderreport/KfW-F%C3%B6rder-report_2023.pdf](https://www.kfw.de/Presse-Newsroom/Presse-material/F%C3%B6rderreport/KfW-F%C3%B6rder-report_2023.pdf)
178. REGIONALE KOMPETENZSTELLEN RESSOURCENEFFIZIENZ. Ihr Weg zu mehr Nachhaltigkeit im Unternehmen | KEFF+. 2024. Verfügbar unter: keffplus-bw.de/de
179. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG. EFRE-Förderprogramm „Ressourceneffizienz in Unternehmen“. Baden-Württemberg.de. 2024. Verfügbar unter: um.baden-wuerttemberg.de/de/umwelt-natur/umwelt-und-wirtschaft/angebote-fuer-unternehmen/foerderprogramm-ressourceneffizienz-in-unternehmen
180. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT DES LANDES BADEN-WÜRTTEMBERG (UM). Regionale Kompetenzstellen des „Netzwerks Energieeffizienz“. März 2023. Verfügbar unter: um.baden-wuerttemberg.de/de/presse-service/foerderprogramme/efre/regionale-kompetenzstellen-des-netzwerks-energieeffizienz
181. KLIMASCHUTZ- UND ENERGIEAGENTUR BADEN-WÜRTTEMBERG (KEA). Förderdatenbank. KEA Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg GmbH. 2024. Verfügbar unter: kea-bw.de/foerderdatenbank
182. LANDESKREDITBANK BADEN-WÜRTTEMBERG. Kombi-Darlehen Mittelstand | L-Bank. 2024. Verfügbar unter: l-bank.de/produkte/wirtschaftsfoerderung/kombi-darlehen-mittelstand.html
183. LANDESKREDITBANK BADEN-WÜRTTEMBERG. Kombi-Darlehen Wohnen mit Klimaprämie | L-Bank. 2024. Verfügbar unter: l-bank.de/produkte/wirtschaftsfoerderung/kombi-darlehen-wohnen.html
184. LANDESKREDITBANK BADEN-WÜRTTEMBERG. Geschäftsbericht 2024. 2025. Verfügbar unter: gb2024.l-bank.info/assets/pdf/l-bank_gb2024_08_gesamt.pdf
185. LANDESKREDITBANK BADEN-WÜRTTEMBERG. Geschäftsbericht 2023. 2024. Verfügbar unter: l-bank.info/download/version/935355b4-0e06-417e-9498-dbf3ae0f406c/l-bank_gb2023_08_gesamt_18-04-2024.pdf
186. L-BANK. Mietwohnungsfinanzierung BW – Neubau | L-Bank. 2024. Verfügbar unter: l-bank.de/produkte/wohnungsunternehmen/mietwohnungsfinanzierung-bw-neubau-mw10-mw15-mw25-mw30-darlehen.html
187. MINISTERIUM FÜR LANDESENTWICKLUNG UND WOHNEN BADEN-WÜRTTEMBERG. Wohnungsbau BW. Baden-Württemberg.de. 2024. Verfügbar unter: mlw.baden-wuerttemberg.de/de/bauen-wohnen/wohnungsbau/wohnungsbau-bw
188. FRAUNHOFER ISI ET AL. Abwärmenutzung in Unternehmen. März 2019. Verfügbar unter: ikem.de/wp-content/uploads/2019/06/Abw%C3%A4rmestudie-BW_final_25.06.2019.pdf
189. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG (UM). Abwärmekonzept Baden-Württemberg. 1. Dezember 2020. Verfügbar unter: baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/5_Energie/Energieeffizienz/Abwaermenutzung/Abwaermekonzept-Baden-Wuerttemberg-bf.pdf
190. BUNDESMINISTERIUMS FÜR WIRTSCHAFT UND KLIMASCHUTZ (BMWK). Umweltbonus endet mit Ablauf des 17. Dezembers 2023. Dezember 2023. Verfügbar unter: bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2023/12/20231216-umweltbonus-endet-mit-ablauf-des-17-dezember-2023.html
191. ADAC. Verbrenner-Verbot: Ab 2035 keine neuen Diesel und Benziner mehr. Juni 2025. Verfügbar unter: adac.de/news/aus-fuer-verbrenner-ab-2035

192. EUROPEAN COMMISSION. Regulation of the European Parliament and of the Council amending Regulation (EU) 2019/631 to include an additional flexibility as regards the calculation of manufacturers' compliance with CO₂ emission performance standards for new passenger cars and new light commercial vehicles for the calendar years 2025 to 2027. April 2025. Verfügbar unter: climate.ec.europa.eu/document/download/c7fd3f4d-be78-4f82-a73a-e4a2ff9c0cf3_en?filename=policy_amendment_co2standards_flexibility.pdf
193. KRAFTFAHRT-BUNDESAMT (KBA). Neuzulassungen nach Umwelt-Merkmalen (FZ 14). 2025. Verfügbar unter: kba.de/DE/Statistik/Produktkatalog/produkte/Fahrzeuge/fz14_n_uebersicht.html
194. KRAFTFAHRT-BUNDESAMT (KBA). Neuzulassungen von Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern (FZ 8). 2025. Verfügbar unter: kba.de/DE/Statistik/Produktkatalog/produkte/Fahrzeuge/fz8_fz8_gentab.html
195. KRAFTFAHRT-BUNDESAMT (KBA). Bestand nach Umwelt-Merkmalen (FZ 13). 2025. Verfügbar unter: kba.de/DE/Statistik/Produktkatalog/produkte/Fahrzeuge/fz13_b_uebersicht.html
196. KRAFTFAHRT-BUNDESAMT (KBA). Bestand nach ausgewählten Merkmalen (FZ 27). 2025. Verfügbar unter: kba.de/DE/Statistik/Produktkatalog/produkte/Fahrzeuge/fz27_b_uebersicht.html
197. KRAFTFAHRT-BUNDESAMT (KBA). Bestand nach Zulassungsbezirken (FZ 1). 2025. Verfügbar unter: kba.de/DE/Statistik/Produktkatalog/produkte/Fahrzeuge/fz1_b_uebersicht.html
198. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bundesnetzagentur – E-Mobilität. 2025. Verfügbar unter: bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/E-Mobilitaet/start.html
199. NATIONALE LEITSTELLE LADEINFRASTRUKTUR. Ladeinfrastruktur im EU-Kontext. Verfügbar unter: nationale-leitstelle.de/ladeinfrastruktur-im-eu-kontext
200. BUNDESMINISTERIUM DER JUSTIZ UND FÜR VERBRAUCHERSCHUTZ. Gesetz zum Aufbau einer gebäudeintegrierten Lade- und Leitungsinfrastruktur für die Elektromobilität* (Gebäude-Elektromobilitätsinfrastruktur-Gesetz – GEIG) § 10 Bestehende Nichtwohngebäude mit mehr als 20 Stellplätzen. März 2021. Verfügbar unter: gesetze-im-internet.de/geig/_10.html
201. BUNDESMINISTERIUM FÜR VERKEHR. Ministerium legt Referentenentwurf zur Tankstellen-Versorgungsaufgabe vor. Mai 2024. Verfügbar unter: bmv.de/SharedDocs/DE/Artikel/StV/tankstellen-versorgungsaufgabe.html
202. NATIONALE LEITSTELLE LADEINFRASTRUKTUR. Ladeinfrastruktur für Nutzfahrzeuge. Verfügbar unter: nationale-leitstelle.de/nutzfahrzeuge
203. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG. Gebäudereport 2022. November 2022. Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg. Verfügbar unter: um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2_Presse_und_Service/Publicationen/Energie/Gebaudereport-2022-barrierefrei.pdf
204. Wärmepumpe belegt erstmals Top-Position unter den verkauften Heizsystemen – Verband fordert Klarheit über zukünftige Rahmenbedingungen. BWP | waermepumpe.de. 25. Juli 2025. Verfügbar unter: waermepumpe.de/presse/pressemitteilungen/details/waermepumpe-belegt-erstmals-top-position-unter-den-verkauften-heizsystemen-verband-fordert-klarheit-ueber-zukuenftige-rahmenbedingungen/
205. KELM, Tobias, VOGEL-SPERL, Antje, SCHMIDT, Maïke, CAPOTA, Michael, SPERBER, Evelyn, HUSENBETH, Christoph und NITSCH, Joachim. Studie Landeskonzept Kraft-Wärme-Kopplung Baden-Württemberg. 2014. Verfügbar unter: zsw-bw.de/fileadmin/user_upload/PDFs/Forschung/2014_Studie_KWK-Konzept_BW.pdf
206. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG. Nettostrom- und -wärmeerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) nach Energieträgern. 2022. Verfügbar unter: statistik-bw.de/Energie/ErzeugVerwend/EN-WK.jsp

207. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Marktstammdatenregister. Verfügbar unter: marktstammdatenregister.de/MaStR
208. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Beendete Ausschreibungen von KWK-Anlagen. 2025. Verfügbar unter: bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/KWK/BeendeteAusschreibungen/start.html
209. EUROPEAN COMMISSION. Renewable Energy Directive. 2024. Verfügbar unter: energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive-targets-and-rules/renewable-energy-directive_en
210. AMTSBLATT DER EUROPÄISCHEN UNION. RICHTLINIE (EU) 2023/2413 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES. 31. Oktober 2023. Verfügbar unter: eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=OJ:L_202302413
211. EUROPÄISCHE KOMMISSION. Over-subscribed European Hydrogen Bank auction receives 61 bids for Innovation Fund support, including 8 maritime projects – European Commission. 7. März 2025. Verfügbar unter: climate.ec.europa.eu/news-your-voice/news/over-subscribed-european-hydrogen-bank-auction-receives-61-bids-innovation-fund-support-including-8-2025-03-07_en
212. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE. H2Global – 2. Ausschreibungsrunde. 2025. Verfügbar unter: bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Wasserstoff/Foerderung-International-Beispiele/01-H2Global.html
213. HINTCO. HPA Auctions. 30. Juni 2025. Verfügbar unter: hintco.eu/hpa-auctions/
214. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT DES LANDES BADEN-WÜRTTEMBERG. Erster Fortschrittsbericht zur Wasserstoff-Roadmap Baden-Württemberg Mai 2023. 2023. Verfügbar unter: um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2_Presse_und_Service/Publikationen/Energie/Fortschrittsbericht-Wasserstoff-Roadmap-BW.pdf
215. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT DES LANDES BADEN-WÜRTTEMBERG. Fortschrittsbericht zur Wasserstoff-Roadmap für Baden-Württemberg. Baden-Württemberg.de. 2024. Verfügbar unter: um.baden-wuerttemberg.de/de/klima-energie/energiewende/wasserstoffwirtschaft/roadmap
216. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT. Förderprogramm Elektrolyseure (ELY). 19. Mai 2025. Verfügbar unter: um.baden-wuerttemberg.de/de/presse-service/foerderprogramme/energie/foerderprogramm-elektrolyseure
217. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT. Land fördert regionale Erzeugung von Wasserstoff mit 100 Millionen Euro. 21. Februar 2025. Verfügbar unter: um.baden-wuerttemberg.de/de/presse-service/presse/pressemitteilung/pid/land-foerdert-regionale-erzeugung-von-wasserstoff-mit-100-millionen-euro
218. KRAFTFAHRT-BUNDESAMT (KBA). Bestand nach ausgewählten Merkmalen (FZ 27). Bestand an Kraftfahrzeugen am 1. Juli 2025 nach Fahrzeugklassen sowie nach ausgewählten Kraftstoffarten beziehungsweise Energiequellen. 1. Juli 2025. Verfügbar unter: kba.de/DE/Statistik/Produktkatalog/produkte/Fahrzeuge/fz27_b_uebersicht.html
219. STATISTISCHES BUNDESAMT. Jährliche Rohölimporte. 19. August 2025. Verfügbar unter: destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Aussenhandel/Tabellen/rohoel-jaehrlich.html
220. STATISTISCHES BUNDESAMT. Monatliche Rohölimporte. Statistisches Bundesamt. 19. August 2025. Verfügbar unter: destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Aussenhandel/Tabellen/rohoel-monatlich.html
221. STATISTISCHES BUNDESAMT. Jährliche Erdgasimporte. Statistisches Bundesamt. 19. August 2025. Verfügbar unter: destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Aussenhandel/Tabellen/erdgas-jaehrlich.html

222. STATISTISCHES BUNDESAMT. Monatliche Erdgasimporte. Statistisches Bundesamt. 19. August 2025. Verfügbar unter: [destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Aussenhandel/Tabellen/erdgas-monatlich.html](https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Aussenhandel/Tabellen/erdgas-monatlich.html)
223. STATISTISCHES BUNDESAMT. GENESIS-Online – Statistiken. Einfuhr von Steinkohle. 19. August 2025. Verfügbar unter: www-genesis.destatis.de/datenbank/online/statistics
224. STATISTISCHES BUNDESAMT. Statistischer Bericht – Daten zur Energiepreisentwicklung – Juni 2025. Statistisches Bundesamt. 31. Juli 2025. Verfügbar unter: [destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Preise/Publikationen/Energiepreise/statistischer-bericht-energiepreisentwicklung-5619001.html](https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Preise/Publikationen/Energiepreise/statistischer-bericht-energiepreisentwicklung-5619001.html)
225. BDEW. BDEW-Strompreisanalyse Juli 2025. Verfügbar unter: [bdew.de/media/documents/BDEW_Strompreisanalyse_072025_1.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/BDEW_Strompreisanalyse_072025_1.pdf)
226. WEBER, Andreas, EBERT, Marcel, HORBACH, Lisa und REICHMUTH, Matthias. Jährlicher Energiepreisbericht für 2024 veröffentlicht. 22. September 2025. Verfügbar unter: [um.baden-wuerttemberg.de/de/presse-service/meldung/pid/jaehrlicher-energiepreisbericht-fuer-2024-veroeffentlicht](https://www.um.baden-wuerttemberg.de/de/presse-service/meldung/pid/jaehrlicher-energiepreisbericht-fuer-2024-veroeffentlicht)
227. STATISTISCHES BUNDESAMT. Statistischer Bericht – Daten zur Energiepreisentwicklung – Juli 2025. Statistisches Bundesamt. 29. August 2025. Verfügbar unter: [destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Preise/Publikationen/Energiepreise/statistischer-bericht-energiepreisentwicklung-5619001.html](https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Preise/Publikationen/Energiepreise/statistischer-bericht-energiepreisentwicklung-5619001.html)
228. BUNDESKARTELLAMT. Sektoruntersuchung Fernwaerme – Abschlussbericht gemäß § 32e GWB. 2012. Verfügbar unter: [bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Sektoruntersuchungen/Sektoruntersuchung%20Fernwaerme%20-%20Abschlussbericht.pdf](https://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Sektoruntersuchungen/Sektoruntersuchung%20Fernwaerme%20-%20Abschlussbericht.pdf)
229. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Monitoringbericht 2023. Verfügbar unter: [data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht-Energie2023.pdf](https://www.data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht-Energie2023.pdf)
230. BUNDESNETZAGENTUR. Monitoringbericht 2024. 2025. Verfügbar unter: [data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht-Energie2024.pdf](https://www.data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht-Energie2024.pdf)
231. EUROSTAT. Gas prices for household consumers – bi-annual data (from 2007 onwards). 21. Mai 2025. Verfügbar unter: ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_PC_202/default/table?lang=de
232. EUROSTAT. Gas prices for non-household consumers – bi-annual data (from 2007 onwards). 21. Mai 2025. Verfügbar unter: ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_pc_203__custom_17829441/default/table
233. DEUTSCHE EMISSIONSHANDELSSTELLE (DEHST). Deutsche Versteigerungen von Emissionsberechtigungen – Jahresbericht 2024. 31. März 2025. Verfügbar unter: [dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/versteigerung/2024/2024_Jahresbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=5](https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/versteigerung/2024/2024_Jahresbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=5)
234. DEUTSCHE EMISSIONSHANDELSSTELLE (DEHST). Auktionierung (EU-ETS 1): Deutsche Versteigerungen von Emissionsberechtigungen. Zweites Quartal 2025. Juli 2025. Verfügbar unter: [dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/versteigerung/2025/2025_Bericht_Q2.pdf?__blob=publicationFile&v=5](https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/versteigerung/2025/2025_Bericht_Q2.pdf?__blob=publicationFile&v=5)
235. DEUTSCHE EMISSIONSHANDELSSTELLE (DEHST). DEHSt – Verkauf und Handel. 12. Januar 2024. Verfügbar unter: [dehst.de/DE/Themen/nEHS/Verkauf-Versteigerung/verkauf-versteigerung_node.html](https://www.dehst.de/DE/Themen/nEHS/Verkauf-Versteigerung/verkauf-versteigerung_node.html)
236. DEUTSCHE EMISSIONSHANDELSSTELLE (DEHST). Nationales Emissionshandelssystem (nEHS). Verkauf nationaler Emissionszertifikate. Bericht zum vierten Quartal und Gesamtjahr 2024. Januar 2025. Verfügbar unter: [dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/nehs/verkaufsberichte-nehs/2024/2024-Q4-verkaufsbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=3](https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/nehs/verkaufsberichte-nehs/2024/2024-Q4-verkaufsbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=3)

237. UMWELTBUNDESAMT. Einnahmen aus dem Emissionshandel erneut auf Rekordniveau. Umweltbundesamt. 7. Januar 2025. Verfügbar unter: umweltbundesamt.de/presse/pressemitteilungen/einnahmen-aus-dem-emissionshandel-erneut-auf
238. ENERGATE MESSENGER. Hydrex – Wasserstoff-Index · Gas, Öl & Wasserstoff · Markt | energate messenger+. 25. September 2024. Verfügbar unter: energate-messenger.de/market/gas-oil-and-h2/group/209600-hydrex-wasserstoff-index
239. ENERGATE MESSENGER. Hydrex – Wasserstoff-Index. Gas, Öl & Wasserstoff. Markt | energate messenger. 25. August 2025. Verfügbar unter: energate-messenger.de/market/gas-oil-and-h2/group/209600-hydrex-wasserstoff-index
240. EEX-TRANSPARENCY. EEX-Transparency: Germany. HYDRIX. 25. August 2025. Verfügbar unter: eex-transparency.com/hydrogen/germany
241. H2 MOBILITY DEUTSCHLAND. H2.LIVE: Wasserstofftankstellen in Deutschland & Europa. H2.LIVE. 2024. Verfügbar unter: h2.live/
242. BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT (BDEW). BDEW-Strompreisanalyse Juli 2022. 2021. Verfügbar unter: bdew.de/media/documents/220727_BDEW-Strompreisanalyse_Juli_2022.pdf
243. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN-WÜRTTEMBERG. Stromabsatz und Erlöse nach Verbrauchergruppen. Verfügbar unter: statistischebibliothek.de/mir/receive/BWSerie_mods_00000174
244. STATISTISCHE ÄMTER DES BUNDES UND DER LÄNDER. Energieverbrauch des Verarbeitenden Gewerbes, Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden in Baden-Württemberg. Verfügbar unter: destatis.de/GPStatistik/receive/BWSerie_serie_00000468
245. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG. Kläranlagen mit Klärgasgewinnung und Stromerzeugung seit 1980 nach Art der Verwendung. Verfügbar unter: statistik-bw.de/Energie/ErzeugVerwend/EN_Klaergas.jsp
246. BUNDESMINISTERIUM DER FINANZEN (BMF). 29. Subventionsbericht des Bundes. 2023. Verfügbar unter: bundesfinanzministerium.de/Monatsberichte/2023/11/Inhalte/Kapitel-3-Analysen/3-4-29-subventionsbericht-pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=1
247. KfW BANKENGRUPPE. Förderreport KfW Bankengruppe – Stichtag: 31. Dezember 2021. Verfügbar unter: kfw.de/Presse-Newsroom/Pressematerial/F%C3%B6rderreport/KfW-F%C3%B6rderreport_2021.pdf
248. STATISTIK DER KOHLENWIRTSCHAFT E. V. Entwicklung ausgewählter Energiepreise. Verfügbar unter: kohlenstatistik.de/daten-fakten
249. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE. Energiedaten: Gesamtausgabe. Verfügbar unter: web.archive.org/web/20220303154159/https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html
250. Strukturdaten zur Produktion und Beschäftigung im Baugewerbe. Endbericht zu den Berechnungen für das Jahr 2024. 25. Juli 2025. Verfügbar unter: bbsr.bund.de/BBSR/DE/forschung/programme/zb/Auftragsforschung/1Wertschoepfung/2008/StrukturdatenBaugewerbe/Downloads/dl-strukturdaten-endbericht-2024.pdf?__blob=publicationFile&v=2
251. FICHTNER ET AL. Evaluation des Marktanreizprogramms zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt. 2019. Verfügbar unter: bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Evaluationen/Foerdermassnahmen/evaluation-marktanreizprogramms-2018.pdf?__blob=publicationFile&v=1
252. DEUTSCHES INSTITUT FÜR WIRTSCHAFTSFORSCHUNG E. V. Trendwende in der Bauwirtschaft in Sicht – politischer Handlungsdruck nimmt dennoch zu. 8. Januar 2025. Verfügbar unter: diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.931562.de/25-1-1.pdf

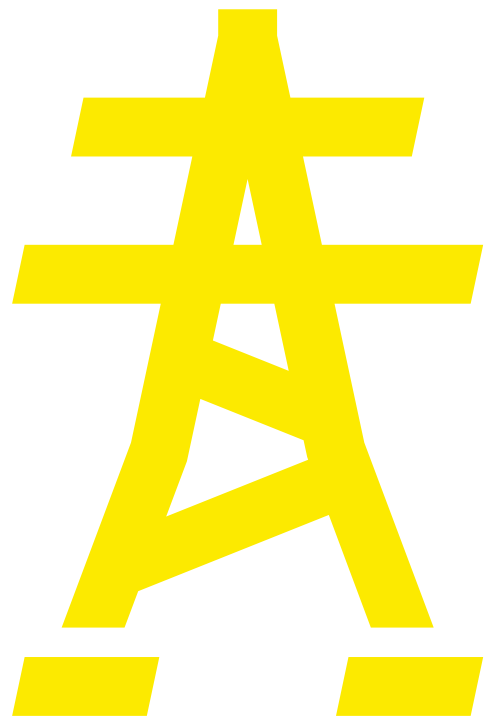
253. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRT-
TEMBERG. Baupreisentwicklung, Zeitreihe. Ver-
fügbar unter: [statistik-bw.de/GesamtwBranchen/
KonjunktPreise/BPI-LR.jsp](http://statistik-bw.de/GesamtwBranchen/KonjunktPreise/BPI-LR.jsp)

254. KRAFTFAHRT-BUNDESAMT. Neuzulassungen
von Kraftfahrzeugen nach Umwelt-Merkmalen (FZ
14). Verfügbar unter: [kba.de/DE/Statistik/Produkt-
katalog/produkte/Fahrzeuge/fz14_n_uebersicht.
html](http://kba.de/DE/Statistik/Produktkatalog/produkte/Fahrzeuge/fz14_n_uebersicht.html)

255. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRT-
TEMBERG. Endenergieverbrauch des Verkehrs
nach Energieträgern und Verkehrszweigen. Verfüg-
bar unter: [statistik-bw.de/Energie/Energiebilanz/
LRt1507.jsp](http://statistik-bw.de/Energie/Energiebilanz/LRt1507.jsp)

256. STATISTISCHES BUNDESAMT. Fahrleistung
und Kraftstoffverbrauch inländischer Personen-
kraftwagen. Statistisches Bundesamt. Dezember
2020. Verfügbar unter: [destatis.de/DE/Themen/
Gesellschaft-Umwelt/Umwelt/UGR/verkehr-touris-
mus/Tabellen/fahrleistungen-kraftstoffverbrauch.
html](http://destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Umwelt/UGR/verkehr-tourismus/Tabellen/fahrleistungen-kraftstoffverbrauch.html)

257. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRT-
TEMBERG. Bruttoinlandsprodukt und Bruttowert-
schöpfung in Baden-Württemberg nach Wirt-
schaftsbereichen in jeweiligen Preisen. Verfügbar
unter: [statistik-bw.de/GesamtwBranchen/VGR/
LRtBWSjewPreise.jsp](http://statistik-bw.de/GesamtwBranchen/VGR/LRtBWSjewPreise.jsp)



Abbildungsverzeichnis

- 27 Abbildung 1: Entwicklung des konventionellen Kraftwerkparks (> 10 MW) in Baden-Württemberg bis 2027.
- 36 Abbildung 2: Redispatchmengen in der Regelzone der TransnetBW von 2014-2024 in GWh.
- 39 Abbildung 3: Entwicklung des SAIDI in Deutschland im Zeitraum von 2008 bis 2024.
- 40 Abbildung 4: Vergleich des SAIDI in Baden-Württemberg und im Bundesdurchschnitt seit 2008.
- 41 Abbildung 5: Zeitliche Entwicklung der auf die Stromkreislänge bezogenen kurzschlussartigen Fehler gemäß FNN-Statistik.
- 43 Abbildung 6: Entwicklung der Neuinstallationen von Batteriespeichern in Baden-Württemberg.
- 44 Abbildung 7: Gesetzlicher Smart-Meter-Rolloutfahrplan.
- 54 Abbildung 8: Entwicklung der Erzeugungsleistung erneuerbarer Energien (Säulen) sowie der gesicherten Leistung (Linie) in Baden-Württemberg.
- 55 Abbildung 9: Entwicklung der Bruttostromerzeugung nach Energieträgern sowie des Bruttostromverbrauchs im Zeitraum von 2010 bis 2023 in Baden-Württemberg.
- 56 Abbildung 10: Kommerzieller Außenhandel zwischen Baden-Württemberg und dem benachbarten Ausland in den Jahren 2020 bis 2024.
- 57 Abbildung 11: Physikalische Stromflüsse zwischen Baden-Württemberg und dem benachbarten Ausland in den Jahren 2020 bis 2024.
- 59 Abbildung 12: Übersicht Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG).
- 62 Abbildung 13: Bewohnte Wohnungen beziehungsweise Haushalte in Wohngebäuden (ohne Nichtwohngebäude) nach überwiegender Heizart in Baden-Württemberg.
- 63 Abbildung 14: Fertig gestellte Neubauten (Wohn- und Nichtwohngebäude) in Baden-Württemberg seit 1985 nach überwiegender Heizenergie.
- 64 Abbildung 15: Entwicklung des Beitrags der erneuerbaren Energien zur Wärmebereitstellung in absoluten Werten (Flächen) sowie als Anteil am gesamten Endenergieverbrauch zur Wärmebereitstellung ohne Strom (Linie).
- 65 Abbildung 16: Anlagen zur Nutzung solarer Nah- und Fernwärme in Deutschland.
- 66 Abbildung 17: Endenergieverbrauch Fernwärme nach Sektoren in Baden-Württemberg.
- 67 Abbildung 18: Zusammensetzung des Energieträgereinsatzes zur Fernwärmeerzeugung in Baden-Württemberg.
- 74 Abbildung 19: Ursprüngliche Planung, derzeitiger Ausbau- und Planungsstand der Netzausbauvorhaben gemäß BBPlG (Q2/2025).

- 75 Abbildung 20: Ursprüngliche Planung, derzeitiger Ausbau- und Planungsstand der Netzausbauvorhaben gemäß BBPlG in Baden-Württemberg (Stand Q2/2025).
- 76 Abbildung 21: Ursprüngliche Planung, derzeitiger Ausbau- und Planungsstand der Netzausbauvorhaben gemäß EnLAG (Q2/2025).
- 79 Abbildung 22: Füllstand der Gasspeicher in den Gaswirtschaftsjahren (GWJ) 2013/2014 bis 2024/2025.
- 81 Abbildung 23: Wasserstoff-Kernnetz gemäß der Genehmigung vom 22. Oktober 2024.
- 85 Abbildung 24: Entwicklung des Endenergieverbrauchs in Baden-Württemberg nach Sektoren (links) und nach Energieträgern (rechts).
- 81 Abbildung 25: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs in Baden-Württemberg nach Energieträgern.
- 86 Abbildung 26: Erdgasverbrauch in Baden-Württemberg nach Anwendungsbereichen.
- 87 Abbildung 27: Entwicklung der temperaturbereinigten Primär- und Endenergieproduktivität sowie Stromproduktivität in Baden-Württemberg (Index 2010 =100).
- 88 Abbildung 28: Entwicklung der temperaturbereinigten Endenergieproduktivität im Sektor Industrie und im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) in Baden-Württemberg.
- 89 Abbildung 29: Entwicklung von Bruttowertschöpfung (preisbereinigt und verkettet), Brennstoff- und Stromverbrauch (temperaturbereinigt) im verarbeitenden Gewerbe in Baden-Württemberg (2015 = 100 Prozent).
- 90 Abbildung 30: Verteilung von Bruttowertschöpfung, Stromverbrauch und Brennstoffverbrauch des verarbeitenden Gewerbes nach Wirtschaftszweigen im Jahr 2022.
- 90 Abbildung 31: Stromproduktivität (preis- und temperaturbereinigt) nach Wirtschaftszweigen.
- 91 Abbildung 32: Brennstoffproduktivität (preis- und temperaturbereinigt) nach Wirtschaftszweigen.
- 92 Abbildung 33: Entwicklung des spezifischen und absoluten Endenergieverbrauchs privater Haushalte zur Raumwärme- und Warmwasserbereitung in Baden-Württemberg.
- 93 Abbildung 34: Inanspruchnahme von geförderten Bundesberatungen und Bundesförderprogrammen in Baden- Württemberg bezogen auf die bundesweite Inanspruchnahme.
- 94 Abbildung 35: Inanspruchnahme der geförderten BEG-Bausteine der KfW in Baden- Württemberg bezogen auf die bundesweite Inanspruchnahme.
- 97 Abbildung 36: Entwicklung der Endenergieeinsparung durch Abwärmenutzung in Baden-Württemberg im Vergleich zum Zielpfad.
- 100 Abbildung 37: Monatliche Neuzulassungen von BEV und PHEV für Baden-Württemberg seit 2022.
- 101 Abbildung 38: Kumulierte Anzahl der Elektrofahrzeuge und deren Stromverbrauch in Baden-Württemberg.

- 102 Abbildung 39: Anteil der Elektrofahrzeuge (E-Kfz und Plug-in-Hybride) am Pkw-Bestand und an den Pkw-Neuzulassungen ausgehend von 2017 für das Land Baden-Württemberg.
- 103 Abbildung 40: Anzahl der Elektrofahrzeuge (rein batterieelektrische Pkw und Plug-in-Hybride) in den Stadt- und Landkreisen Baden-Württembergs (Stand: 1. Januar 2025) (links) sowie öffentlich zugängliche Ladepunkte für Elektrofahrzeuge je Gemeinde in Baden-Württemberg (Stand: April 2025) (rechts).
- 104 Abbildung 41: Verhältnis der Ladepunkte zur Anzahl an Elektrofahrzeugen.
- 107 Abbildung 42: Entwicklung der elektrischen KWK-Leistung in Baden-Württemberg nach Energieträgern.
- 108 Abbildung 43: Entwicklung der KWK-Nettostromerzeugung nach Erzeugungsbereichen und des KWK-Anteils in Baden-Württemberg.
- 108 Abbildung 44: Entwicklung der KWK-Wärmeerzeugung nach Erzeugungsbereichen in Baden-Württemberg.
- 113 Abbildung 45: Monatliche Einfuhrpreise fossiler Energieträger von Januar 2005 bis Juni 2025.
- 114 Abbildung 46: Durchschnittliche Strompreise und deren Bestandteile für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 3.500 Kilowattstunden.
- 115 Abbildung 47: Durchschnittliche Strompreise (nominal) für Nichthaushaltskunden von 2010 bis 2024.
- 116 Abbildung 48: Zusammensetzung der Gaspreise für Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden zum Stichtag 1. April 2024.
- 118 Abbildung 49: Wasserstoff-Preisindex Hydex.
- 120 Abbildung 50: Aggregierte Letztverbraucherausgaben für Strom in Baden-Württemberg.
- 121 Abbildung 51: Entwicklung der Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen in Baden-Württemberg.
- 122 Abbildung 52: Entwicklung der aggregierten Letztverbraucherausgaben für Kraftstoffe in Baden-Württemberg.
- 123 Abbildung 53: Entwicklung der gesamten aggregierten Letztverbraucherausgaben für Energie in Baden-Württemberg.
- 123 Abbildung 54: Anteil der Letztverbraucherausgaben für Strom, Wärme und Kraftstoffe am nominalen Bruttoinlandsprodukt in Baden-Württemberg.

- 28 Tabelle 1: Inbetriebnahme, Stilllegung und Zuweisung zur Netzreserve von Kraftwerken in Baden-Württemberg in den Jahren 2021 bis 2027.
- 29 Tabelle 2: Zur Stilllegung vorgesehene Kraftwerke in Baden-Württemberg (Ausschreibungen zum Kohleausstieg).
- 33 Tabelle 3: Übersicht der Maßnahmen zur Reserveleistungsvorhaltung.
- 35 Tabelle 4: Bundesweite Entwicklung der Redispatchmengen und -kosten.
- 47 Tabelle 5: Übersicht über die EEG-Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land.
- 50 Tabelle 6: Übersicht über die EEG-Ausschreibungen des ersten Segments (Photovoltaik-Freiflächenanlagen).
- 51 Tabelle 7: Übersicht über PV-Anlagen im Rahmen der Innovationsausschreibungen.
- 52 Tabelle 8: Übersicht über die EEG-Ausschreibungen für Anlagen des zweiten Segments (Photovoltaik-Dachanlagen).
- 72 Tabelle 9: Umsetzungsstand der Netzausbauvorhaben des Bundesbedarfsplangesetzes im Verantwortungsbereich der TransnetBW GmbH und durch andere Übertragungsnetzbetreiber durchzuführende Maßnahmen in Baden-Württemberg (Stand 10/2025).
- 83 Tabelle 10: Geförderte Trassenkilometer von Wärmenetzen in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von KfW-/BAFA-Daten.
- 107 Tabelle 11: Entwicklung der KWK-Nettostromerzeugung nach Erzeugungsbereichen und des KWK-Anteils in Baden-Württemberg.
- 109 Tabelle 12: Übersicht über die Ausschreibungen für KWK-Anlagen und innovative KWK-Systeme.



Bildnachweis

Titelseite: © rkbox / stock.adobe.com
Seite 2: © dirk / stock.adobe.com
Seite 4: © reisezielinfo / freepik.com
Seite 8: © fineart-collection / stock.adobe.com
Seite 10: © Björn Hänssler / Umweltministerium
Seite 24: © backyardpix / stock.adobe.com
Seite 26: © focus finder / stock.adobe.com
Seite 30: © Marc / freepik.com
Seite 49: © Markus Keller / stock.adobe.com
Seite 58: © Skórzewiak / stock.adobe.com
Seite 70: © Nordreisender / stock.adobe.com
Seite 84: © Markus Keller / stock.adobe.com
Seite 98: © Petair / stock.adobe.com
Seite 105: © A.Freund / stock.adobe.com
Seite 111: © rkbox / stock.adobe.com
Seite 112: © Halfpoint / stock.adobe.com

Impressum

Im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg

Tobias Kelm, Dr. Peter Bickel, Marcel Klingler, Daniel Stauch, Henning Jachmann

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW)

Herausgeber

Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg

Kernerplatz 9, 70182 Stuttgart

Telefon: +49 711 126-0

Fax: +49 711 126-2881

Internet: um.baden-wuerttemberg.de

E-Mail: poststelle@um.bwl.de

Redaktion

Tobias Kelm, Dr. Peter Bickel, Marcel Klingler

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW)

Dr. Thilo Grau, Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg

Gestaltung

Layoutlounge – Büro für Gestaltung, Brandmair & Bausch GbR, 70794 Filderstadt

Stand: 19. November 2025