



Monitoring der Energiewende

in Baden-Württemberg
Statusbericht 2024



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
54	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

60	3.2 Beheizungsstrukturen und erneuerbare Energien im Wärmesektor
65	3.3 Fernwärme
67	3.4 Versorgungssicherheit
68	4 Infrastrukturen für die Energiewende
68	4.1 Stromnetze
75	4.2 Erdgasinfrastruktur
78	4.3 Wärmenetze
80	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
94	6 Sektorenkopplung

94	6.1 Stromeinsatz im Verkehr
99	6.2 Stromeinsatz im Wärmesektor
100	6.3 Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung in Baden-Württemberg
104	6.4 Wasserstoff
106	7 Ausgewählte ökonomische Aspekte der Energiewende
106	7.1 Entwicklung der Energiepreise und -kosten
112	7.2 Energiewirtschaftliche Gesamtrechnung
118	Literaturverzeichnis
135	Abbildungsverzeichnis / Tabellenverzeichnis
140	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 vorliegenden 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 1,8 GW konventionelle Kraftwerksleistung zugebaut (vorwiegend Steinkohle und Erdgas). Demgegenüber steht eine stillgelegte Leistung von knapp 3,3 GW (Stand: Juli

2024) im selben Zeitraum. Zusätzlich befinden sich etwa 2,2 GW in der Netzreserve.

Das Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG) setzt die Rahmenbedingungen für den bundesweiten Ausstieg aus der Kohleverstromung. Der Ausstieg erfolgt zweigeteilt. Zunächst erfolgt die Stilllegung über Ausschreibung (letzte Ausschreibungsrunde im Juni 2023) mit dem letzten Befehlsverbot für 2027. Im Zuge dieser Ausschreibungen haben vier Kraftwerksblöcke in Baden-Württemberg einen Zuschlag erhalten. Damit gehen bis 2027 insgesamt circa 980 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 Alter der Anlagen regelt.

Neue Kraftwerkskapazitäten werden durch die Inbetriebnahme von umgestellten Kraftwerksblöcken an drei Standorten hinzukommen. In Stuttgart Münster, 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.

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, die Deckung der Stromnachfrage 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 2031 die Lastdeckung zu jeder Stunde möglich. Die zulässigen Zuverlässigkeitsstandards werden übererfüllt, und die Anzahl der erwarteten unterdeckten Stunden beziehungsweise Mengen bewegen sich auf einem sehr niedrigen Niveau.

Neben der marktseitigen Versorgungssicherheit ist auch die netzseitige Versorgungssicherheit weiterhin grundsätzlich beherrschbar. Dazu 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. Maßnahmen zur Anpassung der Wirkleistungseinspeisung von Kraftwerken durch den Übertragungsnetzbetreiber, die dazu dienen, auftretende Netzengpässe zu ver-

meiden oder zu beseitigen, werden als Redispatch bezeichnet. Die Redispatchmengen in der Regelzone der TransnetBW lagen im Jahr 2023 bei 3.874 GWh. Damit sind sie im Vergleich zum Vorjahr um 21 Prozent gesunken. Fast der gesamte Bedarf entfiel dabei auf Maßnahmen zur Wirkleistungserhöhung. Deutschlandweit ist der Anteil der TransnetBW an der gesamten Wirkleistungsanforderung um 5 Prozentpunkte gesunken und liegt bei rund 16 Prozent.

Der gesamte in Deutschland abgerufene Netzreservebedarf belief sich im Jahr 2023 auf 1.149 GWh. Damit wurde der bundesweite, zuvor durch die vier Übertragungsnetzbetreiber ermittelte Netzreservebedarf von 4,6 GW in der Praxis deutlich unterschritten. Für den kommenden Winter 2024/2025 haben die Übertragungsnetzbetreiber einen Bedarf von 6,9 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 2023 fast 90.000 neue Batteriespeicher installiert, der Bestand wuchs damit auf 186.000 Einheiten. Ein wesentlicher Schritt zur Digitalisierung der Energiewende und zur Erschließung künftiger Flexibilitätsoptionen soll auch mit dem Smart-Meter-Rollout erfolgen. Der auf Bundesebene eingesetzte gesetzliche Rolloutfahrplan nimmt nach anfänglichen Schwierigkeiten an Geschwindigkeit auf.

Die durchschnittliche Unterbrechungsdauer der Stromversorgung pro Endkunde (SAIDI) lag im Jahr 2023 bundesweit bei 12,8 Minuten. Die Unterbrechungsdauer ist im Vergleich zum Vorjahr um 0,6 Minuten gestiegen und bewegt sich weiterhin auf einem niedrigen Niveau. Für Baden-Württemberg ist der SAIDI im Jahr 2023 entgegen dem Bundestrend nach einem deutlichen Anstieg im Vorjahr wieder gesunken. Mit 14,7 Minuten liegt der Wert zwar weiterhin über dem Bundesniveau, bewegt sich aber innerhalb eines erwartbaren Schwankungsbereichs.

Stromerzeugung und Stromverbrauch

Die Bruttostromerzeugung in Baden-Württemberg lag nach ersten Berechnungen mit gut 37 TWh auf dem niedrigsten Niveau seit vielen Jahren. Zum einen ging im Zuge des Kernenergieausstiegs die Stromerzeugung aus Kernenergie stark zurück. Zum anderen lag die Kohlestromerzeugung ähnlich wie auf Bundesebene auf sehr niedrigem Niveau. Weiter zugelegt hat die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Insgesamt ist die Bruttostromerzeugung im Land um fast 17 TWh beziehungsweise 31 Prozent gefallen.

Der Bruttostromverbrauch im Jahr 2023 ist auf knapp 66 TWh gesunken und lag damit auf dem Niveau des Jahres 2020, in dem der Verbrauch aufgrund der Corona-Maßnahmen massiv gesunken war. Zum Rückgang von 2 TWh gegenüber dem Vorjahr hat einerseits der konjunkturbedingte niedrigere Stromverbrauch in der Industrie geführt. Andererseits ist dies dem erheblichen Rückgang der Bruttostromerzeugung zuzurechnen, der zu einem niedrigeren Kraftwerkseigenverbrauch geführt hat. Letzterer geht in den Bruttostromverbrauch ein.

Das niedrige Erzeugungsniveau im Land führte bei nur leicht gesunkenem Stromverbrauch zu einer Verdopplung des Netto-Stromimports auf 29 TWh. Das heißt, dass 44 Prozent des Bruttostromverbrauchs durch außerhalb Baden-Württembergs erzeugten Strom gedeckt wurden.

Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

Der Beitrag der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung wuchs auf gut 20 TWh, womit im Jahr 2023 rund 55 Prozent der landesweiten Bruttostromerzeugung bereitgestellt wurden. Da die Bruttostromerzeugung in Baden-Württemberg insgesamt stark rückläufig war (siehe oben), ist der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung sehr deutlich gestiegen. Bezogen auf den Bruttostromverbrauch liegt der Anteil der EE-Stromerzeugung im Land bei rund 31 Prozent.

Der Neuanlagenzubau von Windenergieanlagen bleibt – trotz einer leichten Steigerung – weiter deutlich hinter den gesteckten Zielen zurück. Nach 5 Neuanlagen mit insgesamt 21 MW im Jahr 2022 wurden 2023 insgesamt 16 Anlagen mit einer Leis-

tung von 62 MW installiert. Bis September des laufenden Jahres 2024 folgten 8 Neuinbetriebnahmen mit 38 MW. Die Anzahl neu genehmigter Anlagen legte leicht von 50 (2022) auf 53 WEA (2023) zu. Insgesamt sind zum Auswertungstichtag 9. September 2024 159 WEA mit 751 MW genehmigt und noch nicht in Betrieb. 155 WEA mit einer Leistung von 888 MW befinden sich zudem in laufenden Genehmigungsverfahren. Mit rund 2.000 MW Neuanlagen war das Zubaujahr 2023 ein Rekordjahr für die Photovoltaik in Baden-Württemberg. Im Jahr 2024 wurden bis Ende August bereits rund 1.250 MW PV-Leistung installiert.

Mit der Verabschiedung des EEG 2023 wurden zahlreiche Neuerungen und Verbesserungen umgesetzt, die sich auch auf den EE-Zubau in Baden-Württemberg auswirken werden. Übergeordnet wurde die Zielarchitektur angepasst; bis zum Jahr 2030 sollen nunmehr 80 Prozent des Stroms aus erneuerbaren Energien stammen. Dementsprechend wurden die Ausbauziele und die Ausschreibungsvolumina erhöht. Mit dem Solarpaket I wurden weitere Verbesserungen für neue Photovoltaikanlagen umgesetzt. Die Umsetzung der Beschleunigungsgebiete in deutsches Recht soll die Zulassung von Vorhaben vereinfachen und beschleunigen. Weiterhin hat der Gesetzgeber mit einer Novelle des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (BImSchG) einen wichtigen Beitrag zur Beschleunigung und Entbürokratisierung von Genehmigungsverfahren von Windenergieanlagen geleistet.

Energiewende im Wärmesektor

Erneuerbare Energien sind bei fertiggestellten Neubauten von Wohn- und Nichtwohngebäuden seit einigen Jahren die dominierende Art der Beheizung (nach überwiegender Heizenergie). Im Jahr 2023 wurden erstmalig über 75 Prozent der Neubauten mit erneuerbaren Energien als überwiegende Heizenergie fertiggestellt, davon der Großteil Wärmepumpen. Jedoch kommt den Neubauten bei der Wärmewende aufgrund ihres geringen Heizwärmebedarfs und des vergleichsweise geringen Anteils am Gebäudebestand bei der Wärmewende eine geringere Bedeutung zu als den Bestandsgebäuden. Im Bestand dominieren nach wie vor die fossilen Heizarten Heizöl und Erdgas. Daher setzten viele Instrumente zur Erreichung der Ziele im Wärmesektor im Bestandsbereich an.

Auf Bundesebene ist ordnungsrechtlich das novelierte GEG der Grundbaustein und auf Landesebene wirkt dazu ergänzend das EWärmeG. Ebenfalls setzen Förderinstrumente auf Bundesebene (Bundesförderung für effiziente Gebäude – BEG- und Bundesförderung für effiziente Wärmenetze – BEW) sowie ergänzend auf Landesebene (mit verschiedenen Förderprogrammen) verschiedene Anreize für Investitionen in einen klimaneutralen Gebäudebestand. Auf kommunaler Ebene ist die kommunale Wärmeplanung ein wichtiger Baustein.

Der Beitrag der erneuerbaren Energien im Wärmesektor ist auf rund 18 Prozent gewachsen. Nach wie vor dominiert mit Abstand die direkte Nutzung von Holz zur Wärmeerzeugung in Einzelanlagen.

Bei der Versorgungssicherheit im Wärmesektor steht die Versorgung mittels Wärmenetzen sowie mit Erdgas als leitungsgebundenem Energieträger im Fokus. Die Versorgungssicherheit bei der Versorgung mit Erdgas wird im Infrastruktur-Kapitel erläutert. Von großer Bedeutung ist bei Wärmenetzen der Einsatz von Ersatz- beziehungsweise Redundanzanlagen, die mit Blick auf die Transformation hin zu klimaneutralen Wärmenetzen auch Teil der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze sind.

Entwicklung des Energieverbrauchs und der Energieeffizienz

Nach einem deutlichen Rückgang im Vorjahr (-3,4 Prozent) ist der Endenergieverbrauch in Baden-Württemberg im Jahr 2023 nach ersten Berechnungen abermals gesunken (-2,5 Prozent). Er liegt damit auf dem niedrigsten Stand seit Jahrzehnten. Zum einen führten die milden Witterungsbedingungen zu einem Rückgang des Energieverbrauchs. Zum anderen sanken die Energieverbräuche in der Industrie und im GHD-Bereich aufgrund der konjunkturellen Entwicklung (preisbereinigtes und verkettetes Bruttoinlandsprodukt in Baden-Württemberg 2023: -0,6 Prozent).

Der Primärenergieverbrauch in Baden-Württemberg lag nach ersten Berechnungen bei rund 1.145 PJ und damit – ebenso wie der Endenergieverbrauch – auf dem niedrigsten Stand seit Jahrzehnten. Neben dem bereits geschilderten witterungs- und konjunkturbedingten Rückgang schlägt sich im Primärenergieverbrauch 2023 der Kernenergieausstieg stark nieder, der zum 1. April 2023 voll-

zogen wurde. Der Primärenergieverbrauch ist damit insgesamt um rund 11 Prozent gesunken.

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 rückläufig. Der starke Rückgang des Verbrauchs 2021 ist den Vorzieheffekten beim Heizölabsatz im Jahr 2020 und dem geringen Absatz 2021 zuzurechnen. 2022 und 2023 war eine weitere Senkung aufgrund der milden Witterung zu verzeichnen.

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 2024 bundesweit bei mittlerweile rund 12.200 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 2022 einen Planfeststellungsbescheid erhalten oder es ist bereits der Spatenstich erfolgt.

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 280 fehlenden Kilometern von einer Fertigstellung im Jahr 2030 ausgegangen. Für Baden-Württemberg sind alle Vorhaben abgeschlossen.



Die Gasversorgung in Deutschland ist Stand Oktober 2024 stabil und gesichert. Eine Gasmangellage im vorangegangenen Winter 2023/2024 konnte vermieden werden. Die Erdgasspeicher haben bereits im Juni das Speicherziel von 75 Prozent erreicht und waren Ende September 2024 zu über 95 Prozent gefüllt, wodurch das Speicherziel für den 1. November bereits vorzeitig erreicht wurde. Im Jahr 2023 hat Deutschland 968 TWh Erdgas importiert, was einen deutlichen Rückgang im Vergleich zu 2022 (1.437 TWh) darstellt. Norwegen, die Niederlande und Belgien waren die Hauptlieferanten. Die Bedeutung der LNG-Terminals für die deutsche Erdgasinfrastruktur hat zugenommen und im Jahr 2023 wurden über diese insgesamt knapp 70 TWh Erdgas nach Deutschland importiert.

Die Bundesnetzagentur bewertet die Gasversorgung im Jahr 2023 weiter als sehr zuverlässig. Der SAIDI Gas verringerte sich auf 1,26 Minuten und verbesserte sich damit gegenüber dem Vorjahr (1,52 Minuten). Der überwiegende Anteil der Unterbrechungsdauer entfiel mit 0,97 Minuten auf Haushalts- und Kleinverbraucher.

Die Bundesnetzagentur gibt an, dass die Gasversorgung in Deutschland (Stand: Oktober 2024) stabil und die Versorgungssicherheit gewährleistet ist. Die Gefahr einer angespannten Gasversorgung schätzt die Bundesnetzagentur derzeit als gering ein. Die Notwendigkeit eines sparsamen Umgangs mit Gas wird von der Bundesnetzagentur betont.

In Baden-Württemberg sind hochgerechnet 845 Wärmenetze in Betrieb, die insgesamt eine Trassenlänge von 4.255 km umfassen (AGFW, Stand 2021). Dies entspricht einem Anteil von knapp 13 Prozent an der bundesweit verbauten Trassenlänge.

Die Wasserstoffstrategie der Bundesregierung wurde 2023 weiterentwickelt. Bis 2030 soll Deutschland mit einer Erzeugungskapazität von 10 GW grünen Wasserstoff produzieren können. 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 15 Tankstellen und wird insbesondere für Lkws weiter ausgebaut.

Entwicklung der Sektorenkopplung

Im Wärme- und Verkehrsbereich soll durch die Elektrifizierung ein Beitrag dazu geleistet werden, erneuerbare Energien mehr und mehr auch zu Heiz- und Mobilitätszwecken zu nutzen. Im Verkehrsbereich ist die Zahl der Neuzulassungen von

Elektrofahrzeugen im vergangenen Jahr deutlich zurückgegangen. Dies spiegelt sich auch in der Durchdringung mit Blick auf die gesamte Menge an Fahrzeugen wider, die nur leicht gestiegen ist. Der Stromverbrauch für die Elektromobilität ist in Baden-Württemberg im Verhältnis zu den Neuzulassungen stärker angestiegen. Mit circa 590 GWh beziehungsweise 0,9 Prozent ist der Anteil der Elektromobilität am Bruttostromverbrauch in Baden-Württemberg aber weiterhin gering.

Die Importstrategie für Wasserstoff und Wasserstoffderivate ist zentraler Bestandteil der deutschen Wasserstoffpolitik und wurde im Juli 2024 vom Bundeskabinett verabschiedet. Diese soll eine stabile, sichere und diversifizierte Versorgung sicherstellen und umfasst neben Wasserstoff auch diverse Derivate wie Ammoniak, Methanol, Naphtha und strombasierte Kraftstoffe. Baden-Württemberg treibt den Anschluss an das deutsche Wasserstoff-Kernnetz voran und betont im Fortschrittsbericht, sich als führender Standort für Wasserstofftechnologien etablieren zu wollen. Darüber hinaus investiert Baden-Württemberg erhebliche Mittel in Wasserstoffprojekte entlang der gesamten Wertschöpfungskette und fördert den Einsatz von grünem Wasserstoff in verschiedenen Bereichen.

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 rund 280.000 Stück in Baden-Württemberg. Der Stromverbrauch der Wärmepumpen im Land betrug 2023 rund 1,8 TWh und damit gut 2 Prozent des Bruttostromverbrauchs.

Die elektrische Leistung von KWK-Anlagen in Baden-Württemberg ist in den vergangenen zehn Jahren 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. Sukzessive gestiegen ist die gasbefeuerte KWK-Leistung, die mittlerweile rund ein Drittel der installierten KWK-Leistung im Land ausmacht.

Entgegen der Leistungsentwicklung war die KWK-Stromerzeugung weiter rückläufig, sowohl in der allgemeinen Versorgung als auch bei den überwiegend gasbetriebenen KWK-Anlagen in der Industrie. Insgesamt sank die KWK-Stromerzeugung in Baden-Württemberg auf 8,0 TWh. Der Anteil an der

Nettostromerzeugung erhöhte sich aufgrund der stark rückläufigen Stromerzeugung insgesamt auf rund 23 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

Die Einfuhrpreise für fossile Energieträger sind nach massiven Steigerungen im Zuge der Energiepreiskrise seit Ende 2023 wieder gefallen. Der Preis für eine Tonne Rohöl frei deutsche Grenze betrug im Jahr 2023 588 Euro und lag damit 15 Prozent unter dem Vorjahresniveau. Der Grenzübergangspreis für Erdgas betrug im Jahr 2023 11.670 Euro/TJ und damit 54 Prozent weniger als 2022. Steinkohle kostete im Jahr 2023 235 Euro pro Tonne SKE und sank im ersten Halbjahr 2024 auf 216 Euro pro Tonne SKE, was einer Reduktion von 8 Prozent entspricht.

Im europäischen Emissionshandelssystem hat sich der volumengewichtete Durchschnittserlös pro Emissionsberechtigung auf 83,66 Euro erhöht und lag damit leicht über dem Vorjahreswert (2022: 80,32 Euro). Bei der EUA-Auktion am 24. Februar 2023 wurde mit 95,83 Euro der zweithöchste Preis seit Beginn der Versteigerungen im Jahr 2010 erzielt. In den ersten sieben Monaten des Jahres 2024 schwankten die Durchschnittspreise zwischen 55,70 und 77,98 Euro.

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

Haushaltskunden spürten den Preisanstieg im Großhandel in den Jahren 2022 und 2023 deutlich. Und auch im Jahr 2024 sind die Strompreise für Haushaltskunden weiter auf hohem Niveau. Die Endkundenpreise für Haushalte legten im Jahr 2023 im Bundesdurchschnitt auf 45,7 ct/kWh zu. Im Jahr 2024 betragen die Endkundenpreise nun durchschnittlich 41,4 ct/kWh (Stand: Juli 2024).



weiter rückläufigem End- und Primärenergieverbrauch. Nach den bislang höchsten Gesamtausgaben von rund 55 Milliarden Euro im Jahr 2022 war 2023 ein Rückgang auf 51,5 Milliarden Euro zu verzeichnen. Damit verbleiben die Ausgaben für Energie weiterhin auf hohem Niveau.

Die Letztverbraucherausgaben für Strom sind im Jahr 2023 weiter gestiegen und erreichten insgesamt rund 15 Milliarden Euro (Vorjahr: 13,6 Milliarden Euro). Zum weiteren Anstieg beigetragen haben hauptsächlich die weiter gestiegenen Strompreise im Haushaltssektor. Dagegen waren die Letztverbraucherausgaben für Wärme einschließlich Maßnahmen zur Gebäudeeffizienz auf 21 Milliarden Euro rückläufig (2022: 23,8 Milliarden Euro). Gut 9 Milliarden Euro entfallen auf Ausgaben für Energieträger, davon wiederum 7 Milliarden Euro auf Mineralöl und Erdgas. Im Kraftstoffbereich führten gesunkener Verbrauch und niedrigere Kraftstoffpreise zu einem Rückgang der Letztverbraucherausgaben (einschließlich Mehrausgaben für Elektrofahrzeuge) auf 15,7 Milliarden Euro (Vorjahr: 17,6 Milliarden Euro). Davon entfallen 9 Milliarden Euro auf Dieselmotorkraftstoff, 5,8 Milliarden Euro auf Ottomotorkraftstoff und 0,9 Milliarden Euro

auf sonstige Kraftstoffe und die Mehrkosten von Elektrofahrzeugen.

Insgesamt stehen die Gesamtausgaben von knapp 52 Milliarden Euro für einen Anteil von 8,4 Prozent am Bruttoinlandsprodukt. Für Strom lag der Anteil am BIP zuletzt bei 2,4 Prozent und damit noch knapp unter dem Anteil von 2,5 Prozent für Kraftstoffe. Wie in den Vorjahren auch lag der Anteil der Ausgaben für Wärme und Effizienz mit zuletzt 3,4 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.

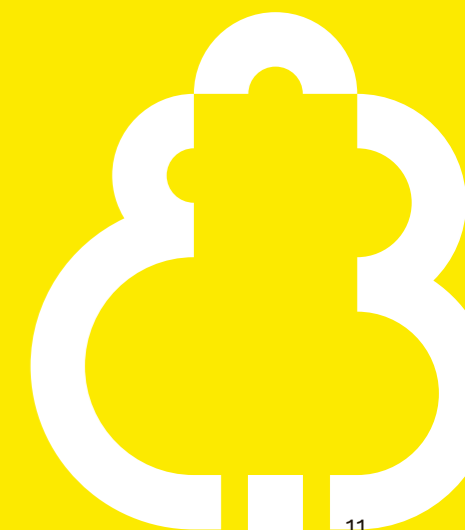
Gegenüber dem Jahr 2021 mit 32,2 ct/kWh fand damit eine signifikante Teuerung statt.

Auch im Gasmarkt sind die Auswirkungen durch die drastischen Preissteigerungen im Zuge der Energiepreiskrise weiter für die Kunden zu spüren. Die Gaspreise für deutsche Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 20 und 200 GJ (5,6 bis 55,6 MWh) lagen zum 1. April 2023 bei durchschnittlich 14,8 ct/kWh und damit 4,9 ct/kWh beziehungsweise knapp 50 Prozent höher als im Jahr 2022 (9,9 ct/kWh). Auch die durchschnittlichen Gaspreise für Gewerbe- und Industriekunden sind aufgrund der gestiegenen Großhandelspreise signifikant erhöht. Gewerbekunden mit einem Jahresverbrauch von 116 MWh zahlten zum 1. April 2023 im Durchschnitt 12,1 ct/kWh – ein Plus von 4,9 ct/kWh beziehungsweise 68 Prozent gegenüber dem Vorjahr. Die Preise für Industriekunden mit einem Gasbezug von 116 GWh stiegen von 6,8 ct/kWh auf knapp 7,8 ct/kWh (+15 Prozent).

Abweichend von den anderen Energieträgern existiert weiterhin keine Handelsplattform für Wasserstoff, sodass keine Preisübersicht zur Abbildung der Wasserstoffpreisentwicklung vorhanden ist. Ein aktuell rein kostenbasierter Wasserstoff-Index weist jedoch mögliche Preise für unterschiedliche Wasserstoffherkunftsquellen aus. Bei Wasserstoff sind, basierend auf der jeweiligen Entwicklung der Strompreise, Schwankungsbreiten mit einigen Ausschlägen festzustellen. So schwankte der Preis von grünem Wasserstoff vom 1. Januar bis 30. September 2024 zwischen 19 Euro/MWh und 259 Euro/MWh bei einem durchschnittlichen Preis von 126 Euro/MWh. Im Jahr 2023 lag der durchschnittliche Preis von grünem Wasserstoff bei 168 Euro/MWh.

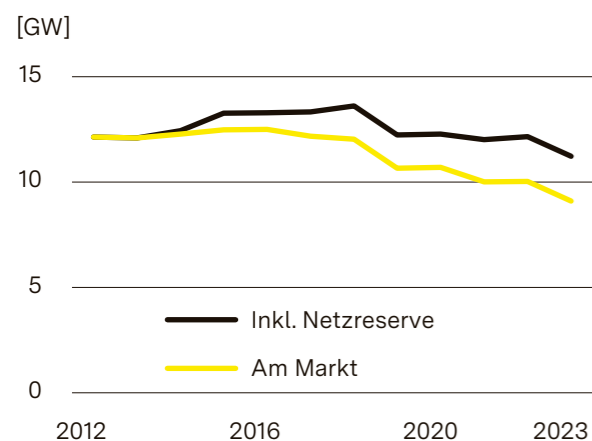
Entwicklung der gesamtwirtschaftlichen Ausgaben für Energie in Baden-Württemberg

Die weiterhin hohen Energiepreise spiegeln sich deutlich in den Letztverbraucherausgaben für Strom, Wärme und Kraftstoffe bei gleichzeitig

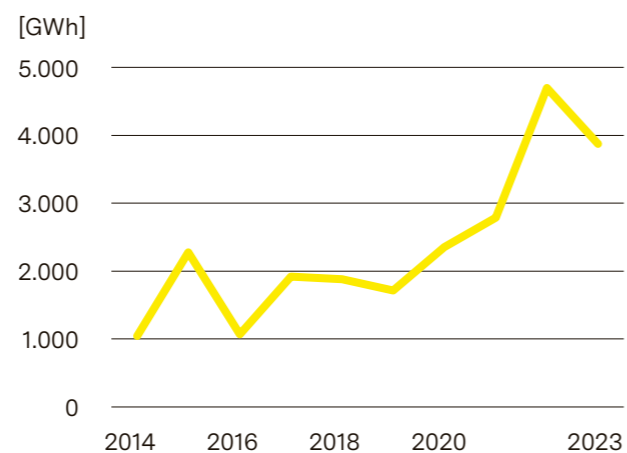


Versorgungssicherheit

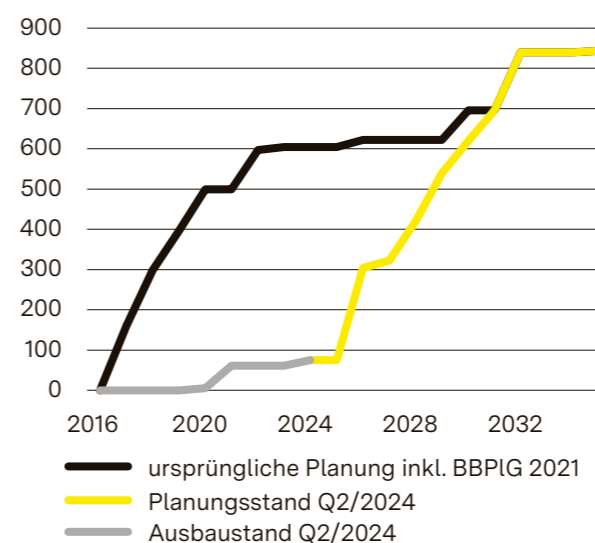
Entwicklung der gesicherten Leistung



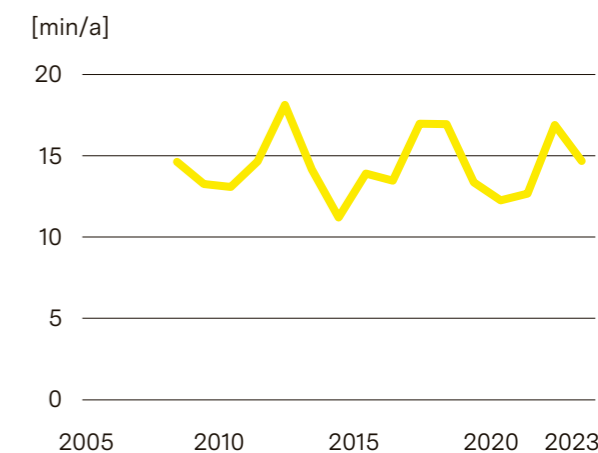
Redispatchmaßnahmen



Ausbau der Übertragungsnetze



SAIDI Strom



Indikator: Entwicklung der gesicherten Leistung am Markt und inkl. Netzreserve

Status quo (2023): 9,1 beziehungsweise 11,2 GW

Entwicklungstendenz: Ende April 2023 ist mit der Abschaltung des letzten in Baden-Württemberg aktiven Kernkraftwerks ein deutlicher Rückgang der gesicherten Leistung zu verzeichnen. Damit fällt 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 bei den Kernkraftwerken und Kohlekraftwerken auf den jetzigen Stand. Aufgrund der Verfeuerungsverbote für bezuschlagte Kohlekraftwerke wird die am Markt verfügbare gesicherte Leistung voraussichtlich weiter sinken.

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 Kraftwerkliste der BNetzA enthalten. Diese zählen auf die gesicherte Leistung mit knapp 2,3 GW ein.

Indikator: Entwicklung der Redispatchmengen in der Regelzone der TransnetBW GmbH

Status quo (2023): 3.874 GWh (davon 3.730 GWh Wirkleistungserhöhung)

Entwicklungstendenz: Rückgang um circa 800 GWh gegenüber dem Vorjahr. Weiterhin hohes Niveau.

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

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

Status quo (Q2/2024): Rückstand von 529 km

Entwicklungstendenz: Der Ausbaurückstand gegenüber der ursprünglichen Planung hat im letzten Jahr sein Maximum erreicht und sich bis zum Quartal 2 2024 bereits leicht verringert. Das Zieljahr hat sich durch die neue Terminierung von Vorhaben auf 2035 verschoben.

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

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

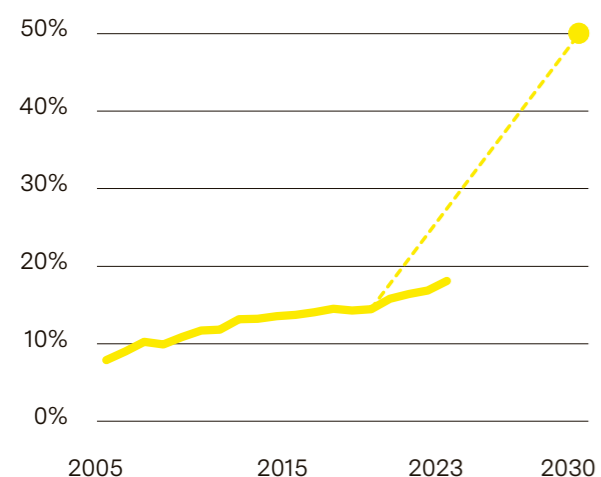
Status quo (2023): 14,7 min/a

Entwicklungstendenz: Die durchschnittliche Unterbrechungsdauer der Stromversorgung bewegt sich zwischen 12 und 18 min/a. Im internationalen Vergleich ist dies ein niedriges Niveau und spricht für eine zuverlässige Versorgung,

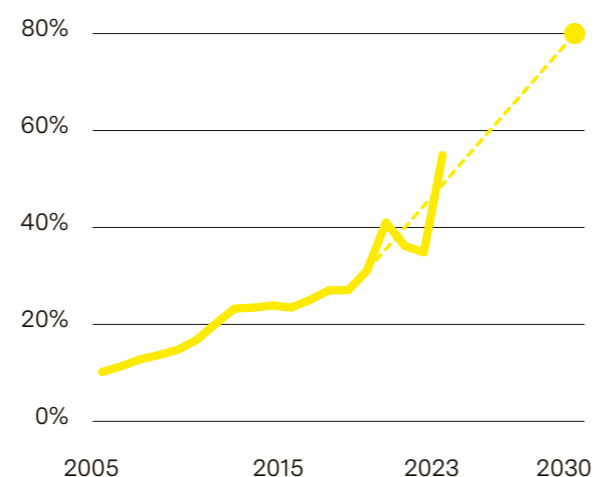
Hinweis: Berücksichtigt werden nur ungeplante Unterbrechungen. Da die Daten auf Netzgebietsebene erhoben werden und diese nicht an Ländergrenzen gebunden sind, stimmt der SAIDI-Wert je Bundesland nicht exakt mit dem jeweiligen Bundesland überein. Zur Bewertung der Versorgungssicherheit ist der SAIDI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

Erneuerbare Energien

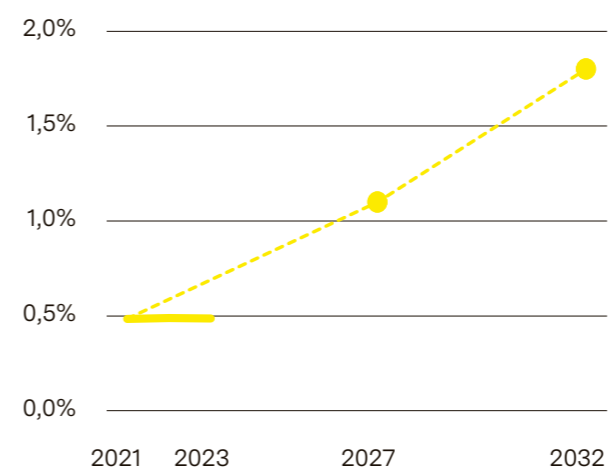
Anteil der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch



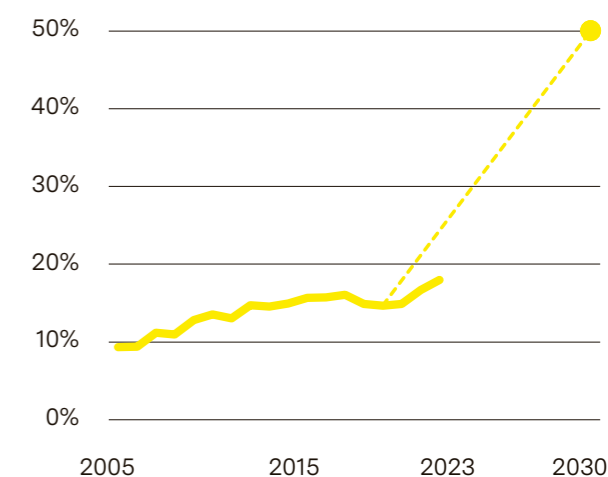
Anteil der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung



Anteil der ausgewiesenen Flächen für Windenergieanlagen



Anteil der erneuerbaren Energien an der Wärmebereitstellung



Indikator: Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch

Status quo (2023): 18 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.

Indikator: Anteil erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung

Status quo (2023): 55 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 2023. Der absolute Beitrag der erneuerbaren Energien hat sich innerhalb von 15 Jahren auf mehr als 20 TWh verdoppelt.

Hinweis: Die in Baden-Württemberg zum Teil stark schwankende Bruttostromerzeugung insgesamt beeinflusst den Anteil der erneuerbaren Energien relativ stark.

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

Status quo (2023): 0,49 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 17.414 Hektar im Jahr 2023 gestiegen. Dies entspricht einem Anteil von 0,49 Prozent an der gesamten Landesfläche.

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

Indikator: Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch zur Wärmebereitstellung

Status quo (2023): 18 Prozent (vorläufige Angabe)

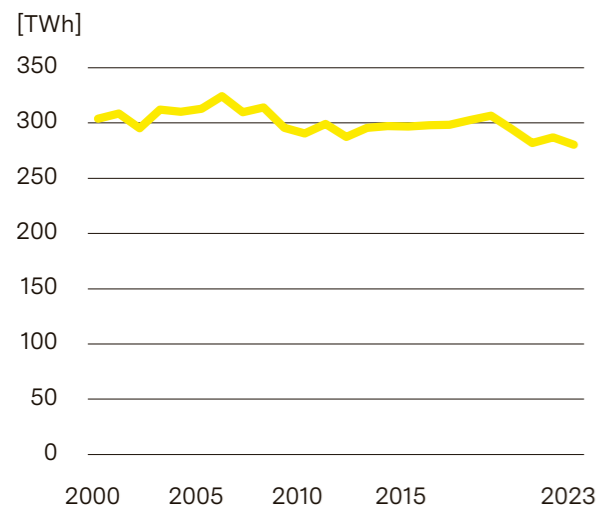
Ziel (2030): 50 Prozent

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

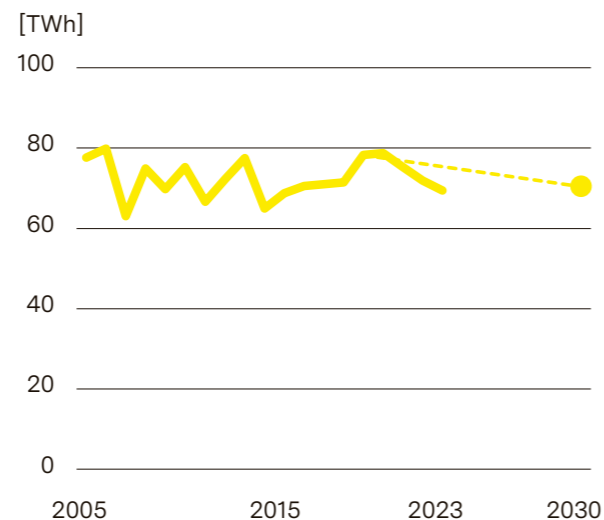
Hinweis: Bezugsgröße (Endenergieverbrauch zur Wärmebereitstellung) ohne Strom.

Energieverbrauch und Energieeffizienz

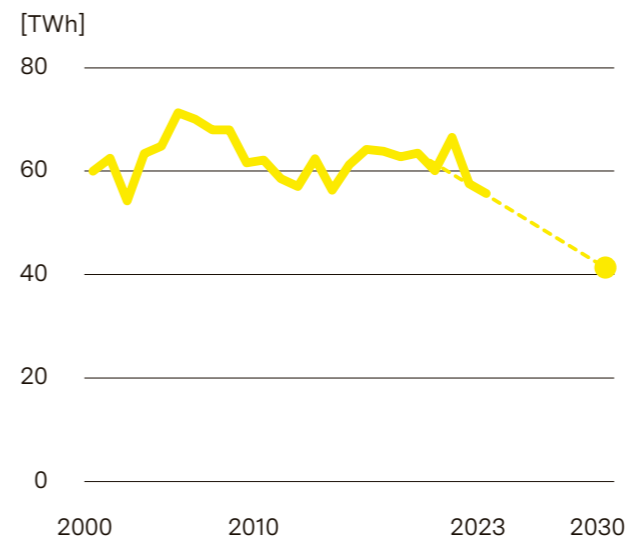
Entwicklung des Endenergieverbrauchs



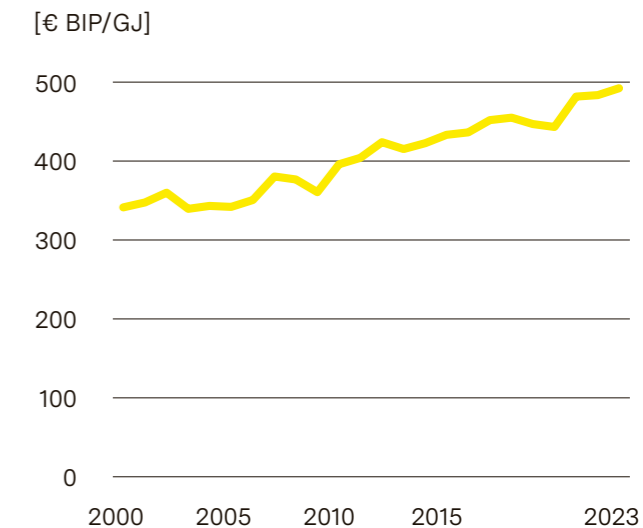
Entwicklung des Gebäudewärmebedarfs



Entwicklung des Endenergieverbrauchs von Erdgas



Entwicklung der Endenergieproduktivität



Indikator: Entwicklung des temperaturbereinigten Endenergieverbrauchs

Status quo (2023): 280 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 unter anderem konjunkturbedingter Rückgang).

Indikator: Endenergieverbrauch privater Haushalte zur Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung

Status quo (2023): 69,5 TWh

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.

Indikator: Endenergieverbrauch von Erdgas

Status quo (2023): 56 TWh

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.

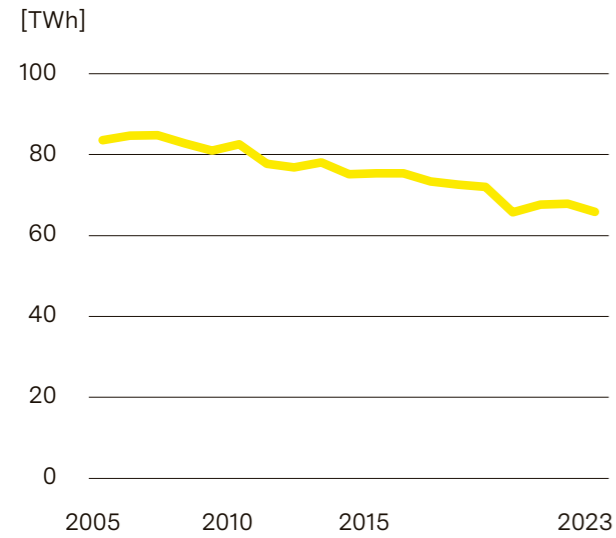
Indikator: Entwicklung des Quotienten aus dem preisbereinigten und verketteten Bruttoinlandsprodukt (BIP) und dem temperaturbereinigten Endenergieverbrauch.

Status quo (2023): 492 Euro/GJ (vorläufige Angabe)

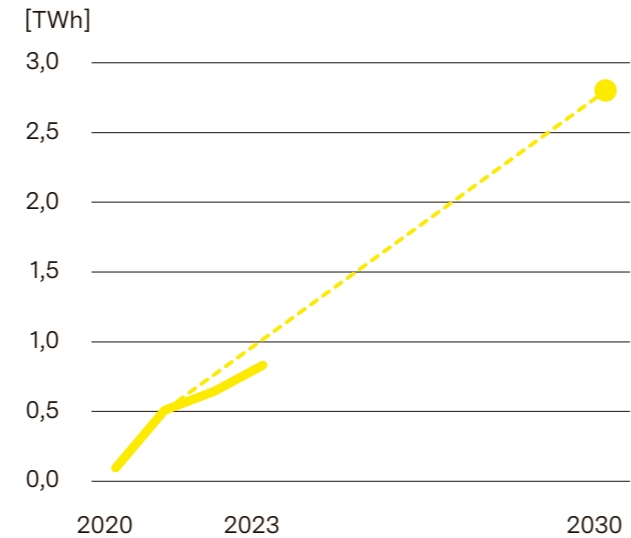
Entwicklungstendenz: Der Trend ist langfristig positiv, flachte jedoch ab 2018 ab. Nach dem starken Rückgang des BIP 2020 war ab 2021 wieder ein Anstieg der Endenergieproduktivität zu verzeichnen.

Energieverbrauch und Energieeffizienz

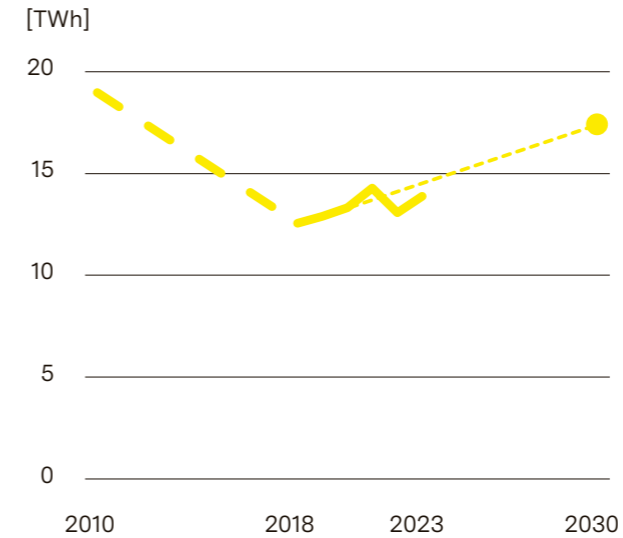
Entwicklung des Bruttostromverbrauchs



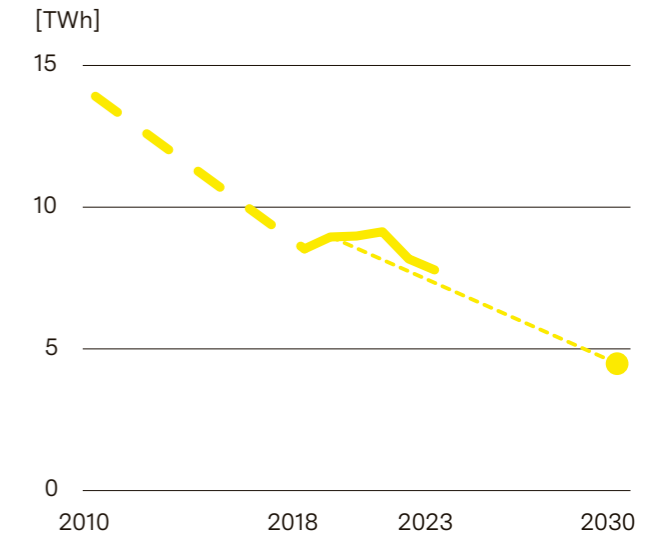
Abwärmenutzung



Fernwärmeerzeugung



Dekarbonisierung der Fernwärme



Indikator: Entwicklung des Bruttostromverbrauchs

Status quo (2023): 65,8 TWh (vorläufige Angabe)

Entwicklungstendenz: Der Bruttostromverbrauch zeigt im Zeitverlauf einen sinkenden Trend. Nach dem deutlichen Rückgang im Jahr 2020 bewegte sich der Stromverbrauch zwischen 66 und 68 TWh pro Jahr.

Hinweis: Steigende Eigenerzeugungsmengen aus kleinen Kraft-Wärme-Kopplungs- und insbesondere Photovoltaik-Anlagen sowie direkt an der Strombörse und im Ausland beschaffte Strommengen werden in der amtlichen Statistik nicht erfasst und führen demnach zu einer „Lücke“ im Stromverbrauch.

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.

Indikator: Energieträgereinsatz zur Fernwärmeerzeugung

Status quo (2023): 13,9 TWh

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

Entwicklungstendenz: Im Trend steigt der Energieträgereinsatz zur Fernwärmeerzeugung seit 2018 an.

Hinweis: Verlauf zwischen 2010 und 2018 mangels Daten interpoliert.

Indikator: Energieträgereinsatz von Kohle und Gas zur Fernwärmeerzeugung

Status quo (2023): 7,8 TWh (vorläufige Angabe)

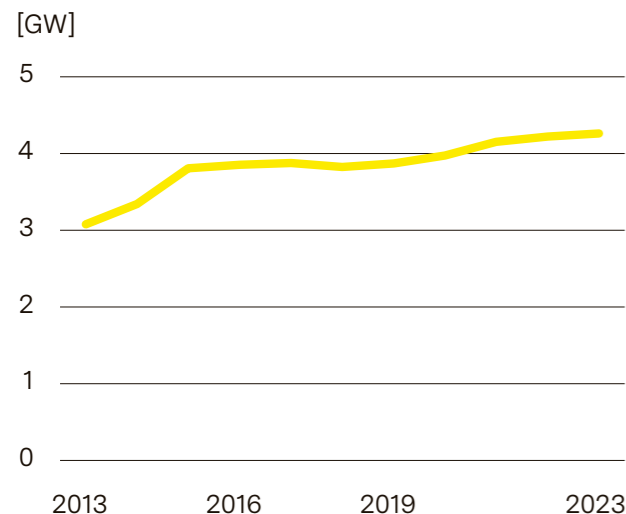
Ziel (2030): Reduktion des fossilen Anteils an der Fernwärmeerzeugung um 50 Prozent gegenüber 2019

Entwicklungstendenz: Der rückläufige Einsatz von Kohle zur Stromerzeugung zeigt sich auch in der Fernwärme.

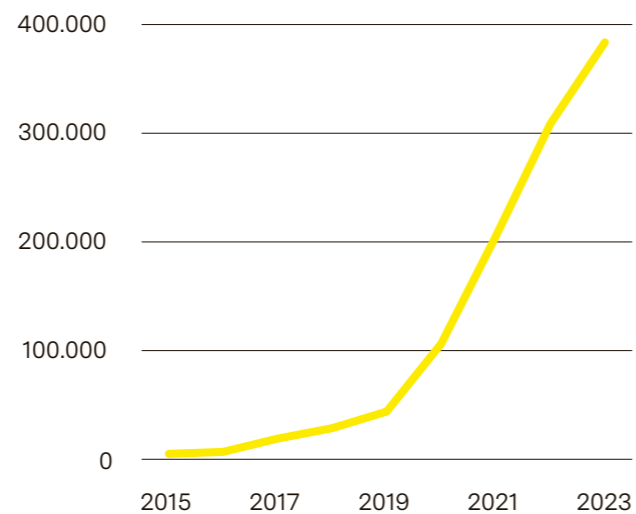
Hinweis: Ziel und Indikator beziehen sich auf den Einsatz von Steinkohle und Erdgas in der Fernwärmeerzeugung. Verlauf zwischen 2010 und 2018 mangels Daten interpoliert.

Energieverbrauch und Energieeffizienz

Entwicklung der KWK-Leistung



Entwicklung des Elektro-Pkw Bestands



Indikator: Entwicklung der elektrischen KWK-Leistung

Status quo (2023): 4,26 GW

Entwicklungstendenz: Die KWK-Leistung in Baden-Württemberg liegt 2023 um rund 1,2 GW höher, als 2013. Knapp die Hälfte des Anstiegs geht auf die Inbetriebnahme von Block 9 des Großkraftwerks Mannheim zurück. Daneben ist in den vergangenen Jahren auch der Anlagenbestand von Erdgas- und Biomasse-KWK-Anlagen 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.

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

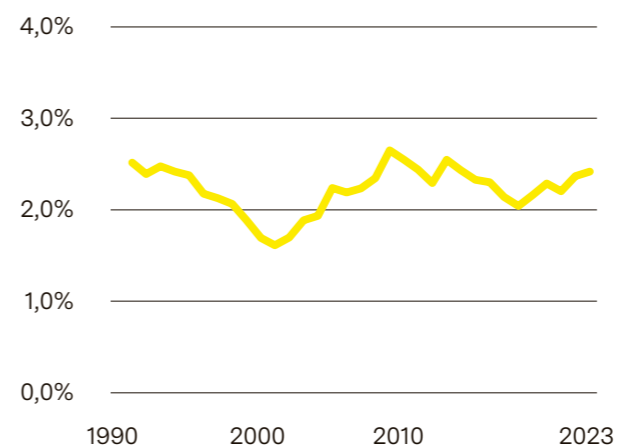
Status quo (2023): 383.495 Fahrzeuge (davon 153.939 Plug-in-Hybride)

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. Zum Jahresende 2023 liegt der Bestand bei 383.495 Pkws, davon 40 Prozent Plug-in-Hybride.

Hinweis: Neben rein batterieelektrischen Pkws sind auch Plug-in-Hybride erfasst. Diese zählen jedoch nicht auf das Bundesziel von 15 Millionen Elektro-Pkws bis 2030 ein.

Preiswürdigkeit

Letztverbraucherausgaben für Elektrizität

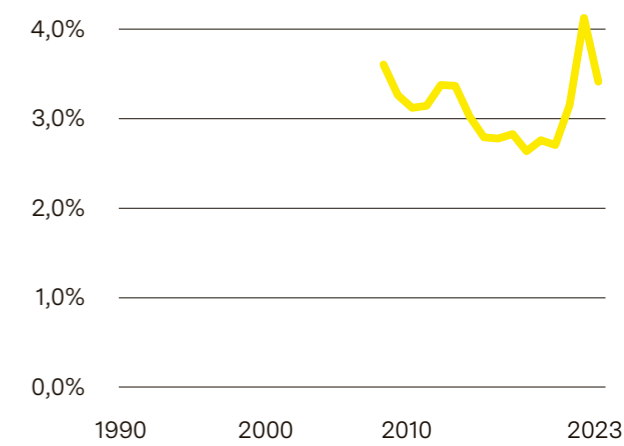


Indikator: Anteil der Letztverbraucherausgaben für Strom am Bruttoinlandsprodukt

Status quo (2023): 2,4 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 (2019, 2020, 2023, preisbereinigt und verkettet) sowie steigender Strompreise insbesondere in den Jahren 2022 und 2023. Parallel dazu liegt der Stromverbrauch seit 2020 auf vergleichsweise niedrigem Niveau.

Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen



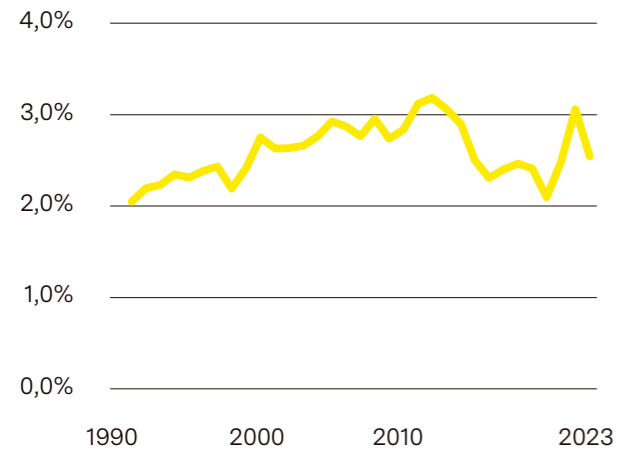
Indikator: Anteil der Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen am Bruttoinlandsprodukt

Status quo (2023): 3,4 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. Im Folgejahr ist der Anteil wieder deutlich gesunken, lag mit 3,4 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).

Letztverbraucherausgaben für Kraftstoffe



Indikator: Anteil der Letztverbraucherausgaben für Kraftstoffe am Bruttoinlandsprodukt

Status quo (2023): 2,5 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 zurückgegangen. 2021 bis 2023 zeigten sich bei lediglich geringfügig höherem Verbrauchsniveau die stark gestiegenen Preise, insbesondere im Jahr 2022.



1. Hintergrund

Zur Begleitung, Lenkung und Gestaltung der Energiewende ist ein sorgfältiges Monitoring des erzielten Fortschritts ebenso wie der nationalen und internationalen Entwicklungen der Energiewirtschaft, der Energiepolitik und der entsprechenden Rahmenbedingungen erforderlich. Wie die Bundesregierung, die im Herbst 2011 den Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ begonnen hat und in diesem Prozess die Fortschritte auf dem Weg zur Zielerreichung mit Blick auf eine sichere, wirtschaftlich tragfähige und umweltverträgliche Energieversorgung regelmäßig überprüft, hat auch das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg ein Monitoring der Energiewende für Baden-Württemberg etabliert.

Auf EU-Ebene wurde mit dem Green Deal das Ziel verankert, Europa klimaneutral zu machen. Ein zentraler Punkt ist dabei die Anhebung des Ambitionsniveaus für das Treibhausgasemissionsziel im Jahr 2030 von bislang -40 Prozent auf mindestens -55 Prozent. Mit dem europäischen Klimagesetz ist das Ziel auch rechtlich verankert und ein System zur Überwachung des Fortschritts und zum Ergreifen etwaiger zusätzlicher Maßnahmen umgesetzt

worden. Mit „Fit for 55“ wurde ein Paket aus neuen Richtlinien und Verordnungen vorgestellt, um den Rahmen für die Umsetzung der Klimaziele zu schaffen. Im Frühjahr 2024 legte die EU-Kommissionen einen Vorschlag für ein Minderungsziel für 2040 vor. Demnach sollen die Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 um 90 Prozent gesenkt werden.

Auf Bundesebene wurden mit dem Gebäudeenergiegesetz, dem Energieeffizienzgesetz und dem Wärmeplanungsgesetz weitreichende Regelungen im Gebäude- und Wärmebereich verankert. Für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien wurden weitere Regelungen getroffen beziehungsweise befinden sich in der gesetzlichen Umsetzung (Solarpaket I, Umsetzung der Beschleunigungsgebiete). Die Diskussionen zur Weiterentwicklung des Strommarktdesigns haben 2024 an Fahrt aufgenommen. Im Rahmen eines Konsultationspapiers stellte das BMWK im Sommer 2024 verschiedene Optionen unter anderem für einen Investitionsrahmen für steuerbare Kapazitäten und erneuerbare Energien vor.

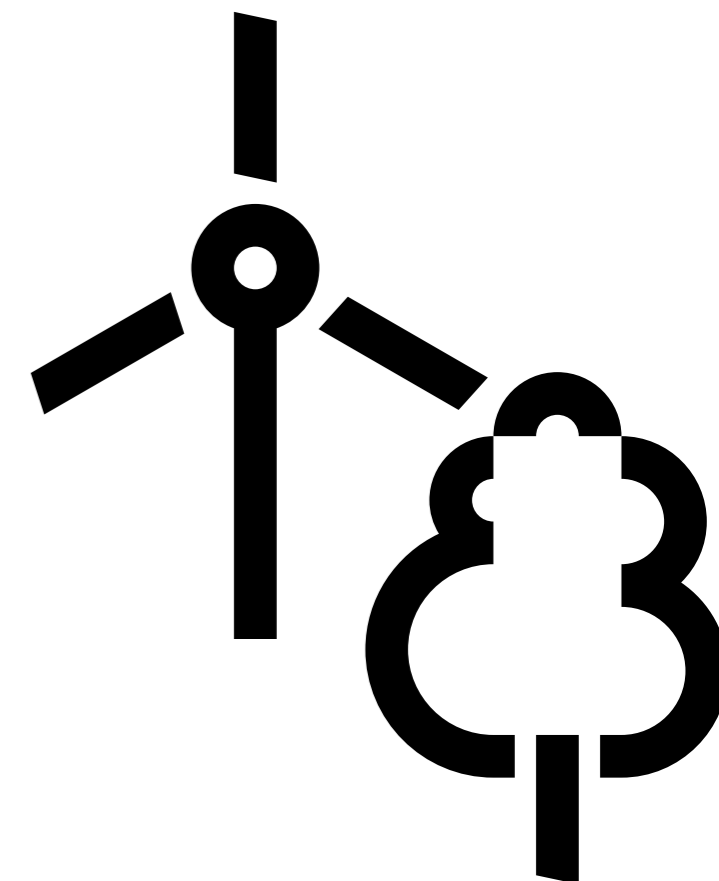
Auf Landesebene wurden mit der Novelle des Klimaschutzgesetzes Anfang 2023 zu einem Klimaschutz- und Klimawandelanpassungsgesetz (KlimaG BW) wissenschaftlich ermittelte Sektorziele für das Jahr 2030 festgelegt. Die Sektorziele konkretisieren das bereits gesetzte Ziel, bis 2030 eine Emissionsminderung um 65 Prozent gegenüber 1990 zu erreichen. Die Energiewirtschaft hat hier mit einer Reduktion der Treibhausgasemissionen um 75 Prozent bis 2030 einen erheblichen Beitrag zu leisten. Maßnahmen der verschiedenen am Klimaschutz beteiligten Ministerien werden im Klima-Maßnahmen-Register gebündelt. Dieses ist ebenfalls seit Anfang 2023 öffentlich einsehbar (klimaschutzland.badenwuerttemberg.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 zwölften Statusbericht liegt der Fokus auf der Umsetzung und den Wirkungen der Energiewende in Baden-Württemberg im Jahr 2023. Zum Teil wird auch auf 2024 eingegangen, sofern bereits entsprechende Daten vorliegen.





2. Energiewende im Stromsektor

Nach dem Energiekrisenjahr 2022 hat sich die Situation auf dem Strommarkt nach dem Winter 2022/2023 tendenziell entspannt. Die Verfügbarkeit von Kraftwerken im EU-Stromverbund hat sich deutlich erhöht, parallel dazu sind die Beschaffungspreise für Energieträger wieder deutlich gesunken (vergleiche dazu auch Kapitel 7.1).

Mit dem vorliegenden Bericht wird der aktuelle Stand im Stromsektor zum Stand September 2024 wiedergegeben. Neben dem Umbau des Kraftwerksparks von konventionellen Kraftwerken hin zur erneuerbaren Stromerzeugung und damit eingehenden 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-Kopplung, der zukünftig eine höhere Bedeutung im Hinblick auf flexible Erzeugung zum Ausgleich fluktuierender Energieträger zukommt, wird in Kapitel 6.3 adressiert.

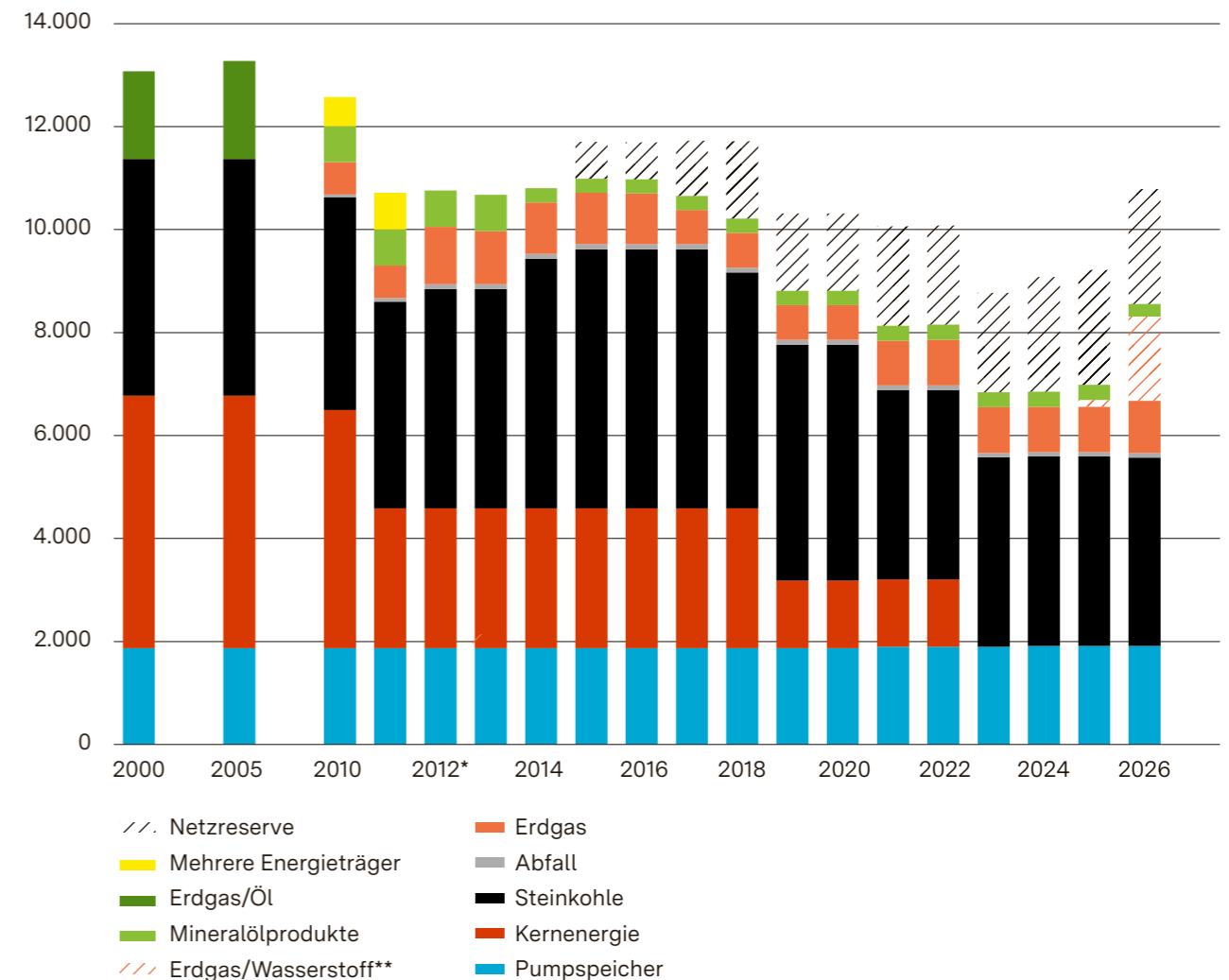
2.1 Konventioneller Kraftwerkspark

Der Stromsektor in Baden-Württemberg ist auf der einen Seite 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 Gaskrise geprägt. Im Jahr 2023 hat sich die Lage zum Teil wieder entspannt. Auf der anderen Seite ist die Strategie des Energieversorgers EnBW als Haupteigentümerin der in Baden-Württemberg bestehenden konventionellen Kraftwerkskapazitäten, für den Zustand des konventionellen Kraftwerksparks richtungsweisend und mitentscheidend. 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 1,8 GW konventionelle Kraftwerksleistung (vorwiegend Kohle und Erdgas) zugebaut. Demgegenüber steht eine stillgelegte Leistung

von knapp 3,3 GW (Stand: Juli 2024), zusätzlich befinden sich etwa 2,2 GW in der Netzreserve. Der Bau der Netzstabilitätsanlage in Marbach mit einer Leistung von 300 MW wurde im Oktober 2024 durch den Start des kommerziellen Betriebs abgeschlossen. [2] Eine Übersicht über die Kraftwerksleistung findet sich auch in folgender Abbildung 1.

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



* 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.

Abbildung 1: Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks (> 10 MW) in Baden-Württemberg bis 2026. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [3-6].

Jahr	Inbetriebnahme	Stilllegung	Zu Netzreserve
2014 + 2015	+ 834 MW Steinkohle + 843 MW Steinkohle	- 55 MW Erdgas - 405 MW Steinkohle ¹	426 MW Mineralöl 244 MW Steinkohle 250 MW Steinkohle
2016 - 2018	+ 29 MW Erdgas (2018)	- 11 MW Erdgas (2016) - 17 MW Erdgas (2018)	353 MW Erdgas (2017) 433 MW Steinkohle (2018)
2018 - 2020		- 23 MW Steinkohle (2019) - 1402 MW Kernenergie (2019)	
2021 - 2023	+ 20,8 MW Erdgas (2022) + 52 MW Erdgas (2022)	- 41 MW Erdgas (2021) - 27 MW Steinkohle (2021) - 1.310 MW Kernenergie (bis April 2023)	425 MW Steinkohle (2021)
2024 - 2026	+ 16 MW Pumpspeicher (2024) + 300 MW Mineralöl/Erdgas (bnBm) (2024) ² + 135 MW Erdgas (2025)** + 2x 750 MW Erdgas/Wasser- stoff (2026)**	- 8,4 MW Steinkohle (2024) - 435 MW Steinkohle (2025) - 517 MW Steinkohle (2025) - 18,5 MW Steinkohle (2026) - 46,7 MW Mineralöl (2026)	435 MW Erdgas (2024) 517 MW Erdgas (2024) 778 MW Steinkohle (2025) 435 MW Steinkohle (2025)

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.

Ebenfalls in Abbildung 1 enthalten sind zwei der 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 Kraftwerkliste der BNetzA gelistet sind (orange schraffiert). Die EnBW plant, die Kraftwerke wasserstoffready zu bauen, um in Zukunft einen reibungslosen Übergang von Erdgas zu Wasserstoff zu ermöglichen. Am Standort Altbach/Deizisau hat die EnBW den Neubau eines wasserstofffähigen, erdgasbefeuerten Gas- und Dampfturbinenkraftwerks begonnen. Die GuD-Anlage soll eine elektrische Leistung von maximal 750 MW und rund 180 MW thermische Leistung ans Netz bringen und damit die bisher bestehenden Steinkohleblöcke nahezu gleichwertig ersetzen. [7] Dieselbe elektrische Leistung und 190 MW thermische Leistung baut die EnBW am Standort Heilbronn. [8] Ein weiteres Fuel Switch-Projekt der EnBW am Standort Stuttgart-Münster soll 2025 abgeschlossen sein.

Im Laufe der letzten Jahre konnten in Baden-Württemberg drei weitere Kraftwerksbauten 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 2023 das BHKW 1 der Fernwärme Ulm GmbH (20,8 MW) in Betrieb genommen [11] und als drittes wurde der Fuel Switch in Stuttgart-Gaisburg bereits abgeschlossen. [5] Wann die ursprünglich für 2020 vorgesehene Inbetriebnahme des Pumpspeicherkraftwerks Gaildorf (16 MW) stattfinden wird, ist weiterhin unklar. Bei dem Vorhaben handelt es sich um ein Pilotprojekt, das ein Pumpspeicherkraftwerk mit einem Windpark kombiniert, wobei die Turmfundamente der Windenergieanlagen als Speicher genutzt werden. Aufgrund von technischen und organisatorischen Hürden kam es in den letzten Jahren bereits zu erheblichen Verzögerungen. Die Inbetriebnahme ist noch im Jahr 2024 geplant. [12, 13]

Im Zuge der energiewirtschaftlich und politisch angespannten Lage auf europäischer Ebene in Bezug auf den Russland-Ukraine Konflikt und der Gaskrise wurden im Rahmen des sogenannten Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetzes befristete gesetzliche Maßnahmen zur Sicherung der Versorgung festgelegt. Dabei sind Anlagen, die bereits

in die Netz- oder Versorgungsreserve überführt wurden, kurzfristig wieder an den Markt zurückgekehrt. Die entsprechenden Maßnahmen sind für Steinkohle- und Mineralölanlagen am 11. Juli 2022 in Kraft getreten, für Braunkohleanlagen am 30. September 2022. Die Maßnahmen waren befristet bis zum 21. März 2024 gültig. [14]

In Bezug auf Braunkohleanlagen hat die Bundesregierung mit der Verordnung zur befristeten Ausweitung des Stromerzeugungsangebots durch Anlagen aus der Versorgungsreserve (Versorgungsreserveabrufverordnung – VersResAbV) die Möglichkeit zur befristeten Rückkehr von Braunkohlekraftwerken aus der Versorgungsreserve an den Strommarkt zur Erhöhung des Stromangebots und zur Einsparung von Gas beschlossen. Anfang Oktober 2023 hat der Bund die Versorgungsreserve ein weiteres Mal (bis März 2024) für eine sichere Versorgung im Winter 2023/2024 freigegeben. [15] Für Steinkohlekraftwerke hat die Bundesregierung bereits zuvor mit der Stromangebotsausweitungsvorordnung (StaaV) ebenfalls die Voraussetzungen für eine übergangsweise Stromproduktion von Steinkohle- und Mineralölkraftwerken aus der Netzreserve geschaffen. Im März 2023 waren bundesweit 14 wieder reaktivierte Steinkohlekraftwerke und ein Mineralölkraftwerk im Rahmen der Maßnahmen der StaaV am Markt aktiv. [16]

Davon betroffen war der bereits im Mai 2021 aus dem Markt ausgeschiedene Block 7 des Grosskraftwerks Mannheim (425 MW). [3] Aufgrund der Systemrelevanzausweisung erfolgte eine Überführung in die Netzreserve. Die Genehmigung zum Betrieb in der Netzreserve wurde im November 2021 von der Bundesnetzagentur erteilt und gilt bis Ende März 2025. GKM 7 kehrte bis zum Juni 2023 an den Markt zurück. [17, 18] Auch für den Block 7 des RDK erfolgte im Jahr 2023 die Systemrelevanzausweisung und daher die Überführung in die Netzreserve mit Gültigkeit bis Ende März 2025. Dieser Kohleblock kehrte bis Ende Mai 2024 an den Markt zurück. [19, 20] Weitere Kraftwerke, die neben GKM 7 und RDK 7 Bestandteil der Netzreserve sind, sind die Kraftwerksblöcke Heilbronn 5 - 7, das Kraftwerk Altbach/Deizisau mit HKW 1 und 2, der Kraftwerksblock RDK4s am Standort Karlsruhe, am Standort Mannheim Kraftwerksblock GKM 8, die Kraftwerksblöcke am Standort Marbach sowie die Blöcke am Standort Walheim. [4]

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. Es ist eine regelmäßige Überprüfung in den Jahren 2026, 2029 und 2032 vorgesehen. Damit soll ermittelt werden, ob eine Beendigung der Kohleverstromung bereits im Jahr 2035 erfolgen kann [21]. Im aktuellen Koalitionsvertrag der Bundesregierung wird sogar der Kohleausstieg im Jahr 2030 angepeilt. Dieses Ziel wird auch von der Landesregierung Baden-Württemberg und weiteren kohleintensiven Bundesländern wie Nordrhein-Westfalen unterstützt [22]. Die EnBW plant mit einem Kohleausstieg bereits im Jahr 2028 [5]. 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 zunächst bis zum Jahr 2027 über Ausschreibungen. Die im Zuge der stattgefundenen Ausschreibungsrunden bezuschlagten Kraftwerksblöcke in Baden-Württemberg, sowie die weiteren Planungen an den jeweiligen Standorten, sind in nachfolgender Tabelle 1 dargestellt:

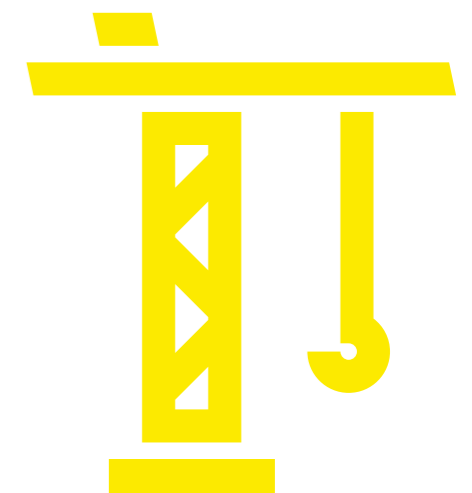


Tabelle 1: Bezuschlagte Kraftwerke in Baden-Württemberg im Zuge der Ausschreibungen zur Kohlestillegung [6].

Kraftwerksname	eL. Leistung	Betreiber	Ausschreibungsrunde	Verfeuerungsverbot ab	Standortpläne
Heizkraftwerk Magirusstraße	8,4 MW	Fernwärme Ulm GmbH	3. Runde (April 2021)	2022 ¹	Ersatz durch gasbefeuetes Blockheizkraftwerk und Dampferzeuger
RDK 7	517 MW	EnBW AG	5. Runde (März 2022)	2024	Überführung in die Netzreserve, Standort bleibt für die Energieversorgung erhalten
GKM 8	435 MW	Grosskraftwerk Mannheim AG	5. Runde (März 2022)	2024	Überführung in die Netzreserve, Standort bleibt für die Energieversorgung erhalten
Heizkraftwerk Oberkirch	18,5 MW	Koehler Oberkirch GmbH	7. Runde (Juni 2023)	2026	Kraftwerk wird für die Biomassenutzung umgebaut und bleibt erhalten

Im Falle von Unterzeichnungen erfolgt ab dem Jahr 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. [23]

Für Stilllegungen ab 2027 findet nur noch die entschädigungslose gesetzliche Reduzierung statt. Dafür ermittelt die BNetzA zunächst die notwendige Reduktionsmenge und im Anschluss die anzuordnenden Anlagen anhand der Altersreihung gemäß § 32 KVBG. Darauf folgen Anhörungsverfahren, die Systemrelevanzprüfung und abschließend, 30 Monate nach der Anordnung, das Verbot der Kohleverfeuerung. Die ersten Anordnungstermine finden im Jahr 2024 statt. [23, 24]

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 Atomge-

setzes (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. [25]

Der vollzogene Kernenergieausstieg und der noch in Umsetzung befindliche Kohleausstieg erfordern Investitionen in neue Kraftwerkskapazitäten. Vor diesem Hintergrund wurde von der Bundesregierung die Kraftwerksstrategie verabschiedet. Das Ziel ist es, für eine sichere und klimafreundliche Energieversorgung neue Kraftwerke zu bauen, die zunächst übergangsweise noch mit Erdgas betrieben werden können und voraussichtlich ab Mitte der 2030er Jahre auf Wasserstoff umgestellt werden. [26] Die Umsetzung der Strategie soll im Kraftwerkssicherheitsgesetz geregelt werden. Es ist vorgesehen, insgesamt 12,5 GW an Kraftwerkskapazität und 500 Megawatt (MW) an Langzeitspeichern in zwei Säulen auszuschreiben. In einer ersten Säule sollen 5 GW an neuen H2-ready-Gaskraftwerken und 2 GW an umfassenden H2-ready-Modernisierungen ausgeschrieben werden. Dazu kommen 500 MW an reinen H2-Kraftwerken und 500 MW Langzeitspeicher. Diese sollen die Dekar-

¹ Aufgrund der Stromangebotsausweitungsverordnung reaktiviert.

bonisierung des Stromsystems unterstützen. In einer zweiten Säule sollen weitere 5 GW neue Gaskraftwerke ausgeschrieben werden, die besonders in Dunkelflauten zur Versorgungssicherheit beitragen sollen. [27] Die Ausschreibungen sollen von 2025 bis 2027 durchgeführt werden. Im nächsten Schritt soll frühestens 2028 ein umfassender und technologieoffener Kapazitätsmechanismus eingeführt werden. Aus Sicht der Versorgungssicherheit ist der geplante Zubau überwiegend im „netztechnischen Süden“ Deutschlands im Sinne der Versorgungs- und Systemsicherheit zu begrüßen. Ob für einen erfolgreichen Kohleausstieg 2030 die vom Bund bisher geplanten 12,5 GW ausreichen oder stattdessen ein erhöhter Bedarf an gesicherter Leistung notwendig ist, gilt es zu prüfen. [28] Analysen der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber, der ENTSO-E und dem Versorgungssicherheitsmonitoring der BNetzA deuten eher auf einen höheren Bedarf an gesicherter Leistung von rund 20 GW hin. [29]

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 auch die steigende Relevanz des Netzausbaus.

2.2.1 Marktseitige Versorgungssicherheit

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: Januar 2023) das zentrale Dokument zur Einordnung der Versorgungssicherheit für die kommenden Jahre in Deutschland und damit auch für Baden-Württemberg. Der Bericht erscheint alle zwei Jahre, somit wieder im Januar 2025, weshalb im vorliegenden Monitoringbericht der letztjährige Bericht angeführt wird. Der Analysezeitraum des BNetzA-Berichts ist schwerpunktmäßig 2025 bis 2031. Es werden die bestehende Versorgungslage und deren Entwicklung unter Berücksichtigung der nationalen und internationalen Marktgegebenheiten dargestellt; Risiken mit unvorhersehbarer Eintrittswahrscheinlichkeit werden jedoch 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. [30] Hierzu wird der europäische Strommarkt in verschiedenen Szenarien mit Sensitivitätsbetrachtungen, unter anderem mit ambitionierteren Klimazielen und einer verstärkten Sektorkopplung, modelliert und abgebildet.

Im Ergebnis zeigt sich, dass eine sichere Versorgung mit Strom im Analysezeitraum sowohl marktseitig, als auch netzseitig gewährleistet ist. Marktseitig bedeutet dies, dass in der Gebotszone Deutschland-Luxemburg bis 2031 in allen Stunden des Jahres die Lastdeckung möglich ist, auch im Szenario, in dem der Kohleausstieg bis 2030 umgesetzt wird. Dies bedeutet auch, dass der festgelegte Zuverlässigkeitsstandard von 2,77 h/a in allen Szenarien deutlich unterschritten wird. Dieser Standard 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 [31]. Damit soll sichergestellt werden, dass nur diejenigen Kapazitäten vorgehalten werden, deren Nutzen langfristig gesehen die entstehenden Kosten übersteigt. Aus der Festlegung des Zuverlässigkeitsstandards auf 2,77 Stunden pro Jahr lässt sich schlussfolgern, dass die Gebotszone Deutschland-Luxemburg dann als versorgungssicher gilt, wenn Angebot und Nachfrage in mehr als 99,96 Prozent der Stunden gedeckt werden können, was nach Analyse der BNetzA der Fall ist. Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass Deutschland auch in angespannten Versorgungslagen in der Lage ist, die Versorgungssicherheit zu gewährleisten und unter Erreichung der Klimaziele aufrechtzuerhalten. Trotz der aktuell stabilen Lage empfiehlt die Bundesregierung auf Basis des Berichts folgende Maßnahmen, um die Versorgungssicherheit auch weiterhin gewährleisten zu können: Ausbau der erneuerbaren Energien, Zubau steuerbarer Erzeugungsleistung, Versorgung mit Gas in der mittleren Frist, Aufbau der Wasserstoffwertschöpfungsketten, Hebung von Flexibilitätspotenzialen und Stärkung des Binnenmarkts. Auf diese Aspekte wird in unterschiedlichen Kapiteln dieses Monitoring-Berichts vertieft eingegangen.

Auf europäischer Ebene ist der ENTSO-E Bericht „European Resource Adequacy Assessment 2023“ (ERAA) [32] anzuführen, der ebenfalls die marktseitige Versorgungssicherheit analysiert. Der ERAA untersucht die Versorgungssicherheit ebenfalls anhand zweier Szenarien, einem Referenz- und einem Sensitivitätsszenario (welches von geringeren Preisspitzen ausgeht). Der ERAA bezieht länderspezifische Besonderheiten wie den geplanten Kohleausstieg auf Grundlage des gesetzlichen Kontexts, den Wasserstoffhochlauf, flexible Verbraucher, sowie den Ausbau der erneuerbaren Energien mit ein. Die Kraftwerksstrategie ist noch nicht berücksichtigt. Den Rahmen für den ERAA bilden zum einen europäische Eckpunkte, wie die Fit-for-55-Regelungen, und zum anderen nationale Pläne, wie der Netzentwicklungsplan. [33]

Im ERAA werden Ergebnisse (in Form der Loss of Load Expectations, kurz LOLEs²) bis teilweise 2033 betrachtet, wodurch es zu Abweichungen im Vergleich zu den Berechnungen der BNetzA kommen kann. Wie schon die Ergebnisse des ERAA 2022 weisen auch die Ergebnisse des ERAA 2023 in der kurz- und mittelfristigen Betrachtung darauf hin, dass erhebliche Mengen an fossilen Kapazitäten stillgelegt werden sollen. Langfristig ist demnach von einem erheblichen Investitionsbedarf in den Kraftwerkspark auszugehen. Da sich im Vergleich zum Vorjahr die Modellierungsansätze verändert haben, kann an dieser Stelle nicht mehr der Vergleich der LOLE zum Vorjahr angestellt werden. Im Referenzszenario belaufen sich die LOLE-Werte auf 2,2 h/a im Jahr 2025, 3,6 h/a im Jahr 2028, 4,3 h/a im Jahr 2030 und 8,1 h/a im Jahr 2033. Der nationale Zuverlässigkeitsstandard von 2,77 h/a wird demnach nur im Jahr 2025 gehalten. Das Sensitivitätsszenario zeigt höhere LOLE-Werte, da weniger Kraftwerkskapazität im System und der Zubau von neuen Kapazitäten zu gering ist. Der Zielwert von 2,77 h/a wird in allen Jahren gerissen (9,6 h/a im Jahr 2025, 12,3 h/a im Jahr 2028, 11,2 h/a im Jahr 2030 und 21,6 h/a im Jahr 2033). [33, 34]

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.

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. [35] 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 Regelenergie behoben. Im Ergebnis zeigt der Bericht, dass unter der Nutzung aller zum Engpassmanagement bestehenden Optionen und Potenziale und bei Einhaltung des aktuell festgesetzten Zielpfades des Netzausbaus grundsätzlich ein engpassfreier Betrieb möglich ist. Um zukünftig einen engpassfreien Betrieb zu gewährleisten sind auch an dieser Stelle einige Rahmenbedingungen und Annahmen essenziell, die teilweise auch von der Bundesregierung in ihrer Handlungsempfehlung als Reaktion auf den Bericht zur Versorgungssicherheit genannt wurden:

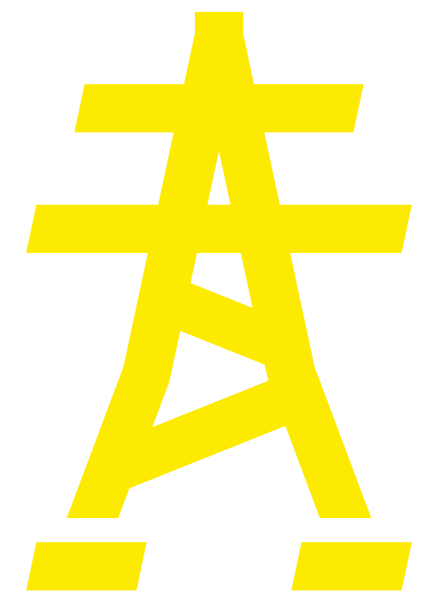
Vor allem der Netzausbau und die Optimierung des Bestandsnetzes sind hier von herausragender Bedeutung und daher vorrangig zu nennen. Dies liegt mitunter daran, dass die Netzauslastungen in allen Betrachtungsjahren sehr hoch sind. Weitere Ausführungen zum Stand des Netzausbaus finden sich in Kapitel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

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.

Der netzseitigen Versorgungssicherheit und der Widerstandsfähigkeit des Systems kommt auch im Hinblick auf die steigende Zahl an Extremwetterereignissen und Netzengpasssituationen eine immer größere Bedeutung zu. Hochwasser- und Starkregenereignisse wie Anfang des Jahres 2024 im Norden Deutschlands veranlassen Netzbetreiber immer häufiger dazu, in einem Teil der Netze aus Gefährdungsgründen kurzzeitig gezielte Stromunterbrechungen durchzuführen. [36, 37] Zu Eingriffen der Netzbetreiber kann es auch dann kommen, wenn Netzengpässe aufgrund von zu viel Windenergieerzeugung im Norden dazu führen, dass zu wenig Strom im Süden ankommt. Dies resultiert daraus, dass aufgrund des hohen Angebots die Börsenpreise sinken und Marktteilnehmer gerade im Süden den günstigen Strom zukaufen. Damit der beschaffte Strom auch physikalisch im Süden ankommt, muss die Erzeugungsleistung im Süden angepasst und gegebenenfalls auch Redispatchleistung aus dem Ausland in Anspruch genommen werden.

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 Erhö-

hung 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 einen kostenbasierten Ansatz beim Engpassmanagement.

In folgender Tabelle 2 findet sich eine kurze Gesamtübersicht der einzelnen Aspekte, auf welche im Weiteren zum Teil noch detaillierter eingegangen wird.

Tabelle 2: Übersicht der Maßnahmen zur Reserveleistungsvorhaltung.

	Redispatch	Netzreserve (als Teil des Redispatch)	Einspeisemanagement (als Teil des Redispatch)	Anpassungsmaßnahmen
Gesetzliche Grundlage	§ 13 Abs. 1, § 13a Abs. 1, § 13b Abs. 4 EnWG		§ 13 Abs. 2, S. 3 EnWG, i.V.m. §§ 14, 15 EEG	§ 13 Abs. 2 EnWG
Inhalt	Netz- und marktbezogenen Maßnahmen, Redispatch und Countertrading, Netzreserve	Kraftwerkskapazitäten zur Schließung der fehlenden Redispatchleistung	Einspeisemanagement, Reduzierung der Einspeiseleistung von EE-, Grubengas- und KWK-Anlagen	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	Abregelung der Einspeisung von Strom aus den genannten Energieträgern; mit Entschädigung	Stromeinspeisungen und/oder Stromabnahmen, wenn andere Maßnahmen nicht ausreichen; ohne Entschädigung
Anforderung/Ausführung	ÜNB	ÜNB	Alle Netzbetreiber	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 3 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. Seit der Einführung des sogenannten „Redispatch 2.0“ werden ab Oktober 2021 auch EE- und KWK-Anlagen ab 100 kW in den Redispatch einbezogen. [38] Die angestrebte Umstellung auf das Verfahren des Redispatch 2.0 hatte sich aufgrund von operationellen Schwierigkeiten verzögert, die vollumfängliche Umstellung erfolgte dann aber am 1. Juni 2022 (§§ 13, 13a, 14 EnWG). Die anfänglichen Schwierigkeiten beim Datenaustausch beziehungsweise der Bilanzierung haben sich gelegt. Seit dem Frühjahr 2023 arbeitet eine Arbeitsgruppe, bestehend aus Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern, an Vorschlägen für bessere und schneller umsetzbare Rahmenbedingungen des Redispatch 2.0. Weitere Verbesserungsansätze, wie die Erschließung von kleinteiligen Flexibilitäten im Zuge des Redispatch 3.0 werden fortlaufend untersucht. [39–41]

Insgesamt stieg der Redispatchbedarf seit 2020 an. Auch im Jahr 2023 verfestigte sich dieser Trend mit einem Gesamtbedarf von 28.283 GWh (Marktkraftwerke 27.134 GWh, Netzreserve 1.149 GWh). Ausschlaggebend hierfür ist der voranschreitende Ausbau von lastfernen EE-Anlagen und Verzögerungen im Netzausbau. Jedoch sind die von den Redispatchmaßnahmen verursachten Kosten im Vergleich zum Vorjahr (knapp 4,1 Milliarden Euro) wieder gesunken und lagen 2023 bei rund 3,2 Milliarden Euro. Dies lässt sich in erster Linie auf die gesunkenen Brennstoff- und Großhandelspreise zurückführen. [42] Im Detail zeigen sich folgende Entwicklungen: Im Bereich der erneuerbaren Energien nahm die Abregelung von erneuerbaren Energien aufgrund einer erhöhten Einspeiseleistung und einem erhöhten Windaufkommen zu. Im Bereich der fossilen Energieträger und der Netzreserve ist der Rückgang des Redispatchbedarfs im Jahr 2023 auf das Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetz und die Entspannung im europäischen Strombinnenmarkt zurückzuführen. Darüber hinaus spielt sowohl national als auch grenzüberschreitend im Bereich des Countertrading die Erhöhung der Mindesthandelskapazität zwischen Deutschland und Dänemark sowie der schleppende Netzausbau eine Rolle, der zu Einschränkungen und dem entsprechenden Redispatchbedarf führt. [43]

Tabelle 3: Bundesweite Entwicklung der Redispatchmengen und -kosten. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [44].

Marktkraftwerke	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Strommenge [GWh] *	15.436	11.475	18.456	14.875	13.323	16.795	20.405	24.115	27.134
Kosten [Mio. Euro]	412	223	392	388	227	240	590	2.689	2.365
Countertrading									
Kosten [Mio. Euro]	24	12	29	37	64	135	397	371	303
Netzreserve									
Strommenge [GWh] **	551	1.209	2.129	904	430	635	1.280	3.238	1.149
Kosten Vorhaltung [Mio. Euro]	162	183	296	279	197	196	243	389	272
Kosten Abrufe [Mio. Euro]	66	103	184	137	82	100	249	650	282
Gesamt									
Strommenge [GWh]	15.987	12.684	20.585	15.779	13.753	17.429	21.685	27.353	28.283
Kosten [Mio. Euro]	663	520	901	841	570	671	1.479	4.099	3222

* 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 in GWh

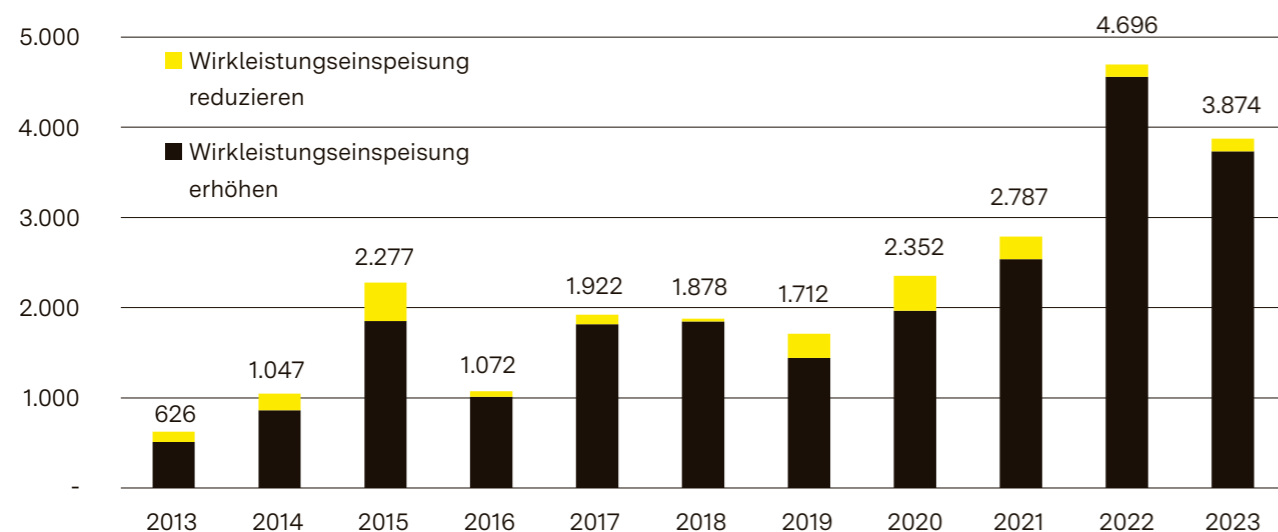


Abbildung 2: Redispatchmengen in der Regelzone der TransnetBW von 2013–2023 in GWh. Eigene Darstellung auf Basis der Daten aus [45].

Die im Rahmen des Redispatches von der TransnetBW bereitgestellten Wirkleistungsänderungen sind im Jahr 2023 im Vergleich zum Vorjahr gesunken. Nach einem Anstieg um fast 70 Prozent im Vorjahr fielen die Redispatchmengen 2023 um 21 Prozent auf 3.874 GWh (Abbildung 2). Mit 3.730 GWh entfiel fast der gesamte Anteil auf Wirkleistungserhöhungen (positiver Redispatch). Auch hier ist prozentual gesehen die bereitgestellte Leistungserhöhung im Vergleich zum Vorjahr um 22 Prozent gesunken. Die in geringem Umfang bereitgestellten wirkleistungsreduzierenden Maßnahmen sind dagegen nahezu auf demselben Niveau geblieben.

Deutschlandweit betrachtet liegt der Anteil der TransnetBW als anweisender Übertragungsnetzbetreiber an der gesamten angeforderten Wirkleistung bei rund 16 Prozent im Jahr 2023

(-5 Prozentpunkte gegenüber 2022). Der Anteil Baden-Württembergs an der deutschlandweiten Wirkleistungserhöhung liegt im Jahr 2023 bei knapp 27 Prozent und ist ebenfalls deutlich (-13 Prozentpunkte) gesunken. In dem Umfang wie in der Regelzone der TransnetBW der Bedarf gesunken ist, ist er in der Regelzone von Amprion gestiegen.

92 Prozent (2.402 GWh) der gesamten Redispatchmengen in der Regelzone der TransnetBW entfielen auf strombedingten Redispatch, 1,5 Prozent und damit 1 Prozentpunkt mehr als im Vorjahr auf spannungsbedingten Redispatch. Knapp 5 Prozent des Redispatchbedarfs entfielen auf Probestarts. Die restlichen Redispatchmengen (circa 1,5 Prozent) entfallen auf kleinere Maßnahmen wie beispielsweise Countertrading.

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. [46]

Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber ermitteln jährlich im Zuge einer Systemanalyse den entsprechenden Bedarf an Netzreserve. Gemäß dem aktuellen Bericht vom April 2024 belief sich das abgerufene Netzreservevolumen für Gesamtdeutschland im Jahr 2023 auf 1.149 GWh (vergleiche auch Tabelle 3 oben). Damit wurden knapp 2.000 GWh weniger aus der Netzreserve eingesetzt als im Vorjahr, was sich auf das in Kraft getretene Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetz und die teilweise Rückkehr der Kraftwerke an den Markt zurückführen lässt. [43]

Für den Winter 2023/24 war eine Reservekapazität von 4,6 GW im Inland zur Stabilisierung kritischer Situationen im Netz vorgesehen (deutlich geringere Ausweisung aufgrund der befristeten Rückkehr von Kohlekraftwerken aus der Netzreserve an den Markt). [47] Im Rückblick kamen die Reservekraftwerke im Betrachtungszeitraum zwischen dem 1. Oktober 2023 und dem 15. April 2024 an 90 (von 198) Tagen zum Einsatz. Damit gingen die Zahl und der Umfang des Einsatzes von Netzreservekraftwerken aufgrund des Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetzes im Vergleich zum absoluten Höchstwert im Winter 2021/22 wieder deutlich zurück. [48]

Der ermittelte Netzreservebedarf für den kommenden Winter 2024/2025 beträgt 6,9 GW; für den Betrachtungszeitraum 2026/27 liegt der ermittelte Bedarf bei 9,2 GW. Die Ergebnisse der Stilllegungsausschreibungen für Kohlekraftwerke sind dabei

berücksichtigt. Damit liegt der ermittelte Wert deutlich über dem Bedarf der letzten Periode und setzt sich aus 5,58 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. Der höhere Bedarf an Netzreserve im Vergleich zum Winter 2023/24 resultiert daraus, dass im letzten Winter noch Netzreservekraftwerke auf Basis des Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetzes an den Markt zurückgingen, die nun wieder in der Netzreserve zu finden sind. Den nochmals steigenden Bedarf für den Winter 2026/27 führt die BNetzA auf einen prognostizierten Wiederanstieg des Stromverbrauchs sowie die EU-weite Ausweitung des grenzüberschreitenden Handels zurück.

In Baden-Württemberg befinden sich 10 Kraftwerksblöcke mit einer Nettoleistung von 2,2 GW in der Netzreserve (Stand vom April 2024). [3] Die Systemrelevanzausweisungen der bestehenden Netzreserve im Umfang von 2,2 GW gelten für den Großteil der Kraftwerksblöcke zunächst bis zum 31. März 2031.

Einspeisemanagement

Das sogenannte Einspeisemanagement (EinsMan) ist Teil des Redispatches und eine spezielle Maßnahme. Diese adressiert lediglich EE-, Grubengas- und hocheffiziente KWK-Anlagen, die vorrangig ins Netz einspeisen dürfen. Unter besonderen Voraussetzungen ist es den Netzbetreibern aber erlaubt auch solche Anlagen abzuregeln, um das Netz zu entlasten, wenn der erzeugte Strom nicht „abtransportiert“ werden kann. Die dadurch wegfallende Leistung wird als Ausfallarbeit bezeichnet, worauf der Betreiber der abgeregelten Anlage einen Anspruch auf Entschädigung hat. Über 90 Prozent der abgeregelten Leistung entfällt dabei bundesweit auf Windenergieanlagen (9.709 GWh in 2023, +11,5 Prozent im Vergleich zu 2022) [43] und vor allem auf Anlagen im Norden Deutschlands.

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 werden, die bei Bedarf durch Anweisung des jeweiligen Übertragungsnetzbetreibers angefordert werden können. Für den ersten Erbringungszeitraum 2020–2022 und den zweiten Zeitraum 2022–2024 belief sich die Reserve jeweils auf knapp über 1 GW. Damit waren die Ausschreibungen deutlich unterzeichnet. Auch für den dritten Ausschreibungszeitraum vom Oktober 2024 bis September 2026 war die Ausschreibung mit demselben Wert unterzeichnet. Bezuschlagt wurden dieselben Bieter wie bereits in den vorherigen Runden (keine der Anlagen liegt in Baden-Württemberg.) [49] Mit einer jährlichen Vergütung von 99.990 Euro/MW erhalten die bezuschlagten Bieter nahezu den Höchstwert. [50]

Die Sicherheitsbereitschaft nach § 13g EnWG war eine Maßnahme, bei der acht Braunkohlekraftwerksblöcke nach und nach, beginnend im Jahr 2016 bis zum Jahr 2019, vorläufig stillgelegt wurden, um dann nach vier Jahren endgültig stillgelegt zu werden. Im Jahr 2023 lief die Sicherheitsbereitschaft somit aus und alle betroffenen Kraftwerke (keines davon in Baden-Württemberg) sind stillgelegt.

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 1,2 GW zur Verfügung. Im Jahr 2024 konnte diese mit der Inbetriebnahme einer ölbefeuerten Gasturbine am Kraftwerksstandort in Marbach am Neckar um 0,3 GW auf 1,2 GW erhöht werden. [51]

Ebenfalls im EnWG festgelegt sind Maßnahmen zur Stärkung der Bilanzkreisstreue. 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. [52, 53]

2.2.4 Netzqualität

Aufgrund der Vollständigkeit wird an dieser Stelle auch kurz auf den SAIDI („System Average Interruption Index“) als Kennzahl zur Ermittlung der Netzqualität eingegangen. 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. [54] 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 2023 um 0,6 Minuten angestiegen. 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. [55] Deutschland wies auch in der Vergangenheit im europäischen Vergleich einen der niedrigsten SAIDI-Werte beziehungsweise eine der höchsten Netzqualitäten mit den kürzesten Unterbrechungsdauern auf.

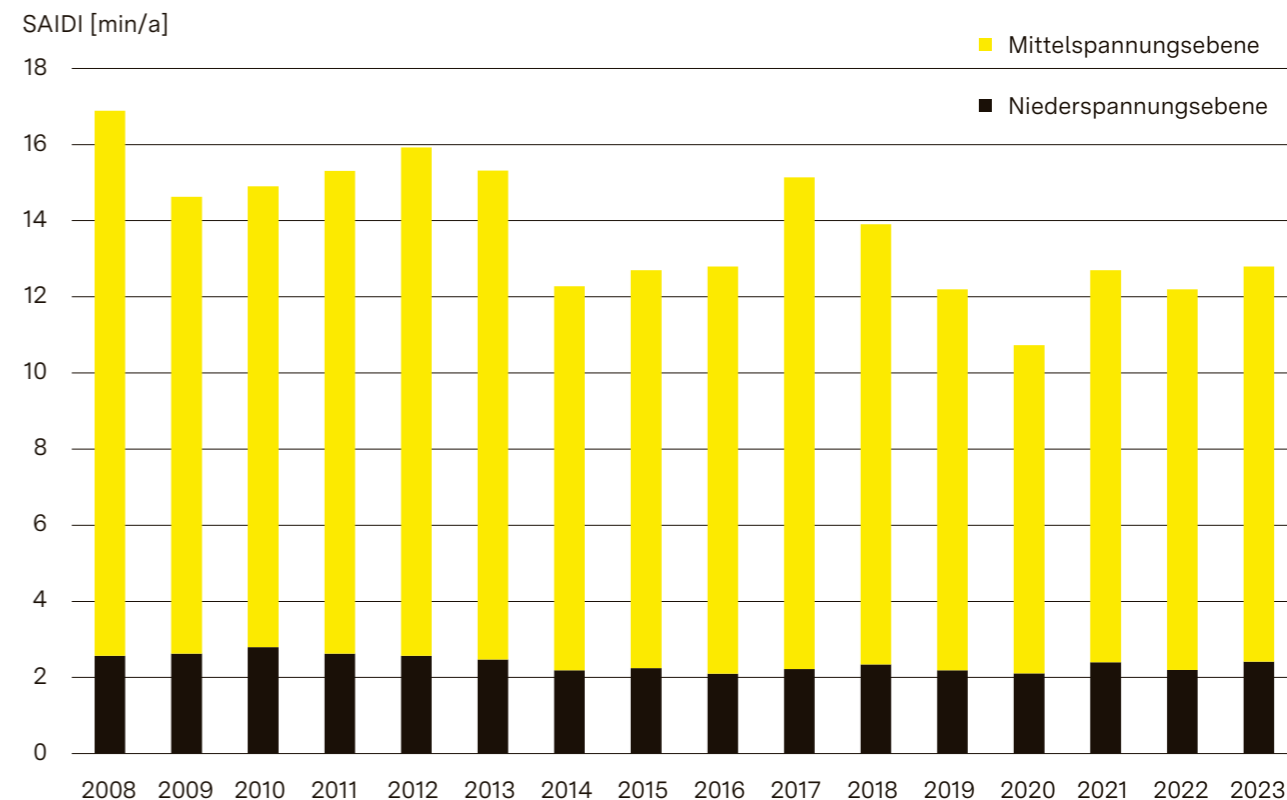


Abbildung 3: Entwicklung des SAIDI in Deutschland im Zeitraum von 2008 bis 2023. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [56].

Beim SAIDI kann eine Unterscheidung zwischen der Niederspannungsebene und der Mittelspannungsebene vorgenommen werden. Für Gewerbetakunden, 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 leicht angestiegen und liegt im Jahr 2023 bei 10,38 Minuten. Auf der Niederspannungsebene liegt der Wert bei 2,4 Minuten.

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 2023 bei 14,7 Minuten und ist im Vergleich zu dem deutlichen Anstieg im Vorjahr wieder um 2,2 Minuten gesunken. Im Vergleich zum Bund liegt Baden-Württemberg somit weiterhin über dem Bundesniveau, wenn auch nicht mehr so stark wie noch 2022. Lediglich Thüringen (21,4 Minuten), Rheinland-Pfalz (19,4 Minuten) und Sachsen-Anhalt (17,8 Minuten) weisen im Jahr 2023 höhere Werte auf. Betrachtet man die letzten Jahre, so wird deutlich, dass sich der Wert in Baden-Württemberg seit 2015 über dem Bundesdurchschnitt bewegt.

³ In Situationen, in denen die Netzstabilität weder durch Netzschaltungen, Regelenergie, 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.

Die maximale Abweichung von 4,5 Minuten über dem Bundesdurchschnitt wurde 2022 erreicht. 2023 lag Badens-Württembergs Abweichung vom Bundesdurchschnitt bei 2,3 Minuten (vergleiche Abbildung 4). Alle bisherigen Werte liegen innerhalb einer normalen Schwankungsbreite.

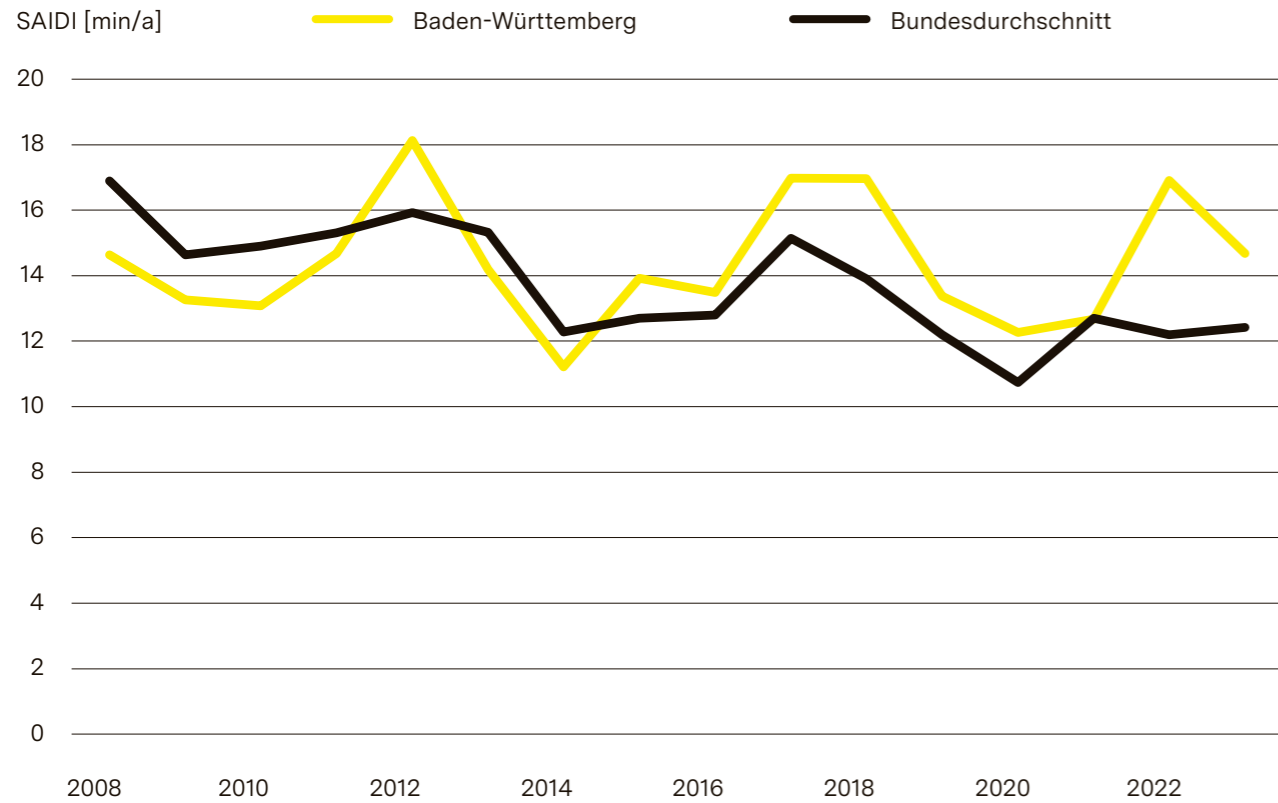


Abbildung 4: Vergleich des SAIDI in Baden-Württemberg und im Bundesdurchschnitt seit 2008. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [57].

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. [58] Daran lässt sich erkennen, dass sich die Unterbrechungsdauer trotz eines steigenden Anteils an erneuerbaren Energien innerhalb einer üblichen Schwankungsbreite bewegt. Nach einem leichten Rückgang im Jahr 2022 auf 11,8 Minuten

durchschnittlicher Unterbrechungsdauer pro Kunde ist im Jahr 2023 ein leichter Anstieg zu verzeichnen. Die Stromunterbrechungsdauer belief sich auf 13,7 Minuten pro Kunde, was in erster Linie häufigeren Extremwetterlagen zuzuschreiben ist. Dadurch sind die witterungsbedingten Störungen in der Stromversorgung angestiegen. Prozentual gesehen war im Jahr 2023 dennoch jeder Haushalt im Durchschnitt zu nahezu 99,997 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 2023 mit durchschnittlich rund 2,31 Störungen je 100 km Stromkreislänge auf einem leicht höheren Niveau als noch im Vorjahr. Dasselbe trifft auf die Hoch-/Höchstspannungsebene zu, bei der die Fehlerzahl bei rund 3,46 Störungen je 100 km Strom-

kreislänge (vergleiche Abbildung 5) [59] lag. 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.

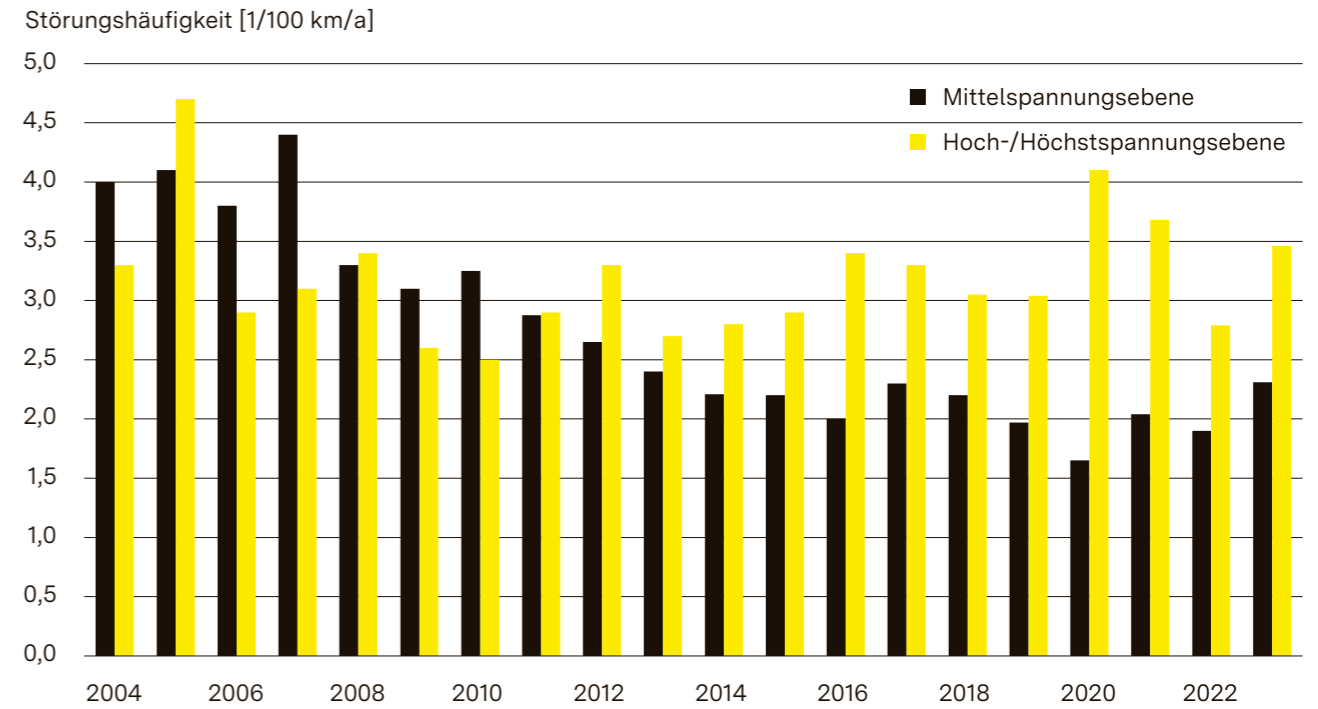


Abbildung 5: Zeitliche Entwicklung der auf die Stromkreislänge bezogenen kurzschlussartigen Fehler gemäß FNN-Statistik. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [58].



2.2.5 Flexibilitätsoptionen

Das zukünftige Stromsystem wird einen hohen Anteil erneuerbarer Energien aufweisen, was mit sich bringt, dass immer größere Mengen an volatiler beziehungsweise fluktuierender und somit nichtsteuerbarer Energieerzeugung in das System integriert werden müssen. Im Umkehrschluss wird dadurch der Bedarf an Flexibilitäten im Stromsystem ansteigen. Grundsätzlich steht dafür eine Vielzahl an Instrumenten zu Verfügung. Eine der wichtigsten Säulen ist der Aus- und Umbau der Netzinfrastruktur (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. [60] 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 zu reagieren. 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.

Das Update der Eaton-Studie „Energy Transition Readiness Index“ für das Jahr 2023, welche die Bereitschaft zur Transformation des Strommarkts in 13 ausgewählten europäischen Ländern bewertet, zeigt, dass alle betrachteten Länder hohe Ambitionen haben. Auf einer Skala von 1 bis 5 (und zusätzlich unterteilt in High und Low) wird Deutschland im Bericht für 2023 bei einem durchschnittlichen Wert von 3 Low eingestuft. Vor Deutschland im Ranking liegen die nordischen Länder und Frankreich. Allen voran Norwegen, welches als einziges Land auf Stufe 4 High eingestuft wurde und damit Finnland als Spitzenreiter überholt hat. Betrachtet man die drei Handlungsfelder sozialpolitische Faktoren, technologische Faktoren und Marktfaktoren einzeln, dann hat sich Deutschland im Vergleich zum Vorjahr in zwei der drei Handlungsfelder verbessert. Die Maßnahmen zur Transformation des Strommarkts scheinen nach und nach zu wirken.

Im Bereich der sozialpolitischen und marktgetriebenen Faktoren hat sich Deutschland jeweils um eine Stufe verbessert und bildet bei den Marktfaktoren nicht mehr das Schlusslicht. Bei den technologischen Faktoren hingegen hält sich Deutschland weiterhin auf Stufe 3. Positiv wird Deutschlands Entwicklung im Bereich der Batteriespeicher hervorgehoben. Die wesentlichen Herausforderungen sind: der verzögerte Smart-Meter Rollout, komplexe Politik und Kostenfragen, geringe Transformationsgeschwindigkeit und hohe Markteintrittsbarrieren für Anbieter neuer Technologien aufgrund technologischer Hemmnisse sowie Netzzugangsbeschränkungen und Eintrittsbarrieren in den Flexibilitätsmarkt aufgrund der Vorherrschaft von etablierten Unternehmen. Dementsprechend gilt es für Deutschland die Flexibilität des Strommarktes durch die bereits genannten dezentralen Technologien zu erhöhen und dabei die vorhandenen Potenziale auszunutzen.

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).

Steuerbare Verbrauchseinrichtungen sowie flexible Verbraucher können den Netzausbaubedarf in der Niederspannungsebene reduzieren. Sie tragen somit zu einer effizienten Bewirtschaftung des Netzes bei. Mit der Neuregelung des § 14a EnWG (1. Januar 2024) haben Letztverbraucher die Möglichkeit, eine Reduzierung der Netzentgelte in Anspruch zu nehmen, sofern sie mit ihrem Netzbetreiber eine Vereinbarung bezüglich der netzorientierten Steuerung ihrer Verbrauchseinrichtungen abgeschlossen haben. [61] 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. Unter § 14a EnWG fallen alle Anlagen 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.

Im Jahr 2023 wurde sowohl bundesweit (15,3 GW), als auch in Baden-Württemberg (2 GW), mehr PV-Leistung zugebaut, als jemals in einem Jahr.

Insbesondere Dachanlagen im Kleinanlagensegment 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 Marktstammdatenregisters⁴ wurden 2023 bundesweit knapp 580.000 neue Batteriespeicher installiert, womit zum Jahresende insgesamt rund 1.130.000 Einheiten verbaut waren. Die Speicherkapazität beträgt insgesamt rund 11,9 GWh. In Baden-Württemberg wurden 2023 etwa 89.000 neue Batteriespeicher installiert, der Bestand wuchs damit auf fast 186.000 Einheiten (Abbildung 6). Die Gesamtspeicherkapazität beläuft sich auf rund 1.750 MWh.

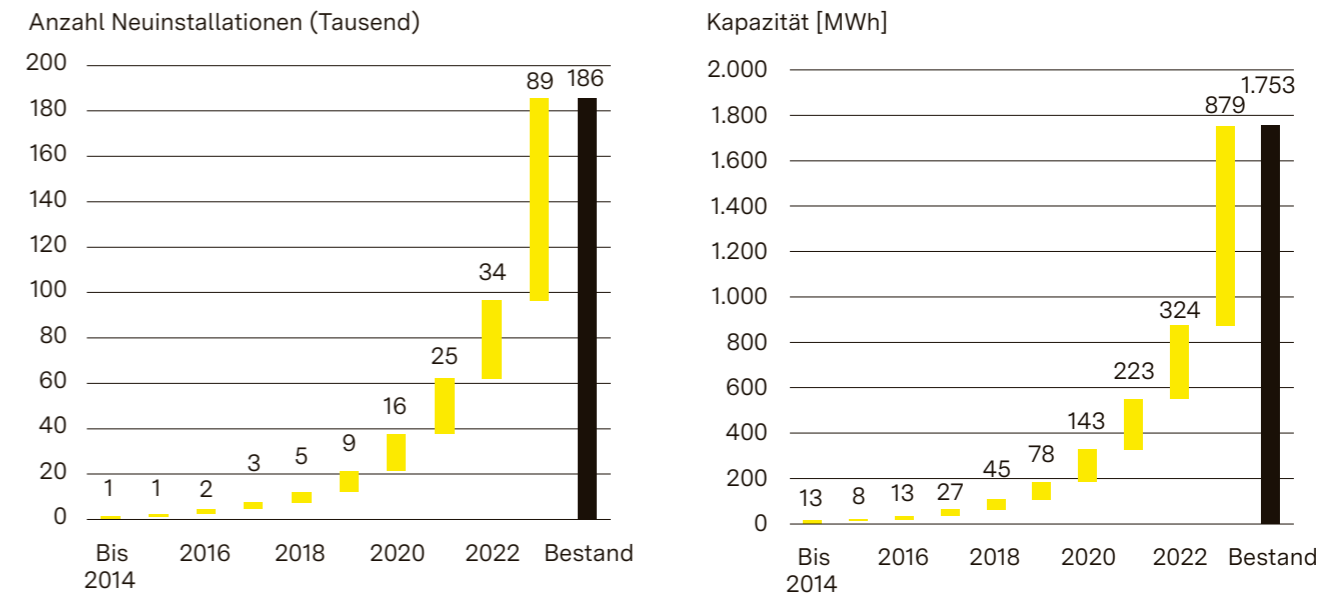


Abbildung 6: Entwicklung der Neuinstallationen von Batteriespeichern in Baden-Württemberg. Eigene Auswertung Marktstammdatenregister, Datenstand Ende Mai 2024.

Mit 99 Prozent der obigen Anlagenzahl und fast 94 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 ange-

fürten Batteriespeicher beläuft sich insgesamt auf rund 1.100 MW. Damit beträgt bei maximaler Leistung die Speicherdauer im Durchschnitt 1,6 Stunden. Die Speicher werden also im Mittel als Kurzzeitspeicher genutzt.

⁴ In Anlehnung an [62] 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.

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. [63, 64] Das GNDEW wurde Mitte Mai 2023 verabschiedet und ist ein wichtiger Baustein, um die Digitalisierung der Energiewende zu flankieren. Durch Anpassungen im Messstellenbetriebsgesetz (MsbG), zuletzt im Mai 2024, soll der zunächst eher träge Ausbau von intelligenten Messsystemen beschleunigt werden und insgesamt unbürokratischer möglich sein. [65] Zwischen den Jahren 2016 und 2022 stieg die Zahl der eingebauten modernen Messeinrichtungen (mME) zwar stetig auf 17,3 Millionen Stück beziehungsweise circa 35 Prozent des Gesamtbestands der Messeinrichtungen im Strombereich an, bleibt damit jedoch deutlich hinter den Erwartungen zurück. Dies zeigt

sich auch an den Einbauzahlen zwischen 2019 und 2022 mit lediglich 280.000 verbauten iMSys. Die Hauptgründe dafür lagen in technischen Problemen, Regelungslücken und Rechtsunsicherheiten. Seit Mai 2023 hat der weitaus größte Teil der grundzuständigen Messstellenbetreiber (gMSB) den Rollout wieder intensiviert und teilweise sogar beschleunigt fortgesetzt. Daher ist für die kommenden Jahre von einem signifikanten Anstieg der iMSys Einbaufallzahlen auszugehen. [66]

Das GNDEW beinhaltet einen Rolloutfahrplan für Smart-Meter mit verbindlichen Zielen bis 2033. Bis 2030 sollen 95 Prozent der Verbraucher mit einem jährlichen Stromverbrauch >6.000 kWh oder einer PV-Anlage mit mehr als 7 kW mit den entsprechenden Systemen ausgestattet sein. Der gesamte Rolloutplan mit Start im Jahr 2023 ist in Abbildung 7 dargestellt:

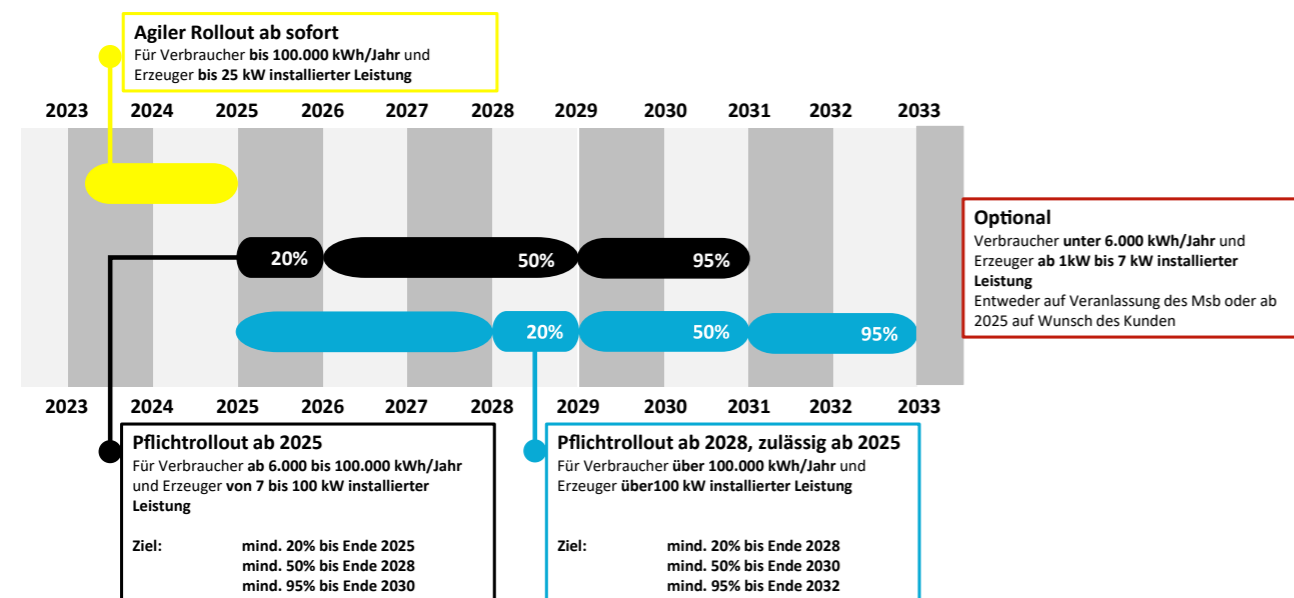


Abbildung 7: Gesetzlicher Smart-Meter-Rolloutfahrplan, in Anlehnung an [67].

Das BMWK hat entsprechend § 48 MsBG den ersten Digitalisierungsbericht beziehungsweise Analysen und Berichte zum Rechtsrahmen und zur Entwicklung der Digitalisierung der Energiewende vorgelegt. [68] Ausgangspunkt des Berichts ist, wie auch schon zuvor ausgeführt, die positive Entwicklung beim Smart-Meter-Rollout. Den Trend gilt es nun zu verstetigen, um die Potenziale der breiten Digitalisierung für das Gesamtsystem

zu heben. Die Berichterstatter betonen in ihrem Bericht, dass das Potenzial der Digitalisierung für die Energiewende noch bei weitem nicht ausgeschöpft ist und daher ein regelmäßiges Monitoring unter den Aspekten der systemdienlichen und wirtschaftlichen Ausrichtung sowie der verbraucherfreundlichen und nachhaltigen Ausrichtung der Digitalisierung und der Cybersicherheit, sinnvoll und notwendig ist. Neben diesen positiven

Hervorhebungen liefert der erste Energiebericht auch einige Anreize für kurzfristig notwendige Aktivitäten in vier Handlungsbereichen. Im Kontext der systemdienlichen Ausrichtung soll der Systemnutzen der Digitalisierung konsequent gehoben und weiter ausgebaut werden, wofür der Rollout systemorientiert und in angemessenem Verhältnis von Pflichtrollout zu Kundenwünschen durchgeführt werden muss. Im Sinne der Wirtschaftlichkeit muss der Rollout aus wirtschaftlicher Sicht auf stabilen Beinen stehen und die jährlich anfallenden Kosten müssen entsprechend der geltenden Preisobergrenzen gestaltet und fair verteilt werden. Die Relevanz und Brisanz der Cybersicherheit soll durch entsprechende rechtliche Rahmenbedingungen und eine schwarzfallrobuste Anbindung adressiert werden. Zuletzt ist eine stärkere Einbindung der Verbraucher und Entwicklung von attraktiven Produkten anzustreben, um Potenziale auf Nutzerseite heben zu können. [69]

Ein zusätzlicher Aspekt, der im weiteren Sinne der Digitalisierung der Energiewende zuzurechnen ist, sind dynamische Stromtarife. Ab 2025 besteht für Energieversorger die Pflicht, einen solchen Stromtarif für alle Smart-Meter-Nutzer anzubieten und somit für Smart-Meter-Nutzer die Möglichkeit, vom konstanten Tarifsystem weg zu wechseln. [70, 71]

Potenziale von Künstlicher Intelligenz (KI) zeigt die Studie „Harnessing Artificial Intelligence to Accelerate the Energy Transition“, verfasst von der BloombergNEF und der Deutschen Energie-Agentur (dena) auf. KI kann demnach ein Treiber der Energiewende in den Bereichen Erkennung von Mustern in Daten und Ableitung von Erkenntnissen für höhere Effizienz und Einsparungen, der Koordination von Stromsystemen mit wachsendem Anteil an erneuerbaren Energien und der Verwaltung komplexer, dezentraler Energiesysteme in großem Maßstab sein. Diese Anwendungen unterstützen Produkte wie digitale CO₂-Herkunftsnachweise, intelligente Thermostaten und digitale Plattformen genauso wie smarte Netze, KI im Sinne der Nachhaltigkeit oder Digitalisierung im Zuge der Sektorkopplung. [72]

2.3 Erneuerbare Energien im Stromsektor

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Baden-Württemberg ist in den vergangenen Jahren kontinuierlich gewachsen. Im Jahr 2023,

das ein windstarkes, aber einstrahlungsschwaches Jahr war, wurden rund 20,5 TWh Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt. Da die Bruttostromerzeugung in Baden-Württemberg insgesamt stark rückläufig war (vergleiche dazu Kapitel 2.4), stieg der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung auf 55 Prozent. Bezogen auf den Bruttostromverbrauch, der zusätzlich die in Baden-Württemberg verbrauchten Netto-Stromimporte beinhaltet, beträgt der Anteil der baden-württembergischen EE-Strombereitstellung rund 31 Prozent.

Deutlich gestiegen (+0,8 TWh auf 3,8 TWh) ist aufgrund des guten Windjahrs die Stromerzeugung aus Windkraftanlagen, ebenso dargebotsbedingt die Erzeugung in Wasserkraftanlagen (+0,7 TWh auf 4,5 TWh). Dagegen ist die Stromerzeugung mit Photovoltaikanlagen trotz des hohen Neuanlagenzubaues nur um knapp 0,4 TWh auf 7,9 TWh gestiegen, da 2023 ein unterdurchschnittliches Solarjahr war.

Die Anreize zur Errichtung von Erneuerbare-Energien-Anlagen zur Stromerzeugung werden primär von den Regelungen auf Bundesebene gesetzt. Diese wurden mit dem EEG 2023 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.

Mit dem EEG 2023 soll der Ausbau der erneuerbaren Energien erheblich beschleunigt werden und ein Anteil an der Stromversorgung von 80 Prozent (vorher 65 Prozent) bis zum Jahr 2030 erreicht werden. Die Zielwerte für die jeweiligen EE-Sparten wurden entsprechend erhöht: So sollen im Jahr 2030 bundesweit neben 215 GW PV-Anlagen, 30 GW Windenergieanlagen auf See auch 115 GW Windenergieanlagen an Land installiert sein. Dem entsprechend wurden auch die Ausschreibungsvolumina angehoben.

Ergänzend wurden im Jahr 2024 mit dem Solarpaket I (vergleiche Seite 48, Photovoltaik) weitere Regelungen verabschiedet beziehungsweise befinden sich im Gesetzgebungsprozess (Umsetzung der Beschleunigungsgebiete für erneuerbare Energien, vergleiche Seite 46, Windenergie).

Windenergie

Im Jahr 2023 gingen in Baden-Württemberg nach Angaben der LUBW 16 Windenergieanlagen (WEA) mit einer Leistung von 62 MW in Betrieb [73]. Bis zum 9. September 2024 folgten weitere 8 WEA mit 38 MW. Der Ausbau der Windenergienutzung in Baden-Württemberg bleibt damit weiterhin deutlich hinter den gesteckten Zielen des Landes und den Erfolgen der Jahre 2016 (120 WEA, 336 MW) und 2017 (123 WEA, 390 MW) zurück. Die Anzahl und Leistung genehmigter Anlagen stieg derweil leicht von 50 WEA mit 235 MW in 2022 auf 53 WEA mit 285 MW in 2023. Im laufenden Jahr 2024 erhielten bis zum Auswertungstichtag 9. September 2024 weitere 28 Windenergieanlagen mit einer Leistung von 158 MW eine Genehmigung. Insgesamt sind damit zum Stichtag 159 WEA mit 751 MW genehmigt und noch nicht in Betrieb, zusätzliche 155 WEA mit 888 MW befinden sich in laufenden Genehmigungsverfahren. Für 439 WEA wurden erste Planungen vorgestellt.

Der Gesamtbestand an Windenergieanlagen in Baden-Württemberg stieg von 760 WEA zum 31. Dezember 2022 auf 769 WEA zum 31. Dezember 2023 [73]. Die Bestandsleistung legte von 1.711 MW auf 1.767 MW zu. Der Nettozubau, der auch die Stilllegung von Anlagen berücksichtigt, beträgt 2023 damit 6 WEA beziehungsweise 56 MW.

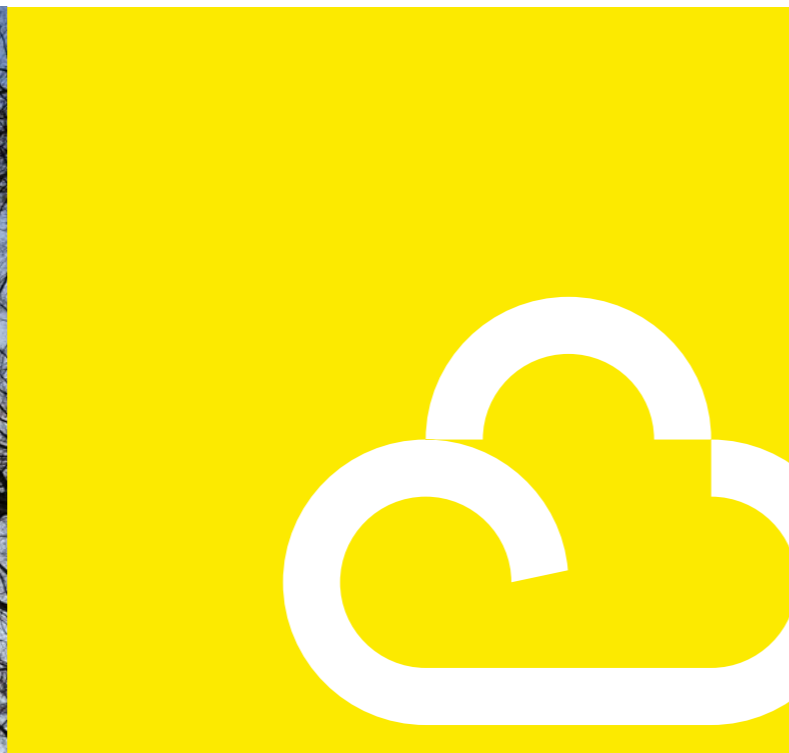
Die Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land des Jahres 2022 waren – mit Ausnahme der ersten Gebotsrunde – unterzeichnet. Dem Ausschreibungsvolumen von insgesamt 4,6 GW standen Zuschläge im Umfang von 3,3 GW gegenüber. Das Gebotsvolumen nahm ausgehend von 1,4 GW im Februar 2022 auf 0,2 GW im Dezember 2022 ab. Deutlich gestiegene Investitions- und Kapitalkosten, die infolge des zulässigen Höchstwerts von 5,88 ct/kWh nicht kompensiert werden konnten, und lange Lieferzeiten für bestimmte Komponenten sorgten bei den Projektierern zunehmend für Zurückhaltung. Nach der Anhebung des Höchstwerts um 25 Prozent auf 7,35 ct/kWh variierte das Gebotsvolumen in den Ausschreibungsrunden des Jahres 2023 zwischen 1,5 und 2 GW. Trotz des Anstiegs gegenüber den Vorjahren reichte das Gebotsvolumen jedoch nicht aus, um das mit dem EEG 2023 deutlich angehobene Ausschreibungsvolumen zu decken. Am Ende standen dem tatsächlich ausgeschriebenen Volumen von 9,8 GW Zuschläge im Umfang von 6,5 GW gegenüber. Für die Ausschreibungsrunden des Jahres 2024 wurde am Höchstwert von 7,35 ct/kWh festgehalten. Mit Gebotsvolumina von 1,8 beziehungsweise 2,5 GW in den ersten beiden Runden lässt sich ein leicht ansteigender Trend beobachten. Allerdings liegen die Gebotsmengen weiterhin unterhalb der Ausschreibungsmengen. Der auf Baden-Württemberg entfallende Anteil am Zuschlagsvolumen fiel mit 6 Prozent in 2023 beziehungsweise 4 Prozent bei den ersten zwei Runden des Jahres 2024 vergleichsweise gering aus.

Tabelle 4: Übersicht über die EEG-Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [74].

Gebotstermin	Deutschland			Baden-Württemberg			
	Gebote [MW]	Zuschläge [MW]	Zuschlagsquote	Gebote [MW]	Zuschläge [MW]	Zuschlagsquote	Anteil Zuschläge BW an D
01.02.2022	1.356	1.332	98 %	8	8	100 %	0,6 %
01.05.2022	947	931	98 %	22	22	100 %	2,4 %
01.09.2022	773	773	100 %	24	24	100 %	3,0 %
01.12.2022	203	189	93 %	0	0	-	0,0 %
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 %

Mit dem EEG 2023 hat die Bundesregierung zahlreiche Neuerungen beschlossen, um den Ausbau der Windenergienutzung zu beschleunigen. Insbesondere wurde der Ausbaupfad angehoben und das Ausschreibungsvolumen erhöht. Letzteres beträgt ungeachtet möglicher Anpassungen nach § 28 Abs. 3 - 6 EEG 12.840 MW im Jahr 2023 sowie 10.000 MW in den Jahren 2024 bis 2028. Ferner wurden die Zuschlagschancen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für windschwache Standorte 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 Höchstwert ergibt sich damit eine maximale Vergütungshöhe von 11,39 ct/kWh für im Jahr 2023 bezuschlagte Anlagen. Die mit dem EEG 2021 eingeführte und bis zuletzt unter beihilferechtlichem Genehmigungsvorbehalt stehende Südquote wurde dagegen gestrichen.

Um die ambitionierten Ausbauziele und Ausbaupfade des EEG zu erreichen, schreibt der Bund den Ländern verbindliche Flächenziele vor. Details regelt das Windenergieflächenbedarfsgesetz (WindBG), das ebenso wie das EEG 2023 zum 1. Januar 2023 in Kraft getreten ist. Gemäß § 3 Abs. 1 WindBG ist in jedem Bundesland zu den Stichtagen 31. Dezember 2027 und 31. Dezember 2032 ein bestimmter prozentualer Mindestanteil der Landesfläche (Flächenbeitragswert) für die Windenergie an Land auszuweisen. Für Baden-Württemberg sind Zielwerte von 1,1 Prozent (Ende 2027) beziehungsweise 1,8 Prozent (Ende 2032) vorgesehen. Gemäß Landesplanungsgesetz strebt Baden-Württemberg an, diese Vorgaben bereits im Jahr 2025 zu erfüllen. Hierzu hat das Land mit allen zwölf Regionalverbänden eine Planungsoffensive gestartet, in deren Rahmen die notwendigen Flächen so schnell wie möglich gesichert werden sollen. Die Zielvorgabe gilt für alle Regionalverbände gleichermaßen. Zum 31. Dezember 2023 betrug die rechtswirksam für die Nutzung der Windenergie ausgewiesene Fläche 17.414 Hektar, was einem Anteil an der Landesfläche von rund 0,5 Prozent entspricht. Gegenüber 2021 entspricht dies einer zusätzlichen Flächenausweisung von knapp 100 Hektar.



Zur Zielerreichung stellt Baden-Württemberg auch landeseigene Waldflächen bereit. Seit 2021 schreibt die Anstalt öffentlichen Rechts Forst Baden-Württemberg (ForstBW), die den Staatswald betreut und bewirtschaftet, im Rahmen einer Vermarktungsoffensive neue Flächen aus. In mehreren Tranchen und Einzelflächenausschreibungen sind auf diese Weise inzwischen insgesamt 40 Flächen mit einer Gesamtgröße von rund 7.250 ha für Windenergievorhaben zur Verfügung gestellt worden [75]. Bei einem angenommenen Flächenbedarf von 25–30 ha/WEA ließen sich nach Angaben von ForstBW auf diesen Flächen circa 240 bis 290 neue Windenergieanlagen errichten.

Um die Genehmigung von Windenergieanlagen (und anderen Industrieanlagen) zu beschleunigen und den damit einhergehenden bürokratischen Aufwand zu reduzieren, haben Bundestag und Bundesrat im Juni 2024 eine Novelle des Bundes-Immissionsschutzgesetzes beschlossen. Mit einer Vielzahl von Einzelmaßnahmen sollen Genehmigungsverfahren damit zukünftig klarer, schneller und digitaler werden. Ferner sieht das Beschleunigungspaket Vereinfachungen beim Repowering von Windenergieanlagen vor [76].

Auf eine Beschleunigung der Genehmigungsverfahren zielt auch ein weiteres Gesetzgebungsverfahren ab. Mit dem Gesetz zur Umsetzung der EU Erneuerbaren-Richtlinie (EU) 2023/2413 (RED III) werden verschiedene planungs- und genehmigungsrechtliche Bestimmungen umgesetzt. Insbesondere regelt das Gesetz die Ausweisung von sogenannten Beschleunigungsgebieten für Windenergieanlagen an Land sowie für Solarenergieanlagen inkl. Energiespeicher. Durch den Wegfall bestimmter Prüfpflichten aus dem europäischen Umweltrecht sollen Vorhaben innerhalb dieser Gebiete zukünftig einfacher und schneller genehmigt werden können. Einen entsprechenden Gesetzentwurf beschloss die Bundesregierung im Juli 2024 [77]. Die Zustimmung von Bundestag und Bundesrat steht zum Stand Mitte November 2024 noch aus.

Photovoltaik

Für Photovoltaikanlagen wurden mit dem EEG 2023 sowie dem EnSiG zahlreiche Änderungen und einige Verbesserungen umgesetzt. Neben einer massiven Anhebung des Ausbauziels für das Jahr

2030 von ursprünglich 100 GW auf 215 GW und entsprechenden Anhebung der Ausschreibungsvolumina für Freiflächen- und Dachanlagen wurden die Rahmenbedingungen für Anlagen unterhalb der Ausschreibungsgrenze verbessert.

Eine Reihe weiterer Verbesserungen für die Neuanlage von PV-Anlagen wurde nach längeren Verzögerungen im April 2024 beschlossen. Zum Stand Mitte November 2024 steht die beihilferechtliche Genehmigung der Europäischen Kommission weiterhin aus, das heißt die neuen Regelungen sind noch nicht gültig. Mit dem sogenannten Solarpaket I werden wichtige Elemente der Photovoltaik-Strategie des BMWK umgesetzt.

Im Bereich der Dachanlagen soll der Zubau für Anlagen ab 40 kW mit einer erhöhten Vergütung beschleunigt werden. Zusätzlich wird das Ausschreibungsvolumen für große Dachanlagen auf jährlich 2,3 GW ab 2026 erhöht. Für Anlagen bis 200 kW werden weiterhin Erleichterungen bei der Umsetzung der Direktvermarktungspflicht (ab 100 kW) geschaffen. Zusätzlich zur bestehenden Förderung von PV-Mieterstromprojekten wird mit der so genannten gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung ein neues Modell für PV-Anlagen in Mehrfamilienhäusern beziehungsweise gemischt genutzten Gebäuden geschaffen. Eine Reihe weiterer Verbesserungen betrifft unter anderem steckerfertige Solaranlagen, die Anforderungen bei der Anlagenzertifizierung, die Anlagenzusammenfassung sowie das Repowering von Dachanlagen.

Für den Freiflächensektor sieht das Solarpaket eine Erhöhung der maximalen Gebotsmenge von 20 MW auf 50 MW vor. Parallel dazu werden die sogenannten benachteiligten Gebiete bundesweit geöffnet. Dazu wird die bisherige Opt-in-Regelung in eine Opt-out-Regelung geändert, wofür jedoch bestimmte Voraussetzungen gelten. Die Inanspruchnahme landwirtschaftlich genutzter Flächen wird dabei auf 80 GW bis 2030 begrenzt. Für besondere Solaranlagen (Agri-, Floating-, Parkplatz- und Moor-PV) werden sowohl die Ausschreibungsvolumina sukzessive erhöht (ohne Aufwuchs der Mengen für PV-FFA insgesamt) als auch eigene und höhere Höchstwerte geschaffen. Übergreifend werden weiterhin naturschutzfachliche Mindestkriterien eingeführt.

Weitere gesetzliche Regelungen sind mit der Umsetzung der Beschleunigungsgebiete zu erwarten. Damit soll geregelt werden, dass Vorhaben in einem vereinfachten und beschleunigten Verfahren zugelassen werden (vergleiche dazu die Ausführungen oben zur Windenergie).

Mit rund 2.000 MW wurde 2023 in Baden-Württemberg so viel PV-Leistung neu installiert wie in keinem anderen Jahr zuvor. Gegenüber dem Vorjahr entspricht dies mehr als einer Verdopplung des Zubaus. Die Nachfrage nach neuen PV-Anlagen, insbesondere nach kleinen und mittelgroßen Dachanlagen, wurde ab Herbst 2022 sehr stark durch die Energiekrise und die hohen Strompreise angeheizt.

Mit rund 300 MW entfällt knapp 15 Prozent der neu installierten Leistung 2023 auf Freiflächenanlagen. Obwohl dies für Baden-Württemberg ein relativ starkes Wachstum darstellt, werden im Vergleich zur Bundesebene nach wie vor unterproportional Solarparks zugebaut (Deutschland 2023: 4.300 MW neue Freiflächenanlagen).

Obwohl das Solarpaket (s. oben) noch nicht galt, liegt der Neuanlagenzubau im Jahr 2024 weiterhin auf hohem Niveau: In den ersten acht Monaten des Jahres wurden insgesamt 1.400 MW zugebaut. Dies entspricht der Zubauentwicklung des Jahres 2023. Leicht schwächer entwickelt sich der Zubau von Dachanlagen. Dagegen wurden im Vergleich zu 2023 mit rund 350 MW in den Monaten Januar bis August 2024 bereits mehr Freiflächenleistung zugebaut als im gesamten Vorjahr.

Nachfolgend dargestellt sind die bisherigen Ausschreibungsergebnisse für Deutschland und Baden-Württemberg ab 2022 (Tabelle 5). Für ältere Ausschreibungsergebnisse wird auf die Vorgängerberichte verwiesen. Die bisherigen Ausschreibungen für PV-Freiflächenanlagen 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. Für das Jahr 2024 wurde am bisherigen Höchstwert von 7,37 ct/kWh festgehalten. Die starke Überzeichnung in den vorangegangenen Runden setzt sich fort, trotz erneuter Anhebung der Ausschreibungsvolumina. 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 wieder deutlich gestiegen.



Tabelle 5: Übersicht über die EEG-Ausschreibungen des ersten Segments (Photovoltaik-Freiflächenanlagen). Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [78].

Datum	Ausschreibungsvolumen	Deutschland			Baden-Württemberg			
		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 %

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 fast 850 MW für Anlagen in „benachteiligten Gebieten“ bezuschlagt. Dies entspricht einem Anteil von fast drei Viertel 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). Dies zeigt die hohe Bedeutung der Öffnung dieser Flächen mit der Freiflächenöffnungsverordnung des Landes.

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 6). Im Rahmen der Innovationsausschreibungen wurde im Dezember 2022 lediglich ein Gebot abgegeben, weshalb die Bundesnetzagentur aus Datenschutzgründen keine weiteren Details veröffentlicht hat. 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. Ein Erklärungsansatz ist, dass die vorangegangene Ausschreibungsrunde für PV-Freiflächenanlagen vom Juli 2023 noch wesentlich stärker überzeichnet war (siehe oben Tabelle 5) und sich ein Teil der Bieter angesichts des hohen Wettbewerbsniveaus Richtung Innovationsausschreibungen orientiert hat. 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. Der Anteil der Zuschläge von Anlagen in Baden-Württemberg war in den jeweiligen Ausschreibungsrunden sehr unterschiedlich und lag zwischen 0 und 30 Prozent.

Tabelle 6: Übersicht über PV-Anlagen im Rahmen der Innovationsausschreibungen. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [78].

Datum	Ausschreibungsvolumen	Deutschland			Baden-Württemberg			
		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 %

... 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 Ausschreibungsvolumens herrschte in den Runden April und August 2022 kein Wettbewerb mehr, da deutlich weniger Gebots- als Ausschreibungsvolumen zu verzeichnen war (Tabelle 7). 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 den ersten beiden Runden 2024 fort, trotz inzwischen wieder geringerem Höchstwert.

Seit dem Start der Dachanlagenausschreibungen wurden PV-Dachanlagen mit insgesamt 189 MW in Baden-Württemberg bezuschlagt. Dies entspricht knapp 10 Prozent der bundesweit bezuschlagten Menge.



Tabelle 7: Übersicht über die EEG-Ausschreibungen für Anlagen des zweiten Segments (Photovoltaik-Dachanlagen). Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [78].

Datum	Ausschreibungsvolumen	Deutschland			Baden-Württemberg			
		Gebote [MW]	Zuschläge [MW]	Zuschlagsquote	Gebote [MW]	Zuschläge [MW]	Zuschlagsquote	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 %

In den letzten Jahren sind auf Landesebene mehrere Maßnahmen zur Unterstützung der Photovoltaik und Solarthermie umgesetzt worden, unter anderem die Freiflächenöffnungsverordnung, 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 (vergleiche Kapitel 2.2). 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. Nach Angaben im Marktstammdatenregister wurden im Jahr 2023 fast 30 MW beziehungsweise knapp 35.000 solcher Anlagen in Betrieb genommen werden. Von Januar bis Ende

August 2024 waren es bereits 41 MW beziehungsweise knapp 45.000 Neuanlagen. Insgesamt waren zum Stand Ende August 2024 mehr als 88.000 steckerfertige Solaranlagen mit insgesamt 76 MW in Baden-Württemberg registriert. Es muss jedoch davon ausgegangen werden, dass zumindest ein Teil der Steckersolaranlagen nicht im Marktstammdatenregister angemeldet wurde. Damit dürfte die tatsächliche Zahl höher als oben angegeben liegen.

Biomasse

Mit dem EEG 2023 und dem novellierten EnSiG wurden mehrere Änderungen für Biomasseanlagen vorgenommen. Im Gegensatz zu den Zielsetzungen für Windenergie und Photovoltaik wurde für Biomasseanlagen das bisherige Ausbauziel nicht erhöht. Ab 2024 wird im Rahmen der Ausschreibungen für Biogas- und Biomethananlagen stufenweise der Maiseinsatz reduziert. Im Segment mit administrierten Fördertarifen gilt unter anderem für Güllekleinanlagen eine erhöhte Bemessungsleistung von 150 kW. Weiterhin wurde die Pflicht zur doppelten Überbauung abgeschafft, im Gegenzug entfiel der Flexibilitätszuschlag. Darüber hinaus sollen neue Biomethananlagen ab 10 MW so beschaffen sein, dass sie ab 2028 auf die Nutzung von Wasserstoff umgestellt werden können.

Mit dem Solarpaket 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.

Für Biomasseanlagen wurden seit 2017 insgesamt dreizehn 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 (um circa 1,5 ct/kWh auf nunmehr 17,67 ct/kWh für Neuanlagen beziehungsweise 19,83 ct/kWh für Bestandsanlagen). Damit herrschte in der Ausschreibungsrunde vom 1. April 2023 erstmals Wettbewerb (532 MW Gebotsvolumen vs. 300 MW Ausschreibungsvolumen). Auch die nachfolgenden Ausschreibungsrunden in 2023 und 2024 waren von Wettbewerb gekennzeichnet. Insgesamt wurden im Rahmen der Biomasseausschreibungen bislang Zuschläge für 1.387 MW vergeben (bei einem Ausschreibungsvolumen von insgesamt 2.914 MW). Davon entfallen insgesamt 221 MW auf Neuanlagen. Für Baden-Württemberg waren bislang insgesamt 177 MW Zuschläge für 170 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 Rohstoff-

preisen und Zinsen bei unverändertem Höchstwert zuzurechnen sein dürfte. Der Mangel an Geboten setzte sich in den Ausschreibungsrunden 2023 fort, es wurden keinerlei Gebote eingereicht. Dies trifft auch auf die Ausschreibungsrunde am 1. April 2024 zu. 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 (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 den Wettbewerbsvorteil, der mit der Südquote bestanden hätte.

Die Landesregierung Baden-Württemberg hat Mitte 2023 die Biogasstrategie verabschiedet. Zum einen soll die Biogas- und Biomethanerzeugung auf einen systemdienlichen Einsatz umgestellt werden (s. 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. [79]

Gesicherte Leistung

Die erneuerbaren Energien leisten neben dem Beitrag zur Stromerzeugung auch einen Beitrag zur gesicherten Leistung. Dieser ist aufgrund der fluktuierenden Einspeisecharakteristik von Photovoltaik- und Windkraftanlagen jedoch vergleichsweise gering. So ist von der derzeit in Baden-Württemberg installierten Gesamtleistung erneuerbarer

Energien im Stromsektor von 13,8 GW mit weiterhin 0,8 GW nur ein kleiner Teil der gesicherten Leistung zuzurechnen (vergleiche Abbildung 8), der fast ausschließlich auf Wasserkraft- und Biomasseanlagen zurückzuführen ist. Da zuletzt fast ausschließlich Photovoltaik- und Windenergieanlagen neu installiert wurden, hat sich die gesicherte Leistung aus erneuerbaren Energien in den vergangenen Jahren nur sehr geringfügig erhöht.

Installierte Leistung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung [GW]

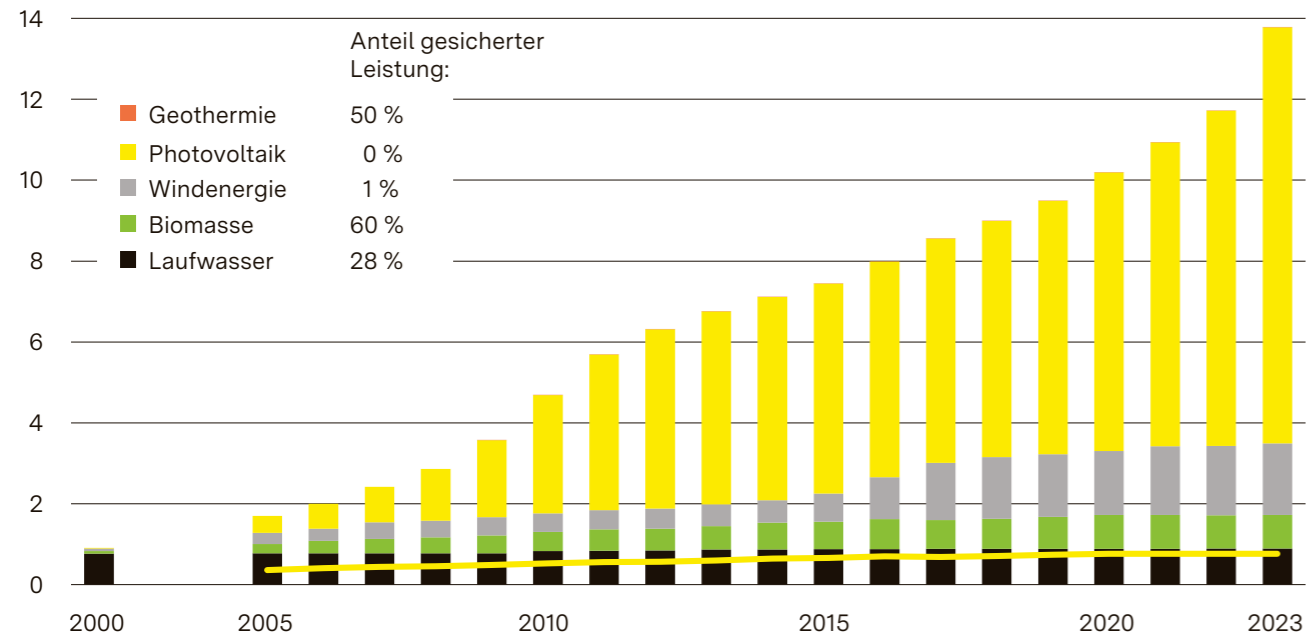


Abbildung 8: Entwicklung der Erzeugungsleistung erneuerbarer Energien (Säulen) sowie der gesicherten Leistung (Linie) in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [76].

2.4 Entwicklung von Bruttostromerzeugung und -verbrauch

Nach ersten Berechnungen ist der Bruttostromverbrauch im Jahr 2023 auf knapp 66 TWh gesunken und lag damit auf dem Niveau des Jahres 2020, in dem der Verbrauch aufgrund der Corona-Maßnahmen massiv gesunken war. Zum Rückgang von 2 TWh gegenüber dem Vorjahr hat einerseits der konjunkturbedingte niedrigere Stromverbrauch in der Industrie geführt. Andererseits ist dies dem erheblichen Rückgang der Bruttostromerzeugung zuzurechnen (siehe unten), der zu einem niedrigeren Kraftwerkseigenverbrauch geführt hat. Letzterer geht in den Bruttostromverbrauch ein.

Die Bruttostromerzeugung erreichte 2023 mit gut 37 TWh den tiefsten Stand seit fast 40 Jahren. Zum einen sank die Stromerzeugung aus Kernenergie um rund 9 TWh im Zuge des Kernenergieausstiegs, der im April 2023 vollzogen wurde. Zum anderen lag die Kohlestromerzeugung, ähnlich wie auf Bundesebene, mit 9 TWh (minus 8 TWh gegenüber dem Vorjahr) auf sehr niedrigem Niveau. Weiter zugelegt auf gut 20 TWh hat dagegen die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (vergleiche Kapitel 2.3). Insgesamt ist die Bruttostromerzeugung im Land um fast 17 TWh beziehungsweise 31 Prozent gefallen. Die Entwicklung der Bruttostromerzeugung seit dem Jahr 2010 ist in Abbildung 9 nach Energieträgern dargestellt.

Bruttostromerzeugung und -verbrauch [TWh/a]

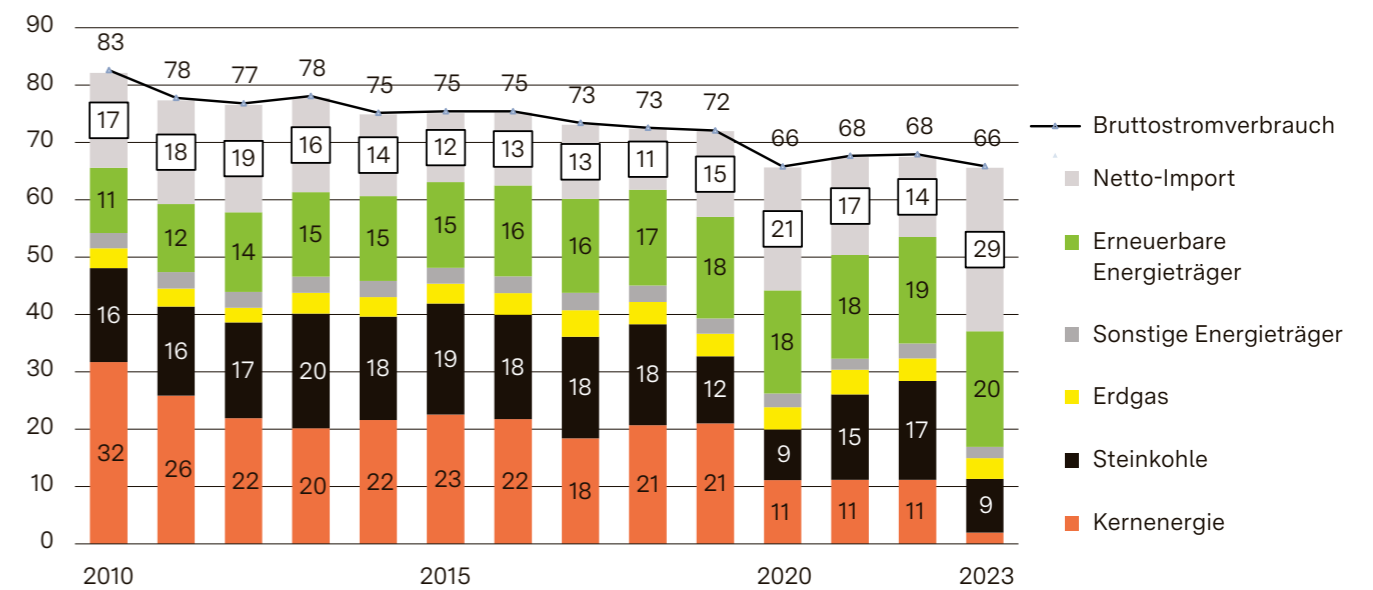


Abbildung 9: Entwicklung der Bruttostromerzeugung nach Energieträgern sowie des Bruttostromverbrauchs im Zeitraum von 2010 bis 2023 in Baden-Württemberg (2023 vorläufig/teilweise geschätzt). Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [80, 81].

Das niedrige Erzeugungsniveau im Land führte bei nur leicht gesunkenem Stromverbrauch zu einer Verdopplung des Netto-Stromimports auf 29 TWh. Das heißt, dass 44 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 Kraftwerkstandort) bilanziert werden. Deshalb bleiben die Emissionen aus dem Stromimport unberücksichtigt (enthalten sind hingegen die Emissionen des Exportstroms). [82]

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 2019 bei 0,5 TWh und 2023 bereits bei mehr als 1,2 TWh. Durch den Zubau von neuen PV-Eigenversorgungsanlagen wird die Erfassungslücke weiterhin wachsen.

2.5 Entwicklung des Stromaustauschs (Import-Export-Saldo)

Der deutsche Importüberschuss im Stromhandel lag im Jahr 2023 bei 11,7 TWh. Damit ist Deutschland erstmals seit 20 Jahren Nettostromimporteur. Im Jahr 2022 gab es einen Exportüberschuss im Stromhandel von 26,8 TWh. Die bundesweiten Importe stiegen gegenüber dem Vorjahr um 19,9 TWh auf 63,7 TWh, die Exporte hingegen sanken um 18,7 TWh auf 52,0 TWh. [83] Der gestiegene Stromimport ist unter anderem darauf zurückzuführen, dass die letzten deutschen Atomkraftwerke abgeschaltet und Kohlekraftwerke stillgelegt wurden, aber auch aufgrund von wirtschaftlichen Vorteilen durch günstigeren Importstrom aus dem Ausland (vergleiche Abschnitt 2.4).

Abbildung 10 zeigt die Entwicklung des kommerziellen Außenhandels, der über die Grenzkupplungen in Baden-Württemberg abgewickelt wurde. Gegenüber dem Vorjahr verringerte sich der Netto-Exportüberschuss von 15,7 TWh auf 8,2 TWh. [83] Deutliche Verschiebungen zeigten sich vor allem im Handel mit Frankreich und Österreich. Mit Frankreich ist eine Trendumkehr zu beobachten, da der Stromimport massiv anstieg und auch der Stromexport rückläufig war. Die Bilanz des kommerziellen Außenhandels mit der Schweiz blieb dagegen weitgehend unverändert. Im Vergleich zum Bericht 2022 wurden auf der Seite der Bundesnetzagentur bzgl. Import und Export mit der Schweiz Anpassungen vorgenommen.

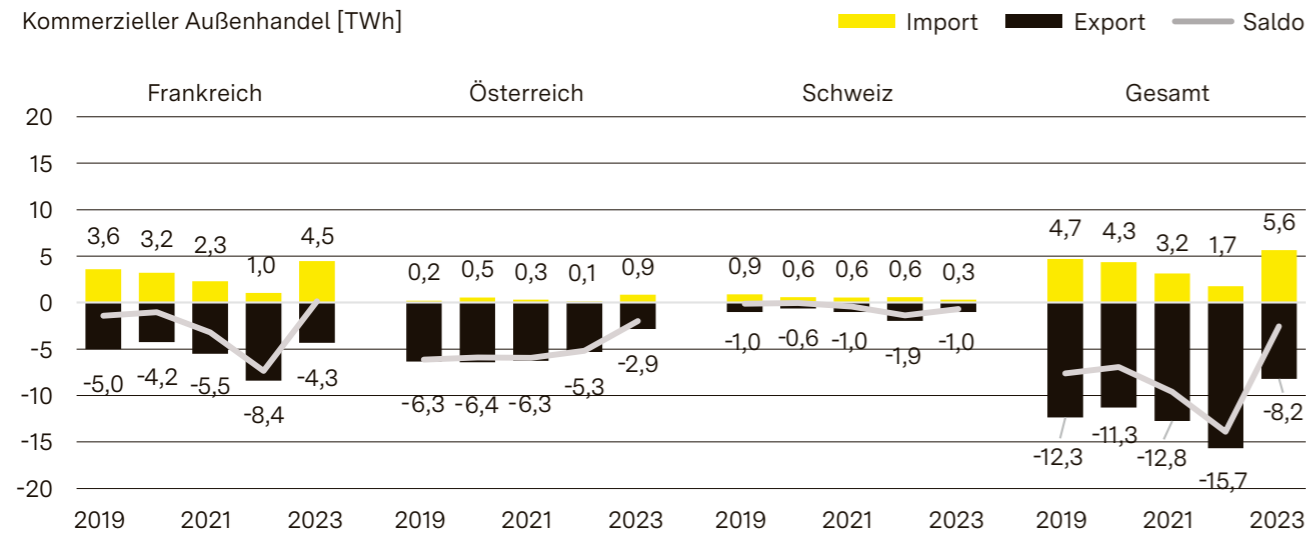


Abbildung 10: Kommerzieller Außenhandel zwischen Baden-Württemberg und dem benachbarten Ausland in den Jahren 2019 bis 2023. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [83].

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 2023 rund 10,6 TWh Strom über Baden-Württemberg in das benachbarte Ausland und rund 9,3 TWh in entgegengesetzter Richtung (vergleiche Abbildung 11, physikalischer Stromfluss). Auch hier ist eine Trendumkehr im Austausch mit Frankreich

und der Schweiz zu beobachten. Der physikalische Stromfluss zwischen Deutschland und Österreich bleibt auf einem ähnlichen Niveau im Vergleich zum Vorjahr. Der Exportüberschuss verringerte sich von 12,7 TWh auf 1,3 TWh. Der geringe Exportüberschuss ergibt sich aus dem steigenden Stromimport aus Frankreich und der Schweiz und dem sinkenden Export aus der Schweiz, Frankreich und Österreich. Daher stieg der Import von 5,5 TWh auf 9,3 TWh im Jahr 2023 und der Export fiel von 18,2 TWh auf 10,6 TWh. [83]

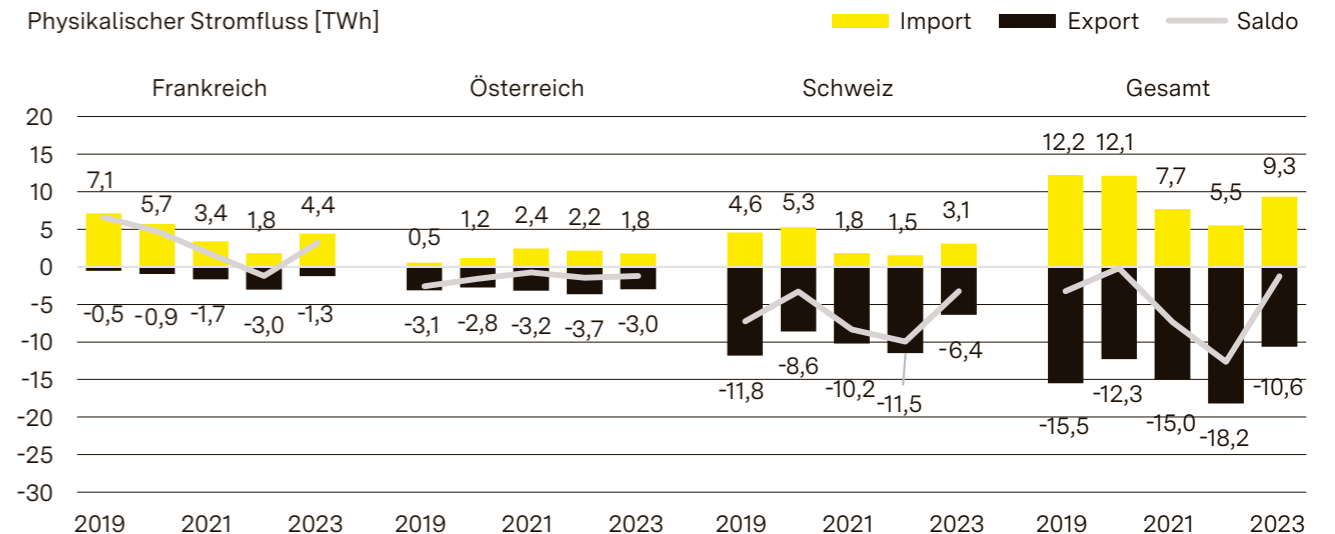
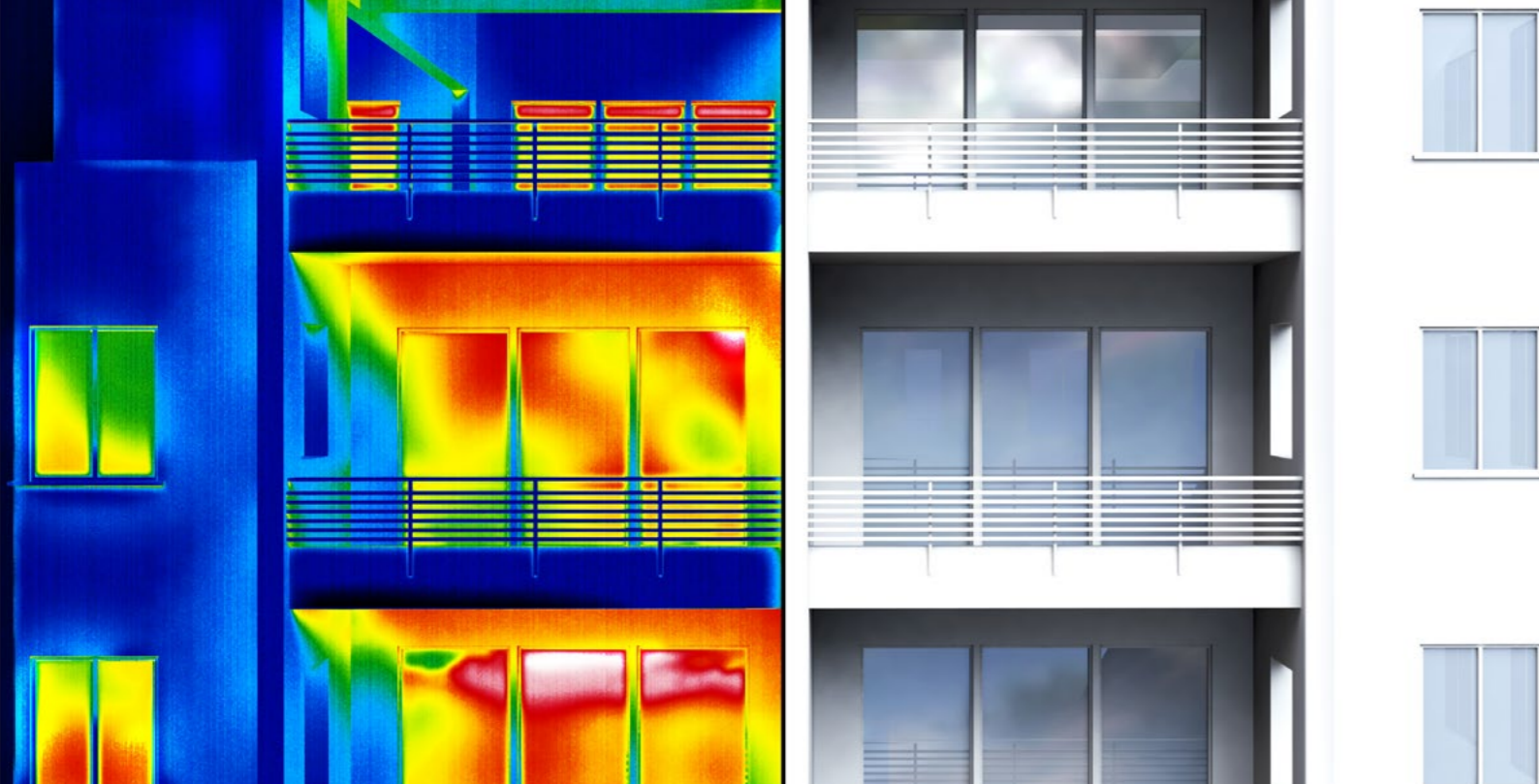


Abbildung 11: Physikalische Stromflüsse zwischen Baden-Württemberg und dem benachbarten Ausland in den Jahren 2019 bis 2023. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [83].

Gegenüber dem letzten Bericht wurden Korrekturen der historischen Strommarktdaten der Bundesnetzagentur (SMARD) mit Stand August 2024 berücksichtigt. Die historischen Im- und Exporte zwischen Deutschland und Schweiz wurden aktualisiert. Darüber hinaus konnten zwischen Baden-Württemberg und der Schweiz in der aktuellen Version nun auch die Daten der Bundesnetzagentur der SMARD-Plattform herangezogen werden (bisher: Swissgrid-Daten). Damit sind nun die Datenquellen für die Entwicklung des Stromaustausches

vereinheitlicht. Für den innerdeutschen Stromaustausch zwischen den Bundesländern werden keine Daten erfasst. Der bereits dargestellte Importbedarf der bilanziell aus anderen Bundesländern stammt, verdeutlicht jedoch die Notwendigkeit einer gut ausgebauten Netzinfrastruktur.



3. Energiewende im Wärmesektor

Während die Energiewende im Stromsektor bereits weit fortgeschritten ist, bestehen im Wärme- und Gebäudesektor noch deutliche Defizite. Sowohl im Hinblick auf die Energieeffizienz der Gebäudehüllen als auch im Hinblick auf die Nutzung erneuerbarer Energien und Wärmenetzplanungen bestehen noch viele Herausforderungen, die auf dem Weg hin zu Klimaneutralität im Gebäudesektor zu meistern sind. Der Wärmesektor in Deutschland zeichnet sich durch viele dezentrale Erzeugungsanlagen aus – zumeist fossil oder biogen befeuerte Heizkessel, Wärmepumpen oder Stromdirektheizungen. Der Anteil der netzgebundenen Wärmeversorgung 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 (vor allem in Bezug auf Wärmenetze).

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

Den Rahmen für den Wärmesektor liefert das zum 1. Januar 2024 novellierte Gebäudeenergiegesetz (GEG) als Regelwerk für die energetischen Anforderungen von Neu- und Bestandsbauten und zum

Einsatz erneuerbarer Energien zur Wärme- und Kälteversorgung. Das Gesetz gilt sowohl für Wohngebäude als auch für Nichtwohngebäude. Demnach muss grundsätzlich jede neu eingebaute Heizung zu 65 Prozent mit erneuerbaren Energien betrieben werden. Für Neubaugebiete gilt dies bereits ab dem 1. Januar 2024: Für bestehende Gebäude und Neubauten außerhalb von Neubaugebieten in Großstädten (mehr als 100.000 Einwohner) gilt die Regelung beim Heizungswechsel 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 Wärmeplanung vorgenommen. Für den Fall, dass gesonderte Gebietsausweisungen basierend auf einem kommunalen Wärmeplan vorgenommen werden, können jedoch auch frühere Fristen greifen. Ein Wärmeplan alleine reicht dafür jedoch nicht aus. Es muss auch eine zusätzliche Entscheidung der Kommune über die Gebietsausweisungen veröffentlicht sein. Für noch funktionierende Heizungen gilt, dass kein Heizungstausch vorgeschrieben ist. Dies gilt auch, wenn eine Reparatur möglich ist. [84] 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 [85].

Die BEG setzt sich grob zusammengefasst aus den folgenden Förderbestandteilen zusammen: An erster Stelle steht die Grundförderung für den Wechsel zu klimafreundlichen Heizungen in selbst genutztem Wohnraum (für alle anderen Gebäudeeigentümer bleibt es bei der alten Förderung). Als zweiter Baustein ist es zusätzlich zur Grundförderung möglich, in verschiedenen Fällen einen Zuschlag in Form eines Klimabonus (Klimabonus I – III) zu erhalten. Drittens greift weiterhin die ergänzende Kreditförderung der KfW. Als zusätzlicher Förderaspekt gilt auch weiterhin die Alternative der steuerlichen Abschreibung. [86, 87] Die Inanspruchnahme der Förderprogramme wird in Kapitel 5.2 im Kontext der Energieeffizienzthemen dargestellt.

Ein zentraler Baustein in der Wärmewende sind die zu erstellenden kommunalen Wärmepläne, für die bereits vor den aktuellen gesetzlichen Entwicklungen erste Schritte eingeleitet wurden

(beispielsweise die Schaffung einer Bundeskompetenzstelle). Baden-Württemberg fungiert hier als Vorreiter, denn seit der Novelle des Klimaschutzgesetzes Baden-Württemberg im Jahr 2020 gibt es eine verpflichtende kommunale Wärmeplanung für die Stadtkreise und Großen Kreisstädte, womit für mehr als 50 Prozent der Einwohner ein Wärmeplan entsteht. Auch in den kleineren Kommunen sind, auch aufgrund der Förderung der freiwilligen kommunalen Wärmeplanung, deutliche Fortschritte zu erkennen. Dadurch wird ein großer Anteil des Gebäudebestands in die Wärmeplanung eingeschlossen. [88, 89] Baden-Württemberg war damit bundesweit das erste Bundesland mit einer entsprechenden gesetzlichen Verankerung. Neben Baden-Württemberg haben auch weitere Bundesländer eine Wärmeplanung gesetzlich vorgesehen. Mit dem Gesetz für die Wärmeplanung und zur Dekarbonisierung der Wärmenetze (Wärmeplanungsgesetz – WPG), in Kraft seit dem 1. Januar 2024, zog die Bundesregierung nach. [90]

Für Baden-Württemberg gibt es gemäß des WPG Sonderregelungen, wonach die bestehenden Wärmepläne anerkannt werden. 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 [91] vorzulegen, der spätestens alle sieben Jahre fortgeschrieben werden muss. Ab der vorgeschriebenen Fortschreibung gelten dann auch die zu diesem Zeitpunkt gültigen bundesrechtlichen Regelungen. [92] Auch für nicht direkt durch das KlimaG BW verpflichtete kleinere Kommunen gelten gemäß WPG nun Fristen. Neben den bereits genannten Fristen gilt für Kommunen unter 100.000 Einwohner die Frist zur kommunalen Wärmeplanung bis zum 30. Juni 2028. Für Kommunen mit einer Einwohnerzahl unter 10.000 gilt dabei ein vereinfachtes Verfahren. Im Zusammenhang mit dem GEG gilt: Das Vorliegen eines Wärmeplanes alleine reicht noch 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. [93] Für einen Überblick zum Stand zur kommunalen Wärmeplanung hat die Landesanstalt für Umwelt eine umfassende Übersichtskarte erstellt. Diese zeigt den jeweils aktuellen Stand der Wärmeplanung in den einzelnen Kommunen auf. Neben den bereits eingereichten 104 Wärmeplänen der verpflichteten Kommunen haben zum Stand Mitte September 2024 476 weitere Kommunen einen Förderbescheid im Zuge der freiwilligen kommunalen Wärmeplanung erhalten. [94] Damit sind bereits 80 Prozent der Bevölkerung Baden-Württembergs durch einen Wärmeplan abgedeckt. Konkret in Planung gegangen sind im Jahr 2023 49 Wärmepläne, davon 34 für Einzelgemeinden und 15 Konvoiplanungen. Insgesamt betrachtet zeichnet sich in einer ersten Auswertung von 136 Wärmeplänen ab, dass wegfallende fossile Energieträger vor allem durch Energie-Einsparungen, Wärmenetze und Wärmepumpen ersetzt werden sollen. Dabei sinkt der Endenergiebedarf über alle analysierten Datensätze hinweg bis 2040 um circa ein Drittel. Zur Deckung des Endenergiebedarfs spielen Wärmenetze und die Nutzung von Umweltwärme mit dezentralen Luft-Wärmepumpen und Gewässerwärmepumpen die größte Rolle. Die Bedeutung von Biomasse hingegen bleibt nahezu gleich und Wasserstoff wird nur in Maßen, vor allem zur Bereitstellung von Prozesswärme, vorgesehen. [95]

Neben dem KlimaG BW, dem GEG und dem WPG gilt in Baden-Württemberg für Bestandsimmobilien weiterhin (bis zu den oben genannten Fristen) das Erneuerbare-Wärme-Gesetz (EWärmeG). 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. [96] Das EWärmeG adressiert neben Wohn- auch Nichtwohngebäude. [97] Es ist 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. [98, 99]

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 schlecht. Im Gegensatz zur Bundesebene. Dort liegen zentrale Daten zum Energieverbrauch im Wärmesektor „Anwendungsbilanzen zur Energiebilanz Deutschland“ der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen vor [100]. 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 Zeitreihen zum Endenergieverbrauch in privaten Haushalten zur Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung in Kapitel 5 zur Energieverbrauchs- und Energieeffizienzentwicklung.

In Baden-Württemberg dominieren im Wohnbestand weiterhin Erdgas und Heizöl. 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 (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. 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 circa 11 Prozentpunkte und Fernwärme circa 7 Prozentpunkte unter dem Bundesanteil liegen. [101]

Bewohnte Wohnungen in Baden-Württemberg nach überwiegender Energieart der Beheizung (in 1.000)

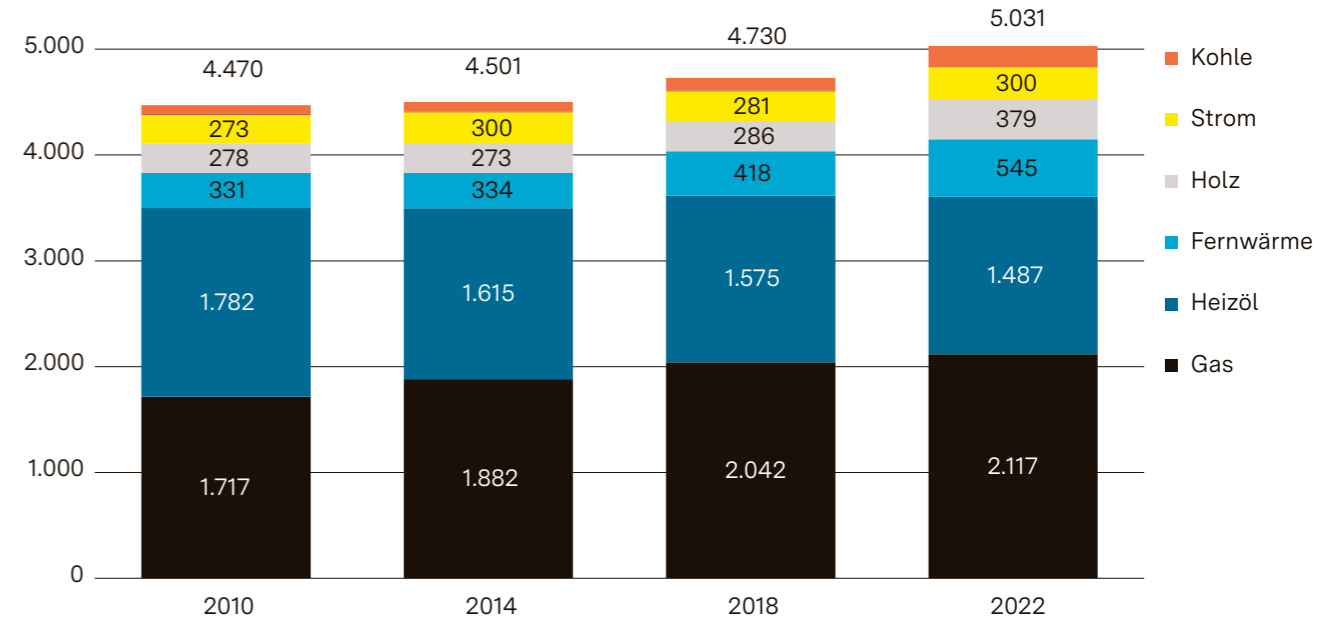


Abbildung 13: Bewohnte Wohnungen beziehungsweise Haushalte in Wohngebäuden (ohne Nichtwohngebäude) nach überwiegender Heizart in Baden-Württemberg⁵. Eigene Darstellung auf Basis der Daten aus [101–103].

⁵ 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.

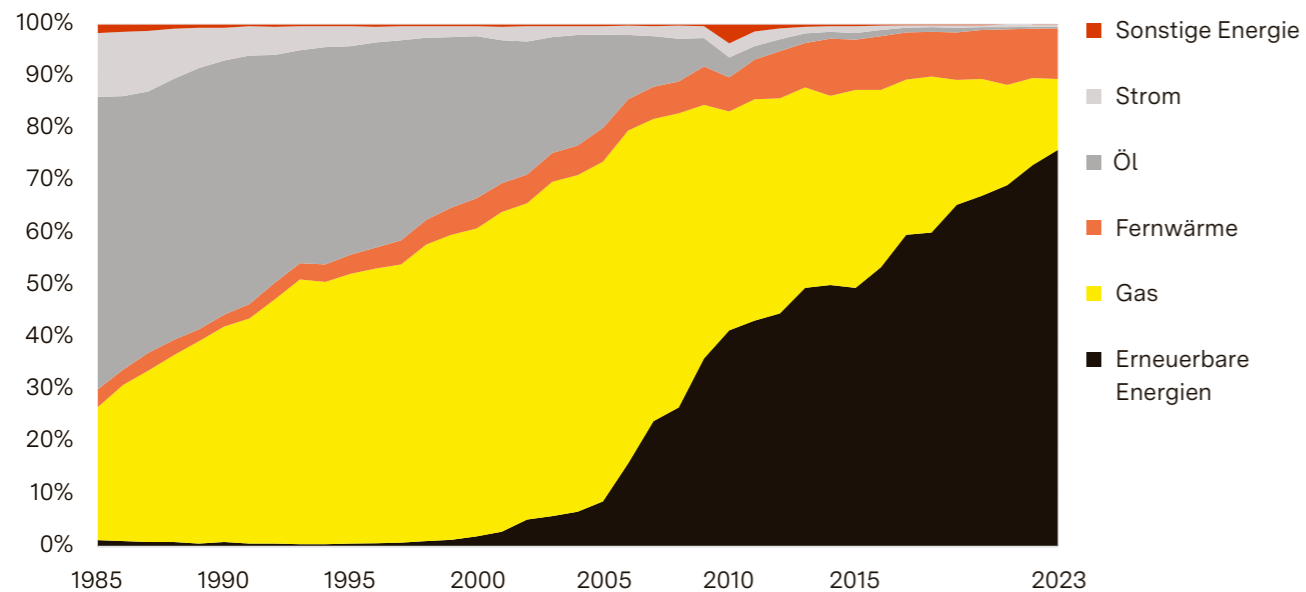


Abbildung 14: Fertig gestellte Neubauten (Wohn- und Nichtwohngebäude) in Baden-Württemberg seit 1985 nach überwiegender Heizenergie. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [107].

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. Im Jahr 2017 waren sie mit 53,5 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 kontinuierlich gesunken und liegt bei einem Allzeittief von 0,3 Prozent. Genauso hat auch der Anteil des Heizenergieträgers Gas deutlich abgenommen und liegt 2023 noch bei 13,6 Prozent. 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, stagniert jedoch seit dem Jahr 2012 auf einem Niveau

zwischen 9 und 11 Prozent an den fertig gestellten Neubauten und liegt im Jahr 2023 bei 9,7 Prozent.

Die Entwicklung hin zu erneuerbaren Energien im Bereich der Neubauten wird sich zukünftig aufgrund der gesetzlichen Bedingungen des GEG auch im Bestandsbereich zeigen. Die entsprechenden Regelungen werden aufgrund der gewährten Übergangsfristen 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 2023 gut 18 Prozent des Endenergieverbrauchs der Wärmebereitstellung (ohne Strom, vergleiche Abbildung 15) ab.

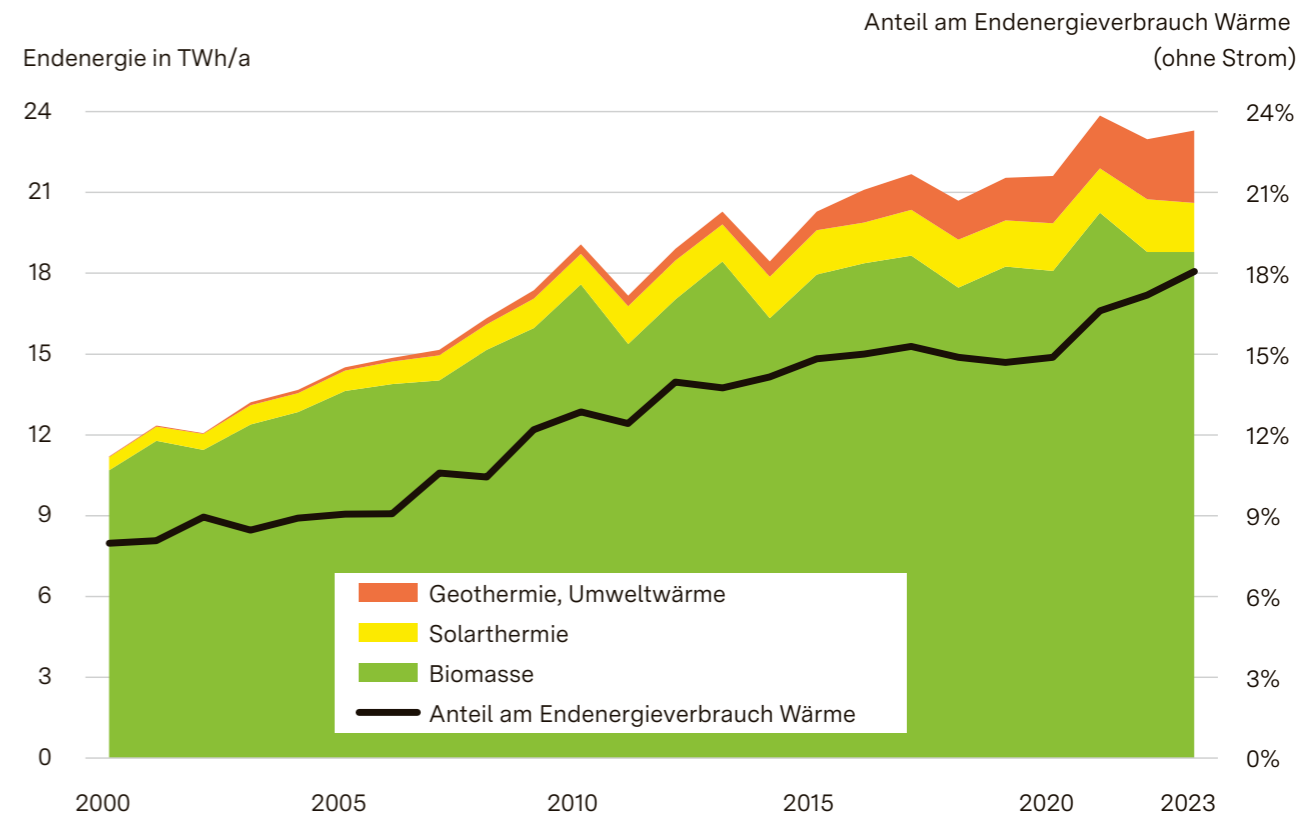


Abbildung 15: Entwicklung des Beitrags der erneuerbaren Energien zur Wärmebereitstellung in absoluten Werten (Säulen) sowie als Anteil am gesamten Endenergieverbrauch zur Wärmebereitstellung ohne Strom (Linie). Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [108].

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). Deutlich gestiegen ist die Nutzung von Wärmepumpen mit 280.000 Anlagen, die Ende 2023 in Betrieb waren (vergleiche auch Kapitel 6.2).

Solarwärmeanlagen werden in Deutschland und Baden-Württemberg weiterhin vor allem im Kleinanlagensegment errichtet. In den letzten Jahren hat sich aber auch die Zahl der Großanlagen beziehungsweise der solarthermischen Wärmenetze stetig erhöht. In Baden-Württemberg sind, Stand Mai 2024, 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 37 Pro-

zent an 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 150.000 m² Kollektorfläche in Planung beziehungsweise in Realisierung, langfristig circa 240.000 m². In Baden-Württemberg befinden sieben Großanlagen mit insgesamt knapp 51.000 m² Kollektorfläche im Planungsstadium und damit ein Drittel der bundesweiten Vorhaben. [109, 110]

Bis Ende Juni 2023 hat das Land den weiteren Ausbau der solaren Nah- und Fernwärme im Rahmen des Förderprogramms „Energieeffiziente Wärmenetze“ unterstützt. Es wurde mit der Ausweitung des Bundesförderprogramms für effiziente Wärmenetze eingestellt. [112]

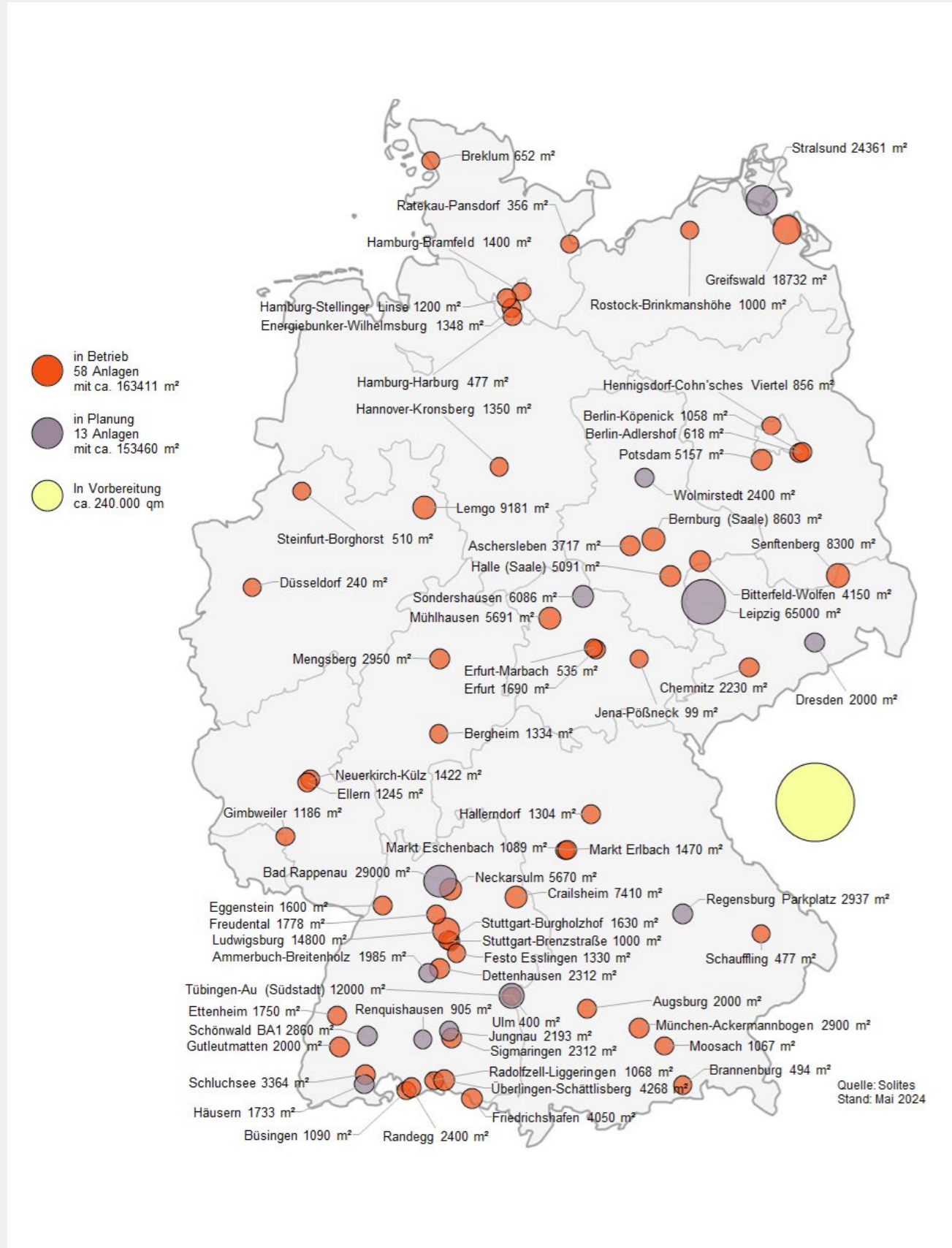


Abbildung 16: Anlagen zur Nutzung solarer Nah- und Fernwärme in Deutschland [111].

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 ist im Jahr 2023 ist nach ersten Berechnungen witterungs- und konjunkturbedingt um mehr als 3 Prozent gesunken. Sektoral betrachtet war insbesondere im Industriebereich der Verbrauch rückläufig. Insgesamt liegt das heutige Verbrauchsniveau unterhalb dem des Jahres 2010, welches ein verhältnismäßig kaltes Jahr mit hohem Wärmebedarf darstellte (vergleiche Abbildung 17).

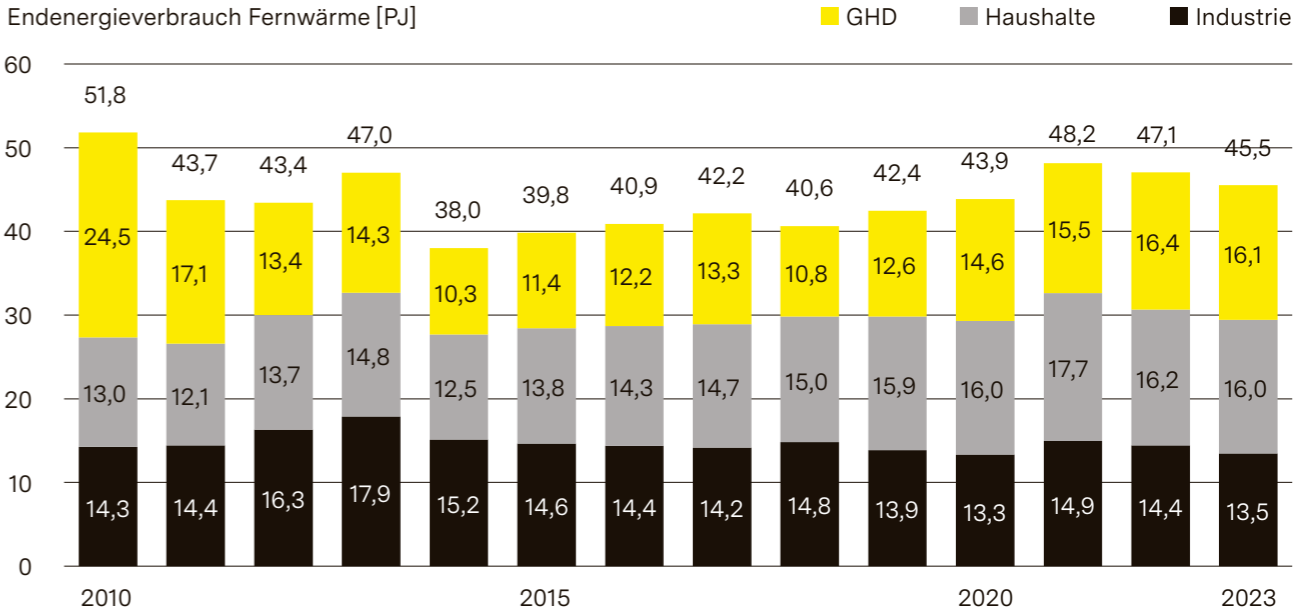


Abbildung 17: Endenergieverbrauch Fernwärme nach Sektoren in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von Daten des Statistischen Landesamtes Baden-Württemberg. Werte 2022 vorläufig, 2023 eigene Berechnungen ZSW.

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 2022 sowie zur Einordnung das Jahr 2010 (Abbildung 18). Die Werte für das Jahr 2023 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 überwiegenden Teil aus fossilen Energieträgern bereitgestellt (vergleiche Abbildung 18). Dies ist darauf zurückzuführen, dass Fernwärmenetze ursprünglich im Zusammenhang mit großen Kohle- oder Gaskraftwerken errichtet wurden, um die dort anfallenden großen Abwärmemengen zur Wärmeversorgung zu nutzen. Im Jahr 2010 machten fossile Energieträger noch rund 85 Prozent des Energieträgereinsatzes zur Fernwärmeerzeugung aus. Mittlerweile ist der Anteil auf 74 Prozent gesunken. Dies ist jedoch weniger auf das Wachstum bei der Nutzung erneuerbarer Energien zurückzuführen (+15 Prozent gegenüber 2010), sondern größtenteils auf den Rückgang der fossilen Wärmebereitstellung (circa -40 Prozent gegenüber 2010).

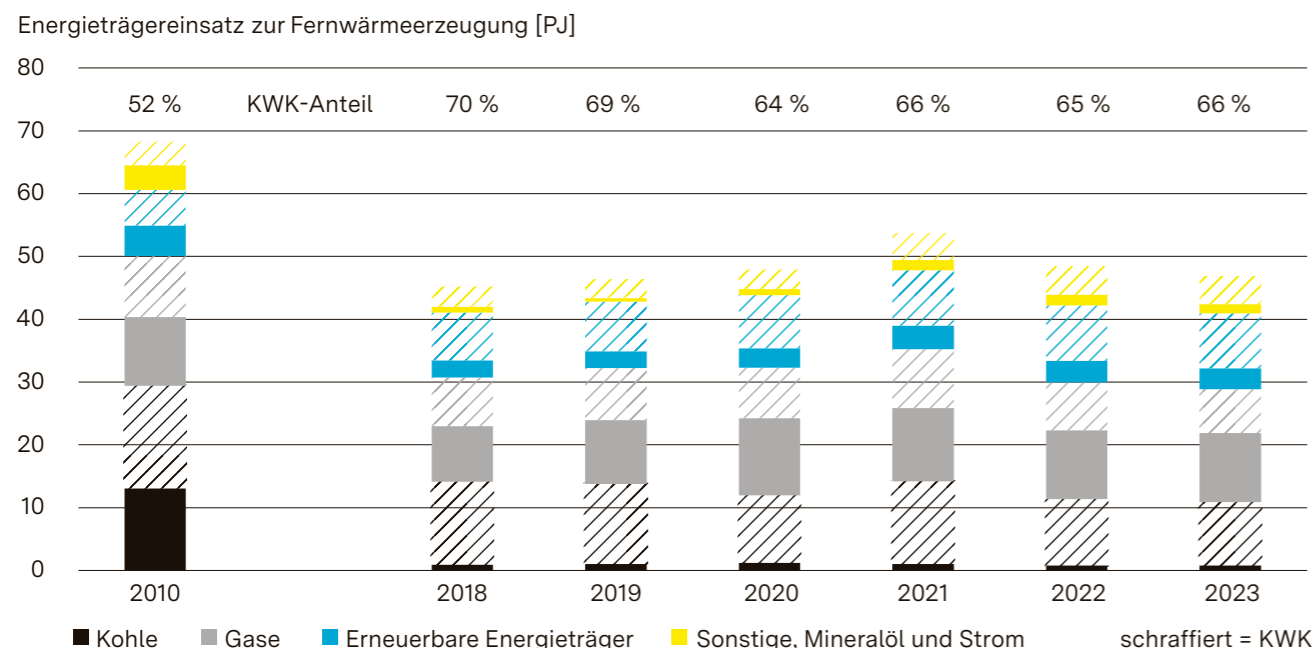


Abbildung 18: Zusammensetzung des Energieträgereinsatzes zur Fernwärmeerzeugung in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von unveröffentlichten Daten des Statistischen Landesamtes Baden-Württemberg. 2022 vorläufig, 2023 eigene Berechnungen ZSW.

In Abbildung 18 sind die jeweiligen Anteile schraffiert markiert, die mittels Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) bereitgestellt werden. Während im Jahr 2010 noch knapp 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 kohlebefeuerten Heizwerken. Bei den Fernwärmemengen aus Kohle lag der KWK-Anteil bei über 90 Prozent. Der KWK-Anteil der Fernwärme, die aus Gasen erzeugt wird, ist zuletzt tendenziell auf unter 40 Prozent gesunken. Bei den erneuerbaren Energien setzt sich die Fernwärmeeinspeisung aus circa 75 Prozent KWK und 25 Prozent Heizwerken zusammen.

Als Wärmequelle für Wärmenetze kommen auch verschiedene Formen von Abwärme in Frage. Neben Abwärme aus industriellen Prozessen ist dies auch denkbar für die Nutzbarmachung von Abwärme am Auslauf von Kläranlagen mittels Wärmepumpen. In einer Studie im Auftrag des Landes Baden-Württemberg [113] wurde dies für knapp 260 technisch und wirtschaftlich nutzbare Standorte im Land untersucht. Insgesamt beträgt das nutz-

bare 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 entspricht.

Fernwärme wird mehr und mehr auch mit Großwärmepumpen bereitgestellt. In Mannheim wurde Ende 2023 eine Flusswärmepumpe mit 20 MW thermisch in Betrieb genommen, bei der der Rhein als Niedertemperaturwärmequelle dient [114]. 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 [115].

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 werden oder ansonsten 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. Der Schwerpunkt in den nachfolgenden Abschnitten liegt deshalb auf der Versorgungssicherheit im Bereich der netzgebundenen Wärmeversorgung mit Wärmenetzen.

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 Jahr 2023 fokussierte 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 Wärmeezeugungsanlagen sind. Zusätzlich muss dargelegt werden, mit welchem Anteil die erneuerbar erzeugten Wärmemengen besichert werden [116, 117]. 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 [118], 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 GKM am Standort Rheinufer Neckarau abgeschlossen und die Anlage Ende April 2023 in das Netz eingebunden. [119] 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. [120]



4. Infrastrukturen für die Energiewende

4.1 Stromnetze

Im Jahr 2009 wurde mit dem Beschluss des Gesetzes zum Ausbau von Energieleitungen (Energieleitungsausbaugesetz – EnLAG) die damals bereits bestehende und zukünftige Notwendigkeit des Ausbaus der Übertragungsnetze erkannt und noch vor den Energiewendeentscheidungen gesetzlich verankert. Schon 2009 war einer der Gründe für die Einführung des EnLAGs 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 [121] 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 2024 99 Vorhaben mit einer Leistungslänge von rund 12.200 km. In Baden-Württemberg sind 14 Maßnahmen des BBPIG 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 umfassen. Diese drei Trassen sind „A-Nord“ / „Ultranet“ (2 GW), „SuedLink“ (zweimal 2 GW) und „SuedOstLink“ (zweimal 2 GW).

Das BBPIG-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. [122] Besonderheit dieser Trasse ist die Nutzung von Hybridmasten, bei denen Wechsel- und Gleichstrom parallel geführt werden kann. [123] 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. [124] Zwischenzeitlich sind 15 km fertiggestellt [125] und die Inbetriebnahme des gesamten Abschnitts soll im Jahr 2026 erfolgen (2023 war noch eine Inbetriebnahme 2027 vorgesehen). Das Gesamtprojekt (inkl. „A-Nord“), auch Korridor A genannt, soll 2027 abgeschlossen sein. Ergänzend dazu befindet sich der Bau des südlichen Konverters der Ultranet-Leitung auf dem Gelände des ehemaligen Kernkraftwerks Philippsburg planungsmäßig in den letzten Zügen und wird zur Umwandlung von Strom und Einspeisung in das südwestdeutsche Netz rechtzeitig bereitstehen [126].

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. [127] Zwei der geplanten Abschnitte verlaufen dabei durch Baden-Württemberg. Für den Abschnitt E2 von der Landesgrenze Bayern nach Bad Friedrichshall mit einer Länge von 80 km hat die Bundesnetzagentur sieben Anträge der TransnetBW für einen vorzeitigen Baubeginn bestätigt (Stand Q2 2024) und der Abschnitt hat die Genehmigung zum Baustart erhalten. [128] Für Abschnitt E3 von Bad Friedrichshall zum Netzverknüpfungspunkt Großgartach mit einer Länge von 18 km wurde das Planfeststellungsverfahren in Q2 2023 abgeschlossen. [129] 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.

Von den weiteren zwölf Vorhaben des BBPIG (vergleiche Tabelle 8) in Baden-Württemberg wurde im abgelaufenen Jahr 2023 zwar kein Vorhaben abgeschlossen, aber mit dem Bau von einigen Vorhaben begonnen. Bisher komplett abgeschlossen ist lediglich ein Vorhaben (Nr. 24) mit einer Leitungslänge von 61 km und Projektabschluss im Jahr 2021. Vier Vorhaben (Nr. 22, Nr. 40, Nr. 68 und Nr. 99) befinden sich noch komplett in der internen Planung. Die Vorhaben Nr. 19, Nr. 23 und Nr. 72 befinden sich vollumfänglich im oder vor dem Planfeststellungsverfahren, Vorhaben Nr. 21 befindet sich mit 2 von 4 Abschnitten im Verfahren. Für 2 Vorhaben (Nr. 3 und Nr. 25) liegt bereits der Planfeststellungsbeschluss vor und die Vorhaben warten auf den Spatenstich. Dieser ist für vier Vorhaben erfolgt. Wie bereits erwähnt befindet sich der baden-württembergische Teil der Ultranet-Verbindung (Vorhaben Nr. 2) seit dem 3. Quartal 2023 in Bau. Realisiert sind bereits 15 km. Ebenfalls in Bau ist Vorhaben Nr. 35 (seit Q2/2022) mit einem Kilometer realisierter Leistungslänge, Vorhaben Nr. 20 (seit Q3/2023) und Vorhaben Nr. 21 (seit Q1/2024) mit 2 von 4 Abschnitten. [125]

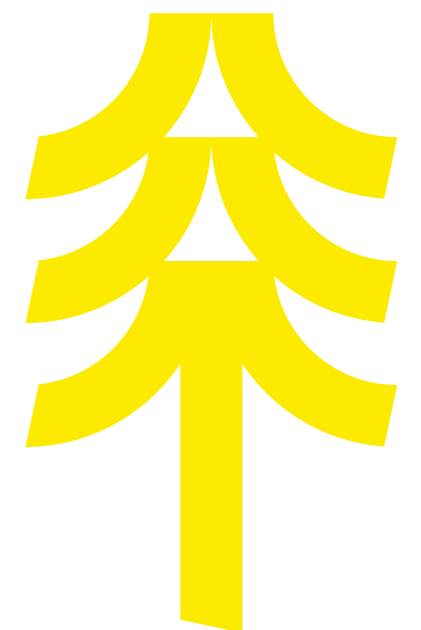


Tabelle 8: Umsetzungsstand⁷ der Netzausbauvorhaben des Bundesbedarfsplangesetzes im Verantwortungsbereich der TransnetBW GmbH und durch andere Übertragungsnetzbetreiber durchzuführende Maßnahmen in Baden-Württemberg (Stand 10/2024).

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

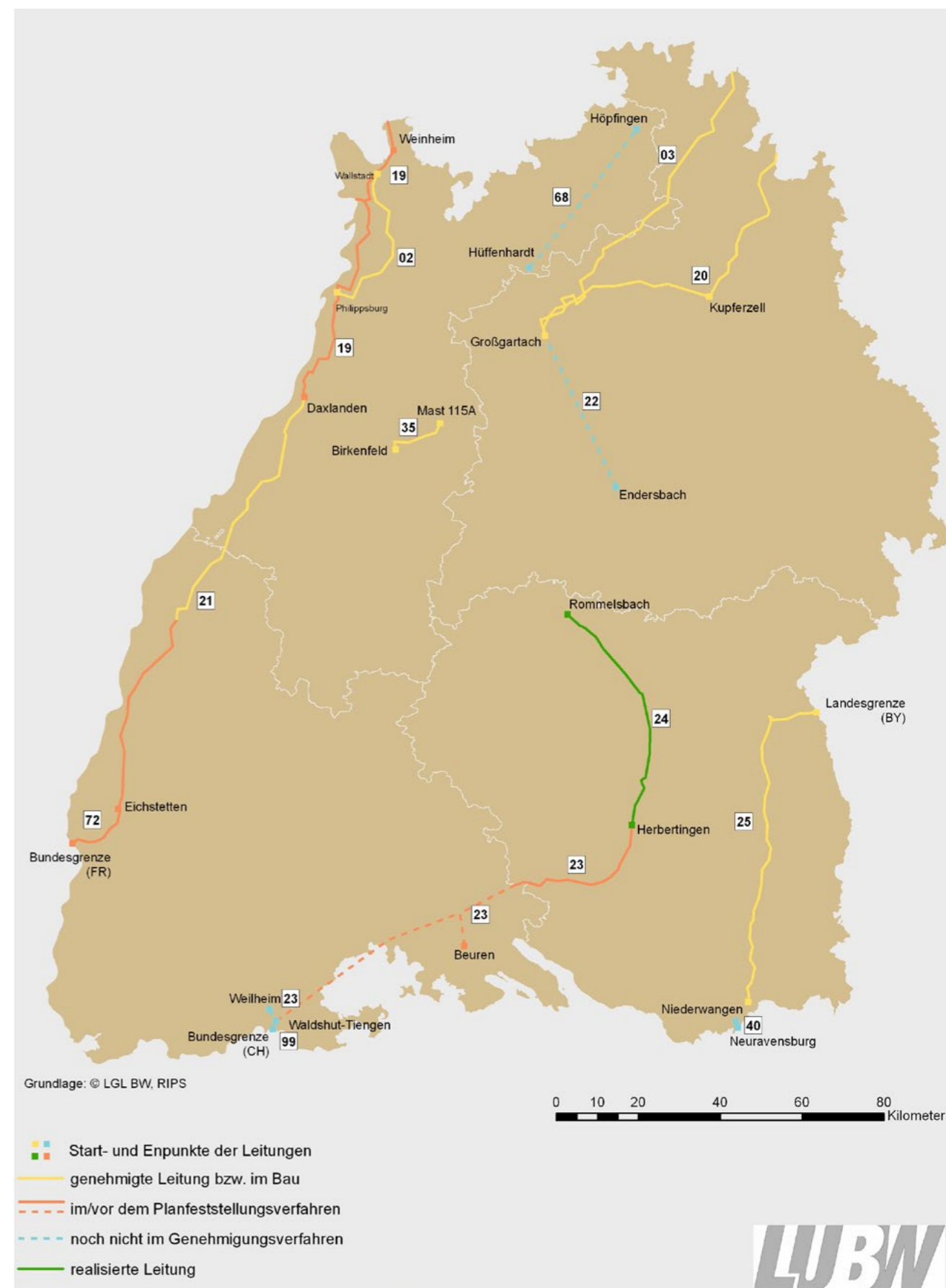
Nr.	Vorhaben aus BBPIG	Vorhaben Träger	Zuständige Behörde
2	HGÜ-Verbindung Korridor A Osterath-Philippsburg „Ultranet“ (Abschnitt B1)	TransnetBW	BNetzA
	„Ultranet“ (Abschnitt A1)	Amprion	
3	HGÜ-Verbindung Korridor C Brunsbüttel-Großgartach „SuedLink“ (Abschnitte E2+E3)	TransnetBW	BNetzA
	Konverter Leingarten (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 FB
22	380-kV-Netzverstärkung Großgartach-Endersbach	Transnet BW	RP ST
23	380-kV-Netzverstärkung Herbertingen-Waldshut/Tiengen mit Abzweig Kreis Konstanz und Abzweig Beuren	Amprion / Transnet BW	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)	TransnetBW, Amprion	BNetzA
68	380-kV-Netzverstärkung Höpfingen-Hüffenhardt	Transnet BW	RP KA
72	380-kV-Netzverstärkung Eichstetten – Bundesgrenze FR	Transnet BW	BNetzA
99	380-kV-Netzverstärkung Waldshut/Tiengen – Bundesgrenze CH	Transnet BW	RP FR

Im Vergleich des derzeitigen Ausbaustandes (2. Quartal 2024) zu den ursprünglich geplanten Fertigstellungsterminen der bundesweiten BBPIG-Vorhaben zeigen sich – abgesehen von den durch die BBPIG-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 2024 mit rund 1.450 km noch weiterhin deutlich, über 4.700 km, hinter den Planungen des letzten BBPIG zurück (vergleiche Abbildung 19). Die Fertigstellung aller Vorhaben soll erst im Jahr 2038 erfolgen.

⁷ Der aktuelle Stand der einzelnen Vorhaben ist abrufbar unter netzausbau.de/Vorhaben/uebersicht/liste/liste.html

Bundesbedarfsplangesetz-Vorhaben



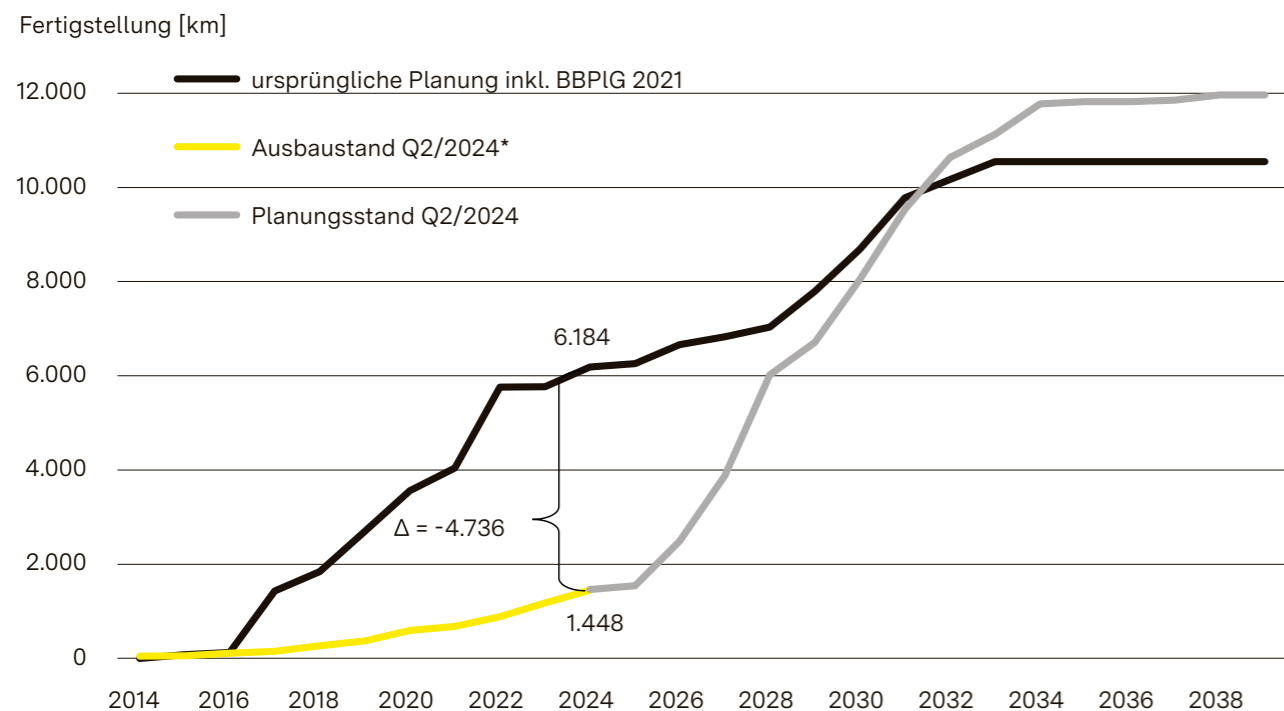


Abbildung 19: Ursprüngliche Planung, derzeitiger Ausbau- und Planungsstand der Netzausbauvorhaben gemäß BBPIG (Q2/2024). * Aufgrund des Datenstands (Q2/2024) bildet der Ausbaustand im Jahr 2024 nur das erste Halbjahr ab. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [130–135].

Im Vergleich zum Vorjahr sind bei weniger Vorhaben noch weitere Verzögerungen hinzugekommen, was die bisher angegebenen Fertigstellungstermine dennoch weiterhin ambitioniert erscheinen lässt. Die Tendenz, dass es durch die gesetzliche Beschleunigung zu deutlich mehr und schnelleren Genehmigungen gekommen ist, lässt sich bei Vorhaben sowohl außerhalb Baden-Württembergs, als auch in Baden-Württemberg feststellen [136].

Die im BBPIG 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 2024 liegt knapp 530 km hinter den Ursprungsplanungen zurück (vergleiche Abbildung 20). Nach den anfänglichen Planungen hätten zum Stand Q2/2024 circa 70 Prozent der geplanten Leitungskilometer bereits gebaut sein müssen. Tatsächlich liegt der Ausbaustand jedoch lediglich bei knapp 9 Prozent und einem realisierten Leitungsbau von 75 km (Stand Q2/2024).

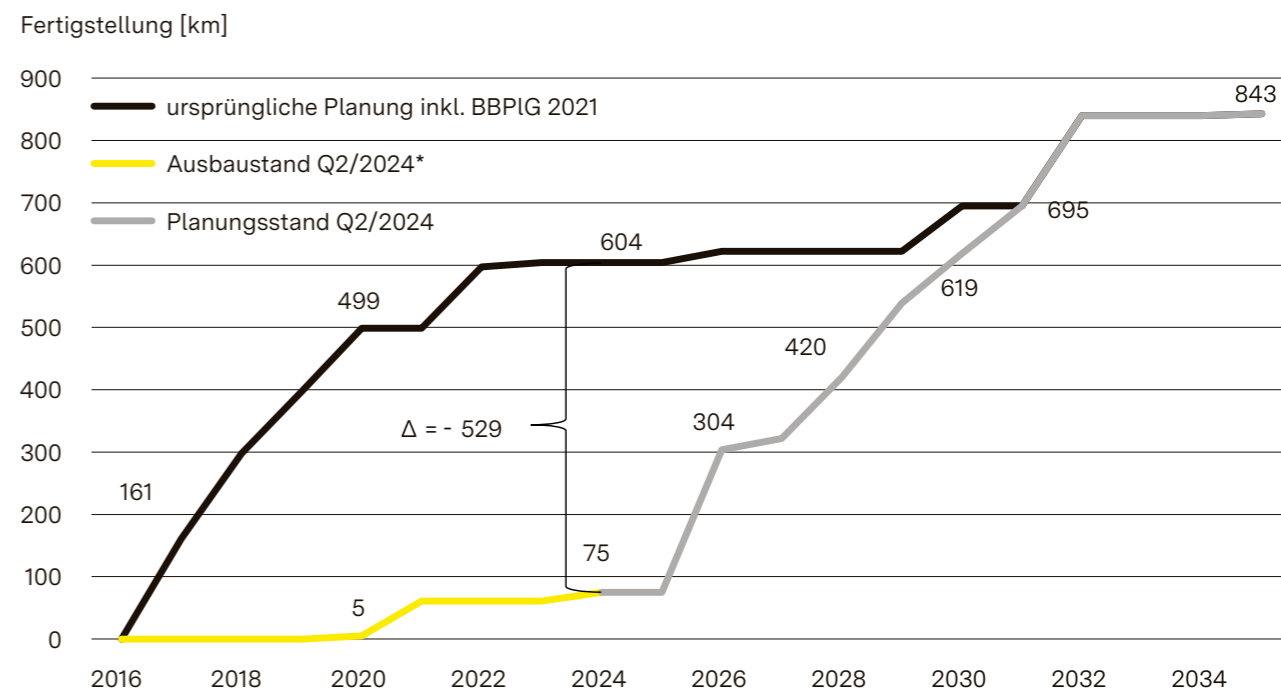
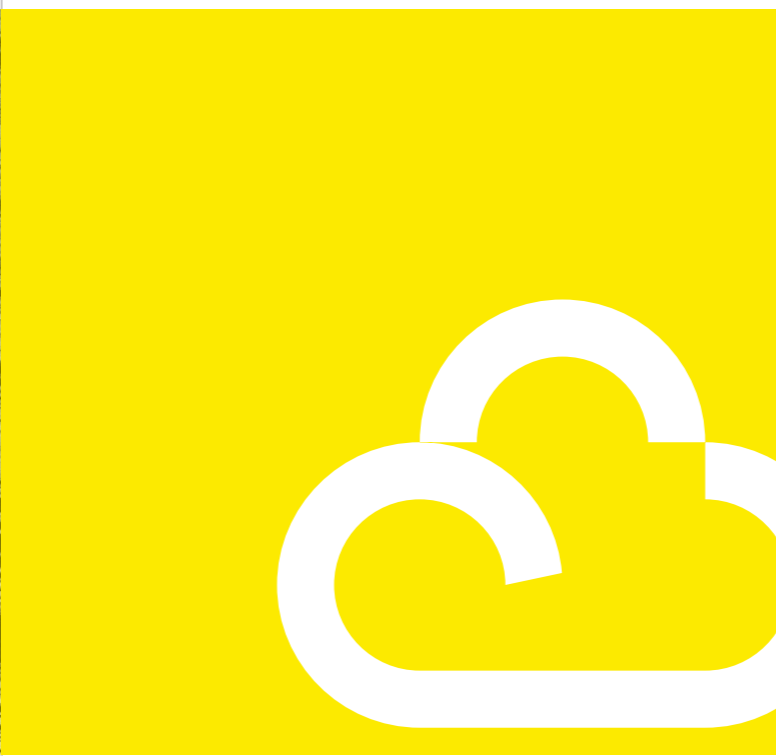


Abbildung 20: Ursprüngliche Planung, derzeitiger Ausbau- und Planungsstand der Netzausbauvorhaben gemäß BBPIG in Baden-Württemberg (Stand Q2/2024). * Aufgrund des Datenstands (Q2/2024) bildet der Ausbaustand im Jahr 2024 nur das erste Halbjahr ab. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [130–135].

Zusätzlich zu den Vorhaben gemäß BBPIG 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 (Q2/2024) der Netzausbauvorhaben gemäß EnLAG liegt mit 1.532 km noch etwa 270 km unter dem Zielausbau von 1.800 km (vergleiche Abbildung 21) und bereits fast fünf Jahre hinter dem ursprünglichen Fertigstellungsdatum 2019 [137]. 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. Im Vergleich zur Analyse der letzten Jahre setzt sich der leicht positive Trend fort, was darauf schließen lässt, dass die Maßnahmen zur Beschleunigung Wirkung zeigen.



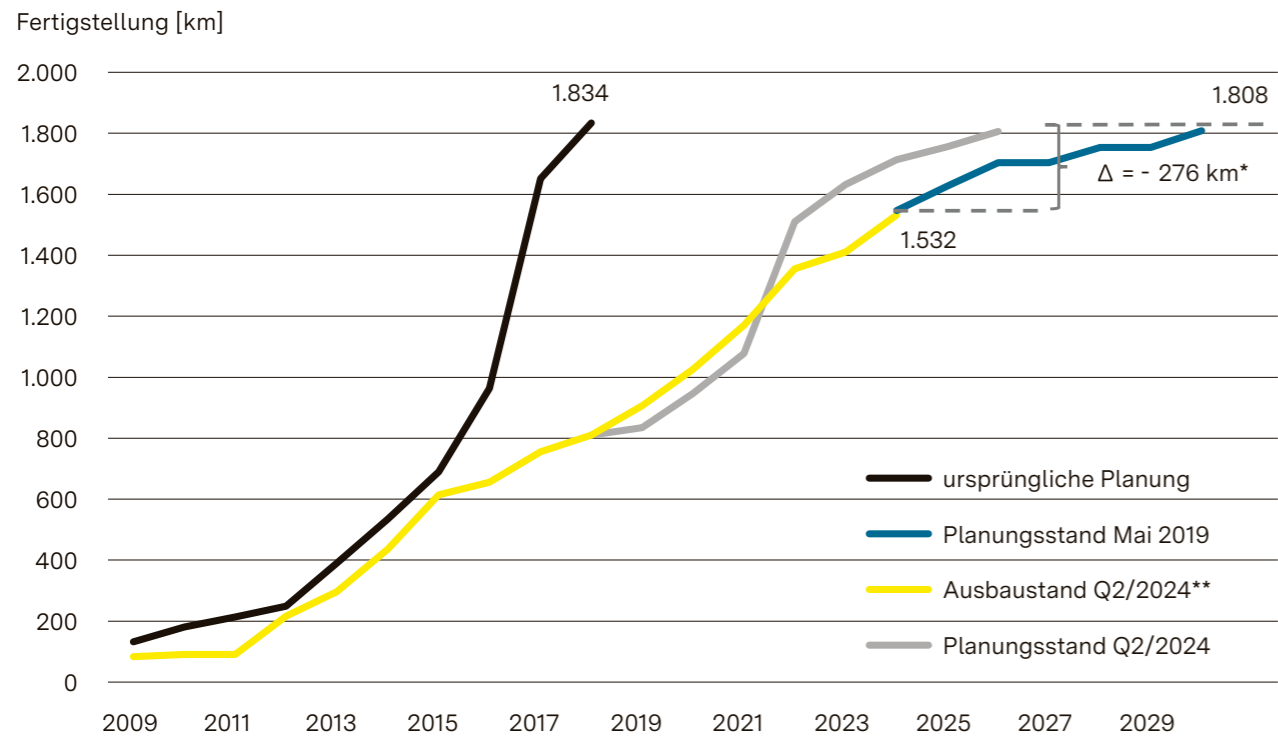


Abbildung 21: Ursprüngliche Planung, derzeitiger Ausbaustand und Planungsstand der Netzausbauvorhaben gemäß EnLAG (Q2/2024).
 *Differenz bezogen auf die derzeitige Zielplanung von 1.800 km. (Excl. Vorhaben 12 mit 8 km Länge).
 ** Aufgrund des Datenstands (Q2/2024) bildet der Ausbaustand im Jahr 2024 nur das erste Halbjahr ab. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [125, 130, 132, 133, 135, 138].

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 [139]. 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 Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) veröffentlichte „Praxisleitfaden Netzausbau“ [140] und das „Memorandum of Understanding zur Netzintegration erneuerbarer Energien in Baden-Württemberg“ [141] und die Erklärung zur Unterstützung des Ausbaus der Stromverteilnetze in Baden-Württemberg vom Oktober 2023 [142, 143]. Dass diese Instrumente Wirkung zeigen, ergibt sich auch aus den Genehmigungsprognosen der BNetzA.

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

regelung muss Deutschland jährlich einen Bericht [144] vorlegen, in dem die Einhaltung der jährlichen Mindestkapazität an Grenzzonen überprüft wird (Details dazu unter [145]). Für das Jahr 2023 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 [146]. Bedingt ist der not-

wendige Ausbau auf den niedrigeren Spannungsebenen durch geänderte Rahmenbedingungen wie der Schritt weg von fossilen Großkraftwerken zu einer steigenden Anzahl an erneuerbaren 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 (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. [147]

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. [148] 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. [146]

Beispielhaft wird an dieser Stelle kurz auf den Netzausbauplan (NAP) des größten badenwürt-

tembergischen Verteilnetzbetreiber – 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. [149] 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 Ausbaubedarf entsprechen. Teils befinden sich diese Maßnahmen aber noch in einem unkonkreten Planungsstatus, weshalb in den kommenden Jahren mit weiteren Änderungen zu rechnen ist. [150] 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 Euro liegen. [151]

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, was etwa einem Viertel des deutschen Jahresverbrauchs entspricht. [152]

Im Rahmen der Energiekrise 2022 wurden verschiedene Regulierungsmaßnahmen ergriffen. Um die Gasversorgung kurzfristig zu stabilisieren,

wurden Schlüsselunternehmen unter Treuhandverwaltung gestellt, mit Kapital ausgestattet und schließlich verstaatlicht. Um die Versorgungssicherheit mit Erdgas in Deutschland zu gewährleisten, legt das Gasspeichergesetz bestimmte Füllstandsvorgaben für Gasspeicher fest. Betreiber von Gasspeicheranlagen sind verpflichtet, die Speicher schrittweise aufzufüllen: Bis zum 1. Oktober müssen sie zu 85 Prozent, bis zum 1. November zu 95 Prozent und bis zum 1. Februar des Folgejahres zu 40 Prozent befüllt sein. Ein neues Zwischenziel von 75 Prozent zum 1. September soll den Einspeicherprozess beschleunigen. [152] Zudem reagiert der Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 auf die tiefgreifenden Veränderungen des deutschen Gasmarkts durch den Wegfall russischer Gaslieferungen. Die Bundesnetzagentur hat 133 Netzausbaumaßnahmen bestätigt, die eine Gesamtinvestition von 4,1 Milliarden Euro und den Bau von 925 km Leitungen umfassen, um die Versorgungssicherheit durch den verstärkten Einsatz von LNG und den zukünftigen Einsatz von Wasserstoff zu gewährleisten. [153]

Der Netzentwicklungsplan Gas enthält unter anderem auch den Neubau der Süddeutschen Erdgasleitung (SEL) durch die terranets bw GmbH. Die SEL ist Teil des Wasserstoffkernnetzes (siehe Abschnitt 4.4 Wasserstoffinfrastruktur). Sie soll der Versorgung der Fuel Switch-Projekte der EnBW (siehe Abschnitt 2.1 Konventioneller Kraftwerkspark) mit Erdgas und später mit Wasserstoff dienen. [154, 155]

Zu Beginn des Gaswirtschaftsjahres 2021/2022 hatten die deutschen Erdgasspeicher auffällig

niedrige Füllstände. Trotz des Lieferstopps Russlands ab September 2022 (insbesondere durch die Sabotage der Offshore-Pipeline Nord Stream 1) waren zu Beginn des Gaswirtschaftsjahres 2022/2023 die deutschen Erdgasspeicher im Schnitt zu 92 Prozent gefüllt (siehe Abbildung 22). Ein ähnlicher Verlauf ist für das Gaswirtschaftsjahr (GWJ) 2023/2024 zu verzeichnen. Ausgehend von einem Füllstand von über 95 Prozent im Oktober 2023 unterschritten die Erdgasspeicher im GWJ 2023/2024 einen Füllstand von 60 Prozent nicht.

Deutschland hat im Jahr 2023 insgesamt 968 TWh Erdgas importiert, was im Vergleich zu 2022 (1.437 TWh) einen deutlichen Rückgang darstellt. Die Hauptlieferanten waren Norwegen (43 Prozent), die Niederlande (26 Prozent) und Belgien (22 Prozent). Die Gasexporte in die Nachbarländer sind ebenfalls stark gesunken, von 499 TWh im Jahr 2022 auf 187 TWh im Jahr 2023. Die Bedeutung der nationalen LNG-Terminals für die deutsche Erdgasinfrastruktur hat zugenommen. Im Dezember 2022 nahm das erste deutsche Flüssiggasterminal in Wilhelmshaven den Betrieb auf, gefolgt von Lubmin im Januar 2023 und Brunsbüttel im März 2023. Im Dezember 2023 ging das vierte Terminal in Stade in Betrieb. Zudem wurden im Frühjahr 2024 erste LNG-Lieferungen nach Mukran realisiert und im August wurde der kommerzielle Betrieb genehmigt. [156, 157] Im Jahr 2023 wurden über diese LNG-Terminals insgesamt knapp 70 TWh Erdgas nach Deutschland importiert, was einem Anteil von 7 Prozent an den gesamten deutschen Gasimporten entspricht. Die LNG-Infrastruktur spielt damit eine zunehmend wichtige Rolle bei der Sicherstellung der Gasversorgung in Deutschland. [158]

Füllstand in Prozent

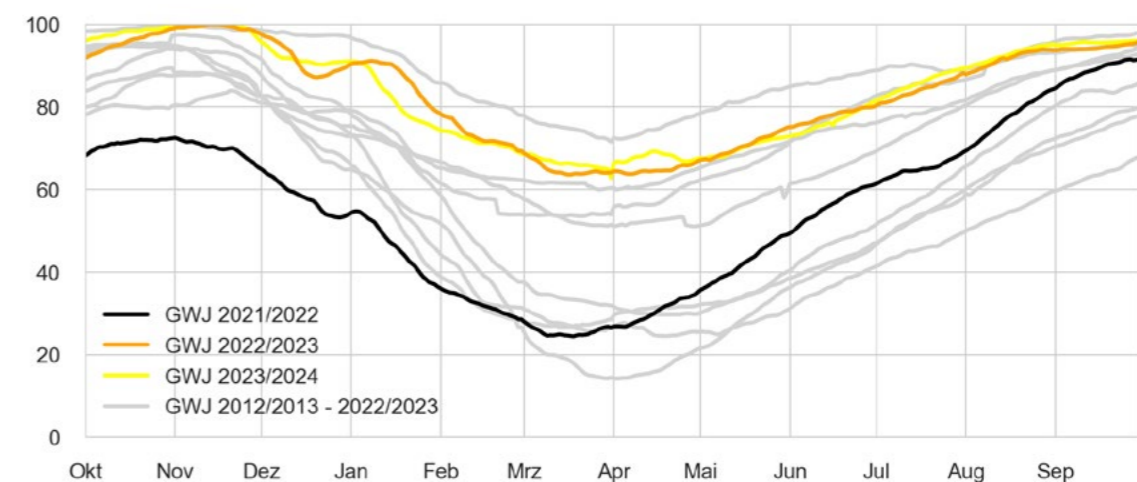


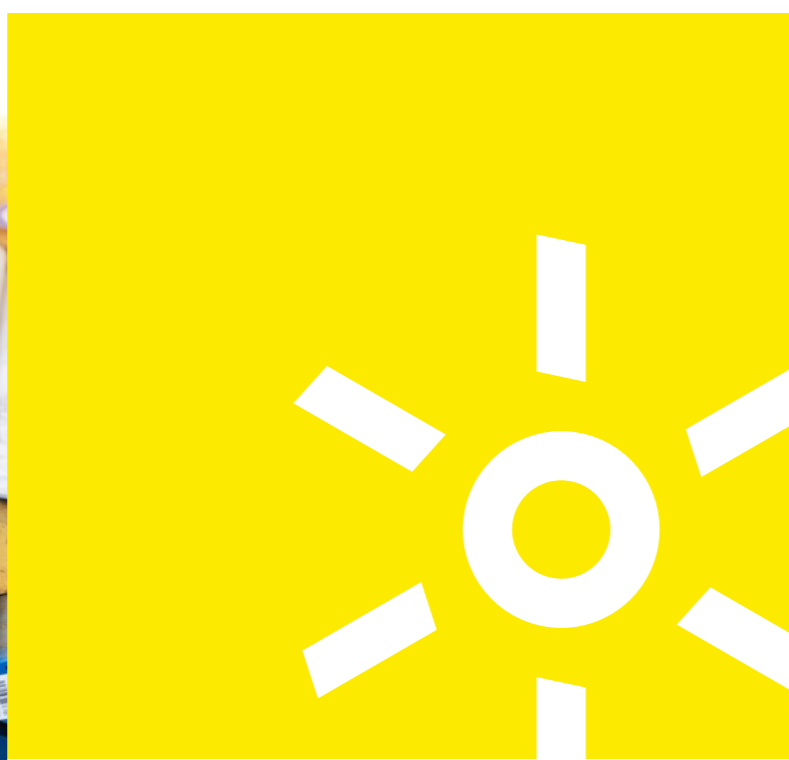
Abbildung 22: Füllstand der Gasspeicher in den Gaswirtschaftsjahren (GWJ) 2012/2013 bis 2023/2024. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [159].

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 2023 betrug der SAIDI für die Gasversorgung in Deutschland druckstufenunabhängig 1,26 Minuten. Die Dauer der Unterbrechungen verringerte sich damit gegenüber dem Vorjahr (1,52 Minuten) und lag unter dem langjährigen Mittel von 1,52 Minuten. Auf Großverbraucher (Druckstufe > 100 mbar) entfielen 0,29 Minuten, auf Haushaltskunden und Kleinverbraucher 0,97 Minuten. Für nachgelagerte Netzbetreiber (nicht Teil des SAIDI) lag der spezifische SAIDI bei 0,00 Minuten. Der SAIDI für Baden-Württemberg liegt mit 4,45 Minuten deutlich über dem Mittelwert auf Bundesebene. Der hohe Wert in Baden-Württemberg ist unter anderem auf den Ausfall der Gasversorgung in Bietigheim-Bissingen (Kreis Ludwigsburg) zurückzuführen, von dem rund 400 Hausanschlüsse über mehrere Tage betroffen waren. [160] Die Unterbrechungen der Gasversorgung sind in den Bundesländern sehr unterschiedlich und reichen von 0,17 Minuten in Berlin bis 6,68 Minuten in Schleswig-Holstein (jeweils pro Jahr). [161]

Als unmittelbare Konsequenz aus dem russischen Angriffskrieg auf die Ukraine und die daraus resultierende Energiekrise wurde in Deutschland der Aufbau einer eigenen LNG-Infrastruktur geplant und umgesetzt. Ziel dieser Infrastruktur ist es, Abhängigkeiten zu reduzieren sowie die Vorsorge und Resilienz der Energieversorgung zu stärken.

Für eine schnelle Umsetzung von Lösungen für den Winter 2022/2023 und den Winter 2023/24 wurden zunächst schwimmende FSRU-Terminals bereitgestellt (Floating Storage and Regasification Units). Parallel werden landseitige LNG-Terminals errichtet. Mit einer Bauzeit von circa 3,5 Jahren können diese nicht zur kurzfristigen Kompensation russischer Gaslieferungen beitragen. Ebenso können nur landseitige Terminals auf grüne Gase umgestellt werden. Folglich ist der Bau schwimmender und landseitiger Infrastrukturen notwendig, wobei die landseitigen Terminals nach ihrer Fertigstellung die schwimmenden FSRU ersetzen werden. [162]

Der Anteil russischer Gasimporte in die EU sank von 45 Prozent im Jahr 2021 auf 14,8 Prozent im Jahr 2023. Diese Lücke konnte durch den verstärkten Import von verflüssigtem Erdgas (LNG) teilweise geschlossen werden, wobei die USA 2023 fast die Hälfte des nach Europa importierten LNG lieferten. Die USA sind in den letzten Jahren zum größten Exporteur von LNG aufgestiegen und bleiben voraussichtlich auch in den kommenden Jahren ein zentraler Akteur. Mittlerweile sind die USA der zweitgrößte Gaslieferant der EU und spielen eine bedeutende Rolle in der deutschen Gasversorgung. LNG aus den USA wurde 2023 zu einem wichtigen Bestandteil der deutschen und europäischen Gasversorgung, was besonders für die Perspektive der energieintensiven Industrien in Deutschland relevant ist. Obwohl die Gasversorgung in Deutschland mittlerweile wieder auf einem soliden Fundament



steht, ist das Energiekostenniveau von vor der Krise nicht wieder erreicht. Der internationale LNG-Markt ist diverser und daher anfälliger für Preisschwankungen als die bisherigen Gas-Importe aus Russland über feste installierte Pipelines. [163]

Langfristig ist zudem der Bau von drei festen LNG-Terminals in Wilhelmshaven, Brunsbüttel und Stade geplant, um die deutsche Gasversorgung zu sichern. Für das erste stationäre Terminal in Stade ist nach Angaben der beteiligten Unternehmen die Finanzierung gesichert. Der Betriebsbeginn ist für 2027 vorgesehen, wobei das Terminal LNG, synthetisches Erdgas und verflüssigtes Biomethan importieren soll. Das Terminal in Brunsbüttel, dessen Fertigstellung für 2026 geplant ist, erhielt bereits eine Genehmigung für erste Bauarbeiten. Das Unternehmen German LNG kann mit den Vorbereitungen für die technischen Anlagen beginnen, obwohl die endgültige Genehmigung noch aussteht. Bis die festen Terminals fertiggestellt sind, werden als Übergangslösung schwimmende Terminals an Deutschlands Küsten eingesetzt. [164] Darüber hinaus zeichnen sich in Europa deutliche Überkapazitäten auf dem LNG-Markt ab, da trotz des sinkenden Gasverbrauchs zahlreiche neue LNG-Terminals gebaut werden. Studien warnen, dass bis 2030 rund zwei Drittel der Terminals in Europa ungenutzt bleiben könnten. [165] Allerdings stehen nicht alle Terminals aufgrund von Netzrestriktionen für alle Länder gleichermaßen zur Verfügung, weshalb die europäische Gesamtsicht (wahrscheinlich) nur bedingt aussagekräftig ist. Zudem werden die Terminals eher in Teillast betrieben und Unsicherheiten im Ukraine-Transit könnten die Versorgung Ost- und Südeuropas erfordern (siehe EU-Solidaritätsverordnung). Auch könnte ein kalter Winter die Nachfrage deutlich ansteigen lassen.

Nach Einschätzung der Bundesnetzagentur (Stand 15. Oktober 2024) ist die Gasversorgung in Deutschland gegenwärtig stabil und die Versorgungssicherheit gewährleistet. Die Gefahr einer angespannten Gasversorgung wird derzeit von der Bundesnetzagentur als gering eingeschätzt. Dennoch wird von der Bundesnetzagentur ein sparsamer Umgang mit Gas betont. Auch sind derzeit die Gasflüsse nach Deutschland stabil und ausgeglichen. Die Erdgasspeicher haben bereits im Juni 2024 das Speicherziel von 75 Prozent erreicht und waren Ende September 2024 zu über 95 Prozent gefüllt, so dass das Speicherziel zum 1. November vorzeitig erreicht wurde. [166]

4.3 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 und industrieller Abwärme. Bei der Energiewende im Wärmebereich haben sie deshalb einen hohen Stellenwert. Den Wärmenetzen kommt auch im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung (vergleiche 3.1 Aktuelle Entwicklungen und Rahmenbedingungen im Wärmesektor) 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 Landesamt erhoben werden (vergleiche dazu Kapitel 3.3). Die unzureichende Datenlage soll mit einem bundesweiten Wärmenetzregister behoben werden. Das BMWK hat dazu im Juli 2023 mit einem Eckpunktepapier zum Vorgehen für die Schaffung eines Wärmenetzregisters einen Konsultationsprozess eingeleitet. Es ist geplant, das Wärmenetzregister in das bestehende Marktstammdatenregister zu integrieren. Inhaltliche Details und die Zeitplanung stehen jedoch weiterhin nicht fest.

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 Marktanzreizprogramms (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 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 Erzeugungs-

anlagen 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. [167, 168]

Im Rahmen von Modul 2 der BEW wurden zum Stand Mitte Oktober nach Angaben des BAFA 24 Vorhaben mit einer gesamten Trassenlänge von knapp 110 km in Baden-Württemberg gefördert. Zusätzlich wurden 86 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. Aktuelle Daten des BAFA liegen hierzu jedoch nicht vor.

Der AGFW-Hauptbericht vom Dezember 2023 [169] beziffert die hochgerechnete Trassenlänge der Wärmenetze in Baden-Württemberg im Jahr 2021 auf insgesamt 4.255 km, die sich auf 845 Wärmenetze verteilen. Dies entspricht einem Anteil von knapp 13 Prozent an der bundesweit verbauten Trassenlänge. Damit ist nur in Nordrhein-Westfalen mehr Trassenlänge verbaut. Bezogen auf die Einwohnerzahl liegt die Trassenlänge der Wärmenetze in Baden-Württemberg mit 0,38 Meter pro Einwohner (Stand 2020) gleichauf mit dem Bundeswert.

Ergänzend zur Bundesförderung hat das Land Baden-Württemberg bis Juni 2023 die Installation von Wärmenetzen mit zusätzlich Mitteln beziehungsweise Informationsangeboten gefördert. Mit dem im Februar 2016 aufgelegten Programm „Energieeffiziente Wärmenetze“ wurden Investitionen in energieeffiziente Wärmenetze unter Nutzung von erneuerbaren Energien, industrieller Abwärme und hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung in drei Förderbausteinen gefördert. Mittlerweile wurde das Programm aufgrund der Ausweitung der Bundesförderung, die dadurch die Förderlücke für kleine Wärmenetze schließt, zum 30. Juni 2023 eingestellt. Davor wurden im Rahmen des Wettbewerbs „Klimaschutz mit System (KmS)“ bis Ende 2022 unter anderem auch Wärmenetze im kommunalen Rahmen gefördert.

Weiterhin unterstützt das Kompetenzzentrum Wärmewende der Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg (KEA) die stärkere Verbreitung der netzgebundenen Wärmeversorgung. In diesem Zusammenhang werden neben Informationsmaterial für Bürgerinnen und Bürger beziehungsweise Kunden sowie Wärmenetzbetreiber auch kostenfreie Initialberatungen angeboten, um verschiedene Optionen und Techniken einer netzgebundenen Wärmeversorgung aufzuzeigen und die Entscheidungsfindung zu unterstützen.

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 Metallherzeugung 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 abwärmerrelevante Unternehmen erschlossen werden [170]. 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 [171]. 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 23). In der Grafik sind die erzielten kumulierten Einsparungen als schwarze Balken neben dem Zielpfad (Balken in gelb) gezeigt. Zur Illustration wurde zudem eine Fortschreibung als graue 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 in TWh

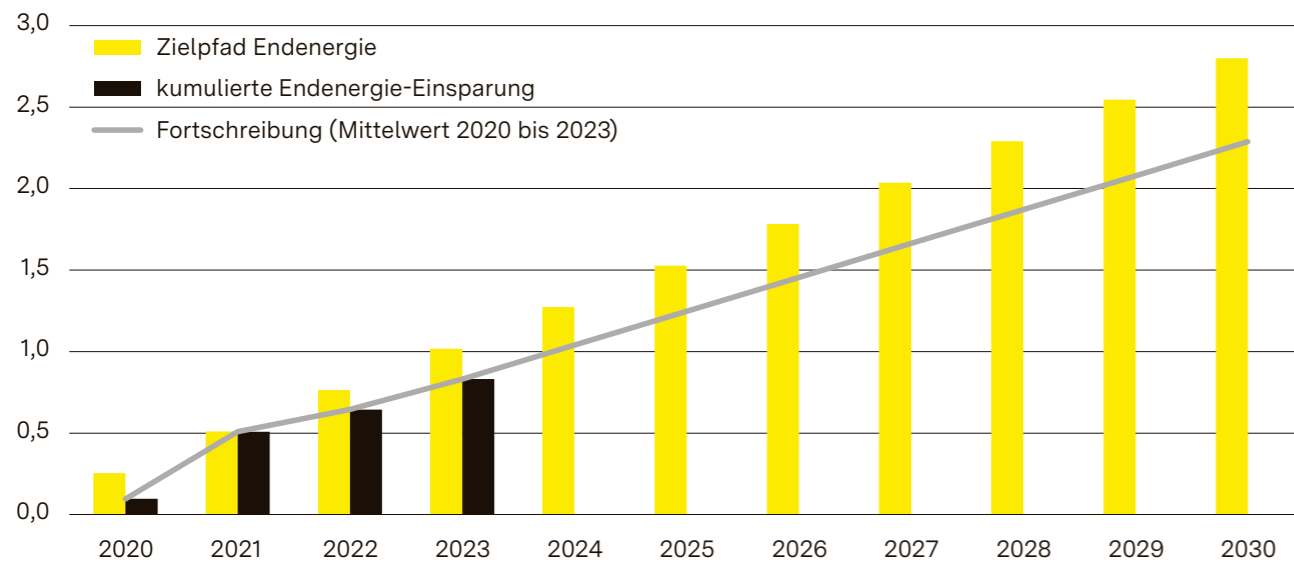


Abbildung 23: Entwicklung der Endenergieeinsparung durch Abwärmenutzung in Baden-Württemberg im Vergleich zum Zielpfad.

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.

4.4 Wasserstoffinfrastruktur

Die Wasserstoffstrategie der Bundesregierung wurde 2023 weiterentwickelt. Ein zentrales Ziel dieser Strategie ist es, die Kapazität zur Produktion von grünem Wasserstoff in Deutschland bis 2030 auf zehn Gigawatt zu erhöhen. Dieser Ausbau ist wichtig, da Wasserstoff eine zentrale Rolle bei der Reduzierung von CO₂-Emissionen in der Industrie und im Energiesektor spielen soll. Ein wesentlicher Schritt zur Umsetzung der Strategie ist das Wasserstoffbeschleunigungsgesetz. Dieses Gesetz soll den schnellen Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur ermöglichen, indem es Planungs- und Genehmigungsverfahren vereinfacht und beschleunigt. Dazu gehören unter anderem festgelegte Fristen für Genehmigungen, die Erleichterung von Vorhabenstarts und vereinfachte Prüfverfahren. Darüber hinaus sollen Wasserstoff-Infrastrukturvorhaben im überragenden öffentlichen Interesse liegen, was ihnen in Genehmigungsverfahren eine höhere Priorität verleiht. Mit diesen Maßnahmen möchte die Bundesregierung den Einsatz von

Wasserstoff in verschiedenen Bereichen wie der Industrie, dem Verkehr und der Energieversorgung vorantreiben und so zur klimafreundlichen Transformation dieser Sektoren beitragen. [172]

Ein weiterer zentraler Bestandteil der nationalen Wasserstoffstrategie ist die Sicherstellung einer ausreichenden Verfügbarkeit von Wasserstoff sowie der Aufbau einer leistungsfähigen Wasserstoff-Infrastruktur. Ein wichtiger Schritt hierfür ist die Planung und Errichtung eines Wasserstoff-Kernnetzes, das bis 2032 in Betrieb gehen soll. Dieses Kernnetz soll wichtige Erzeugungs- und Verbrauchsregionen von Wasserstoff in Deutschland verbinden, insbesondere große Industriezentren, Kraftwerke, Speicher und Importkorridore. Am 22. Juli 2024 reichten die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) einen Antrag ein, der gemäß einem Änderungsersuchen der Bundesnetzagentur vom 16. September 2024 am 26. September 2024 durch die FNB überarbeitet wurde. Die Bundesnetzagentur genehmigte diesen Antrag mit weiteren Änderungen am 22. Oktober 2024. 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. [173]

Genehmigtes Wasserstoffkernnetz

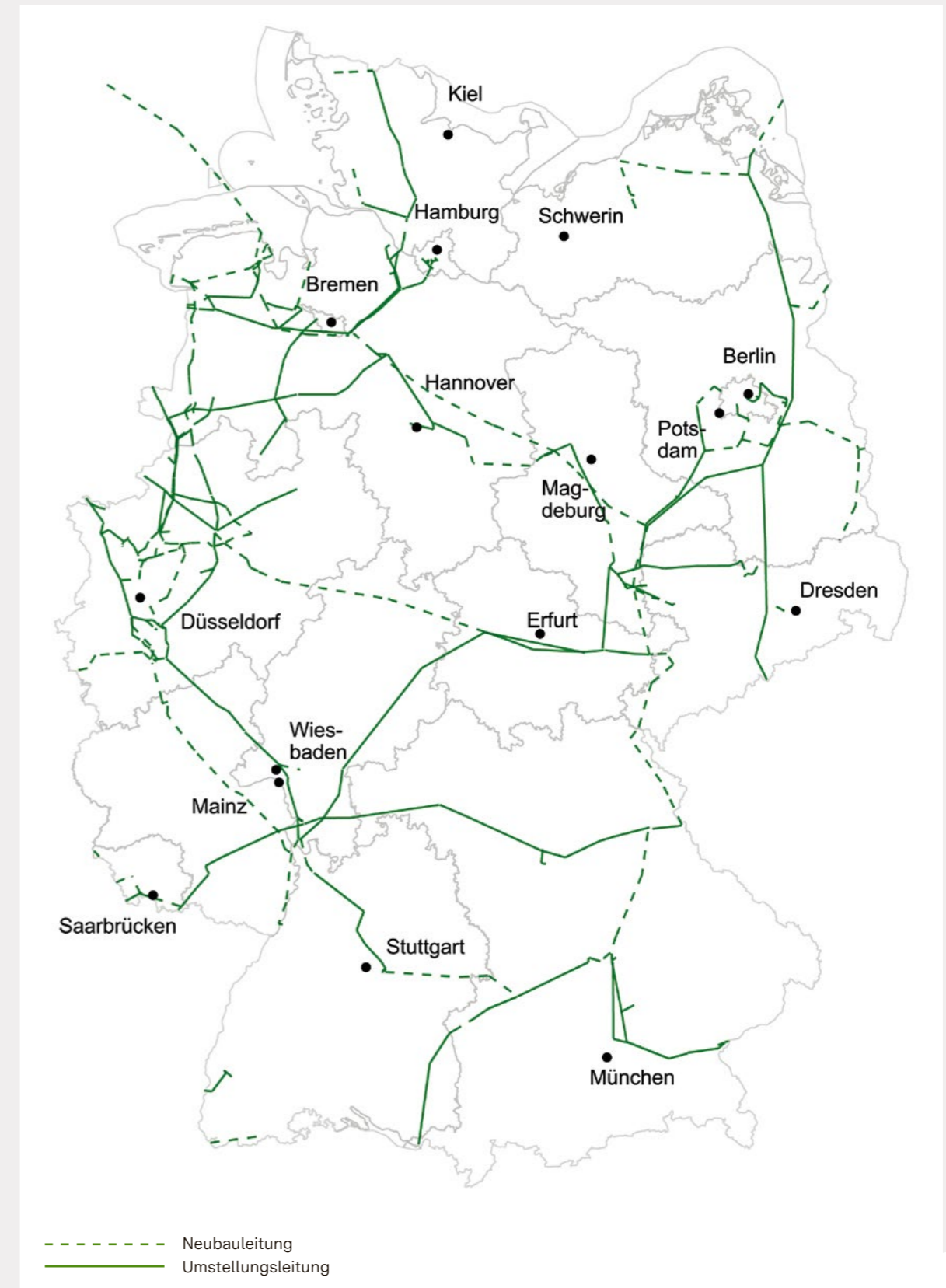


Abbildung 24: Wasserstoff-Kernnetz gemäß der Genehmigung vom 22. Oktober 2024 [173].



Das Kernnetz soll gemäß § 28r Abs. 1 EnWG ein deutschlandweites und ausbaufähiges Wasserstoffnetz für den überregionalen Transport sein und die derzeit bekannten großen Verbrauchs- und Erzeugungsregionen für Wasserstoff in Deutschland erreichen. Vor diesem Hintergrund werden im Kernnetz zunächst IPCEI-Projekte (Important Projects of Common European Interest) und PCI/PMI-Projekte (Projects of Common/Mutual Interest) sowie Projekte, die der Einbindung in ein europäisches Wasserstoffnetzwerk dienen, berücksichtigt. Hinzu kommen Projekte, die Industriebranchen zuzuordnen sind, für die es aus heutiger Sicht keine sinnvolle Alternative zum Einsatz von Wasserstoff zur Dekarbonisierung von Industrieprozessen gibt (unter anderem Eisen und Stahl, Chemie, Raffinerien, Glasindustrie, Keramik). Darüber hinaus werden Reallabore der Energiewende, Wasserstoff-Speicherprojekte und große KWK-Kraftwerksstandorte (mit mehr als 100 MW elektrischer KWK-Leistung) stellvertretend für zukünftige Wasserstoffkraftwerke berücksichtigt.

Weiterhin sollen ausreichende Anschlussmöglichkeiten für Erzeugungsregionen und Elektrolyseure gemäß den Ausbaupfaden der Nationalen Wasserstoffstrategie sichergestellt und eine regionale Ausgewogenheit erreicht werden. [174]

Auch in Baden-Württemberg stellt die Bereitstellung der notwendigen Infrastruktur für Erzeugung, Speicherung und Transport (einschließlich Import) von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten eine zentrale Voraussetzung für den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft dar. Transportrouten für Baden-Württemberg sind die Voraussetzung für den Markthochlauf der Wasserstoffwirtschaft. Terranets bw will Wasserstoff bis 2032 verfügbar machen. Ab 2029 soll mit dem Projekt RHYn Interco das erste H₂-Netz in Baden-Württemberg mit einer grenzüberschreitenden Verbindung nach Frankreich entstehen. RHYn Interco soll ab 2029 auch Industriekunden bei Freiburg im Breisgau anbinden. Im Rahmen des 1.100 km langen Projekts „Flow – making hydrogen happen“ sollen ab 2030 die Region Rhein-Neckar

und der Großraum Stuttgart über die Umrüstung der Süddeutschen Erdgasleitung (SEL) auf Wasserstoff angebunden werden, die Verlängerung der SEL nach Bayern bis 2032 den Transport von Wasserstoff nach Süddeutschland weiter vorantreiben und durch die Umrüstung einer bestehenden Erdgasleitung Wasserstoff bis an den Bodensee und nach Oberschwaben transportiert werden. [175]

Unter Federführung des Umweltministeriums Baden-Württemberg wurde im Sommer 2023 eine landesweite Wasserstoffbedarfsabfrage durchgeführt. Der prognostizierte Bedarf liegt demnach 2032 bei 52 TWh, 2035 bei 73 TWh und ab 2040 bei 91 TWh. Besonders früh benötigt die Industrie den erneuerbaren Energieträger. Die Energiewirtschaft meldet einen Bedarf von 40 TWh im Jahr 2035 und 53 TWh im Jahr 2040 und ist damit zukünftig der größte Wasserstoffverbraucher. Der Verkehrssektor wird voraussichtlich nur einen geringen Anteil an der Gesamtnachfrage haben.

Das öffentliche Wasserstofftankstellennetz in Baden-Württemberg umfasst derzeit 15 Tankstellen und ist damit gegenüber dem Vorjahr unverändert. Jedoch ist Dynamik zu beobachten und das Was-

serstoff-Angebot wurde an einigen Tankstellen mit weiteren Druckstufen erweitert. Zudem wurden zwei neue Tankstellen (in Heidelberg-Wieblingen und in Giengen an der Brenz) in Betrieb genommen, aber auch zwei Tankstellen (Rastatt und Freiburg FhG ISE) außer Betrieb genommen. An 14 Tankstellen wird komprimierter gasförmiger Wasserstoff mit 700 bar angeboten. An sieben Tankstellen wird komprimierter gasförmiger Wasserstoff mit 350 bar für insbesondere Nutzfahrzeuge angeboten. Daher werden an sechs Tankstellen in Baden-Württemberg aktuell 350 bar und 700 bar Wasserstoff angeboten. Zudem fördert das Land Baden-Württemberg den Aufbau von Wasserstofftankstellen in drei Gemeinden mit insgesamt mehr als sieben Millionen Euro. Die geförderten Tankstellen in Aichstetten, Hartheim und Satteldorf sollen künftig gasförmigen Wasserstoff für Nutzfahrzeuge bereitstellen. Diese Standorte wurden aufgrund ihrer günstigen Lage an bestehenden Autohöfen ausgewählt, um eine gute Erreichbarkeit für Lkw zu gewährleisten. [176] Dadurch sind aktuell sieben weitere öffentliche Wasserstofftankstellen in Baden-Württemberg in Realisierung, davon ist an fünf sowohl eine Betankung mit 350 bar als auch 700 bar geplant. [177]



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

Nach einem deutlichen Rückgang im Vorjahr (-3,4 Prozent) ist der Endenergieverbrauch in Baden-Württemberg im Jahr 2023 nach ersten

Berechnungen abermals gesunken (-2,5 Prozent). Er liegt damit auf dem niedrigsten Stand seit Jahrzehnten. Zum einen führten die milden Witterungsbedingungen zu einem Rückgang des Heizenergieverbrauchs. Zum anderen sanken die Energieverbräuche in der Industrie und im GHD-Bereich aufgrund der konjunkturellen Entwicklung (preisbereinigtes und verkettetes Bruttoinlandsprodukt in Baden-Württemberg 2023: -0,6 Prozent).

Beim Blick auf die Energieträger zeigt sich ein weiterer Verbrauchsrückgang von Erdgas um mehr als 3 Prozent. In ähnlichem Umfang ist der Verbrauch von Fernwärme zurückgegangen. Rückläufig war auch der Endenergieverbrauch von Strom mit 1,6 Prozent. Um knapp 3 Prozent niedriger lag weiterhin der Verbrauch von Mineralöl (Heizöl und Kraftstoffe).

Sektoral betrachtet war der stärkste Rückgang im GHD-Sektor mit 7 Prozent zu verzeichnen, während im Industriesektor nach ersten Berechnungen 4 Prozent weniger Energie verbraucht wurde. Im Verkehrssektor ging der Energieverbrauch um 1,4 Prozent zurück, im Haushaltssektor um 0,5 Prozent.

Insgesamt ist der Endenergieverbrauch in Baden-Württemberg um knapp 3 Prozent auf 269 TWh gesunken. Die Entwicklung des Verbrauchs ist in

Abbildung 25 nach Sektoren (links) und nach Energieträgern (rechts) dargestellt. Bis einschließlich 2022 liegen amtliche Daten des Statistischen Landesamtes vor, die aktuellen Entwicklungen für das Jahr 2023 wurden anhand eigener Berechnungen und Schätzungen ergänzt.

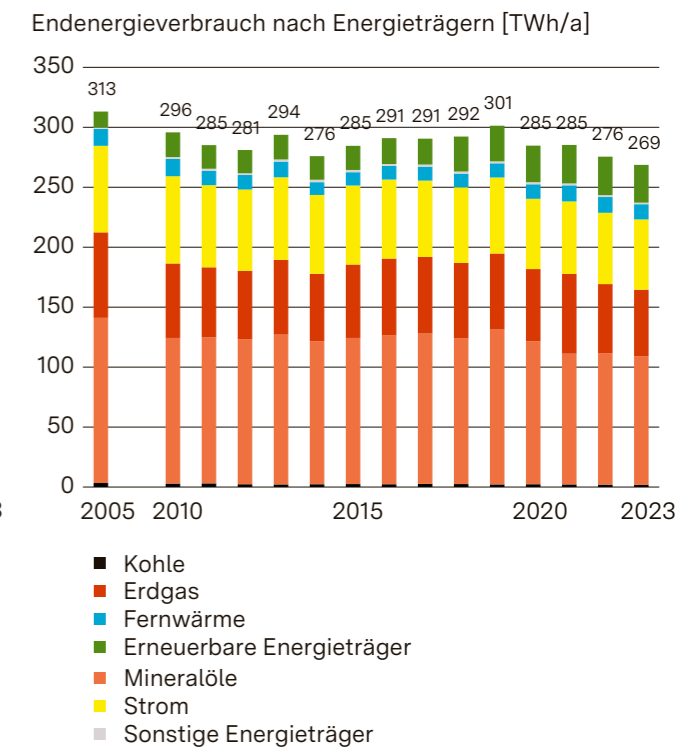
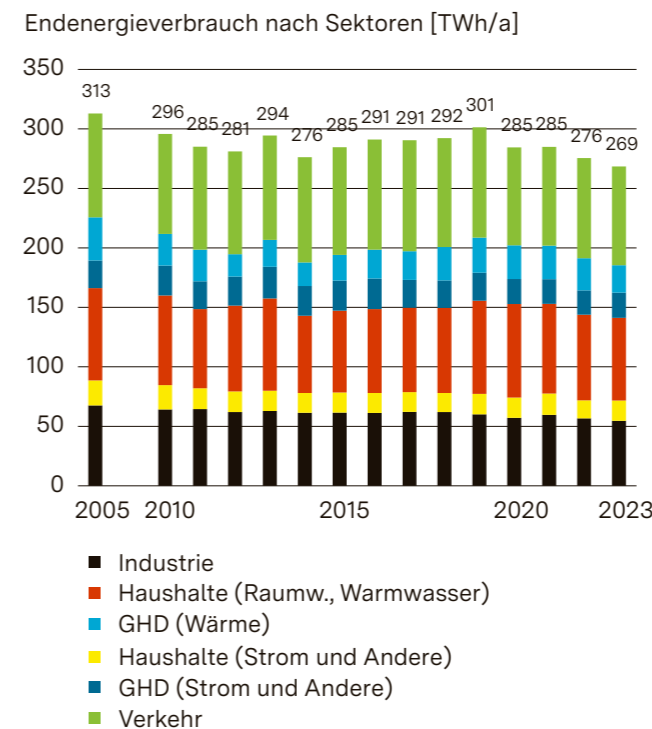


Abbildung 25: Entwicklung des Endenergieverbrauchs in Baden-Württemberg nach Sektoren⁸ (links) und nach Energieträgern (rechts). Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [81]. Werte 2022 vorläufig, 2023 eigene Berechnungen ZSW.

Primärenergieverbrauch

Der Primärenergieverbrauch 2023 in Baden-Württemberg lag nach ersten Berechnungen bei rund 1.145 PJ und damit – ebenso wie der Endenergieverbrauch – auf dem niedrigsten Stand seit Jahrzehnten. Neben dem oben bereits geschilderten witterungs- und konjunkturbedingten Rückgang

schlägt sich im Primärenergieverbrauch 2023 der Kernenergieausstieg stark nieder, der zum 1. April 2023 vollzogen wurde. Der Primärenergieverbrauch ist damit insgesamt um rund 11 Prozent gesunken (Abbildung 26).

⁸ 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).

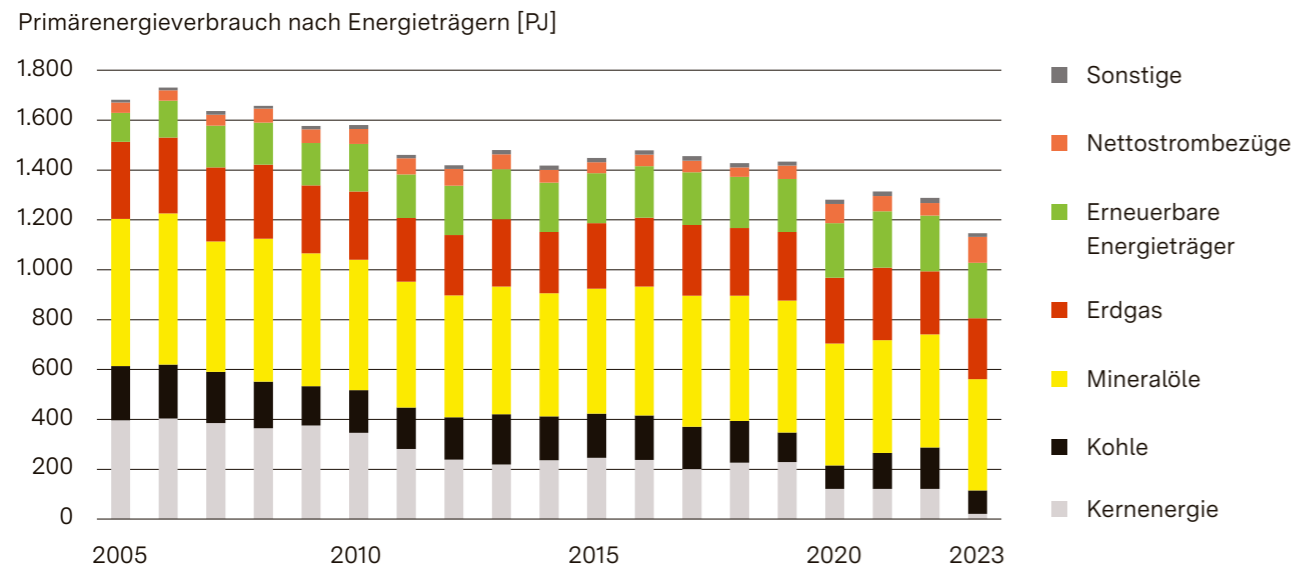


Abbildung 26: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs in Baden-Württemberg nach Energieträgern. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [81]. Werte 2022 vorläufig, 2023 eigene Berechnungen ZSW.

Seit der im Herbst 2021 bundesweit angespannten Gasversorgungssituation mit zwischenzeitlich massiv gestiegenen Importpreisen (vergleiche Kapitel 7.1) sowie unsicherer Versorgungslage im Winter 2022/2023 rücken die Verbrauchszahlen für Erdgas in den Vordergrund. Insgesamt wurden im Jahr 2023 in Baden-Württemberg rund 245 PJ beziehungsweise knapp 7,0 Milliarden Kubikmeter Erdgas verbraucht (-3 Prozent).

Im Zeitverlauf wird deutlich, dass der Verbrauch in der Industrie seit Anfang der Neunzigerjahre relativ konstant zwischen 60 und 70 PJ pro Jahr liegt, trotz einer um 40 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.

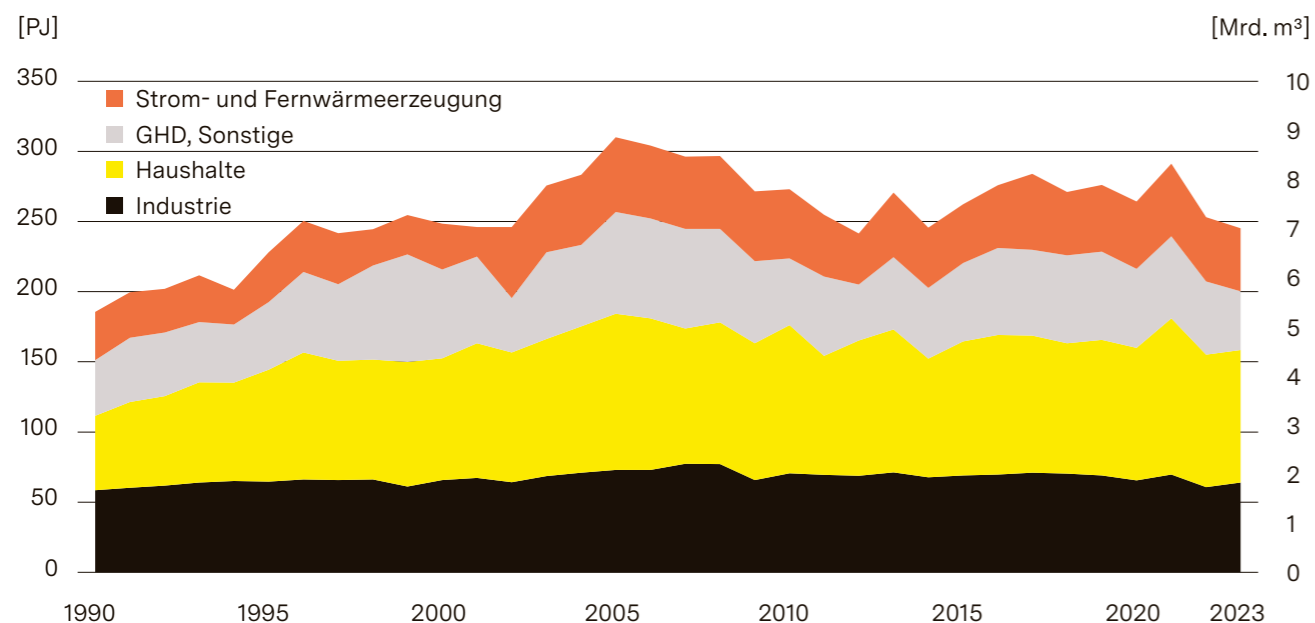


Abbildung 27: Erdgasverbrauch in Baden-Württemberg nach Anwendungsbereichen. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [81]. Werte 2022 vorläufig, 2023 eigene Berechnungen ZSW.

Der Anteil des Erdgasverbrauchs in Baden-Württemberg lag in den vergangenen Jahren in der Größenordnung von 9 Prozent des bundesweiten Gasverbrauchs. Baden-Württemberg verbraucht damit in Relation zum Bevölkerungsanteil (2023: 13,4 Prozent) beziehungsweise zum Anteil an der Bruttowertschöpfung (2023: 14,9 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 Anlagenbau weniger energieintensiv als im Bundesschnitt ist.

5.2 Entwicklung der Energieeffizienz

Entwicklung der gesamtwirtschaftlichen Energieeffizienz

Gegenüber 1991 ist der Primärenergieverbrauch in Baden-Württemberg um 24 Prozent gesunken, der Endenergieverbrauch um gut 6 Prozent⁹. Im selben Zeitraum ist die wirtschaftliche Leistungsfähigkeit, gemessen am preisbereinigten und verketteten Bruttoinlandsprodukt, um 48 Prozent gewachsen. Damit zeigen die jeweiligen Produktivitäten¹⁰

einen positiven Trend auf (siehe Abbildung 28). Insgesamt liegt das Primär- beziehungsweise Endenergieproduktivitätsniveau im Jahr 2023 gut 80 Prozent beziehungsweise knapp die Hälfte über dem des Jahres 1991.

Die Entwicklung der Stromproduktivität zeigt eine zunehmende Entkopplung von Wirtschaftswachstum und Stromverbrauch (siehe Abbildung 28). Im Rahmen der Sektorenkopplung soll der Einsatz von Strom in Gebäuden, Verkehr und Industrie verstärkt werden (vergleiche Kapitel 6), wobei der Strom in möglichst effizienten Technologien eingesetzt werden muss, um den zusätzlichen Bedarf an Strom und den erforderlichen Ausbau der EE-Stromerzeugung zu begrenzen. Dies gilt auch für den klassischen Stromverbrauch. 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).

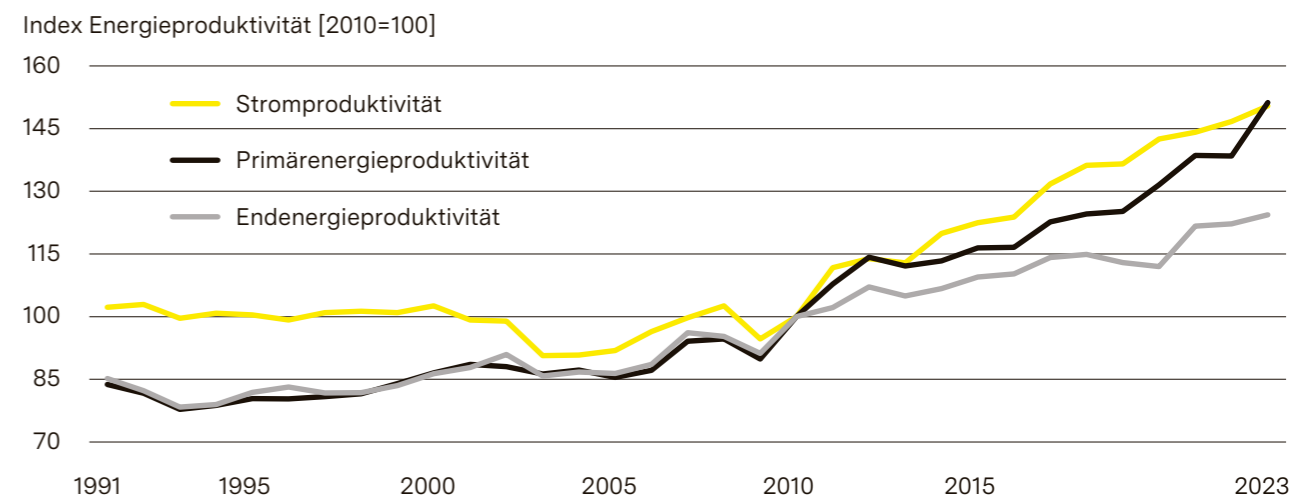


Abbildung 28: Entwicklung der temperaturbereinigten Primär- und Endenergieproduktivität sowie Stromproduktivität in Baden-Württemberg (Index 2010 =100). Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [81, 178]. Energieverbrauch 2022 vorläufig, 2023 eigene Berechnungen ZSW.

⁹ Der Primärenergieverbrauch berücksichtigt den Brennstoffeinsatz in Kraftwerken. Der Rückgang der Stromerzeugung in Kernkraftwerken zeichnet sich deshalb beim Primärenergieverbrauch deutlich ab.

¹⁰ Definiert als Quotient aus dem preisbereinigten und verketteten (realen) Bruttoinlandsprodukt mit Referenzjahr 2015 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 Endenergieproduktivität¹¹ in der Industrie wie auch im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) ist seit 1991 positiv (vergleiche Abbildung 29), wenngleich in der Industrie 2020 ein deutlicher Einbruch zu verzeichnen war. Die absolute Endenergieverbrauchsentwicklung steht dahinter zurück, vergleiche Abbildung 25.

Mit einer Energieproduktivität von 800 Euro BWS/GJ im Industriesektor¹² im Jahr 2023 weist das Land aufgrund der hohen Bedeutung des vergleichsweise wenig energieintensiven Maschinen- und Fahrzeugbaus in Baden-Württemberg im Vergleich zur Bundesebene mehr als die zweifache Energieproduktivität auf (Bund 2023: knapp 330 Euro BWS/GJ [179]). Im GHD-Sektor lag die Energieproduktivität mit rund 1.710 Euro BWS/GJ zuletzt etwas niedriger als auf Bundesebene (2023: rund 1.960 Euro BWS/GJ [179]).

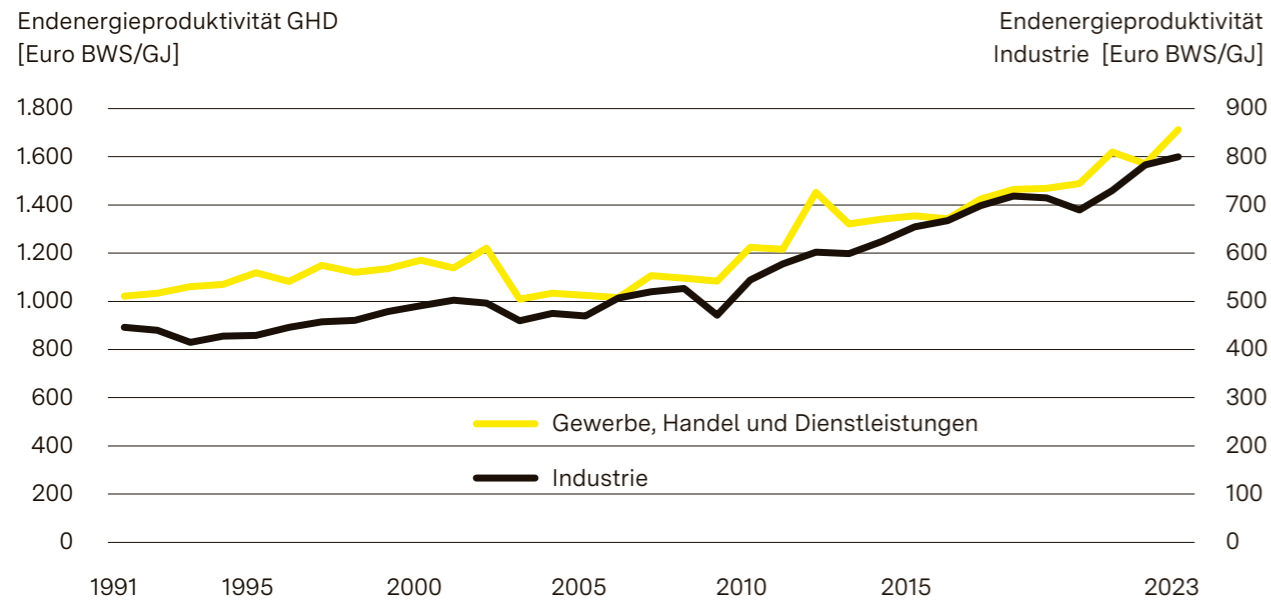


Abbildung 29: Entwicklung der temperaturbereinigten Endenergieproduktivität im Sektor Industrie und im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [81, 178]. Endenergieverbrauch 2022 vorläufig, 2023 eigene Berechnungen ZSW.

¹¹ Die Endenergieproduktivität für Industrie und GHD ist jeweils berechnet als Quotient aus der preisbereinigten und verketteten Bruttowertschöpfung mit Bezugsjahr 2015 und dem temperaturbereinigten Endenergieverbrauch.

¹² 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.

Zu Beginn des Jahrtausends konnten zunächst deutliche Fortschritte des spezifischen Endenergieverbrauchs zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser¹³ 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 30 links). Der starke Rückgang des Verbrauchs 2021 ist den Vorzieheffekten beim Heizölabsatz im Jahr 2020 und dem geringen Absatz 2021 zuzurechnen. 2022 und 2023 war eine weitere Senkung aufgrund der milden Witterung zu verzeichnen.

Absolut betrachtet lag das Verbrauchsniveau 2023 in der Größenordnung des Jahres 1991 (vergleiche Abbildung 30 rechts). Eine der Hauptursachen ist die stetige Zunahme der Wohnfläche um insgesamt 47 Prozent gegenüber 1991 beziehungsweise 1,2 Prozent pro Jahr [180]. Bezogen auf die Einwohnerzahl Baden-Württembergs nahm die Wohnfläche von 36 m² pro Kopf (1990) auf 47 m² pro Kopf zu. Damit beträgt die Steigerung pro Kopf 29 Prozent beziehungsweise 0,8 Prozent pro Jahr [180, 181]. Die Zunahme der spezifischen Wohnfläche ist neben steigenden Komfortansprüchen auch demografischen Veränderungen und der steigenden Anzahl von Einpersonenhaushalten zuzurechnen (1990: 36 Prozent, 2023: 40 Prozent [182, 183]).

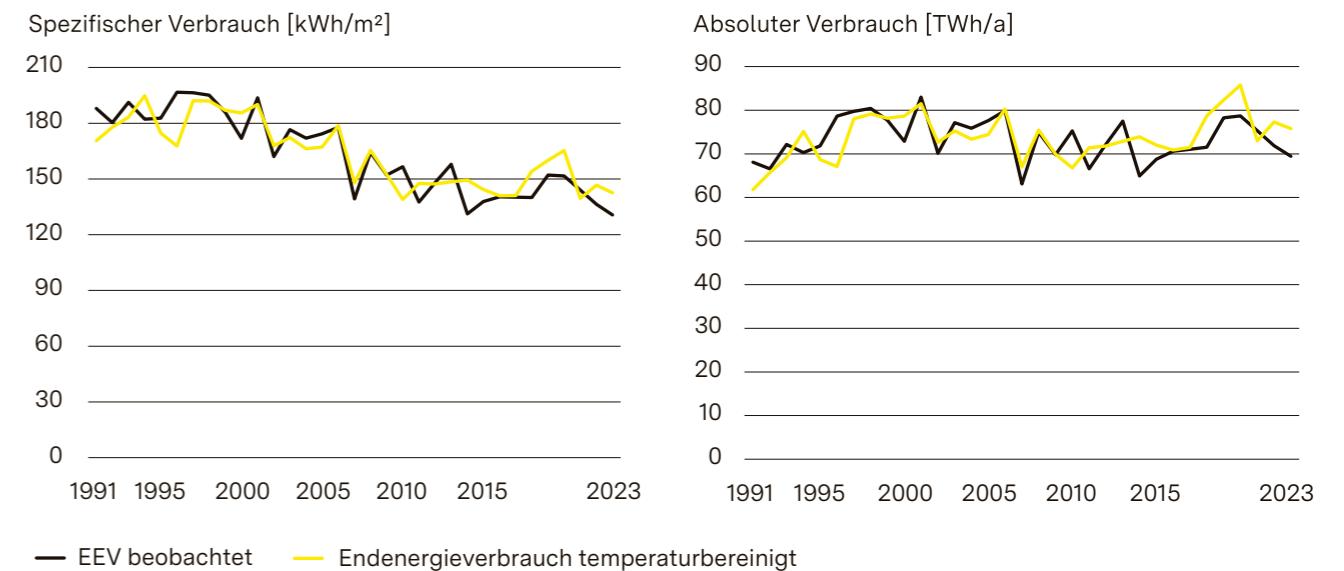


Abbildung 30: Entwicklung des spezifischen und absoluten Endenergieverbrauchs privater Haushalte zur Raumwärme- und Warmwasserbereitung in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [81, 180]. Endenergieverbrauch 2022 vorläufig, 2023 eigene Berechnungen ZSW.

¹³ 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).

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 Bevölkerungsanteils seit Beginn der jeweiligen Förderung. Im Bereich der Energieberatungen für Wohngebäude (EBW) liegt für den Anteil Baden-Württembergs an der Förderung bis zum Jahr 2019 eine deutliche Zunahme der anteiligen Inanspruchnahme vor, jedoch setzte sich der 2020 beginnende rückläufige Trend weiterhin fort.

Zum Jahresende 2023 liegt der Anteil nur noch auf einem Niveau von 28 Prozent und ist im Vergleich zum Vorjahr noch mal deutlich gesunken (2022: 32 Prozent). [184] Der Anteil von Baden-Württemberg an den gesamten Bundesförderzahlen spiegelt jedoch nicht die absoluten Zahlen wieder. In der Betrachtung der absoluten Förderzahlen lässt sich erkennen, dass sich die Anzahl der Energieberatungen generell bis 2022 deutlich erhöht hat. Erst 2023 fällt der Zuwachs etwas ab (knapp 15.000 Beratungen 2021, 28.000 Beratungen 2022 und 32.000 Beratungen 2023).

Im Rahmen von Energieberatungen für Nichtwohngebäude (EBN), hat sich der Förderanteil von Baden-Württemberg an den Bundeszahlen ähnlich entwickelt wie die Förderzahlen der EBW. Seit dem Jahr 2019 zeigt sich hier ein leichter Rückgang des Anteils von Baden-Württemberg an den gesamten Bundeszahlen. 2023 ist der Anteil im Vergleich zum Vorjahr (2022: 19,5 Prozent) wieder leicht auf 20,2 Prozent gestiegen. Die absoluten Antragszahlen stagnieren hier bereits seit mehreren Jahren auf einem Niveau zwischen 1.100 und 1.300 Anträgen. [185] Zu beachten ist, dass für das Programm EBN erst ab dem Jahr 2015 Daten zur Verfügung stehen.

Inanspruchnahme [Anteil an Bund]

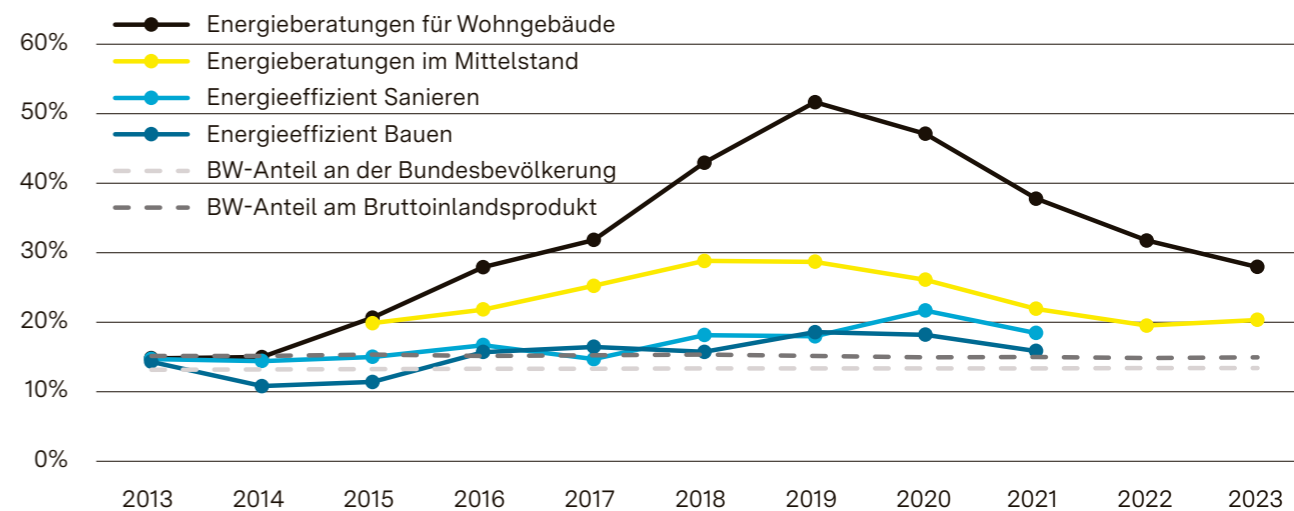


Abbildung 31: Inanspruchnahme von geförderten Bundesberatungen und Bundesförderprogrammen in Baden-Württemberg bezogen auf die bundesweite Inanspruchnahme¹⁴. Eigene Darstellung auf Basis der Daten aus [184–188].

Das im Juli 2021 gestartete Bundesförderprogramm für effiziente Gebäude (BEG) wurde in der Zwischenzeit mehrmals reformiert und angepasst. Vom Ende 2023 verhängten Förderstopp war die Bundesförderung für effiziente Gebäude nicht betroffen. Grundsätzlich besteht das BEG aus vier Bausteinen. Die beiden Bausteine Förderung für Wohngebäude (BEG WG) und Förderung für Nichtwohngebäude (BEG NWG) werden von der KfW administriert, ebenso die Förderung für Einzelmaßnahmen (BEG EM), wovon Einzelaspekte jedoch auch das BAFA abwickelt. Diese drei Bausteine laufen über das BMWK. Der vierte Baustein, Klimafreundlicher Neubau (BEG KfN), ist beim BMWBS angesiedelt und wird von der KfW administriert. Die KfW vergibt hierfür sowohl für Wohn- als auch für Nichtwohngebäude Förderkredite. Für Kommunen ist eine Zuschussförderung möglich. [85]

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 werden alternativ dazu mit einem direkt ausbezahlten Zuschuss gefördert. Darüber hinaus gibt es die Möglichkeit einer Förderung für die Fachplanung und Baubegleitung.

Das Teilprogramm BEG NWG fördert die Sanierung von Nichtwohngebäuden (wie Gewerbegebäude, kommunale Gebäude oder Krankenhäuser) zum Effizienzgebäude in der für Wohngebäude bereits genannten Form. Es besteht ebenfalls die alternative Förderung für Kommunen und die Förderung der Baubegleitung. [189]

Die Bundesförderung für effiziente Gebäude wurde 2024 durch die Möglichkeit der Heizungsförderung für Privatpersonen und Unternehmen (über einen Zuschuss oder Kredit) und Kommunen (über einen Zuschuss) erweitert und komplementiert damit das Förderportfolio. Dieser Förderbaustein kann ergänzend zu den bereits genannten Programmen für Wohngebäude als auch Nicht-Wohngebäude beantragt werden. [190]

Darüber hinaus werden durch den Baustein BEG EM diverse Einzelmaßnahmen gefördert, für die zunächst über das BAFA und anschließend auch über die KfW Mittel beantragt werden können. 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). Darüber ist analog zu den Fördermöglichkeiten der KfW eine Förderung von bis zu 50 Prozent der

¹⁴ Das Förderprogramm „Energieeffizient Bauen/Energieeffizient Sanieren“ wurde ab 2022 eingestellt, weshalb die Zeitreihe entsprechend endet.



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. [191, 192]

Bei der Betrachtung der Inanspruchnahme der BEG-Förderung in Baden-Württemberg bezogen auf die bundesweite Inanspruchnahme (auf Basis der KfW-Förderzahlen) zeigt sich, dass der Anteil Baden-Württembergs für alle dargestellten Programme sowohl über dem Anteil Baden-Württembergs am BIP, als auch über dem Bevölkerungsanteil liegt. Bei den Programmen mit Kreditvariante (WG und NWG), die es seit Beginn der BEG Förderung gibt, ist erkennbar, dass der Anteil Baden-Württembergs zu Beginn der Förderung sehr hoch war, über den Zeitverlauf aber kontinuierlich abnimmt. Die Zuschussvariante wurde dagegen deutlich weniger in Anspruch genommen. Die bei-

den ab 2023 neu aufgenommenen Programme zum Klimafreundlichen Neubau wurden im Vergleich zu 2023 im ersten Halbjahr 2024 geringfügig mehr in Anspruch genommen (Abbildung 32).

Nicht in der Abbildung dargestellt ist die zum 1. Januar 2024 neu hinzugekommene Heizungsförderung für Wohngebäude. Der Anteil Baden-Württembergs an der Inanspruchnahme liegt dabei bei 14,6 Prozent und demnach auf demselben Niveau wie die Förderung für den Klimaneutralen Neubau für Wohngebäude.

Im Bereich der Sanierungen bei Kommunen zeigt sich sowohl für die Zuschuss- als auch Kreditvariante, dass nach einem hohen Förderanteil zu Beginn der Förderung (26 beziehungsweise 20 Prozent) die Anteile Baden-Württembergs auf 12,9 beziehungsweise 12,1 Prozent deutlich abgenommen haben.

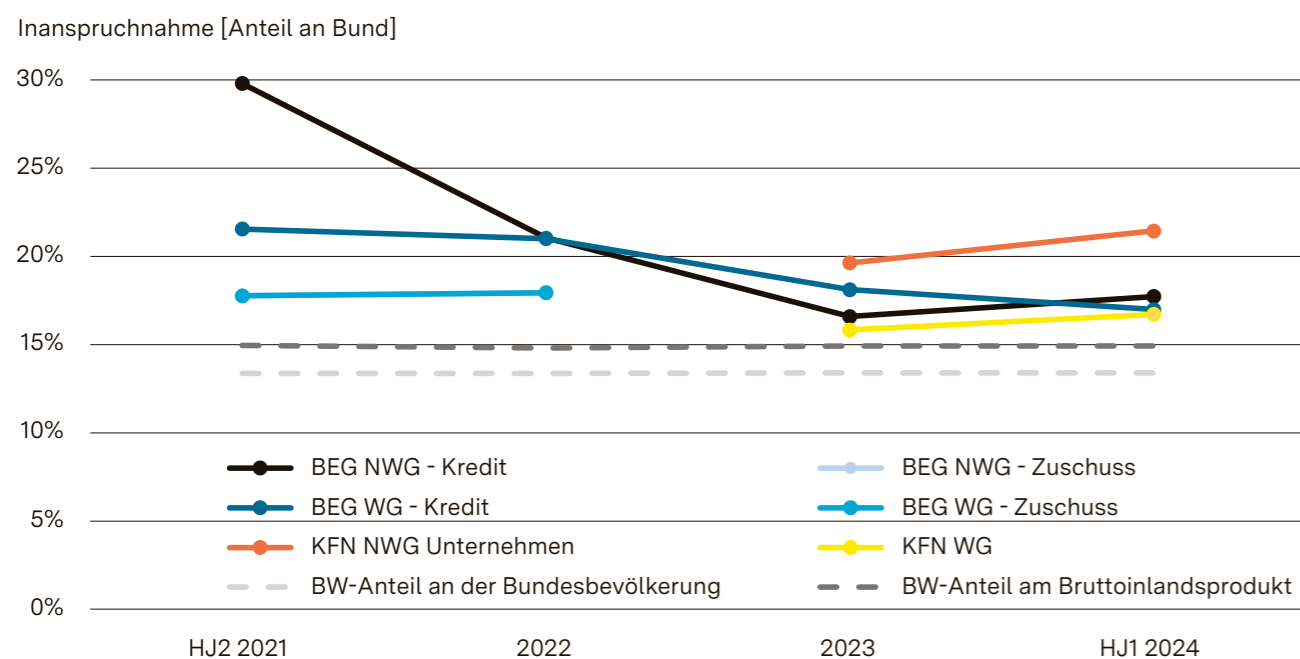


Abbildung 32: Inanspruchnahme der geförderten BEG-Bausteine der KfW in Baden-Württemberg bezogen auf die bundesweite Inanspruchnahme.¹⁵ Eigene Darstellung auf Basis der Daten aus [193-195].

¹⁵ 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+), ebenfalls aus EFRE-Mitteln gefördert, gestartet. Das neue Programm unterstützt Unternehmen in Baden-Württemberg dabei, Einsparpotenziale für Material und Energie zu finden und zu heben. Analog zum KEFF-Programm werden in Förderbaustein 1 in allen 12 Regionen Baden-Württembergs Kompetenzzentren aufgebaut und in Förderbaustein 2 wird darüber hinaus eine Beratungsförderung angeboten. [196-198]

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. [199]

Das Kombi-Darlehen Mittelstand sowie das Kombi-Darlehen Wohnen mit Klimaprämie, welche auch in Kombination mit der BEG-Förderung beantragt werden können, richten sich zum einen an mittelständische Unternehmen, aber auch Privatpersonen. Das über die L-Bank abgewickelte Programm bietet jeweils die Möglichkeit eines Förderdarlehens im Hausbankenverfahren mit Tilgungszuschuss mit verschiedenen Ausgestaltungsoptionen. [200-202] Im Vergleich zum Jahr 2022 ist die Anzahl der Zusagen in beiden Programmen zurückgegangen: beim Programm Kombi-Darlehen Wohnen mit Klimaprämie leicht (von 1.598 auf 1.474 Zusagen), beim Programm Kombi Darlehen Mittelstand deutlich (von 126 auf 36 Zusagen). Dies spiegelt sich auch im Zusagevolumen wider. [203, 204]

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-Minderungsprogramm, 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 auf der einen Seite das Vorhandensein von entsprechenden Flächen und auf der anderen Seite 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. [205, 206]

Abschließend ist an dieser Stelle das Förderprogramm „Seriell Sanieren“ des Umweltministeriums Baden-Württemberg zu nennen, welches vom Projektträger Karlsruhe (PTKA) abgewickelt wurde und für das bis Ende 2023 Anträge eingereicht werden konnten. Ziel war es, Gebäude qualitativ hochwertig auf einen ambitionierten Energiestandard zu sanieren sowie die Sanierungszeiten zu verkürzen. Die Zuwendung beträgt hierbei höchstens 500.000 Euro je Projekt. Bisher ist eine Fortführung des Programms noch unklar. [207]

Auf Basis der vorliegenden Daten aus den angeführten Programmen ist davon auszugehen, dass Baden-Württemberg im Bereich der Beratungen weiterhin gut aufgestellt ist. Jedoch ist es künftig wichtig über das Monitoring der Inanspruchnahme von Energieberatungen und Effizienzförderprogrammen zu evaluieren, inwieweit die Beratungen und Programme erfolgreich waren und zur Umsetzung von Einsparmaßnahmen geführt haben. Damit gilt es dann weitere Effizienzmaßnahmen abzuleiten. Zukünftig wird auch die Harmonisierung von Bundesförder- und Landesförderprogrammen mehr in den Fokus rücken.



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 Stahlherzeugung zum Einsatz kommen.

6.1 Stromeinsatz im Verkehr

Das Ziel der Bundesregierung zum Ausbau der Elektromobilität beläuft sich laut Koalitionsvertrag auf 15 Millionen vollelektrische Elektrofahrzeuge im Jahr 2030 (ohne Plug-in-Hybride). Zum Jahresende 2023 waren laut Kraftfahrt-Bundesamt über 1,4 Millionen Elektrofahrzeuge gemeldet. Um das 2030 zu erreichen, wurde über mehrere Jahre die Neuanschaffung von Elektroautos finanziell gefördert. Diese Förderung wurde zwischenzeitlich jedoch eingestellt. Seit dem 18. Dezember 2023 können keine Anträge für den sogenannten Umweltbonus mehr eingereicht werden. Im Jahr 2023 wurde für insgesamt 396.584 Fahrzeuge eine Förderung beantragt, im Vorjahr waren es im Vergleich dazu mit 820.368 Anträgen noch über doppelt so viele Anträge. Seit Einführung der Prämie im Jahr 2016 wurden rund 2,3 Millionen Anträge auf Förderung eines Elektro-, Plug-in-Hybrid- oder Wasserstofffahrzeugs gestellt, darunter rund 1,43 Millionen (62 Prozent) für reine batterieelektrische Fahrzeuge und 0,81 Millionen (36 Prozent) für Plug-in-Hybride. Weiterhin wurden knapp über 550 Anträge auf die Förderung eines

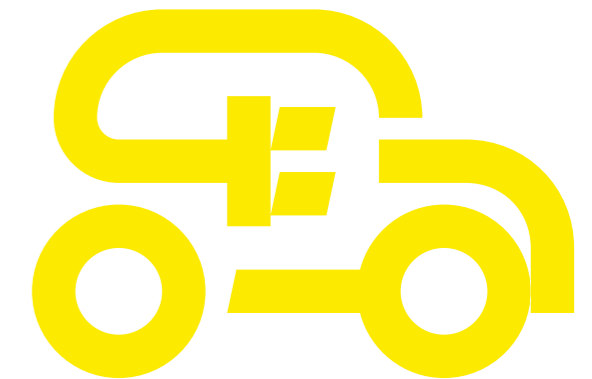
Brennstoffzellenfahrzeuges gestellt. Die meisten Anträge auf Umweltboni waren Nordrhein-Westfalen (rund 540.000) zuzuordnen, gefolgt von Bayern (rund 425.000) und Baden-Württemberg (rund 334.000). Die Verteilung auf die unterschiedlichen Fahrzeugklassen entspricht in Baden-Württemberg annähernd der auf Bundesebene: Auf reine Elektrofahrzeuge entfallen rund 63 Prozent der Anträge, auf Plug-in-Hybride etwa 37 Prozent. Für Brennstoffzellenfahrzeuge gingen bis zum 1. Dezember 2023 49 Anträge aus Baden-Württemberg ein, was im letzten Förderjahr nochmals eine deutliche Steigerung zu 15 Anträgen bis Dezember 2022 war. [208] Der angestrebte ambitionierte Hochlauf der Elektromobilität spiegelte sich in der bisherigen Entwicklung bis 2023 wider. Jedoch hat das Einstellen der Förderung zu einem deutlichen Rückgang der Verkaufszahlen geführt.

Zum Jahresende 2022 belief sich die Zahl der mehrspurigen Elektrofahrzeuge in Baden-Württemberg noch auf etwa 313.800 Elektrofahrzeuge. Der Jahresabschluss 2023 wies einen Bestand von 384.200 mehrspurigen Elektrofahrzeugen auf. Davon sind 230.210 Elektro-Pkw und 154.030 extern aufladbare Hybride. [209] Trotz der eingestellten Förderung war im ersten Halbjahr 2024 ein steigender Trend bei den Neuzulassungen im Bereich Elektrofahrzeuge (inklusive Plug-in-Hybride) zu beobachten, da diese den 2023 noch gestellten Förderanträgen zeitlich hinterherlaufen. Deutschlandweit ist der Anteil der neu zugelassenen Elektrofahrzeuge im monatlichen Durchschnitt seit Jahresbeginn 2024 zunächst nur leicht zurückgegangen, in Baden-Württemberg sogar angestiegen. Im Jahr 2023 lag der Durchschnitt hier noch bei über 19,7 Prozent an den gesamten Neuzulassungen. Im ersten Halbjahr des Jahres 2024 ist der Anteil um knapp einen Prozentpunkt auf 18,6 Prozent gesunken. Der Anteil der Elektrofahrzeuge an den Neuzulassungen in Baden-Württemberg liegt mit 23,6 Prozent im Jahr 2023 dabei über dem Anteil auf Bundesebene und ist im ersten Halbjahr im Vergleich zur Bundesebene sogar angestiegen. In Baden-Württemberg wurden im ersten Halbjahr 24,6 Prozent aller Neuzulassungen als Elektrofahrzeug registriert.

In Bezug auf die Marktanteilsbetrachtung bei Pkw ergibt sich folgendes Bild: Das erste Halbjahr 2024 war der erste Zeitraum ohne Kaufförderung für Elektro-Pkw, was sich durch den Zeitverzug noch

nicht im Marktanteil der reinen Elektro-Pkw (BEV) widerspiegelt. Der Marktanteil für BEV in Baden-Württemberg belief sich im ersten Halbjahr auf 3,6 Prozent und ist damit im Vergleich zum Jahresendbestand 2023 sogar leicht, um 0,3 Prozentpunkte angestiegen. [210]

Über alle Fahrzeugkategorien hinweg lag der Stromverbrauch der Elektromobilität im Jahr 2023 bei rund 590 GWh. Der Anteil am gesamten Bruttostromverbrauch Baden-Württembergs ist mit rund 0,9 Prozent weiterhin gering, wobei bei sinkendem Bruttostromverbrauch (vergleiche Kapitel 2.4) der prozentuale Anteil der Elektromobilität um 0,3 Prozentpunkte angestiegen ist. Zu beobachten ist, dass der Stromverbrauch durch E-Fahrzeuge weiterhin exponentiell zunimmt.



Stromverbrauch und Anzahl von Elektrofahrzeugen in BW
[GWh bzw. 1.000]

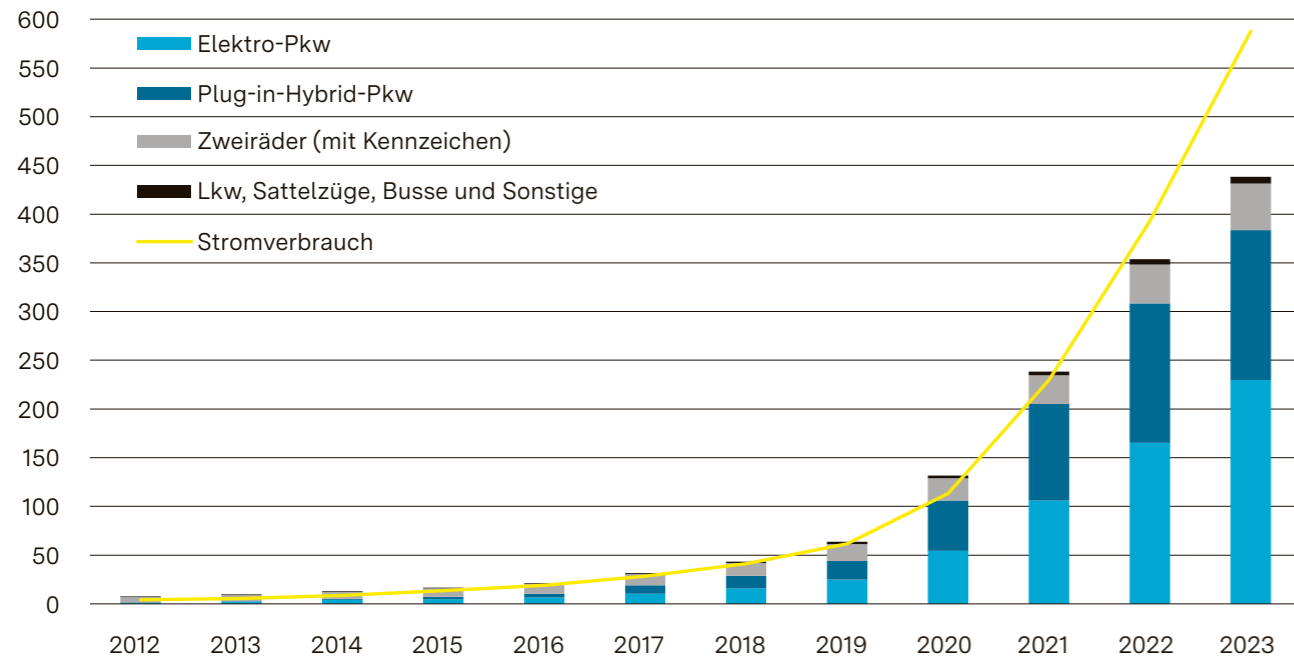


Abbildung 33: Entwicklung der Elektrofahrzeuge und deren Stromverbrauch in Baden-Württemberg¹⁶. Eigene Berechnung ZSW auf Basis von Daten aus [209, 211].

Der Anteil von Elektrofahrzeugen an der Bestandsflotte in Baden-Württemberg lag Ende 2023 bei knapp 5,5 Prozent [211] und setzt damit den Trend vom Vorjahr leicht vermindert fort (Anstieg von einem Prozentpunkt). Bezogen auf alle Neuzulassungen in Baden-Württemberg ist der Anteil von Elektrofahrzeugen (inklusive Plug-in-Hybride) im Jahr 2023 jedoch zurückgegangen und liegt nach rund 35 Prozent [209, 212] im Vorjahr bei rund bei 29 Prozent. Diese Entwicklung ist den steigenden Verkaufs- und Neuzulassungszahlen bei den Verbrennern zuzuschreiben. Damit einher geht auch, dass die Zahl der Neuzulassungen von Elektro-Pkw in Baden-Württemberg im Vergleich zum Vorjahr leicht zurückgegangen ist (2022: 128.906, 2023: 119.050). Diese Trends zeigen sich auch deutschlandweit, wodurch Baden-Württemberg bei den Neuzulassungen von Elektrofahrzeugen immer noch knapp 5 Prozentpunkte über dem Bundesniveau (Bund: 24,6 Prozent mit rund 699.943 Fahrzeugen) liegt und damit bundesweit im Top-Feld.

Beim Pkw-Bestand hat sich der Abstand zum Bundesdurchschnitt sogar leicht vergrößert. Mit den genannten 5,5 Prozent liegt Baden-Württemberg etwa 0,8 Prozentpunkte über dem Bundesniveau (Bund: 4,7 Prozent mit rund 2,3 Millionen Fahrzeugen) und hat im Vergleich zu 2022 (0,6 Prozentpunkte über dem Bundesdurchschnitt) nochmals zugelegt.

¹⁶ Die Datenbasis beziehungsweise Erfassungssystematik hat sich ab 2021 geändert. Dadurch kam es auch zu rückwirkenden Änderungen in den Beständen.

Anteil Elektrofahrzeuge

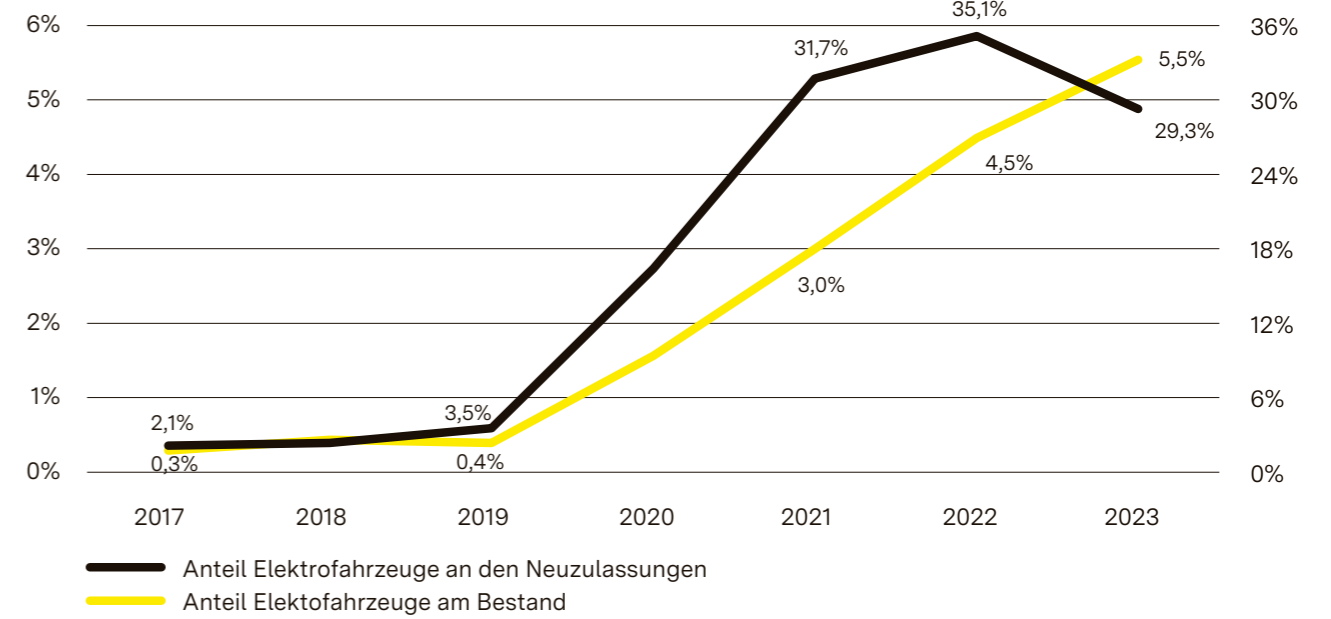


Abbildung 34: Anteil der Elektrofahrzeuge (E-Kfz und Plug-in-Hybride) am Pkw-Bestand und an den Pkw-Neuzulassungen ausgehend von 2017 für das Land Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis der Daten aus [209, 211].

Neben den mehrspurigen Fahrzeugen steigt auch die Anzahl von Zweirädern mit Elektroantrieb weiterhin an (in Abbildung 33 sind ausschließlich Zweiräder mit Kennzeichen¹⁷ erfasst). Insgesamt waren Ende 2023 etwa 48.000 Zweiräder mit Elektroantrieb (E-Krafträder und Zweiräder mit Kennzeichen) angemeldet, was einem Anstieg von 20 Prozent gegenüber dem Stand zum Jahresende 2022 entspricht.

Bei der Verteilung der Elektro-Pkw auf Stadt- und Landkreise in Baden-Württemberg ergibt sich folgendes Bild: Das Ballungszentrum um den Stadtkreis Stuttgart (inklusive der angrenzenden Landkreise Böblingen, Esslingen, Rems-Murr-Kreis und Ludwigsburg) und der Rhein-Neckar-Kreis weisen die mit Abstand höchsten Bestände an Elektrofahrzeugen auf (vergleiche Abbildung 35, links). Mit circa 5.000 Fahrzeugen weniger folgen dahinter die Kreise Karlsruhe-Land und Heilbronn sowie der Ortenaukreis. Diese Verteilung lässt sich direkt auf die jeweilige Einwohnerzahl zurückführen und hat sich in den letzten Jahren nicht verändert.

Prozentual auf den gesamten Pkw-Bestand in den jeweiligen Stadtkreisen bezogen liegt ebenfalls Stuttgart mit einem Anteil von 10,2 Prozent an der Spitze, gefolgt von Böblingen (9,7 Prozent). Zu den Kreisen Esslingen, dem Rhein-Neckar-Kreis und der Stadt Karlsruhe (mit 6,6 Prozent, 6,5 Prozent und 6,4 Prozent) besteht bereits ein kleiner Abstand.

Dasselbe grafische Bild ergibt sich bei der Anzahl der Ladepunkte je Gemeinde. Erwartungsgemäß gibt es auch hier Clusterbildungen um die Ballungszentren (vergleiche Abbildung 35, rechts). Mit Abstand an der Spitze liegt Stuttgart mit über 3.000 Ladepunkten (Stand vom 16. Juli 2024), was fast eine Verdopplung zum Vorjahr bedeutet. Mit Abstand dahinter folgen Sindelfingen und Heilbronn und mit weiterem Abstand Freiburg, Heidelberg, Ulm und Mannheim. Generell ist ebenfalls eine erhöhte Dichte an Ladeinfrastruktur im Einzugsgebieten der Ballungsräume zu erkennen.

¹⁷ Bei sogenannten E-Bikes ist im Unterschied zum Pedelecs die Motorunterstützung nicht auf 25 km/h und der Motor nicht auf 250 W begrenzt.

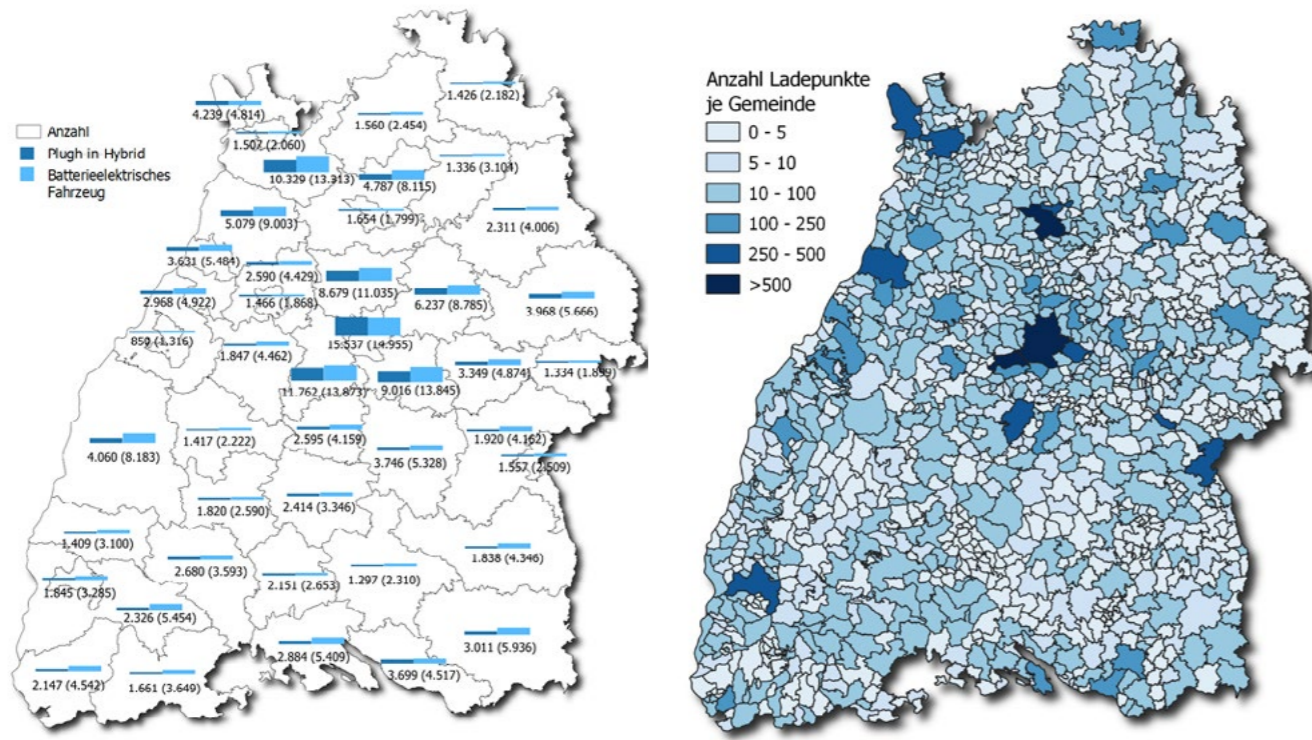


Abbildung 35: Anzahl der Elektrofahrzeuge (rein batterieelektrische Pkw und Plug-in-Hybride) in den Stadt- und Landkreisen Baden-Württembergs (Stand: 1. Januar 2024) (links) sowie öffentlich zugängliche Ladepunkte für Elektrofahrzeuge je Gemeinde in Baden-Württemberg (Stand 16. Juli 2024) (rechts). Eigene Darstellung auf Basis der Daten aus: [210, 213] und Kartenmaterial © GeoBasis-DE / BKG 2018.

Basierend auf dem Ladesäulenregister der BNetzA sind in Baden-Württemberg zum Jahresende 2023 rund 19.000 öffentlich zugängliche Normalladepunkte und 3.400 öffentlich zugängliche Schnellladepunkte installiert. Dies entspricht einer Gesamtzahl von 22.447 Ladepunkten mit einer gesamten Ladeleistung von circa 686 MW. [214] Die Entwick-

lung der öffentlichen Ladesäuleninfrastruktur seit 2016 ist in Abbildung 36 dargestellt. Sowohl bei den Normalladepunkten, als auch bei den Schnellladepunkten ist ein exponentieller Verlauf zu verzeichnen. Demnach kommen auf eine öffentlich zugängliche Ladesäule circa 17 Elektrofahrzeuge.

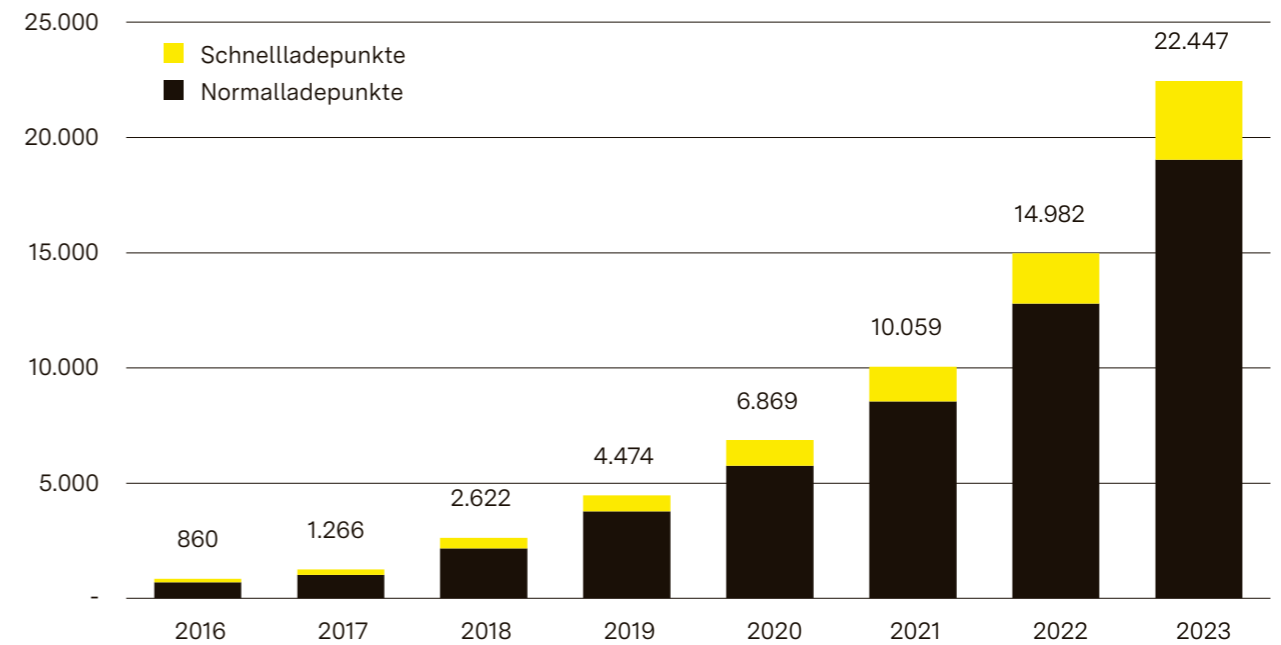


Abbildung 36: Bestand an Ladepunkten zum jeweiligen Jahresende aufgeteilt in Normalladepunkte und Schnellladepunkte seit 2016. Eigene Darstellung auf Basis der Daten von [214].

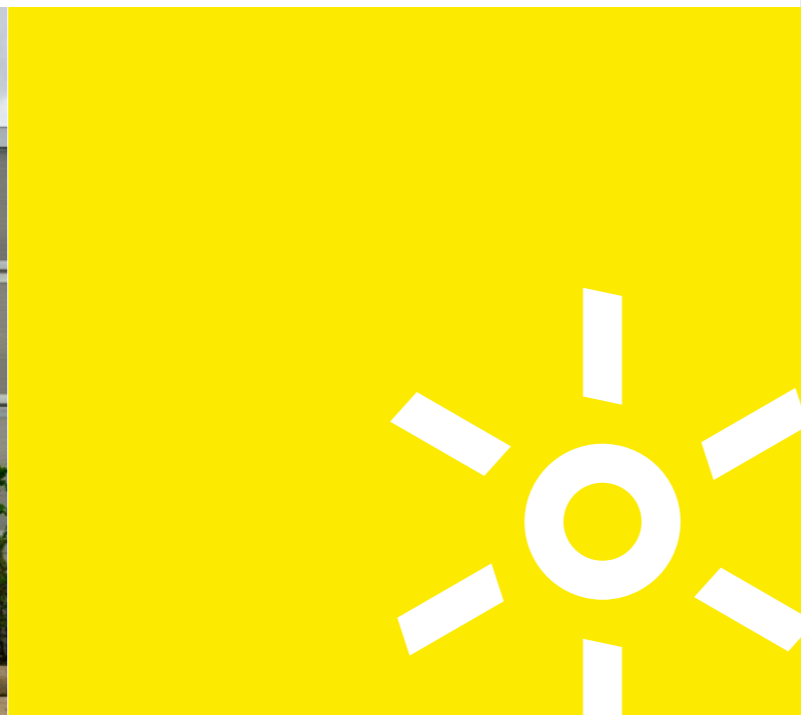
Zwar ist die Ladeinfrastruktur in Deutschland bisher bei weitem noch nicht ausgelastet, der Ausbau eines flächendeckenden, öffentlichen Netzes schreitet jedoch schnell voran und liegt deutlich über den europäischen Mindestvorgaben. [215] Beim Ausbau der Ladeinfrastruktur investiert und baut die EnBW 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. Zutraglich für den Ausbau ist auch die Ausweitung der Ladesäulenpflicht auf Tankstellen, die ab dem 1. Januar 2025 greifen wird. [216] Neben der Ladeinfrastruktur für Pkw nimmt der Bund nun auch die E-Lkws in Blick und hat Anfang Juli 2024 den Startschuss für das Lkw-Schnellladenetz an Bundesautobahnen erteilt. Um auch den Schwerlastverkehr auf Klimaneutralität hin auszurichten, ist der Aufbau dieses flächendeckenden und bedarfsgerechten Netzes ein wichtiger und erforderlicher Schritt. [217] Dafür ist ein Schnellladenetz mit rund 350 Standorten (auf Rastanlagen) geplant, für die noch im Jahr 2024 mit der Vergabe durch die Autobahn GmbH begonnen werden soll. [218]

Ein kurzer Blick in die Zukunft: Da der Markt für Elektrofahrzeuge eher durch (im Vergleich zu Ver-

brennern) höherpreisige Fahrzeuge geprägt ist, ist ein E-Auto nicht für alle Bevölkerungsschichten eine Option. Denn der Preis ist weiterhin einer der mitentscheidenden Kaufkriterien. Dementsprechend könnte künftig der E-Gebrauchtwagenmarkt eine größere Rolle spielen. Dieser entwickelt sich aber erst allmählich und langsam. Positiv hervorzuheben ist, dass das Angebot an gebrauchten E-Autos in Deutschland im Jahr 2023 im Vergleich zum Vorjahr um 134 Prozent zugenommen hat und Deutschland beim Preis für gebrauchte E-Autos EU-weit auf dem vierten Platz rangiert. [219]

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 [220], 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 2023 gut 280.000 Wärmepumpen. Deutschlandweit sind inzwischen mehr als 1,7 Millionen Heizungs-Wärmepumpen in Betrieb [221]. Die Wärmepumpen in Baden-Württemberg verbrauchten insgesamt rund 1,8 TWh Strom im Jahr 2023 (2022: 1,4 TWh). Dies entspricht einem Anteil von 2,1 Prozent des Bruttostromverbrauchs im Land. Da Wärmepumpen beim Neubau von Wohngebäuden heute bereits die meist genutzte Heizungsart darstellen [222] 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 Sektorkopplung 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 4,3 GW gestiegen (Abbildung 37). 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). Sukzessive gestiegen ist die gasbefeuerte KWK-Leistung, die mittlerweile rund ein Drittel der installierten KWK-Leistung im Land ausmacht. Im Zuge des Ausbaus der Biogasanlagen 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. Den ausgewiesenen KWK-Leistungen liegen zwei Datenquellen zugrunde. Die Angaben bis 2017 basieren auf den vom BAFA zur Verfügung gestellten Angaben zu KWK-Anlagen in Baden-Württemberg, die durch das KWKG gefördert wurden. Diese Angaben wurden in der Vergangenheit bereits im Monitoringbericht

genutzt. Da jedoch durch ein zunehmendes Herausfallen von Anlagen aus der Förderung weniger Anlagen erfasst wurden – was aber nicht mit deren Stilllegung gleichzusetzen ist – konnten die KWKG-Daten nicht mehr für eine vollständige Darstellung bestehender Anlagen herangezogen werden. Für den Zeitraum ab 2018 wurde ein Übergang zum Marktstammdatenregister (MaStR) als Berechnungsbasis für die KWK-Leistung vollzogen. Durch den notwendigen Wechsel kann es aufgrund von Unterschieden in Datenbestand und -struktur zu Abweichungen in der Ergebnisdarstellung kommen. So ist beispielsweise bei einigen KWK-Anlagen keine eindeutige Zuordnung des Energieträgers mehr möglich. Entsprechende Anlagen wurden deshalb der Kategorie ‚Sonstige Energieträger‘ zugeordnet.

Mit dem Marktstammdatenregister ist mittlerweile die Auswertung der Biomasse-KWK-Leistung möglich. Die Registrierungsphase im Marktstammdatenregister begann Anfang 2019. Für Bestandsanlagen musste innerhalb von 24 Monaten die Nachmeldung erfolgen. Für die Jahre vor 2018 wurden die fehlende Werte basierend auf Angaben zur Anlageninbetriebnahme im MaStR abgeschätzt. Die tatsächliche Biomasse-KWK-Leistung kann für den betreffenden Zeitraum leicht höher liegen, da als Basis für die Abschätzung keine Informationen zu erfolgten Anlagenstilllegungen im Zeitraum vor dem Start des Marktstammdatenregisters vorliegen.

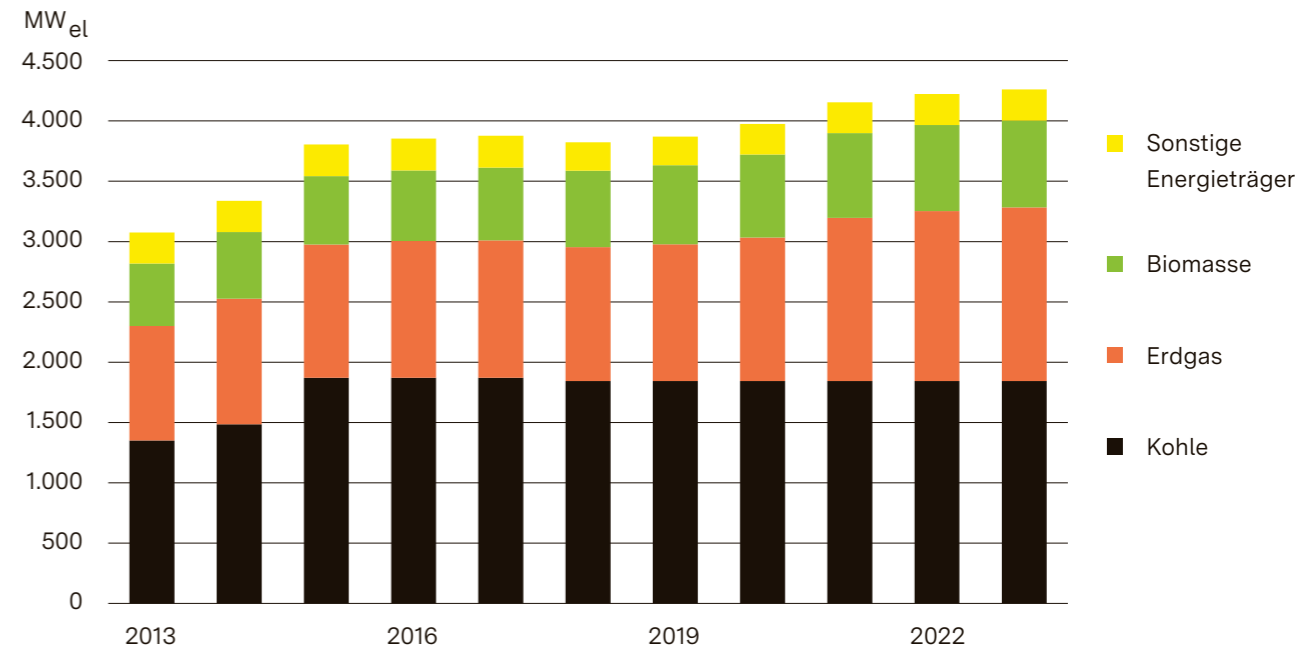


Abbildung 37: Entwicklung der elektrischen KWK-Leistung in Baden-Württemberg nach Energieträgern. Eigene Darstellung und Berechnungen auf Basis von Daten des Marktstammdatenregisters und KWKG-Daten des BAFA.

In Tabelle 9 ist die Entwicklung der Stromerzeugung aus KWK-Anlagen dargestellt. Die KWK-Stromerzeugung in der allgemeinen Versorgung war nach ersten Berechnungen weiter rückläufig. Auch mit den überwiegend gasbetriebenen KWK-Anlagen in der Industrie wurde weniger KWK-Strom erzeugt. Ursächlich dafür ist die rückläufige Stromerzeugung in Steinkohlekraftwerken (verglei-

che Kapitel 2.4) und das weiterhin hohe Gaspreinsniveau bei gleichzeitig konjunktureller Abkühlung in der Industrie. Insgesamt sank die KWK-Stromerzeugung in Baden-Württemberg auf 8,0 TWh. Der Anteil an der Nettostromerzeugung erhöhte sich aufgrund der deutlich gesunkenen Stromerzeugung insgesamt (vergleiche Abschnitt 2.4) auf über 23 Prozent (Tabelle 9 und Abbildung 38).

Tabelle 9: Entwicklung der KWK-Nettostromerzeugung nach Erzeugungsbereichen und des KWK-Anteils in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [223–225] sowie eigenen Berechnungen.

[TWh/a]	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023*
Allgemeine Versorgung	4,4	4,0	3,7	4,3	4,5	3,9	4,3	4,2	3,6	3,8	3,4	4,0	3,7	3,5
Industrie >1 MW	1,7	1,5	2,0	2,1	2,3	2,3	2,8	2,8	2,2	2,5	2,5	2,6	2,1	1,9
fossile Anlagen <1 MW	0,5	0,6	0,7	0,8	1,0	1,1	1,2	1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,5
Biomasse <1 MW	0,8	0,7	0,9	1,0	1,2	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,3	1,1	1,1
Summe	7,4	6,8	7,3	8,2	9,0	8,6	9,6	9,3	8,3	8,9	8,5	9,3	8,4	8,0
Anteil an der Nettostromerzeugung (%)	11,8	12,0	13,2	14,2	15,6	14,5	16,2	16,3	14,2	16,4	20,3	19,7	16,7	23,3
Anteil am Bruttostromverbrauch (%)	8,9	8,7	9,4	10,5	11,9	11,4	12,7	12,7	11,4	12,3	13,0	13,7	12,3	12,2

*vorläufig

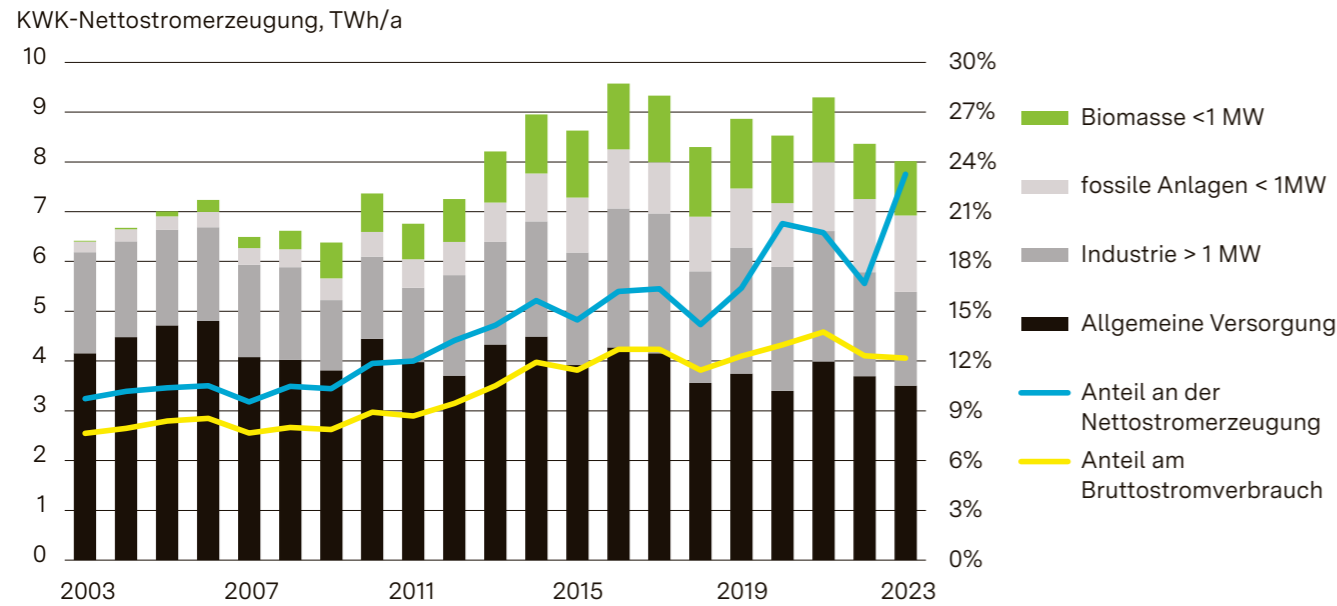


Abbildung 38: Entwicklung der KWK-Nettostromerzeugung nach Erzeugungsbereichen und des KWK-Anteils in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [223–225] sowie eigenen Berechnungen. 2023 vorläufig.

Die Wärmeauskopplung aus KWK-Anlagen lag ersten Berechnungen zufolge mit 18,7 TWh niedriger als im Vorjahr (vergleiche Abbildung 39). Dies ist hauptsächlich auf den witterungsbedingt geringeren Wärmebedarf und die hohen Gaspreise zurückzuführen.

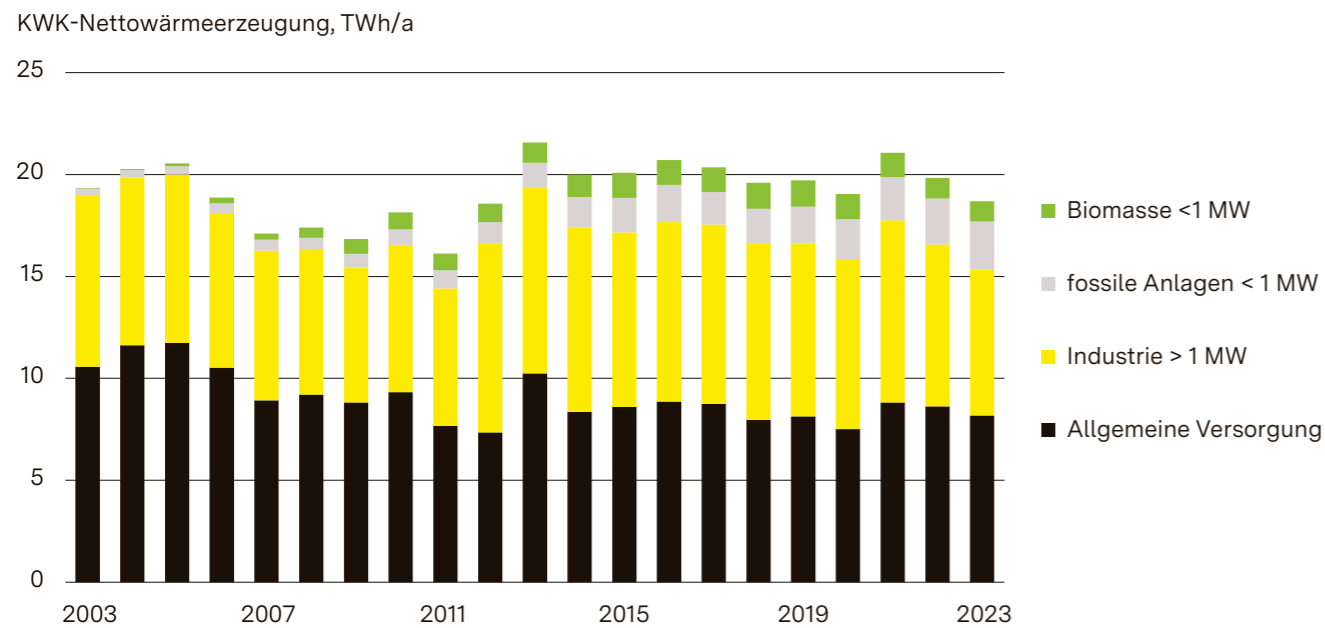


Abbildung 39: Entwicklung der KWK-Wärmeerzeugung nach Erzeugungsbereichen in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [223–225] sowie eigenen Berechnungen. 2023 vorläufig.

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 Wärmepum-

pen) vorgesehen sind¹⁸. 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 88 MW_{el} sichern (Tabelle 10), 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 10: Übersicht über die Ausschreibungen für KWK-Anlagen und innovative KWK-Systeme. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [225–227].

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 %
1. HJ 2024	53	15	3	17 %
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 %
1. HJ 2024	25	25	0	0 %
Summe / Mittelwert		1.186	88	7 %

¹⁸ 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 überarbeitete Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED III), die im November 2023 in Kraft trat, setzt Ziele für den Ausbau erneuerbarer Energien in der EU, mit besonderem Fokus auf Wasserstoff. Die Richtlinie sieht vor, dass bis 2030 mindestens 42,5 Prozent des Energieverbrauchs aus erneuerbaren Quellen stammen sollen, mit einem angestrebten Ziel von 45 Prozent. Ein zentrales Element ist die Förderung von erneuerbarem Wasserstoff, der insbesondere in Sektoren wie der Schwerindustrie und dem Transportwesen eine Schlüsselrolle spielen soll, wo eine direkte Elektrifizierung schwierig ist. Zusätzlich erleichtert die RED III die Genehmigungsverfahren für Projekte im Bereich der erneuerbaren Energien und setzt konkrete sektorale Ziele, um den Einsatz von erneuerbarem Wasserstoff und anderen erneuerbaren Brennstoffen, wie synthetischen Kraftstoffen, voranzutreiben. [228]

Zudem ist die europäische Wasserstoffbank ein zentrales Instrument zur Umsetzung der EU-Wasserstoffstrategie, die darauf abzielt, bis 2030 jährlich zehn Millionen Tonnen erneuerbaren Wasserstoff in der EU zu produzieren und weitere zehn Millionen Tonnen zu importieren. Sie fungiert als Finanzierungs- und Förderplattform, die verschiedene Mechanismen zur Unterstützung von Investitionen in die Produktion, den Transport und die Speicherung von erneuerbarem Wasserstoff bereitstellt. Ein wichtiges Element der Aktivitäten der Europäischen Wasserstoffbank ist die Durchführung von Pilotauktionen, die im November 2023 starteten. Diese Auktionen sind darauf ausgelegt, den Markt für erneuerbaren Wasserstoff zu stärken, indem sie Preisprämien für Projekte gewähren, die erneuerbaren Wasserstoff zu wettbewerbsfähigen Preisen produzieren. Die erste Pilotauktion umfasste ein Volumen von 800 Millionen Euro und richtete sich an Projekte, die den Einsatz von grünem Wasserstoff in verschiedenen Industriebereichen fördern sollen. [229]

Auf nationaler Ebene hat das Bundeskabinett im Juli 2024 eine Importstrategie für Wasserstoff und Wasserstoffderivate verabschiedet. Die Importstrategie ist ein wesentlicher Bestandteil der deutschen Wasserstoffpolitik und ergänzt damit die Nationale Wasserstoffstrategie. Die deutsche Bundesregierung prognostiziert den nationalen Wasserstoffbedarf auf 95 bis 130 TWh bis zum

Jahr 2030, von dem etwa 50 bis 70 Prozent (45 bis 90 TWh) durch Importe gedeckt werden müssen. Dieser Importanteil wird voraussichtlich nach 2030 weiter ansteigen und langfristig könnte der Bedarf bis 2045 auf 360 bis 500 TWh an Wasserstoff und etwa 200 TWh an Wasserstoffderivaten anwachsen. Vor diesem Hintergrund zielt die Importstrategie darauf ab, eine stabile, sichere und diversifizierte Versorgung sicherzustellen. Dabei soll besonderer Wert auf die Versorgung mit grünem Wasserstoff gelegt werden. Um den schnellen Hochlauf des Wasserstoffmarktes zu ermöglichen, wird auch kohlenstoffarmer Wasserstoff in die Bedarfsdeckung einbezogen. Neben Wasserstoff kommen auch diverse Derivate wie Ammoniak, Methanol, Naphtha und strombasierte Kraftstoffe in Frage. Der Import von Wasserstoff und seinen Derivaten soll sowohl über Pipelines als auch über Schiffs-, Schienen- und Straßentransporte erfolgen. Besonders der Schiffstransport wird als Schlüsseltechnologie für den Import aus entlegenen Regionen betrachtet, die nicht durch Pipelines erschlossen werden können. Daher ist auch die internationale Zusammenarbeit ein zentraler Aspekt der Importstrategie. Ziel ist es, die Lieferländer möglichst breit zu diversifizieren, um die Versorgungssicherheit zu erhöhen. Das BMWK spielt hierbei eine zentrale Rolle und kooperiert im Rahmen von über 30 Klima- und Energiepartnerschaften sowie Energiedialogen. [230, 231]

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. [232, 233] Daher unterstützt das Land Baden-Württemberg 16 regionale Wasserstoff-Konzepte mit insgesamt 1,5 Millionen, um den Aufbau einer dezentralen Wasserstoffversorgung zu fördern. Im Rahmen des Programms werden regionale Akteure bei der Planung und Vernetzung unterstützt, um die Erzeugung, den Transport und die Nutzung von grünem Wasserstoff vor Ort zu ermöglichen. Die geförderten Projekte variieren in

ihren Schwerpunkten und umfassen unter anderem Transformationskonzepte, Bedarfsanalysen und die Planung von Infrastrukturen. Ziel ist es, den beteiligten Regionen eine solide Planungsgrundlage zu bieten und die Zusammenarbeit zu stärken. [234]

In Baden-Württemberg sind zum Stand September 2024 drei Wasserelektrolyseanlagen mit einer elektrischen Nennleistung von mehr als 0,5 MW in Betrieb, die installierte Leistung beträgt etwa 3 MW. Darüber hinaus wurden für die nächsten Jahre über 150 MW Elektrolysekapazität angekündigt. Da es sich hierbei um Ankündigungen und Pläne handelt, sind die 150 MW mit Unsicherheiten in Bezug auf den Zeitpunkt und die Realisierung verbunden. Die Bedeutung von wasserstoffbetriebenen Fahrzeugen ist mit insgesamt rund 2.065 Pkw, 74 Bussen, 218 Lkw und 43 sonstigen Fahrzeugen zum Stand 1. Juli 2024 bundesweit weiter sehr gering. [235]





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 auf einem deutlich höheren Preisniveau als vor der Krise. Der Durchschnittspreis für eine Tonne Rohöl frei deutsche Grenze betrug im Jahr 2023 588 Euro und lag damit knapp 15 Prozent unter dem Vorjahresniveau von 690 Euro/Tonne. Im Jahr 2021 lag die Tonne Rohöl frei deutsche Grenze bei 432 Euro/Tonne, im Jahr 2020 bei 276 Euro/Tonne. [236]

Die Grenzübergangspreise für Erdgas stiegen ausgehend von 7.409 Euro/TJ im Jahr 2021 auf 25.593 Euro/TJ im Jahr 2022, was einer Steigerung auf

das 3,5-fache entspricht. Im Jahr 2023 betrug der Grenzübergangspreis 11.670 Euro/TJ und damit 54 Prozent weniger als 2022. [237] Im ersten Halbjahr 2024 lagen die Grenzübergangspreise für Erdgas bei 9.701 Euro/TJ und näherten sich damit dem Preisniveau von 2021, das jedoch noch nicht erreicht wurde. [237]

Im Jahr 2023 betrug der Preis für Steinkohle 235 Euro pro Tonne Steinkohleeinheit (t SKE). Im ersten Halbjahr 2024 sanken sie auf 216 Euro/t SKE, was einer Preisreduktion von 8,1 Prozent entspricht. [238] Die Preise für Kraftwerkskohle erreichten im 2. Quartal 2022 mit 362 Euro/t SKE ihren Höchststand, verglichen mit 88 Euro/t SKE im 2. Quartal 2021. [239] Die Preisrückgänge im Jahr 2023 und im ersten Halbjahr 2024 deuten auf eine Anpassung des Marktes an veränderte Angebots- und Nachfragebedingungen hin.

Abbildung 40 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

auch bis in den Herbst 2022 anhielt. [240] Danach sanken die Einfuhrpreise bis Mitte 2023 wieder deutlich. Jedoch wurde bis Mitte 2024 nicht das Preisniveau von vor der Energiepreiskrise erreicht.

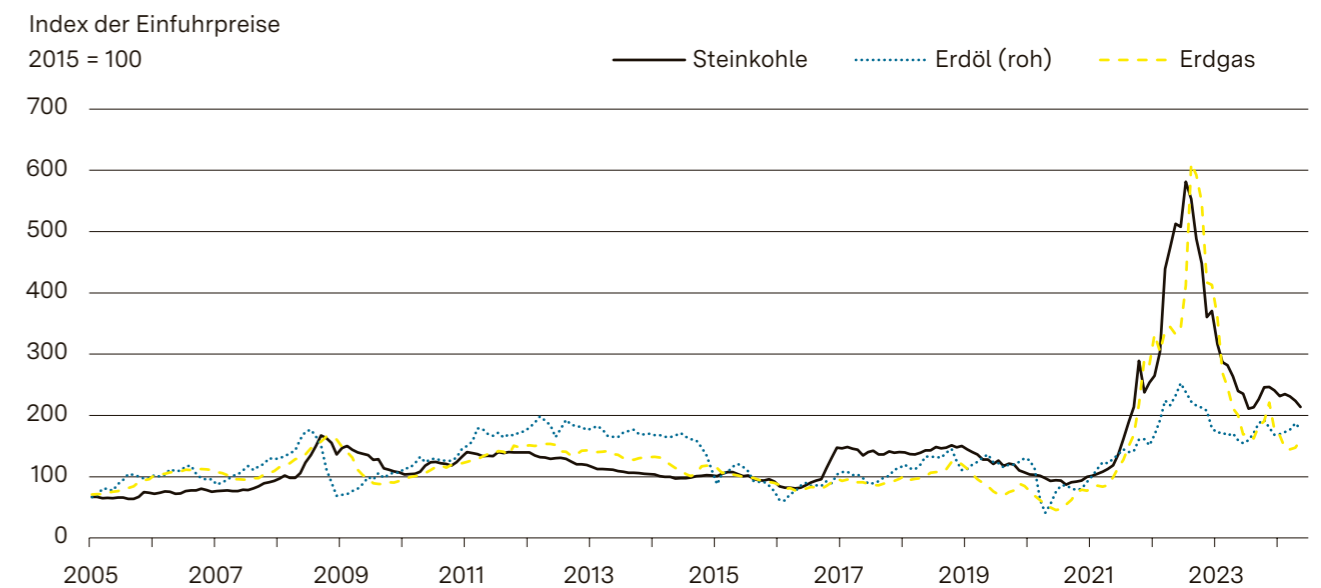


Abbildung 40: Monatliche Einfuhrpreise fossiler Energieträger von Januar 2005 bis Mai 2024. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [240].

Strommarkt

Der Durchschnittspreis in den Day-Ahead-Auktionen der europäischen Strombörse EPEX SPOT für das Marktgebiet Deutschland/Luxemburg sank im Jahr 2023 auf 95 Euro/MWh und lag damit wieder auf dem Niveau vom Jahr 2021. Im Jahr 2022 lag der Durchschnittspreis bei 235 Euro/MWh und war zweieinhalb Mal so hoch wie im Jahr 2021 mit 97 Euro/MWh. Im Jahr 2020 lag der Durchschnittspreis bei 30 Euro/MWh. [241]

Die sinkende Preisentwicklung setzt sich im Jahr 2024 fort. Der niedrigste Monatsdurchschnittspreis von 61 Euro/MWh wurde im Februar 2024 erreicht. In den Monaten Januar bis August 2024 lag der Durchschnittspreis in den Day-Ahead-Auktionen der europäischen Strombörse EPEX SPOT für das Marktgebiet Deutschland/Luxemburg bei knapp 70 Euro/MWh. [241]

Haushaltskunden bekamen den Preisanstieg im Großhandel in den Jahren 2022 und 2023 deutlich zu spüren, auch im Jahr 2024 sind die durch-

schnittlichen Strompreise für Haushalte weiter auf hohem Niveau. Die Endkundenpreise für Haushalte mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh legten im Jahr 2023 auf 45,7 ct/kWh zu (vergleiche Abbildung 42). Im Jahr 2024 sind die Endkundenpreise um 4,3 ct/kWh gesunken und betragen nun durchschnittlich 41,4 ct/kWh nach der jährlichen Analyse des BDEW (Stand Juli 2024). Die mittleren Kosten für Beschaffung und Vertrieb sanken im Vergleich zum Durchschnitt des Jahres 2023 um 5,9 ct/kWh und stellen mit 17,9 ct/kWh 43 Prozent des Gesamtpreises dar. Steuern, Abgaben und Umlagen für Haushaltskunden liegen im Jahr 2024 bei 11,9 ct/kWh und sind damit auf einem ähnlichen Niveau wie 2023. Die Netzentgelte, einschließlich der Kosten für Messung und Messstellenbetrieb, belaufen sich im Jahr 2024 durchschnittlich auf 11,5 ct/kWh, was einen Anstieg von 2,0 ct/kWh im Vergleich zum Durchschnitt des Vorjahres darstellt. Der Anteil der Netzentgelte am Gesamtpreis beträgt somit 28 Prozent. [242]

Durchschnittliche Strompreise für Haushalte
in ct/kWh

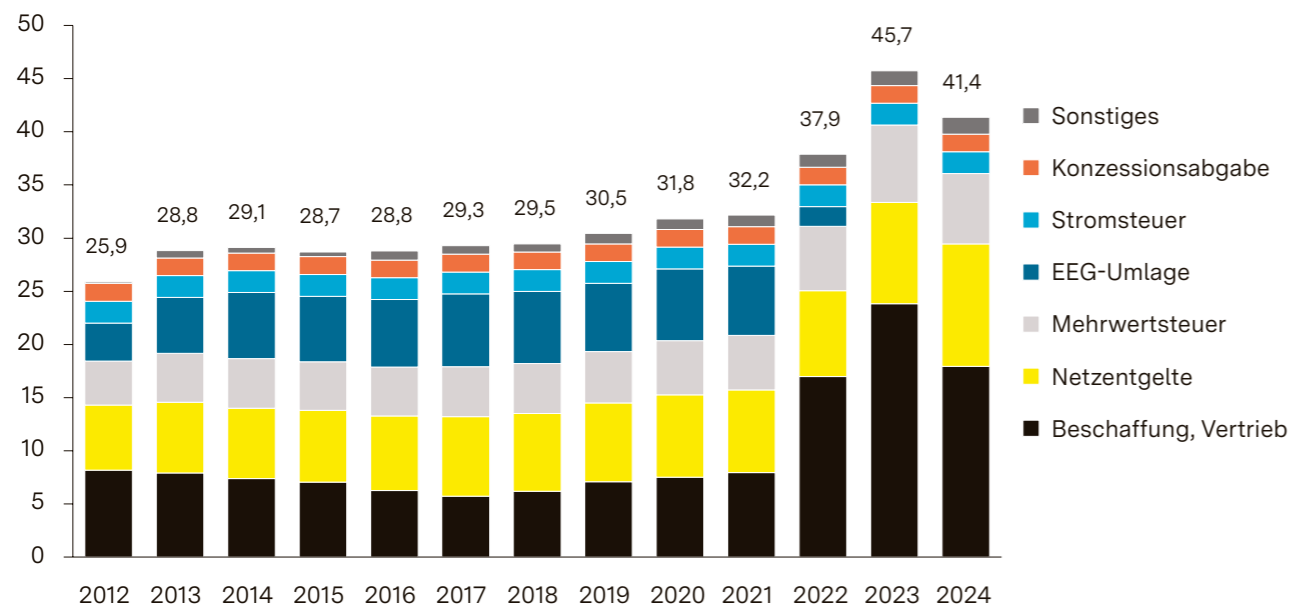


Abbildung 41: Durchschnittliche Strompreise (nominal) und deren Bestandteile für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 3.500 Kilowattstunden. Stand Juli 2024. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [242].

Im Jahr 2023 lag der Strompreis in der Grundversorgung in Baden-Württemberg bei 40,2 ct/kWh. Damit befand sich das Bundesland im Ländervergleich auf Platz 14 und über dem bundesweiten Durchschnitt von 37,9 ct/kWh. Im Vergleich zum Jahr 2022, in dem der Preis 43,2 ct/kWh betrug, sind die Preise in der Grundversorgung um 6,9 Prozent gesunken. Durch einen Wechsel in den günstigsten verfügbaren Tarif ohne Vorkasse konnten in Baden-Württemberg 13,7 ct/kWh eingespart werden. Der günstigste Tarif des Grundversorgers wurde in Berlin mit 34,9 ct/kWh angeboten, was 13,3 Prozent weniger als in Baden-Württemberg war. Im Gegensatz dazu war der teuerste Tarif des Grundversorgers in Thüringen mit 49,2 ct/kWh zu finden. Im letzten Jahr 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 in der Regel die Obergrenzen darstellen. Die Zahlen beruhen auf Angaben des Verbrauchersportals Verivox vom 1. Dezember 2023 und unterstellen einen Jahresstromverbrauch von 3.500 kWh. [243]

Gewerbliche und industrielle Kunden profitieren in Deutschland in der Regel von günstigeren Bezugsbedingungen. Abbildung 42 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, 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. [244]

Durchschnittliche Strompreise für Nichthaushaltskunden
in ct/kWh

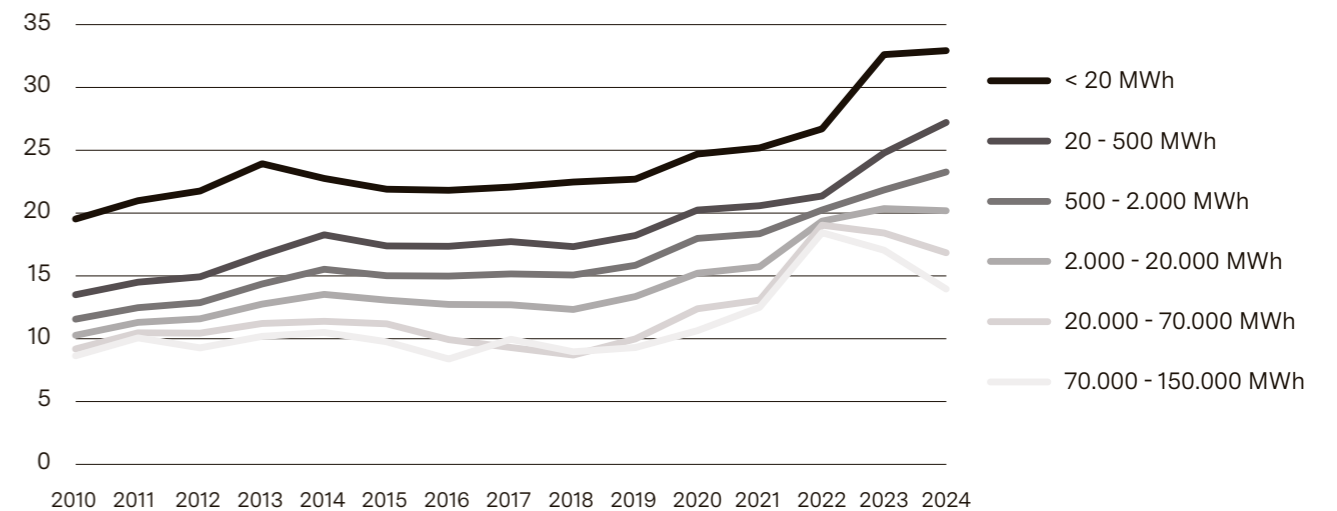


Abbildung 42: Durchschnittliche Strompreise (nominal) für Nichthaushaltskunden von 2010 bis 2024 (ohne MwSt. und erstattungsfähige Steuern und Abgaben). Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [244].

Fernwärme-Markt

Die Belieferung mit Fernwärme kostete deutsche Haushalte nach Angaben des BMWK im Jahr 2023 inklusive Mehrwertsteuer durchschnittlich 11,9 ct/kWh. Im Vergleich zum Vorjahr legten die Fernwärmepreise damit um 1,1 ct/kWh (+10,2 Prozent) zu und lagen 2,1 ct/kWh (21,9 Prozent) über dem Durchschnitt der zurückliegenden fünf Jahre. Die Zahlen des Ministeriums beziehen sich auf Mehrfamilienhäuser mit einer Anschlussleistung von 160 kW und einer Jahresnutzung von 1.800 Stunden. [243]

Im Jahr 2023 wurden in Baden-Württemberg die günstigsten Fernwärmepreise nicht in Großstädten, sondern in Radolfzell mit 10,09 ct/kWh verzeichnet. Im Vergleich zum Vorjahr sind die Preise für Fernwärme in einigen Regionen jedoch stark angestiegen, in Wertheim beispielsweise um über 100 Prozent. Diese erhebliche Preissteigerung ist insbesondere auf die stark gestiegenen Erdgaspreise zurückzuführen, deren Auswirkungen sich jedoch erst mit einer gewissen zeitlichen Verzögerung im Jahr 2023 deutlich in den Fernwärmepreisen bemerkbar gemacht haben. Für den Bericht verglichen die Autoren Fernwärmetarife in zehn baden-württembergischen Städten, wobei sie eine Anschlussleistung von 6 kW und eine Jahresverbrauchsmenge von 15.000 kWh unterstellten. [243]

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 Fernwärmeverversorger, die einen Wettbewerb zwischen den Anbietern verhindert [245].

Gasmarkt

Die Gaspreise für deutsche Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 20 und 200 GJ (5,6 bis 55,6 MWh) betragen zum 1. April 2023 im Schnitt 14,8 ct/kWh und sind damit im Vergleich zum Vorjahr (2022: 9,9 ct/kWh) um 4,9 ct/kWh beziehungsweise knapp 50 Prozent gestiegen. Die deutlich gestiegenen Großhandelspreise machten sich weiter bemerkbar. Vor allem ab dem 3. Quartal 2021 stiegen die Gaspreise für Neukunden deutlich an, wohingegen Altkunden noch von ihren günstigeren Gastarifen profitieren konnten. Der Preisbestandteil für Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge fiel mit 10,8 ct/kWh signifikant höher aus als in der Vorjahresauswertung (2022: 5,5 ct/kWh). Im Jahr 2021 lagen Energiebeschaffung, Vertrieb & Marge bei 2,9 ct/kWh. [246]

Die mittleren Gaspreise für Gewerbe- und Industriekunden legten infolge der gestiegenen Großhandelspreise ebenfalls zu. Gewerbekunden mit einem Jahresverbrauch von 116 MWh zahlten zum 1. April 2023 im Schnitt 12,1 ct/kWh – ein Plus gegenüber dem Vorjahr von 4,9 ct/kWh beziehungsweise 68 Prozent. Die Preise der Industriekunden mit einer Gasabnahme von 116 GWh stiegen um 1,0 auf knapp 7,8 ct/kWh (+15 Prozent). Im Vorjahr lag der Preis der Industriekunden bei 6,8 ct/kWh. [246]

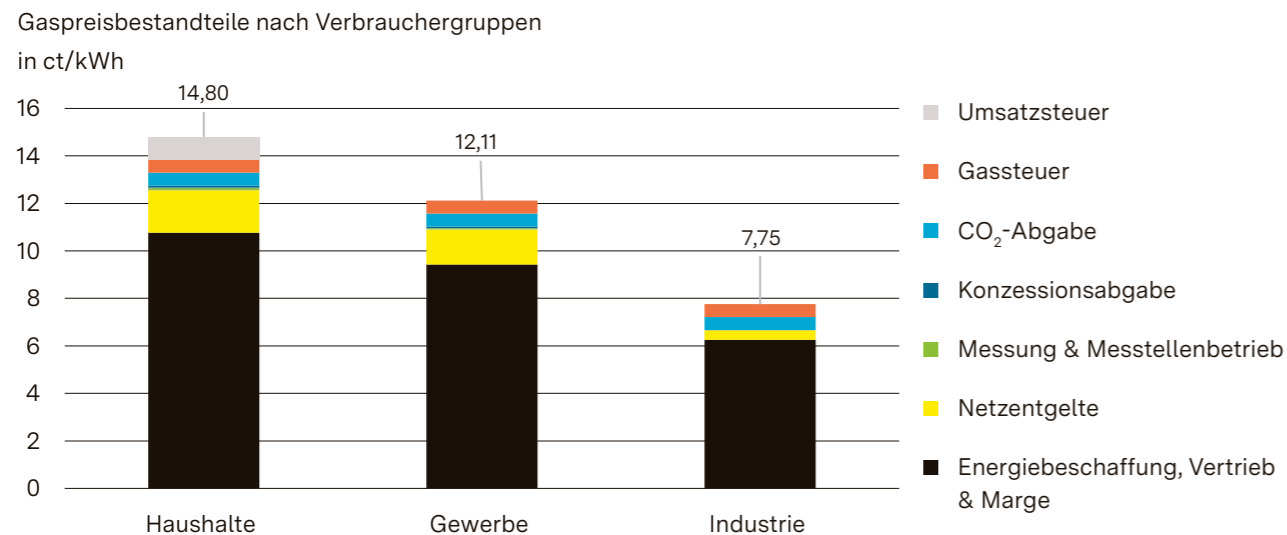


Abbildung 43: Zusammensetzung der Gaspreise für Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden zum Stichtag 1. April 2023 (Haushalte: 5.556–55.556 kWh/a; Gewerbe: 116 MWh/a, Industrie: 116 GWh/a). Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [246].

Aufgrund der Preisdynamik spiegeln die genannten Stichtagsauswertungen zum 1. April 2023 nicht das volle Bild wider. So zeigen Zahlen von Eurostat [247], dass die Gaspreise für Haushaltskunden (Jahresverbrauch 5,6 bis 55,6 MWh) vom ersten zum zweiten Halbjahr 2023 von 12,3 auf 11,45 ct/kWh gefallen sind (alle Steuern und Abgaben inbegriffen).

Für die Nicht-Haushaltskunden ergeben sich Preisenkungen vom ersten zum zweiten Halbjahr 2023 von 10,8 auf 9,7 ct/kWh (Jahresverbrauch < 278 MWh) beziehungsweise von 7,5 auf 6,8 ct/kWh (Jahresverbrauch zwischen 28 und 278 GWh), jeweils ohne Mehrwertsteuer und erstattungsfähige Steuern und Abgaben [247].

Im Bundesländervergleich [243] liegt Baden-Württemberg bei den Erdgaspreisen für Haushalte im Jahr 2023 auf Platz 13, im Vorjahr auf Platz 11. Die Autoren verglichen im Dezember 2023 die günstigsten Angebote der örtlichen Grundversorger für Kunden mit einem Jahresverbrauch von 20 MWh. Mit 11,91 ct/kWh lagen die Erdgaspreise in Baden-Württemberg 6,0 Prozent über dem Bundesdurchschnitt von 11,26 ct/kWh. Der Vorjahreswert für 2022 lag bei 16,65 ct/kWh [248], sodass sich der Gaspreis 2023 in Baden-Württemberg wieder reduziert hat aber noch nicht das Niveau von 2021 mit 8,18 ct/kWh erreicht hat. Kunden in Berlin profitierten mit 7,86 ct/kWh zum Auswertungstichtag von den günstigsten Preisen. Schlusslicht ist Thüringen

mit 13,04 ct/kWh. [243] 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 2023 betragen die Netzentgelte im Bundesdurchschnitt 1,90 Cent pro Kilowattstunde (2022: 1,64 Cent pro Kilowattstunde) und in Baden-Württemberg 1,97 Cent pro Kilowattstunde (2022: 1,72 Cent pro Kilowattstunde), was einem Anstieg von 14,5 Prozent im Vergleich zum Vorjahr entspricht. [243]

CO₂-Bepreisung

An der EEX wurden im Jahr 2023 rund 91 Millionen Emissionsberechtigungen im Rahmen des europäischen Emissionshandelssystems (EU ETS) für Deutschland versteigert: 90,6 Millionen für stationäre Anlagen (EU Allowances, EUA) und 0,9 Millionen für den Luftverkehr (EU Aviation Allowances, EUAA). Der volumengewichtete Durchschnittserlös pro Berechtigung (EUA und EUAA) betrug 83,66 Euro und lag damit leicht über dem Vorjahr (2022: 80,32 Euro). [249] Die Durchschnittspreise im Jahr 2023 von EUA-Auktionen lagen bei 83,68 Euro – die EUAA-Auktionen lagen bei 81,72 Euro. [249] Im Vergleich zum Jahr 2022 stiegen die Auktions-

preise insbesondere bei der EUAA-Auktion deutlich an. Im Vergleich zum Jahr 2022 stiegen die EUA-Auktionspreise leicht an. Bei der EUA-Auktion am 24. Februar 2023 wurde mit 95,83 Euro der zweithöchste Preis seit Beginn der Versteigerungen im Jahr 2010 erzielt. In ersten sieben Monaten des Jahres 2024 schwankten die Durchschnittspreise auf Monatsbasis zwischen 55,70 und 71,98 Euro. Der volumengewichtete Durchschnitt von Januar bis Juli 2024 lag bei 63,73 Euro und fast 20 Euro niedriger wie im Jahr 2024. [250].

Neben dem bestehenden europäischen Emissionshandelssystem startete im Januar 2021 das nationale Emissionshandelssystem (nEHS). Die nEHS in Deutschland wurde im Rahmen des Brennstoffemissionshandelsgesetzes (BEHG) eingeführt und umfasst 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. Der Festpreis für ein nEHS-Zertifikat, das die Emission von einer Tonne CO₂ berechtigt, wurde auf 25 Euro im Jahr 2021 festgelegt und erhöht sich schrittweise auf 30 Euro im Jahr 2022 und 2023. Für die Jahre 2024 und 2025 wurde eine weitere Anhebung auf 45 Euro beziehungsweise 55 Euro beschlossen. Im Jahr 2026 wird die Preisbildung innerhalb eines festgelegten Korridors mit Mindest- und Höchstpreisen durch Versteigerung geregelt, bevor ab 2027 eine freie Preisbildung auf dem Markt möglich wird. [251]

Die Einnahmen aus dem nationalen Emissionshandelssystem (nEHS) für Wärme und Verkehr liegen mit rund 10,7 Milliarden Euro deutlich über dem Vorjahreswert (6,4 Milliarden Euro in 2022). Maßgeblich zu diesem Anstieg beigetragen hat die Erweiterung des nEHS im Jahr 2023, als neben den Hauptbrennstoffen wie Benzin, Diesel, Heizöl, Flüssig- und Erdgas auch alle weiteren fossilen Brennstoffe, einschließlich Kohle, einbezogen wurden. [252]

Die Einnahmen aus dem europäischen und nationalen Emissionshandelssystem (nEHS) in Deutschland erreichten im Jahr 2023 dadurch einen neuen Höchstwert von über 18 Milliarden Euro, was einen Anstieg von etwa 40 Prozent im Vergleich zum bisherigen Rekordjahr 2022 mit 13 Milliarden Euro

darstellt. Die gesamten Erlöse aus der CO₂-Bepreisung fließen vollständig in den Klima- und Transformationsfonds (KTF), der zur Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele Deutschlands beiträgt. [252]

Wasserstoff-Markt

Im Gegensatz zu anderen Energieträgern gibt es für Wasserstoff weiterhin keine Handelsplattform und somit auch keinen 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. Eine Analyse der stündlichen Preisprofile an der Strombörse zeigt, dass die Wasserstoffproduktion in zwei 6-Stunden-Zeitfenstern im Durchschnitt deutlich kostengünstiger wäre. Diese Zeitfenster liegen zwischen 00:00 und 06:00 Uhr sowie zwischen 11:00 und 17:00 Uhr und stellen im Mittel die wirtschaftlich günstigsten Betriebszeiten für einen Elektrolyseur dar. Diese Zeiträume fallen weitgehend mit einem hohen Anteil erneuerbarer Stromerzeugung aus Wind und Sonne zusammen, was eine Einhaltung der Zertifikatsanforderungen und der Bestimmungen des delegierten Rechtsakts der EU für grünen Wasserstoff unterstützt. Daher wird seit 2024 zusätzlich der Grenzkostenindikator Hydex „12 Green“ verwendet, der eine Wasserstoffproduktion in den im Durchschnitt günstigsten 12 Stunden pro Tag darstellt und somit einer Betriebszeit von 4.380 Volllaststunden pro Jahr entspricht. [253]

Abbildung 44 zeigt den Wasserstoff-Index für den Zeitraum 13. Januar 2021 bis 30. September 2024 mit den zugehörigen Preisen in Euro/MWh.

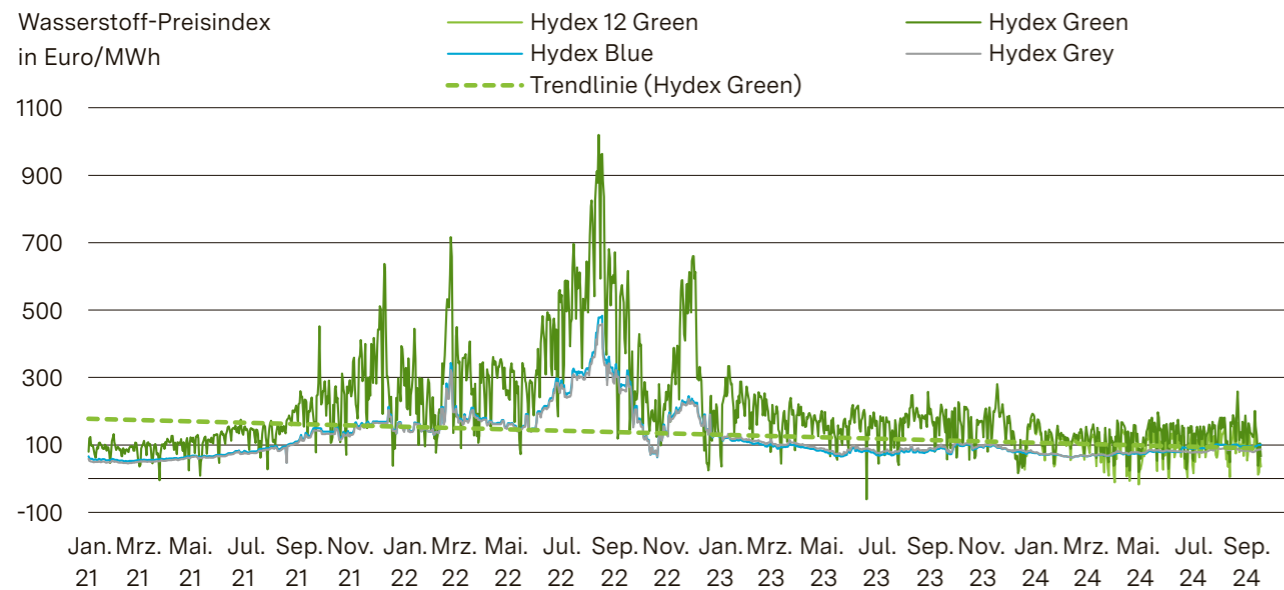


Abbildung 44: Wasserstoff-Preisindex Hydex. Eigene Darstellung auf Basis auf Daten von energate messenger [253].

Im Jahr 2024 haben sich wie im Jahr 2023 schon insbesondere bei grünem Wasserstoff die Schwankungsbreiten mit großen Ausschlägen reduziert. So schwankte der Preis des Hydex „Green“ vom 1. Januar bis 30. September 2024 zwischen 19 Euro/MWh und 259 Euro/MWh bei einem durchschnittlichen Preis von 126 Euro/MWh. Im Jahr 2023 lag der durchschnittliche Preis bei 168 Euro/MWh. Der Hydex „12 Green“ war hingegen aufgrund der optimierten Betriebsführung niedriger und lag vom 1. Januar bis 30. September 2024 zwischen -17 Euro/MWh und 175 Euro/MWh bei einem durchschnittlichen Preis von 99 Euro/MWh.

Der Preisindex für blauen Wasserstoff schwankte von Januar bis Ende September 2024 zwischen 63 Euro/MWh und 102 Euro/MWh bei einem Mittelwert von 81 Euro/MWh. Der Mittelwert für den Hydex „Blue“ lag im Jahr 2022 bei 209 Euro/MWh und 2023 bei 91 Euro/MWh. Die Preise für grauen Wasserstoff lagen zwischen Januar und Ende September 2024 im Bereich von 63 Euro/MWh bis 90 Euro/MWh. Der mittlere Preis von grauem Wasserstoff betrug 78 Euro/MWh (Vorjahr 96 Euro/MWh) und war im Zeitraum Januar bis Ende September 2024 durchschnittlich 3 Euro/MWh günstiger als blauer Wasserstoff. Aufgrund der gestiegenen CO₂-Preise waren die Grenzkostenpreise von blauem Wasserstoff über mehrere Monate im Jahr 2023 erstmalig niedriger als die von grauem Wasserstoff, diese Situation hat sich wieder gedreht. Die Preise von blauem Wasserstoff mit Kosten für CCS (Carbon Capture Storage-Technologie) sowie den Zerti-

fikaten der verbleibenden Emissionen der Wasserstoffherzeugung im Rahmen des EU ETS sind damit auf ähnlichem Niveau wie die Dampfherzeugung ohne CO₂-Speicherung (grauer Wasserstoff). Der neue Spread zwischen dem Hydex „12 Green“ im Vergleich zu „Green“ betrug im genannten Zeitraum 27 Euro/MWh und zeigt damit die Vorteile der wirtschaftlich günstigeren Fahrweise von Elektrolyseuren mit 12 Stunden am Tag. [253]

Zudem wurde von den Betreibern von öffentlichen Wasserstoff-Tankstellen, im Jahr 2024 eine Preiserhöhung für 350 bar- und 700 bar-Betankungen vollzogen. Ein Kilogramm Wasserstoff bei 350 bar liegt derzeit bei 13,55 bis 16,75 Euro/kg, bei 700 bar liegt der Preise je nach Tankstelle und Ort zwischen 15,05 und 17,75 Euro/kg Wasserstoff. 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. [177]

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 diesbezüglich die Entwicklung zeitnah zu beobachten, wird die nachfolgend vorgestellte 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.

Aggregierte Letztverbraucherausgaben für Strom

Abbildung 45 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 mehr als verdreifacht.

Die Letztverbraucherausgaben für Strom sind im Jahr 2023 weiter gestiegen und erreichten insgesamt rund 15 Milliarden Euro. Zum weiteren Anstieg beigetragen haben hauptsächlich die weiter gestiegenen Strompreise im Haushaltssektor. Eine Einordnung mittels des Bezugs auf die Entwicklung des Bruttoinlandsprodukts erfolgt am Ende des Kapitels.

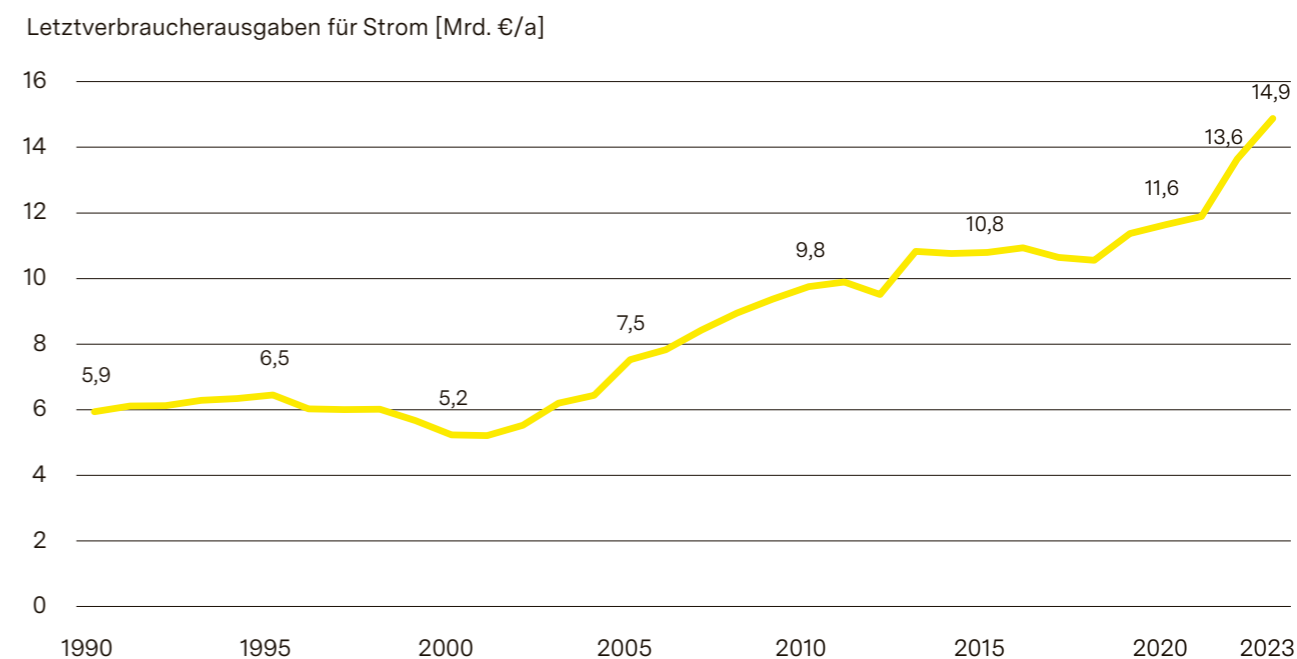


Abbildung 45: Aggregierte Letztverbraucherausgaben für Strom in Baden-Württemberg.¹⁹ Ausgaben privater Haushalte einschließlich Mehrwertsteuer, ansonsten ohne Mehrwertsteuer. Eigene Berechnung ZSW auf Basis von Daten aus [254–258]. 2023 vorläufig.

¹⁹ 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.

In den Daten des Statistischen Landesamtes zum Stromabsatz sind Eigenerzeugungsmengen nicht enthalten. Deshalb wurden in der vorliegenden Betrachtung Eigenversorgungsmengen hinzugerechnet. 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. Diese konnten daher auch im Rahmen der Berechnung der Letztverbraucher Ausgaben keine Berücksichtigung finden.

Aggregierte Letztverbraucher Ausgaben für Wärmedienstleistungen

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

Die Gesamtausgaben für Wärmedienstleistungen einschließlich energetischer Maßnahmen sind von knapp 24 Milliarden Euro auf rund 21 Milliarden Euro gesunken. (Abbildung 46). Gut 9 Milliarden Euro entfallen auf Ausgaben für Energieträger. Davon wiederum waren rund 7 Milliarden Euro dem Verbrauch von Mineralöl und Erdgas zuzurechnen.

Letztverbraucher Ausgaben für Wärmedienstleistungen [Mrd. Euro/a]

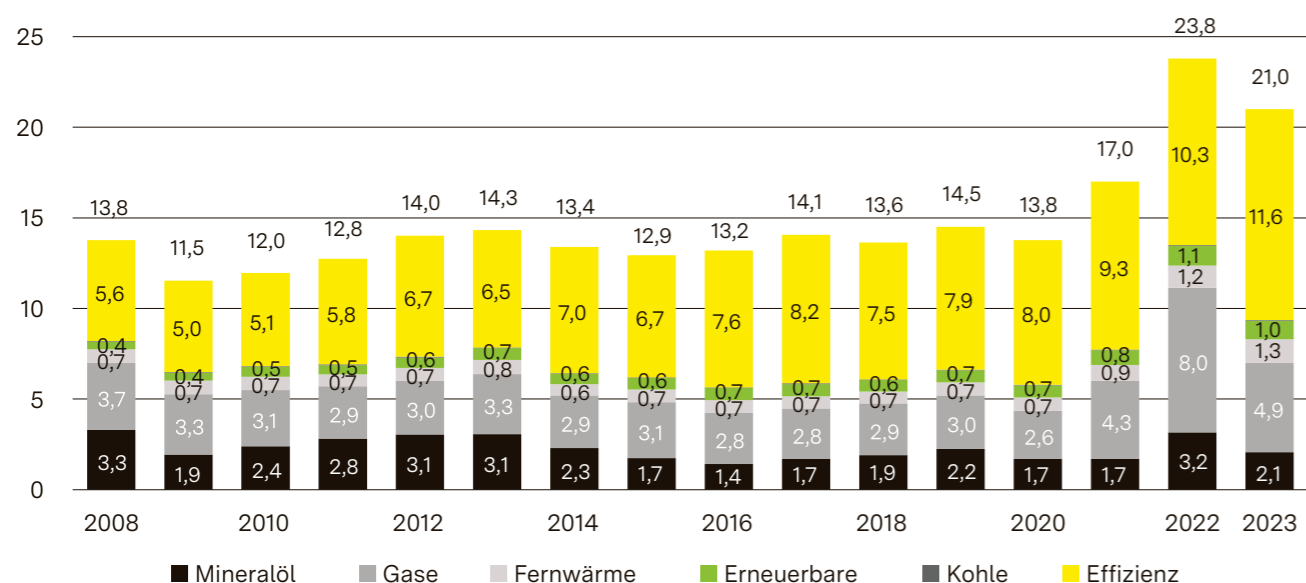


Abbildung 46: Entwicklung der Letztverbraucher Ausgaben für Wärmedienstleistungen in Baden-Württemberg. Eigene Berechnung ZSW auf Basis von Daten aus [81, 108, 258–264]. Ausgaben privater Haushalte einschließlich Mehrwertsteuer, ansonsten ohne Mehrwertsteuer. Jahr 2023 vorläufig.

Der Anteil der Kosten der energetischen Sanierungen und der Mehrkosten für innovative Heizungssysteme („Effizienz“) ist im Trend der letzten Jahre gestiegen und lag zuletzt bei mehr als 11 Milliarden Euro²⁰. Die Letztverbraucher Ausgaben für Effizienz stellen somit, auch unter Berücksichtigung der Unschärfen in der Berechnung, einen zunehmend größeren 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 Letztverbraucher Ausgaben für Wärmedienstleistungen trotz gestiegener Strompreise weiterhin deutlich höher als die Ausgaben für Strom sind (zuletzt rund 6 Milliarden Euro höher, vor 2022 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 fast 130 Prozent über dem Wert 2010. Im selben Zeitraum ist der Baupreisindex jedoch um circa 75 Prozent gestiegen [265]. Damit dürfte großordnungsmäßig die Hälfte des Ausgabenwachstums auf zusätzliche effizienzsteigernde Maßnahmen zurückzuführen sein.

Aggregierte Letztverbraucher Ausgaben für Kraftstoffe im Straßenverkehr

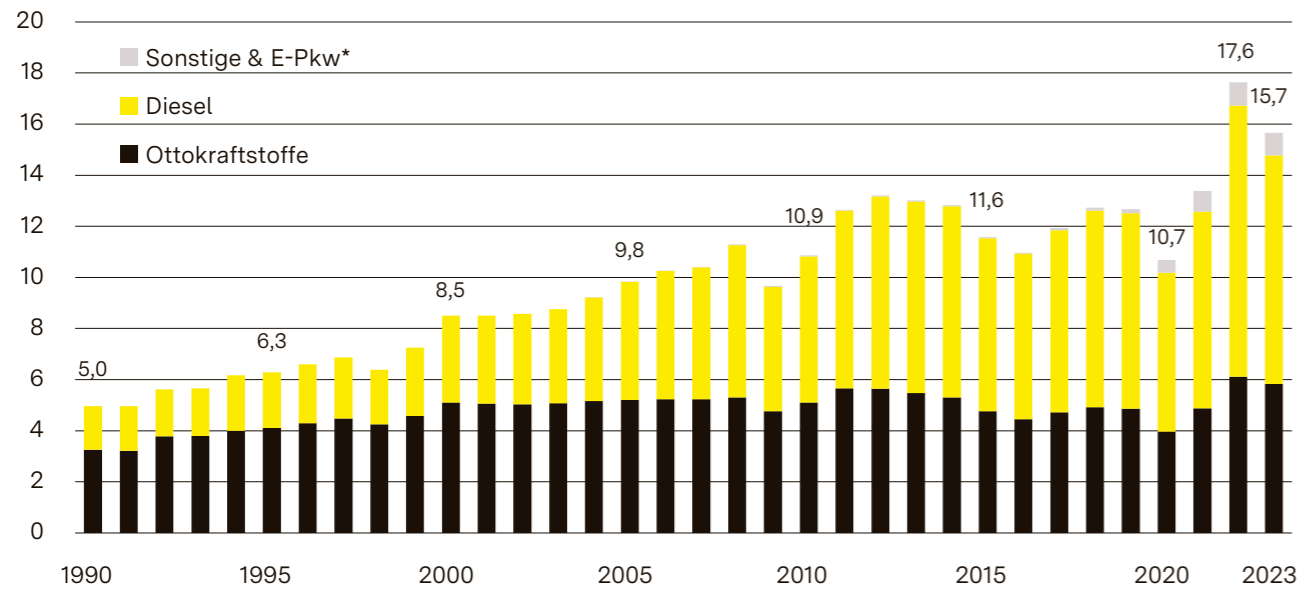
Wie bei der Berechnung der Letztverbraucher Ausgaben für Wärmedienstleistungen ist zur Vermeidung von Doppelzählungen der Stromverbrauch im Verkehrssektor an dieser Stelle nicht berücksichtigt, sondern in den oben angeführten Letztverbraucher Ausgaben für Strom enthalten. Unter Berücksichtigung der Preisentwicklung für Kraftstoffe und der entsprechenden Verbrauchsmengen ergibt sich die in Abbildung 47 dargestellte Ent-

wicklung der aggregierten Letztverbraucher Ausgaben 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.

Der Kraftstoffverbrauch im Jahr 2023 ist um rund 2 Prozent gegenüber dem Vorjahr gesunken. Parallel dazu gingen die Kraftstoffpreise deutlich zurück. Zusammen mit den nahezu unveränderten Mehrkosten für E-Pkw sind die gesamten Letztverbraucher Ausgaben im Straßenverkehr um gut 10 Prozent gesunken. In Summe belaufen sich die Letztverbraucher Ausgaben für Kraftstoffe einschließlich Mehrausgaben für Elektrofahrzeuge im Jahr 2023 auf 15,7 Milliarden Euro (Vorjahr: 17,6 Milliarden Euro). Davon entfallen 9 Milliarden Euro auf Dieselmotorkraftstoff, 5,8 Milliarden Euro auf Ottomotorkraftstoff und 0,9 Milliarden Euro auf sonstige Kraftstoffe und die Mehrkosten von Elektrofahrzeugen. Die Entwicklung der Letztverbraucher Ausgaben 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 Anschaffungskosten gegenüber. Für die Neuzulassungen des Jahres 2023 (vergleiche dazu auch Abschnitt 6.1) sind Mehrkosten von 0,85 Milliarden Euro entstanden. Gemessen an den Gesamtausgaben für Kraftstoffe von knapp 16 Milliarden Euro fallen die Mehrkosten für Elektrofahrzeuge mit einem Anteil von gut 5 Prozent zunehmend ins Gewicht.

²⁰ Da – wie auf Bundesebene – keine langfristigen Zeitreihen zu den Investitionen in Effizienzmaßnahmen vorliegen, kann keine annuierte Darstellung der üblicherweise über lange Zeiträume abgeschriebenen Investitionen erfolgen. Es sind deshalb die Ausgaben nach dem Jahr der Investition dargestellt.

Letztverbraucherausgaben Straßenverkehr [Mrd. €/a]



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

Abbildung 47: 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 [108, 261, 266–268]. 2023 vorläufig.

Anteil der aggregierten Letztverbraucherausgaben für Energie am Bruttoinlandsprodukt in Baden-Württemberg

Werden die aggregierten Letztverbraucherausgaben für Strom, Wärme und Kraftstoffe auf das nominale Bruttoinlandsprodukt Baden-Württembergs [269] bezogen, erhält man die in Abbildung 48 dargestellten Anteile. Die Anteile für Wärmedienstleistungen und Kraftstoffe sind in den Jahren 2021 und 2022 erheblich gestiegen, sanken im Folgejahr aber wieder deutlich. So lagen in Relation zum BIP die Ausgaben für Strom zuletzt bei 2,4 Prozent und damit noch knapp unter dem Anteil von 2,5 Prozent für Kraftstoffe. Wie in den Vorjahren auch lag der Anteil der Ausgaben für Wärme und Effizienz deutlich höher mit zuletzt 3,4 Prozent (Abbildung 48). Insgesamt beliefen sich die Ausgaben für Energie in Relation zur Wirtschaftskraft auf 8,4 Prozent im Jahr 2023 und damit gut einen Prozentpunkt weniger als im Vorjahr.

Anteil der Letztverbraucherausgaben für Energie am BIP

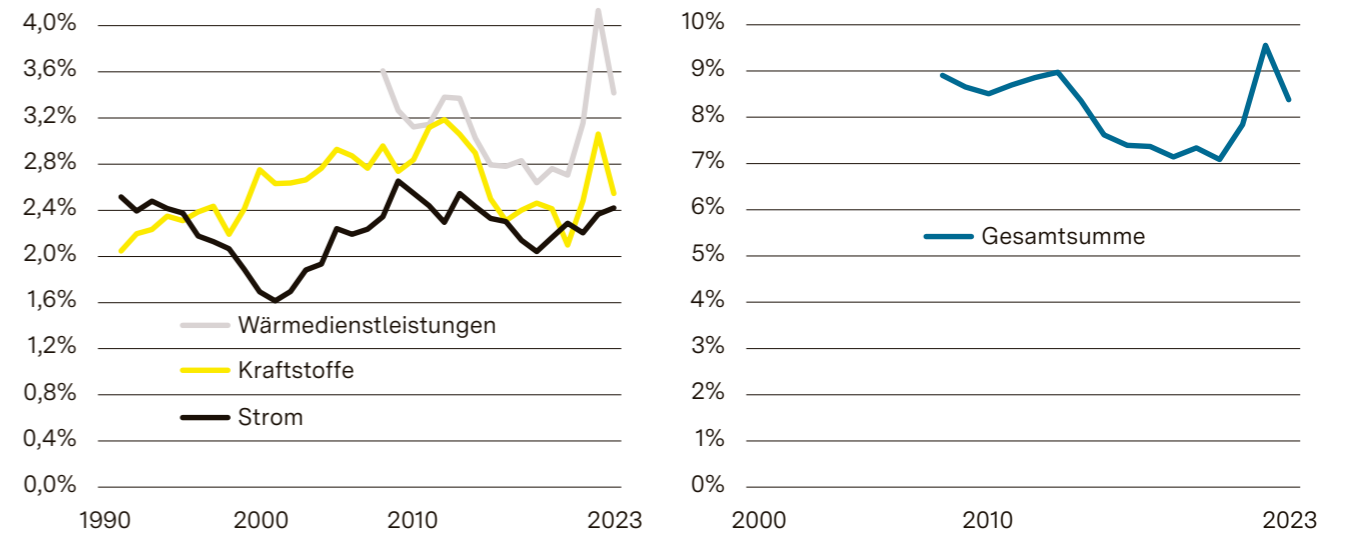


Abbildung 48: Anteil der Letztverbraucherausgaben für Strom, Wärme und Kraftstoffe am nominalen Bruttoinlandsprodukt in Baden-Württemberg. Eigene Berechnung und Darstellung. 2023 vorläufig.

Nach den bislang höchsten Gesamtausgaben von rund 55 Milliarden Euro im Jahr 2022 war ein Rückgang auf 51,5 Milliarden Euro zu verzeichnen. Damit

verbleiben die Ausgaben für Energie weiterhin auf hohem Niveau, liegen in Relation zum BIP jedoch noch unter dem Anteil in den Jahren 2008 bis 2013.



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. ENBW ENERGIE BADEN-WÜRTTEMBERG. Projektablauf zur Netzstabilitätsanlage in Marbach | EnBW. 2024. Verfügbar unter: enbw.com/unternehmen/konzern/energieerzeugung/neubau-und-projekte/netzstabilitaetsanlage-marbach/projekt-ablauf.html
3. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bundesnetzagentur – Kraftwerkliste. 2024. Verfügbar unter: bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerkliste/start.html
4. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bundesnetzagentur – Systemrelevanzprüfungen. 2024. Verfügbar unter: bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Systemrelevante_KW/start.html
5. ENBW ENERGIE BADEN-WÜRTTEMBERG AG. Kohleausstieg | Unternehmen | EnBW. Kohleausstieg | Unternehmen. 2024. Verfügbar unter: enbw.com/unternehmen/themen/kohleausstieg/
6. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bundesnetzagentur – Kohleausstieg. 2024. Verfügbar unter: bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Kohleausstieg/start.html
7. ENBW ENERGIE BADEN-WÜRTTEMBERG. Fuel Switch-Vorhaben in Altbach/Deizisau. 2021. Verfügbar unter: enbw.com/media/konzern/docs/energieerzeugung/altbach-deizisau_allgemeinverstaendliche-kurzbeschreibung.pdf
8. ENBW ENERGIE BADEN-WÜRTTEMBERG. Fuel Switch-Vorhaben in Heilbronn. 2021. Verfügbar unter: enbw.com/media/konzern/docs/energieerzeugung/neubauten-und-projekte/kraftwerk-heilbronn/20230809_heilbronn_fuelswitch_l2_ansicht.pdf
9. SWP STADTWERKE PFORZHEIM GMBH & CO. KG. Heizkraftwerk (HKW) – SWP Stadtwerke Pforzheim. 2024. Verfügbar unter: stadtwerke-pforzheim.de/gas-waerme/heizkraftwerk-hkw/
10. THÜGA. Die Kohle stimmt nicht mehr. Kohleausstieg in Pforzheim geschafft. Thüga. Juni 2021. Verfügbar unter: thuega.de/stadtwerke-der-zukunft/die-kohle-stimmt-nicht-mehr/
11. FERNWÄRME ULM GMBH (FUG). Neubau Blockheizkraftwerk. FUG – Fernwärme Ulm. 2023. Verfügbar unter: fernwaerme-ulm.de/energie/erzeugungsanlagen/fernwaermeohnekohle/
12. SÜDWEST PRESSE. Naturstromspeicher Gaildorf: Pilotprojekt soll serienreif in Betrieb genommen werden. swp.de. 2022. Verfügbar unter: swp.de/lokales/schwaebisch-hall/naturstromspeicher-gaildorf-pilotprojekt-soll-serienreif-in-betrieb-genommen-werden-68347863.html
13. SWP. Naturstromspeicher Gaildorf: Das Schweigen von „Max Bögl Wind“ sorgt für Unmut. swp.de. 2023. Verfügbar unter: swp.de/lokales/schwaebisch-hall/naturstromspeicher-gaildorf-das-schweigen-von-max-boegl-wind-sorgt-fuer-unmut-71994757.html
14. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bundesnetzagentur – Ersatzkraftwerke. 2024. Verfügbar unter: bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Kohleausstieg/EKBG/start.html
15. TAGESSCHAU.DE. Energiesicherheit im Winter: Bund reaktiviert Reserve von Kohlekraftwerken. tagesschau.de. 2023. Verfügbar unter: tagesschau.de/wirtschaft/energie/braunkohle-reserve-winter-100.html
16. TAGESSCHAU.DE. Mehr als ein Dutzend reaktivierte Kohlekraftwerke. tagesschau.de. Verfügbar unter: tagesschau.de/wirtschaft/unternehmen/steinkohlekraftwerke-gaskrise-101.html
17. LEY, Stephanie. Grosskraftwerk Mannheim holt Block 7 wieder ans Netz – SWR Aktuell. 2022. Verfügbar unter: swr.de/swraktuell/baden-wuerttemberg/mannheim/grosskraftwerk-in-mannheim-reaktiviert-block-7-ab-januar-2023-100.html
18. LISMAN, Olaf. Grosskraftwerk Mannheim: Block 7 geht wieder in die Reserve – Energie. 2023. Verfügbar unter: rheinpfalz.de/lokal/pfalz-ticker_artikel,-grosskraftwerk-mannheim-block-7-geht-wieder-in-die-reserve-_arid,5493000.html
19. KUNOLD, Heiner. Als Reserve: EnBW nimmt Kohlekraftwerk RDK7 in Karlsruhe vom Netz. 2024. Verfügbar unter: swr.de/swraktuell/baden-wuerttemberg/karlsruhe/rheinhafen-dampkraftwerk-nummer-sieben-geht-in-die-reserve-100.html
20. ENBW ENERGIE BADEN-WÜRTTEMBERG AG. Weiterer Schritt in Richtung Klimaneutralität bis 2035 | EnBW. 2024. Verfügbar unter: enbw.com/unternehmen/presse/kohleausstieg-stilllegung-des-rheinhafen-dampkraftwerks.html
21. BUNDESMINISTERIUM DER JUSTIZ (BMJ). § 6 KVBG – Einzelnorm. 2023. Verfügbar unter: gesetze-im-internet.de/kvbg/___6.html
22. BUNDESREGIERUNG (BREG). Kohleausstieg und Strukturwandel | Bundesregierung. Die Bundesregierung informiert | Startseite. 2023. Verfügbar unter: bundesregierung.de/breg-de/schwerpunkte/klimaschutz/kohleausstieg-1664496
23. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bundesnetzagentur – Gesetzliche Reduzierung. 2024. Verfügbar unter: bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Kohleausstieg/GesetzlicheReduzierung/start.html
24. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bundesnetzagentur – Altersreihung. 2024. Verfügbar unter: bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Kohleausstieg/Altersreihung/start.html
25. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG (UM). Kernkraftwerke in Baden-Württemberg. Baden-Württemberg.de. 2023. Verfügbar unter: um.baden-wuerttemberg.de/de/umwelt-natur/kern-energie-und-strahlenschutz/kerntechnische-anlagen/kernkraftwerke-in-baden-wuerttemberg
26. BUNDESREGIERUNG (BREG). Kraftwerksstrategie: Klimafreundliche und sichere Energieversorgung. Die Bundesregierung informiert | Startseite. 2024. Verfügbar unter: bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/kraftwerksstrategie-2257868
27. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND KLIMASCHUTZ (BMWK). Auf dem Weg zur klimaneutralen Stromerzeugung: Grünes Licht für Kraftwerkssicherheitsgesetz. 2024. Verfügbar unter: bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2024/07/20240705-klimaneutrale-stromerzeugung-kraftwerkssicherheitsgesetz.html
28. SÜDDEUTSCHE ZEITUNG. EnBW begrüßt Einigung auf ein Kraftwerkssicherheitsgesetz. Süddeutsche.de. 2024. Verfügbar unter: sueddeutsche.de/wirtschaft/kraftwerksstrategie-enbw-begruesst-einigung-auf-ein-kraftwerkssicherheitsgesetz-dpa.urn-newsml-dpa-com-20090101-240705-930-165259
29. 50 HERTZ GMBH, AMPRION GMBH, TENNET TSO GMBH und TRANS-NETBW GMBH. 4ÜNB-Studie zur Ausarbeitung eines Kapazitätsmechanismus für den deutschen Strommarkt. 2024. Verfügbar unter: netztransparenz.de/de-de/Strommarktdesign/4%C3%9CNB-Studie-zur-Ausarbeitung-eines-Kapazit%C3%A4tsmechanismus-%C3%BCr-den-deutschen-Strommarkt
30. 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
31. BUNDESMINISTERIUM DER JUSTIZ (BMJ). § 13e EnWG – Einzelnorm. 2023. Verfügbar unter: gesetze-im-internet.de/enwg_2005/___13e.html
32. ENTSO-E TRANSPARENCY PLATFORM. ERAA 2023 | ENTSO-E – ERAA 2023. 2023. Verfügbar unter: entsoe.eu/outlooks/eraa/2023/
33. 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

34. ENTSO-E TRANSPARENCY PLATFORM. European Resource Adequacy Assessment 2023 Edition – ACER’s approved an amended version. 2024. Verfügbar unter: entsoe.eu/outlooks/eraa/2023/report/ERAA_2023_v2_Executive_Report.pdf
35. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Versorgungssicherheit Strom – Bericht (Stand und Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Elektrizität). 2023. Verfügbar unter: bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/versorgungssicherheit-strom-bericht-2022.pdf?__blob=publicationFile&v=4
36. SCHÖLL, Jonas. App „StromGedacht“ warnt: Strom aus der Schweiz bewältigt Netzengpass. *stuttgarter-zeitung.de*. 2024. Verfügbar unter: stuttgarter-zeitung.de/inhalt.baden-wuerttemberg-strom-aus-der-schweiz-verhindert-netzengpass.93df2b94-a4aa-4515-9133-cbc2de563b4c.html
37. PANZER, Hannah. Erste Stromabschaltungen wegen Hochwasser. *energata-messenger.de*. 2024. Verfügbar unter: energata-messenger.de/news/239431/erste-stromabschaltungen-wegen-hochwasser
38. NEXT KRAFTWERKE GMBH. Dispatch, Redispatch & Redispatch 2.0. 2024. Verfügbar unter: next-kraftwerke.de/wissen/dispatch-redispatch
39. BDEW. Redispatch 2.0. Verfügbar unter: bdew.de/energie/redispatch-20/
40. 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
41. TRANSNETBW GMBH. Redispatch 3.0. Strom | Netz | Sicherheit. 2024. Verfügbar unter: transnetbw.de/de/unternehmen/politik-und-regulierung/konzepte/Redispatch-30
42. HEINEN, Ron-David. Redispatch-Kosten sanken 2023 trotz erhöhtem Maßnahmenvolumen. 2024. Verfügbar unter: energata-messenger.de/news/244202/redispatch-kosten-sanken-2023-trotz-erhoehtem-massnahmenvolumen
43. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). SMARD | Netzengpassmanagement im Jahr 2023. 2024. Verfügbar unter: smard.de/page/home/topic-article/444/213590
44. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). SMARD | Energiedaten kompakt. 2024. Verfügbar unter: smard.de/home/energiedaten-kompakt/energiedaten-kompakt
45. NETZTRANSPARENZ.DE. Netztransparenz > Systemdienstleistungen > Betriebsführung > Redispatch. 2024. Verfügbar unter: netztransparenz.de/de-de/Systemdienstleistungen/Betriebsfuhrung/Redispatch
46. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bundesnetzagentur – Netzreserve. 2024. Verfügbar unter: bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Netzreserve/start.html
47. WIEDEMANN, Karsten. Bundesnetzagentur sieht positive Entwicklung bei Netzreservebedarf. 2024. Verfügbar unter: energata-messenger.de/news/243751/bundesnetzagentur-sieht-positive-entwicklung-bei-netzreservebedarf
48. 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/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netzreserve/Netzreservebedarf_2024.pdf?__blob=publicationFile&v=2
49. TENNET TSO GMBH. Übertragungsnetzbetreiber veröffentlichen Ergebnisse der dritten Kapazitätsreserve-Ausschreibung. 2024. Verfügbar unter: tennet.eu/de/news/uebertragungsnetzbetreiber-veroeffentlichen-ergebnisse-der-dritten-kapazitaetsreserve
50. 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
51. ENBW ENERGIE BADEN-WÜRTTEMBERG AG. Projektablauf zur Netzstabilitätsanlage in Marbach | EnBW. 2024. Verfügbar unter: enbw.com/unternehmen/konzern/energieerzeugung/neubau-und-projekte/netzstabilitaetsanlage-marbach/projekt-ablauf.html
52. BUNDESMINISTERIUM DER JUSTIZ (BMJ). § 13 EnWG – Einzelnorm. 2024. Verfügbar unter: gesetz-im-internet.de/enwg_2005/_13.html
53. 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
54. ENERGATE-MESSENGER. Stromnetze weiter zuverlässig. 2023. Verfügbar unter: energata-messenger.de/news/237939/stromnetze-weiter-zuverlässig
55. WOLRD BANK GROUP. Doing Business | Data-Bank. 2023. Verfügbar unter: databank.worldbank.org/source/doing-business/Series/IC.ELC.SAID.XD.DB1619
56. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bundesnetzagentur – Bundesweite Kennzahlenentwicklung Strom. 2024. Verfügbar unter: bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/KennzahlenVersUnterbr/Kennzahlenentwicklung2006_2022.pdf?__blob=publicationFile&v=4
57. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bundesnetzagentur – SAIDI Bundesländer. 2024. Verfügbar unter: bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/KennzahlenVersUnterbr/TabelleBL.xlsx?__blob=publicationFile&v=3
58. FORUM NETZTECHNIK/NETZBETRIEB IM VDE (FNN). Versorgungszuverlässigkeit – die FNN Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik. 2024. Verfügbar unter: vde.com/fnn-stoerungsstatistik
59. FORUM NETZTECHNIK/NETZBETRIEB IM VDE (FNN). Spannungseinbrüche werden durch kurzschlussartige Fehler verursacht. 2024. Verfügbar unter: vde.com/resource/blob/2282038/59b8b98638962ceb6ab-89cfbe1076540/02-05-kurzschlussartige-fehler-bild-data.jpg
60. GILICH, Annika, BRAND, Heike, SCHMIDT, Tobias, HUFENDIEK, Kai. Die Schlüsselrolle von Flexibilität im Stromsystem 2030. 2024. Verfügbar unter: ariadneprojekt.de/media/2024/02/Ariadne-Analyse_FlexibilitatStromsystem_Februar2024.pdf
61. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bundesnetzagentur – § 14a Energiewirtschaftsgesetz. August 2023. Verfügbar unter: bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8_06_Netzentgelte/68_Para14a_EnWG/BK8_14a_EnWG.html
62. FIGGENER, Jan, HABERSCHUSZ, David, HECHT, Christopher, ZURMÜHLEN, Sebastian und SAUER, Dirk. Auswertung der Batteriespeicher im Marktstammdatenregister. 15. Januar 2021. Verfügbar unter: researchgate.net/profile/Jan-Figgenger/publication/348500076_Auswertung_der_Batteriespeicher_im_Marktstammdatenregister/links/600165fa45851553a045690c/Auswertung-der-Batteriespeicher-im-Marktstammdatenregister.pdf?_tp=eyJjb250ZXh0Ijp7ImZpcnNOUGFnZSI6InB1YmxpY2F0aW9uIn91wulwicGFnZSI6InB1YmxpY2F0aW9uIn91
63. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWK). Smart Meter: Intelligente Messsysteme für die Energiewende. 2024. Verfügbar unter: bmwk.de/Redaktion/DE/Textsammlungen/Energie/smart-meter.html
64. BUNDESGESETZBLATT. Bundesgesetzblatt Teil I – Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende – Bundesgesetzblatt. 2023. Verfügbar unter: recht.bund.de/bgbl/1/2023/133/VO.html
65. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bundesnetzagentur – Messeinrichtungen / Zähler. 2024. Verfügbar unter: bundesnetzagentur.de/DE/Vportal/Energie/Metering/start.html

66. EY GMBH & CO. KG WIRTSCHAFTSPRÜFUNGSGESELLSCHAFT (EY). Voruntersuchung zu den Analysen und Berichten des BMWK nach § 48 MsbG Analyse von Rechtsrahmen, Digitalisierung, Nachhaltigkeit und Kosten. 2024. Verfügbar unter: clearingstelle-eeg-kwkg.de/sites/default/files/2024-07/digitalisierungsbericht-energie-wende-a1-voruntersuchung.pdf
67. KLIMASCHUTZ, BMWK-Bundesministerium für Wirtschaft und. Überblick Gesetzlicher Smart Meter Rolloutfahrplan. 2023. Verfügbar unter: bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/230111_ueberblick-smart-meter-rollout.html
68. BUNDESMINISTERIUM DER JUSTIZ (BMJ). § 48 MsbG – Einzelnorm. 2024. Verfügbar unter: gesetze-im-internet.de/messbg/___48.html
69. 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. Verfügbar unter: bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energiedaten/digitalisierungsbericht-energie-wende.pdf?__blob=publicationFile&v=10
70. BUNDESREGIERUNG (BREG). Intelligente Strommessung für die Energiewende | Bundesregierung. Die Bundesregierung informiert | Startseite. 2023. Verfügbar unter: bundesregierung.de/breg-de/schwerpunkte/klimaschutz/digitale-energie-wende-2157184
71. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWK). Smart Meter-Gesetz final beschlossen: Flächendeckender Einsatz intelligenter Stromzähler kommt. 2023. Verfügbar unter: bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2023/05/20230512-smart-meter-gesetz-final-beschlossen.html
72. DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR (DENA). Studie bestätigt: Künstliche Intelligenz (KI) ist ein wesentlicher Treiber der Energiewende. 2021. Verfügbar unter: future-energy-lab.de/news/studie-bestaetigt-kuenstliche-intelligenz-ki-ist-ein-wesentlicher-treiber-der-energie-wende/
73. LUBW. Daten- und Kartendienst der LUBW 4.0 – Stand des Windenergieausbaus. 2024. Verfügbar unter: umweltdaten.lubw.baden-wuerttemberg.de/
74. 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
75. FORST BADEN-WÜRTTEMBERG. Vermarktungsoffensive ForstBW. 2024. Verfügbar unter: forstbw.de/produkte-angebote/erneuerbare-energie/windkraft/vermarktungsoffensive-forstbw
76. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND KLIMASCHUTZ (BMWK). Großes Beschleunigungspaket für Windenergie- und Industrieanlagen. Energiewende direkt. 18. Juni 2024. Nr. 06/2024. Verfügbar unter: bmwk-energie-wende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2024/06/Meldung/news4.html
77. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND KLIMASCHUTZ (BMWK). Bundesregierung beschleunigt Genehmigungsverfahren für Windenergie an Land und Solarenergie. Pressemitteilung. 2024. Verfügbar unter: bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2024/07/20240724-genehmigungsverfahren-windenergie-an-land-solarenergie.html
78. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Ausschreibungen für EE- und KWK-Anlagen. Verfügbar unter: bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/start.html
79. 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
80. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG. Bruttostromerzeugung nach Herkunft. Verfügbar unter: statistik-bw.de/Energie/Erzeug-Verwend/EN-BS-HK.jsp
81. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN-WÜRTTEMBERG. Energie. Verfügbar unter: statistik-bw.de/Energie/
82. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG. Kohlendioxid-Emissionen, energiebedingt (Quellenbilanz). Verfügbar unter: statistik-bw.de/Glossar/480
83. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). SMARD | Marktdaten zu Kommerzieller Außenhandel und Physikalischer Stromfluss. 2024. Verfügbar unter: smard.de/home/marktdaten
84. 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/SharedDocs/topthemen/Webs/BMWSB/DE/GEG/GEG-Top-Thema-Artikel.html
85. 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
86. 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
87. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND KLIMASCHUTZ (BMWK). Bundesregierung einigt sich auf neues Förderkonzept für erneuerbares Heizen. 2023. Verfügbar unter: bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2023/04/20230419-bundesregierung-einigt-sich-auf-neues-foerderkonzept-fuer-erneuerbares-heizen.html
88. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG (UM). Förderprogramm für die freiwillige kommunale Wärmeplanung. Baden-Württemberg.de. 2024. Verfügbar unter: um.baden-wuerttemberg.de/de/energie/informieren-beraten-foerdern/foerderprogramme/foerderprogramm-fuer-die-freiwillige-kommunale-waermeplanung
89. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG (UM). Kommunale Wärmeplanung. Baden-Württemberg.de. 2024. Verfügbar unter: um.baden-wuerttemberg.de/de/energie/alt-energieeffizienz/in-kommunen/kommunale-waermeplanung
90. BUNDESMINISTERIUM FÜR WOHNEN, STADTENTWICKLUNG UND BAUWESEN (BMWSB). Gesetz für die Wärmeplanung und zur Dekarbonisierung der Wärmenetze. Bundesministerium für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen. 2023. Verfügbar unter: bmwsb.bund.de/SharedDocs/gesetzgebungsverfahren/Webs/BMWSB/DE/Downloads/waermeplanung/wpg-bgbl.pdf?__blob=publicationFile&v=2
91. KEA KLIMASCHUTZ- UND ENERGIEAGENTUR BADEN-WÜRTTEMBERG GMBH. §27 KlimaG BW: Kommunale Wärmeplanung. KEA Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg GmbH. 2024. Verfügbar unter: kea-bw.de/waermewende/wissensportal/kommunale-waermeplanung
92. KEA KLIMASCHUTZ- UND ENERGIEAGENTUR BADEN-WÜRTTEMBERG GMBH. Häufige Fragen und Antworten. KEA Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg GmbH. 2024. Verfügbar unter: kea-bw.de/waermewende/wissensportal/kommunale-waermeplanung/haeufige-fragen-und-antworten
93. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG (UM). Fragen und Antworten zur kommunalen Wärmeplanung. Baden-Württemberg.de. 2024. Verfügbar unter: um.baden-wuerttemberg.de/de/energie/alt-energieeffizienz/in-kommunen/kommunale-waermeplanung/faq-kommunale-waermeplanung
94. BADEN-WÜRTTEMBERG. 5,8 Millionen Euro für kommunale Wärmeplanung. Baden-Württemberg.de. 2024. Verfügbar unter: baden-wuerttemberg.de/de/service/presse/pressemitteilung/pid/58-millionen-euro-fuer-kommunale-waermeplanung

95. IFEU – INSTITUT FÜR ENERGIE- UND UMWELTFORSCHUNG HEIDELBERG und KEA KLIMASCHUTZ- UND ENERGIEAGENTUR BADEN-WÜRTTEMBERG GMBH. Wärmegipfel BaWü – Ergebnisse aus der wissenschaftlichen Auswertung der Wärmepläne. 2024. Verfügbar unter: ifeu.de/fileadmin/uploads/Publikationen/Energie/Waermegipfel/2024-10-21_Waermegipfel_Auswertung_Waermeplaene_ifeu.pdf
96. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG (UM). Fragen und Antworten zum Thema Heizen. Baden-Württemberg.de. 2024. Verfügbar unter: um.baden-wuerttemberg.de/de/energie/energieeffizienz/faq-heizen
97. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG (UM). EWärmeG 2015. Baden-Württemberg.de. 2024. Verfügbar unter: um.baden-wuerttemberg.de/de/energie/energieeffizienz-von-gebaeuden/erneuerbare-waerme-gesetz-2015
98. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG (UM). Erfüllungsoptionen für Nichtwohngebäude. Baden-Württemberg.de. 2021. Verfügbar unter: um.baden-wuerttemberg.de/de/energie/energieeffizienz-von-gebaeuden/erneuerbare-waerme-gesetz-2015/erfuellungsoptionen-nichtwohngebaeude
99. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG (UM). Erfüllungsoptionen für Wohngebäude. Baden-Württemberg.de. 2024. Verfügbar unter: um.baden-wuerttemberg.de/de/energie/energieeffizienz-von-gebaeuden/erneuerbare-waerme-gesetz-2015/erfuellungsoptionen-wohngebaeude
100. AG ENERGIEBILANZEN E.V. (AGEB). Anwendungsbilanzen » AG Energiebilanzen e. V. AG Energiebilanzen e. V. 2024. Verfügbar unter: ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/anwendungsbilanzen/
101. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG. Energiebericht 2024. 2024. Verfügbar unter: statistik-bw.de/Service/Veroeff/Querschnittsver!F6ffentlichungen/806124001.pdf
102. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG (UM). Energiebericht 2018. 2018
103. 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
104. STATISTISCHE LANDESAMT BADEN-WÜRTTEMBERG (STALA). Bestand an Wohngebäuden, Wohnungen und Räumen. 2024. Verfügbar unter: statistik-bw.de/Wohnen/GebaeudeWohnungen/GW-Bestand-LR.jsp
105. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG (STALA). Wohnbau: Genehmigungen und Fertigstellungen – Statistisches Landesamt Baden-Württemberg. 2024. Verfügbar unter: statistik-bw.de/HandwBauwirtsch/Bautaetigkeit/07015111.tab?R=LA
106. STATISTISCHE LANDESAMT BADEN-WÜRTTEMBERG (STALA). Nichtwohnbau: Genehmigungen und Fertigstellungen – Statistisches Landesamt Baden-Württemberg. 2024. Verfügbar unter: statistik-bw.de/HandwBauwirtsch/Bautaetigkeit/07015151.tab?R=LA
107. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG (STALA). Heizenergie in Neubauten. 2024. Verfügbar unter: statistik-bw.de/Wohnen/WkostenVerhaeltnis/BW-BT_neubautenEnergie.jsp
108. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG. Erneuerbare Energien in Baden-Württemberg. Stuttgart, 2021. Verfügbar unter: um.baden-wuerttemberg.de/de/klima-energie/energiewende/erneuerbare-energien
109. ULRICHS, Anna Laura. 2022 Rekordjahr für solare Wärmenetze in Deutschland. www.solare-waermenetze.de. 2023. Verfügbar unter: solare-waermenetze.de/2023/03/21/2022-rekordjahr-solare-waermenetze/
110. SOLARSERVER. Baden-Württemberg bei solarthermischen Wärmenetzen vorn. Solarserver. 2024. Verfügbar unter: solarserver.de/2024/06/24/baden-wuerttemberg-bei-solarthermischen-waermenetzen-vorn/
111. SOLNETPLUS. Solare Wärmenetze. www.solare-waermenetze.de. 2024. Verfügbar unter: solare-waermenetze.de/
112. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT DES LANDES BADEN-WÜRTTEMBERG (UM). Energieeffiziente Wärmenetze. Baden-Württemberg.de. Juli 2023. Verfügbar unter: um.baden-wuerttemberg.de/de/energie/informieren-beraten-foerdern/foerderprogramme/energieeffiziente-waermenetze
113. DWA-LANDESVERBAND BADEN-WÜRTTEMBERG (HRSG.). 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
114. MVV ENERGIE AG. MVV installiert eine der größten Flußwärmepumpen Europas. 2023. Verfügbar unter: mvv.de/ueber-uns/unternehmensgruppe/mvv-umwelt/aktuelle-projekte/mvv-fluss-waermepumpe?category=0&question=1987
115. 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
116. 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
117. 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
118. 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
119. MVV ENERGIE AG. Besicherung Rheinufer Neckarau. MVV Energie AG. 2024. Verfügbar unter: mvv.de/ueber-uns/unternehmensgruppe/mvv-umwelt/aktuelle-projekte/besicherung-rheinufer-neckarau
120. MVV ENERGIE AG. Besicherung Friesenheimer Insel. MVV Energie AG. 2024. Verfügbar unter: mvv.de/ueber-uns/unternehmensgruppe/mvv-umwelt/aktuelle-projekte/besicherung-friesenheimer-insel
121. 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
122. TRANSNETBW GMBH. ULTRANET. Strom | Netz | Sicherheit. 2024. Verfügbar unter: transnetbw.de/de/netzentwicklung/projekte/ultranet
123. AMPRION GMBH. Hybridleitung. 2024. Verfügbar unter: ultranet.amprion.net/Technik/Hybridleitung/
124. TRANSNETBW GMBH. TransnetBW startet mit dem Leitungsbau für das Gleichstromvorhaben ULTRANET im Bauabschnitt B1. Strom | Netz | Sicherheit. 2024. Verfügbar unter: transnetbw.de/de/newsroom/pressemitteilungen/baustart-ultranet-im-bauabschnitt-b1
125. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Netzausbau – Vorhaben. 2024. Verfügbar unter: netzausbau.de/Vorhaben/uebersicht/liste/liste.html
126. ZURAWSKI, Mathias und KUNOLD, Heiner. Konverter in Philippsburg steht kurz vor der Fertigstellung – SWR Aktuell. 2024. Verfügbar unter: swr.de/swraktuell/baden-wuerttemberg/karlsruhe/konverter-in-philippsburg-kurz-vor-der-fertigstellung-100.html

127. TRANSNETBW GMBH. SuedLink. Strom | Netz | Sicherheit. 2024. Verfügbar unter: transnetbw.de/de/netzentwicklung/projekte/suedlink
128. TRANSNETBW GMBH. Baustart für SuedLink in Baden-Württemberg. Strom | Netz | Sicherheit. 2024. Verfügbar unter: transnetbw.de/de/newsroom/pressemitteilungen/baustart-fuer-suedlink-in-baden-wuerttemberg
129. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Netzausbau – Leitungsvorhaben. 2024. Verfügbar unter: netzausbau.de/Vorhaben/ansicht/de.html?cms_nummer=3&cms_gruppe=bbplg
130. 50 HERTZ GMBH, AMPRION GMBH, TENNET TSO GMBH und TRANS-NETBW GMBH. Netzentwicklungsplan Strom | Netzentwicklungsplan. 2024. Verfügbar unter: netzentwicklungsplan.de/
131. BUNDESMINISTERIUM DER JUSTIZ (BMJ). BBPIG – Gesetz über den Bundesbedarfsplan. 2024. Verfügbar unter: gesetze-im-internet.de/bbplg/BJNR254310013.html
132. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bedarfs-ermittlung 2023-2037/2045 – Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom. 2024. Verfügbar unter: netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2024-03/NEP_2037_2045_Bestaetigung.pdf
133. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Monitoring des Stromnetzausbaus: Zweites Quartal 2024. 2024. Verfügbar unter: data.netzausbau.de/Vorhaben/Monitoring/Monitoringbericht_Q2-24.pdf
134. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Monitoring des Stromnetzausbaus: Zweites Quartal 2023. 2023. Verfügbar unter: data.netzausbau.de/Vorhaben/Monitoring/Monitoring-Archiv_2023.zip
135. 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
136. BUNDESREGIERUNG (BREG). Ausbau der Stromnetze gewinnt an Fahrt | Bundesregierung.

Die Bundesregierung informiert | Startseite. 2024. Verfügbar unter: bundesregierung.de/breg-de/schwerpunkte/klimaschutz/netzausbau-suedlink-2222762

137. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Netzausbau – EnLAG. Verfügbar unter: netzausbau.de/Wissen/GesetzeVerstehen/EnLAG/de.html

138. BUNDESMINISTERIUM DER JUSTIZ (BMJ). EnLAG – Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen. 2024. Verfügbar unter: gesetze-im-internet.de/enlag/BJNR287010009.html

139. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Netzausbau – NABEG. 2024. Verfügbar unter: netzausbau.de/Wissen/GesetzeVerstehen/NABEG/de.html

140. GUIDEHOUSE, RENEWABLES GRID INITATIVE (RGI), ILF BUSINESS CON-SULT und DR. DAMMERT & STEINFORTH. Praxisleitfaden Netzausbau. 2021. Verfügbar unter: bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/praxisleitfaden-netzausbau.pdf?__blob=publicationFile&v=1

141. 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

142. 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-Stromverteilstetze-in-BW.pdf

143. 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

144. EUROPÄISCHE UNION. Verordnung – 2019/943 – DE – EUR-Lex. 2019. Verfügbar unter: eur-lex.europa.eu/eli/reg/2019/943/oj?locale=de

145. 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

146. 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

147. BADEN-WÜRTTEMBERG. Beschleunigter Ausbau der Verteilnetze. Baden-Württemberg.de. 2023. Verfügbar unter: baden-wuerttemberg.de/de/service/presse/pressemitteilung/pid/beschleunigter-ausbau-der-verteilstetze

148. BUNDESMINISTERIUM DER JUSTIZ (BMJ). § 14d EnWG – Einzelnorm. 2024. Verfügbar unter: gesetze-im-internet.de/enwg_2005/_14d.html

149. NETZE BW GMBH. Netzausbau – Netze BW GmbH. Netzausbau – Netze BW GmbH. 2024. Verfügbar unter: netze-bw.de/unsernetz/netzausbau

150. NETZE BW GMBH. Netzausbauplan 2024 – Ausbau des elektrischen Verteilnetzes der Netze BW GmbH. 2024. Verfügbar unter: api.netze-bw.de/ctf-service/v1/assets/2upzYS0E-hiuuAU4yOYgKwi?download=1&_gl=1*_xkyhoi*_ga*MTY2MTkyNjgxOS4xNzI5NDk1MDAy*_ga_R7Q9B2D3JJ*MTcyOTUzNTYyOS40LjEuMTcyOTUzNzA0NC4wLjAuMA..

151. NETZE BW 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

152. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND KLIMASCHUTZ (BMWK). Erdgasversorgung in Deutschland. 2024. Verfügbar unter: bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/gas-erdgasversorgung-in-deutschland.html

153. BUNDESNETZAGENTUR. Bundesnetzagentur verlangt Änderungen am Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032. 2024. Verfügbar unter: bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2023/20231221_NEP.html

154. TERRANETS BW. terranets bw – Süddeutsche Erdgasleistung. 24. Oktober 2024. Verfügbar unter: terranets-sel.de/

155. TERRANETS BW. terranets bw: Süddeutsche Erdgasleitung (SEL). November 2024. Verfügbar unter: terranets-bw.de/unsere-netze/netzausbauprojekte/sueddeutsche-erdgasleitung

156. RATHKE, Martina. Nicht alle Auflagen erfüllt: LNG-Terminal auf Rügen kann trotzdem in Regelbetrieb gehen. NDR. 2024. Verfügbar unter: ndr.de/nachrichten/mecklenburg-vorpommern/Kaum-LNG-Tanker-Zweifel-an-Terminal-Mukran-wachsen.lng992.html

157. HESSELING, Claus und LERCH, Isabel. LNG: Wie viel Flüssigerdgas kommt derzeit in Deutschland an? NDR. 22. August 2024. Verfügbar unter: ndr.de/nachrichten/info/LNG-Wie-viel-Fluessigerd-gas-kommt-derzeit-in-Deutschland-an.lng632.html

158. BUNDESNETZAGENTUR. Bundesnetzagentur veröffentlicht Zahlen zur Gasversorgung 2023. 2024. Verfügbar unter: [bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2024/20240104_Gasversorgung2023.html](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2024/20240104_Gasversorgung2023.html)
159. GAS INFRASTRUCTURE EUROPE (GIE). Data Overview / Historical Data – AGSI. 2024. Verfügbar unter: agsi.gie.eu/data-overview/DE
160. SWR. Keine Heizung und Warmwasser: Weiter Probleme mit Gasleitung in Teilen von Bietigheim-Bissingen. swr.online. 31. Oktober 2023. Verfügbar unter: [swr.de/swraktuell/baden-wuerttemberg/stuttgart/gas-gasversorgung-unterbrochen-bietigheim-bissingen-untermberg-warmwasser-heizung-gasleitung-100.html](https://www.swr.de/swraktuell/baden-wuerttemberg/stuttgart/gas-gasversorgung-unterbrochen-bietigheim-bissingen-untermberg-warmwasser-heizung-gasleitung-100.html)
161. BUNDESNETZAGENTUR. Kennzahlen der Versorgungsunterbrechungen Gas. 2024. Verfügbar unter: [bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Versorgungsunterbrechungen/Auswertung_Gas/start.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Versorgungsunterbrechungen/Auswertung_Gas/start.html)
162. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND KLIMASCHUTZ (BMWK). Bundeswirtschafts- und Klimaschutzministerium legt Bericht zu Planungen und Kapazitäten der schwimmenden und festen Flüssigerdgasterminals vor. März 2023. Verfügbar unter: [bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2023/03/20230303-bmwk-legt-bericht-zu-planungen-und-kapazitaeten-der-schwimmenden-und-festen-lng-terminals-vor.html](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2023/03/20230303-bmwk-legt-bericht-zu-planungen-und-kapazitaeten-der-schwimmenden-und-festen-lng-terminals-vor.html)
163. KÜPER, Malte. Die Bedeutung der US-Importe für die deutsche Gasversorgung. Küper IW-Kurzbericht. 2024. Nr. 43. Verfügbar unter: [iwkoeln.de/studien/malte-kueper-die-bedeutung-der-us-importe-fuer-die-deutsche-gasversorgung.html](https://www.iwkoeln.de/studien/malte-kueper-die-bedeutung-der-us-importe-fuer-die-deutsche-gasversorgung.html)
164. NDR. LNG: Fakten zu Flüssigerdgas und Projekten in Norddeutschland. 26. April 2024. Verfügbar unter: [ndr.de/nachrichten/info/LNG-Fakten-zu-Fluessigerdgas-und-Projekten-in-Norddeutschland,lnghintergrund100.html](https://www.ndr.de/nachrichten/info/LNG-Fakten-zu-Fluessigerdgas-und-Projekten-in-Norddeutschland,lnghintergrund100.html)
165. HÖHLER, Gerd. Energieversorgung: Boom bei LNG-Tankern könnte zu Überkapazitäten führen. 2024. Verfügbar unter: [handelsblatt.com/politik/international/energieversorgung-boom-bei-lng-tankern-koennte-zu-ueberkapazitaeten-fuehren/100060723.html](https://www.handelsblatt.com/politik/international/energieversorgung-boom-bei-lng-tankern-koennte-zu-ueberkapazitaeten-fuehren/100060723.html)
166. BUNDESNETZAGENTUR. Bundesnetzagentur – Aktuelle Lage Gasversorgung. 2024. Verfügbar unter: [bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/aktuelle_gasversorgung/start.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/aktuelle_gasversorgung/start.html)
167. 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)
168. 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)
169. AGFW | DER ENERGIEEFFIZIENZVERBAND FÜR WÄRME, KÄLTE UND KWK E. V. AGFW Hauptbericht. 2023. Verfügbar unter: [agfw.de/zahlen-und-statistiken/agfw-hauptbericht](https://www.agfw.de/zahlen-und-statistiken/agfw-hauptbericht)
170. 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](https://www.ikem.de/wp-content/uploads/2019/06/Abw%C3%A4rmestudie-BW_final_25.06.2019.pdf)
171. 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](https://www.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/5_Energie/Energieeffizienz/Abwaermenutzung/Abwaermekonzept-Baden-Wuerttemberg-bf.pdf)
172. BUNDESREGIERUNG (BREG). Wasserstoffbeschleunigungsgesetz | Bundesregierung. Die Bundesregierung informiert | Startseite. 2024. Verfügbar unter: [bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/wasserstoffausbau-beschleunigen-2289130](https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/wasserstoffausbau-beschleunigen-2289130)
173. 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)
174. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND KLIMASCHUTZ (BMWK). FAQ zum Wasserstoff-Kernnetz. 2024. Verfügbar unter: [bmwk.de/Redaktion/DE/FAQ/Wassertstoff-Kernnetz/faq-wasserstoff-kernnetz.html](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/FAQ/Wassertstoff-Kernnetz/faq-wasserstoff-kernnetz.html)
175. TERRANETS BW. Transportrouten für Baden-Württemberg. 2024. Verfügbar unter: [terranets-bw.de/unsere-netze/wasserstoff](https://www.terranets-bw.de/unsere-netze/wasserstoff)
176. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT DES LANDES BADEN-WÜRTTEMBERG. Land fördert Wasserstofftankstellen in drei Gemeinden. 20. Februar 2024. Verfügbar unter: [um.baden-wuerttemberg.de/de/presse-service/presse/pressemitteilung/pid/land-foerdert-wasserstofftankstellen-in-drei-gemeinden-1](https://www.um.baden-wuerttemberg.de/de/presse-service/presse/pressemitteilung/pid/land-foerdert-wasserstofftankstellen-in-drei-gemeinden-1)
177. H2 MOBILITY DEUTSCHLAND. H2.LIVE: Wasserstofftankstellen in Deutschland & Europa. H2.LIVE. 2024. Verfügbar unter: [h2.live/](https://www.h2.live/)
178. 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](https://www.statistikportal.de/de/veroeffentlichungen/bruttoinlandsprodukt-bruttowertschoepfung)
179. ARBEITSGEMEINSCHAFT ENERGIEBILANZEN E.V. (AGEB). Ausgewählte Effizienzindikatoren zur Energiebilanz Deutschland. 2024. Verfügbar unter: [ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2023/11/Effizienzindikatoren_2023_V5.pdf](https://www.ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2023/11/Effizienzindikatoren_2023_V5.pdf)
180. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG. Wohnen. Verfügbar unter: [statistik-bw.de/Wohnen/](https://www.statistik-bw.de/Wohnen/)
181. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN-WÜRTTEMBERG. Bevölkerung und Gebiet. Verfügbar unter: [statistik-bw.de/BevoelkGebiet/](https://www.statistik-bw.de/BevoelkGebiet/)
182. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG. Anteil der Einpersonenhaushalte. Verfügbar unter: [statistik-bw.de/PrivHaushalte/EntwS-Struktur/PH_einpersHH.jsp?path=/DatenMelden/Mikrozensus/](https://www.statistik-bw.de/PrivHaushalte/EntwS-Struktur/PH_einpersHH.jsp?path=/DatenMelden/Mikrozensus/)
183. STATISTISCHES BUNDESAMT (DESTATIS). Haushalte nach Haushaltsgröße und Haushaltsmitgliedern. Verfügbar unter: [destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Bevoelkerung/Haushalte-Familien/Tabellen/1-2-privathaushalte-bundeslaender.html](https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Bevoelkerung/Haushalte-Familien/Tabellen/1-2-privathaushalte-bundeslaender.html)
184. BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE (BAFA). BAFA – Bundesförderung der Energieberatung für Wohngebäude. 2024. Verfügbar unter: [bafa.de/DE/Energie/Energieberatung/Energieberatung_Wohngebäude/energieberatung_wohngebäude_node.html](https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieberatung/Energieberatung_Wohngebäude/energieberatung_wohngebäude_node.html)
185. BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE (BAFA). BAFA – Bundesförderung für Energieberatung für Nichtwohngebäude, Anlagen und Systeme. 2024. Verfügbar unter: [bafa.de/DE/Energie/Energieberatung/Nichtwohngebäude_Anlagen_Systeme/nichtwohngebäude_anlagen_systeme_node.html](https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieberatung/Nichtwohngebäude_Anlagen_Systeme/nichtwohngebäude_anlagen_systeme_node.html)
186. BUNDESREGIERUNG (BREG). Bauen und Sanieren für den Klimaschutz | Bundesregierung. Die Bundesregierung informiert | Startseite. 2023. Verfügbar unter: [bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/neubau-und-sanierung-foerdern-2038426](https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/neubau-und-sanierung-foerdern-2038426)
187. STATISTISCHES BUNDESAMT (DESTATIS). Bevölkerungsstand. Statistisches Bundesamt. 2024. Verfügbar unter: [destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Bevoelkerung/Bevoelkerungsstand/_inhalt.html](https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Bevoelkerung/Bevoelkerungsstand/_inhalt.html)
188. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG (STALA). Wirtschaftswachstum. 2024. Verfügbar unter: [statistik-bw.de/GesamtwBranchen/VGR/VW_wirtschaftswachstum.jsp](https://www.statistik-bw.de/GesamtwBranchen/VGR/VW_wirtschaftswachstum.jsp)
189. KfW BANKENGRUPPE. Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) | KfW. 2024. Verfügbar unter: [kfw.de/inlandsfoerderung/Bundesfoerderung-fuer-effiziente-Gebäude/](https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Bundesfoerderung-fuer-effiziente-Gebäude/)
190. KfW BANKENGRUPPE. Aktuelle Informationen zur Heizungsförderung | KfW. 2024. Verfügbar unter: [kfw.de/inlandsfoerderung/Heizungsforderung/](https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Heizungsforderung/)

191. BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE (BAFA). BAFA – Förderprogramm im Überblick. 2024. Verfügbar unter: [bafa.de/DE/Energie/Effiziente_Gebaeude/Foerderprogramm_im_Ueberblick/foerderprogramm_im_ueberblick_node.html](https://www.bafa.de/DE/Energie/Effiziente_Gebaeude/Foerderprogramm_im_Ueberblick/foerderprogramm_im_ueberblick_node.html)
192. KfW BANKENGRUPPE. Einzelmaßnahmen Ergänzungskredit – Wohngebäude (358, 359) | KfW. Verfügbar unter: [kfw.de/inlandsfoerderung/Privatpersonen/Bestehende-Immobilie/Foerderprodukte/Einzelmaßnahmen-Ergänzungskredit-Wohngebäude-\(358-359\)/](https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Privatpersonen/Bestehende-Immobilie/Foerderprodukte/Einzelmaßnahmen-Ergänzungskredit-Wohngebäude-(358-359)/)
193. KfW BANKENGRUPPE. Förderreport KfW Bankengruppe – Stichtag: 30. Juni 2024. 2024. Verfügbar unter: [kfw.de/Presse-Newsroom/Pressematerial/F%C3%B6rderreport/KfW-F%C3%B6rderreport_2024.pdf](https://www.kfw.de/Presse-Newsroom/Pressematerial/F%C3%B6rderreport/KfW-F%C3%B6rderreport_2024.pdf)
194. KfW BANKENGRUPPE. Förderreport KfW Bankengruppe – Stichtag: 31. Dezember 2022. 2023. Verfügbar unter: [kfw.de/Presse-Newsroom/Pressematerial/F%C3%B6rderreport/KfW-F%C3%B6rderreport_2022.pdf](https://www.kfw.de/Presse-Newsroom/Pressematerial/F%C3%B6rderreport/KfW-F%C3%B6rderreport_2022.pdf)
195. KfW BANKENGRUPPE. Förderreport KfW Bankengruppe – Stichtag: 31. Dezember 2023. 2024. Verfügbar unter: [kfw.de/Presse-Newsroom/Pressematerial/F%C3%B6rderreport/KfW-F%C3%B6rderreport_2023.pdf](https://www.kfw.de/Presse-Newsroom/Pressematerial/F%C3%B6rderreport/KfW-F%C3%B6rderreport_2023.pdf)
196. REGIONALE KOMPETENZSTELLEN RESOURCENEFFIZIENZ. Ihr Weg zu mehr Nachhaltigkeit im Unternehmen | KEFF+. 2024. Verfügbar unter: [keffplus-bw.de/de](https://www.keffplus-bw.de/de)
197. 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](https://www.um.baden-wuerttemberg.de/de/umwelt-natur/umwelt-und-wirtschaft/angebote-fuer-unternehmen/foerderprogramm-ressourceneffizienz-in-unternehmen)
198. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT DES LANDES BADEN-WÜRTTEMBERG (UM). Regionale Kompetenzstellen des „Netzwerks Energieeffizienz“. Baden-Württemberg.de. 2023. Verfügbar unter: [um.baden-wuerttemberg.de/de/energie/informieren-beraten-foerdern/foerderprogramme/regionale-kompetenzstellen-des-netzwerks-energieeffizienz](https://www.um.baden-wuerttemberg.de/de/energie/informieren-beraten-foerdern/foerderprogramme/regionale-kompetenzstellen-des-netzwerks-energieeffizienz)
199. KLIMASCHUTZ- UND ENERGIEAGENTUR BADEN-WÜRTTEMBERG (KEA). Förderdatenbank. KEA Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg GmbH. 2024. Verfügbar unter: [keabw.de/foerderdatenbank](https://www.keabw.de/foerderdatenbank)
200. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG (UM). Förderprogramme: Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg. 2024. Verfügbar unter: [um.baden-wuerttemberg.de/de/energie/informieren-beraten-foerdern/foerderprogramme](https://www.um.baden-wuerttemberg.de/de/energie/informieren-beraten-foerdern/foerderprogramme)
201. LANDESKREDITBANK BADEN-WÜRTTEMBERG. Kombi-Darlehen Mittelstand | L-Bank. 2024. Verfügbar unter: [l-bank.de/produkte/wirtschaftsfoerderung/kombi-darlehen-mittelstand.html](https://www.l-bank.de/produkte/wirtschaftsfoerderung/kombi-darlehen-mittelstand.html)
202. LANDESKREDITBANK BADEN-WÜRTTEMBERG. Kombi-Darlehen Wohnen mit Klimaprämie | L-Bank. 2024. Verfügbar unter: [l-bank.de/produkte/wirtschaftsfoerderung/kombi-darlehen-wohnen.html](https://www.l-bank.de/produkte/wirtschaftsfoerderung/kombi-darlehen-wohnen.html)
203. LANDESKREDITBANK BADEN-WÜRTTEMBERG. Geschäftsbericht 2022 L-Bank. 2023. Verfügbar unter: [l-bank.info/download/version/0474b362-e6fd-4508-a793-1b4fb01e5f8f/l-bank_gb2022_08_gesamt_20-04-2023.pdf](https://www.l-bank.info/download/version/0474b362-e6fd-4508-a793-1b4fb01e5f8f/l-bank_gb2022_08_gesamt_20-04-2023.pdf)
204. LANDESKREDITBANK BADEN-WÜRTTEMBERG. Geschäftsbericht 2023 L-Bank. 2024. Verfügbar unter: [l-bank.info/download/version/935355b4-0e06-417e-9498-dbf3ae0f406c/l-bank_gb2023_08_gesamt_18-04-2024.pdf](https://www.l-bank.info/download/version/935355b4-0e06-417e-9498-dbf3ae0f406c/l-bank_gb2023_08_gesamt_18-04-2024.pdf)
205. L-BANK. Mietwohnungsfinanzierung BW – Neubau | L-Bank. 2024. Verfügbar unter: [l-bank.de/produkte/wohnungsunternehmen/mietwohnungsfinanzierung-bw-neubau-mw10-mw15-mw25-mw30-darlehen.html](https://www.l-bank.de/produkte/wohnungsunternehmen/mietwohnungsfinanzierung-bw-neubau-mw10-mw15-mw25-mw30-darlehen.html)
206. 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](https://www.mlw.baden-wuerttemberg.de/de/bauen-wohnen/wohnungsbau/wohnungsbau-bw)
207. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT DES LANDES BADEN-WÜRTTEMBERG (UM). Serielle Sanierung von Wohngebäuden. Baden-Württemberg.de. 2024. Verfügbar unter: [um.baden-wuerttemberg.de/de/energie/informieren-beraten-foerdern/foerderprogramme/foerderprogramm-serielle-sanierung-von-wohngebaeuden](https://www.um.baden-wuerttemberg.de/de/energie/informieren-beraten-foerdern/foerderprogramme/foerderprogramm-serielle-sanierung-von-wohngebaeuden)
208. BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE (BAFA). Elektromobilität (Umweltbonus) Zwischenbilanz zum Antragstand vom 1. Dezember 2023. 2024. Verfügbar unter: [bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/emob_zwischenbilanz.pdf?__blob=publicationFile&v=14](https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/emob_zwischenbilanz.pdf?__blob=publicationFile&v=14)
209. KRAFTFAHRT-BUNDESAMT (KBA). Kraftfahrt-Bundesamt – Umwelt. 2024. Verfügbar unter: [kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Neuzulassungen/Umwelt/n_umwelt_node.html](https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Neuzulassungen/Umwelt/n_umwelt_node.html)
210. E-MOBIL BW GMBH. e-mobil BW Datenmonitor Juli 2024. 2024. Verfügbar unter: [e-mobilbw.de/fileadmin/media/e-mobilbw/Publikationen/Broschueren/Datenmonitor_Juli_2024.pdf](https://www.e-mobilbw.de/fileadmin/media/e-mobilbw/Publikationen/Broschueren/Datenmonitor_Juli_2024.pdf)
211. KRAFTFAHRT-BUNDESAMT (KBA). Kraftfahrt-Bundesamt – Umwelt. 2024. Verfügbar unter: [kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Umwelt/umwelt_node.html](https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Umwelt/umwelt_node.html)
212. KRAFTFAHRT-BUNDESAMT (KBA). Kraftfahrt-Bundesamt – Monatliche Neuzulassungen. 2024. Verfügbar unter: [kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Neuzulassungen/MonatlicheNeuzulassungen/monatl_neuzulassungen_node.html?yearFilter=2024&monthFilter=05_mai](https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Neuzulassungen/MonatlicheNeuzulassungen/monatl_neuzulassungen_node.html?yearFilter=2024&monthFilter=05_mai)
213. KRAFTFAHRT-BUNDESAMT (KBA). Kraftfahrt-Bundesamt – Zulassungsbezirke und Gemeinden. 2024. Verfügbar unter: [kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/ZulassungsbezirkeGemeinden/zulassungsbezirke_node.html](https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/ZulassungsbezirkeGemeinden/zulassungsbezirke_node.html)
214. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bundesnetzagentur – E-Mobilität. 2024. Verfügbar unter: [bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/E-Mobilitaet/start.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/E-Mobilitaet/start.html)
215. JÖHLINGER, Kirsten. Ladeinfrastruktur weiterhin kaum ausgelastet. www.energate-messenger.de. 2. Mai 2024. Verfügbar unter: [energate-messenger.de/news/243817/ladeinfrastruktur-weiterhin-kaum-ausgelastet](https://www.energate-messenger.de/news/243817/ladeinfrastruktur-weiterhin-kaum-ausgelastet)
216. TAGESSCHAU.DE. Kabinett billigt Ladesäulen-Pflicht für Tankstellenketten. tagesschau.de. 2024. Verfügbar unter: [tagesschau.de/inland/ladesaehlen-pflicht-tankstellen-100.html](https://www.tagesschau.de/inland/ladesaehlen-pflicht-tankstellen-100.html)
217. BUNDESMINISTERIUM FÜR DIGITALES UND VERKEHR (BMDV). BMDV – Startschuss für das Lkw-Schnellladenetz. 2024. Verfügbar unter: [bmdv.bund.de/SharedDocs/DE/Pressemitteilungen/2024/059-wissing-startschuss-fuer-das-lkw-schnellladenetz.html](https://www.bmdv.bund.de/SharedDocs/DE/Pressemitteilungen/2024/059-wissing-startschuss-fuer-das-lkw-schnellladenetz.html)
218. NATIONALE LEITSTELLE LADEINFRASTRUKTUR. Ladeinfrastruktur für Nutzfahrzeuge | Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur. 2024. Verfügbar unter: [nationale-leitstelle.de/nutzfahrzeuge/](https://www.nationale-leitstelle.de/nutzfahrzeuge/)
219. WOLF, Leonie. Gebrauchtwagenmarkt für E-Autos wächst. energate-messenger.de. 21. Februar 2024. Verfügbar unter: [energate-messenger.de/news/241521/gebrauchtwagenmarkt-fuer-e-autos-waechst](https://www.energate-messenger.de/news/241521/gebrauchtwagenmarkt-fuer-e-autos-waechst)
220. 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/Publikationen/Energie/Gebaedereport-2022-barrierefrei.pdf](https://www.um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2_Presse_und_Service/Publikationen/Energie/Gebaedereport-2022-barrierefrei.pdf)
221. BUNDESVERBAND WÄRMEPUMPE E.V. Rekordabsatz: Wärmepumpenbranche beweist Leistungsfähigkeit trotz unsicherer Aussichten. 22. Januar 2024. Verfügbar unter: [waermepumpe.de/presse/pressemitteilungen/details/rekordabsatz-waermepumpenbranche-beweist-leistungsfahigkeit-trotz-unsicherer-aussichten/](https://www.waermepumpe.de/presse/pressemitteilungen/details/rekordabsatz-waermepumpenbranche-beweist-leistungsfahigkeit-trotz-unsicherer-aussichten/)
222. STATISTISCHES BUNDESAMT. Über zwei Drittel der neuen Wohngebäude 2019 heizen ganz oder teilweise mit erneuerbaren Energien. Statistisches Bundesamt. 2. Juli 2020. Verfügbar unter: [destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2020/07/PD20_247_31121.html](https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2020/07/PD20_247_31121.html)

223. KELM, Tobias, VOGEL-SPERL, Antje, SCHMIDT, Maike, 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

224. 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

225. BUNDESNETZAGENTUR. Marktstammdatenregister. Verfügbar unter: marktstammdatenregister.de/MaStR

226. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Veröffentlichung der KWK-Meldungen – 07/2017 bis 01/2019. 28. Februar 2019. Verfügbar unter: google.de/url?sa=t&source=web&rct=j&opi=89978449&url=bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/VOeff_Registerdaten/2019_01_Veroeff_KWK.html&ved=2ahUKewjC1uei05KKAxXoxQIH-Hd2GEDsQFnoECCAQAQ&usq=AOvVaw1GB4--JpmN35sliU1dxbOv

227. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Beendete Ausschreibungen von KWK-Anlagen. 2023. Verfügbar unter: bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/KWK/BeendeteAusschreibungen/start.html

228. 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

229. BDEW BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V. Europäische Wasserstoffbank und EU-Aggregationsmechanismus. 2024. Verfügbar unter: bdew.de/energie/europaeische-wasserstoffbank-und-eu-aggregationsmechanismus/

230. BUNDESREGIERUNG. Importstrategie für Wasserstoff und Wasserstoffderivate. 2024.

Verfügbar unter: bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/importstrategie-wasserstoff.pdf?__blob=publicationFile&v=18

231. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND KLIMASCHUTZ (BMWK). Bundeskabinett beschließt Importstrategie für Wasserstoff und Wasserstoffderivate. 2024. Verfügbar unter: bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2024/07/20240724-importstrategie-wasserstoff.html

232. 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

233. 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

234. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT DES LANDES BADEN-WÜRTTEMBERG. Land fördert 16 regionale Wasserstoff-Konzepte mit 1,5 Millionen Euro. 31. Mai 2024. Verfügbar unter: um.baden-wuerttemberg.de/de/presse-service/presse/pressemitteilung/pid/landfoerdert-16-regionale-wasserstoff-konzepte-mit-15-millionen-euro

235. KRAFTFAHRT-BUNDESAMT. Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Bundesländern, Fahrzeugklassen und ausgewählten Merkmalen, 1. Juli 2024 (FZ 27). 2024. Verfügbar unter: kba.de/DE/Statistik/Produktkatalog/produkte/Fahrzeuge/fz27_b_uebersicht.html

236. BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE. Monatliche Entwicklung der Rohöl-Einfuhr (2000 – 2023). 2024. Verfügbar unter: bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/Mineraloel/moel_entw_rohoeleinfuhr_2000_2022.pdf?__blob=publicationFile&v=3

237. STATISTISCHES BUNDESAMT. Monatliche Erdgasimporte. Statistisches Bundesamt. 2024. Verfügbar unter: destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Aussenhandel/Tabellen/erdgas-monatlich.html

238. STATISTISCHES BUNDESAMT. Einfuhr von Steinkohle: Deutschland, Monate. 2024. Verfügbar unter: www-genesis.destatis.de/genesis/online?&sequenz=tabelleErgebnis&selectionname=43511-0001#abreadcrumb

239. STATISTIK DER KOHLENWIRTSCHAFT E.V. Statistik der Kohlenwirtschaft – Energiezeitpreis Zeitreihe. März 2023. Verfügbar unter: kohlenstatistik.de/downloads/deutschland/

240. STATISTISCHES BUNDESAMT (DESTATIS). Statistischer Bericht – Daten zur Energiepreisentwicklung – Juli 2024. 2024. Verfügbar unter: destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Preise/Publikationen/Energiepreise/statistischer-bericht-energiepreisentwicklung-5619001.html

241. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). SMARD | Marktdaten. 2024. Verfügbar unter: smard.de/home/downloadcenter/download-marktdaten/

242. BDEW BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V. BDEW-Strompreisanalyse Juli 2024. 2024. Verfügbar unter: bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-strompreisanalyse/

243. SCHIFFLER, Alexander, EBERT, Marcel, HORBACH, Lisa, KIESSLING, Robert, REICHMUTH, Matthias und WEBER, Andreas. Preisbericht für den Energiemarkt in Baden-Württemberg 2023. 2024. Verfügbar unter: um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/5_Energie/Versorgungssicherheit/Energiepreise/240705-Energiepreisbericht-2023.pdf

244. STATISTISCHES BUNDESAMT. Statistischer Bericht – Daten zur Energiepreisentwicklung – September 2024. Statistisches Bundesamt. 31. Oktober 2024. Verfügbar unter: destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Preise/Publikationen/Energiepreise/statistischer-bericht-energiepreisentwicklung-5619001.html

245. BUNDESKARTELLAMT. Sektoruntersuchung Fernwärme – Abschlussbericht gemäß § 32e

GWB. 2012. Verfügbar unter: bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Sektoruntersuchungen/Sektoruntersuchung%20Fernwaerme%20-%20Abschlussbericht.pdf

246. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Monitoringbericht 2023. 2023. Verfügbar unter: bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2023.pdf

247. EUROSTAT. Preise Gas für Haushaltskunde, ab 2007 – halbjährliche Daten. 2024. Verfügbar unter: ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_pc_202__custom_12737590/default/table

248. SCHIFFLER, Alexander. Preisbericht für den Energiemarkt in Baden-Württemberg 2022. Leipziger Institut für Energie, 2023.

249. DEUTSCHE EMISSIONSHANDELSSTELLE (DEHST). Auktionierung (EU-ETS): Deutsche Versteigerungen von Emissionsberechtigungen – Periodischer Bericht: Jahresbericht 2023. 2024. Verfügbar unter: dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/versteigerung/2023/2023_Jahresbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=2

250. DEUTSCHE EMISSIONSHANDELSSTELLE (DEHST). Auktionierung (EU-ETS): Deutsche Versteigerungen von Emissionsberechtigungen – Juli 2024. 2024. Verfügbar unter: dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/versteigerung/2024/2024_Bericht_07.pdf?__blob=publicationFile&v=2

251. DEUTSCHE EMISSIONSHANDELSSTELLE (DEHST). DEHSt – Verkauf und Handel. 12. Januar 2024. Verfügbar unter: dehst.de/DE/Themen/nEHS/Verkauf-Handel/verkauf-handel_node.html

252. UMWELTBUNDESAMT (UBA). Neue Rekord-einnahmen im Emissionshandel: Über 18 Milliarden Euro für den Klimaschutz. Umweltbundesamt. 2024. Verfügbar unter: umweltbundesamt.de/presse/pressemitteilungen/neue-rekordeinnahmen-im-emissionshandel-ueber-18

253. ENERGATE MESSENGER. Hydex – Wasserstoff-Index · Gas, Öl & Wasserstoff · Markt | energate messenger+. 25. September 2024. Verfügbar unter: energate-messenger.de/market/gas-oil-and-h2/group/209600-hydex-wasserstoff-index

254. BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT (BDEW). BDEW-Strompreis-analyse Juli 2022. 2021. Verfügbar unter: [bdew.de/media/documents/220727_BDEW-Strompreisanalyse_Juli_2022.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/220727_BDEW-Strompreisanalyse_Juli_2022.pdf)

255. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN-WÜRTTEMBERG. Stromabsatz und Erlöse nach Verbrauchergruppen. Verfügbar unter: [statistik-bw.de/Service/Veroeff/Statistische_Berichte/352817001.pdf](https://www.statistik-bw.de/Service/Veroeff/Statistische_Berichte/352817001.pdf)

256. 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/BWSe-rie_serie_00000468](https://www.destatis.de/GPStatistik/receive/BWSe-rie_serie_00000468)

257. 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](https://www.statistik-bw.de/Energie/ErzeugVerwend/EN_Klaergas.jsp)

258. BUNDESMINISTERIUM DER FINANZEN (BMF). 29. Subventionsbericht des Bundes. 2023. Verfügbar unter: [bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Downloads/Broschueren_Bestellservice/29-subventionsbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=8](https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Downloads/Broschueren_Bestellservice/29-subventionsbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=8)

259. KfW BANKENGRUPPE. Förderreport KfW Bankengruppe – Stichtag: 31. Dezember 2021. 2021. Verfügbar unter: [kfw.de/Presse-Newsroom/Presse-material/F%C3%B6rderreport/KfW-F%C3%B6rder-report_2021.pdf](https://www.kfw.de/Presse-Newsroom/Presse-material/F%C3%B6rderreport/KfW-F%C3%B6rder-report_2021.pdf)

260. STATISTIK DER KOHLENWIRTSCHAFT E. V. Entwicklung ausgewählter Energiepreise. Verfügbar unter: [kohlenstatistik.de/](https://www.kohlenstatistik.de/)

261. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE. Energiedaten: Gesamtausgabe. Verfügbar unter: [bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html)

262. BUNDESINSTITUT FÜR BAU-, STADT- UND RAUMFORSCHUNG. Strukturdaten zur Produktion und Beschäftigung im Baugewerbe. Oktober 2022. Verfügbar unter: [bbsr.bund.de/BBSR/DE/veroeffentlichungen/bbsr-online/2023/bbsr-online-53-2023-dl.pdf?__blob=publicationFile&v=2](https://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/veroeffentlichungen/bbsr-online/2023/bbsr-online-53-2023-dl.pdf?__blob=publicationFile&v=2)

263. FICHTNER ET AL. Evaluation des Marktanreizprogramms zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt. 2019. Verfügbar unter: [erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/evaluierung-marktanreizprogramm-2018.html](https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/evaluierung-marktanreizprogramm-2018.html)

264. DEUTSCHES INSTITUT FÜR WIRTSCHAFTSFORSCHUNG (DIW). Bauboom geht zu Ende – politischer Strategiewechsel erforderlich. DIW Wochenbericht 1+2 2023. 11. Januar 2023. Verfügbar unter: [diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.862940.de/23-1-1.pdf](https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.862940.de/23-1-1.pdf)

265. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG. Baupreisentwicklung, Zeitreihe. Verfügbar unter: [statistik-bw.de/GesamtwBranchen/KonjunktPreise/BPI-LR.jsp](https://www.statistik-bw.de/GesamtwBranchen/KonjunktPreise/BPI-LR.jsp)

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

267. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG. Endenergieverbrauch des Verkehrs nach Energieträgern und Verkehrszweigen. Verfügbar unter: [statistik-bw.de/Energie/Energiebilanz/LRt1507.jsp](https://www.statistik-bw.de/Energie/Energiebilanz/LRt1507.jsp)

268. STATISTISCHES BUNDESAMT. Fahrleistung und Kraftstoffverbrauch inländischer Personenkraftwagen. Statistisches Bundesamt. Dezember 2020. Verfügbar unter: [destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Umwelt/UGR/verkehr-tourismus/Tabellen/fahrleistungen-kraftstoffverbrauch.html](https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Umwelt/UGR/verkehr-tourismus/Tabellen/fahrleistungen-kraftstoffverbrauch.html)

269. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN-WÜRTTEMBERG. Bruttoinlandsprodukt und Bruttowertschöpfung in Baden-Württemberg nach Wirtschaftsbereichen in jeweiligen Preisen. Verfügbar unter: [statistik-bw.de/GesamtwBranchen/VGR/LRtBWSjewPreise.jsp](https://www.statistik-bw.de/GesamtwBranchen/VGR/LRtBWSjewPreise.jsp)

Abbildungsverzeichnis

- 27 Abbildung 1: Entwicklung des konventionellen Kraftwerkparks (> 10 MW) in Baden-Württemberg bis 2026.
- 36 Abbildung 2: Redispatchmengen in der Regelzone der TransnetBW von 2014-2023 in GWh.
- 39 Abbildung 3: Entwicklung des SAIDI in Deutschland im Zeitraum von 2008 bis 2023.
- 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. Eigene Auswertung Marktstammdatenregister, Datenstand Ende Mai 2024.
- 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 2019 bis 2023.
- 57 Abbildung 11: Physikalische Stromflüsse zwischen Baden-Württemberg und dem benachbarten Ausland in den Jahren 2019 bis 2023.
- 59 Abbildung 12: Übersicht Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG).
- 61 Abbildung 13: Bewohnte Wohnungen beziehungsweise Haushalte in Wohngebäuden (ohne Nichtwohngebäude) nach überwiegender Heizart in Baden-Württemberg.
- 62 Abbildung 14: Fertig gestellte Neubauten (Wohn- und Nichtwohngebäude) in Baden-Württemberg seit 1985 nach überwiegender Heizenergie.
- 63 Abbildung 15: Entwicklung des Beitrags der erneuerbaren Energien zur Wärmebereitstellung in absoluten Werten (Säulen) sowie als Anteil am gesamten Endenergieverbrauch zur Wärmebereitstellung ohne Strom (Linie).
- 64 Abbildung 16: Anlagen zur Nutzung solarer Nah- und Fernwärme in Deutschland.
- 65 Abbildung 17: Endenergieverbrauch Fernwärme nach Sektoren in Baden-Württemberg.
- 66 Abbildung 18: Zusammensetzung des Energieträgereinsatzes zur Fernwärmeerzeugung in Baden-Württemberg.

- 72 Abbildung 19: Ursprüngliche Planung, derzeitiger Ausbau- und Planungsstand der Netzausbauvorhaben gemäß BBPlG (Q2/2024).
- 73 Abbildung 20: Ursprüngliche Planung, derzeitiger Ausbau- und Planungsstand der Netzausbauvorhaben gemäß BBPlG in Baden-Württemberg (Stand Q2/2023).
- 74 Abbildung 21: Ursprüngliche Planung, derzeitiger Ausbau- und Planungsstand der Netzausbauvorhaben gemäß EnLAG (Q2/2024).
- 77 Abbildung 22: Füllstand der Gasspeicher in den Gaswirtschaftsjahren (GWJ) 2012/2013 bis 2023/2024.
- 80 Abbildung 23: Entwicklung der Endenergieeinsparung durch Abwärmenutzung in Baden-Württemberg im Vergleich zum Zielpfad.
- 81 Abbildung 24: Wasserstoff-Kernnetz gemäß der Genehmigung vom 22.10.2024.
- 85 Abbildung 25: Entwicklung des Endenergieverbrauchs in Baden-Württemberg nach Sektoren (links) und nach Energieträgern (rechts).
- 86 Abbildung 26: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs in Baden-Württemberg nach Energieträgern.
- 86 Abbildung 27: Erdgasverbrauch in Baden-Württemberg nach Anwendungsbereichen.
- 87 Abbildung 28: Entwicklung der temperaturbereinigten Primär- und Endenergieproduktivität sowie Stromproduktivität in Baden-Württemberg (Index 2010 =100).
- 88 Abbildung 29: Entwicklung der temperaturbereinigten Endenergieproduktivität im Sektor Industrie und im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) in Baden-Württemberg.
- 89 Abbildung 30: Entwicklung des spezifischen und absoluten Endenergieverbrauchs privater Haushalte zur Raumwärme- und Warmwasserbereitung in Baden-Württemberg.
- 91 Abbildung 31: Inanspruchnahme von geförderten Bundesberatungen und -förderprogrammen in Baden-Württemberg bezogen auf die bundesweite Inanspruchnahme.
- 92 Abbildung 32: Inanspruchnahme der geförderten BEG-Bausteine der KfW in Baden-Württemberg bezogen auf die bundesweite Inanspruchnahme.
- 96 Abbildung 33: Entwicklung der Elektrofahrzeuge und des Stromverbrauchs in Baden-Württemberg.
- 97 Abbildung 34: 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.

- 98 Abbildung 35: Anzahl der Elektrofahrzeuge (rein batterieelektrische Pkw und Plug-in-Hybride) in den Stadt- und Landkreisen Baden-Württembergs (Stand: 1. Januar 2024) (links) sowie öffentlich zugängliche Ladepunkte für Elektrofahrzeuge je Gemeinde in Baden-Württemberg (Stand 16. Juli 2024) (rechts).
- 98 Abbildung 36: Bestand an Ladepunkten zum jeweiligen Jahresende aufgeteilt in Normalladepunkte und Schnellladepunkte seit 2016.
- 101 Abbildung 37: Entwicklung der elektrischen KWK-Leistung in Baden-Württemberg nach Energieträgern.
- 102 Abbildung 38: Entwicklung der KWK-Nettostromerzeugung nach Erzeugungsbereichen und des KWK-Anteils in Baden-Württemberg.
- 102 Abbildung 39: Entwicklung der KWK-Wärmeerzeugung nach Erzeugungsbereichen in Baden-Württemberg.
- 107 Abbildung 40: Monatliche Einfuhrpreise fossiler Energieträger von Januar 2005 bis Mai 2024.
- 108 Abbildung 41: Durchschnittliche Strompreise (nominal) und deren Bestandteile für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 3.500 Kilowattstunden.
- 109 Abbildung 42: Durchschnittliche Strompreise (nominal) für Nichthaushaltskunden von 2010 bis 2024.
- 110 Abbildung 43: Zusammensetzung der Gaspreise für Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden zum Stichtag 1. April 2023.
- 112 Abbildung 44: Wasserstoff-Preisindex Hydex.
- 113 Abbildung 45: Aggregierte Letztverbraucherausgaben für Strom in Baden-Württemberg.
- 114 Abbildung 46: Entwicklung der Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen in Baden-Württemberg.
- 116 Abbildung 47: Entwicklung der aggregierten Letztverbraucherausgaben für Kraftstoffe in Baden-Württemberg.
- 117 Abbildung 48: Anteil der Letztverbraucherausgaben für Strom, Wärme und Kraftstoffe am nominalen Bruttoinlandsprodukt in Baden-Württemberg.

Tabellenverzeichnis

- 30 Tabelle 1: Bezuschlagte Kraftwerke in Baden-Württemberg im Zuge der Ausschreibungen zur Kohlestilllegung [6].
- 34 Tabelle 2: Übersicht der Maßnahmen zur Reserveleistungsvorhaltung.
- 35 Tabelle 3: Bundesweite Entwicklung der Redispatchmengen und -kosten.
- 47 Tabelle 4: Übersicht über die EEG-Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land.
- 50 Tabelle 5: Übersicht über die EEG-Ausschreibungen des ersten Segments (Photovoltaik-Freiflächenanlagen).
- 51 Tabelle 6: Übersicht über PV-Anlagen im Rahmen der Innovationsausschreibungen.
- 52 Tabelle 7: Übersicht über die EEG-Ausschreibungen für Anlagen des zweiten Segments (Photovoltaik-Dachanlagen).
- 70 Tabelle 8: Umsetzungsstand der Netzausbauvorhaben des Bundesbedarfsplangesetzes im Verantwortungsbereich der TransnetBW GmbH und durch andere Übertragungsnetzbetreiber durchzuführende Maßnahmen in Baden-Württemberg (Stand 10/2023).
- 101 Tabelle 9: Entwicklung der KWK-Nettostromerzeugung nach Erzeugungsbereichen und des KWK-Anteils in Baden-Württemberg.
- 103 Tabelle 10: Übersicht über die Ausschreibungen für KWK-Anlagen und innovative KWK-Systeme.



Bildnachweis

Titelseite: © architekturimbild / stock.adobe.com
Seite 2: © fineart-collection / stock.adobe.com
Seite 4: © evening_tao / freepik.com
Seite 8: © Jan / stock.adobe.com
Seite 10: © danimihut / stock.adobe.com
Seite 24: © Jens Ottoson / stock.adobe.com
Seite 26: © familie-eisenlohr.de / stock.adobe.com
Seite 41: © progressman / freepik.com
Seite 46: © Jan / stock.adobe.com
Seite 49: © Bohdan Melnyk / stock.adobe.com
Seite 51: © kosi / stock.adobe.com
Seite 57: © Martino Di Miceli / stock.adobe.com
Seite 58: © electriceye / stock.adobe.com
Seite 68: © Артур Ничипоренко / stock.adobe.com
Seite 72: © Jan / stock.adobe.com
Seite 76: © Mediaparts / stock.adobe.com
Seite 82: © Vanitjan / stock.adobe.com
Seite 84: © reimax16 / stock.adobe.com
Seite 90: © wirestock / freepik.com
Seite 94: © Summit Art Creations / stock.adobe.com
Seite 98: © mpix-foto / stock.adobe.com
Seite 105: © екатерина лагунова / stock.adobe.com
Seite 106: © mmuenzl / stock.adobe.com
Seite 117: © Stockwerk-Fotodesign / stock.adobe.com

Impressum

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

Tobias Kelm, Laura Liebhart, Marcel Klingler, Henning Jachmann, Patrick Wolf

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

Laura Liebhart & Tobias Kelm,

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: 22. November 2024