

14. Monitoring der Energiewende

vbw

Studie
Stand: Februar 2026

Eine vbw Studie, erstellt von Prognos

Die bayerische Wirtschaft



Hinweis

Zitate aus dieser Publikation sind unter Angabe der Quelle zulässig.

Vorwort

Energiewende erfordert verlässliche Rahmenbedingungen

Mit dem vorliegenden 14. Monitoring legen wir erneut eine Zwischenbilanz zum Stand der Energiewende in Deutschland und Bayern vor. Der Bericht betrachtet im Wesentlichen die Entwicklungen des Jahres 2024 und – soweit belastbare Daten vorliegen – des Jahres 2025. Ziel des Monitorings ist es, Bund und Freistaat an ihren jeweiligen Zielsetzungen zu messen und Fortschritte wie Defizite transparent darzustellen.

Die Ergebnisse zeichnen insgesamt weiterhin ein kritisches Bild. Die Versorgungssicherheit blieb zwar gewährleistet, wird jedoch zunehmend durch kostenintensive Systemsicherheitsmaßnahmen abgesichert. Der schleppende Netzausbau, hohe Redispatch-Mengen und steigende Kosten für Reservekapazitäten verdeutlichen, dass die Stabilität des Energiesystems noch nicht nachhaltig gesichert ist.

Bei der Bezahlbarkeit sind erste Verbesserungen erkennbar, insbesondere bei den Strompreisen für private Haushalte. Insgesamt liegen die Energiepreise für Industrie und Haushalte jedoch weiterhin deutlich über dem Vorkrisenniveau. Für die Industrie zählt Deutschland im europäischen Vergleich nach wie vor zu den Ländern mit hohen Strompreisen. Dies belastet die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie erheblich, insbesondere in energieintensiven Branchen. Zu berücksichtigen ist dabei, dass jüngst eingeleitete bzw. beschlossene Maßnahmen zur Senkung der Energiepreise im vorliegenden Monitoring noch keine Berücksichtigung finden und sich ihre Wirkung erst in den kommenden Jahren zeigen wird.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien verfehlt weiterhin den erforderlichen Zielpfad. Zwar wurden die Zubauziele bei der Photovoltaik erreicht, der Windenergieausbau bleibt jedoch – insbesondere in Bayern – deutlich hinter dem erforderlichen Volumen zurück. Der Rückgang des Primärenergieverbrauchs und der Treibhausgasemissionen ist bislang zu einem erheblichen Teil auf konjunkturelle Effekte und Produktionsrückgänge in der energieintensiven Industrie zurückzuführen und nicht auf strukturelle Verbesserungen.

Der Handlungsbedarf bleibt damit unverändert hoch. Der Kurs ist grundsätzlich richtig, aber das Tempo muss angezogen werden und es gilt, mehr Wirtschaftlichkeit in das System zu bringen. Die Energiewende wird nur gelingen, wenn der Ausbau von Erneuerbaren, Netzen, Speichern und gesicherter Leistung beschleunigt und die energiepolitischen Rahmenbedingungen verlässlich und wettbewerbsfähig ausgestaltet werden.

Bertram Brossardt
02. März 2026

Inhalt

1	Zusammenfassende Bewertung	1
2	Ergebnisse des 14. Monitorings	4
2.1	Versorgungssicherheit	4
2.1.1	Kraftwerke	5
2.1.2	Speicher	11
2.1.3	Netze	12
2.2	Bezahlbarkeit	26
2.2.1	Börsenstrompreise	26
2.2.2	Industriestrompreise	28
2.2.3	Netzentgelte innerhalb der EU	32
2.2.4	Strompreise für private Haushalte	32
2.2.5	EEG-Konto	33
2.2.6	Erdgaspreise für die Industrie	34
2.2.7	Erdgaspreise für private Haushalte	36
2.3	Erneuerbare Energien und Effizienz	37
2.3.1	Installierte Leistung erneuerbarer Energien	37
2.3.2	Erzeugung erneuerbarer Energien	46
2.3.3	Entwicklung des Stromverbrauchs	48
2.3.4	Stromintensität der Industrie und Pro-Kopf-Verbrauch der privaten Haushalte	49
2.3.5	Gasverbrauch	51
2.3.6	Energieproduktivität	52
2.3.7	Primärenergieverbrauch	54
2.4	Umweltverträglichkeit	56
2.4.1	Gesamte THG-Emissionen	56
2.4.2	Energiewirtschaft	60
2.4.3	Gewerbliche Wirtschaft und Landwirtschaft	61
2.4.4	Private Haushalte	66
2.4.5	Verkehr	72
2.4.6	Kurzübersicht der Unterindikatoren	82
3	Entwicklung der Indikatoren im Zeitverlauf	83
	Literaturverzeichnis	85
	Abbildungsverzeichnis	91
	Tabellenverzeichnis	94
	Anhang	95
	Ansprechpartner/Impressum	112

1 Zusammenfassende Bewertung

Versorgungssicherheit noch gewährleistet, Bezahlbarkeit verbessert aber weiter unzureichend, Erneuerbare nicht auf Zielpfad

Das Monitoring der Energiewende wurde erstmals 2012 von Prognos im Auftrag der vbw – Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft e. V. durchgeführt. Die aktuelle vierzehnte Fassung zeigt die Entwicklungen des Jahres 2024 und – sofern Daten vorliegen – des Jahres 2025. Grundprinzip des Monitorings ist es, Bund und Freistaat an ihren jeweiligen Zielen im Betrachtungszeitraum zu messen.

Im Vergleich zum letztjährigen Monitoring zeigen sich nur geringfügige Veränderungen im Bereich der Haushaltsstrompreise:

Abbildung 1

Zusammenfassung der Ergebnisse des 14. Monitorings

	Deutschland	Bayern
Versorgungssicherheit	2,3 (2,3) ●	2,3 (2,3) ●
Stromausfallzeit	1 (1) ●	1 (1) ●
Ausbau der Stromnetze	3 (3) ●	3 (3) ●
Eingriffe der Netzbetreiber	3 (3) ●	3 (3) ●
Bezahlbarkeit	↑ 2,5 (3) ●	↑ 2,5 (3) ●
Industriestrompreise	3 (3) ●	3 (3) ●
Haushaltsstrompreise	↑ 2 (3) ●	↑ 2 (3) ●
Erneuerbare und Energieeffizienz	2,3 (2,3) ●	1,8 (1,8) ●
Ausbau Wind & PV	2 (2) ●	2 (2) ●
Energieproduktivität	3 (3) ●	1 (1) ●
Entwicklung des Primärenergieverbrauchs	1 (1) ●	1 (1) ●
Erzeugung erneuerbarer Energien	3 (3) ●	3 (3) ●
Umweltverträglichkeit	1 (1) ●	3 (3) ●
THG-Emissionen	1 (1) ●	3 (3) ●

*Bewertungsschema: 1=grün 2=gelb 3=rot, Vorjahreswerte in Klammern,
↑ bzw. ↓ : Verbesserung bzw. Verschlechterung der Bewertung im Vergleich zum
13. Monitoring aus dem Jahr 2025*

Quelle: Prognos AG (eigene Darstellung).

Die *Versorgungssicherheit* Deutschlands und Bayerns blieb mäßig zufriedenstellend. Der Netzausbau kam nur schleppend voran. Die Versorgungssicherheit blieb 2024 zwar gewährleistet. Dies wurde aber maßgeblich durch umfangreiche Systemsicherheitsmaßnahmen von erneuerbaren und konventionellen Kraftwerken erreicht. Von diesen Maßnahmen war im Jahr 2024 weiterhin ein vergleichsweise hohes Niveau an Strommengen betroffen. Die Kosten für Systemsicherheitsmaßnahmen lagen 2024 mit rund drei Mrd. Euro auf dem dritthöchsten jemals gemessenen Wert, aber niedriger als in den beiden Vorjahren. Für die Winter 2024/25 und 2025/26 waren und sind weiter die Vorhaltung von nationalen Reservekapazitäten notwendig, um das Stromnetz stabil zu halten. Erneut ist die Vorhaltung ausländischer Reservekapazitäten notwendig. Insgesamt blieb Deutschland bei den statistisch ausgewiesenen Werten unter den Ländern mit der besten Qualität der Stromversorgung.

Die *Strompreise* für Industrie und private Haushalte waren 2024 und 2025 erneut höher als vor der Energiekrise. Da sich die Strompreise bei den privaten Haushalten 2025 gegenüber dem Niveau des Verbraucherpreisindex verbesserten, liegt nun eine kritische Bewertung vor (zuvor negativ). In der Industrie liegen die Strompreise in Deutschland im europäischen Vergleich auf den hinteren Rängen, was zu einer weiterhin negativen Bewertung führt. Auch die Gaspreise lagen 2024/2025 sowohl für Haushalts- als auch für Gewerbekunden deutlich über dem Niveau von vor 2021.

Bei den Indikatoren der *Erneuerbaren und Energieeffizienz* zeigt sich ein gemischtes Bild. Die Energieproduktivität in Deutschland und die erneuerbare Stromproduktion verbesserten sich zwar im Jahr 2024, lagen jedoch noch immer deutlich vom Zielpfad entfernt, und erhielten damit weiterhin eine negative Bewertung. Die Energieproduktivität in Bayern erhielt aufgrund der unterschiedlichen Zieldefinition weiter eine positive Bewertung. Der Stromverbrauch ging sowohl in Bayern als auch in Deutschland zurück. Die Primärenergieproduktivität in Bayern stieg an und lag ebenfalls weiter auf dem Weg der Zielerreichung.

Die *THG-Emissionen* in Deutschland gingen im Jahr 2024 weiter zurück und lagen klar unter dem Zielpfad. Für das Jahr 2025 liegt eine Schätzung von Agora Energiewende vor, die die Bewertung bestätigt. Die Emissionen des Verkehrssektors verblieben in etwa auf dem Niveau des Vorjahres, während in der Energiewirtschaft deutlich weniger Emissionen als 2023 ausgestoßen wurden. Die Haushalte, der Gewerbe-Handel-Dienstleistungssektor (GHD-Sektor) und die Industrie hatten Emissionsminderungen zu verzeichnen. In Bayern konnten im Jahr 2023 zwar Emissionsminderungen gegenüber dem Vorjahr erzielt werden, dennoch lagen die THG-Emissionen deutlich über dem Zielpfad, was zu einer negativen Bewertung führt. Zusätzlich sind niedrigere Emissionen in ganz Deutschland zu einem erheblichen Teil auf den Produktionsrückgang in der Industrie zurückzuführen, nicht auf eine erfolgreiche Transformation.

Mit 23 ergänzenden Einzelindikatoren zum Klimaschutz wurden Entwicklungen in den verschiedenen Sektoren untersucht, beispielsweise die Sanierungsrate im Gebäudereich oder der Ausbau der Ladeinfrastruktur für Elektromobilität. Bei vielen dieser Indikatoren sind nur geringe Fortschritte zu verzeichnen.

[Zusammenfassende Bewertung](#)

Zusammenfassend lässt sich demnach sagen, dass Bund und Freistaat weiterhin deutlich hinter ihren jeweiligen Zielen zurückbleiben und bei der Umsetzung der Energiewende an Tempo gewonnen werden muss.

2 Ergebnisse des 14. Monitorings

Entwicklung entscheidender Indikatoren weiterhin besorgniserregend

2.1 Versorgungssicherheit

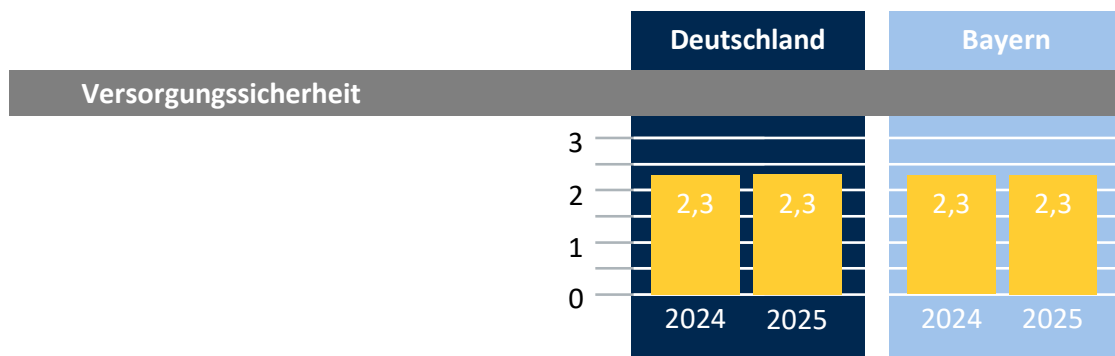
Bei den Indikatoren zur Versorgungssicherheit gibt es im Vergleich zum letzten Monitoring keine wesentlichen Änderungen. Die Gesamtbewertung ist weiterhin kritisch.

Abbildung 2

Bewertung der Versorgungssicherheit

	Deutschland	Bayern
Versorgungssicherheit	2,3 (2,3) ●	2,3 (2,3) ●
Stromausfallzeit	1 (1) ●	1 (1) ●
Ausbau der Stromnetze	3 (3) ●	3 (3) ●
Eingriffe der Netzbetreiber	3 (3) ●	3 (3) ●

Legende: Bewertungsschema: 1=grün, 2=gelb, 3=rot
Vorjahreswert in Klammern
↑ Verbesserung gegenüber Vorjahr
↓ Verschlechterung gegenüber Vorjahr



Quelle: Prognos AG (eigene Darstellung).

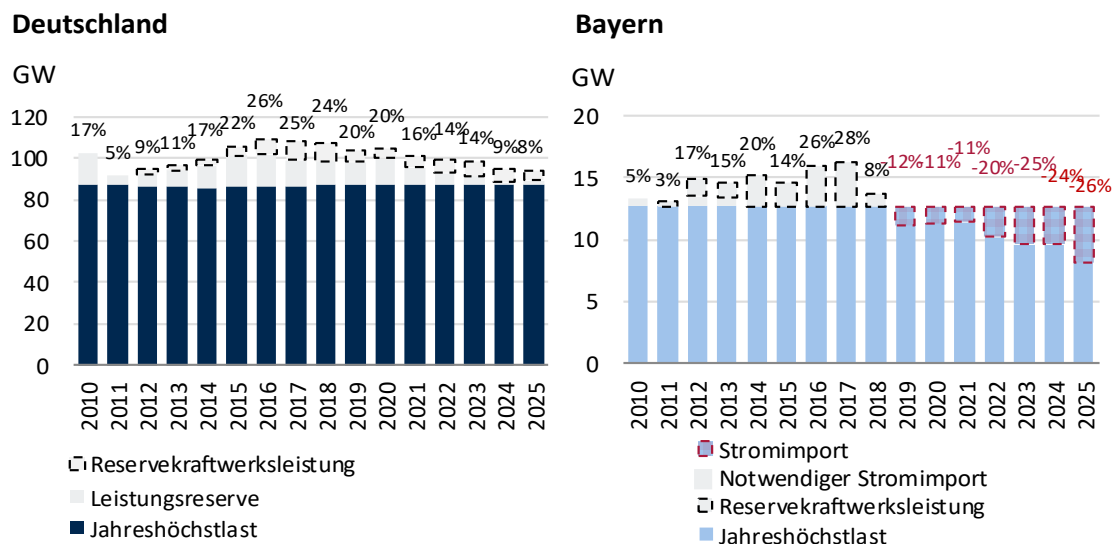
2.1.1 Kraftwerke

2.1.1.1 Gesicherte Erzeugungsleistung

Wichtig für eine sichere Stromversorgung ist unter anderem, dass zum Zeitpunkt des höchsten Stromverbrauchs genügend Erzeugungsleistung bereitsteht, um die Nachfrage zu decken. Die Stromnachfrage kann dabei sowohl durch bayerische beziehungsweise deutsche Kraftwerke als auch durch den Stromimport aus anderen Regionen sowie dem Ausland gedeckt werden.

Abbildung 3

Gesicherte Leistung und Höchstlast in Deutschland und Bayern



Deutschland ab 2012 inkl. Reservekraftwerke

Bis 2020 wurden die Daten zur installierten Leistung in Deutschland der jährlichen „Gesamtausgabe der Energiedaten – Datensammlung“ des BMWi entnommen. Seit dem Jahr 2021 wird die installierte Leistung aus der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (BNetzA) ausgewertet. Der Datenstand der Kraftwerksliste ist aus dem November des jeweiligen Jahres. Kraftwerke, die innerhalb des Jahres vor diesem Zeitpunkt stillgelegt wurden, sind nicht enthalten.

Quelle: Eigene Berechnung der Prognos AG auf Basis von BNetzA-Kraftwerksliste; Bayerisches Energiekonzept; BMW-Energiedaten; IE Leipzig und BDEW-Kraftwerksliste; AG Energiebilanzen; BNetzA.

Mit der zunehmenden Integration der europäischen Strommärkte wird der Stromaustausch mit anderen Regionen immer wichtiger. Um die Bedeutung des Stromaustausches mit anderen Regionen einzuschätzen, wird die bayerische und deutsche Leistungsbilanz als Aspekt der Versorgungssicherheit untersucht. Eine solche Leistungsbilanzierung bildet die Möglichkeiten der Stromversorgung auf der Leistungsseite auf regionaler Ebene ab und zeigt die Bedeutung des Stromaustausches mit anderen Regionen. Für eine sichere Stromversorgung sind neben der dargestellten Leistungsbilanzierung auch die Verteilung von Strombedarf und Stromerzeugung in der Fläche, die verfügbaren Stromnetze sowie die Integration in das übergeordnete Stromnetz von Bedeutung.

Bei der Feststellung der gesicherten Leistung wird unter anderem diejenige Leistung berücksichtigt, die sich die BNetzA vertraglich mit Reservekraftwerken sichert. Dies sind in der Regel ältere, mit fossilen Brennstoffen betriebene Kraftwerke, die von den jeweiligen Betreibern zur Stilllegung angemeldet wurden. Sind die Kraftwerke systemrelevant, kann die BNetzA gemäß Energiewirtschaftsgesetz die Außerbetriebnahme verweigern, sodass diese Kraftwerke weiterhin als Leistungsreserve zur Verfügung stehen.

Die Analyse der gesicherten Leistung für Bayern und Deutschland führt zu sehr unterschiedlichen Ergebnissen:

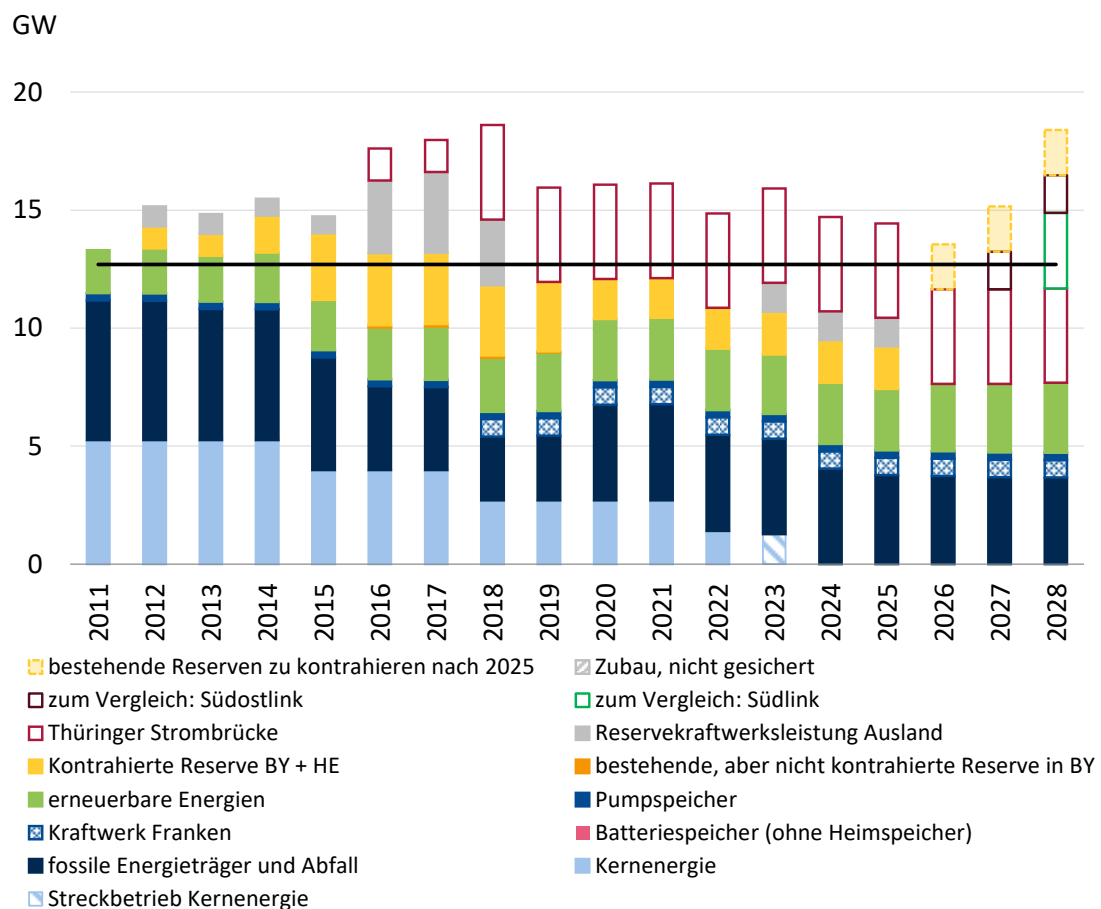
- In Deutschland stand auch nach der sukzessiven Abschaltung der Kernkraftwerke in den Jahren 2011 bis 2025 ausreichend gesicherte Leistung zur Verfügung, um den Strombedarf jederzeit decken zu können. Eine zunehmende Anzahl nationaler Kraftwerke, die das Ende ihrer Nutzungsdauer erreicht haben oder nicht mehr rentabel am Strommarkt betrieben werden können, werden als Reserve zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit eingestuft. Der Bedarf an Reservekraftwerksleistung für den Winter 2025/26 lag mit 6,2 GW auf dem gleichen Niveau wie im Vorjahreswinter.
- Um auch nach Ende der technischen Verfügbarkeit der Reservekraftwerke noch genügend Leistung im System zu haben, plant die Bundesregierung im Rahmen ihrer Kraftwerksstrategie den Zubau von insgesamt 12 GW an neuen steuerbaren Kraftwerkskapazitäten auszuschreiben. Die Ausschreibungen sollen im Sommer 2026 starten. Von diesen 12 GW sollen Kraftwerke mit insgesamt 10 GW Leistung Strom über einen längeren Zeitraum bereitstellen können. Mit hoher Wahrscheinlichkeit wird es sich bei diesen Kapazitäten daher um Gaskraftwerke handeln. Weitere 2 GW werden technologieoffen ausgeschrieben, weshalb auch andere Technologien (z.B. Großbatterien) zu Zuge kommen können. Die Inbetriebnahme der Kraftwerke soll bis spätestens 2031 erfolgen. Weitere Ausschreibungen sollen im Jahr 2027 erfolgen. Sämtliche thermischen Kraftwerke, die im Zuge der Kraftwerkstrategie errichtet werden, sollen später auf die Nutzung von Wasserstoff umgestellt werden können.
- In Bayern standen trotz der schrittweisen Abschaltung von drei Kernkraftwerksblöcken von 2014 bis 2018 weiterhin Reservekraftwerke zur Lastdeckung, die über die bisherige und prognostizierte Jahreshöchstlast hinaus geht, zur Verfügung. Seit 2019 wird ein wachsender Teil der Leistungsnachfrage durch Importe gedeckt (Abbildung 3).

Die gesicherte Kraftwerksleistung besteht zum überwiegenden Teil aus konventionellen Kraftwerken, deren Einsatz planbar ist (Abbildung 4). Mit vorwiegend Wasserkraft- und Biomasseanlagen tragen Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bisher nur wenig zur gesicherten Leistung bei. Windkraft- und Solaranlagen waren aufgrund ihrer Witterungsabhängigkeit dazu nicht bzw. nur in sehr geringem Umfang geeignet. Für die Entwicklung der Leistung erneuerbarer Energien siehe Abschnitt 2.3.1.

Seit Oktober 2020 wird eine Kapazitätsreserve von bestehenden Anlagen in einer Größenordnung von bis zu 2 GW gebildet. Für den ersten Erbringungszeitraum vom 1. Oktober 2020 bis zum 30. September 2022 wurden hierfür 1.056 MW durch die Übertragungsnetzbetreiber beschafft. Für den zweiten Erbringungszeitraum vom 1. Oktober 2022 bis 30. September 2024 erhöhte sich die kontrahierte Leistung leicht auf 1.086 MW. Im aktuell laufenden dritten Erbringungszeitraum bis zum 30. September 2026 erhöhte sich die Kapazitätsreserve erneut auf 1.205 MW.

Abbildung 4

Gesicherte Leistung und Höchstlast in Bayern 2018 bis 2028



Quelle: Eigene Berechnung der Prognos AG auf Basis BNetzA-Kraftwerksliste; Bayerisches Energiekonzept; IE Leipzig und BDEW-Kraftwerksliste.

Der BNetzA zufolge war die Errichtung von Netzstabilitätsanlagen (1,2 GW) erforderlich, um den besonderen Herausforderungen in der Zeit zwischen der Abschaltung der letzten Kernkraftwerke und der Fertigstellung der großen Gleichstromtrassen zu begegnen. Bei den Netzstabilitätsanlagen handelt es sich um Gaskraftwerke in Süddeutschland, die im Bedarfsfall verfügbar sein müssen – diese sind, im Gegensatz zur Kapazitätsreserve, Neuanlagen.

Die Netzstabilitätsanlagen dürfen nicht am „normalen“ Strommarkt teilnehmen. Ihre Kosten werden von den Übertragungsnetzbetreibern getragen, die sie auf die Stromkunden über die Netzentgelte umlegen. In Bayern wurde am 10. August 2023 das Kraftwerk Irsching 6 als Netzstabilitätsanlage in Betrieb genommen, ursprünglich war dies für Herbst 2022 geplant. Die zweite bayerische Netzstabilitätsanlage wurde vom Netzbetreiber Amprion beauftragt. Das 300-MW-Gaskraftwerk wird von der LEAG betrieben und ist seit dem 31. Juli 2023 betriebsbereit.

Angesichts der beschriebenen Maßnahmen ist davon auszugehen, dass in Bayern die Stromversorgung aktuell gesichert ist. Die Spitzenlast wird zunehmend von Reservekraftwerken und Stromimporten gedeckt. Seit April 2023 ist das letzte in Bayern verbliebene Kernkraftwerk nicht mehr am Netz. Das Kraftwerk wurde abgeschaltet, nachdem in den ersten Monaten des Jahres 2023 ein Streckbetrieb der letzten drei deutschen Kernkraftwerke erfolgte. Ursprünglich sollten die Kraftwerke bereits zum 31.12.2022 abgeschaltet werden. Zukünftig wird der Ausbau des Stromnetzes für weitere Entlastung sorgen. Dieser verzögert sich jedoch gegenüber der ursprünglichen Planung (vgl. Abschnitt 2.1.3).

Die Jahreshöchstlast für Bayern wird statistisch nicht erfasst. Das IE Leipzig schätzte für 2010 eine Jahreshöchstlast in Bayern von 12,7 GW. Es wurde unterstellt, dass das Verhältnis von Stromverbrauch und Höchstlast in Bayern und Deutschland gleich ist. Im Rahmen dieses Monitorings wird für die Zukunft davon ausgegangen, dass die Höchstlast in Bayern bis 2028 konstant bleibt. Dieser Annahme liegt das Ziel aus dem Energieprogramm der Bayerischen Staatsregierung zugrunde, den Anstieg des Stromverbrauchs bis 2025 auf ein Minimum zu begrenzen.

Das Kraftwerk Franken ist ein Gas- und Heizölkraftwerk mit zwei Blöcken und einer Gesamtnennleistung von 823 MW. Das Kraftwerk ist zurzeit noch in Betrieb – es hat seine Betriebsdauer von 40 Jahren bereits überschritten, wurde aber von der Bundesnetzagentur als systemrelevant eingestuft. Im vorliegenden Monitoring wird davon ausgegangen, dass es nach seiner Stilllegung in die Reserve überführt wird. Da dies jedoch nicht gesichert ist, wird das Kraftwerk gesondert ausgewiesen.

Tabelle A.2.4 im Anhang gibt einen Überblick über größere Kraftwerksneubauprojekte in Bayern sowie ihren jeweiligen aktuellen Planungs- beziehungsweise Genehmigungsstand. Das bereits genehmigte Projekt eines Gaskraftwerkes in Haiming wurde nach dem Rückzug der OMV aus dem Projekt gestoppt und das hierfür vorgesehene Grundstück bereits weiterverkauft. Drei weitere Gaskraftwerksprojekte befinden sich in oder vor der Planung. Die Planungen für ein Gaskraftwerk mit einer Leistung von 1 GW in Schweinfurt wurden abgebrochen.

In München sollte gemäß Volksentscheid vom 5. November 2017 das Kohlekraftwerk im Norden der Stadt bis 2022 abgeschaltet werden. Im Jahr 2024 wurde das Kraftwerk auf Erdgas umgestellt.

Die Planungen für die Pumpspeicherkraftwerke Poschberg, Einöden und Jochberg wurden gestoppt. Für den Energiespeicher Riedl liegt seit September 2025 der Planfeststellungsbeschluss vor. Die Inbetriebnahme des Pumpspeicherkraftwerks ist für 2031/2032 geplant.

Die Errichtung sämtlicher in der Liste aufgeführter Projekte ist, mit Ausnahme der Netzstabilitätsanlagen in Irsching und Leipheim, aufgrund des derzeitigen Planungsstandes äußerst unsicher (Tabelle A.2.4 im Anhang).

In Tabelle A.2.5 im Anhang sind die kontrahierten Kraftwerkskapazitäten in Bayern und näherer Umgebung dargestellt. In Bayern haben insbesondere die Kraftwerke Irsching 3 sowie Ingolstadt 3 und 4 großen Anteil an der Reservekraftwerksleistung. Diese Kraftwerke wurden zur Stilllegung angezeigt und müssen für jeden Winter erneut als Reserve kontrahiert werden. In Abbildung 4 wird davon ausgegangen, dass die Kraftwerke auch in Zukunft kontrahiert werden können. Die Kraftwerke Irsching 4 und 5, bei denen es sich um moderne Gaskraftwerke handelt, sind seit Oktober 2020 nicht mehr Teil der Reserve und nehmen am regulären Strommarkt teil.

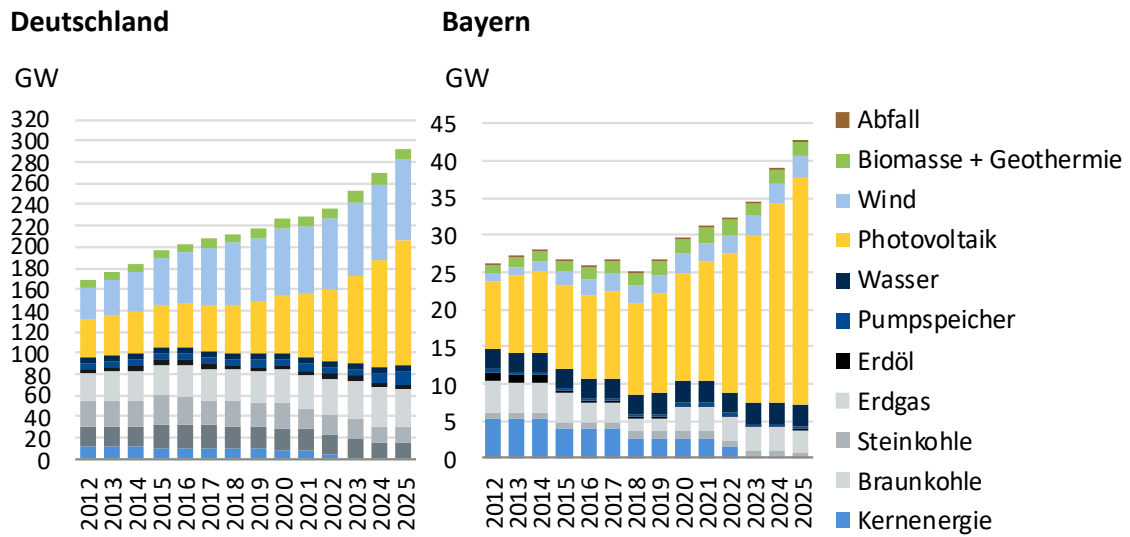
2.1.1.2 Gesamte Erzeugungsleistung

Durch den schnellen Ausbau der erneuerbaren Energien stieg die gesamte installierte Nettoleistung in Deutschland zwischen 2008 und 2025 von 140 GW auf 293 GW (Abbildung 5). Die konventionelle installierte Nettoleistung (inklusive Pumpspeicherkraftwerke) lag 2025 auf dem Niveau des Vorjahres (rund 82 GW).

In Bayern erhöhte sich die insgesamt installierte Leistung zwischen 2008 und 2025 von knapp 18 GW auf rund 42 GW. Die konventionelle Erzeugungsleistung verringerte sich im selben Zeitraum von knapp 12 GW auf unter 5 GW. Die Abschaltung des Kernkraftwerkes Isar 1 im Jahr 2011 wurde durch die Inbetriebnahme von zwei neuen Gasblöcken in Irsching ausgeglichen. Mit der Außerbetriebnahme von Grafenrheinfeld im Juni 2015 wurde die konventionelle Kraftwerksleistung auf weniger als 11 GW reduziert. Darüber hinaus gingen die Erdölkraftwerke Ingolstadt 3 und 4 (je 386 MW) im März 2015 in die Reserve. 2016 wurden auch die Erdgaskraftwerke Irsching 4 und 5 (846 MW beziehungsweise 550 MW) in die Reserve aufgenommen. Zum 31. Dezember 2017 ging infolge des Atomausstieges der Block B des Kernkraftwerkes Gundremmingen mit einer Nettokapazität von 1.284 MW vom Netz. Im Jahr 2020 kehrten Irsching 4 und 5 wieder an den Strommarkt zurück, hierdurch erhöhte sich die konventionelle Kraftwerksleistung von rund 6 GW auf 7,5 GW. Im Jahr 2023 wurde das letzte Kernkraftwerk Isar 2 mit einer Nettoleistung von 1.410 MW vom Netz genommen.

Abbildung 5

Gesamte installierte Leistung zur Stromerzeugung, Deutschland und Bayern

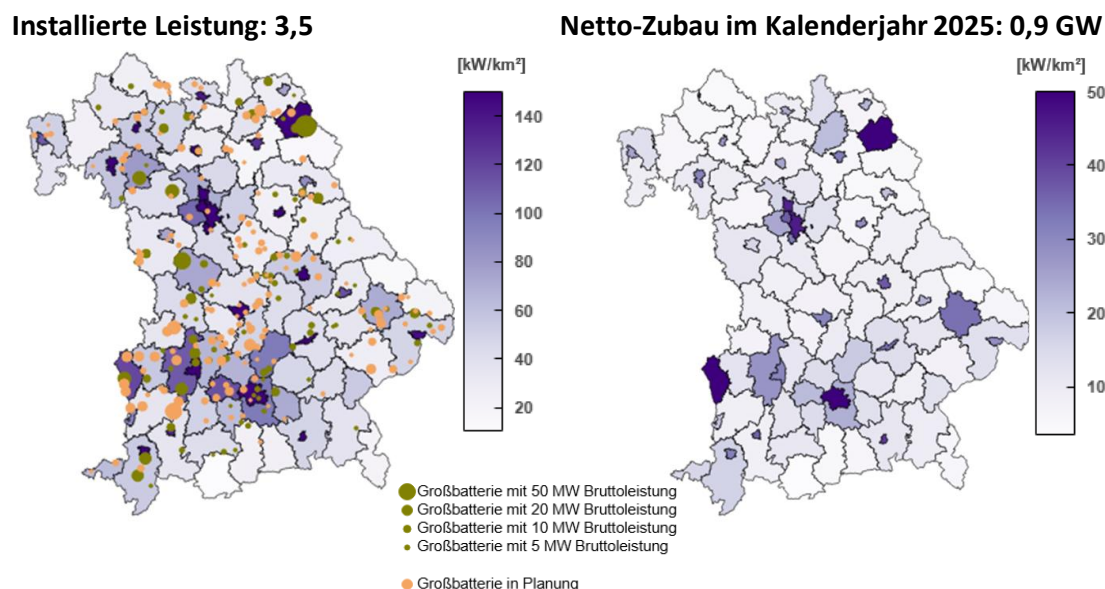


Quelle: BNetzA-Kraftwerksliste.

2.1.2 Speicher

Abbildung 6

Batteriespeicher



Quelle: Marktstammdatenregister.

Der Energieplan Bayern 2040 – der Umsetzungsplan zum Bayerischen Klimaschutzgesetz – beinhaltet eine Bayerische Speicherstrategie. Mit der Strategie soll der Ausbau von Speichern technologieoffen vorangebracht werden. Durch intelligenten und effizienten Einsatz von Stromspeichern soll der Bedarf an Netzausbau gesenkt werden. Zugleich sollen Stromspeicher zur Netzstabilität beitragen, wozu bisher mehrheitlich konventionelle Kraftwerke genutzt wurden. Dies umfasst auch Pumpspeicherwerke sowie Speicher für Wasserstoff. Quantitative Ziele hinsichtlich des Ausbaus von Speichern sind in der Strategie nicht enthalten.

Hinsichtlich des aktuellen Zubaus bei Stromspeichern ist eine zunehmende Dynamik zu beobachten (Abbildung 6, rechte Grafik). Dies ist vor allen Dingen auf den starken Zubau von (stationären) Batterien zurückzuführen. Der Netto-Zubau an Speicherkapazität in 2025 betrug 0,9 GW, was gut einem Viertel der aktuell installierten Leistung entspricht. Die kreisfreien Städte und Bevölkerungszentren wie Nürnberg oder München haben einen deutlich überproportionalen Anteil sowohl am Zubau als auch an der installierten Leistung. Getrieben wird die Dynamik in diesen Regionen durch kleine Heim- und Gewerbespeicher.

Der Zubau von Großbatterien erfolgt ebenfalls dynamisch. So ging in Wunsiedel im Jahr 2025 mit 100 MW eine der leistungsstärksten Großbatterien Deutschlands ans Netz. Zahlreiche weitere Großbatterien sind in Planung.

2.1.3 Netze

2.1.3.1 Ausbau des Übertragungsnetzes

Stromübertragungsnetze verbinden Erzeugungs- und Verbrauchsorte unterschiedlicher Regionen und können an Verbrauchsschwerpunkten fehlende Kraftwerksleistung zum Teil ersetzen bzw. dorthin übertragen. Deshalb spielen die Stromnetze eine bedeutende Rolle für die Sicherung der Stromversorgung.

In dem zuletzt im Juni 2020 angepassten Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG, erste Fassung aus dem Jahr 2009) werden für 22 Leitungsbauvorhaben energiewirtschaftliche Notwendigkeit und vordringlicher Bedarf festgestellt. Das Gesetz regelt den beschleunigten Ausbau der Vorhaben mit einer Trassenlänge von rund 1.800 km im Höchstspannungsübertragungsnetz (380 kV).

- Im dritten Quartal 2025 waren von den im EnLAG geplanten 1.808 Leitungskilometern acht im Raumordnungsverfahren, 11 im Planfeststellungs- beziehungsweise Anzeigeverfahren, 196 genehmigt beziehungsweise in Bau und 1.593 km realisiert.
- Innerhalb eines Jahres (vom dritten Quartal 2024 bis zum dritten Quartal 2025) wurden 33 km fertiggestellt (zum Vergleich: 96 km im Vorjahr).

Neben dem EnLAG besteht seit dem Jahr 2013 ein weiteres Gesetz zur Regelung des Ausbaus von Stromübertragungsnetzen: das Bundesbedarfsplangesetz (BBPIG). Das zuletzt im Juli 2024 geänderte BBPIG enthält die von der BNetzA bestätigten Vorhaben der Netzentwicklungspläne und legt deren energiewirtschaftliche Notwendigkeit fest. Die 106 Vorhaben des BBPIG umfassten zum dritten Quartal 2025 eine Länge von rund 14.975 Leitungskilometern.

- Zum dritten Quartal 2025 wurden von den im BBPIG geplanten rund 15.000 Leitungskilometern 4.941 km genehmigt und 2.197 km realisiert. Damit machten die fertiggestellten Leitungen rund 14 Prozent der vorgesehenen Leitungskilometer aus (4 Prozentpunkte mehr als im Vorjahr).
- Zum Stichtag am 30. September Jahr 2025 wurden 672 km fertiggestellt (zum Vergleich: 213 km zum Stichtag in 2024).
- Die im BBPIG aufgeführten Vorhaben sollen bis spätestens 2038 in Betrieb gehen, wobei bei einer Reihe von Vorhaben noch kein Datum zur Inbetriebnahme definiert ist.

Für die bayerische Stromversorgung sind die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Leitungen (HGÜ-Leitungen) SuedLink und SuedOstLink (Abbildung 7) von besonderer Bedeutung. Beide Vorhaben sollen vorrangig als Erdkabel ausgeführt werden, wodurch es zu Verzögerungen sowie Mehrkosten gegenüber der ursprünglichen Planung kam. Mittlerweile befinden sich die ursprünglichen Teile der beiden Vorhaben vollständig in Bau und haben das Genehmigungsverfahren abgeschlossen.

Die Planung der Inbetriebnahme von SuedLink sieht das Jahr 2028 vor. Bei SuedLink waren zum dritten Quartal 2025 1.166 km der 1.232 km im Bau oder genehmigt. Die restlichen 66 km sind bereits fertiggestellt.

Seit 2021 wird beim Vorhaben SuedOstLink ein weiterer Leitungsstrang geplant. Damit besteht SuedOstLink wie auch SuedLink nun ebenfalls aus zwei Vorhaben. Beim bisher geplanten ersten Teil von SuedOstLink waren, zum dritten Quartal 2025, 517 Leitungskilometer genehmigt oder im Bau, 26 km sind bereits fertiggestellt. Die Fertigstellung dieses Vorhabens ist weiter für das Jahr 2027 vorgesehen. Beim neu vorgesehenen Leitungsstrang sind 188 km im oder vor dem Planfeststellungsverfahren. 502 km sind genehmigt oder im Bau, weitere 23 km sind bereits fertiggestellt. Die Fertigstellung dieses Vorhabens ist für das Jahr 2030 vorgesehen.

Im Vergleich zu den Angaben des Netzentwicklungsplans sind Verzögerungen bis zur Fertigstellung von bis zu sechs Jahren bei diesen zentralen Vorhaben eingeplant. Die Verschiebung des geplanten Fertigstellungsdatums betrifft, mit einer Ausnahme, auch alle weiteren Vorhaben in Bayern (Tabelle A.2.6 im Anhang).

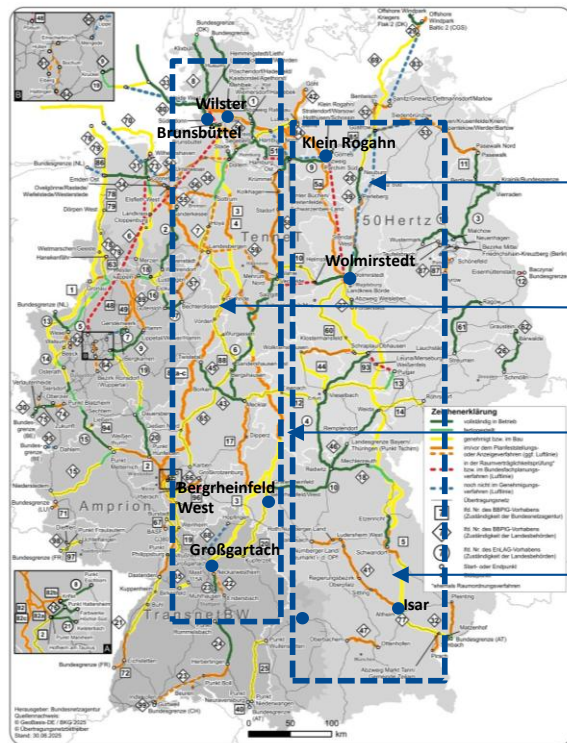
Im EnLAG und BBPIG sind zum Stichtag am 30. September 2025 zusammen 16.783 Leitungskilometer aufgenommen. 3.790 km hiervon sind bereits fertiggestellt. Bei den Genehmigungen war in den Jahren 2023 und 2024 ein deutlicher Anstieg zu verzeichnen. Wurden im Jahr 2023 noch 739 km genehmigt, waren es 2024 bereits 1.901 km. Im Jahr 2025 wurden bis September 1.390 km genehmigt (Abbildung 8, linke Seite).

Die Inbetriebnahmen erreichten im Jahr 2025 bisher mit rund 560 km ihren historischen Höchststand und dies, obwohl nur Daten bis September vorliegen. Es ist daher von einer deutlichen Zunahme der Errichtungen auszugehen.

Insgesamt weichen die Inbetriebnahmen aber weiter deutlich von den ursprünglichen Planungen ab. Zum dritten Quartal 2025 wurden kumuliert 3.878 km weniger fertiggestellt als in den ursprünglichen Fassungen der Gesetze vorgesehen. Obwohl deutlich mehr Netzkilometer zugebaut wurden als in den Vorjahren, kam es zu einem deutlichen Anstieg der Differenz zu den ursprünglichen Planungen. Der Grund hierfür liegt daran, dass für das Jahr 2025 ursprünglich die Fertigstellung von über 2.300 Netzkilometern geplant war, die sich mehrheitlich auf die Vorhaben SuedLink und SuedOstLink zurückführen lassen. Der Netzausbau wird daher erneut rot (negativ) bewertet.

Abbildung 7

Ausbau des Übertragungsnetzes – HGÜ-Trasse Wilster – Grafenrheinfeld (SuedLink) und HGÜ-Trasse Wolmirstedt – Isar (SuedOstLink)



Vorhaben

Klein Rogahn - Isar (SuedOstLink), 2 GW

- Inbetriebnahme nach BBPIG: 2030
- Status: Planfeststellung/ **im Bau**

Wilster - Berggrheinfeld-West (SuedLink), 2 GW

- Inbetriebnahme nach BBPIG: 2028
- Status: **im Bau**

Brunsbüttel - Großgartach (SuedLink), 2 GW

- Inbetriebnahme nach BBPIG: 2028
- Status: **im Bau**

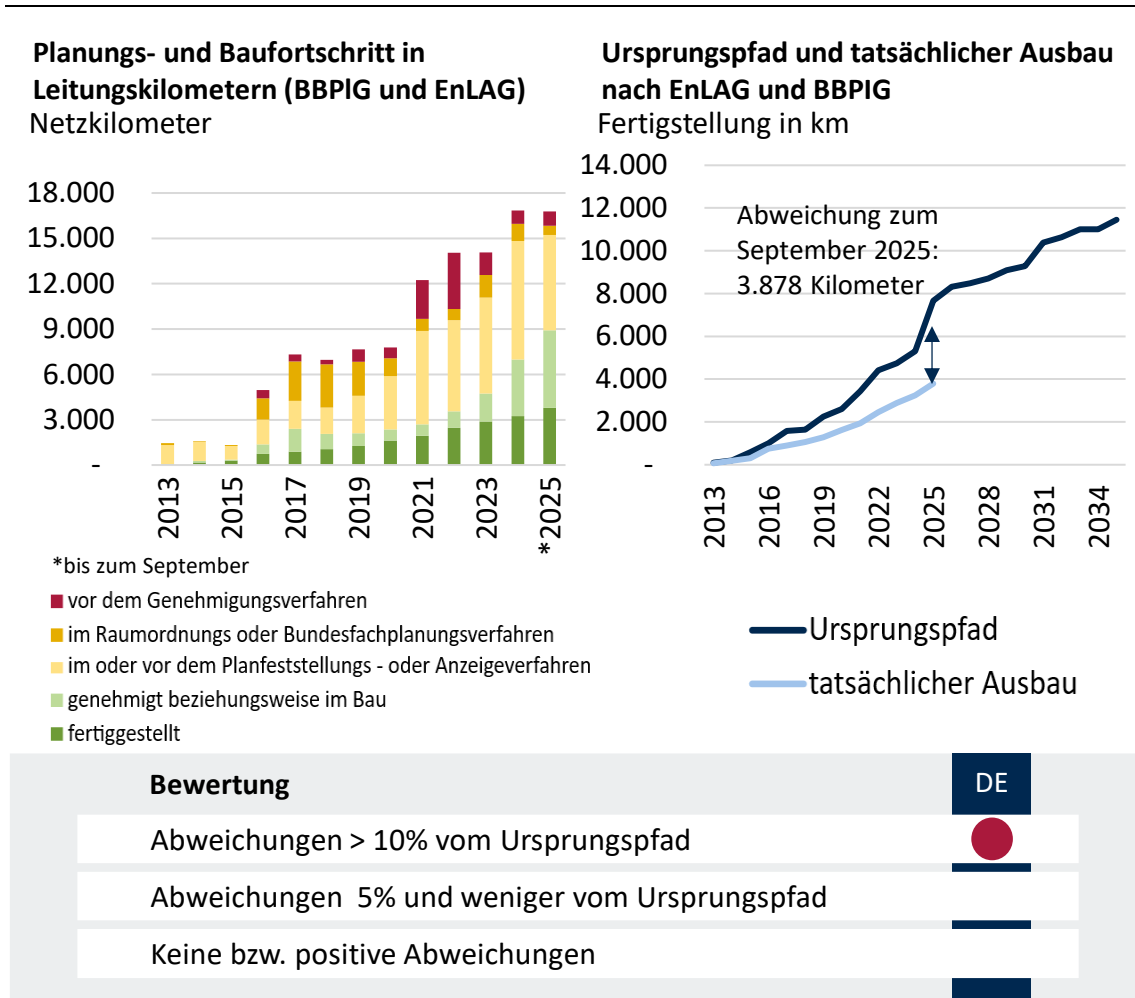
Wolmirstedt - Isar (SuedOstLink), 2 GW

- Inbetriebnahme nach BBPIG: 2027
- Startpunkt und Endpunkt mehrfach geändert (früher Lauchstädt – Meitingen)
- Status: **im Bau**

Quelle: BNetzA.

Abbildung 8

Stand des Netzausbaus



Quelle: Netzausbau; Monitoringberichte.

2.1.3.2 Netzeingriffe der Übertragungsnetzbetreiber

Neben dem Ausbau des Übertragungsnetzes ist kurzfristig die Sicherstellung der Stabilität im bestehenden Stromsystem die Voraussetzung für eine jederzeit gesicherte Stromversorgung. Um diese Stabilität zu gewährleisten, müssen Netzbetreiber in bestimmten Situationen in die Fahrweise von Kraftwerken oder in die Stromabnahme von Verbrauchern eingreifen, insbesondere wenn Netzengpässe bestehen. Die Netzgebiete des Übertragungsnetzbetreibers TenneT Germany sind in besonderer Weise betroffen (hoher Windanteil in Norddeutschland und viel Photovoltaik im bayerischen Teil des Netzes).

Das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) definiert zwei Arten der Eingriffe in die Arbeitsweisen der Kraftwerke: Redispatch und Countertrading. Redispatch bezeichnet den Eingriff in

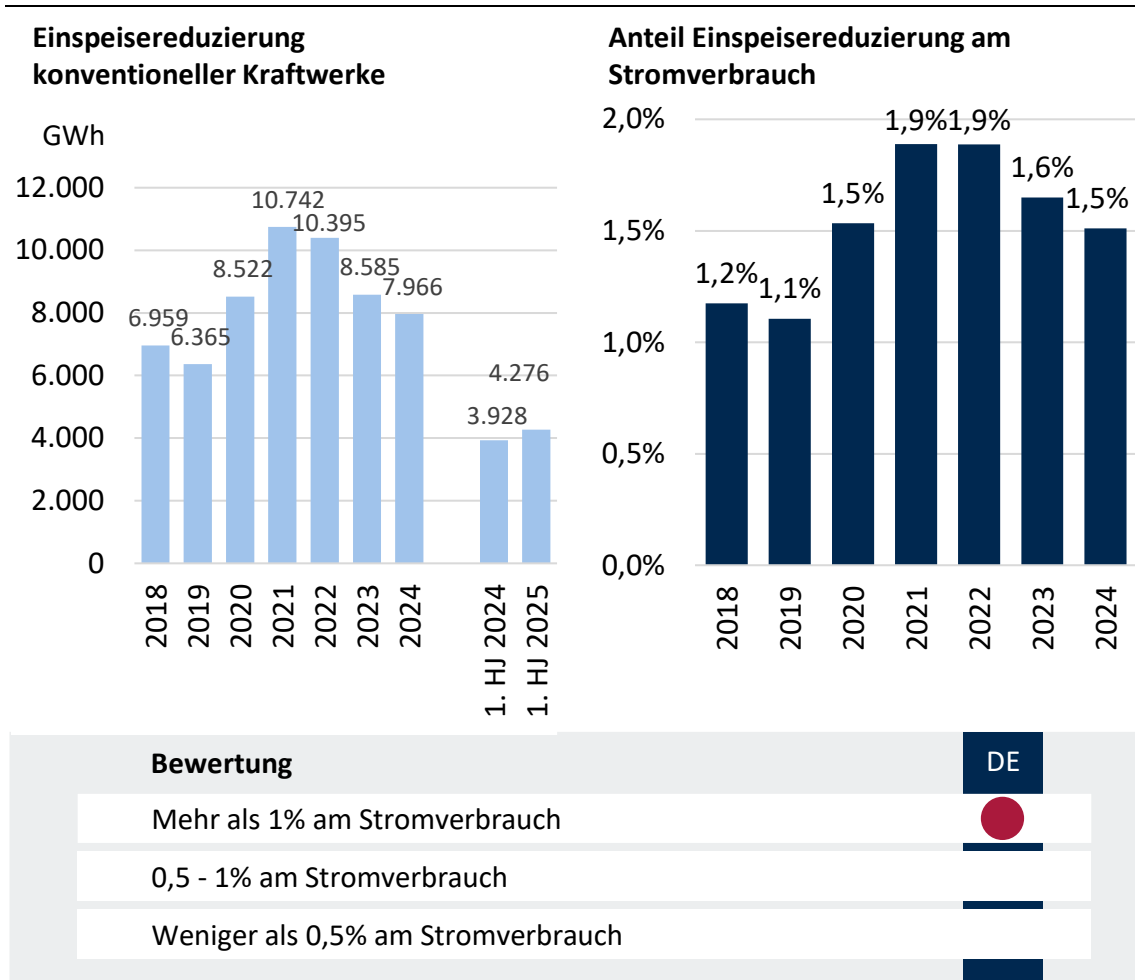
den marktbasierten Fahrplan von Kraftwerken, um Leitungsüberlastungen zu vermeiden oder zu beheben. Beispielsweise werden bei einer hohen Windeinspeisung kostengünstige Erzeugungsanlagen in Nord- und Ostdeutschland vom Netz genommen und gleichzeitig teurere konventionelle Kraftwerke in Süddeutschland angefahren, um hier die Stromversorgung zu sichern. Countertrading bezeichnet das von den Übertragungsnetzbetreibern veranlasste gegenläufige und regelzonenübergreifende Handelsgeschäft mit dem Ziel, Netzengpässe zu vermeiden oder zu beseitigen.

Bis zum dritten Quartal des Jahres 2022 wurde durch die BNetzA zwischen Redispatch und Einspeisemanagement unterschieden. Redispatch bezeichnete dabei die Einspeisereduzierung konventioneller Kraftwerke, Einspeisemanagement hingegen die Reduzierung der Produktion aus erneuerbaren Kapazitäten. Diese Unterscheidung wurde so im Energiewirtschaftsgesetz vorgenommen. Seit Ende 2022 werden die beiden Posten zusammen als Redispatch ausgewiesen. Da die Daten weiter eine Unterscheidung zwischen einzelnen Erzeugungsarten zulassen, wird in diesem Bericht die Unterscheidung zwischen konventionellen und erneuerbaren Kapazitäten sowie deren Indikatoren für Ampelbewertungen fortgeführt.

Nach den außerordentlich hohen Werten in den Jahren 2021 und 2022 sanken die Einspeisereduzierungen konventioneller Kraftwerke im Jahr 2024 auf 7.966 GWh (2023: 8.585 GWh). Bezogen auf den Stromverbrauch wurden 1,5 Prozent abgeregelt, weshalb weiter eine rote Ampelbewertung vorgenommen wird. Für das erste Halbjahr 2025 liegen die Werte mit 4.276 GWh gegenüber dem ersten Halbjahr 2024 rund 8,9 Prozent höher.

Abbildung 9

Eingriffe der Netzbetreiber – konventionelle Kraftwerke

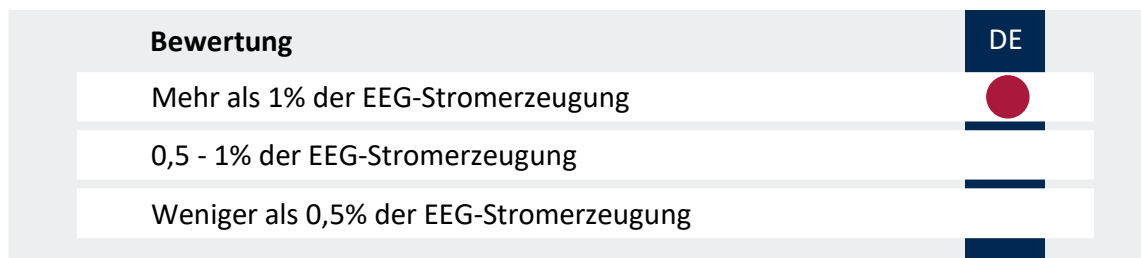
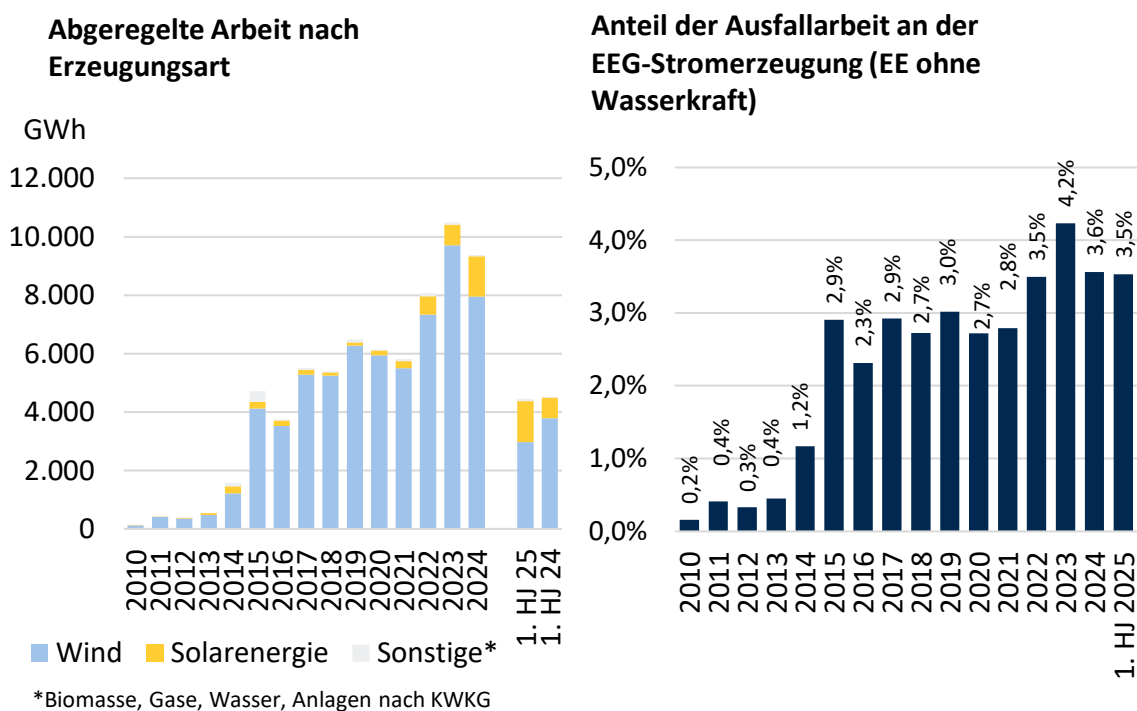


Quelle: BNetzA.

In den letzten Jahren mussten immer häufiger Anlagen erneuerbarer Energien aufgrund von Engpässen im Stromnetz abgeregelt werden. Im Vergleich zum Spitzenwert im Vorjahr (2023: 10.478 GWh) sank die abgeregelte Menge im Jahr 2024 auf 9.734 GWh. Knapp 85 Prozent der abgeregelter Arbeit betrafen die Windenergie. Es zeigt sich aber, dass zunehmend auch PV-Anlagen abgeregelt werden. Gemessen an der EEG-Stromerzeugung lag die Ausfallarbeit 2024 mit 3,6 Prozent niedriger als im Vorjahr. Im ersten Halbjahr 2025 lag der Anteil auf vergleichbarem Niveau wie im Jahr 2024 (Abbildung 10).

Abbildung 10

Eingriffe der Netzbetreiber – erneuerbare Energien



Quelle: BNetzA; BMWi Energiedaten; Energy-Charts.

2.1.3.3 Kosten für Systemsicherheitsmaßnahmen

Insgesamt entstanden 2024 durch Maßnahmen zur Sicherung der Netzstabilität Kosten in Höhe von rund 2,9 Mrd. Euro. Damit lagen die Kosten um gut 1 Mrd. Euro tiefer als der historische Höchstwert im Jahr 2022, aber weiterhin deutlich über dem Durchschnittsniveau der letzten zwei Jahrzehnte. Mit 1,7 Mrd. Euro entfiel im Jahr 2024 der größte Teil dieser Kosten auf Entschädigungen für Redispatchmaßnahmen. Hauptgrund für den Rückgang der Kosten waren die gesunkenen Preise für Erdgas und Steinkohle. Für das erste Halbjahr 2025 ist anhand der Daten ein Anstieg der Kosten zu erwarten. Ein Grund dafür dürften die höheren Erdgaspreise im Vergleich zum Jahr 2024 sein.

Die Kosten zur Vorhaltung und zum Abruf von Reservekraftwerken stiegen 2024 im Vergleich zum Vorjahr auf rund 1 Mrd. Euro. Damit haben sich diese Kosten im Vergleich zum Vorjahr fast verdoppelt und blieben weiterhin über dem langjährigen Durchschnitt. Die Kosten für Redispatch und Countertrading lagen im Jahr 2024 mit rund 1,8 Mrd. Euro etwa 0,8 Mrd. Euro tiefer als noch 2023. Trotz des Rückgangs war dies der dritthöchste Wert im Betrachtungszeitraum.

Abbildung 11

Kosten für Systemsicherheitsmaßnahmen



Quelle: BNetzA.

2.1.3.4 Versorgungsunterbrechungen (SAIDI)

Trotz der hohen Zahl an Eingriffen im Stromnetz wies Deutschland im Jahr 2024 mit nur 12 Minuten Versorgungsunterbrechungen innerhalb der EU-15-Staaten die höchste Verfügbarkeit von Strom auf (Abbildung 12, rechte Seite). Gemessen wird dies anhand des SAIDI-

Wertes, der die kumulierte, durchschnittliche Dauer ungeplanter Versorgungsunterbrechungen über 3 Minuten ausweist. Die SAIDI-Werte von Deutschland und dem europäischen Vergleich liegen nur bis zum Jahr 2024 vor.

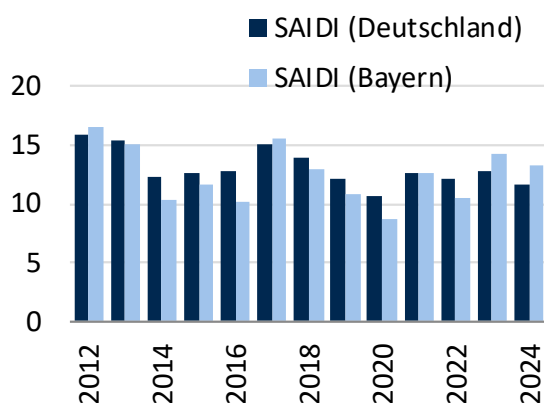
Besonders auffällig sind die sehr hohen Werte für Spanien und Frankreich, die beim 13. Monitoring noch bei 31 Minuten (ES) bzw. 21 Minuten (FR) lagen. In beiden Ländern hatten natürliche Ursachen wie Unwetter, Stürme sowie Phasen von extremer Trockenheit negative Einflüsse auf die Stromversorgung. Die große Unterbrechung im Frühjahr 2025 ist dabei noch gar nicht abgebildet.

Abbildung 12

Versorgungsunterbrechungen gemäß SAIDI-Wert

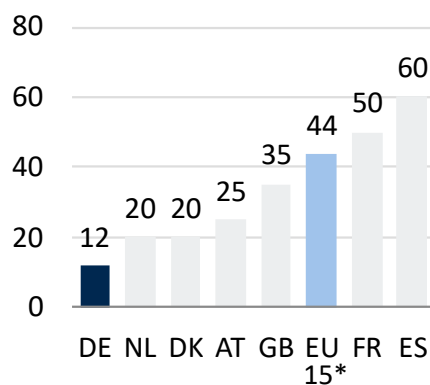
Entwicklung in Deutschland und Bayern

Minuten



SAIDI im europäischen Vergleich 2024

Minuten



Bewertung	DE	BY
Mehr als 30 Minuten		
20 bis 30 Minuten		
Weniger als 20 Minuten	●	●

Quelle: BNetzA.

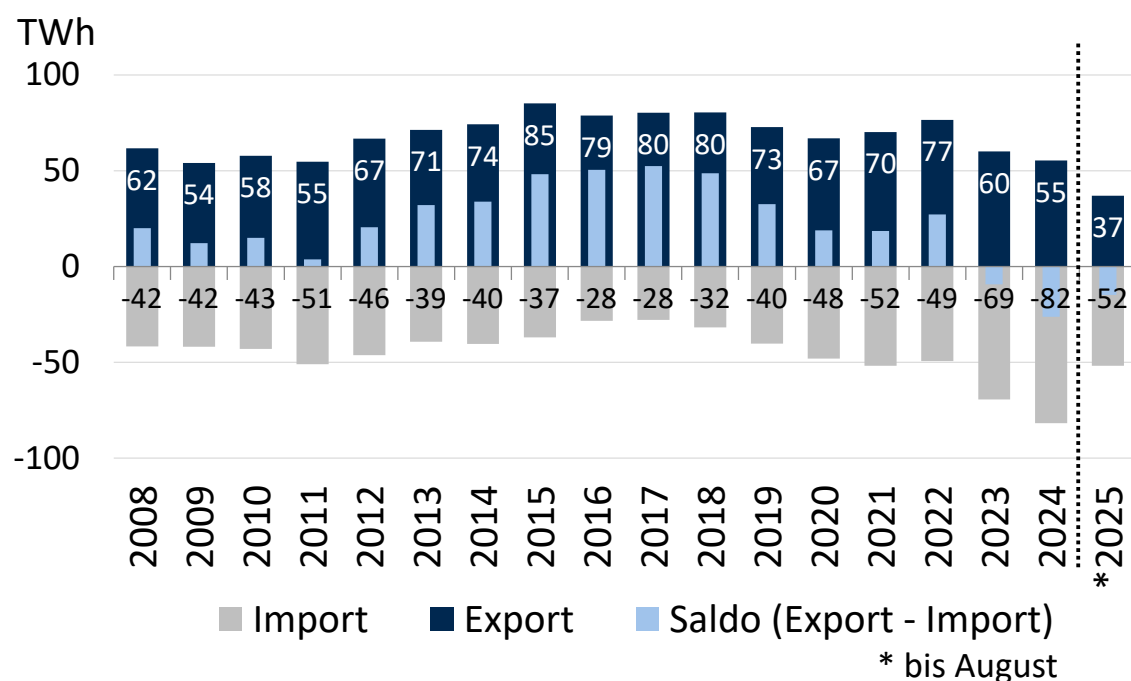
Im Jahr 2024 betrug der SAIDI-Wert für Deutschland 11,6 Minuten und lag damit leicht niedriger als im Vorjahr (2023: 12,8 Minuten). In Bayern sank der SAIDI-Wert 2024 leicht auf 13,2 Minuten. Das ist das zweite Jahr in Folge, in welchem es zu einem höheren Unterbrechungswert in Bayern als in ganz Deutschland kam.

2.1.3.5 Stromaustausch mit dem Ausland

Für die sichere Stromversorgung eines Landes oder einer Region spielen neben der Verfügbarkeit eigener Kraftwerke und landesinterner Stromnetze auch die Möglichkeiten eine Rolle, bei Engpässen aus anderen Regionen beziehungsweise aus dem Ausland Strom zu beziehen oder überschüssigen Strom dorthin zu verkaufen. Für den Stromaustausch Deutschlands mit dem Ausland sind Strompreisunterschiede zwischen den Ländern von großer Bedeutung.

Abbildung 13

Stromaustausch mit dem Ausland



Quelle: Destatis.

In den vergangenen Jahren exportierte Deutschland stets mehr Strom, als es importierte. Im Jahr 2023 änderte sich das zum ersten Mal: Deutschland importierte 9 TWh mehr als es exportierte. Das Handelsvolumen – die Summe von Export und Import – stieg im letzten Jahrzehnt an und lag im Jahr 2023 bei knapp 130 TWh. Nach der Abschaltung von acht Kernkraftwerken im Jahr 2011 verringerte sich der Exportüberschuss im Vergleich zu den Vorjahren merklich. Bis 2015 stieg der Überschuss wieder deutlich an, um dann nahezu konstant bei etwa 50 TWh zu verbleiben. 2019 war erstmals wieder ein deutlicher Rückgang des Exportüberschusses auf 33 TWh zu beobachten. 2022 lag der Exportüberschuss mit 16 TWh auf einem vergleichbaren Niveau wie 2020 (19 TWh), aber deutlich höher als 2021 (8 TWh). Die Stromexporte machten 35 TWh aus, während der Stromimport bei 19 TWh lag (Abbildung 13).

Der bereits in 2023 beobachtete Trend setzte sich 2024 fort: Deutschland verzeichnete erneut einen negativen Exportsaldo und importierte damit rund 26 TWh mehr Strom, als es exportierte. Obwohl für 2025 bislang nur die Daten bis August vorliegen, deutet sich auch hier ein Importüberschuss von rund 15 TWh an.

Bei den hier aufgeführten Ergebnissen des Stromaußenhandels handelt es sich um Marktergebnisse innerhalb des europäischen Strommarktes. Das Verhältnis von Import zu Export wird einerseits durch die jeweiligen kurzfristigen Erzeugungskosten beeinflusst, die sich aus den Brennstoffkosten und den Kosten für CO₂-Zertifikate ergeben. Andererseits spielen die Verfügbarkeit von Kraftwerken im In- und Ausland sowie die witterungsbedingte Einspeisung erneuerbarer Energien eine Rolle. In der Vergangenheit wirkten sich der Rückgang der Kohleverstromung und die Abschaltung der Kernkraftwerke tendenziell exportmindernd bzw. importsteigernd aus. Dem entgegengesetzt wirken der Zubau an erneuerbaren Energien sowie der Rückgang der Stromnachfrage.

2.1.3.6 Gasimporte nach Ländern

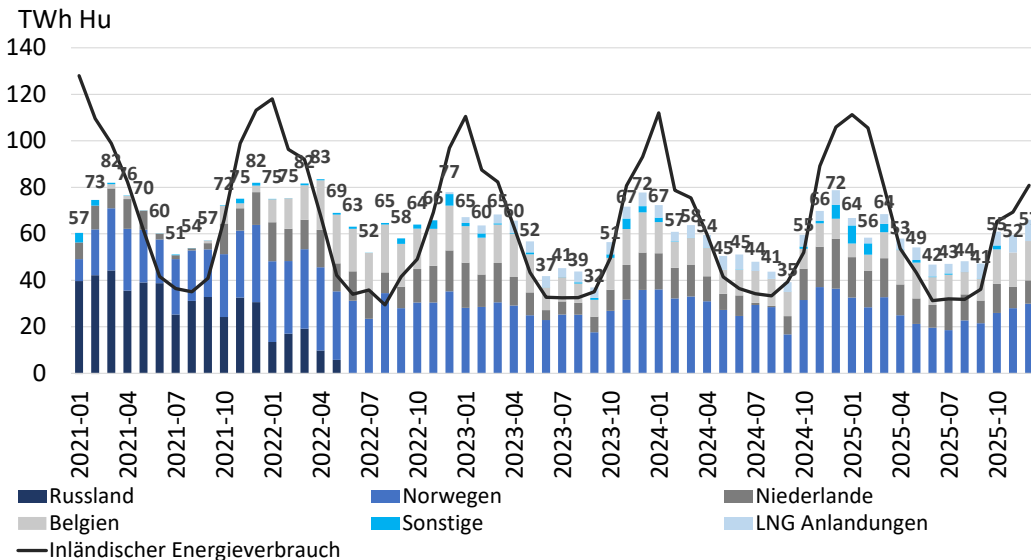
Nach Beginn des russischen Angriffskrieges im Februar 2022 sank der Anteil der Gasimporte per Pipeline aus Russland stark ab. Kamen im Jahr 2021 in den ersten elf Monaten noch rund 70 Prozent der Gasimporte (exkl. Exporte) aus Russland, waren es im Jahr 2022 nur noch 35 Prozent. Seit März 2022 wurden die via Pipeline importierten Gasmengen aus Russland sukzessive reduziert und zum 31. August 2022 komplett eingestellt (Abbildung 14).

Die fehlenden Mengen wurden zu einem Teil durch größere Pipelineimporte aus anderen Ländern gedeckt. 2021 stammten noch rund 67 Prozent der Gasimporte aus Russland, im Jahr 2025 flossen dann 50 Prozent aus Norwegen, 24 Prozent aus den Niederlanden und 23 Prozent aus Belgien.

Zum anderen Teil wurden die reduzierten Gasmengen aus Russland via Pipeline durch Flüssiggas (LNG) vom Weltmarkt kompensiert, das über die LNG-Importhäfen Gate und Eemshaven in den Niederlanden sowie Zeebrugge in Belgien nach Deutschland fließt. Innerhalb dieser Gasmengen können sich auch LNG-Anlandungen aus Russland befinden. Im Jahr 2025 änderte sich dieses Bild kaum. Bei den Importmengen aus den Niederlanden handelte es sich nicht ausschließlich um LNG. Hier müssen noch die in den Niederlanden geförderten und nach Deutschland exportierten L-Gasmengen abgezogen werden.

Abbildung 14

Gasimporte in Deutschland nach Herkunftsländern sowie Gasverbrauch



Quelle: Eigene Berechnungen Prognos aus Basis von ENTSO-G und Eurostat; dargestellt sind Gasimporte; Erdgasverbrauch in Dezember 2024 ist geschätzt.

Im November 2022 wurde das erste schwimmende LNG-Terminal (Floating Storage and Regasification Unit, FSRU) in Deutschland ans Gasnetz angeschlossen. Aktuell sind fünf schwimmende LNG-Terminals in Deutschland in Betrieb, davon zwei in Niedersachsen (Stade und Wilhelmshaven), eins in Schleswig-Holstein (Brunsbüttel) und zwei in Mecklenburg-Vorpommern (Lubmin und Mukran auf Rügen). Wilhelmshaven speist hierbei am meisten LNG ins deutsche Netz ein.

2.1.3.7 Geplante Wasserstoffleitungen

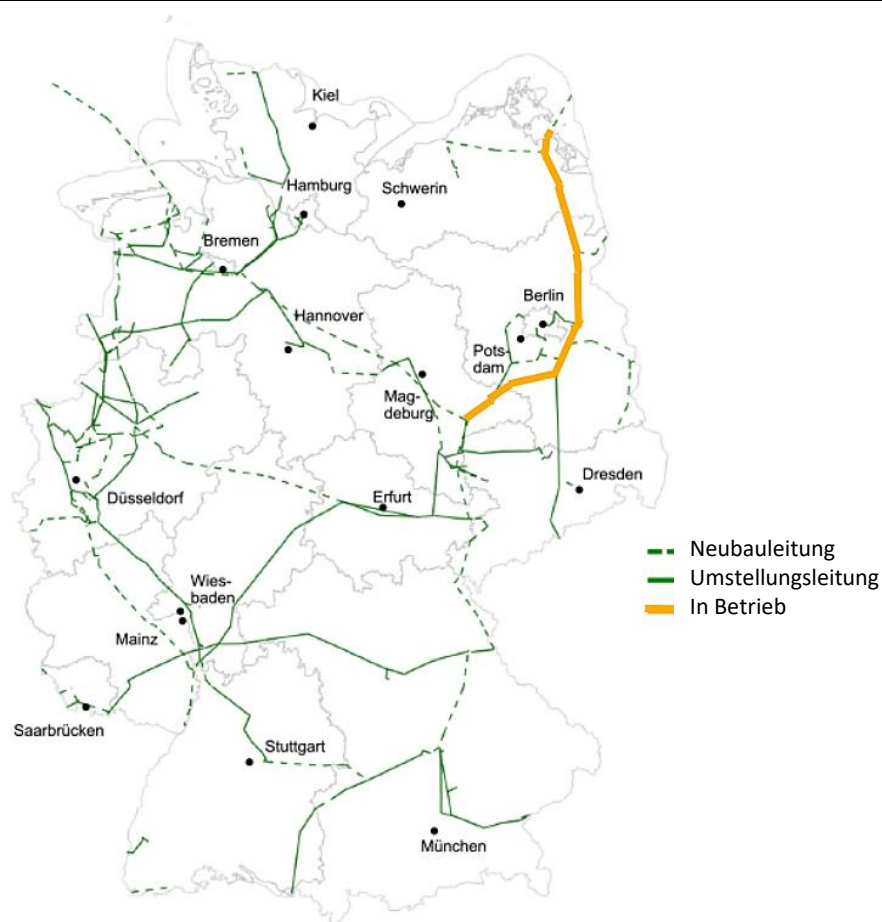
Die Fernleitungsnetzbetreiber für Erdgas haben in ihren ersten Ergebnissen zum Netzentwicklungsplan im Jahr 2022 einen Plan für ein deutsches Wasserstoffnetz im Jahr 2032 vorgelegt. Im Jahr 2023 wurden die Planungen zum Wasserstoffkernnetz weiterentwickelt und konkretisiert. Im Plan enthalten sind 9.040 km an Wasserstoffleitungen, welche im Jahr 2032 eine Einspeiseleistung von 101 GW und eine Ausspeiseleistung von 87 GW erbringen sollen. Hierfür wird mit Investitionskosten in Höhe rund 19 Mrd. Euro gerechnet. Es sollen sowohl bestehende Gasleitungen umgestellt (60 Prozent geplanten Netzkilometer) als auch neue Wasserstoffleitungen gebaut (40 Prozent) werden. Bayern soll innerhalb des Planes über drei Stränge angebunden werden, die über Hessen, Baden-Württemberg und Sachsen/Thüringen laufen. Beim Anschluss über Sachsen/Thüringen handelt es sich um einen Neubau. Große Wasserstoffspeicher, die an das Fernleitungsnetz angeschlossen werden, sind in Bayern nicht geplant. Der Grund hierfür liegt darin, dass bestehende

Kavernenspeicher von Erdgas, die potenziell auch für die Speicherung von Wasserstoff in Frage kommen, bisher nicht in Bayern existieren.

Der erste rund 400 km lange Leitungsabschnitt von Lubmin an der Ostsee bis nach Bobbau in Sachsen-Anhalt wurde bereits auf den Transport von Wasserstoff umgestellt (Abbildung 15, orange Leitung). Dabei handelt es sich um eine bestehende Erdgasleitung, die für den künftigen Wasserstoffbetrieb umgerüstet wurde. Verantwortlich für die Umstellung ist der Fernleitungsnetzbetreiber GASCADE, der diese Arbeiten im Rahmen seines Programms *Flow – making hydrogen happen* vorantreibt.

Abbildung 15

Geplante Wasserstoffleitungen in Deutschland



Quelle: BNetzA

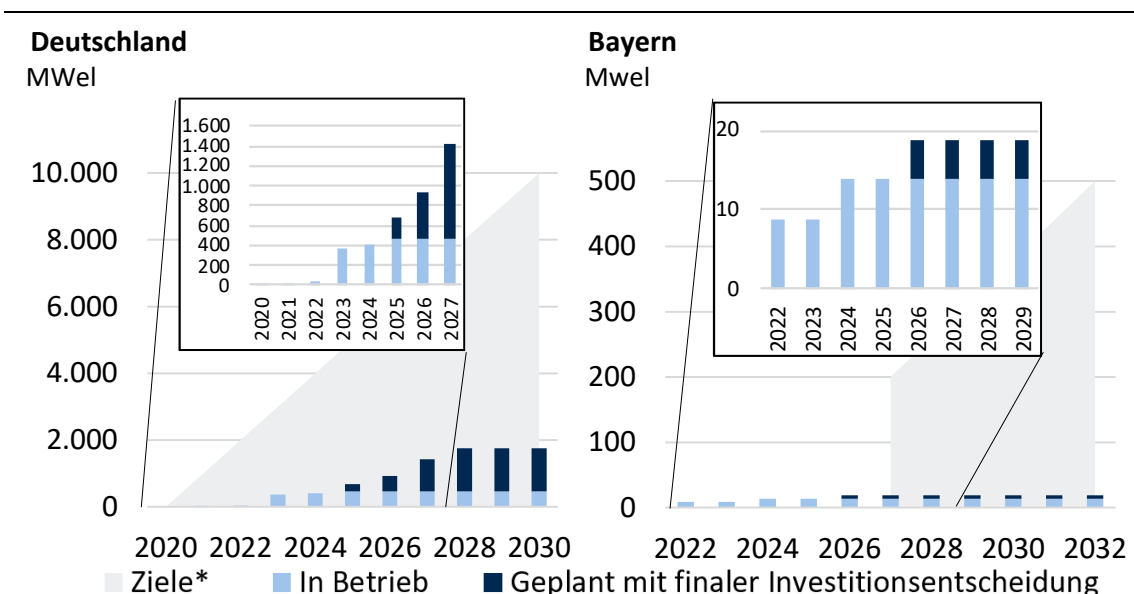
2.1.3.8 Wasserstoffelektrolyseure

2020 wurde die Nationale Wasserstoffstrategie (NWS) verabschiedet. Die NWS sieht als Zielwert für Elektrolysekapazitäten einen jährlichen Zubau von 1 GW vor und strebt 10 GW installierte Elektrolysekapazität im Jahr 2030 an. In Abbildung 16 sind die bereits in Betrieb genommenen Elektrolyseure sowie die geplanten Anlagen mit FID (*Final Investment Decision* = endgültige bzw. finale Investitionsentscheidung) dargestellt. Letzteres bedeutet, dass eine formelle Zustimmung der Investoren vorliegt, die Projekte zur Ausführung zu bringen. Bis 2024 wurden rund 463 MW an Elektrolysekapazitäten in Betrieb genommen. Dieser Wert ist vom NWS-Ziel eines jährlichen Zuwachses von 1 GW weit entfernt (Abbildung 16, linke Grafik). Auch die bisher mit finaler Investitionsentscheidung geplanten Projekte lassen bis 2028 nur auf eine Gesamtkapazität von rund 1,8 GW schließen. Vor diesem Hintergrund erscheint eine Zielerreichung bis 2030 unwahrscheinlich.

Auch die Bayerische Wasserstoffstrategie sieht eigene Zubauziele für Elektrolyseure vor. Bis 2027 sollen Elektrolysekapazitäten in Höhe von 200 MW (unteres Ziel) bis 300 MW (oberes Ziel) und bis 2032 von 500 MW (unteres Ziel) bis 1.000 MW (oberes Ziel) vorhanden sein. Angesichts der aktuellen Dynamik der bereits laufenden Elektrolyseanlagen und geplanten Projekte ist auch Bayern nicht auf dem Weg, diese Ziele zu erreichen (Abbildung 16, rechte Grafik).

Abbildung 16

Wasserstoffelektrolyseure in Deutschland und Bayern



*Ziele für Bayern in rechter Grafik nur als untere Grenze angegeben

Quelle: IEA.

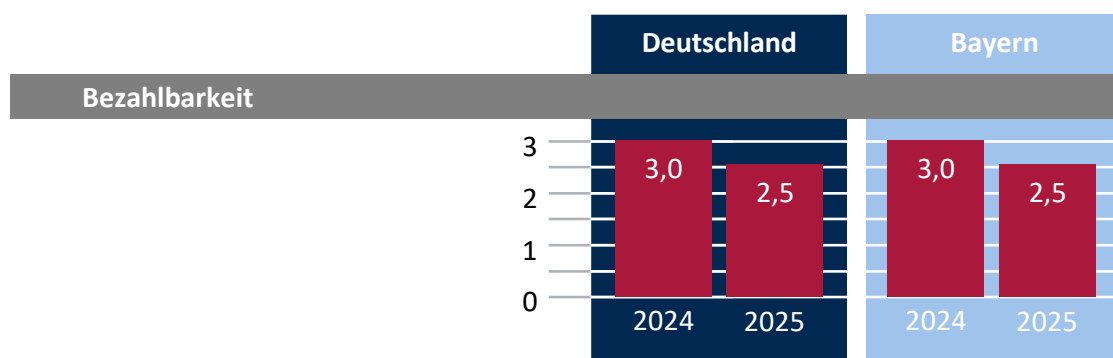
2.2 Bezahlbarkeit

Abbildung 17

Bewertung der Bezahlbarkeit

	Deutschland	Bayern
Bezahlbarkeit	↑ 2,5 (3) ●	↑ 2,5 (3) ●
Industriestrompreis	3 (3) ●	3 (3) ●
Haushaltsstrompreis	↑ 2 (3) ●	↑ 2 (3) ●

Legende: Bewertungsschema: 1=grün, 2=gelb, 3=rot
Vorjahreswert in Klammern
↑ Verbesserung gegenüber Vorjahr
↓ Verschlechterung gegenüber Vorjahr



Quelle: Prognos AG (eigene Darstellung).

2.2.1 Börsenstrompreise

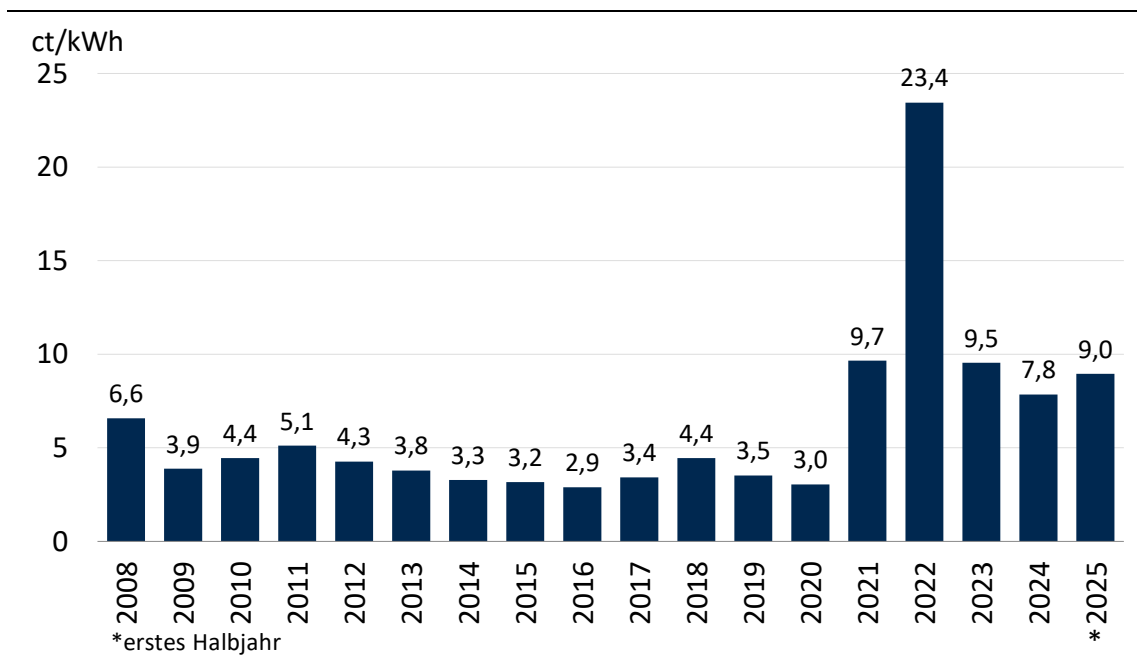
Die Endkundenpreise für Strom resultieren aus dem Zusammenwirken unterschiedlicher Preiskomponenten. Bei Industrieunternehmen, insbesondere energieintensiven Großabnehmern, haben die Börsenstrompreise einen entscheidenden Einfluss auf den Gesamtstrompreis.

Der Börsenstrompreis geht als Kategorie „Beschaffungskosten“ in die Kalkulation der Endkundenstrompreise ein und hängt von verschiedenen Faktoren ab (unter anderem von Brennstoffpreisen, CO₂-Preisen, Kraftwerksverfügbarkeiten und vom Stromverbrauch). Im Zeitverlauf unterliegt der Börsenstrompreis zum Teil erheblichen Schwankungen. Im Jahr 2021 fand mehr als eine Verdreifachung des Preises auf 9,7 ct/kWh gegenüber 3,0 ct/kWh im Jahr 2020 statt. Grund hierfür war ein deutlicher Anstieg der Gas- und Steinkohlepreise

im vierten Quartal 2021, der im Vorfeld des russischen Angriffskrieges auf die Ukraine stattfand. Im Jahr 2022 stieg der Börsenstrompreis aus dem gleichen Grund weiter massiv an. 2023 sank der Börsenstrompreis wieder auf das Niveau von 2021. Im Vergleich zum Vorjahr 2024 stieg der Börsenstrompreis von 7,8 ct/kWh auf 9,0 ct/kWh im ersten Halbjahr 2025 an (Abbildung 18). Der Grund hierfür liegt in gestiegenen Preisen für Erdgas.

Abbildung 18

Börsenstrompreise

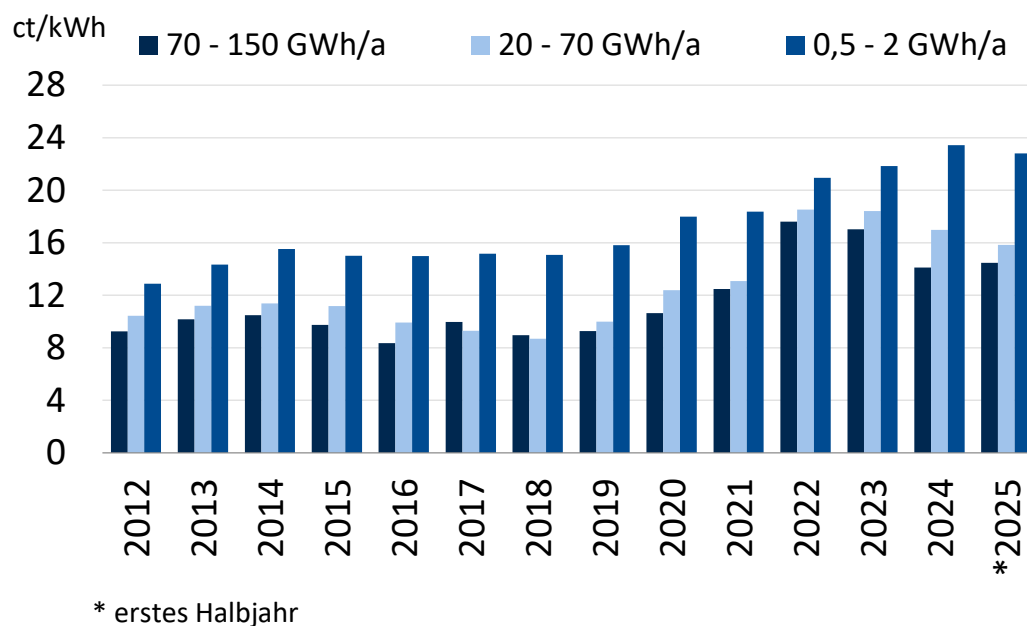


Quelle: EEX; energinet.dk; Nordpool Group; BNetzA (netztransparenz.de).

2.2.2 Industriestrompreise

Abbildung 19

Industriestrompreise nach Abnahmeklasse in Deutschland



Quelle: Prognos AG (eigene Darstellung).

Die Strompreise für Industriekunden stiegen seit Beginn des Monitorings deutlich an. Im Jahr 2022 wurden in den beiden hohen Abnahmefällen von 20.000 MWh/a bis 70.000 MWh/a und 70.000 MWh/a bis 150.000 MWh/a historische Höchstwerte erreicht. Seitdem ist ein Rückgang bei diesen Preisen zu verzeichnen. Der niedrige Abnahmefall von 500 MWh/a bis 2.000 MWh/a reagierte zeitverzögert auf den Anstieg der Börsenstrompreise und stieg bis 2024 weiter an.

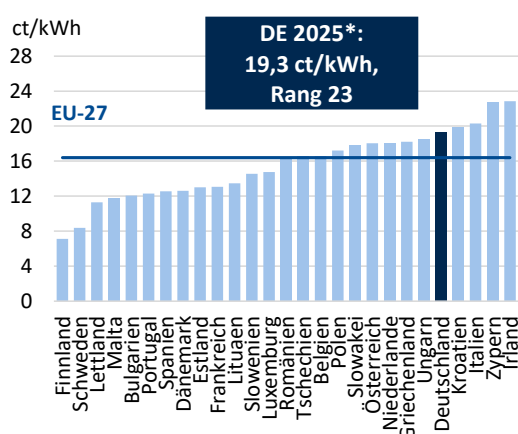
Als Maßstab für die Industriestrompreisentwicklung wurde in den vergangenen Monitorings ein Vergleich mit dem Erzeugerpreisindex des verarbeitenden Gewerbes herangezogen. Diese Darstellung weist den Nachteil auf, dass bei konstant hohen Strompreisen und gleichzeitig ansteigenden Erzeugerpreisen keine Aussagen über die Stromkostenbelastung getroffen werden können. Das bedeutet, dass steigende Erzeugerpreise zu guten Bewertungen führen können, ohne dass das Strompreisniveau sinkt.

Deutlich aussagekräftiger für die Kostenbelastung und die Wettbewerbssituation der Unternehmen ist ein Vergleich mit Wettbewerbsländern, wie er bereits in den vergangene Monitoringberichten der Energiewende enthalten war. Dieser Vergleich wird nun für die Ampelbewertung herangezogen.

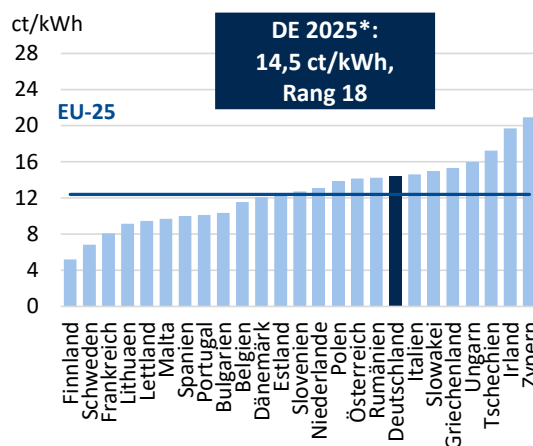
Abbildung 20

Industriestrompreise in den Staaten der EU-27 im Jahr 2025

Jahresverbrauch 2 bis 20 GWh, Jahr 2025



Jahresverbrauch 70 bis 150 GWh, Jahr 2025



*1. Halbjahr

Bewertung	DE
Deutschland auf Rang 14 bis 27	
Deutschland auf Rang 6 bis 13	
Deutschland auf Rang 1 bis 5	

Quelle: Eurostat (ohne MwSt. und erstattungsfähige Steuern und Abgaben).

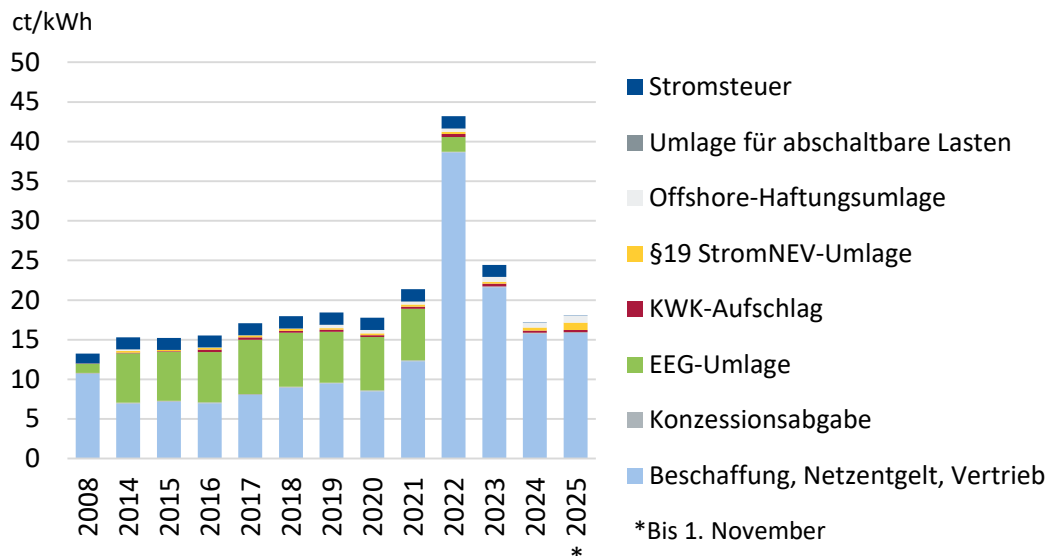
Im Fall der Abnahmeklasse 2.000 bis 20.000 MWh lag Deutschland im Jahr 2024 im Mittelfeld auf Rang 26, das heißt in 25 europäischen Ländern waren die Strompreise niedriger als in Deutschland. Im ersten 1. Halbjahr 2025 fiel der Industriestrompreis des dargestellten Abnahmefalls von 20,5 auf 19,3 ct/kWh – Deutschland lag im EU-27-Vergleich auf Rang 23.

Am günstigsten konnten Industriekunden im ersten Halbjahr 2025 in Finnland Strom beziehen, wo der Industriestrompreis im Vergleich zum Vorjahr weiter fiel. Auf den Plätzen zwei und drei lagen Schweden und Lettland. Der EU-27-Durchschnitt fiel von 16,7 ct/kWh in 2024 auf 16,3 ct/kWh. Zu den Ländern mit einem Strompreis unter dem EU-27-Durchschnittswert zählten unter anderem auch Dänemark und Frankreich (Abbildung 20).

Für den Abnahmefall von 70.000 bis 150.000 MWh belegte Deutschland im Jahr 2025 mit einem Industriestrompreis von 14,5 ct/kWh den 18. Platz. Am günstigsten war Finnland mit rund 6 ct/kWh, gefolgt von Schweden.

Abbildung 21

Zusammensetzung des Industriestrompreises,
Jahresverbrauch 160 bis 20.000 MWh



Quelle: BDEW 2025b.

Abbildung 21 zeigt die Zusammensetzung des Industriestrompreises für die Abnahmeklasse mit einem Jahresverbrauch zwischen 160 MWh und 20.000 MWh. Der Industriestrompreis in Deutschland in der dargestellten Abnahmeklasse stieg zwischen 2015 und 2022 kontinuierlich an. Einzig im Jahr 2020 war ein Rückgang aufgrund niedrigerer Beschaffungspreise auszumachen. Der Höchstwert wurde in 2022 erreicht und lässt sich auf die durch den russischen Angriffskrieg ausgelösten Reaktionen am Gasmarkt zurückführen. Seit dem Peak im Jahr 2022 gingen die Preise zurück, im Jahr 2024 lagen sie bereits knapp unter dem Niveau des Jahres 2020. Auch im Jahr 2025 bewegten sich die Preise auf einem ähnlichen Niveau, verzeichneten jedoch einen leichten Anstieg gegenüber dem Vorjahr.

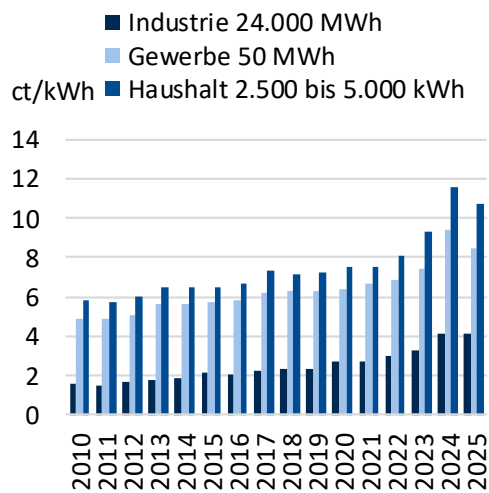
In den Daten des BDEW wird keine Unterscheidung zwischen den Beschaffungskosten des Stromes und den Netzentgelten vorgenommen, die beiden Kategorien werden als Summe dargestellt. Die Netzentgelte gewannen in den letzten Jahren jedoch zunehmend an Bedeutung für den Strompreis. Mit ihnen werden unter anderem diejenigen Kosten an die Stromkunden weitergegeben, die den Netzbetreibern durch Eingriffe zur Sicherung der Netzstabilität und für den Netzausbau entstanden (vgl. Abschnitt 2.1.3.2). Die Netzentgelte für den industriellen Abnahmefall von 24.000 MWh/a, die den Angaben der BNetzA zugrunde liegen, verdoppelten sich von 2008 bis 2025 (Abbildung 22, linke Grafik). Die Netzentgelte erreichten im Jahr 2024 in allen Abnahmefällen ihren Höchststand. Der kleinste Abnahmefall mit 2.500 bis 5.000 kWh lag doppelt so hoch wie im Jahr 2010, während es bei dem höchsten Abnahmefall von 24.000 MWh 168 Prozent gegenüber dem Basisjahr waren (Abbildung 22, rechte Grafik). In 2025 sanken die Netzentgelte für

Haushalte um 8 Prozent und für Gewerbekunden um 10 Prozent gegenüber dem Vorjahr. Die Industrie hingegen verzeichnete gegenüber 2024 einen leichten Anstieg von 0,5 Prozent.

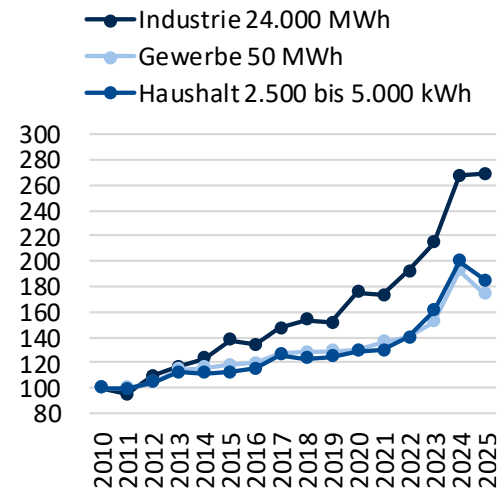
Abbildung 22

Netzentgelte und Preisindizes ausgewählter Abnahmefälle

Netzentgelte



Preisindizes

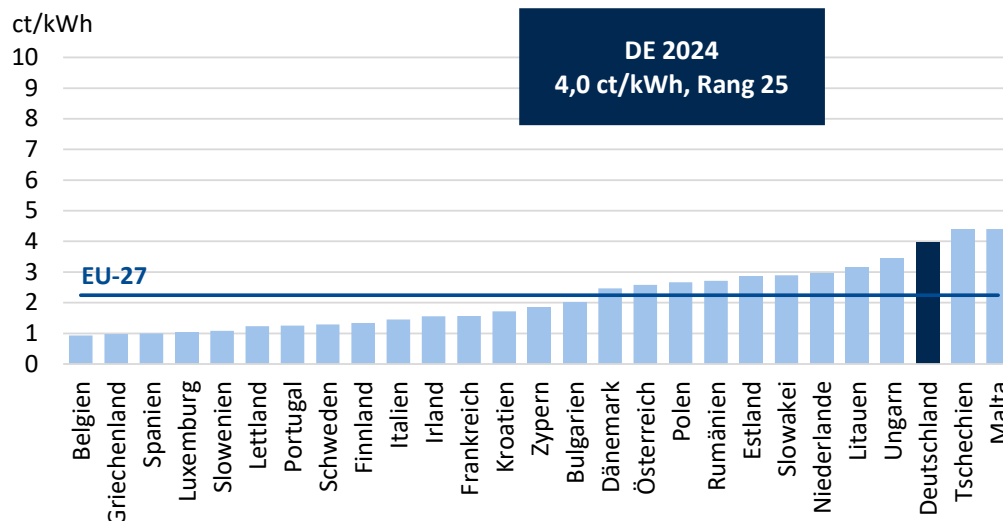


Quelle: BNetzA; Berechnungen der Prognos AG.

2.2.3 Netzentgelte innerhalb der EU

Abbildung 23

Netzentgelte der Industrie innerhalb der EU



Quelle: Eurostat.

Ein Vergleich der Netzentgelte innerhalb der EU-27 zeigt, dass Deutschland mit Rang 25 zu den teuersten Ländern Europas gehörte. Nur zwei Länder wiesen noch höhere Netzentgelte auf als Deutschland mit mehr als 4 ct/kWh. In Belgien sind die Netzentgelte am geringsten, gefolgt von Griechenland und Spanien. Diese Länder wiesen Netzkosten von rund 1 ct/kWh auf.

2.2.4 Strompreise für private Haushalte

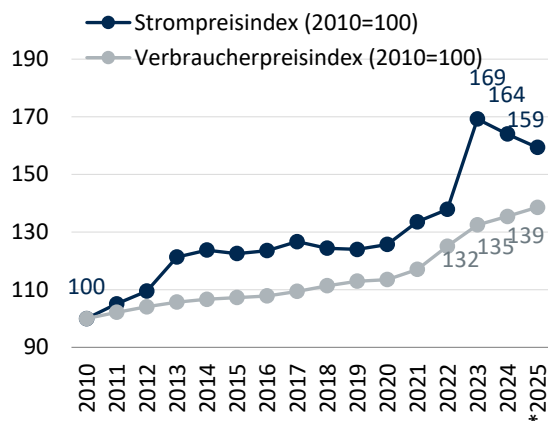
Eine Kilowattstunde kostete für Haushaltskunden im ersten Halbjahr 2025 durchschnittlich 38,4 ct und war damit etwas billiger als im ersten Halbjahr des Vorjahres (39,5 ct/kWh), gleichzeitig aber etwa 59 Prozent höher als 2010. Im Zeitraum 2010 bis 2025 stieg der Verbraucherpreisindex mit 39 Prozent weniger stark an als der Strompreisindex der Haushalte (Abbildung 24, linke Grafik)

Bei der Entwicklung des Haushaltsstrompreises spielen Steuern, Abgaben und Umlagen eine bedeutende Rolle. Im Zeitraum von 2008 bis 2021 stiegen sie von Jahr zu Jahr und machten seit 2013 rund 50 Prozent des gesamten Strompreises aus. Die Erhöhung war im Wesentlichen auf die steigende EEG-Umlage zurückzuführen (bei einem mittleren Jahresverbrauch von 3.500 kWh). Das Ende der EEG-Umlage zum 1. Juli 2022 bedeutete einen Rückgang der Steuern, Abgaben und Umlagen. Dieser wurde aber durch einen Anstieg der Beschaffungskosten weitestgehend neutralisiert.

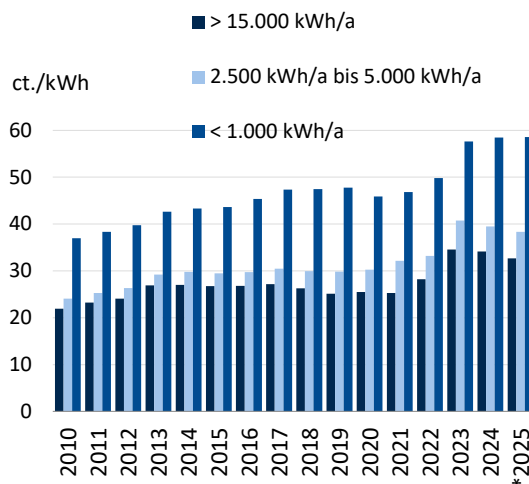
Abbildung 24

Strompreise für Haushaltskunden

Jährliche Veränderung



Haushaltsstrompreis nach Abnahmeklassen**



Bewertung

DE

Anstieg Strompreisindex doppelt so hoch wie Verbraucherpreisindex

Strompreisindex höher als Verbraucherpreisindex

Strompreisindex niedriger als Verbraucherpreisindex

* Stromabnahmen von 2.500 bis 5.000 kWh, alle Steuern und Abgaben inbegriffen.

Für 2025 nur 1. Halbjahr.

* Beschriftungen: Abnahmefall 2.500 bis 5.000 kWh im Jahr, mengengewichtet über alle Tarife, alle Steuern und Abgaben inbegriffen, auf Jahresbasis errechnete Mittelwerte.

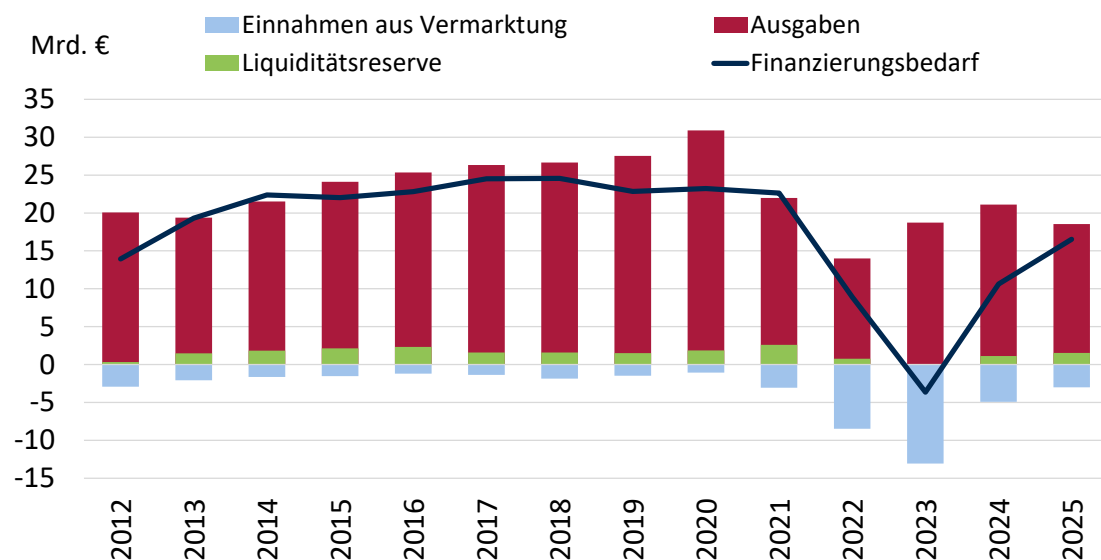
Quelle: Eigene Berechnungen der Prognos AG auf Basis von Eurostat.

2.2.5 EEG-Konto

Trotz der Abschaffung der EEG-Umlage wird das EEG-Konto fortgeschrieben, da es weiter eine zentrale Rolle bei der Finanzierung erneuerbarer Energien darstellt. Bis zum Wegfall der EEG-Umlage ab Juli 2022 wurde die Finanzierung des Ausbaus der erneuerbaren Energien weitestgehend über Anteile am Strompreis der Endverbraucher gedeckt. Seit diesem Zeitpunkt gleichen Bundeszuschüsse die Differenzen zwischen den Ausgaben, die durch die Vergütung der Produktion aus erneuerbaren Anlagen entstehen, und den Einnahmen durch Stromverkauf aus.

Abbildung 25

Entwicklung des EEG-Kontos



Quelle: BNetzA (netztransparenz.de).

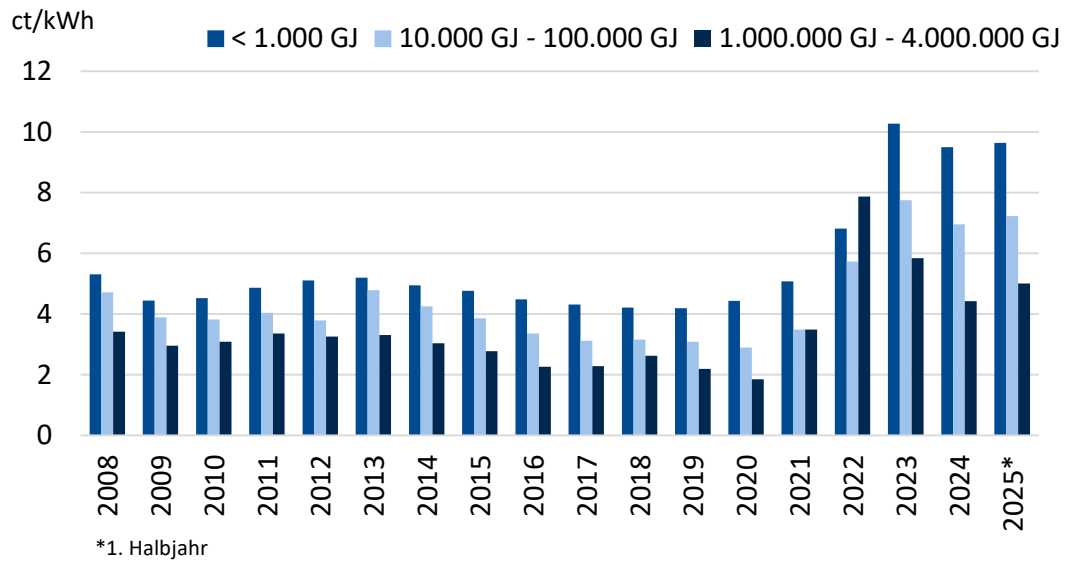
Dabei fallen Vermarktungserlöse aus dem Verkauf am Strommarkt unter Einnahmen. Die Zahlungen an EEG-Anlagen für die Einspeisung von Strom gehören hingegen – zusammen mit den sonstigen Kosten für Management, Wartung und betriebliche Aufwendungen – zu den Ausgaben. Die Liquiditätsreserve dient als zusätzlicher Puffer, um Differenzen zwischen Einnahmen und Ausgaben auszugleichen und die Zahlungsfähigkeit zu gewährleisten. Im Jahr 2023 kam es zu einem negativen Finanzierungsbedarf, da in den Jahren 2022 und 2023 aufgrund der stark gestiegenen Börsenstrompreise hohe Erlöse mit der Vermarktung erneuerbarer Energien erzielt werden konnten.

2.2.6 Erdgaspreise für die Industrie

Wie der Strompreis stieg auch der Erdgaspreis für die Industrie in den letzten Jahren erheblich an. Hatte sich der Preis zwischen 2015 und 2020 insgesamt in allen Abnahmeklassen noch verringert, stiegen die Preise seit 2021 deutlich an. Im Jahr 2023 lag der Erdgaspreis gemittelt über die drei Abnahmefälle so hoch wie nie zuvor. Betriebe mit besonders hohen Abnahmemengen waren von diesem Anstieg stärker betroffen als jene mit niedrigeren Verbrauchsmengen. Im Jahr 2024 kam es in allen Abnahmefällen zu leichten Rückgängen, bevor der Abnahmepreis 2025 erneut moderat gegenüber dem Vorjahr anstieg (Abbildung 26). Die größte Zunahme verzeichnete dabei der höchste Abnahmefall, dessen Preis um 0,6 ct/kWh beziehungsweise 13 Prozent gegenüber 2024 stieg.

Abbildung 26

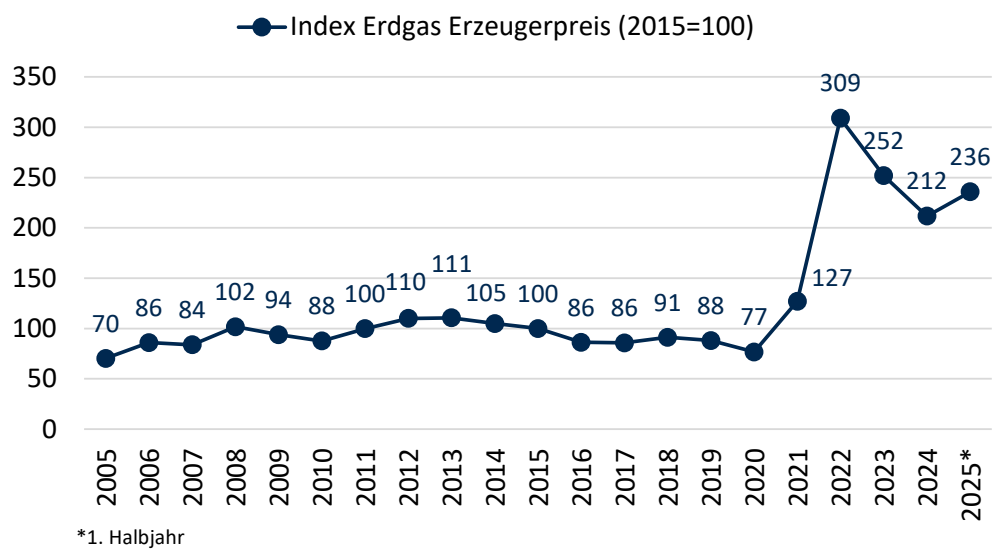
Erdgaspreise für Gewerbekunden



Quelle: Eurostat.

Abbildung 27

Entwicklung der Erzeugerpreise für Erdgas



Quelle: Destatis.

Die Erzeugerpreise für Erdgas nahmen seit 2020 zu und erreichten im Jahr 2022 einen Höchststand (209 Prozent gegenüber 2015). In den Jahren 2023 und 2024 ging der Preis wieder zurück, worauf es in 2025 erneut einen leichten Anstieg gab (Abbildung 27). Die Gründe hierfür liegen an gestiegenen Weltmarktpreisen für Erdgas im Großhandel. Die Entwicklung der Verbraucherpreise folgt in der Regel mit zeitlicher Verzögerung der Dynamik der Erzeugerpreise.

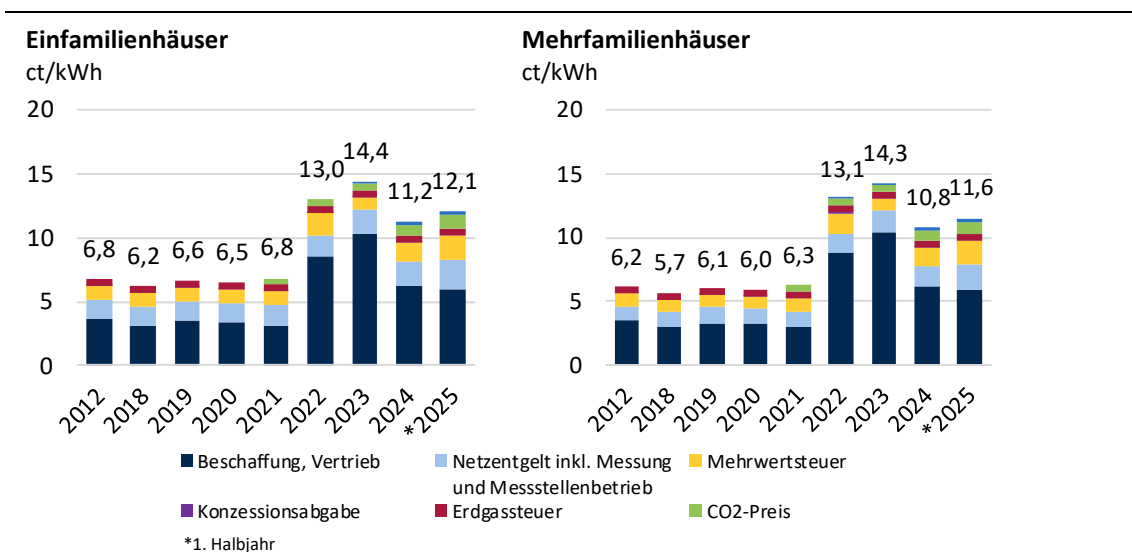
2.2.7 Erdgaspreise für private Haushalte

Auch für die privaten Haushalte wurde Erdgas 2021 und besonders 2022 deutlich teurer. Für die Bewohner von Einfamilienhäusern erreichte der Erdgaspreis – bedingt durch den neu hinzugekommenen CO₂-Preis – bereits 2021 den damaligen Höchststand im Betrachtungszeitraum (seit 2012). Gleichzeitig machten sich bereits im vierten Quartal 2021 deutlich gestiegene Großhandelspreise bemerkbar. Die Beschaffungskosten und (daraus resultierend) auch die Mehrwertsteuerbeiträge stiegen in Folge deutlich an. Im Jahr 2022 kam es zu mehr als einer Verdoppelung des Erdgaspreises gegenüber dem Vorjahr. 2023 erreichte der Erdgaspreis seinen vorläufigen Höchststand. In den Folgejahren lag der Erdgaspreis etwas tiefer, jedoch noch immer deutlich über dem Niveau der Jahre bis 2021.

Gegenüber dem Jahr 2024 stieg der Preis im ersten Halbjahr 2025 leicht an. Im Vergleich zum Vorjahr erhöhte sich der Gaspreis der Einfamilienhäuser um 8 Prozent, während die Mehrfamilienhäuser eine Preissteigerung von rund 7 Prozent verbuchten. Zwar sanken die Beschaffungskosten gegenüber 2024, dennoch führten höhere Netzentgelte, die Mehrwertsteuer sowie die CO₂-Abgabe insgesamt zu einem Anstieg des Gaspreises.

Abbildung 28

Erdgaspreise für Haushaltskunden



Quelle: BDEW Gaspreisanalyse Dezember 2025.

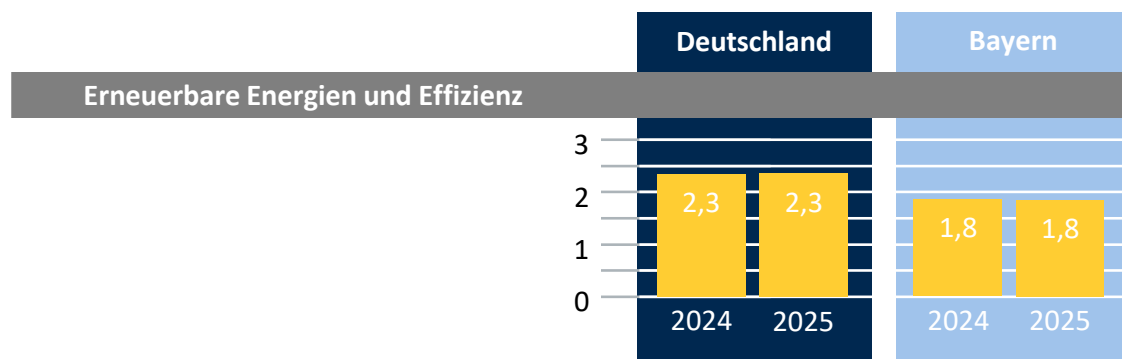
2.3 Erneuerbare Energien und Effizienz

Abbildung 29

Bewertung der Erneuerbare Energien und Effizienz

	Deutschland	Bayern
Erneuerbare Energien und Effizienz	2,3 (2,3) ●	1,8 (1,8) ●
Ausbau Wind & PV	2 (2) ●	2 (2) ●
Energieproduktivität	3 (3) ●	1 (1) ●
Entwicklung des Primärenergieverbrauchs	1 (1) ●	1 (1) ●
Erzeugung erneuerbarer Energien	3 (3) ●	3 (3) ●

Legende: Bewertungsschema: 1=grün, 2=gelb, 3=rot
Vorjahreswert in Klammern
↑ Verbesserung gegenüber Vorjahr
↓ Verschlechterung gegenüber Vorjahr



Quelle: Prognos AG (eigene Darstellung).

2.3.1 Installierte Leistung erneuerbarer Energien

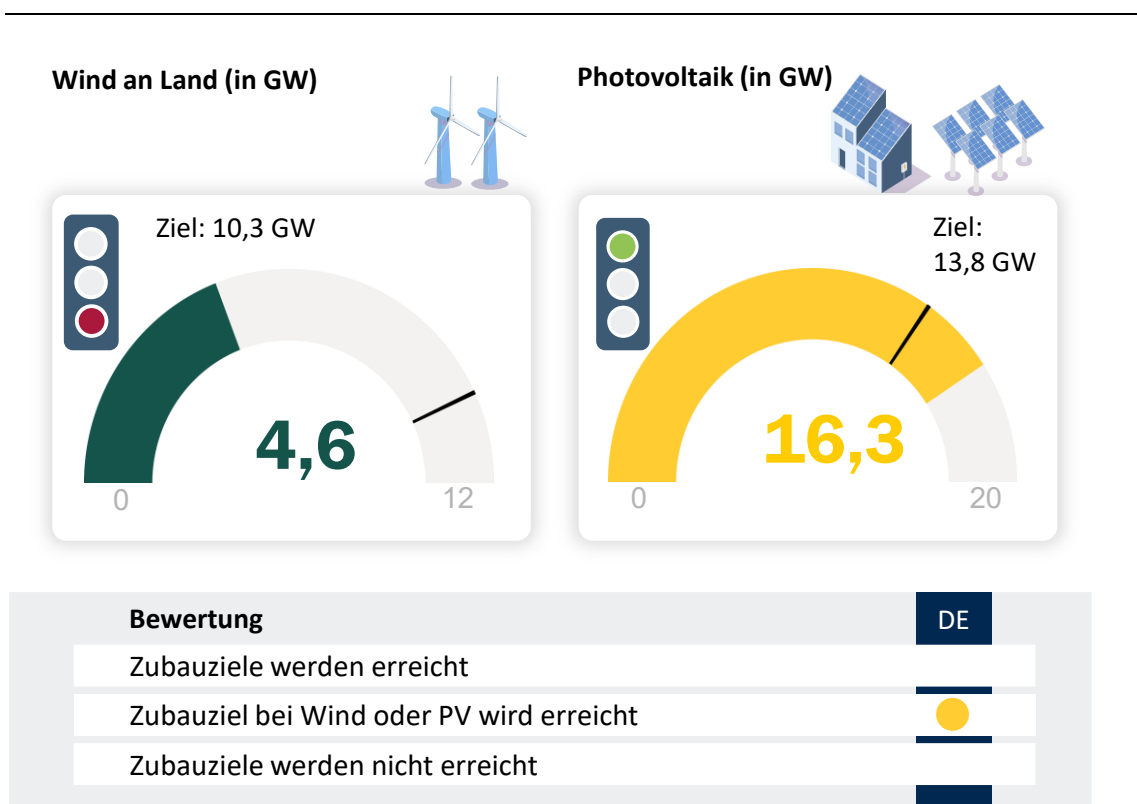
Die installierte Leistung erneuerbarer Energien hat sich in Deutschland seit 2008 von rund 38 GW auf über 210 GW im Jahr 2025 mehr als verfünffacht. Zwischen 2008 und 2025 entfielen rund 82 Prozent des EE-Zubaus auf PV-Anlagen und 42 Prozent auf Windenergieanlagen.

Die Bundesregierung hat sich ambitionierte Ziele für den Zubau an erneuerbaren Energien gesetzt, die im EEG 2023 gesetzlich verankert sind. Die Zubauziele liegen aktuell niedriger als mittel- und langfristig. Für Windenergie an Land müssten im Jahr 2025 10,3 GW

zugebaut werden, um das EEG-Zwischenziel für das Jahr 2026 noch zu erreichen. Es wurden jedoch nur 4,6 GW zugebaut. Langfristig ist zur Erreichung der Ziele ein jährlicher Zubau von bis zu 12 GW pro Jahr notwendig. Bei Photovoltaik sieht das Bild anders aus. Hier lag das Zubauziel zur Erreichung des Zwischenziels im Jahr 2025 bei 13,8 GW. Dieses wurde mit einem Zubau von 16,3 GW deutlich übertroffen. Langfristig sind aber auch hier mit rund 20 GW höhere jährliche Ausbauraten erforderlich.

Abbildung 30

Deutschland – Dynamik des (Brutto-)Ausbaus im letzten Jahr
(01.01.2025- 31.12.2025)



Quelle: Marktstammdatenregister.

Die installierte Leistung von PV-Anlagen stieg seit 2008 von rund 6 GW auf über 118 GW um den Faktor 19. Ein starker Zubau von jährlich durchschnittlich fast 8 GW fand in den Jahren 2010 bis 2012 statt. Zwischen 2013 und 2017 kam es zu einer deutlichen Verlangsamung des Ausbaus von PV-Anlagen im Vergleich zu den Vorjahren auf unter 2 GW jährlich. Seit 2017 erhöhte sich der Zubau von PV-Anlagen wieder deutlich. Seit 2023 wurden mehr als 15 GW pro Jahr zugebaut.

Bei Windenergieanlagen kam es zwischen 2008 und 2025 zu mehr als einer Verdreifachung der installierten Leistung von rund 23 GW auf 77 GW. Im Jahr 2017 erreichte der Windenergieausbau mit über 6 GW seinen bisherigen Höhepunkt. In den Jahren danach brachen

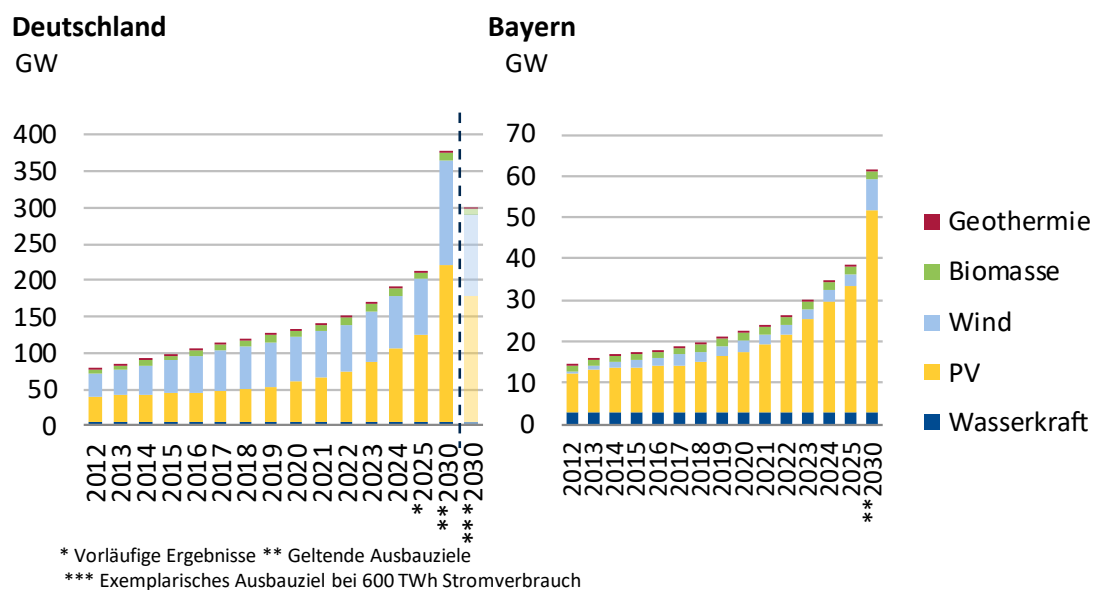
die Zubauzahlen auf unter 2 GW im Jahr 2020 ein. In den Jahren 2023 und 2024 wurden mehr als 3 GW, im Jahr 2025 mehr als 4 GW an Anlagenleistung errichtet.

In Abbildung 32 sind die geltenden EEG 2023 Ausbauziele der erneuerbaren Energien für 2030 dargestellt. Um die geltenden Ziele zu erreichen, muss die bis Ende 2025 installierte Anlagenleistung bis 2030 fast verdoppelt werden. Hierfür ist ein durchschnittlicher jährlicher Zubau von 19 GW bei Photovoltaik und 14 GW bei Wind notwendig.

Die Ziele des EEG 2023 sollen bis 2030 zu einem Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch von mindestens 80 Prozent führen, wobei 750 TWh als Grundlage für den Stromverbrauch 2030 dienen. Die aktuelle Bundesregierung im Jahr 2025 hat angekündigt diesen Wert korrigieren zu wollen. In einem von der Regierung in Auftrag gegebenen Gutachten (EWI & BET 2025) wird eine wahrscheinliche Bandbreite des Stromverbrauchs von 600 bis 700 TWh für den Stromverbrauch 2030 angenommen. Exemplarisch wurde hier in der Grafik dargestellt, wie stark die Ausbauziele reduziert werden müssten, um bei einem Stromverbrauch von 600 TWh das 80-Prozent-Ziel weiter einzuhalten.

Abbildung 31

Installierte Leistung zur erneuerbaren Stromerzeugung



Quelle: Energycharts 2025; EEG 2023; eigene Abschätzung Prognos; Föederal Erneuerbar.

Die installierte Kapazität von Anlagen zur Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien wurde in Bayern zwischen 2008 und 2025 von 6 GW auf 38 GW ausgebaut und somit mehr als versechsfacht. PV-Anlagen machten mit rund zwei Dritteln den größten Anteil bei diesem Zubau aus. Nach einem Spitzenwert von 2,9 GW im Jahr 2010 ging der Ausbau bis 2016 auf 0,5 GW pro Jahr zurück. In den Folgejahren stieg der Zubau an, lag 2024 bei

4,4 GW und 2025 bei 4,5 GW. Zur Erreichung der Ziele des Freistaats sind 3,6 GW an jährlichen Zubau bis 2030 notwendig. Die *Energiesystemanalyse Bayern klimaneutral* im Auftrag des Freistaats ermittelt langfristige Zubauzahlen in Höhe von rund 5 GW.

Beim Ausbau von Windenergieanlagen ist eine deutlich schwächere Dynamik zu verzeichnen. Ende 2025 waren 2,8 GW installierter Leistung in Betrieb. Wurden in den Jahren 2013 bis 2017 noch durchschnittlich über 300 MW pro Jahr zugebaut, kam der Ausbau seitdem nahezu zum Erliegen. Im Jahr 2025 wurden 79 MW zugebaut. Damit entfielen rund 86 Prozent der Ende 2025 installierten Leistung auf Anlagen, die vor dem Jahr 2018 zugebaut wurden. Das jährliche Zubauziel von 700 MW wurde deutlich verfehlt. In der Studie *Energiesystemanalyse Bayern klimaneutral* liegen die langfristigen Werte mit rund 800 MW noch höher.

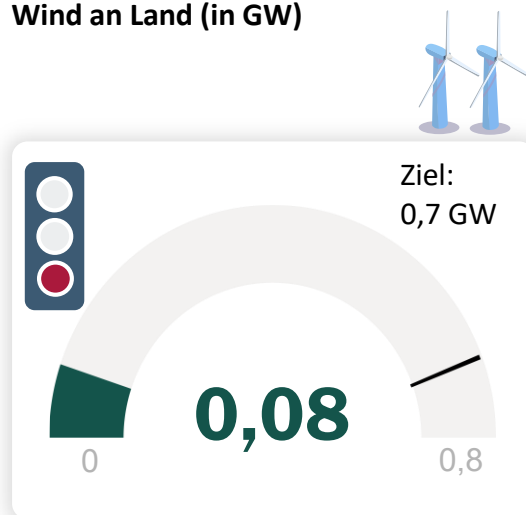
Im Jahr 2022 hat sich die Bayerische Staatsregierung Ziele hinsichtlich des Ausbaus erneuerbarer Energien gesetzt. Bis zum Jahr 2030 wird eine Verdopplung der erneuerbaren Stromerzeugung gegenüber 2021 angestrebt. Es sollen mehr als 1.000 neue Windkraftanlagen zugebaut werden, die Anlagenleistung der Photovoltaik soll sich gegenüber 2021 verdreifachen. Um die Ziele zu erreichen, ist bis 2030 ein durchschnittlicher Zubau der Leistung von 1,9 GW bei Photovoltaik und 0,7 GW bei Windenergieanlagen notwendig. Bei Photovoltaik liegt der Zubau des Jahres 2025 damit bereits über der Größenordnung der Zubauziele. Der Zubau von Windenergieanlagen muss gegenüber 2025 um fast um den Faktor 9 vervielfacht werden.

Der Ausbau der Windenergieanlagen ist regional sehr unterschiedlich über die Landkreise des Freistaats Bayern verteilt. Über 70 Prozent der Ende 2025 installierten Anlagen entfallen auf Landkreise in Franken beziehungsweise im nördlichen Bayern. Landkreise im südlichen und östlichen Bayern zeigen im Vergleich dazu deutlich geringere installierte Anlagenleistungen. Die installierte Leistung der Photovoltaik ist deutlich gleichmäßiger über die Landkreise des Freistaats verteilt.

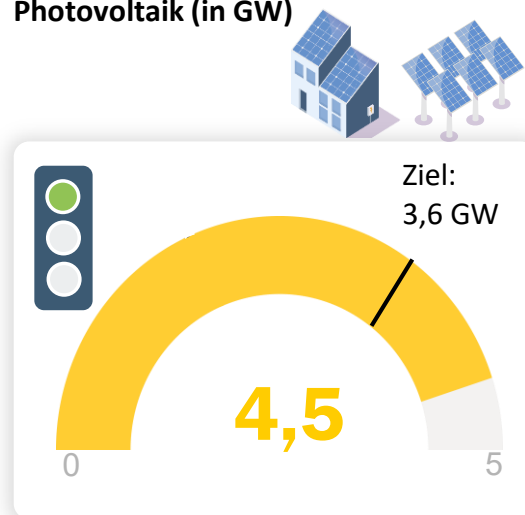
Abbildung 32

Bayern – Dynamik des (Brutto)-Ausbaus im letzten Jahr
(01.01.2025- 31.12.2025)

Wind an Land (in GW)



Photovoltaik (in GW)



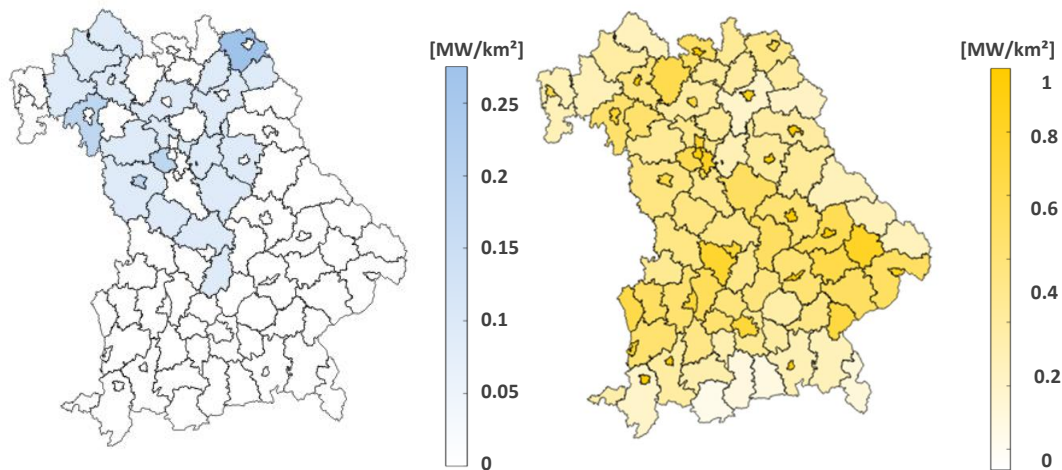
Bewertung	BY
Zubauziele werden erreicht	
Zubauziel bei Wind oder PV wird erreicht	●
Zubauziele werden nicht erreicht	

Quelle: Marktstammdatenregister.

Abbildung 33

Installierte Leistung in Bayern nach Landkreisen (31.12.2025)

Windkraft an Land: 2,8 GW Gesamtleistung Photovoltaik: 31,4 GW Gesamtleistung



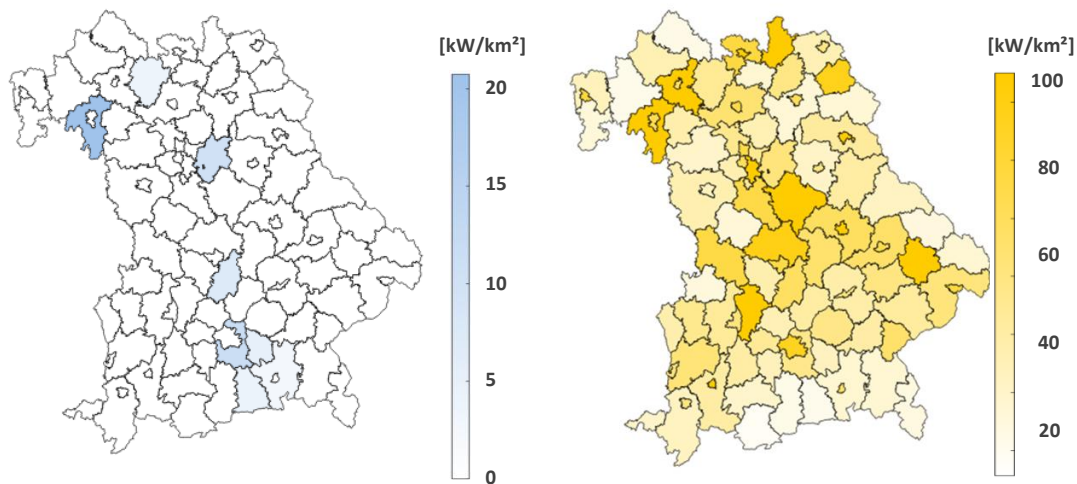
Quelle: Marktstammdatenregister.

Ein geringfügig anderes Bild als bei der gesamten installierten Leistung zeigt sich für den Zubau an Windkraftanlagen. Der geringe Zubau von 0,08 GW ist vollständig auf Landkreise im Norden Bayerns verteilt. Im Vergleich dazu erfolgte der Zubau an PV-Anlagen deutlich gleichmäßiger über die Bayerischen Landkreise.

Abbildung 34

Regionaler Zubau in Bayern im Kalenderjahr 2025

Windkraft an Land: 0,08 GW Netto-Zubau Photovoltaik: 4,5 GW Netto-Zubau



Quelle: Marktstammdatenregister.

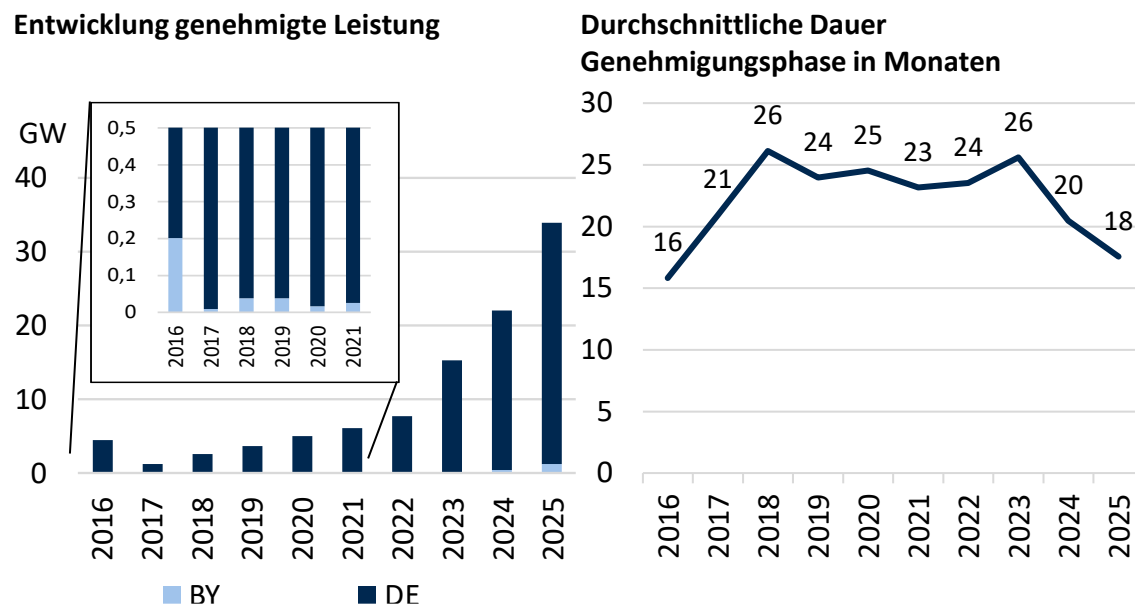
Bevor Windenergieprojekte errichtet werden können, muss zuerst eine rechtliche Genehmigung vorliegen. Daher kann die Anzahl von Genehmigungen als vorausschauender Indikator für die zukünftig installierte Leistung angesehen werden.

Abbildung 35 veranschaulicht die Genehmigungen für Windenergie an Land in Deutschland und Bayern. Im Jahr 2016 wurden bundesweit rund 4,6 GW genehmigt. In den Folgejahren brachen die Genehmigungen jedoch ein. Der starke Ausschlag im Jahr 2016 lässt sich auf die damals angekündigte EEG-Reform und den damit verbundenen Wechsel des Fördersystems zurückführen: Bis dahin erhielten Windenergieprojekte eine feste EEG-Vergütung, während ab 2017 Förderungen nur noch über Ausschreibungen vergeben wurden. Viele Projektierer bemühten sich deshalb, Genehmigungen noch vor Inkrafttreten des neuen Systems zu sichern.

Nach 2017 ging die genehmigte Leistung merklich zurück. Neben den Auswirkungen des Ausschreibungsmodells spielten auch zusätzliche Hemmnisse eine Rolle, darunter lokale Widerstände, Bürgerklagen sowie umfangreiche naturschutz- und artenschutzrechtliche Prüfungen. In Bayern wirkte zudem die bereits 2014 eingeführte 10H-Regelung als weiterer Bremsfaktor der Genehmigungen: Sie schreibt große Mindestabstände zwischen Windkraftanlagen und Wohnbebauungen vor und erschwerte den Ausbau der Windenergie im Freistaat.

Abbildung 35

Genehmigungen für Windenergie an Land



Die Grafik basiert auf dem Durchschnitt von 9 Bundesländern. Für Bayern liegen keine Daten vor.

Quelle: Goal100.

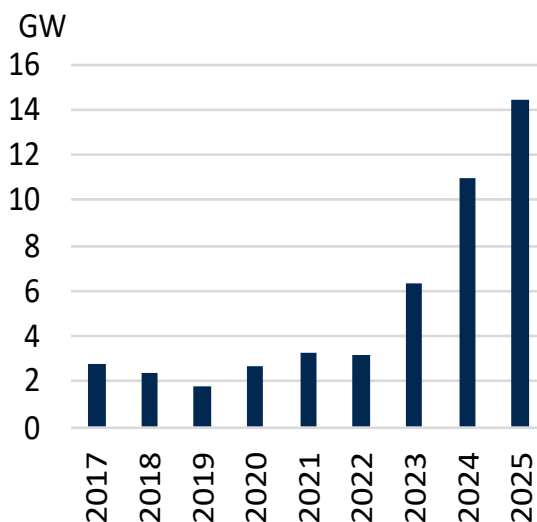
Die Lockerung der 10H-Regel und weitere Reformen, wie beispielsweise das sog. Osterpaket der Ampelregierung, führten ab 2022 zu einer deutlichen Steigerung der genehmigten Leistung für Windenergieanlagen. Mit einer genehmigten Leistung von 15,2 GW im Jahr 2023 und 32,5 GW in 2025 hat sich diese in 2 Jahren mehr als verdoppelt (Abbildung 35, linke Grafik). Zugleich zeigt sich eine deutliche Abnahme der Genehmigungsdauer. In 2023 nahm eine durchschnittliche Genehmigungsphase 26 Monate in Anspruch, während es in 2025 nur noch 18 Monate waren (Abbildung 35, rechte Grafik).

Genehmigte Projekte können sich innerhalb von Ausschreibungen auf EEG-Förderungen bewerben. Innerhalb der Ausschreibungen treten die Projekte in Wettbewerb um die Höhe der anzulegenden Werte. Der anzulegende Wert bestimmt die Höhe der jeweiligen Vergütung, die die Anlagen mindestens erhalten. Der Zuschlagswert beschreibt die Höhe der jeweiligen Anzulegenden Werte, die einen Zuschlag erhalten haben. Anhand des dargestellten durchschnittlichen mengengewichteten Zuschlagswertes lassen sich demnach die Höhe der erneuerbaren Stromproduktionskosten ablesen, die nach den Bestimmungen des EEG subventioniert werden.

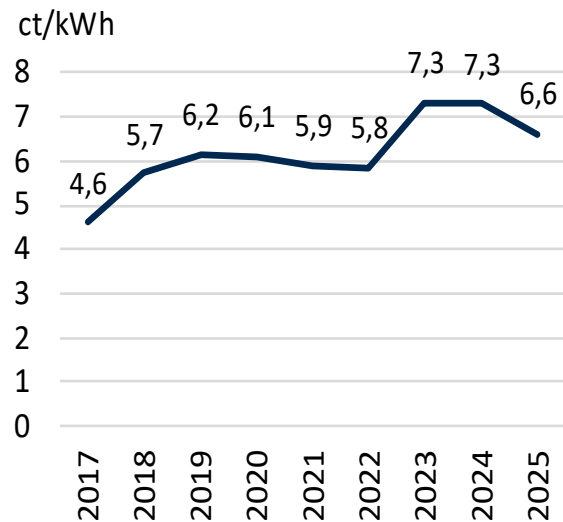
Abbildung 36

EEG-Ausschreibungsmenge – Wind an Land

Zuschlagsmenge



Durchschnittliche, mengengewichteter Zuschlagswert



Quelle: BNetzA.

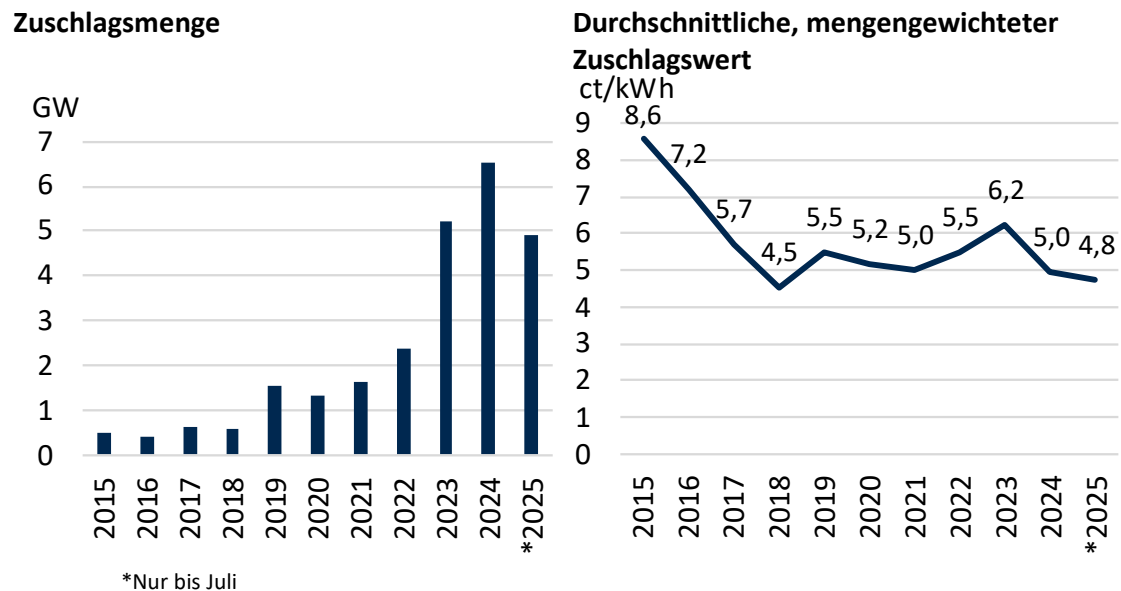
Abbildung 36 bildet die bundesweiten Zuschlagsmengen für Windenergie an Land und die dazugehörigen durchschnittlichen Zuschlagswerte ab. In den Jahren 2017 bis 2020 lagen die Zuschlagsmengen durchschnittlich bei 2,4 GW pro Jahr. In den folgenden Jahren stiegen die Zuschlagsmengen fortwährend an und erreichten 2025 einen Höchstwert von 14,45 GW (Abbildung 36, linke Grafik).

Die Zuschlagswerte stiegen 2023 an (Abbildung 36, rechte Grafik). Diese Steigerung lässt sich auf höhere Projektkosten durch ein gestiegenes Zinsniveau und einen Anstieg der Baukosten zurückführen. In 2024 lagen die Zuschlagswerte auf dem Preisniveau des Vorjahres, während es 2025 zu einem leichten Rückgang aufgrund niedriger Zinsen kam.

Die Zuschlagsmengen für Freiflächen-PV lagen in den Jahren von 2015 bis 2022 durchschnittlich bei 1,1 GW pro Jahr. Auch hier lässt sich wie bei Windenergie ab 2022 ein deutlicher Anstieg bei den Zuschlagsmengen verzeichnen. Gegenüber dem Vorjahr verdoppelte sich die Zuschlagsmenge in 2023 auf 5,2 GW geförderte Leistung und erreichten 2024 mit über 6 GW ihren bisherigen Höchststand. Die Zahlen für das erste Halbjahr 2025 deuten mindestens auf eine Beibehaltung dieses Niveaus hin (Abbildung 37, linke Grafik).

Abbildung 37

EEG-Ausschreibungsmenge – Photovoltaik Freifläche



Quelle: BNetzA.

Die Zuschlagswerte gingen zwischen seit 2015 und 2018 deutlich zurück. Grund hierfür waren die deutlichen Kostenreduktionen für Photovoltaikanlagen. Seit 2018 lag das Preisniveau etwas höher, was auf leichte Kostensteigerungen beim Import und die allgemeinen Preissteigerungen zurückzuführen ist. 2023 ist aufgrund des gestiegenen Zinsniveaus ebenfalls ein Anstieg zu verzeichnen, der 2024 aber wieder deutlich zurückging. 2025 wurde nach dem Tiefstwert 2018 der bisher niedrigste Wert erreicht.

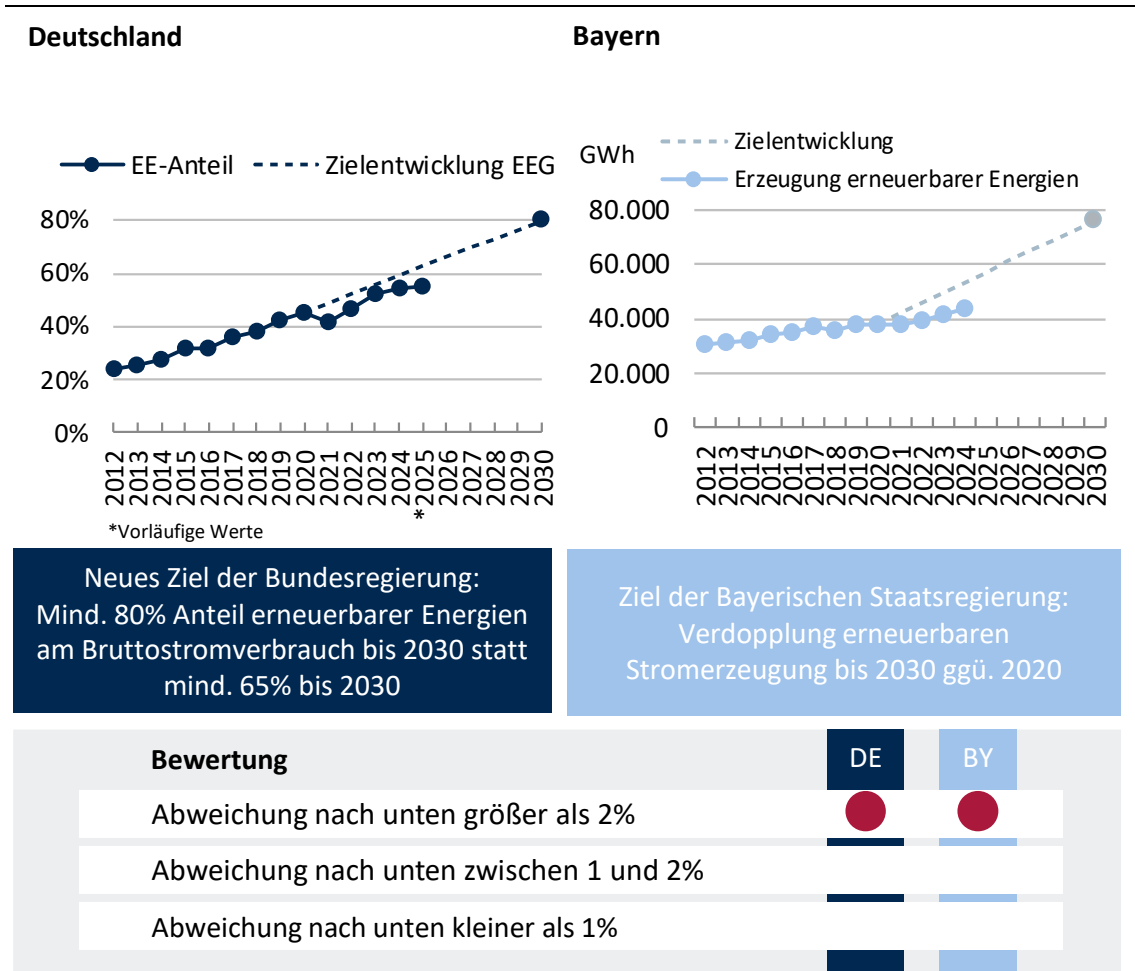
2.3.2 Erzeugung erneuerbarer Energien

Im Jahr 2023 wurde eine deutliche Erhöhung der Ausbauziele von erneuerbaren Energien in Deutschland im EEG gesetzlich festgeschrieben: Bis 2030 sollen 80 Prozent vom Bruttostromverbrauch aus erneuerbaren Energien stammen. Für Bayern ist der angestrebte Anteil erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung im Energieprogramm der Bayerischen Staatsregierung für das Jahr 2025 auf 70 Prozent festgelegt. Die Bayerische Staatsregierung hat sich im Mai 2022 neue Ziele hinsichtlich des Ausbaus erneuerbarer Energien gesetzt. Angestrebt wird bis 2030 eine Verdopplung der erneuerbaren Stromerzeugung gegenüber 2020.

Als Bewertungsmaßstab wurde jeweils ein linearer Zielpfad zwischen dem Ist-Wert 2020 und dem jeweiligen Zielwert definiert.

Abbildung 38

Erzeugung erneuerbarer Energien



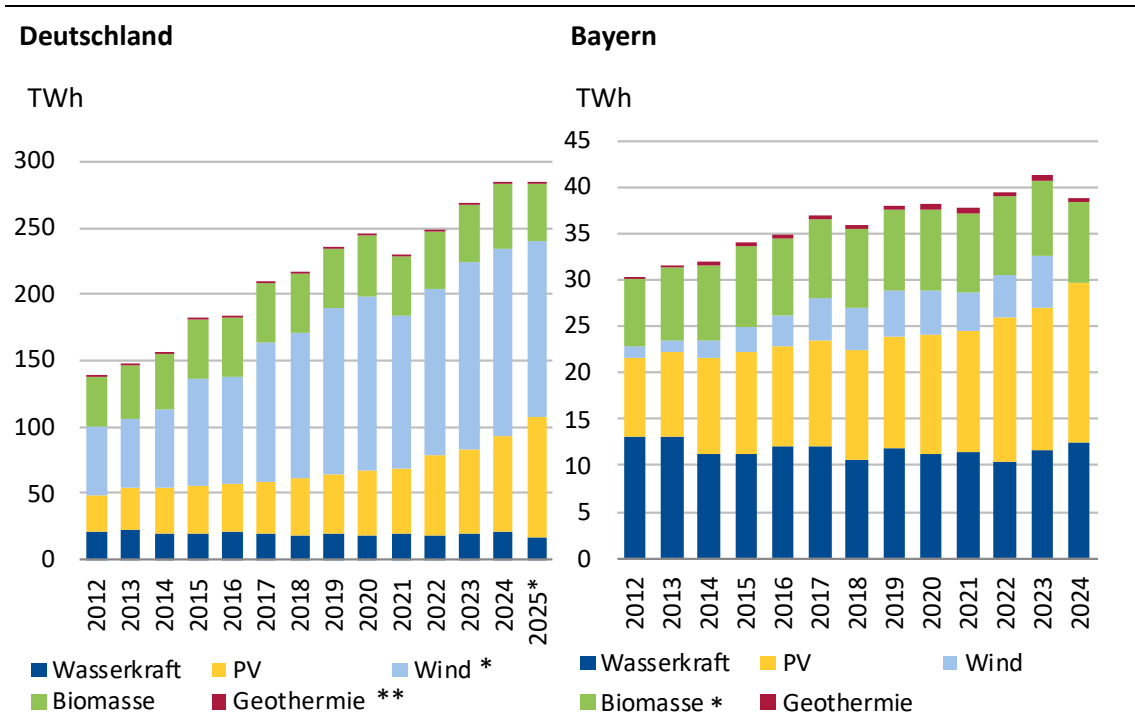
Quelle: AG Energiebilanzen; BMWi Energiedaten; EEG 2023; Bayerisches Landesamt für Statistik; IE Leipzig (2025); Bayerisches Energiekonzept; Bayerisches Energieprogramm.

In Deutschland stieg der Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch seit 2023 an. Mit 54 Prozent lag der Wert im Jahr 2025 0,7 Prozentpunkte über dem Vorjahreswert und 9 Prozentpunkte über dem Wert von 2020. Damit liegt der Wert weiter unterhalb des 80-Prozent-Zielpfades.

Auch in Bayern stieg die erneuerbare Erzeugung im Jahr 2024 deutlich an und erreichte 44.000 GWh. Die bayerischen Werte liegen jedoch weiterhin unter dem Zielpfad.

Abbildung 39

Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nach Energieträgern



* Biomasse: inkl. biogene Festbrennstoffe, flüssige Bioenergieträger, Biogas, Klärgas, Deponiegas, ohne biogener Anteil des Abfalls.

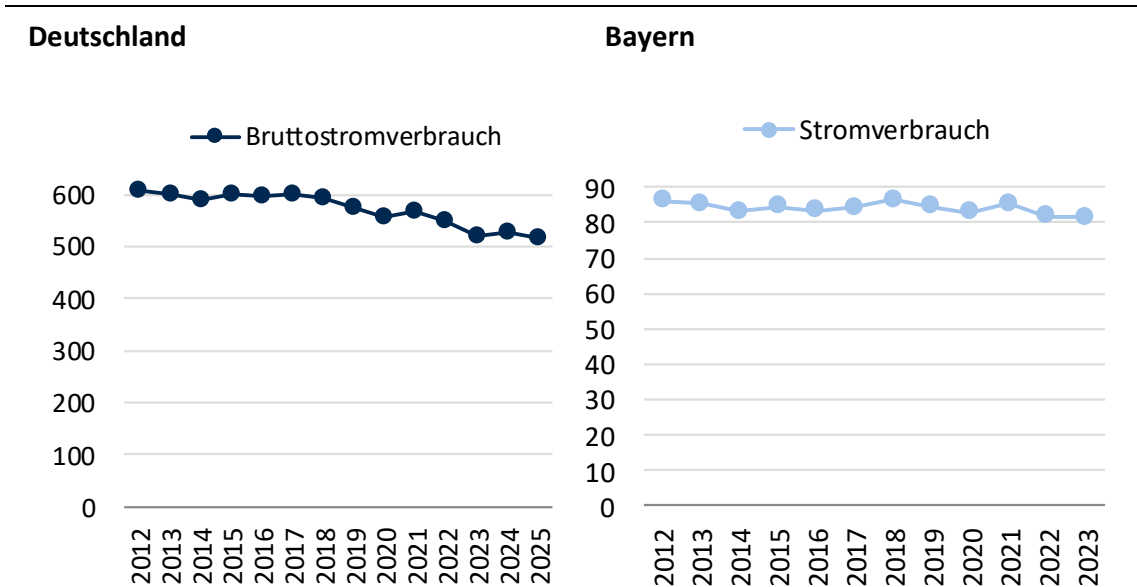
** Geothermie: inkl. sonstige erneuerbare Energieträger: Solarthermie, Klärgas, Deponiegas, Son-tige.

Quelle: Bayerisches Landesamt für Statistik.

2.3.3 Entwicklung des Stromverbrauchs

In der Vergangenheit wurden quantitative und qualitative Ziele für Deutschland und Bayern mitgeführt. Da diese Ziele überholt sind, werden sie seit dem 13. Monitoringbericht nicht mehr aufgenommen. Im Zuge der fortschreitenden Elektrifizierung ist bis zur Erreichung der Klimaneutralität mit einem deutlich steigenden Stromverbrauch zu rechnen, insbeson-dere durch neue Verbrauchergruppen wie Wärmepumpen, Elektromobilität, Elektrifizie-rung der Prozesswärme und Elektrolyse. Dennoch ist es erforderlich, bei den konventionel-len Nachfragern wie Beleuchtung, Geräten, Steuerungen, raumluftechnischen Anlagen etc. weiter die Effizienz zu steigern, um den Verbrauchsanstieg zu begrenzen.

Abbildung 40
Stromverbrauch



Quelle: AG Energiebilanzen; BDEW 2025; Energiekonzept der Bundesregierung; Bayerisches Landesamt für Statistik; IE Leipzig (2025); Bayerisches Energiekonzept; Bayerisches Energieprogramm.

Im Jahr 2020 ging der Stromverbrauch insbesondere aufgrund des pandemiebedingten Wirtschaftseinbruchs deutlich zurück. In den Jahren 2022 (551 TWh) und 2023 (526 TWh) lag der Bruttostromverbrauch sogar unterhalb des Wertes von 2020. Hauptgrund hierfür war der Rückgang der stromintensiven Produktion. 2025 gingen den Werte nach einem leichten Anstieg 2024 erneut zurück, sodass mit 517 TWh ein historischer Tiefstwert erreicht wurde.

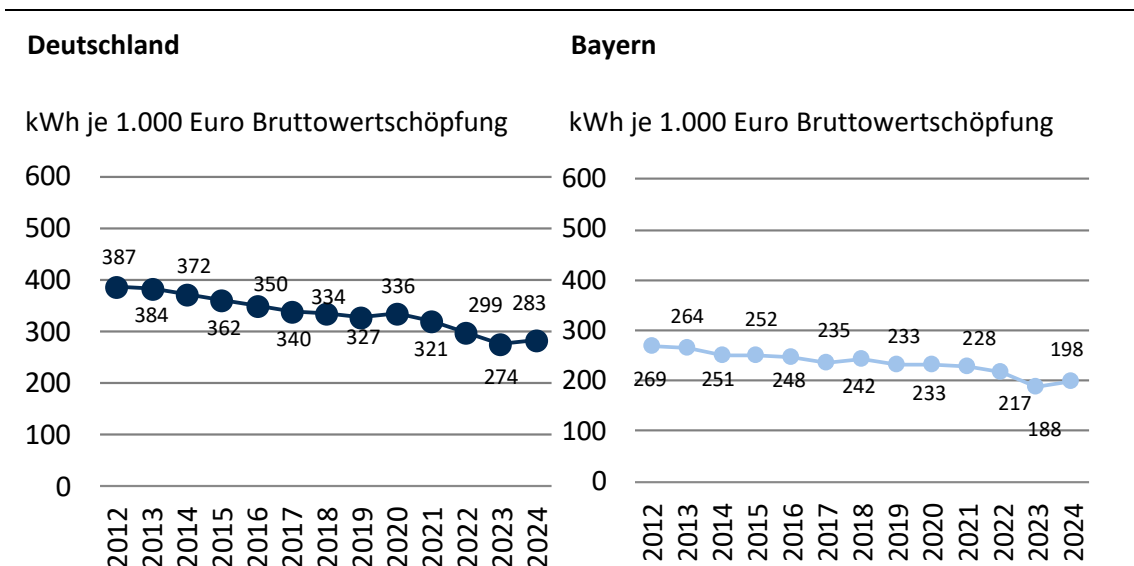
In Bayern waren seit 2012 nur geringe Schwankungen zu verzeichnen. Der höchste Wert wurde dabei im Jahr 2018 mit 87 TWh erreicht. Im Jahr 2023 erreichte der Stromverbrauch mit 82 TWh den niedrigsten Wert im Betrachtungszeitraum.

2.3.4 Stromintensität der Industrie und Pro-Kopf-Verbrauch der privaten Haushalte

Ergänzend zum Bruttostromverbrauch wurden Indikatoren für die Entwicklung der Strom-Intensität der Industrie sowie des spezifischen Stromverbrauchs der privaten Haushalte betrachtet. In den Energiekonzepten ist keine entsprechende Vorgabe formuliert, deshalb kann hier keine Gegenüberstellung der erfassten Entwicklung mit Zielen vorgenommen werden. Die Indikatoren haben informatorischen Charakter.

Abbildung 41

Stromintensität der Industrie in Deutschland und Bayern



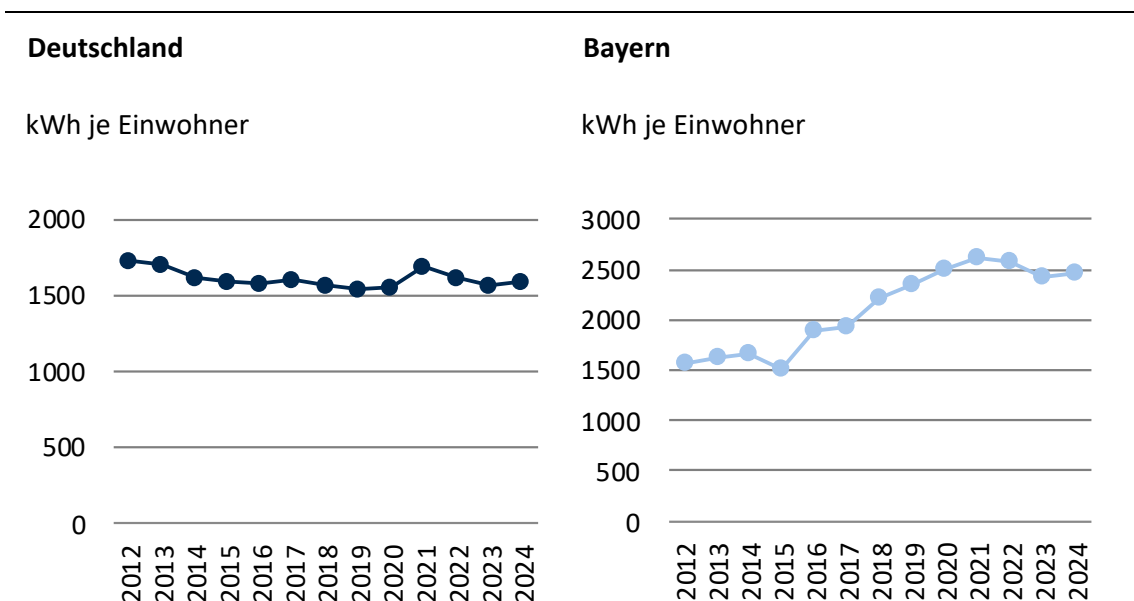
Quelle: Eigene Berechnungen der Prognos AG basierend auf AG Energiebilanzen; Bayerisches Landesamt für Statistik; Statistische Ämter der Länder; StMWi.

Die Stromintensität der Industrie bezeichnet den industriellen Stromverbrauch pro Bruttowertschöpfungseinheit. Zwischen 2009 und 2019 ging diese in Deutschland um gut 24 Prozent zurück. In Bayern fiel der Rückgang im selben Zeitraum mit 30 Prozent noch höher aus. Im Jahr 2020 war in Deutschland ein deutlicher und in Bayern ein leichter Anstieg zu beobachten (Abbildung 41), der jeweils auf den pandemiebedingten Rückgang der Bruttowertschöpfung der Industrie zurückzuführen waren und somit einen „Kapazitätseffekt“ darstellten. Im Jahr 2024 nahm die Stromintensität der Industrie sowohl in Deutschland als auch in Bayern gegenüber dem Vorjahr zu, sie lag aber weiterhin unter dem Niveau von 2022.

Der spezifische Stromverbrauch der privaten Haushalte veränderte sich im Zeitraum 2008 bis 2012 in Deutschland nur wenig und lag in einer Größenordnung von 1.700 kWh pro Kopf. Zwischen 2012 und 2018 nahm der Verbrauch stetig ab, teilweise bedingt durch die steigende Effizienz von Elektrogeräten und Beleuchtung. Zwischen 2018 und 2020 blieb der Wert ungefähr konstant bei 1.530 kWh pro Kopf (Abbildung 42). Im Jahr 2024 stieg der spezifische Stromverbrauch gegenüber dem Vorjahr wieder leicht und lag bei etwa 1.591 kWh pro Kopf.

Abbildung 42

Stromverbrauch pro Kopf der privaten Haushalte in Deutschland und Bayern



Quelle: AG Energiebilanzen; Bayerisches Landesamt für Statistik.

In Bayern lag der spezifische Stromverbrauch der privaten Haushalte im Jahr 2015 bei 1.502 kWh/Einwohner. Dies war der tiefste Wert im Beobachtungszeitraum. Bis 2021 stieg der Stromverbrauch pro Kopf in Bayern deutlich an. Im Jahr 2024 lag der Wert nach leichtem zwischenzeitlichem Rückgang bei 2.458 kWh/Einwohner. Allgemein wurde in den letzten Jahren in Bayern pro Kopf deutlich mehr Strom verbraucht als in Deutschland.

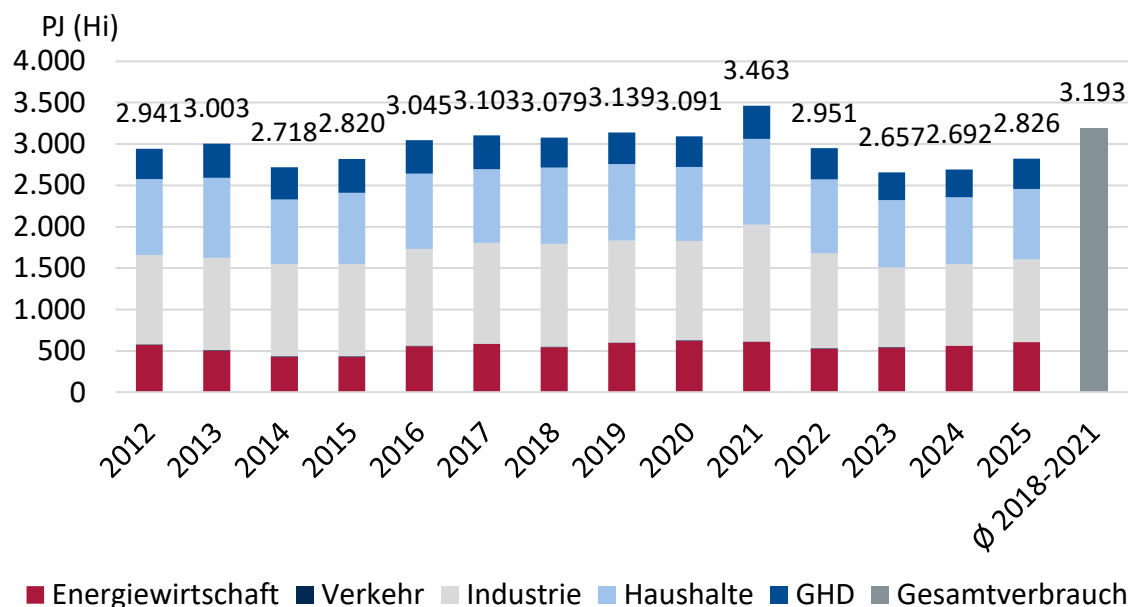
2.3.5 Gasverbrauch

Der gesamte Verbrauch von Naturgasen (Erdgas, Erdölgas) lag in Deutschland in den Jahren 2008 bis 2025 stets zwischen 2.657 PJ (2023) und 3.463 PJ (2021). Eine eindeutige Entwicklungstendenz war nicht zu erkennen. Im Jahr 2023 lag der Verbrauch bei 2.657 PJ. Die angestrebte Reduktion um 20 Prozent gegenüber dem Vorjahr wurde damit zwar verfehlt (knapp 7 Prozent wurden erreicht), die befürchtete Gasmangellage blieb jedoch aus. Im Jahr 2025 stieg der Gasbrauch auf 2.826 PJ an und erhöhte sich damit gegenüber dem Vorjahr um 5 Prozent.

Größter Verbraucher war über den gesamten Zeitraum die Industrie, im Jahr 2025 entfielen rund 35 Prozent des Gasverbrauchs auf diesen Sektor. Die Industrie war der einzige Sektor, bei dem zwischen 2008 und 2021 ein eindeutig steigender Verlauf des Gasverbrauchs zu verzeichnen war, zuletzt ging auch hier der Verbrauch deutlich zurück (2021: 1.410 PJ; 2025: 998 PJ).

Abbildung 43

Erdgasverbrauch nach Sektoren in Deutschland



Quelle: AG Energiebilanzen; BDEW; BNetzA.

2.3.6 Energieproduktivität

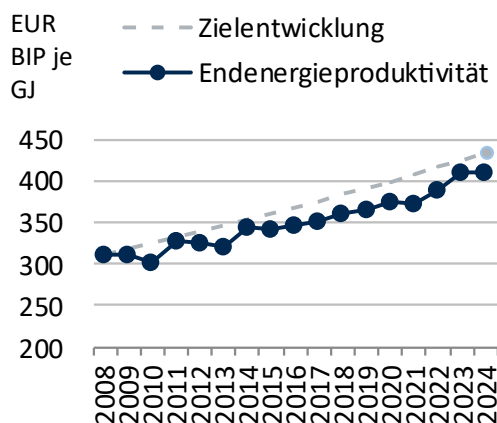
Die Energieproduktivität wird bestimmt als Quotient aus dem Bruttoinlandprodukt (BIP) und dem Energieverbrauch. Dabei kann für die Ermittlung der Energieproduktivität der Primärenergieverbrauch (PEV) oder der Endenergieverbrauch (EEV) herangezogen werden. Wesentlicher Unterschied zwischen beiden Varianten ist der Energieträgereinsatz für die Erzeugung von Strom, Fernwärme und verarbeiteten Mineralölprodukten. Im PEV ist dieser Energieträgereinsatz enthalten. Der EEV umfasst dagegen das Resultat dieses Einsatzes, nämlich den Verbrauch von Strom, Fernwärme, Brenn- und Treibstoffen aus Mineralöl und Gas. Gemäß Energiekonzept der Bundesregierung wird eine jährliche Steigerung der Endenergieproduktivität von 2,1 Prozent angestrebt. Das Bayerische Energieprogramm legt als Ziel eine Steigerung der Primärenergieproduktivität um 25 Prozent zwischen 2010 und 2025 fest.

Bis zum Jahr 2011 wurden für das Monitoring Werte verwendet, die gemäß der alten Methodik des bayerischen Statistikamtes berechnet wurden. Ein neuer Zielpfad wurde nicht berechnet. Der Startpunkt des bayerischen Zielpfades ist nach wie vor die Primärenergieproduktivität im Jahr 2010. Bis 2025 soll die Produktivität um mindestens 25 Prozent gegenüber diesem Startwert steigen. Der für das Monitoring definierte Zielpfad verhält sich linear.

Abbildung 44

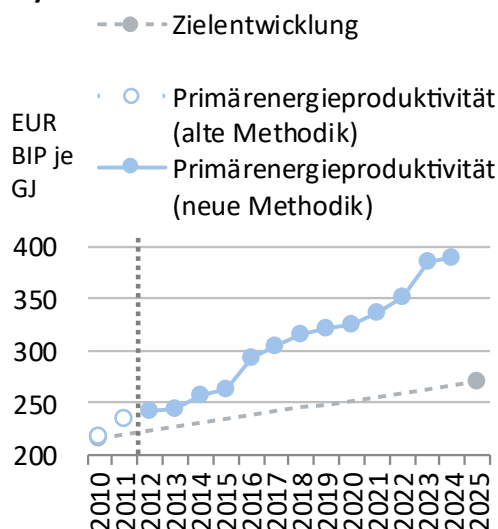
Entwicklung der Energieproduktivität in Deutschland und Bayern

Deutschland



Ziel der Bundesregierung:
+2,1% pro Jahr bis 2050

Bayern



Ziel der Bayerischen Staatsregierung:
Mind. +25% bis 2025 gegenüber 2010

Bewertung	DE	BY
Werte kleiner als 98% des Zielwerts	●	
Werte zwischen 98% und 100% des Zielwerts		
Werte größer oder gleich 100% des Zielwerts		●

Quelle: AG Energiebilanzen; Bayerisches Energieprogramm; Bayerisches Landesamt für Statistik; Energiekonzept der Bundesregierung; IE-Leipzig (2025); Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung der Länder.

In Deutschland wurde das auf den Endenergieverbrauch bezogene Produktivitätsziel sowohl im Jahr 2023 als auch im Jahr 2024 klar verfehlt, wobei sich der Wert 2024 (-5,7 Prozent) verglichen mit dem Vorjahr (-3,8 Prozent) vom Zielpfad wieder entfernte.

Pandemiebedingt ging der Endenergieverbrauch im Jahr 2020 deutlich zurück, die Wirtschaftsleistung stieg dagegen leicht an, sodass der entsprechende Produktivitätswert nur noch knapp (-0,9 Prozent) unter dem Zielpfad lag (2019: -6,3 Prozent). Im Jahr 2021 stieg der Endenergieverbrauch wieder an, während die Wirtschaftsleistung zurückging. 2022 stieg der Endenergieverbrauch zwar wieder auf das Niveau von 2020, der stärkere Anstieg bei der Wirtschaftsleistung führte jedoch zu einem Anstieg der

Energieproduktivität. Im Jahr 2024 sanken sowohl die Wirtschaftsleistung als auch der Endenergieverbrauch gegenüber dem Vorjahr, die Endenergieproduktivität stieg geringfügig auf 410 EUR/GJ.

In Bayern wurde das Ziel erneut übererfüllt. Die Primärenergieproduktivität stieg im Jahr 2024 gegenüber dem Vorjahr an und lag mit etwa 390 EUR/GJ deutlich über dem Zielwert für das Jahr 2025 (Abbildung 44). Hier wirkten aufgrund des bei der Bilanzierung angewendeten Territorialprinzips die infolge des Kernenergieausstiegs gestiegenen Stromimporte nach Bayern sowie die Regeln bei der Bilanzierung von Wind- und PV-Strom (mit implizit 100 Prozent Wirkungsgrad im Gegensatz zu Wirkungsgradverlusten bei konventionellen Kraftwerken und Biomasse durch Verbrennung bzw. den Wirkungsgrad bei der Dampfverstromung) steigernd auf den hier definierten Wert der Energieproduktivität.

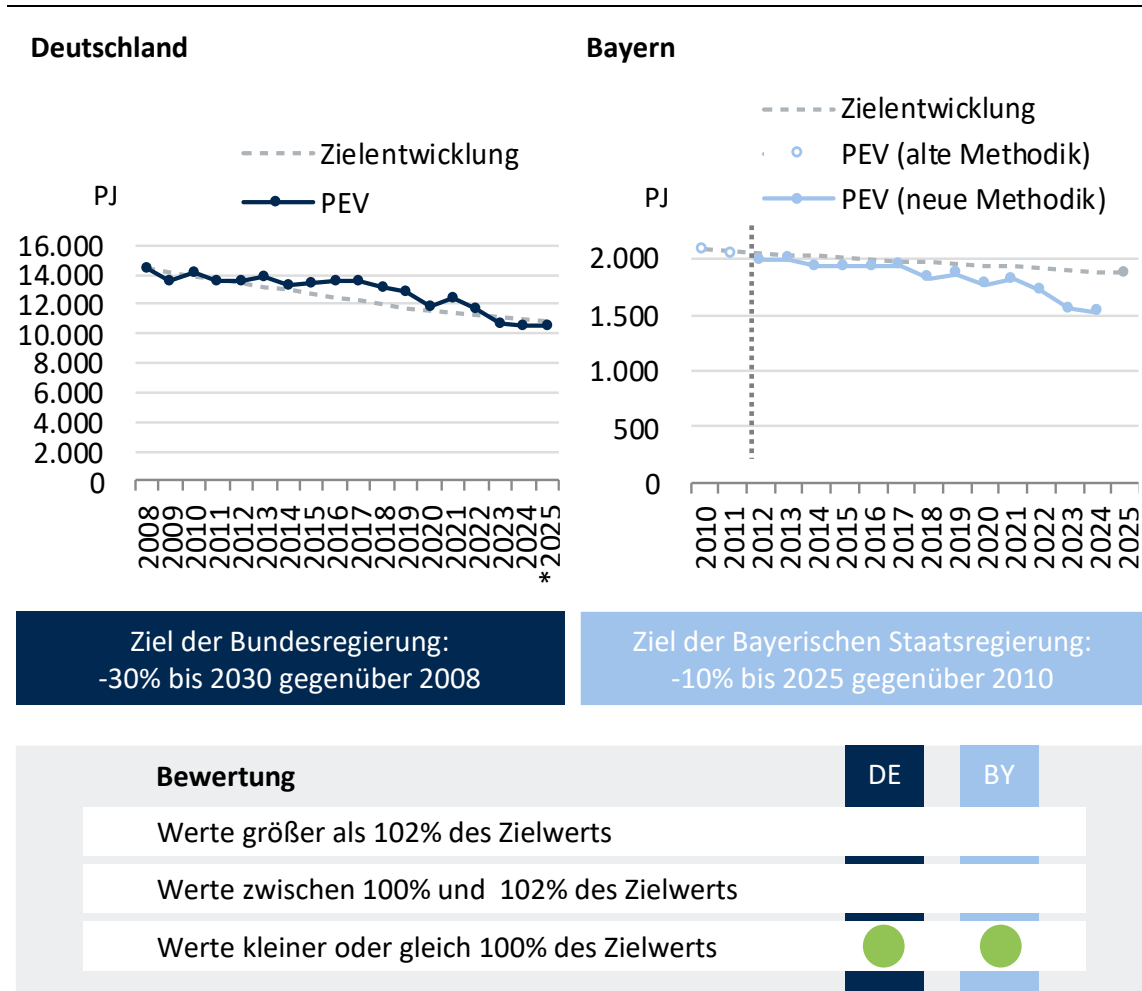
2.3.7 Primärenergieverbrauch

Der Primärenergieverbrauch (PEV) ist die Summe der in Deutschland beziehungsweise in Bayern von allen Sektoren im Laufe eines Jahres eingesetzten Energieträger. Für Deutschland wurde ein linearer Zielpfad definiert, der den PEV des Jahres 2008 mit dem im Energiekonzept der Bundesregierung für 2030 angestrebten Wert (-30 Prozent gegenüber 2008) verbindet. Die Ampel steht, wie auch im letzten Monitoring, auf grün: Im Jahr 2025 stieg der PEV in Deutschland wieder leicht an (+1 Prozent gegenüber dem Vorjahr) und lag damit zwar unter dem Wert des Jahres 2020 (Abbildung 45), allerdings immer noch leicht unter dem Zielpfad.

Im Energieprogramm der Bayerischen Staatsregierung wird als Ziel die Verringerung des PEVs um 10 Prozent zwischen 2010 und 2025 angegeben. Seit dem Jahr 2012 wird eine neue Erfassungsmethodik für den PEV angewandt. Der Zielpfad basiert allerdings weiterhin auf dem PEV des Jahres 2010, welcher noch mit der alten Methodik erfasst wurde. Auch in Bayern ging der PEV im Jahr 2024 gegenüber dem Vorjahr zurück (um 1,8 Prozent von 1.557 PJ auf 1.529 PJ) und lag damit weiterhin klar unter dem Zielpfad. Wie bei der Bewertung des Indikators „Energieproduktivität“ liegt dies insbesondere an den weiter angestiegenen Stromimporten, der Beendigung der Kernkraftproduktion mit ihren hohen Wirkungsgradverlusten sowie dem Aufwuchs der erneuerbaren Stromerzeugung mit ihren Bilanzierungseigenschaften. Die Ampelbewertung des Indikators bleibt deshalb grün.

Abbildung 45

Entwicklung des Primärenergieverbrauchs



Quelle: AG Energiebilanzen; Energiekonzept der Bundesregierung; IE Leipzig (2025); Bayerisches Landesamt für Statistik; Bayerisches Energieprogramm.

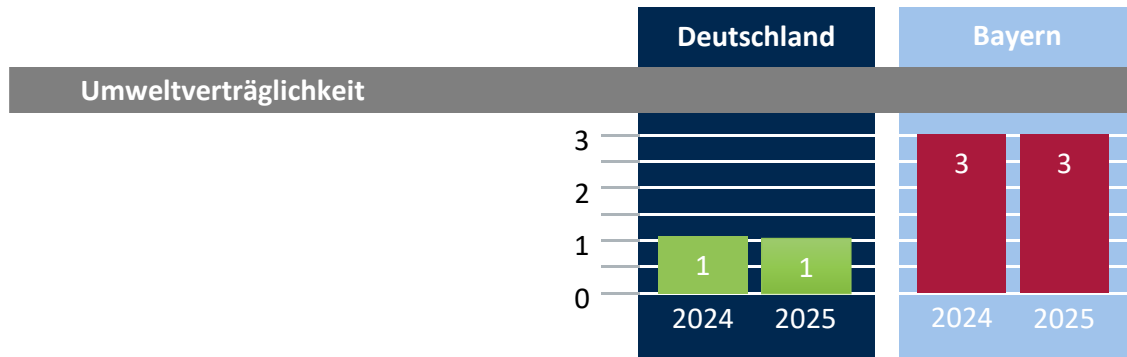
2.4 Umweltverträglichkeit

Abbildung 46

Bewertung der Umweltverträglichkeit

	Deutschland	Bayern
Umweltverträglichkeit	1 (1) ●	3 (3) ●
THG-Emissionen	1 (1) ●	3 (3) ●

Legende: Bewertungsschema: 1=grün, 2=gelb, 3=rot
Vorjahreswert in Klammern
↑ Verbesserung gegenüber Vorjahr
↓ Verschlechterung gegenüber Vorjahr



Quelle: Prognos AG (eigene Darstellung).

2.4.1 Gesamte THG-Emissionen

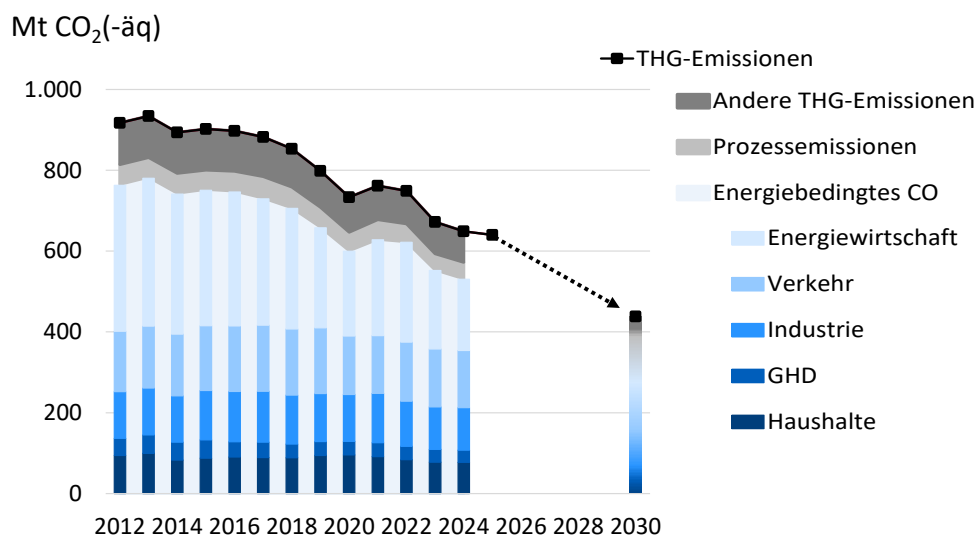
Die Emissionen klimarelevanter Gase werden als Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) bezeichnet. Neben CO₂ zählen unter anderem Methan und Lachgas zu den Treibhausgasen. In Deutschland machen die CO₂-Emissionen rund 88 Prozent der gesamten THG-Emissionen aus.

Letztere lassen sich in energiebedingte Emissionen, Prozessemissionen und andere THG-Emissionen aufteilen. Prozessemissionen sind Emissionen, welche durch Industrieprozesse

(aufgrund chemischer oder metallurgischer Reaktionen) freigesetzt werden, und machen etwa 6 Prozent der THG-Emissionen aus. Unter die anderen Emissionen fallen beispielsweise die (nicht energiebedingten) Emissionen der Landwirtschaft und der Abfallwirtschaft. Der Großteil der THG-Emissionen (rund 82 Prozent; und unter anderem 93 Prozent der CO₂-Emissionen) wird durch die Umwandlung („Verbrennung“) von fossilen kohlenstoffhaltigen Energieträgern (Kohle, Erdgas, Erdölprodukte) freigesetzt.

Abbildung 47

THG- und CO₂-Emissionen in Deutschland



2030: THG-Emissionsziel

Quelle: UBA.

Die energiebedingten CO₂-Emissionen in Deutschland sanken zwischen 2012 und 2017 nur leicht. Seither ist insgesamt ein deutlicher Rückgang zu beobachten: 532 Mt CO₂-Äquivalente im Jahr 2024 sind fast 30 Prozent weniger als im Jahr 2017.

Der deutliche Rückgang gegenüber 2022 (-15 Prozent) ist hauptsächlich auf den Sektor Energiewirtschaft zurückzuführen: Hier lag der Wert im Jahr 2024 um 9 Prozent tiefer als im Vorjahr und um 29 Prozent niedriger als 2022. Grund dafür war der deutliche Rückgang der emissionsintensiven Verstromung von Kohle. Auch in den anderen Sektoren gingen die Emissionen leicht zurück.

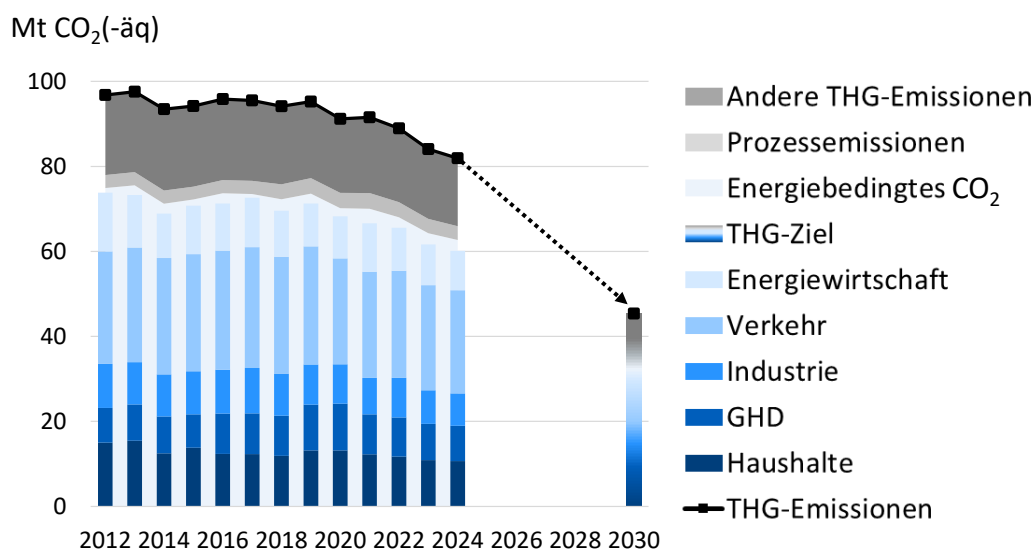
Seit 2012 sanken die energiebedingten Emissionen in allen Sektoren, wenn auch in unterschiedlichem Ausmaß. Größte Emittenten waren im Jahr 2024 weiterhin die Energiewirtschaft (mit einem Anteil von 33 Prozent aller verursachten energiebedingten Emissionen) und der Verkehrssektor (mit einem Anteil von 27 Prozent).

Das im Klimaschutzgesetz festgelegte Ziel von -65 Prozent gegenüber 1990 bedeutet einen Rückgang der THG-Emissionen auf 438 Mt CO₂-Äquivalente im Jahr 2030. Im Jahr 2023 wurden insgesamt 649 Mt CO₂-Äquivalente emittiert. Das sind etwa 48 Prozent weniger als im Jahr 1990.

Für Bayern wurden die offiziellen Werte der gesamten THG-Emissionen vom Bayerischen Landesamt für Statistik abgerufen. Die Aufteilung in energiebedingte Emissionen, Prozessemissionen und andere THG-Emissionen erfolgte anhand der Tabellen der Umweltökonomischen Gesamtrechnungen der Länder – hier liegen nur bis zum Jahr 2020 offizielle Werte vor. Die energiebedingten Emissionen nach Sektoren wurden anhand der Bayerischen Energiebilanzen sowie deren Schätzbilanz durch Prognos ermittelt. Es ist zu erwarten, dass sich die Werte mit Vorliegen der endgültigen Ist-Daten für die bayerische Energiebilanz im Nachhinein noch geringfügig verändern werden.

Abbildung 48

THG- und CO₂-Emissionen in Bayern



Energiewirtschaft ohne Raffinerien und sonstige Erzeuger.

Quelle: Eigene Berechnung der Prognos AG auf Basis von StMWi.

In Bayern zeigte sich insgesamt eine ähnliche Entwicklung wie in Deutschland: Seit 2017 gingen die THG-Emissionen deutlich zurück. 2024 lagen die Werte der gesamten energiebedingten CO₂-Emissionen in allen Sektoren tiefer als im Vorjahr. Auch in Bayern hatte die Energiewirtschaft den größten relativen Rückgang zu verzeichnen.

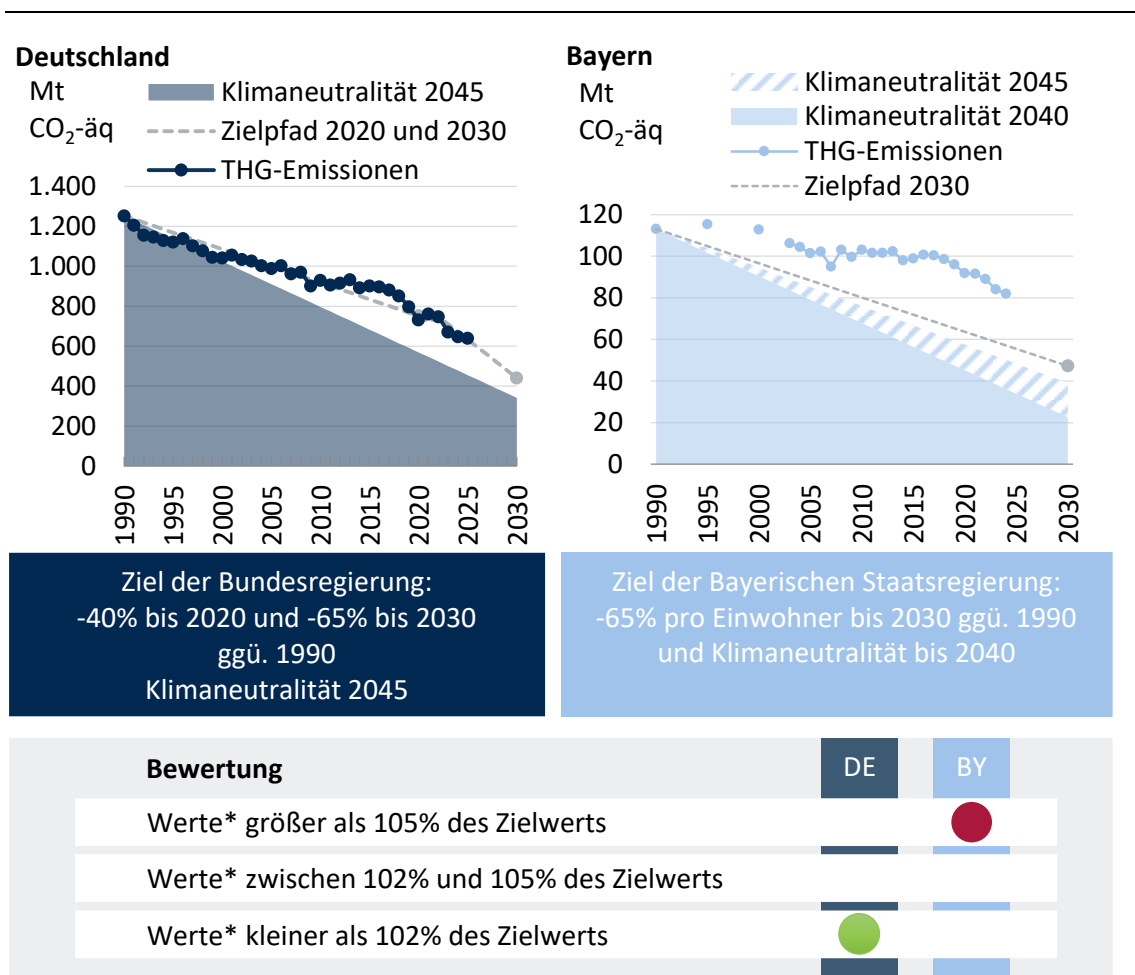
Die gesamten energiebedingten CO₂-Emissionen gingen zwischen 2012 und 2023 um fast ein Fünftel zurück. Die Emissionen des GHD-Sektors stiegen geringfügig, während in den anderen Sektoren weniger CO₂ freigesetzt wurde.

Mit 40 Prozent machte im Jahr 2023 der Verkehrssektor weiterhin den größten Anteil an den energiebedingten CO₂-Emissionen in Bayern aus. Der Anteil der Emissionen der Energiewirtschaft lag mit 15 Prozent deutlich tiefer als in Deutschland, da in Bayern wenig Kohle verstromt wurde und wird.

Gemäß Klimabericht liegt das bayerische Ziel für 2030 bei 3,5 t CO₂-Äquivalenten pro Einwohner. Im Jahr 2024 wurden 6,1 t CO₂-Äquivalente pro Einwohner emittiert.

Abbildung 49

Entwicklung der THG-Emissionen



Quelle: UBA Emissionsübersichten in den KSG-Sektoren; Agora Energiewende Stand der Dinge 2025; UBA Sektorenkonzept bis 2020; Energiekonzept der Bundesregierung; Bayerisches Klimaschutzgesetz; Bayerisches Landesamt für Statistik; Statistische Ämter des Bundes und der Länder; Bayerisches Staatsministerium für Umwelt und Verbraucherschutz.

Für 2030 besteht gemäß Klimaschutzgesetz das Ziel, die THG-Emissionen um 65 Prozent gegenüber 1990 zu senken. Im Jahr 2024 lagen die THG-Emissionen mit 649 Mt CO₂-Äquivalente niedriger als im Vorjahr (672 Mt CO₂-Äquivalente) und damit um etwas mehr als 3 Prozent unter dem ab 2022 linear konstruierten Zielpfad. Die Ampel steht für Deutschland somit auf Grün (Abbildung 50). Gemäß ersten Schätzungen von Agora Energiewende sanken die THG-Emissionen im Jahr 2025 weiter auf etwa 640 Mt CO₂-Äquivalente, lagen aufgrund der geringen Abnahme allerdings 1,0 Prozent über dem Zielwert.

Die Bayerische Staatsregierung hat bereits im November 2021 einen Vorschlag zur Erhöhung der Klimaziele gemacht. Das novellierte Klimaschutzgesetz wurde im Dezember 2022 im Landtag verabschiedet. Darin enthalten ist das Ziel der Klimaneutralität bis 2040. Bis zum Jahr 2030 sollen außerdem 65 Prozent der Treibhausgas-Emissionen pro Einwohner gegenüber 1990 eingespart werden. Dargestellt ist ebenfalls ein schraffierter Bereich der einen alternativen linearen Zielpfad zur Erreichung von Klimaneutralität 2045, wie es bisher auf Bundesebene gilt, darstellt.

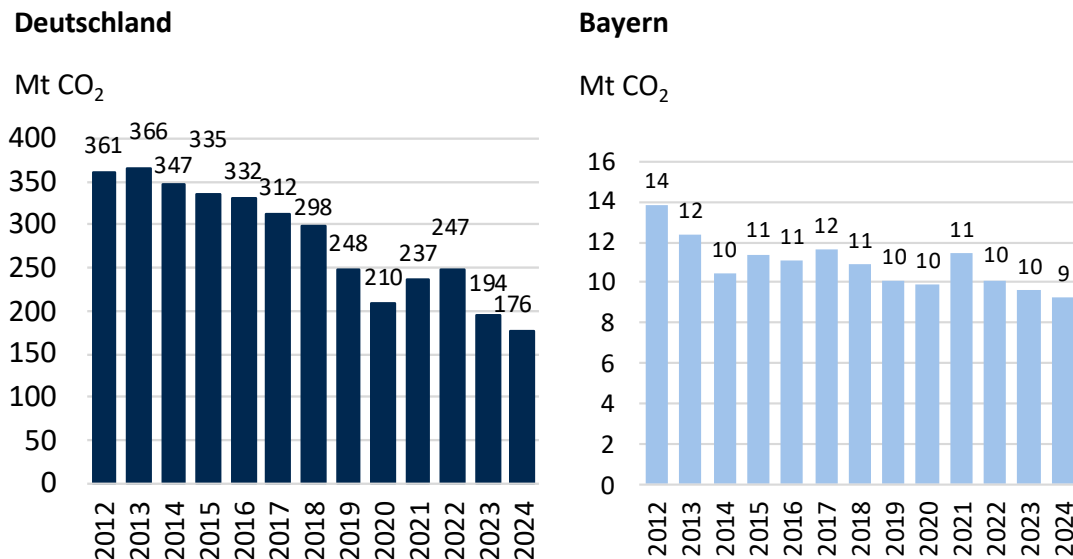
Die THG-Emissionen Bayerns sanken zwischen 1990 und 2024 um fast 28 Prozent. Acht Prozentpunkte dieses Rückgangs entfielen auf den Zeitraum seit 2021. Trotz dieses Rückgangs liegt Bayern weiter deutlich über dem linear gezogenen Zielpfad bzw. allen weiteren linear gezogenen Zielpfaden (Abbildung 49). Auch bei Anpassung des bayerischen Nettonullzieles auf das Zieljahr 2045 würde es weiter zu einer deutlichen Verfehlung kommen.

2.4.2 Energiewirtschaft

Die energiebedingten CO₂-Emissionen der Energiewirtschaft in Deutschland gingen seit 2012 deutlich zurück. Im Jahr 2024 wurde nochmal weniger ausgestoßen als im Vorjahr, in dem mit einem Rückgang von mehr als 20 Prozent gegenüber 2022 der bis dato tiefste Wert im Betrachtungszeitraum erreicht worden war. Der Grund hierfür lag im deutlichen Rückgang der Verstromung von Kohle. In Bayern sanken die Emissionen der Energiewirtschaft seit 2012 zwar nicht ganz so deutlich, erreichten aber im Jahr 2024 rund 9,2 Mt CO₂ ebenfalls den tiefsten Wert im Betrachtungszeitraum (Abbildung 50). Verglichen mit den anderen Sektoren entfällt auf die Energiewirtschaft ein überproportionaler Anteil an den Emissionsreduktionen seit 2012.

Abbildung 50

Energiebedingte CO₂-Emissionen der Energiewirtschaft



Quelle: UBA; eigene Berechnung der Prognos AG auf Basis von UBA; AG Energiebilanzen und Energiebilanzen des Bayerischen Landesamtes für Statistik.

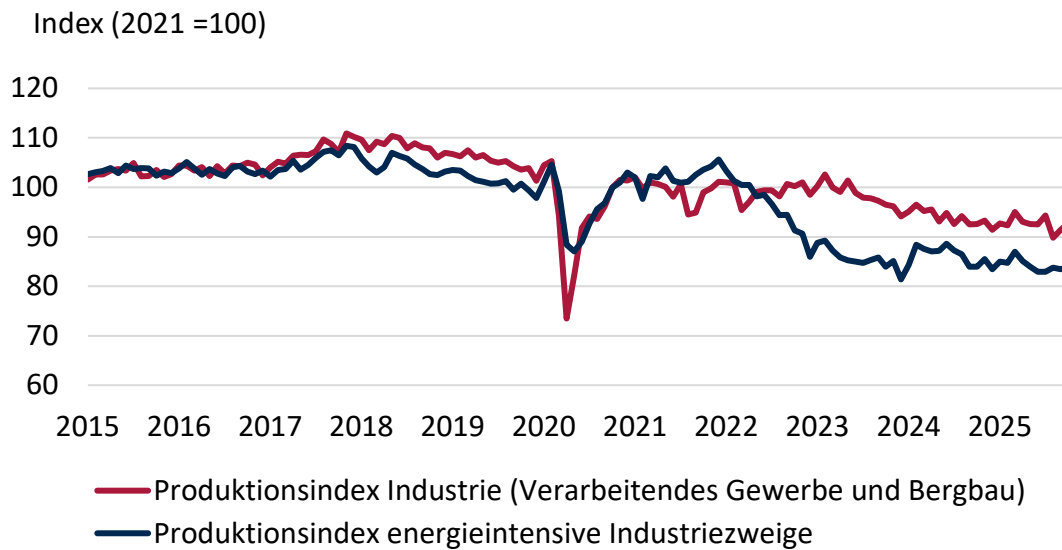
2.4.3 Gewerbliche Wirtschaft und Landwirtschaft

Bezogen auf die Treibhausgase waren, nach der Energiewirtschaft und neben dem Verkehrssektor, die Sektoren gewerbliche Wirtschaft (Industrie plus GHD-Sektor) und Landwirtschaft die größten Emittenten. In Deutschland lagen die energiebedingten CO₂-Emissionen der Industrie im Jahr 2024 wie im Vorjahr bei 105 Mt CO₂. Der Rückgang um mehr als 16 Mt CO₂ gegenüber 2021 ist auch auf konjunkturelle Einflüsse zurückzuführen.

So kam es seit 2022 zu einem Rückgang des Energieverbrauchs infolge der zurückgehenden industriellen Produktion, insbesondere bei der energieintensiven Industrie (Abbildung 51). In der Folge sank die Nachfrage nach fossiler Energie. Hierdurch gingen auch die Emissionen der Industrie zurück.

Abbildung 51

Produktionsentwicklung der (energieintensiven) Industrie

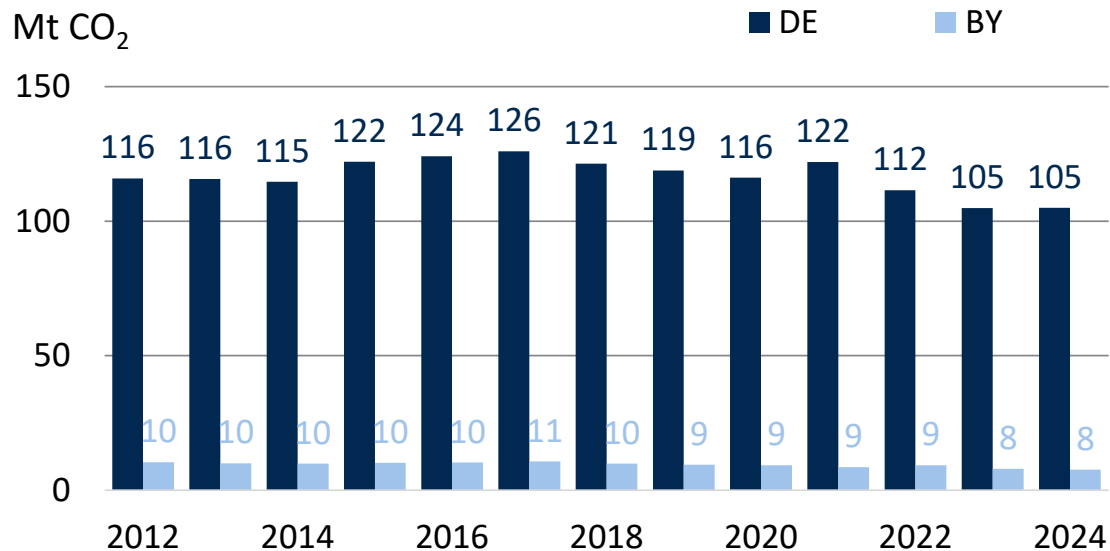


Quelle: Destatis (2025).

Die energiebedingten CO₂-Emissionen der bayerischen Industrie lagen in den Jahren 2023 und 2024 ebenfalls auf ähnlichem Niveau und etwas tiefer als in den Jahren bis 2022 (Abbildung 52).

Abbildung 52

Energiebedingte CO₂-Emissionen der Industrie



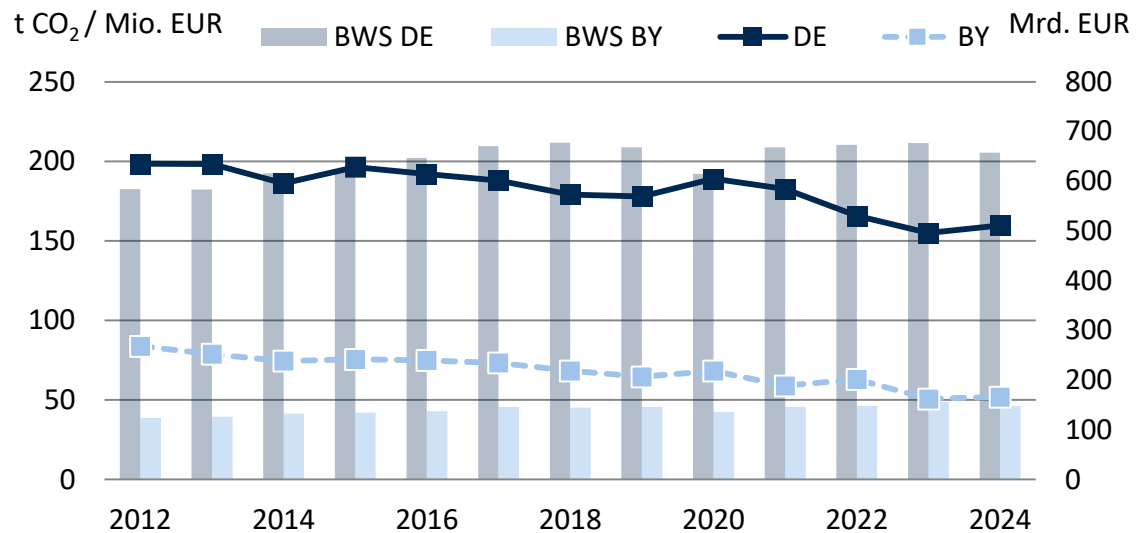
Quelle: Übersicht zur Entwicklung der energiebedingten Emissionen und Brennstoffeinsätze in Deutschland 1990 – 2020; UBA 2020; eigene Berechnungen der Prognos AG auf Basis von UBA und der Energiebilanzen des Bayerischen Landesamtes für Statistik.

Die Bruttowertschöpfung des Verarbeitenden Gewerbes in Deutschland verzeichnete im Jahr 2024 einen Rückgang und lag damit tiefer als in den drei Jahren zuvor. In Bayern gab es ebenfalls einen Rückgang, der Wert lag im Jahr 2024 auf ähnlichem Niveau wie in den Jahren 2021 und 2022.

Da die energiebedingten CO₂-Emissionen der Industrie sowohl in Deutschland als auch in Bayern im Jahr 2024 auf ähnlichem Niveau wie 2023 lagen, stieg die Emissionsintensität der Industrie (Emissionen im Verhältnis zur Bruttowertschöpfung) gegenüber dem Vorjahr jeweils leicht an. Mit 160 bzw. 52 t CO₂/Mio. EUR wurde jeweils der nach 2023 zweittiefste Wert im Betrachtungszeitraum erreicht (Abbildung 53).

Abbildung 53

Emissionsintensität (CO₂, energiebedingt) der Industrie



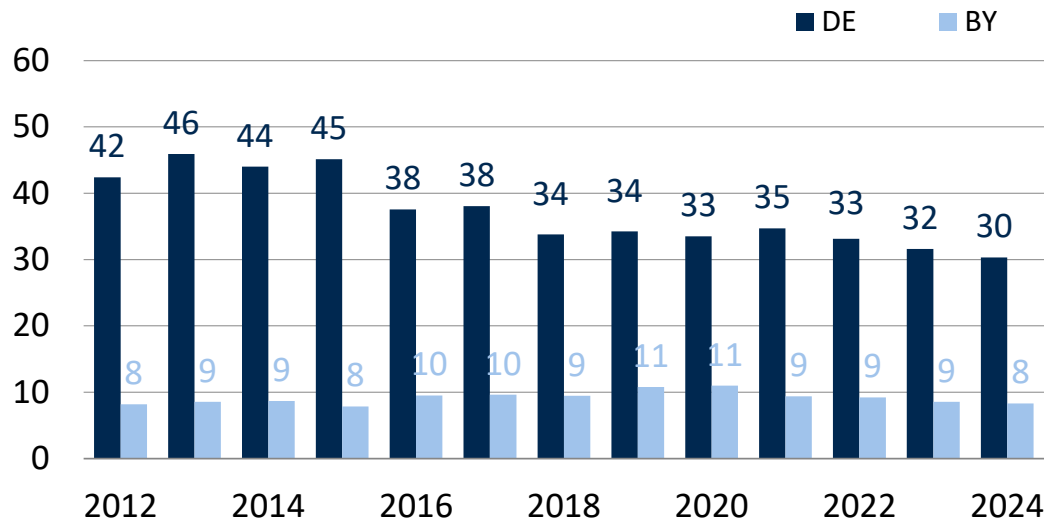
Die Linien zeigen den Zeitverlauf der Emissionsintensität in Bayern und Deutschland in t CO₂ / Mio. Euro auf der linken Achse. Die Balken repräsentieren die Bruttowertschöpfung der Industrie für Bayern und Deutschland in Mrd. Euro auf der rechten Achse.

Quelle: Eigene Berechnungen der Prognos AG auf Basis von UBA, Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung der Länder; Energiebilanzen des Bayerischen Landesamtes für Statistik.

Im Sektor GHD gingen die energiebedingten CO₂-Emissionen in Deutschland weiter zurück: Im Jahr 2024 betrug der Wert erstmals im Betrachtungszeitraum weniger als 31 Mt CO₂. In Bayern war bis 2020 ein Anstieg auf gut 11 Mt CO₂ und seither ein kontinuierlicher Rückgang auf 8 Mt CO₂ im Jahr 2023 (eigene Schätzung Prognos) zu verzeichnen (Abbildung 54).

Abbildung 54

Energiebedingte CO₂-Emissionen im Bereich Gewerbe, Handel, Dienstleistungen



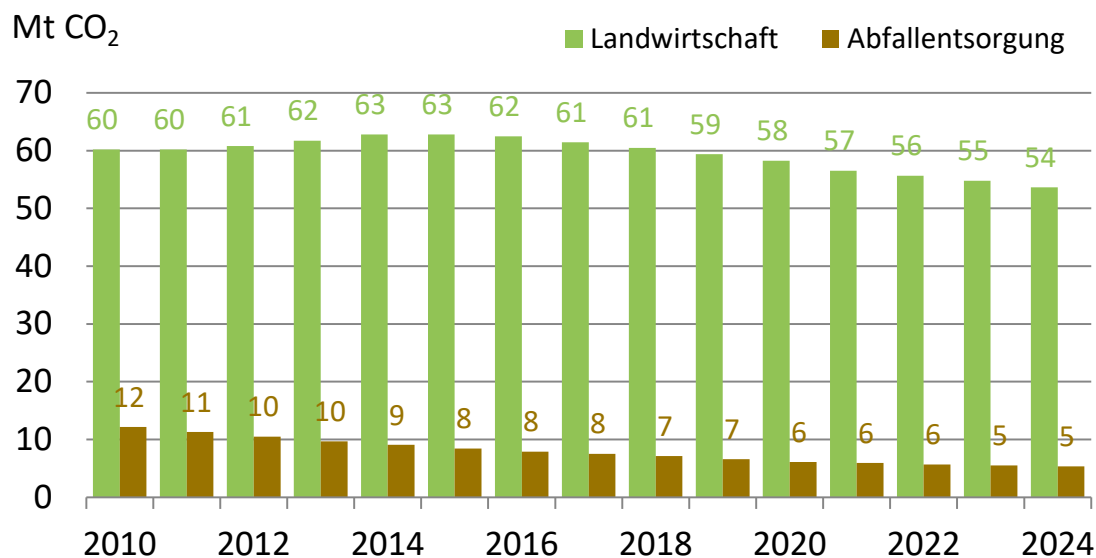
DE: GHD inkl. Militär, land- und forstwirtschaftlicher Verkehr, militärischer Boden- und Luftverkehr.

Quelle: AG Energiebilanzen; eigene Berechnungen der Prognos AG auf Basis von UBA; IE Leipzig und der Energiebilanzen des Bayerischen Landesamtes für Statistik.

Im Sektor Landwirtschaft sanken, nach einem zwischenzeitlichem Anstieg bis 2015, die gesamten THG-Emissionen (nicht nur energiebedingte Emissionen) in Deutschland in den letzten Jahren kontinuierlich auf 54 Mt CO₂-Äquivalente im Jahr 2024. Im Sektor Abfallentsorgung wurden die THG-Emissionen bereits seit 2010 kontinuierlich reduziert, und insgesamt um mehr als 50 Prozent von 12,2 auf 5,4 Mt CO₂-Äquivalente im Jahr 2024 (Abbildung 55). Dieser Rückgang ist insbesondere auf das seit 2005 gültige Verbot zur Deponierung unbehandelter, organischer, biologisch abbaubarer Siedlungsabfälle zurückzuführen.

Abbildung 55

THG-Emissionen der Landwirtschaft und der Abfallentsorgung in Deutschland



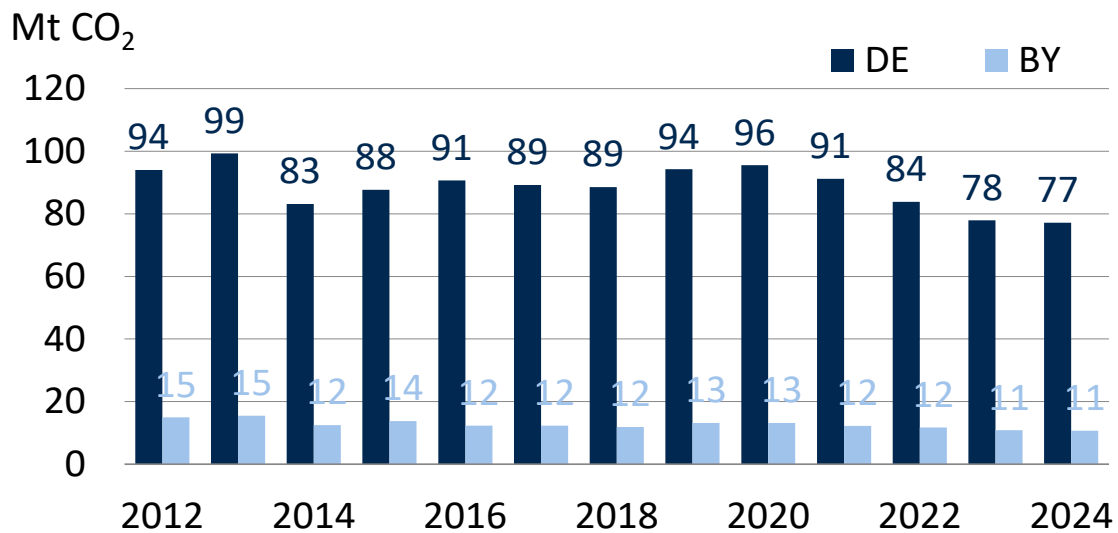
Quelle: Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen; UBA 2025; Umweltbundesamt 2025.

2.4.4 Private Haushalte

In privaten Haushalten entstehen CO₂-Emissionen primär durch das Verbrennen von Heizöl und Erdgas für die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser. Daher spielen andere Treibhausgase als CO₂ in diesem Bereich nahezu keine Rolle. Die Emissionen der privaten Haushalte in Deutschland bewegten sich zwischen 2012 und 2022 in einem Bereich von 80 bis 100 Mt CO₂. Im Jahr 2023 blieb der Wert erstmals im Betrachtungszeitraum unter der 80-Mt- CO₂-Marke. Im Jahr 2024 setzte sich der Rückgang der Vorjahre, wenn auch etwas abgeschwächt, weiter fort. In Bayern war eine ähnliche Entwicklung zu beobachten, hier wurde der Wert von Prognos für das Jahr 2024 auf 10,6 Mt CO₂ geschätzt (Abbildung 56).

Abbildung 56

Energiebedingte CO₂-Emissionen bei privaten Haushalten

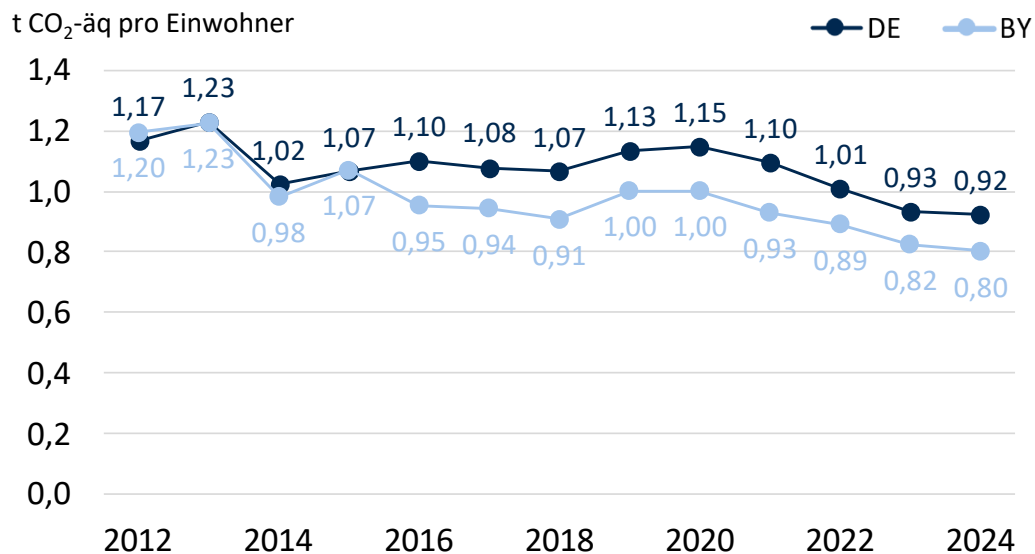


Quelle: Übersicht zur Entwicklung der energiebedingten Emissionen und Brennstoffeinsätze in Deutschland 1990 – 2020; Umweltbundesamt 2022; eigene Berechnungen auf Basis UBA; Energiebilanzen des Bayerischen Landesamtes für Statistik und IE Leipzig.

Die CO₂-Emissionen des Haushaltssektors pro Kopf unterschieden sich in Bayern und Deutschland bis 2015 nur geringfügig. Seit 2015 liegen die Werte in Bayern konstant unterhalb der Werte in Deutschland. Dies liegt vor allem an der unterschiedlichen Heizungsstruktur mit einem höheren Anteil an Biomasse in Bayern. Im Jahr 2023 waren erstmals beide Werte kleiner als 1 t CO₂-Äquivalente pro Einwohner. In 2024 lagen die Werte auf ähnlichem Niveau wie im Vorjahr (Abbildung 57).

Abbildung 57

Energiebedingte CO₂-Emissionen der Haushalte pro Kopf



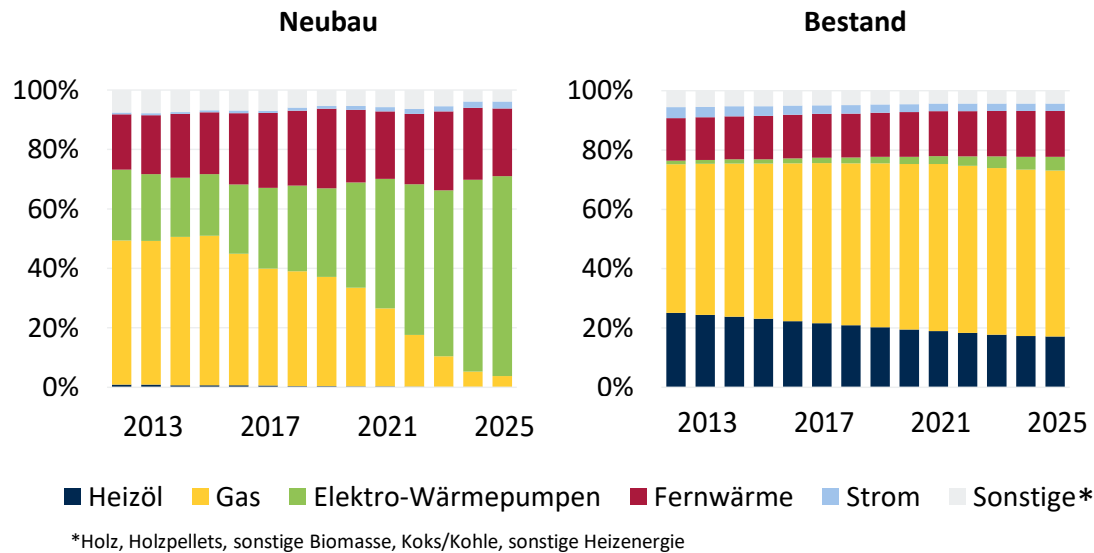
Quelle: UBA; eigene Berechnungen der Prognos AG auf Basis IE Leipzig; Statistisches Bundesamt; AG Energiebilanzen; Bayerisches Landesamt für Statistik.

Der Großteil der Emissionen entsteht durch die Gebäudebeheizung, wobei die jeweils eingesetzten Brennstoffe bzw. Heizungstechniken eine Rolle spielen. Während sich die Beheizungsstruktur im deutschen Gebäudebestand seit 2012 nur leicht verändert hat, war bei den Neubauten eine deutliche Modifikation zu sehen: Insbesondere die CO₂-intensiven Ölheizungen kamen in Neubauten fast nicht mehr zum Einsatz. Der Anteil emissionsfreier Heizsysteme wie Fernwärme und Wärmepumpen nahm bei den Neubauten seit 2013 stetig zu (Abbildung 58). Im Bestand wirkt sich diese Veränderung jedoch nur sehr langsam aus, denn Neubauten machten (gemäß Daten der dena) nur einen Anteil von unter 1 Prozent am Gebäudebestand aus.

Die für die Bereitstellung von Raumwärme erforderliche Energie ging sowohl insgesamt als auch spezifisch (pro Quadratmeter) bis 2021 leicht und seither deutlich zurück (Abbildung 58). Durch effizientere Heizsysteme und zunehmend energetisch sanierte Bestandsgebäude sind hier weitere Verbesserungen zu erwarten. Leichte Schwankungen zwischen den Jahren lassen sich durch unterschiedliche Witterungsverhältnisse erklären.

Abbildung 58

Private Haushalte- Beheizungsstruktur in Deutschland

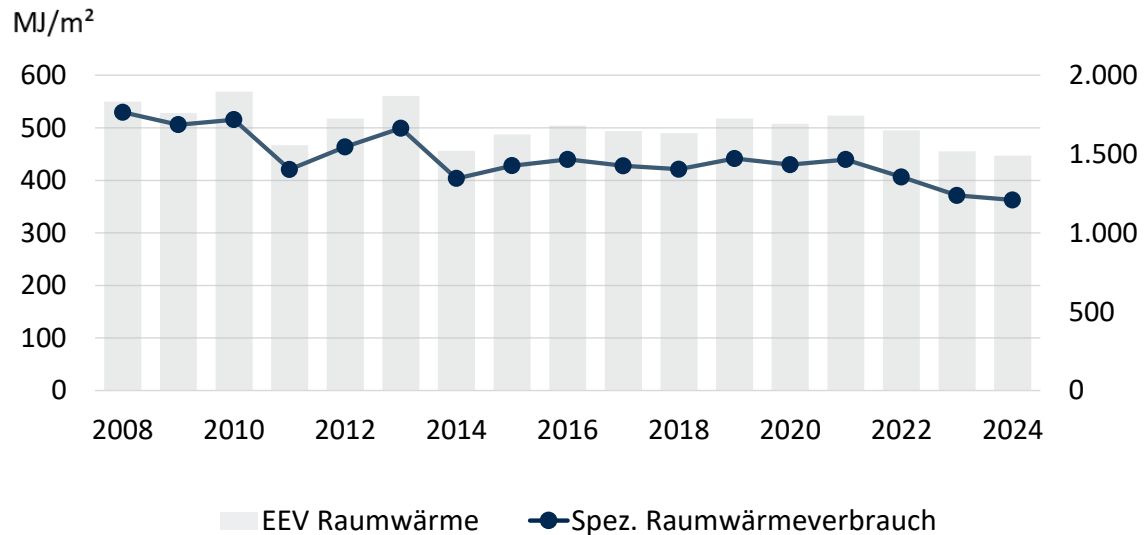


Quelle: BDEW Entwicklung der Beheizungsstruktur.

Neben den Heizsystemen sind energetisch bessere Gebäudehüllen ein wichtiger Aspekt, um die Emissionen der privaten Haushalte zu senken. Als Indikator für Verbesserungen in diesen Bereichen kann die Inanspruchnahme der bundesweiten KfW-Programme *Bundesförderung für effiziente Gebäude* (BEG, zuvor EBS) betrachtet werden, denn diese Programme fördern große Teile der Sanierungen mit hoher energetischer Qualität in Deutschland. Der Anteil der Wohneinheiten, deren Sanierung mit den entsprechenden KfW-Programmen gefördert wurden, lag in Bayern im Jahr 2022 mit 1,2 Prozent weiterhin deutlich über dem Bundesdurchschnitt (Abbildung 60). In Bayern gab es bis April 2022 zusätzlich zu den KfW-Programmen das 10.000-Häuser-Programm, welches unterschiedliche Sanierungsmaßnahmen wie den Austausch von Heizanlagen oder die Integration von erneuerbaren Energien unterstützte. Aktuell bietet das Bayerische Modernisierungsprogramm die Möglichkeit, zinsgünstige Darlehen für die Modernisierung von Mietwohnungen zu erhalten. Es ist mit der Bundesförderung für effiziente Gebäude kombinierbar. Diese zusätzlichen Programme sind positiv zu bewerten.

Abbildung 59

Spezifischer Energieverbrauch für die Erzeugung von Raumwärme in Deutschland



Linke Achse: Endenergieverbrauch für die Erzeugung von Raumwärme in Deutschland (graue Balken).

Rechte Achse: Spezifischer Raumwärmeverbrauch in Deutschland (blaue Punkte).

Quelle: Anwendungsbilanzen für die Endenergiesektoren in Deutschland; AG Energiebilanzen 2021; Bestand an Wohnungen; Destatis; eigene Berechnungen der Prognos AG auf Basis von AG Energiebilanzen.

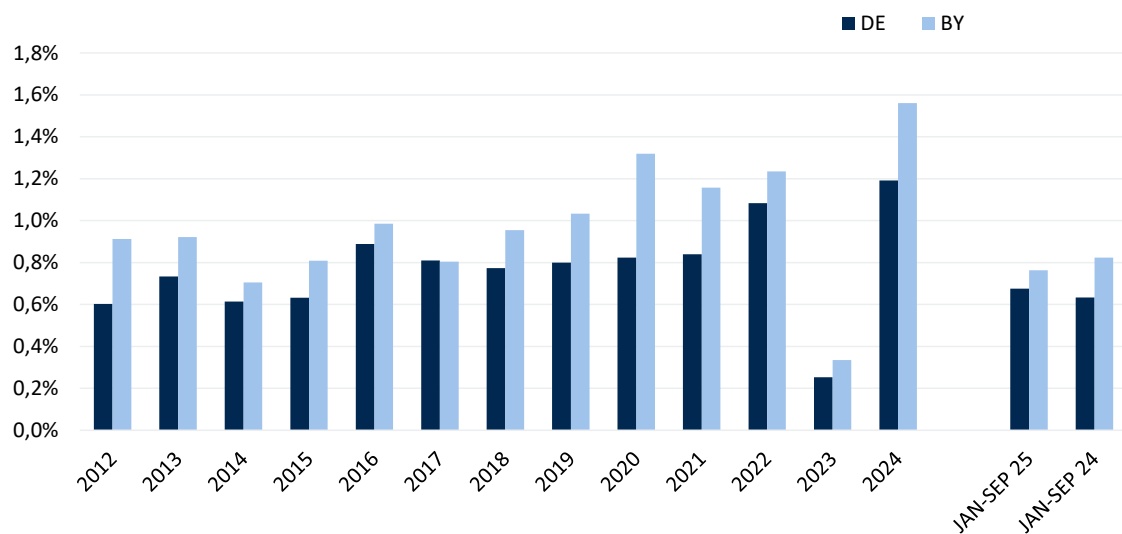
Seit dem 1. Januar 2020 ist aufgrund der Beschlüsse der Bundesregierung die steuerliche Förderung von energetischen Sanierungsmaßnahmen in Wohngebäuden möglich. Mit dem Klimaschutz-Sofortprogramm hat die Bundesregierung zum 21. Juni 2021 eine Förderung von Sanierungsmaßnahmen und den Einsatz erneuerbarer Energien im Gebäudesektor in Höhe von über 5 Mrd. Euro beschlossen. Zum 1. Januar 2024 trat das neue Gebäudeenergiegesetz in Kraft, mit dem der Umstieg auf erneuerbare Heizungen eingeleitet werden soll.

Im Jahr 2023 ging der Anteil der Wohneinheiten, die durch KfW-Effizienzprogramme – erstmals auch durch das Programm *Klimafreundlicher Neubau* – gefördert wurden, gegenüber dem Vorjahreszeitraum deutlich zurück (0,3 Prozent statt 1,1 Prozent beziehungsweise 1,2 Prozent). Der Grund hierfür lag im Auslaufen des BEG-Wohngebäude-Zuschusses, der in den Vorjahren einen großen Anteil an den Förderfällen ausmachte. Im Jahr 2024 lagen die Anteile mit 1,2 bzw. 1,6 Prozent so hoch wie nie zuvor im Betrachtungszeitraum. Im Jahr 2024 dürften Nachholeffekte nach dem starken Einbruch 2023 eine Rolle gespielt haben. Für 2025 werden basierend auf den Zahlen der ersten drei Quartale ähnliche Anteile wie im Vorjahr erwartet.

Der Anteil geförderter Wohneinheiten in Bayern lag dabei wie fast immer im Betrachtungszeitraum über dem Anteil in ganz Deutschland.

Abbildung 60

Sanierungsrate: Anteil Wohneinheiten, die KfW-Effizienzprogramme in Anspruch nahmen, an allen Wohneinheiten



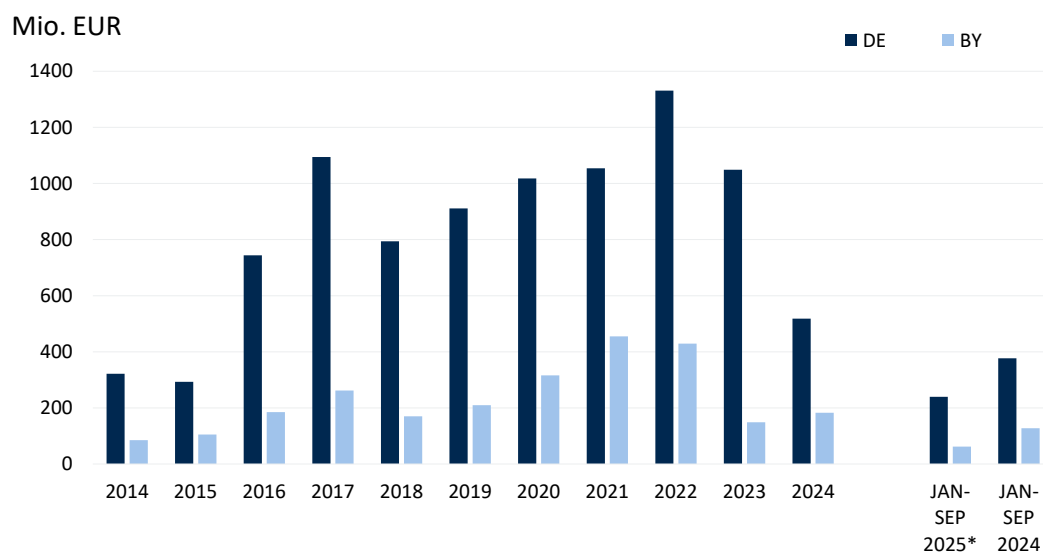
Quelle: Statistisches Bundesamt; KfW-Förderberichte.

Zur Investitionsaktivität sämtlicher staatlicher Institutionen für energetisches Sanieren liegen aufgrund der föderalen Organisation der öffentlichen Hand keine Daten vor. Als Proxy für die Investitionstätigkeit kann das Kreditvolumen der KfW-Programme für energieeffizientes Bauen und Sanieren von Nichtwohngebäuden für Kommunen und kommunale Unternehmen und ab 2021 die Programme im Rahmen der Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) sowie Programme zur energetischen Sanierung dienen. Zwischen 2016 und 2021 schwankten die Investitionen der Kommunen und kommunalen Unternehmen zwischen 744 und 1.054 Mio. Euro. Im Jahr 2022 stieg der Wert deutlich auf 1.331 Mio. Euro (Abbildung 61). Dies deutet auf eine Zunahme der Investitionsaktivitäten des Staates für energetisches Sanieren hin. Im Jahr 2023 konnte der deutliche Rückgang beim Programm *BEG – Kommunen* durch den deutlichen Zuwachs beim Programm *IKK/IKU Energet. Stadtsanierung Quartiersvers.* größtenteils kompensiert werden. Nach dem Wegfall dieses Programms ab dem Jahr 2024 werden auch für das Jahr 2025 deutlich tiefere Zahlen als in den Vorjahren erwartet.

Die bayerischen Kommunen hatten keinen maßgeblichen Anteil am Anstieg des gesamt-deutschen Kreditvolumens im Jahr 2022. Im Jahr 2023 war ein deutlicher Einbruch des Kreditvolumens bemerkbar, da die Zuwächse beim Programm *IKK/IKU Energet. Stadt-sanierung Quartiersvers.* in Bayern gering blieben. Auch in Bayern wird für das Jahr 2025 mit einem weiteren Rückgang des Kreditvolumens gegenüber dem Vorjahr gerechnet.

Abbildung 61

KfW-Kreditvolumen für energetisches Bauen und Sanieren durch Kommunen



Quelle: KfW-Förderreport.

2.4.5 Verkehr

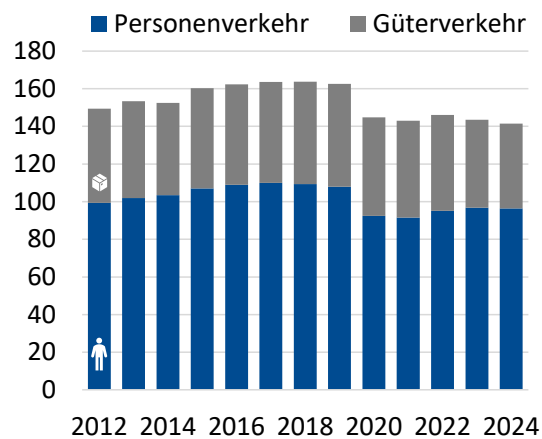
Der Verkehr ist derjenige Sektor, dessen Emissionen seit 1990 am wenigsten gesunken sind. Zwischen 2012 und 2019 waren die Emissionen in Deutschland und in Bayern sogar leicht gestiegen, 2019 wurde sowohl in Deutschland als auch in Bayern im Sektor Verkehr mehr CO₂ ausgestoßen als 1990. Erst im Jahr 2020 konnte jeweils ein deutlicher, maßgeblich durch die Coronakrise bedingter, Rückgang auf 145 bzw. 25 Mt CO₂ verzeichnet werden. Bis 2024 blieben die Emissionen auf ähnlichem Niveau, was neben der zunehmenden Einführung von (batterie-)elektrisch betriebenen Fahrzeugen darauf zurückzuführen war, dass abgesehen vom Schienenverkehr nicht mehr die Verkehrsleistungen der Vor-Corona-Zeit erreicht wurden. Zuletzt stiegen diese Verkehrsleistungen im Personenverkehr wieder geringfügig an und näherten sich dem Vor-Corona-Niveau an, während im Güterverkehr eine leicht sinkende Tendenz erkennbar war.

Die Emissionen entstanden zu rund zwei Dritteln im Personenverkehr und zu rund einem Drittel im Güterverkehr; etwa 98 Prozent der Emissionen sind auf den Straßenverkehr zurückzuführen (Abbildung 62).

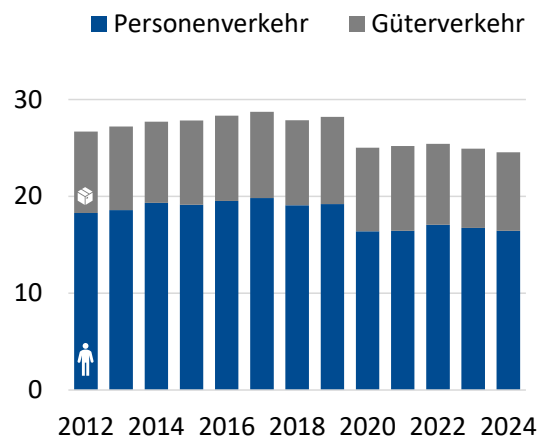
Abbildung 62

Energiebedingte CO₂-Emissionen des Verkehrssektors

Deutschland



Bayern

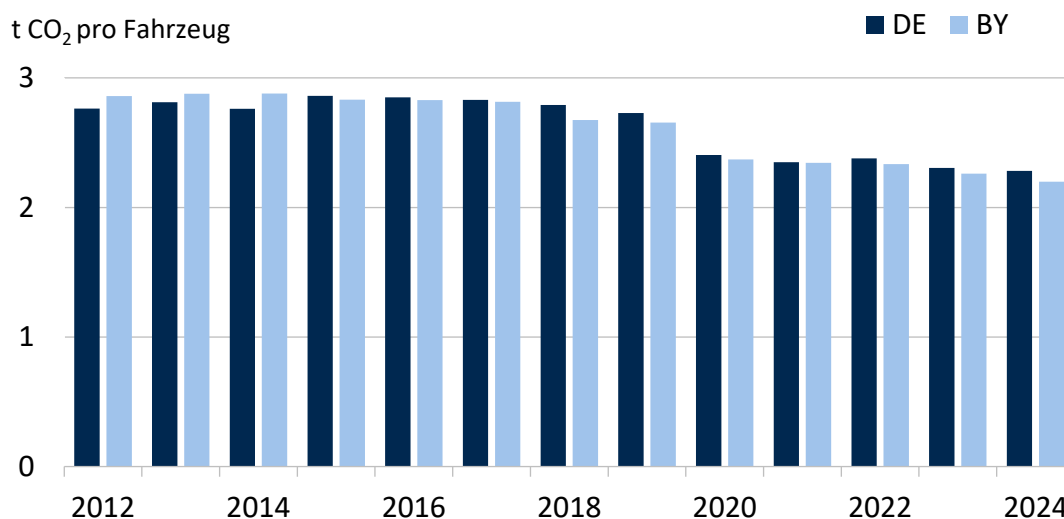


Quelle: Eigene Berechnungen der Prognos AG auf Basis der Energiebilanzen des Bayerischen Landesamtes für Statistik.

Die Emissionen pro zugelassenem Fahrzeug unterschieden sich in Bayern und Deutschland nicht wesentlich. Das Gleiche gilt für die Entwicklung der spezifischen Emissionen seit 2012. Seit 2015 war sowohl in Deutschland als auch in Bayern ein Rückgang zu erkennen. Seit 2020 gingen die Werte von rund 2,4 auf 2,3 bzw. 2,2 t CO₂ pro Fahrzeug (Abbildung 63) zurück.

Abbildung 63

Energiebedingte CO₂-Emissionen des Straßenverkehrs pro zugelassenen Fahrzeugen



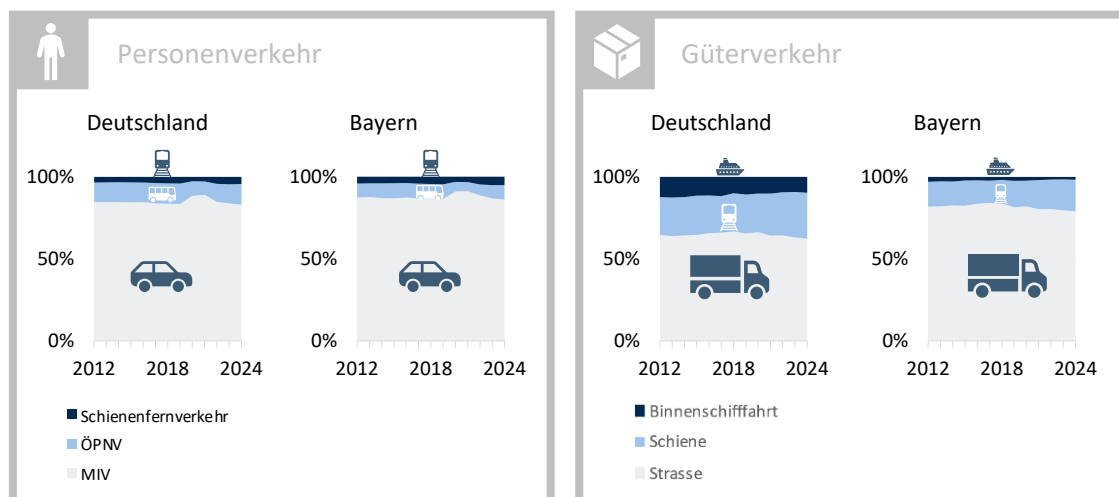
Quelle: KBA; eigene Berechnungen der Prognos AG auf Basis von AG Energiebilanzen und Bayerisches Landesamt für Statistik.

Im Personenverkehr dominiert in Deutschland und in Bayern der motorisierte Individualverkehr (MIV). Schienenverkehr und öffentlicher Personennahverkehr (ÖPNV) spielen jeweils untergeordnete Rollen. Daran änderte sich seit 2012 wenig. Lediglich in den pandemiegeprägten Jahren 2020 und 2021 lag der Anteil des MIV um vier bis fünf Prozentpunkte höher als in den Vorjahren. Mit Blick auf Energieverbrauch und Emissionen schnitten – spezifisch bezogen auf die Personenkilometer – sowohl Schienenverkehr als auch ÖPNV deutlich besser ab als der MIV.

Der weit überwiegende Teil der Transportleistung des Güterverkehrs wurde in Deutschland und insbesondere in Bayern auf der Straße erbracht. Auf Schienenverkehr und Binnenschifffahrt entfiel in Deutschland jeweils ein höherer Anteil als in Bayern (Abbildung 64). Die Gründe für den überdurchschnittlich hohen Anteil des Straßengüterverkehrs in Bayern sind unter anderem die hier große Bedeutung der Gütererzeugung und der hohe Anteil Bayerns am deutschen Straßennetz. Hinzu kommt, dass in Bayern nur wenige Binnenwasserstraßen zur Verfügung stehen. An der Dominanz des Straßengüterverkehrs in Bayern und Deutschland änderte sich seit 2012 kaum etwas. Unter Effizienzgesichtspunkten hinsichtlich des Energieverbrauchs und der Emissionen galt für den Straßengüterverkehr Ähnliches wie für den Personenverkehr: Schiene und Binnenschifffahrt erzielten deutlich bessere Werte.

Abbildung 64

Entwicklung des Modal Split



Quelle: BMVI; KBA; Destatis; eigene Berechnungen der Prognos AG.

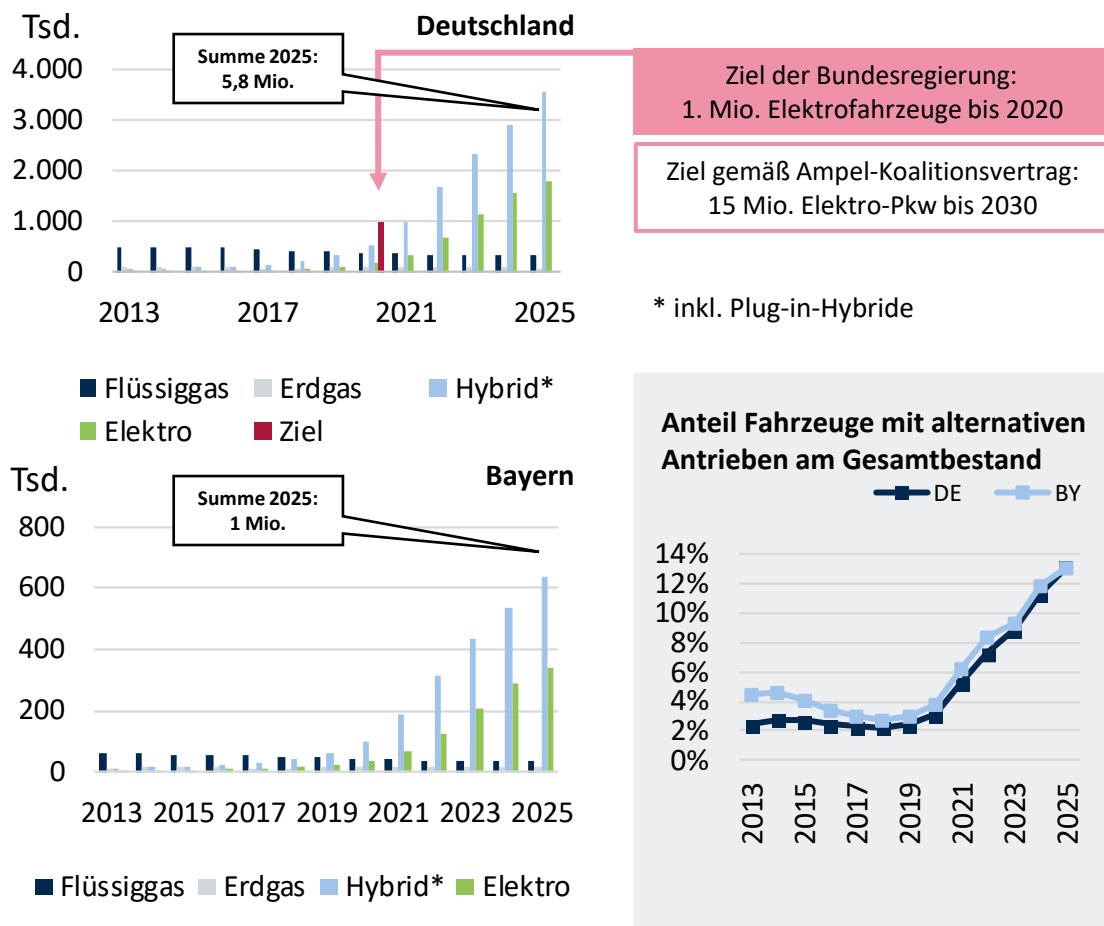
Den Fahrzeugbestand (bestehend aus sämtlichen Personenkraftwagen und Nutzfahrzeugen wie Lastkraftwagen, Zugmaschinen und Kraftomnibussen) dominierten weiterhin Benzin- und Dieselantriebe. Unter den alternativen Antrieben verzeichneten seit 2012 insbesondere (batterie-)elektrische und Hybrid-Antriebe immer deutlichere Zuwächse. In Deutschland waren am 1. Januar 2023 erstmals mehr als eine Million Elektrofahrzeuge gemeldet, zum 1. Januar 2025 waren es bereits 1,81 Mio. Fahrzeuge. Der Bestand an Hybridfahrzeugen lag zum selben Zeitpunkt bei 3,6 Mio. Das Ziel der Bundesregierung von 1 Mio. zugelassenen Elektrofahrzeugen im Jahr 2020 – Elektrofahrzeuge umfassten in der Definition der Bundesregierung sowohl rein batterieelektrisch betriebene Fahrzeuge (BEV) als auch Hybrid-Fahrzeuge – wurde leicht verspätet im August 2021 erreicht. In Bayern legten die Bestände an Elektro- und Hybridfahrzeugen ebenfalls deutlich zu. Die Anzahl der Erdgasfahrzeuge blieb seit 2012 sowohl in Bayern als auch in Deutschland nahezu konstant (Abbildung 65). Die Anzahl der Brennstoffzellenfahrzeuge ging zum 1. Januar 2025 auf einem sehr niedrigen Niveau leicht zurück (2.191 Fahrzeuge).

Im Koalitionsvertrag der Ampel-Koalition waren 15 Mio. Elektro-Pkw als Ziel für das Jahr 2030 festgehalten. Es war derzeit unklar, ob damit ausschließlich BEV-Pkw gemeint sind oder Hybrid-Fahrzeuge miteingeschlossen waren. Im Koalitionsvertrag der aktuellen Bundesregierung gibt es diesbezüglich keine konkreten Zielvorgaben.

Abbildung 65

Bestand an Fahrzeugen mit alternativen Antrieben und Anteil am Fahrzeugbestand zum jeweils 1. Januar

Bestand an Fahrzeugen mit alternativen Antrieben

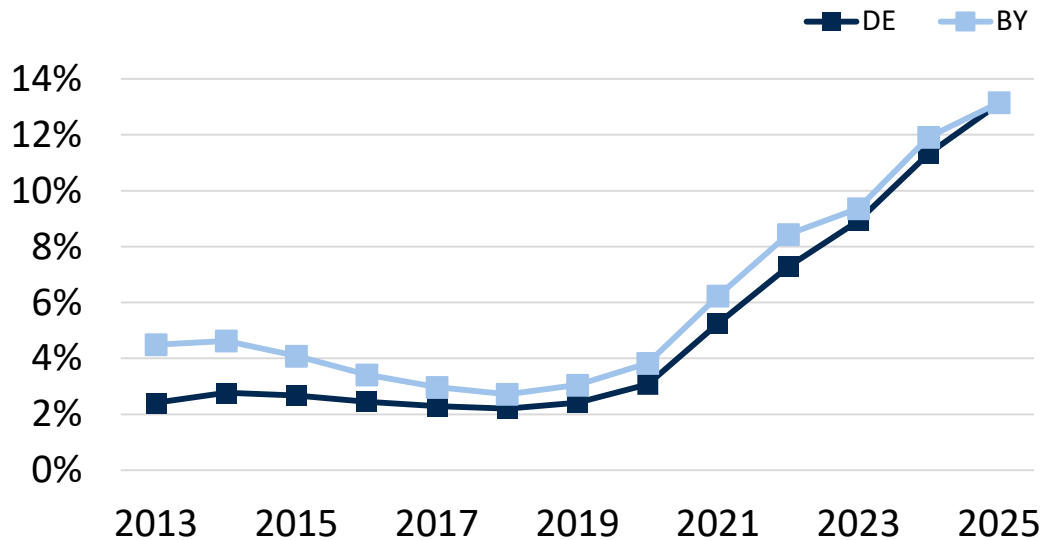


Quelle: KBA.

Bei den Kraftomnibussen erreichte der Anteil alternativer Antriebe im Jahr 2020 in Deutschland erstmals einen Wert über 3 Prozent, nachdem er zuvor konstant zwischen 2 und 3 Prozent lag. Seither stieg der Wert kontinuierlich an auf 13,1 Prozent zum 1. Januar 2025. In Bayern war der Anteil alternativer Antriebe bei Kraftomnibussen seit 2012 stets höher als in Deutschland, zum 1. Januar 2025 lag der Wert bei 13,2 Prozent (Abbildung 66). Der deutliche Anstieg seit 2018 war auch in Bayern auf den wachsenden Bestand an Kraftomnibussen mit Elektro- und Hybridantrieb zurückzuführen.

Abbildung 66

Anteil alternativer Antriebe bei Kraftomnibussen

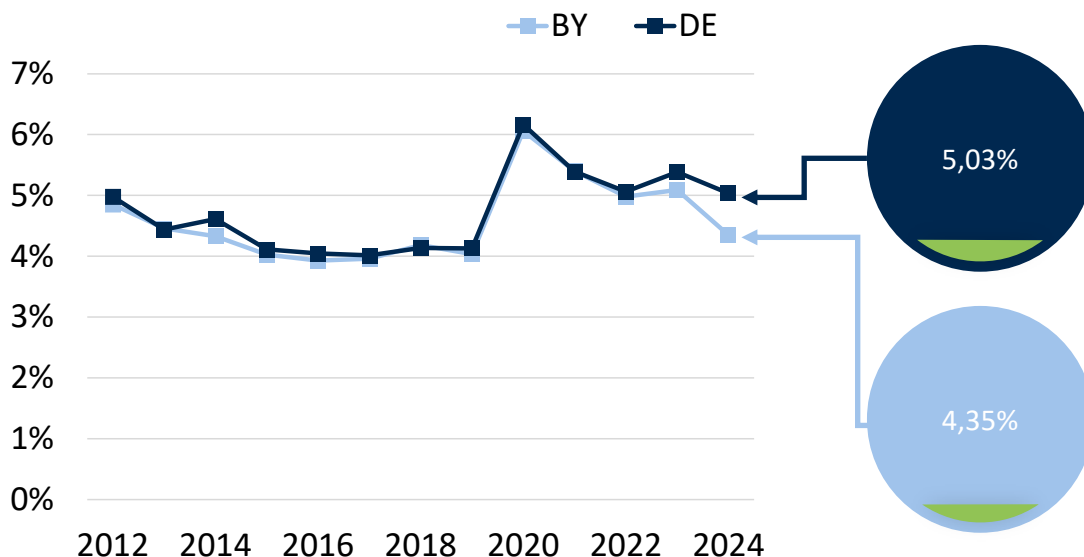


Quelle: KBA.

Neben alternativen Antrieben tragen Kraftstoffe auf Basis erneuerbarer Energien dazu bei, die verkehrlichen CO₂-Emissionen zu reduzieren. In der Regel werden diese Kraftstoffe konventionellem Benzin- und Dieselmotorkraftstoff beigemischt. In Deutschland lag der Anteil an beigemischten erneuerbaren Kraftstoffen 2024 wie in den Vorjahren jeweils nahe 5 Prozent, in Bayern sank der Wert im Jahr 2024 erstmals seit 2019 deutlich unter die Fünf-Prozent-Marke (Abbildung 67). In relevantem Umfang werden erneuerbare Kraftstoffe bislang ausschließlich auf biogener Basis erzeugt, in Form von Biodiesel und Bioethanol. Strombasierte synthetische Kraftstoffe – sogenannte E-Fuels – wurden bisher nicht in relevanten Mengen in Verkehr gebracht.

Abbildung 67

Beimischung von Kraftstoffen auf Basis erneuerbarer Energien



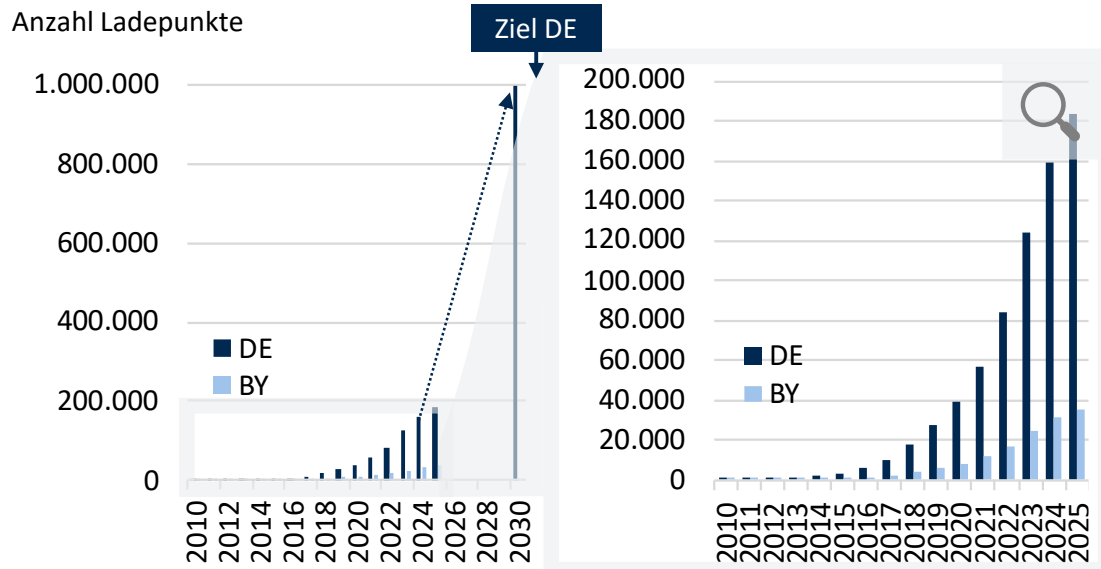
Quelle: AG Energiebilanzen; IE-Leipzig.

Voraussetzung für eine weite Verbreitung der Elektromobilität ist neben einem entsprechenden Fahrzeugangebot der Ausbau der Ladeinfrastruktur.

Nach dem Ziel der Bundesregierung sollen bis 2030 1 Mio. öffentlich und diskriminierungs-frei zugängliche Ladepunkte eingerichtet werden. Die Anzahl der in Deutschland installierten Ladepunkte im Jahr 2025 (Stand: 1. Dezember 2025) lag mit etwa 183.400 deutlich unter dem mit der Annahme eines ab dem Jahr 2010 linearen Ausbaues konstruierten Zielpfad (Zielwert: 750.000 Ladepunkte). In Bayern erhöhte sich die Anzahl der Ladepunkte im Jahr 2025 auf 35.300. Die für das Jahr 2023 angestrebten 14.000 Ladepunkte konnte Bayern erreichen (Abbildung 68). Bei dieser Bewertung ist zu beachten, dass Elektrofahrzeuge auch an nicht-öffentlichen Ladestationen geladen werden können.

Abbildung 68

Bestand an öffentlichen Ladepunkten



Das Ziel für Bayern von 14.000 Ladepunkten ergibt sich aus den 7.000 geplanten Ladesäulen der High-tech-Agenda Bayern und durchschnittlich zwei Ladepunkten pro Ladesäule in Bayern.

Quelle: BNetzA.

Die statistisch ausgewiesene Relation von Elektrofahrzeugen (Personenkraftwagen) pro installiertem (öffentlichen) Ladepunkt stieg zwischen 2020 und 2023 deutlich an. Zuletzt ging der Wert wieder leicht zurück, da der Zubau an Ladepunkten relativ gesehen die Zunahme des Bestandes an Elektrofahrzeugen übertraf. In Bayern lag der Wert seit 2021 etwas tiefer als in Deutschland.¹ Insgesamt zeigt sich, dass der Ausbau der öffentlichen Ladeinfrastruktur derzeit nicht bzw. nur mit Verzögerung mit den stark steigenden Neuzulassungen von Elektrofahrzeugen mithält. Bei den schweren Nutzfahrzeugen (Lastwagen und Sattelzugmaschinen) liegen andere Größenordnungen vor: Gemäß den Zahlen von KBA und der Nationalen Leitstelle Ladeinfrastruktur lagen die Werte Ende 2025 bei 441 (Deutschland) bzw. 187 (Bayern) BEV-Fahrzeugen pro installiertem Lkw-Ladepunkt (Abbildung 69).

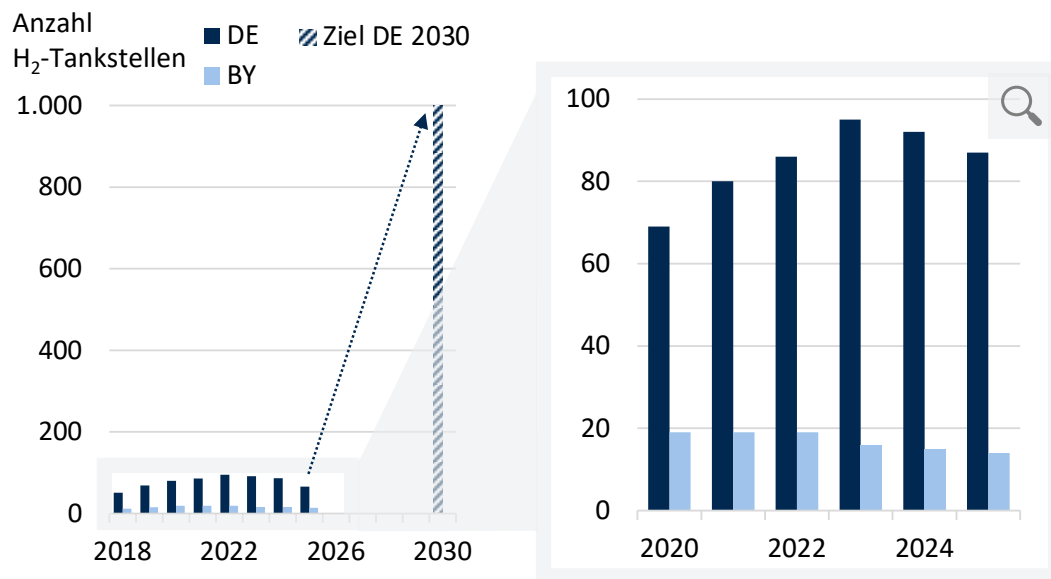
Neben batterieelektrischen Fahrzeugen ist die wasserstoffbasierte Mobilität eine Option, verkehrsbedingte CO₂-Emissionen zu reduzieren. Zum 1. Januar 2025 kamen rund 27 Fahrzeuge auf eine Wasserstofftankstelle (Abbildung 70), das ist deutlich mehr als in den Vorjahren. Im Vergleich zum Vorjahr ging sowohl die Anzahl an Wasserstoff- und Brennstoffzellenfahrzeugen als auch die Anzahl der Wasserstofftankstellen zurück. Gründe hierfür waren

¹Die Anstiege in den Jahren 2017 (DE) und 2018 (BY) sind auf Veränderungen in der Statistik zurückzuführen. Plug-in-Hybridfahrzeuge wurden in Deutschland bis 2016 und in Bayern bis 2017 in der Statistik als normale Hybridfahrzeuge geführt. Da Plug-in-Hybrid ebenfalls an Ladepunkten geladen werden können, werden sie seitdem zu den Elektrofahrzeugen gezählt

neue Anforderungen – unter anderem benötigen Nutzfahrzeuge eine größere Menge Wasserstoff – aufgrund derer Tankstellen neu gebaut oder umgerüstet werden müssen, aber auch Schließungen in die Jahre gekommener Anlagen. Das Verhältnis von Wasserstoff-Fahrzeugen pro Tankstelle lag weiterhin höher als bei den Elektrofahrzeugen, allerdings bei noch immer sehr geringer Anzahl an zugelassenen wasserstoffangetriebenen Fahrzeugen.

Abbildung 69

Bestand an Wasserstofftankstellen



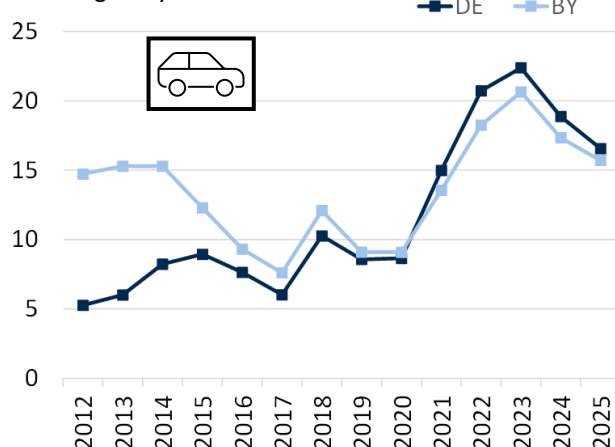
Quelle: H2 MOBILITY.

Abbildung 70

Abdeckung Ladesäulen und Wasserstofftankstellen

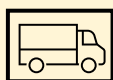
Anzahl Elektroautos* pro Ladepunkt in Deutschland und Bayern

* inkl. Plug-in Hybride



Anzahl Brennstoffzellenfahrzeuge in Deutschland im Jahr 2025

27 Brennstoffzellenfahrzeuge pro Wasserstofftankstelle



BEV-Lkw & BEV-Sattelzugmaschinen pro Lkw-Ladepunkt**:
DE: 441 Fzg./LP; BY: 187 Fzg./LP

**Berechnung auf Basis von KBA (Stand: 1.10.24) und Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur (Stand: 31.12.24)

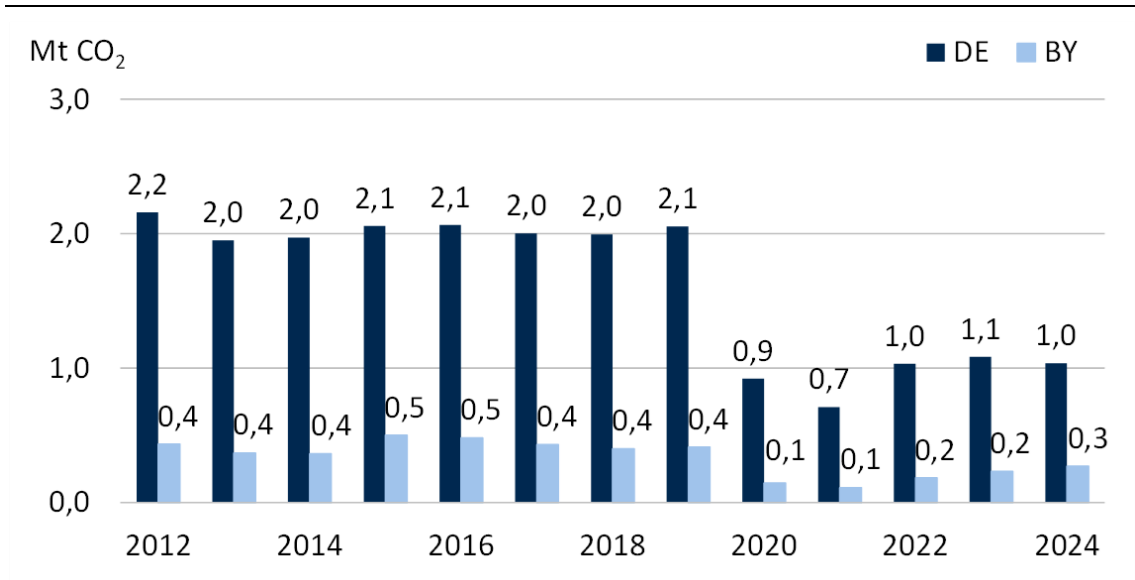
Plug-In Hybride ab 2017 in der Statistik für Deutschland und ab 2018 in der Statistik für Bayern

Quelle: Eigene Berechnungen der Prognos AG auf Basis BNetzA und KBA

Die durch den nationalen Flugverkehr pro Jahr verursachten CO₂-Emissionen lagen seit 2022 wieder deutlich höher als in den von der Corona-Pandemie geprägten Jahren 2020 und 2021, erreichten aber nicht mehr das Niveau der Jahre zuvor (Abbildung 71). Die genannten Emissionen beziehen sich ausschließlich auf innerdeutsche Flüge beziehungsweise auf die Bayern zuzurechnenden innerdeutschen Flüge. Internationale Flüge, die den weitaus überwiegenden Teil der Flugverkehrsemissionen verursachen, sind bislang aufgrund ungeklärter Zurechnungsregeln in den internationalen Konventionen von den THG-Zielsetzungen ausgenommen. Daher werden sie auch nicht in den THG-Inventaren geführt.

Abbildung 71

Energiebedingte CO₂-Emissionen des nationalen Flugverkehrs



Quelle: Eigene Berechnungen der Prognos AG auf Basis von AG Energiebilanzen und auf Basis von IE-Leipzig; Energiedaten.Bayern – Schätzbilanz; UNFCCC Nationale Treibhausinventare.

2.4.6 Kurzübersicht der Unterindikatoren

Tabelle A.2.7 im Anhang führt die die Unterindikatoren der Umweltverträglichkeit für Deutschland und Bayern auf und stuft den Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele ein. Die Beiträge zur Erreichung der Klimaschutzziele wurden qualitativ als positiv oder negativ (unterstützender oder beeinträchtigender Beitrag) und hinsichtlich ihrer Bedeutung (großer Einfluss oder geringer Einfluss) bewertet. Nicht bewertet wurde, ob die Beiträge ausreichen, um die Klimaschutzziele zu erreichen.

Die im Monitoring ausgewiesene Bewertung der Umweltverträglichkeit erfolgt ausschließlich anhand der gemessenen THG-Emissionen für Deutschland und Bayern. Die Ampel steht in Deutschland auf Grün und in Bayern auf Rot.

3 Entwicklung der Indikatoren im Zeitverlauf

Gegenüber dem Vorjahr leicht verbesserte Bewertungen für Deutschland, kaum Unterschiede bei den Bewertungen Bayerns

Bei der Versorgungssicherheit lagen die Bewertungen für Deutschland und Bayern seit Beginn des Monitorings ausschließlich im kritischen Bereich. Tendenziell ist seit Beginn des Monitorings eine leichte Verschlechterung festzustellen. Zwischenzeitlich erreichte der Indikator im 3. und im 4. Monitoring Werte von 1,8. Seit dem 9. Monitoring lag er konstant bei 2,3.

Die Bewertungen der Bezahlbarkeit lagen seit Beginn des Monitorings fast durchgängig im negativen Bereich. Im 9. Monitoring konnte eine Verbesserung auf eine kritische Bewertung erreicht werden, allerdings ist dies, aufgrund der gegenläufigen Entwicklung in den letzten Monitorings, bisher als singuläres Ereignis zu bewerten.

Beim Indikator zu Erneuerbare Energien und Energieeffizienz ist ein systematischer Unterschied zwischen Bayern und Deutschland auszumachen. Bayern schnitt über den gesamten Betrachtungszeitraum deutlich besser ab als Deutschland. Das ist insbesondere auf unterschiedlichen Zieldefinition auf Bundesebene und in Bayern zurückzuführen. Bis zum 10. Monitoring waren jeweils deutliche Verbesserungen auszumachen, danach jedoch auch wieder Rückschritte zu erkennen. Im aktuellen Monitoring wird der Indikator sowohl für Deutschland als auch für Bayern kritisch bewertet.

Bei der Umweltverträglichkeit kam es seit dem 4. Monitoring zu einer deutlichen Verschlechterung in Bayern, die bis zum aktuellen Monitoring anhielt. In Deutschland erhielt der Indikator bis zum 8. Monitoring eine negative Bewertung. Seither wechselte die Bewertung stets zwischen negativ, kritisch und positiv. Aktuell liegt wieder eine positive Bewertung vor.

Abbildung 72

Veränderung in der Bewertung der Versorgungssicherheit und der Bezahlbarkeit

Entwicklung seit dem ersten Monitoring aus dem Jahr 2012

	1. Monitoring	2. Monitoring	3. Monitoring	4. Monitoring	5. Monitoring	6. Monitoring	7. Monitoring	8. Monitoring	9. Monitoring	10. Monitoring	11. Monitoring	12. Monitoring	13. Monitoring	14. Monitoring
Versorgungssicherheit														
BY	2,3	2,3	1,8	1,8	2,3	2,0	2,0	2,0	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
DE	1,8	1,8	1,8	1,8	2,0	2,0	2,0	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
Bezahlbarkeit														
BY	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	2,5	2,5	2,0	2,5	3,0	3,0	3,0	2,5
DE	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	2,5	2,5	2,0	2,5	3,0	3,0	3,0	2,5

Quelle: Prognos AG (eigene Darstellung).

Abbildung 73

Veränderung in der Bewertung der Erneuerbaren Energien und Energieeffizienz sowie der Umweltverträglichkeit

Entwicklung seit dem ersten Monitoring aus dem Jahr 2012

	1. Monitoring	2. Monitoring	3. Monitoring	4. Monitoring	5. Monitoring	6. Monitoring	7. Monitoring	8. Monitoring	9. Monitoring	10. Monitoring	11. Monitoring	12. Monitoring	13. Monitoring	14. Monitoring
Energieeffizienz und erneuerbare Energien														
BY	2,0	1,5	1,5	1,8	1,5	1,8	1,5	1,5	1,5	1,3	1,8	1,5	1,8	1,8
DE	1,8	2,5	2,5	2,8	3,0	3,0	2,5	2,5	2,5	2,0	3,0	3,0	2,3	2,3
Umweltverträglichkeit														
BY	3,0	2,0	2,0	1,0	1,0	2,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
DE	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	2,0	1,0	3,0	2,0	1,0	1,0

Quelle: Prognos AG (eigene Darstellung).

Literaturverzeichnis

50Hertz (2018)

Maßnahmen und Anpassungen in Wahrnehmung der Systemverantwortung, www.50hertz.com

AEE föderal erneuerbar (2025 und vorherige)

Agentur für Erneuerbare Energien – Föderal Erneuerbar, www.foederal-erneuerbar.de

AG Energiebilanzen (2025a und vorherige)

Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990 bis 2022

AG Energiebilanzen (2025b und vorherige)

Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2022

AG Energiebilanzen (2025c und vorherige)

Anwendungsbilanzen Zusammenfassung Anwendungsbilanzen für die Energiesektoren 2011 bis 2022

Agora Energiewende (2020)

Auswirkungen der Corona-Krise auf die Klimabilanz Deutschlands

Agora Energiewende (2025 und vorherige)

Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2025

Atomgesetz (1959, 2018 zuletzt geändert)

Bundesamt für Justiz, Gesetz über die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren (Atomgesetz)

Bayerisches Landesamt für Statistik

Internetauftritt des Bayerischen Landesamtes für Statistik, <https://www.statistik.bayern.de/>
Pressemitteilung vom 27.11.2024, <https://www.statistik.bayern.de/presse/mitteilungen/2024/pm338/>

Bayerisches Staatsministerium für Umwelt und Verbraucherschutz (2024)

Klimabericht 2023

Bayerische Staatsregierung (2011)

Bayerisches Energiekonzept „Energie innovativ“

Bayerische Staatsregierung (2019)

Entwurf Bayerisches Klimaschutzgesetz (BayKlimaG)

Bayerische Staatsregierung (2021)

Bericht Kabinettsitzung 15.11.2021

EWI & BET (2025)

Energiewende. Effizient. Machen. – Monitoringbericht zum Start der 21. Legislaturperiode

BDEW (2025a und vorherige)

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft - Kraftwerkliste

BDEW (2025b und vorherige)

Entwicklung der Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes in Deutschland seit 1995 (Stand 01/2021) <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/entwicklung-beheizungsstruktur-wohnungsbestand/>

BDEW (2025a und vorherige)

BDEW-Strompreisanalyse Dezember 2023 – Haushalte und Industrie

BDEW (2025b und vorherige)

Entwicklung der Beheizungsstruktur im Wohnungsneubau seit 2000 (Stand 12/2024) <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/beheizung-des-wohnungsbestandes-in-deutschland/>

BMDV 2023 und vorherige

Verkehr in Zahlen 2022/2023

BMWi (2021 und vorherige)

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie – Energiedaten

BNetzA (2025a und vorherige)

Zahlen zu Netzengpassmanagementmaßnahmen – Gesamtes Jahr 2024

BNetzA (2025b und vorherige)

Bundesnetzagentur – Quartalsbericht Netz- und Systemsicherheit – Erstes Quartal 2025

BNetzA (2025c und vorherige)

Bundesnetzagentur – Quartalsbericht Netz- und Systemsicherheit – Zweites Quartal 2025

BNetzA (2025d und vorherige)

Bundesnetzagentur – Kraftwerksliste

BNetzA (2025e und vorherige)

Bundesnetzagentur – Kennzahlen der Versorgungsunterbrechungen Strom, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Home/home_node.html

BNetzA (2025f und vorherige)

Netztransparenz.de; EEG-Finanzierungsbedarf der Jahre 2023, 2024 und 2025; Jahresabrechnungen 2011 – 2022

BNetzA (2025g und vorherige)

www.netztransparenz.de

BNetzA (2025h und vorherige)

Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2021/2022 sowie das Jahr 2024/2025

BNetzA (2026i und vorherige)

Monitoring des Stromnetzausbaus - Zweites Quartal 2025

BNetzA (2025j und vorherige)

www.netzausbau.de

BNetzA (2025k)

Beendete Ausschreibungen. Die Ergebnisse und Hintergrundinformationen der Ausschreibungen für Solaranlagen der Jahre 2015-2025; <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Solaranlagen1/BeendeteAusschreibungen/start.html>; abgerufen 18.01.2026

BNetzA (2025l)

Beendete Ausschreibungen. Ergebnisse und Hintergrundinformationen zu Ausschreibungen für Windenergie-Anlagen an Land (ab 2017); https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Wind_Onshore/BeendeteAusschreibungen/start.html; abgerufen 18.01.2026

Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (2016)

Datenbasis zum Gebäudebestand - BBSR-Analysen KOMPAKT 09/2016

Bundesregierung (2011)

Bundesregierung, Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung

Bundesregierung (2019a)

Gesetz zur Einführung eines Bundes-Klimaschutzgesetzes und zur Änderung weiterer Vorschriften

Bundesregierung (2019b)

Gesetzentwurf für das Gebäudeenergiegesetz (GEG)

Bundesregierung (2019c)

Pressemitteilung – Bund-/Länder-Einigung zum Kohleausstieg, Nummer 21/20 vom 16. Januar 2020

Bundesregierung (2021)

Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG)

CUBE CONCEPTS (2025)

<https://cubeconcepts.de/saidi-deutsches-stromnetz-weiterhin-stabil>, zugegriffen 15.01.2026

Destatis (2025 und vorherige)

Bestand an Wohnungen 2020

Destatis (2025)

<https://www-genesis.destatis.de/datenbank/online/statistic/43312/table/43312-0002/search/s/NDMzMTI=>; aufgerufen am 20.01.2025

dena (2018)

dena-GEBÄUDEREPORT KOMPAKT 2018 - Statistiken und Analysen zur Energieeffizienz im Gebäudebestand

ENERGINET (2025 und vorherige)

www.energinet.dk

Energy-Charts

<https://www.energy-charts.info/>; zugegriffen am 21.01.2025

ENTSO-E (2018)

Country Data Package Germany, Stand: November 2018, www.entsoe.eu

E.ON (2015)

Pressemeldung vom 28. Juni 2015 zur Abschaltung von Grafenrheinfeld

Eurostat (2025 und vorherige)

Strompreise, Eurostat Data Explorer, https://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_pc_204&lang=en

Fraunhofer ISE (2025 und vorherige)

Energy charts - Jährliche Außenhandelsstatistik elektrischer Strom, www.energy-charts.de

Glauber (2017)

Treibhausgasemissionen in Bayern, https://www.statistischebibliothek.de/mir/servlets/MCRFileNo-deServlet/BYMonografie_derivate_00000655/Treibhausgasemissionen_Prozent20in_Prozent20Bayern.pdf, zugegriffen 20.12.2021

Goal100 (2026)

Monitor Wind an Land Deutschland, <https://goal100.org/monitor/wind-an-land>; Zugriff 08.01.2026

H2 Mobility (2025 und vorherige)

Netzausbau live - Der aktuelle Stand für Deutschland, <https://h2.live/> (zugegriffen 08.12.2024)

Handelsblatt (2019)

Artikel „Warum Uniper zwei moderne Gaskraftwerke stilllegen und gleichzeitig ein neues bauen will“, <https://www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/energiewende-absurd-warum-uniper-zwei-moderne-gaskraftwerke-stilllegen-und-gleichzeitig-ein-neues-bauen-will/23844326.html?ticket=ST-724463-cBNHePSGTbkmALHXJYOB-ap5>, zugegriffen 13.12.2019

IEA (2025 und vorherige)

Hydrogen Project Database, Stand 02.10.2024

IE Leipzig (2018)

Datenlieferung

KBA (2018)

Fahrzeugzulassungen FZ

KBA (2025 und vorherige)

Datenlieferung bezüglich Sonderauswertung Wasserstofffahrzeuge

KfW (2025 und vorherige)

Förderreport KfW Bankgruppe zwischen 2012 und 2021, <https://www.kfw.de/KfW-Konzern/ProzentC3Prozent9Cber-die-KfW/Zahlen-und-Fakten/KfW-auf-einen-Blick/FProzentC3ProzentB6rderreport/>

Koalitionsvertrag (2018)

Für ein bürgernahes Bayern – Koalitionsvertrag für die Legislaturperiode 2018 - 2023

Koalitionsvertrag (2021)

Mehr Fortschritt wagen – Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit – Koalitionsvertrag 2021-2025 zwischen der SPD, Bündnis 90/Die Grünen und FDP

LEAG (2021)

<https://www.leag.de/de/news/details/grundsteinlegung-fuer-gaskraftwerk-leipheim/>, zugegriffen 20.12.2021

LFU (2018)

Internetauftritt des Bayerischen Landesamtes für Umwelt

Marktstammdatenregister (2024)

<https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR>

Netzentwicklungsplan (2015)

Netzentwicklungsplan Strom 2025, Version 2015 – Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber

r2b, consentec, TEP, Fraunhofer ISI (2019)

Definition und Monitoring der Versorgungssicherheit an den europäischen Strommärkten

Statistische Ämter der Länder (2025 und vorherige)

Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen der Länder – Bruttoinlandsprodukt, Bruttowertschöpfung in den Ländern der Bundesrepublik Deutschland 1991 bis 2023

Statistische Ämter des Bundes und der Länder (2025 und vorherige)

Umweltökonomische Gesamtrechnungen der Länder – Treibhausgasemissionen, <https://www.statistikportal.de/de/ugrdl/ergebnisse/gase/thg>

Statistisches Bundesamt (2025a und vorherige)

Preise – Preise und Preisindizes für gewerbliche Produkte (Erzeugerpreise)

Statistisches Bundesamt (2025b und vorherige)

Preise – Verbraucherpreisindizes für Deutschland

Statistisches Bundesamt (2025c und vorherige)

Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen – Private Konsumausgaben und Verfügbares Einkommen, 2. Vierteljahr 2025

StMWi (2015)

Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie – Bayerisches Energieprogramm für eine sichere, bezahlbare und umweltverträgliche Energieversorgung

StMWi (2019)

Datenlieferung des Bayerischen Staatsministeriums für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie

Süddeutsche Zeitung (2019)

Artikel „München braucht eine Alternative zum Gaskraftwerk in Unterföhring“, <https://www.sueddeutsche.de/muenchen/kohleblock-unterfoehring-gaskraftwerk-1.4284633>, zugegriffen 12.12.2019

Tagesschau (2022)

Artikel „Was das Machtwort des Kanzlers bedeutet“: <https://www.tagesschau.de/inland/innenpolitik/scholz-machtwort-regierung-koalition-101.html>

UBA (2021)

Emissionsübersichten in den Sektoren des Bundesklimaschutzgesetzes

UBA (2025a und vorherige)

Erneuerbare Energien in Zahlen; Internetauftritt des Umweltbundesamtes, <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen#statusquo>

UBA (2021b und vorherige)

Übersicht zur Entwicklung der energiebedingten Emissionen und Brennstoffeinsätze in Deutschland 1990 – 2025

UBA (2025c und vorherige)

Umweltbundesamt, Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2021 – Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990–2025

UBA (2021d und vorherige)

Klimabilanz 2020 – Pressemitteilung März 2021; Internetauftritt des Umweltbundesamtes,

UNFCCC (2021)

National inventory submissions 2021 of greenhouse gas emissions in the common reporting format

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Zusammenfassung der Ergebnisse des 14. Monitorings
Abbildung 2	Bewertung der Versorgungssicherheit
Abbildung 3	Gesicherte Leistung und Höchstlast in Deutschland und Bayern
Abbildung 4	Gesicherte Leistung und Höchstlast in Bayern 2018 bis 2028
Abbildung 5	Gesamte installierte Leistung zur Stromerzeugung in Deutschland und Bayern
Abbildung 6	Batteriespeicher
Abbildung 7	Ausbau des Übertragungsnetzes – HGÜ-Trasse Wilster – Grafenrheinfeld (SuedLink) und HGÜ-Trasse Wolmirstedt – Isar (SuedOstLink)
Abbildung 8	Stand des Netzausbaus
Abbildung 9	Eingriffe der Netzbetreiber – konventionelle Kraftwerke
Abbildung 10	Eingriffe der Netzbetreiber – erneuerbare Energien
Abbildung 11	Kosten für Systemsicherheitsmaßnahmen
Abbildung 12	Versorgungsunterbrechungen gemäß SAIDI-Wert
Abbildung 13	Stromtausch mit dem Ausland
Abbildung 14	Gasimporte in Deutschland nach Herkunftsländern sowie Gasverbrauch in TWh Hu
Abbildung 15	Geplante Wasserstoffleitungen in Deutschland
Abbildung 16	Wasserstoffelektrolyseure in Deutschland und Bayern
Abbildung 17	Bewertung der Bezahlbarkeit
Abbildung 18	Börsenstrompreis
Abbildung 19	Industriestrompreise nach Abnahmeklasse in Deutschland
Abbildung 20	Industriestrompreise in den Staaten der EU-27 im Jahr 2025
Abbildung 21	Zusammensetzung des Industriestromverbrauchs, Jahresverbrauch 160 bis 20.000 MWh
Abbildung 22	Netzentgelte und Preisindizes ausgewählter Abnahmefälle
Abbildung 23	Netzkosten der Industrie innerhalb der EU
Abbildung 24	Strompreise für Haushaltskunden
Abbildung 25	Entwicklung des EEG-Kontos
Abbildung 26	Erdgaspreise für Gewerbekunden
Abbildung 27	Entwicklung der Erzeugerpreise für Erdgas

[Abbildungsverzeichnis](#)

Abbildung 28	Erdgaspreise für Haushaltskunden
Abbildung 29	Bewertung der Energieeffizienz und der erneuerbaren Energien
Abbildung 30	Deutschland – Dynamik des Ausbaus im letzten Jahr (01.01.2025 – 31.12.2025)
Abbildung 31	Installierte Leistung zur erneuerbaren Stromerzeugung
Abbildung 32	Bayern – Dynamik des (Brutto-) Ausbaus im letzten Jahr (01.01.2025 – 31.12.2025)
Abbildung 33	Installierte Leistung in Bayern nach Landkreisen (31.12.2025)
Abbildung 34	Regionaler Zubau in Bayern im Kalenderjahr 2025
Abbildung 35	Genehmigungen für Windenergie an Land
Abbildung 36	EEG-Ausschreibungsmenge – Wind an Land
Abbildung 37	EEG-Ausschreibungsmenge – Photovoltaik Freifläche
Abbildung 38	Erzeugung erneuerbare Energien
Abbildung 39	Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nach Energieträgern
Abbildung 40	Stromverbrauch
Abbildung 41	Stromintensität der Industrie in Deutschland und Bayern
Abbildung 42	Stromverbrauch pro Kopf der privaten Haushalte in Deutschland und Bayern
Abbildung 43	Erdgasverbrauch nach Sektoren in Deutschland
Abbildung 44	Entwicklung der Energieproduktivität in Deutschland und Bayern
Abbildung 45	Entwicklung des Primärenergieverbrauchs
Abbildung 46	Bewertung der Umweltverträglichkeit
Abbildung 47	THG- und CO ₂ -Emissionen in Deutschland
Abbildung 48	THG- und CO ₂ -Emissionen in Bayern
Abbildung 49	Entwicklung der THG-Emissionen
Abbildung 50	Energiebedingte CO ₂ -Emissionen der Energiewirtschaft
Abbildung 51	Produktionsentwicklung der (energieintensiven) Industrie
Abbildung 52	Energiebedingte CO ₂ -Emissionen der Industrie
Abbildung 53	Emissionsintensität (CO ₂ , energiebedingt) der Industrie
Abbildung 54	Energiebedingte CO ₂ -Emissionen im Bereich Gewerbe, Handel, Dienstleistungen

[Abbildungsverzeichnis](#)

Abbildung 55	THG-Emissionen der Landwirtschaft und der Abfallentsorgung in Deutschland
Abbildung 56	Energiebedingte CO ₂ -Emissionen bei den privaten Haushalten
Abbildung 57	Energiebedingte CO ₂ -Emissionen der Haushalte pro Kopf
Abbildung 58	Private Haushalte – Beheizungsstruktur in Deutschland
Abbildung 59	Spezifischer Energieverbrauch für die Erzeugung von Raumwärme in Deutschland
Abbildung 60	Sanierungsrate: Anteil Wohneinheiten, die KfW-Effizienzprogramme in Anspruch nahmen, an allen Wohneinheiten
Abbildung 61	KfW-Kreditvolumen für energetisches Bauen und Sanieren durch Kommunen
Abbildung 62	Energiebedingte CO ₂ -Emissionen des Verkehrssektors
Abbildung 63	Energiebedingte CO ₂ -Emissionen des Verkehrssektors pro zugelassenen Fahrzeugen
Abbildung 64	Entwicklung des Modal Split
Abbildung 65	Bestand an Fahrzeugen mit alternativen Antrieben und Anteil am Fahrzeugbestand zum jeweils 1. Januar
Abbildung 66	Anteil alternativer Antriebe bei Kraftomnibussen
Abbildung 67	Beimischung von Kraftstoffen auf Basis erneuerbarer Energien
Abbildung 68	Bestand öffentlicher Ladepunkte
Abbildung 69	Bestand an Wasserstofftankstellen
Abbildung 70	Abdeckung Ladesäulen und Wasserstofftankstellen
Abbildung 71	Energiebedingte CO ₂ -Emissionen des nationalen Flugverkehrs
Abbildung 72	Veränderung in der Bewertung der Versorgungssicherheit und der Bezahlbarkeit
Abbildung 73	Veränderung in der Bewertung der Erneuerbaren Energien und Energieeffizienz sowie der Umweltverträglichkeit

Tabellenverzeichnis

Tabelle A.2.1	Ausgewählte energiepolitische Ziele der Bundesregierung
Tabelle A.2.2	Abschaltung von Kernkraftwerken in Bayern
Tabelle A.2.3	Ausgewählte energiepolitische Ziele der Bayerischen Staatsregierung
Tabelle A.2.4	Kraftwerksneubauprojekte in Bayern
Tabelle A.2.5	Kontrahierte Reservekraftwerksleistung in Bayern und näherer Umgebung
Tabelle A.2.6	Verzögerung beim Netzausbau in Bayern
Tabelle A.2.7	Unterindikatoren der Umweltverträglichkeit

Anhang

Kapitelübersicht

A.1	Aufbau und Bewertung	96
A.2	Tabellen	101

A.1 Aufbau und Bewertung des Monitorings

A.1.1 Fokus Stromversorgung

Der Fokus des Monitorings liegt auf der Stromerzeugung und der Stromversorgung. Die mit der Energiewende eingeleiteten Veränderungen des deutschen und bayerischen Energiesystems bergen für die Stromversorgung erhebliche Herausforderungen.

Das Monitoring wurde 2012 von Prognos im Auftrag der vbw erstmals für das Jahr 2011 durchgeführt. Die vorliegende vierzehnte Fassung bewertet die Situation der Jahre 2024 und 2025. Seit dem achten Monitoring werden in der Unterkategorie der Umweltverträglichkeit neue Indikatoren aufgeführt, die zahlreiche Aspekte der Klimaverträglichkeit des gesamten Energiesystems beleuchten. Seit dem 11. Monitoring werden zusätzlich neue Indikatoren mit Fokus auf die Gasversorgung aufgeführt. Das darauf folgende 12. Monitoring wurde um weitere Indikatoren und Darstellungen zum Ausbau erneuerbarer Energien sowie zum Netzausbau ergänzt.

A.1.2 Aspekte und Indikatoren

Zur Beurteilung, ob die Energiewende wie geplant vorankommt und sich in die von Bayerischer Staatsregierung und Bundesregierung angestrebte Richtung entwickelt, werden vier Bereiche näher betrachtet. Abbildung gibt eine Übersicht der gewählten Bereiche und ihrer Indikatoren. In den folgenden Absätzen werden sie genauer beschrieben. Welche Ziele im Einzelnen als Bewertungsmaßstab herangezogen wurden, wird bei den jeweiligen Indikatoren erläutert.

Abbildung A.1.1

Überblick über die Bewertungsbereiche mit den jeweiligen Indikatoren



Quelle: Prognos AG (eigene Darstellung).

A.1.2.1 Versorgungssicherheit

Die Versorgungssicherheit wurde anhand von sieben Einzelindikatoren untersucht, die den beiden Themenfeldern *Kraftwerke* und *Netze* zugeordnet wurden.

Die Situation und die Entwicklung bei den *Kraftwerken* wurden anhand folgender Indikatoren geprüft:

- Leistung konventioneller Kraftwerke (Territorialprinzip)
- Leistung von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien
- geplanter Zubau von konventionellen Kraftwerken und Pumpspeicherkraftwerken in Bayern
- Reservekraftwerkskapazitäten
- gesicherte Leistung zur Stromerzeugung
- Stromaustausch mit dem Ausland

Zur Beurteilung der *Netze* wurden folgende Indikatoren verwendet:

- Ausbaumaßnahmen im Übertragungsnetz
- Eingriffe der Netzbetreiber
- SAIDI-Wert (Versorgungsunterbrechungen länger als drei Minuten)
- Gasimporte nach Ländern
- Geplante Wasserstoffleitungen

A.1.2.2 Bezahlbarkeit

Zur Einschätzung der *Bezahlbarkeit* der Energiewende wurden Indikatoren zum Strompreis für unterschiedliche Abnehmergruppen sowie der Entwicklung einzelner Strompreiskomponenten untersucht. Beim Industriestrompreis wurde insbesondere eine Einordnung im Ranking der europäischen Länder, sofern sie über entsprechende Abnahmeklassen verfügen, vorgenommen und bewertet.

Im Einzelnen wurden folgende Indikatoren genutzt, bei denen zumeist nicht zwischen Bayern und Deutschland differenziert werden kann:

- Industriestrompreis
- Industriepreis für Gas
- Haushaltsstrompreis
- Haushaltspreis für Gas
- Börsenstrompreis
- Erneuerbare-Energien-Gesetz-Umlage (EEG-Umlage) bzw. EEG-Konto
- Netzentgelte

A.1.2.3 Erneuerbare Energien und Energieeffizienz

Der Ausbau der *erneuerbaren Energien* wurde anhand des Anteils erneuerbarer Energien am Stromverbrauch in Deutschland und an der Stromerzeugung in Bayern bewertet. Die Bewertung der Energieproduktivität beruht auf dem Verhältnis des Bruttoinlandsprodukts (BIP) zum Endenergieverbrauch (EEV) in Deutschland und zum PEV in Bayern.

Zur Beurteilung der *Energieeffizienz* wurden folgende Indikatoren herangezogen:

- Stromverbrauch insgesamt
- Stromintensität in der Industrie
- spezifischer Stromverbrauch der privaten Haushalte je Einwohner
- Gasverbrauch
- Energieproduktivität
- Primärenergieverbrauch (PEV)

A.1.2.4 Umweltverträglichkeit

Die *Umweltverträglichkeit* in Deutschland wurde seit dem achten Monitoring anhand der THG-Emissionen (ohne Landnutzungsmaßnahmen [LULUCF]) beurteilt. Zuvor gingen nur die energiebedingten Emissionen in die Bewertung ein. Für Bayern wurden bis zum achten Monitoring die energiebedingten Emissionen pro Einwohner als Indikator verwendet, da

sich hierauf das Ziel der Bayerischen Staatsregierung aus dem Jahr 2015 beziehungsweise 2011 bezog. Mit dem Bayerischen Klimaschutzgesetz, das im November 2020 verabschiedet wurde, bezieht sich das Ziel für Bayern seitdem auf die gesamten THG-Emissionen pro Einwohner. Aus diesem Grund wurde ab dem achten Monitoring dieser Indikator genutzt.

A.1.3 Bewertungsschema

Für die Bewertung ausgewählter Indikatoren wird ein Ampelschema verwendet. Bei den einzelnen Indikatoren finden sich die Kriterien für die Einordnung in die Kategorien „Grün“ für eine positive Bewertung, „Gelb“ für eine kritische Einschätzung und „Rot“ für eine negative Beurteilung.

Zusätzlich wurden die Ziffern von eins bis drei zur Bewertung herangezogen und den Farbkategorien zugeordnet. „Grün“ entspricht 1, „Gelb“ 2 und „Rot“ 3. Die Zahlen bieten die Möglichkeit, die Gesamtentwicklung der Oberbereiche anhand der Bildung von Mittelwerten zu bestimmen. Darüber hinaus ermöglichen sie den Vergleich zwischen dem aktuellen Monitoring und den Vorgänger-Monitoringberichten.

Sofern für einen Indikator ein quantifiziertes Ziel aus dem Bayerischen Energieprogramm beziehungsweise dem Energiekonzept der Bundesregierung vorlag, wurden diese verwendet. Auch in Gesetzen wie dem EEG definierte Ziele wurden berücksichtigt. Waren solche quantifizierten Angaben für ein Zieljahr (z.B. 2030 oder 2050) vorhanden, wurde ein Zielpfad definiert, der den Start- und Zielpunkt linear verband. Entsprechend der Formulierungen im Bayerischen Energieprogramm beziehungsweise im Energiekonzept der Bundesregierung ist das Startjahr 2010 für Bayern beziehungsweise 2008 für Deutschland. Sofern Zielsetzungen aktualisiert wurden, wurden diese übernommen. Die Zielpfade starten dann jeweils im Jahr der neuen Zielsetzung. Für den Indikator der THG-Emissionen ist sowohl in Bayern als auch in Deutschland 1990 der Startwert des Zielpfades.

Lag kein durch Energieprogramm beziehungsweise Energiekonzept quantifizierter Zielwert für einen Indikator vor, wurde ein angemessener Referenzwert definiert. Bei Indikatoren, bei denen dies nicht möglich war, wurde auf Zielwerte, Zielpfade und Bewertung verzichtet. Sie haben informatorischen Charakter und beschreiben wichtige Aspekte des Energiesystems.

Durch die jeweiligen Klimaschutzgesetze wurde das Ziel der Treibhausgasneutralität bis 2045 in Deutschland sowie bis 2040 in Bayern gesetzlich festgeschrieben. Zur Bewertung der Erreichung dieser Ziele im Bereich *Umweltverträglichkeit* wurden im Monitoring die THG-Emissionen herangezogen.

Die Beiträge der Unterindikatoren zur Erreichung der Klimaschutzziele wurden qualitativ als positiv oder negativ (unterstützender oder erschwerender Beitrag) und hinsichtlich ihrer Bedeutung (großer Einfluss oder geringer Einfluss) bewertet. Nicht bewertet wurde, ob die Beiträge ausreichen, um die Klimaschutzziele zu erreichen.

A.2 Tabellen

Tabelle A.2.1

Ausgewählte energiepolitische Ziele der Bundesregierung

	2020	2030	2040	2045	2050
Klimaschutz					
Senkung der THG-Emissionen gegenüber 1990	40 Prozent	65 Prozent	88 Prozent	Treibhausgasneutralität	Nach dem Jahr 2050 sollen netto negative Treibhausgasemissionen erreicht werden.
Erneuerbare Energien					
Anteil am Bruttostromverbrauch	35 Prozent	80 Prozent			100 Prozent treibhausgasneutrale Stromerzeugung
Anteil am Bruttoendenergieverbrauch	18 Prozent	30 Prozent	45 Prozent		60 Prozent
Stromverbrauch					
Verringerung gegenüber 2008	10 Prozent				
Primärenergieverbrauch					
Verringerung gegenüber 2008	20 Prozent				50 Prozent
Endenergieproduktivität					
Steigerung 2008 bis 2050	2,1 Prozent p. a.				

Quelle: Bundesregierung 2011, 2019, 2021.

Tabelle A2.2

Abschaltung von Kernkraftwerken in Bayern

Blockname	Nettoleistung in MW	Abschaltdatum
Isar/Ohu 1	878	6. August 2011
Grafenrheinfeld	1.275	27. Juni 2015
Gundremmingen B	1.288	31. Dezember 2017
Gundremmingen C	1.288	31. Dezember 2021
Isar/Ohu 2	1.410	15. April 2023

Quelle: Atomgesetz; E.ON 2015; Tagesschau 2022.

Tabelle A.2.3

Ausgewählte energiepolitische Ziele der Bayerischen Staatsregierung

	2025	2030	2040
Klimaschutz			
THG-Emissionen	altes Ziel: 5,5 t energiebe- dingte CO ₂ -Emis- sionen pro Einwoh- ner und Jahr	altes Ziel: unter 5 t THG-Emissionen pro Einwohner neues Ziel: Reduk- tion der THG-Emis- sionen um 65 Pro- zent ggü. 1990 pro Einwohner	THG-Neutralität
Erneuerbare Energien		Verdopplung der Erzeugung	
Anteil an der Bruttostrom- erzeugung	rund 70 Prozent		
	davon (geschätzt):		
Wasserkraft	23–25 Prozent	180 MWh zusätz- lich	1 TWh Steigerung
Photovoltaik	22–25 Prozent	40 TWh Erzeugung	80 bis 100 GWh
Windenergie	14–16 Prozent	min. 800 neue Windräder	
Biomasse	5–6 Prozent	plus 15 Prozent ggü. 2021	
Tiefengeothermie	1 Prozent		
Anteil am EEV*	20 Prozent		
Stromverbrauch	möglichst konstant		
Primärenergieverbrauch			
Verringerung gegenüber 2010	10 Prozent		

Primärenergieproduktivität

25 Prozent

Steigerung gegenüber
2010

* EEV = Endenergieverbrauch

Quelle: StMWi 2021, 2019, 2015.

Tabelle A.2.4

Kraftwerksneubauprojekte in Bayern

Kraftwerk	Leistung (MW)	Energieträger	Inbetriebnahme	Status 2025	Anmerkung
München Nord/ Unterföhring	330	Erdgas	2024	In Betrieb	-
Irsching	300	Erdgas	In Betrieb seit 2023	In Bau	Netzstabilitätsanlage
Haiming	850	Erdgas	k. A.	Planungsstopp; Genehmigung wurde jedoch erteilt	-
Leipheim	300	Erdgas	In Betrieb seit 2023	In Planung	Netzstabilitätsanlage
Gundremmingen	k. A.	Erdgas	k. A.	In Planung	-
Gundelfingen	max. 1.200	Erdgas	k. A.	In Planung	-
Energiespeicher Riedl	300	Pumpspeicher	frühestens 2031/2032	Planfeststellungsbeschluss	-
Poschberg	450	Pumpspeicher	-	Planungsstopp	-

[illegible]

Anhang

GTKW Darmstadt	HE				95	95	95	95	95	95	95	95	95	93
UPM Augsburg DT 3**	BY				29		29							
Heizkraftwerk T2 Augsburg**	BY				18		18							
UPM Schongau	BY				82	82	82	64	64	64	64	64	64	64
Zolling	BY												472	472
Summe		1.037	1.037	3.144	3.413	3.326	3.331	3.266	1.875	1.875	1.875	1.875	2.868	2.751

* Zu Ingolstadt 3 und 4 2015/2016 (MW): Die Reservekraftwerke konnten hier aufgrund netztechnischer Engpässe im Fall eines Redispatch mit Italien/Österreich lediglich mit einer Nettoengpassleistung von in Summe 716,1 MW einspeisen.

** Zu UPM Augsburg Dampfturbine 3 und Heizkraftwerk T2 Augsburg: Die Kraftwerke gehören zur Reserve, wurden aber nicht für jedes Winterhalbjahr durch die BNetzA kontrahiert.

Quelle: BNetzA.

Tabelle A.2.6

Verzögerung beim Netzausbau in Bayern

Netzvorbaben	Trassenlänge in km	Fertigstellung nach NEP* 2015	Fertigstellung nach Monitoring des Stromnetzausbaus	Verzögerung in Jahren
Wilster – Bergrheinfeld West (SuedLink)	620	2022	2028	6
Wolmirstedt – Isar (SuedOstLink)	580	2022	erstes Vorhaben: 2027 zweites Vorhaben: 2032	5 (bezogen auf erstes Vorhaben)

Anhang

Mecklar – Berg Rheinfeld West	133	2022	2031	9
Redwitz – Schwandorf	185	2020	2026	6
Grafenrheinfeld - Großgartach	149	2020	2026	6
Punkt Wullenstetten – Punkt Niederwangen	88	2020	2029	9
Neuravensburg – Bundesgrenze	7	2023	2035	12
Raitersach – Altheim	160	2024	2032	8
Bundesgrenze AT – Simbach – Pleinting	158	2018–2022	2030	2–10
Redwitz – Punkt Tschirn	38	2016	2021 (fertiggestellt)	5
Oberbachern – Ottenhofen	47	2022	2029	7

* Netzentwicklungsplan

Quelle: BNetzA; Bundesamt für Justiz 2013; NEP 2015.

Tabelle A.2.7

Unterindikatoren der Umweltverträglichkeit

Unterindikator	Sektor	Deutschland	Bayern
Energiebedingte CO ₂ -Emissionen der Energiewirtschaft (Abbildung 50)	Umwandlung	Deutlicher Rückgang seit 2012, überproportionaler positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.	Rückgang seit 2012, positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.
Energiebedingte CO ₂ -Emissionen (Abbildung 52)	Industrie	Leichter Rückgang seit 2012, geringer positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.	Leichter Rückgang seit 2012, geringer positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.
Emissionsintensität (Abbildung 53)	Industrie	Seit 2012 gesunken, positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.	Seit 2012 gesunken, positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.
Energiebedingte CO ₂ -Emissionen (Abbildung 54)	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	Deutlicher Rückgang seit 2012, positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.	Zunahme seit 2012, negativer Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.
THG-Emissionen der Landwirtschaft (Abbildung 55)	Landwirtschaft	Seit 2010 leicht gesunken und daher geringer positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.	-
Energiebedingte CO ₂ -Emissionen (Abbildung 56)	Private Haushalte	Seit 2012 gesunken und daher positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.	Seit 2012 gesunken und daher positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.
Beheizungsstruktur (Abbildung 58)	Private Haushalte	Deutlicher Anstieg emissionsfreier Energieträger bei den Neubauten; geringer positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele, da Neubauten nur einen	-

Anhang

		geringen Einfluss auf den gesamten Energieverbrauch haben.	
Endenergieverbrauch Raumwärme / Wohnfläche (Abbildung 59)	Private Haushalte	Seit 2008 gesunken und daher positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.	-
Sanierungsrate: Anteil der Wohneinheiten, die KfW-Effizienzprogramme in Anspruch nehmen (Abbildung 60)	Private Haushalte	Im Jahr 2023 deutlich eingebrochen, was negativ zu bewerten ist. 2024 wieder Steigerung zu verzeichnen.	Im Jahr 2023 ebenfalls deutlich eingebrochen und daher negativ zu bewerten. 2024 ebenfalls Steigerung. Generell liegen die Werte höher als in Deutschland was positiv zu bewerten ist.
KfW-Kreditvolumen für energetisches Bauen und Sanieren durch Kommunen (Abbildung 61)	Öffentliche Gebäude	Im Jahr 2024 deutlich eingebrochen, was negativ zu bewerten ist.	Im Jahr 2024 ebenfalls deutlich eingebrochen und daher negativ zu bewerten.
Energiebedingte CO ₂ -Emissionen des Verkehrssektors (Abbildung 62)	Verkehr	Seit 2012 leichter Rückgang der Emissionen und damit sehr geringer positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.	Seit 2012 leichter Rückgang der Emissionen und damit sehr geringer positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.
Energiebedingte CO ₂ -Emissionen des Straßenverkehrs pro zugelassenem Fahrzeug (Abbildung 63)	Verkehr	Rückläufig seit 2012 und daher positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.	Rückläufig seit 2012 und daher positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.
Modal Shift / Entwicklung des Modal Split (siehe Abbildung 64)	Verkehr	Personenverkehr: Keine signifikante Veränderung abgesehen von Pandemie-Jahren 2020 und 2021 Güterverkehr: Keine signifikante Veränderung im Betrachtungszeitraum.	Personenverkehr: Keine signifikante Veränderung abgesehen von Pandemie-Jahren 2020 und 2021 Güterverkehr: Keine signifikante Veränderung im Betrachtungszeitraum, geringfügige

Anhang

			Zunahme des Anteils der Schiene.
Bestand an Fahrzeugen mit alternativen Antrieben (siehe Abbildung 65)	Verkehr	Dynamischer Anstieg in den letzten Jahren; leicht positiver Beitrag.	Dynamischer Anstieg in den letzten Jahren; leicht positiver Beitrag.
Anteile alternativer Antriebe bei Innenstadtbusen im ÖPNV (siehe Abbildung 66)	Verkehr	Annähernd konstant bis 2019, danach deutlicher Anstieg, positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.	Rückgang bis 2018, danach deutlicher Anstieg, positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.
Beimischung erneuerbarer Energien zu Kraftstoffen (siehe Abbildung 67)	Verkehr	Rückgang im Jahr 2024 was negativ zu bewerten ist.	Stärkerer Rückgang als in Deutschland im Jahr 2024 was negativ zu bewerten ist.
Bestand an öffentlichen Ladepunkten für Elektrofahrzeuge (siehe Abbildung 68)	Verkehr	Dynamischer Anstieg in den letzten Jahren mit unterstützendem Beitrag für die Erreichung der Klimaschutzziele; die (ehemaligen) Ziele der Bundesregierung für 2030 werden bei gleichbleibender Ausbaudynamik nicht erreicht.	Dynamischer Anstieg in den letzten Jahren mit unterstützendem Beitrag für die Erreichung der Klimaschutzziele; das Ausbauziel für Bayern 2023 wurde erreicht.
Bestand an Wasserstoff-tankstellen (siehe Abbildung 69)	Verkehr	Gering, Rückgang in den letzten Jahren.	Gering, Rückgang in den letzten Jahren, um die bayerischen Ziele zu erreichen, muss deutlich mehr zugebaut werden.
Abdeckung Ladesäulen für Elektromobilität (siehe Abbildung 70)	Verkehr	Eine gute Abdeckung von Ladeinfrastruktur unterstützt die Erreichung der Klimaschutzziele; der Ausbau der	Eine gute Abdeckung von Ladeinfrastruktur unterstützt die Erreichung der Klimaschutzziele der Ausbau der

Anhang

		Ladeinfrastruktur war im letzten Jahr stärker als die Zunahme der Elektromobilität.	Ladeinfrastruktur war im letzten Jahr stärker als die Zunahme der Elektromobilität.
Abdeckung Wasserstoff-tankstellen für Brennstoff-zellenfahrzeuge (siehe Abbildung 70)	Verkehr	Eine gute Abdeckung von Wasserstofftankstellen unterstützt die Erreichung der Klimaschutzziele; der Ausbau der Ladeinfrastruktur hält mit der Zunahme an wasserstoffbetriebenen Fahrzeugen nicht Schritt.	-
Energiebedingte CO ₂ -Emissionen des nationalen Flugverkehrs (siehe Abbildung 71)	Verkehr	Rückgang der Emissionen seit 2012 und damit (leicht) positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.	Rückgang der Emissionen seit 2012 und damit (leicht) positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.

Ansprechpartner/Impressum

Dr. Markus Fisch

Abteilung Wirtschaftspolitik

Telefon 089-551 78-246
markus.fisch@vbw-bayern.de

Impressum

Alle Angaben dieser Publikation beziehen sich ohne jede Diskriminierungsabsicht grundsätzlich auf alle Geschlechter.

Herausgeber

vbw
Vereinigung der Bayerischen
Wirtschaft e. V.

Max-Joseph-Straße 5
80333 München

www.vbw-bayern.de

Weiterer Beteiligter

Prognos AG
0041 61 3273-337
info@prognos.com

Bearbeitende:
Sven Kreidelmeyer (Projektlei-
tung)
Jana Breitenstein
Andreas Brutsche
Dr. Almut Kirchner