

10. Monitoring der Energiewende

vbw

Studie

Stand: Januar 2022

Eine vbw Studie, erstellt von Prognos

Die bayerische Wirtschaft



Hinweis

Zitate aus dieser Publikation sind unter Angabe der Quelle zulässig.

Vorwort

Neue Klimaziele erfordern schnellstmöglich einen massiven Umbau des kompletten Energiesystems

Mit diesem Monitoring der Energiewende legen wir bereits zum zehnten Mal eine Zwischenbilanz zum Stand der Energiewende in Deutschland und Bayern vor. Nach wie vor kann das Ergebnis nicht zufriedenstellen. Die Entwicklung entscheidender Indikatoren, wie der Versorgungssicherheit und Bezahlbarkeit, ist besorgniserregend. Angesichts der noch schärferen Klimaziele auf europäischer, nationaler und bayerischer Ebene ist die Herausforderung im Vergleich zum letzten Jahr noch gewachsen.

Der Netzausbau darf nicht weiter verzögert werden. Jahr um Jahr belasten durch Netzengpässe bedingte Systemsicherheitsmaßnahmen den Strompreis in Milliardenhöhe. Auch der Ausbau aller erneuerbaren Energien muss unbeirrt vorangetrieben werden. Planungs- und Genehmigungsverfahren müssen daher auf allen Ebenen weiter entschlackt, modernisiert und vereinfacht werden. Dabei ist zu beachten, dass Strom- und Gas- bzw. Wasserstoffnetz gemeinsam geplant werden. Wir brauchen eine enge Verzahnung der Sektoren, um Synergieeffekte zu heben und Flexibilität zu ermöglichen.

Dauerhaft niedrige Industriestrompreise sind die Voraussetzung für einen wettbewerbsfähigen Standort und für die Transformation zu einer möglichst CO₂-freien Industrie. Vor diesem Hintergrund ist es nicht akzeptabel, dass Deutschland zu den Ländern mit den höchsten Strompreisen gehört. Die Bewertung hat sich seit unserem letzten Monitoring sogar noch verschlechtert. Die geplante Abschaffung der EEG-Umlage ist ein erster wichtiger Schritt, weitere Schritte – wie die Absenkung der Stromsteuer auf das europarechtliche Minimum – müssen folgen. Insbesondere die energieintensive Industrie braucht dauerhaft einen international wettbewerbsfähigen Strompreis.

Anspruch und Wirklichkeit fallen bei der Energiewende deutlich auseinander. Um diese Kluft zu schließen, bedarf es jetzt schnellstmöglich eines massiven Umbaus des kompletten Energiesystems. Es ist keine Zeit mehr zu verlieren.

Bertram Brossardt
12. Januar 2022

Inhalt

1	Zusammenfassende Bewertung	1
2	Hintergrund und Ziele der Energiewende	4
2.1	Deutschland	4
2.2	Bayern	6
3	Aufbau und Bewertung des Monitorings	9
3.1	Fokus Stromversorgung	9
3.2	Aspekte und Indikatoren	9
3.2.1	Versorgungssicherheit	11
3.2.2	Kosten	11
3.2.3	Effizienz und erneuerbare Energien	12
3.2.4	Umweltverträglichkeit	12
3.3	Bewertungsschema	12
4	Rückblick: bisherige Monitoring-Ergebnisse	14
5	Ergebnisse des 10. Monitorings	16
5.1	Versorgungssicherheit	16
5.1.1	Kraftwerke	17
5.1.2	Netze	26
5.2	Bezahlbarkeit	37
5.2.1	Industriestrompreise	38
5.2.2	Betriebe mit begrenzter EEG-Umlage	42
5.2.3	Strompreise für private Haushalte	43
5.2.4	Anteil der Stromkosten an den Konsumausgaben privater Haushalte	44
5.2.5	Börsenstrompreis und EEG-Umlage	45
5.3	Effizienz und erneuerbare Energien	47
5.3.1	Entwicklung des Stromverbrauchs	48
5.3.2	Stromintensität der Industrie und Pro-Kopf-Verbrauch der privaten Haushalte	49
5.3.3	Energieproduktivität	51
5.3.4	Primärenergieverbrauch	53
5.3.5	Ausbau der erneuerbaren Energien	54
5.4	Umweltverträglichkeit	59
5.4.1	Gesamte THG-Emissionen	59

5.4.2	Energiewirtschaft	64
5.4.3	Gewerbliche Wirtschaft und Landwirtschaft	65
5.4.4	Private Haushalte	70
5.4.5	Verkehr	75
5.4.6	Kurzübersicht der Unterindikatoren	84
6	Entwicklung der Indikatoren im Zeitverlauf	89
	Literaturverzeichnis	92
	Abbildungsverzeichnis	97
	Tabellenverzeichnis	100
	Ansprechpartner / Impressum	101

1 Zusammenfassende Bewertung

Versorgungssicherheit in Bayern noch gewährleistet, Bezahlbarkeit und Umweltverträglichkeit unzureichend

Das Monitoring der Energiewende wurde erstmalig 2012 von Prognos im Auftrag der vbw – Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft e. V. durchgeführt. Die vorliegende zehnte Fassung zeigt die Entwicklungen im Jahr 2020. Soweit Daten für 2021 vorliegen, werden sie ergänzend dargestellt, fließen aber nicht in die Bewertung ein.

Auswirkungen der Corona-Pandemie auf die Indikatoren des Monitorings

Das Monitoring-Jahr 2020 wurde erheblich durch Auswirkungen der Corona-Pandemie beeinflusst. Aufgrund des allgemeinen Einbruchs der Wirtschaftsleistung ging der Energieverbrauch (minus 7,1 Prozent im Vergleich zum Vorjahr, sowohl beim End- als auch beim Primärenergieverbrauch) erheblich zurück. Auch der Stromverbrauch sank deutlich um drei Prozent. Infolgedessen gingen die Treibhausgasemissionen ebenfalls vergleichsweise deutlich um 8,6 Prozent zurück. Ein besonders großer Rückgang bei den sektoralen Emissionen erfolgte mit 14,5 Prozent in der Energiewirtschaft. Ein weiterer stark betroffener Bereich ist der Verkehrssektor. Hier nahm der Energieverbrauch – und infolgedessen auch die Emissionen, um 11,4 Prozent ab. Besonders massiv trug der nationale Flugverkehr mit einem Rückgang seiner Emissionen um fast 60 Prozent hierzu bei. In der Industrie gingen die Emissionen ebenfalls um 4,6 Prozent zurück. Keine Effekte hinsichtlich Energieverbrauch lassen sich im Bereich der Haushalte erkennen.

Für Energieeffizienzindikatoren lassen sich keine allgemeinen Aussagen hinsichtlich der Corona-Effekte treffen. Die gesamtwirtschaftliche Effizienz bezogen auf den Energieverbrauch pro Wirtschaftsleistung wurde infolgedessen nicht eindeutig beeinflusst, da sowohl der Energieverbrauch als auch die Wirtschaftsleistung deutlich zurückgingen. Die Stromintensität der Industrie stieg hingegen an, da der Stromverbrauch weniger stark als die Bruttowertschöpfung zurückging. Das Gleiche gilt für die Emissionsintensität der Industrie, die ebenfalls anstieg.

Keine eindeutigen Effekte durch die Corona Pandemie und die hierdurch ausgelösten politischen Maßnahmen lassen sich im Bereich der Bezahlbarkeit und Versorgungssicherheit ausmachen.

Im Vergleich zum vorhergehenden Monitoring verbesserten sich in Deutschland mit der Entwicklung des Stromverbrauchs und den Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) zwei Indikatoren von einer negativen (roten) bzw. kritischen (gelben) Bewertung zu einer positiven (grünen) Bewertung. Der Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch lag weiter im positiven Bereich. Der Industriestrompreis verschlechterte sich hingegen und ist

Zusammenfassende Bewertung

negativ zu bewerten. Die Haushaltsstrompreise erhalten weiter eine kritische Bewertung. Die Stromausfallzeit gemessen am System Average Interruption Duration Index (SAIDI) lag weiter im grünen Bereich. Alle weiteren Indikatoren lagen für Deutschland im negativen Bereich.

In Bayern kam es ebenfalls zu einer Verbesserung bei der Entwicklung des Stromverbrauchs. Die Bewertung der Bezahlbarkeit von Strom in Deutschland und Bayern verschlechterte sich und liegt nun im negativen Bereich. In den Bereichen Energieeffizienz und Erneuerbare wird Bayern besser als Deutschland bewertet (gelbe im Vergleich zu roter Ampelfarbe), was vor allem auf die unterschiedliche Definition der Zielsetzungen und daraus resultierenden Bewertungskriterien zurückzuführen ist. Bei den bayerischen Zielsetzungen wirken sich Stromimporte überproportional positiv auf den Anteil erneuerbarer Energien und die Primärenergieproduktivität aus.

Abbildung 1

Zusammenfassung der Ergebnisse des 10. Monitorings für das Jahr 2020

	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 (2,0) ●	↓ 2,5 (2,0) ●
Industriestrompreise	↓ 3 (2) ●	↓ 3 (2) ●
Haushaltsstrompreise	2 (2) ●	2 (2) ●
Energieeffizienz und Erneuerbare	↑ 2,0 (2,5) ●	↑ 1,3 (1,5) ●
Entwicklung des Stromverbrauchs	↑↑ 1 (3) ●	↑ 1 (2) ●
Energieproduktivität	3 (3) ●	1 (1) ●
Entwicklung des Primärenergieverbrauchs	3 (3) ●	1 (1) ●
Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch / Stromerzeugung	1 (1) ●	2 (2) ●
Umweltverträglichkeit	↑ 1 (2) ●	3 (3) ●
THG-Emissionen	↑ 1 (2) ●	3 (3) ●

Bewertungsschema: 1=grün 2=gelb 3=rot, Werte des 9. Monitorings in Klammern, ↑ bzw. ↓ : Verbesserung bzw. Verschlechterung der Bewertung im Vergleich zum 9. Monitoring aus dem Jahr 2020

Quelle: Prognos AG (eigene Darstellung)

Die *Versorgungssicherheit* Deutschlands und Bayerns bleibt mäßig zufriedenstellend. Der Netzausbau kam nur schleppend voran. Die Versorgungssicherheit war 2020 trotzdem gewährleistet. Dazu trugen Redispatch- und Einspeisemanagement-Maßnahmen bei. Von diesen Maßnahmen war im Jahr 2020 weiter ein vergleichsweise hohes Niveau an Strommengen betroffen. Die Kosten für Systemsicherheitsmaßnahmen stiegen gegenüber 2019 an und erreichten mit rund 1,4 Milliarden Euro nahezu einen historischen Höchstwert. Für den Winter 2020 / 2021 war weiter die Vorhaltung von nationalen Reservekapazitäten notwendig, um das Stromnetz stabil zu halten. Laut Bundesnetzagentur zeigt dies die Bedeutung des zügigen Netzausbaus. Ab dem Winter 2018 / 2019 war jedoch keine Vorhaltung ausländischer Reservekapazitäten mehr erforderlich, wozu vor allen Dingen die Einführung der Engpassbewirtschaftung zu Österreich beitrug. Insgesamt blieb Deutschland unter den Ländern mit der besten Qualität der Stromversorgung. Die erwartete künftige Entwicklung fließt nicht in diese Bewertung ein.

Die *Strompreise* der Industrie und privaten Haushalten steigen im Jahr 2020 weiter an. Die Steigerung lag über der Teuerungsrate der Verbraucherpreise. In der Industrie lagen die Preissteigerungen ebenfalls in allen drei untersuchten Abnahmefällen deutlich über der Teuerungsrate und erhalten eine negative Bewertung.

Die Energieeinsparungen in Deutschland waren weiterhin unzureichend. Die Indikatoren der *Energieeffizienz* zeigen, dass Deutschland sich seit 2014 von den Effizienzzielen insgesamt immer mehr entfernte. Die Endenergieproduktivität sowie der Primärenergieverbrauch verfehlten im Jahr 2020 trotz der durch die Corona-Pandemie verursachten Effekte erneut ihre Ziele. Dagegen stieg der Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch weiter an. Hier blieb Deutschland auf dem Weg der Zielerreichung. Der Stromverbrauch ging sowohl in Deutschland als auch in Bayern deutlich zurück, was eine Zielerreichung zur Folge hatte. Die Bewertung des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung in Bayern verblieb im kritischen Bereich. Der Primärenergieverbrauch ging deutlich zurück, lag aber in Deutschland weiter oberhalb des Zielpfades, in Bayern wurden die Ziele hingegen erreicht. Die Primärenergieproduktivität in Bayern stagnierte, lag aber ebenfalls weiter auf dem Weg der Zielerreichung.

Die *THG-Emissionen* in Deutschland verringerten sich 2020 vor allem durch Corona-Effekte deutlich um 8,6 Prozent gegenüber dem Vorjahr. Diese Reduktion ist vor allen Dingen auf Verringerungen der THG-Emissionen der Energiewirtschaft und des Verkehrs zurückzuführen. In Bayern lagen die zuletzt verfügbaren Daten für das Jahr 2018 zu den THG-Emissionen pro Kopf mit 7,2 Tonnen CO₂-Äquivalenten weiter deutlich über dem Zielpfad, was zu einer negativen Bewertung führt. Mit 23 ergänzenden Einzelindikatoren zum Klimaschutz wurden darüber hinaus Entwicklungen in den verschiedenen Sektoren untersucht, beispielsweise die Sanierungsrate im Gebäudebereich oder der Ausbau der Ladeinfrastruktur für Elektromobilität (Kap. 5.4.6). Im Vergleich zum 9. Monitoring der Energiewende sind bei vielen dieser Indikatoren relativ geringe Fortschritte zu verzeichnen.

2 Hintergrund und Ziele der Energiewende

Ziele für eine sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung

2.1 Deutschland

Mit ihrem im Herbst 2010 verabschiedeten Energiekonzept hat die Bundesregierung quantitative Zielgrößen definiert, um langfristig eine sichere, wirtschaftliche und umwelt- sowie klimaverträgliche Energieversorgung zu erreichen.

Entscheidende Säulen des Energiekonzepts sind die Steigerung der Energieproduktivität sowie der Ausbau der erneuerbaren Energien. Daneben war ursprünglich eine Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke vorgesehen.

Mit dem am 12. Dezember 2019 vom Bundestag beschlossenen Klimaschutzgesetz hat sich die Bundesregierung das Ziel einer langfristigen Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2050 gesetzt. Am 29. April 2021 entschied jedoch das Bundesverfassungsgericht, dass das beschlossene Klimaschutzgesetz in Teilen verfassungswidrig ist. Daraufhin verschärfte die Bundesregierung das Minderungsziel gegenüber 1990 von 55 Prozent auf 65 Prozent. Das Ziel der Klimaneutralität gilt nun bereits bis zum Jahr 2045 statt 2050.

Zum 1. Januar 2021 trat die Novellierung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes in Kraft, in der eine Erhöhung der Ausbauziele für erneuerbare Energien festgelegt wurde. Bis 2030 soll der Anteil am Bruttostromverbrauch nun 65 Prozent betragen und bereits vor dem Jahr 2050 soll eine vollständige treibhausgasneutrale Stromproduktion erreicht werden.

Die neue Koalition hat am 24.11.2021 ihren Koalitionsvertrag für die nächste Legislaturperiode vorgestellt. Darin enthalten ist ein Ziel von 80 Prozent erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch bis 2030. Zum Zeitpunkt der Veröffentlichung des 10. Monitorings hat dieses Ziel allerdings noch keine Gesetzeskraft.

Tabelle 1

Ausgewählte energiepolitische Ziele der Bundesregierung

	2020	2030	2040	2045	2050
Klimaschutz					
Senkung der THG-Emissionen gegenüber 1990	40 %	65 %	88 %	Treibhausgasneutralität	Nach dem Jahr 2050 sollen negative Treibhausgasemissionen erreicht werden.
Erneuerbare Energien					
Anteil am Bruttostromverbrauch	35 %	65 %			100 % treibhausgasneutrale Stromerzeugung
Anteil am Bruttoendenergieverbrauch	18 %	30 %	45 %		60 %
Stromverbrauch					
Verringerung gegenüber 2008	10 %				25 %
Primärenergieverbrauch					
Verringerung gegenüber 2008	20 %				50 %
Endenergieproduktivität					
Steigerung 2008 bis 2050			2,1 % p. a.		

Quellen: Bundesregierung 2011, 2019, 2021.

Nach der Reaktorkatastrophe von Fukushima im März 2011 hatte die Bundesregierung beschlossen, die Laufzeit der Kernkraftwerke zu verkürzen. Acht Anlagen wurden sofort

stillgelegt, die verbleibenden Reaktoren wurden beziehungsweise werden bis 2022 sukzessive vom Netz genommen. In Bayern sind davon noch zwei Kraftwerke betroffen (Tabelle 2).

Tabelle 2

Abschaltung von Kernkraftwerken in Bayern

<i>Blockname</i>	<i>Nettoleistung in MW</i>	<i>(voraussichtliches) Abschaltdatum</i>
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	31. Dezember 2022

Quellen: Atomgesetz, E.ON 2015.

2.2 Bayern

Im Oktober 2015 legte die Bayerische Staatsregierung das „Bayerische Energieprogramm für eine sichere, bezahlbare und umweltverträgliche Energieversorgung“ (Bayerisches Energieprogramm) vor, mit dem das Bayerische Energiekonzept vom Mai 2011 fortgeschrieben wurde und das unter anderem qualitative und quantitative Ziele bis zum Jahr 2025 definiert (siehe Tabelle 3). Auch im Bayerischen Energieprogramm spielen eine steigende Energieproduktivität sowie der Ausbau der erneuerbaren Energien entscheidende Rollen für die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende.

Im November 2019 veröffentlichte die Bayerische Staatsregierung das „Aktionsprogramm Energie“, in dem die energiepolitische Agenda der Staatsregierung für die aktuelle Legislaturperiode dargestellt wird. Im Aktionsprogramm Energie sind unter anderem konkrete Ausbauziele für erneuerbare Energien bis 2022 genannt.

Das Kabinett der Bayerischen Staatsregierung brachte bereits im November 2019 ein Bayerisches Klimaschutzgesetz auf den Weg, das am 23. November 2020 im Landtag verabschiedet wurde. Darin setzt sich die Bayerische Staatsregierung das Ziel, bis zum Jahr 2030 die THG-Emissionen pro Kopf um mindestens 55 Prozent gegenüber 1990 beziehungsweise auf weniger als fünf Tonnen zu senken. Bis spätestens 2050 soll Klimaneutralität in ganz Bayern erreicht werden, in der Verwaltung schon bis 2030.

[Hintergrund und Ziele der Energiewende](#)

Am 15. November 2021 hat das Kabinett der Bayerischen Staatsregierung ein verschärftes Klimaschutzgesetz auf den Weg gebracht. Darin enthalten ist das Ziel der Klimaneutralität bis 2040. Bis zum Jahr 2030 sollen außerdem 65 Prozent der Treibhausgas-Emissionen gegenüber 1990 eingespart werden. Damit bezieht die Staatsregierung nun ihre Ziele auf die absoluten Emissionen statt auf Pro-Kopf-Größen. Die Staatsregierung soll bereits bis 2023 klimaneutral werden, die Verwaltung insgesamt bis 2028. Das Gesetz zur Änderung des Bayerischen Klimaschutzgesetzes war zum Zeitpunkt der Erstellung des Monitoringberichts noch nicht im Landtag verabschiedet.

Tabelle 3

Ausgewählte energiepolitische Ziele der Bayerischen Staatsregierung

	2022	2025	2030	2040	2050
Klimaschutz					
THG-Emissionen		altes Ziel: 5,5 t energiebedingte CO ₂ -Emissionen pro Einwohner und Jahr	altes Ziel: unter 5 t THG-Emissionen pro Einwohner	neues Ziel: THG-Neutralität	altes Ziel: THG-Neutralität
			neues Ziel: Reduktion der THG Emissionen um 65 % ggü. 1990		
<hr/>					
erneuerbare Energien					
Anteil an der Bruttostromerzeugung		rund 70 %			
		Ausbauziele:	davon (geschätzt):		
Wasserkraft		+ 1 TWh	23–25 %		
PV		+ 3,2 GWp	22–25 %		
Windenergie		10 TWh	14–16 %		
Biomasse		+ 1 GW	5–6 %		
Tiefengeothermie			1 %		
Anteil am EEV*	Kein Stromziel		20 %		
<hr/>					
Stromverbrauch			möglichst konstant		
<hr/>					
Primärenergieverbrauch					
Verringerung gegenüber 2010		10 %			
<hr/>					
Primärenergieproduktivität					
Steigerung gegenüber 2010		25 %			

* EEV = Endenergieverbrauch

Quellen: StMWi 2021, 2019, 2015.

3 Aufbau und Bewertung des Monitorings

Stromversorgung in Bayern und Deutschland auf dem Prüfstand

3.1 Fokus Stromversorgung

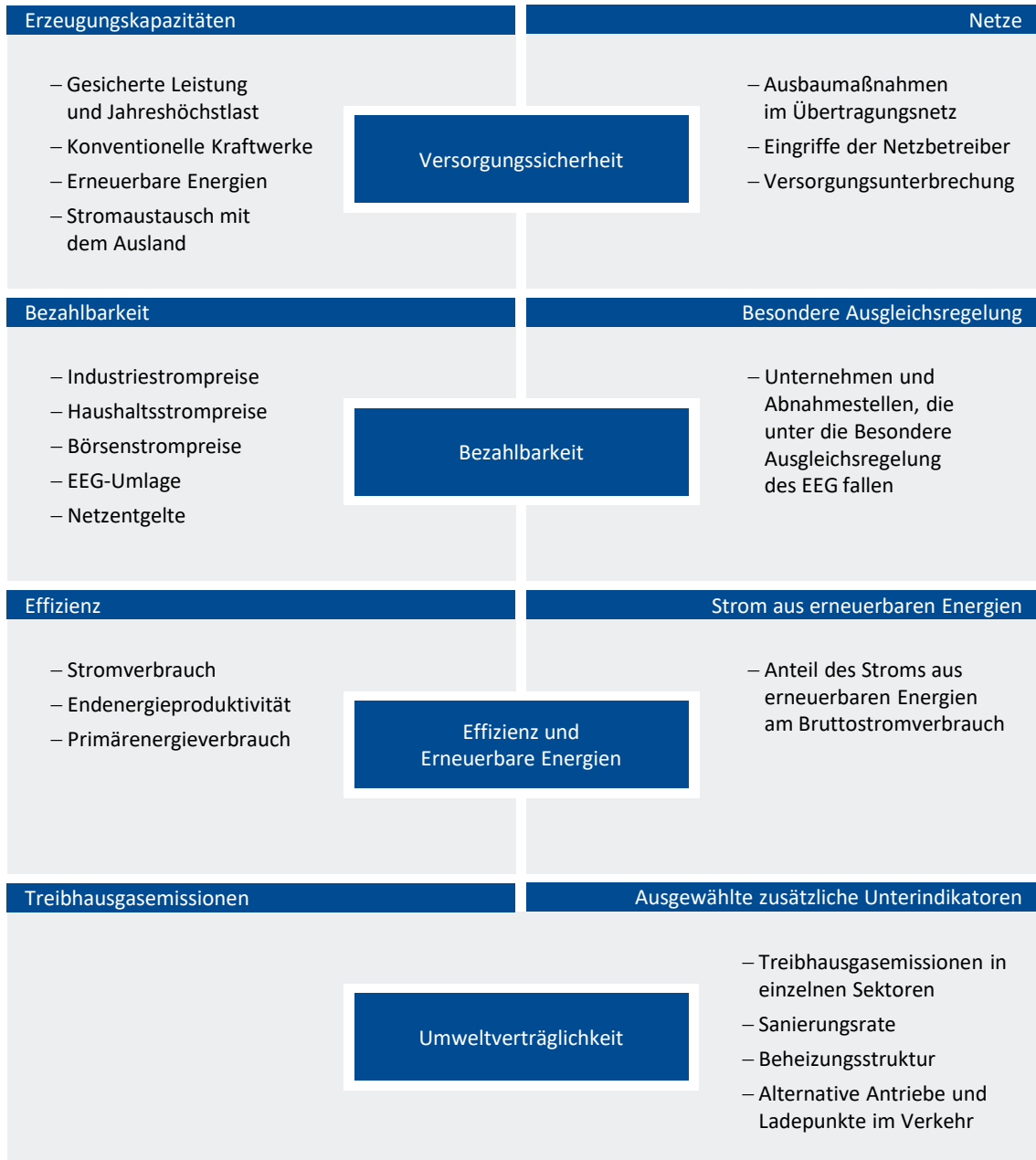
Die mit der Energiewende eingeleiteten Veränderungen des deutschen und bayerischen Energiesystems bergen für die Stromversorgung erhebliche Herausforderungen. Durch die teilweise bereits erfolgte und für die Zukunft geplante Stilllegung aller Kernkraftwerke steht die Stromversorgung Bayerns, die bis Anfang 2011 zu mehr als 50 Prozent auf Kernenergie beruhte, vor großen Veränderungen. Insbesondere wird sie voraussichtlich nicht mehr vollständig durch Kraftwerke auf bayerischem Boden erfolgen können. Der Fokus des Monitorings liegt auf der Stromerzeugung und der Stromversorgung.

Das Monitoring wurde 2012 von Prognos im Auftrag der vbw erstmalig für das Jahr 2011 durchgeführt. Die vorliegende zehnte Fassung bewertet die Situation im Jahr 2020. Soweit Daten für 2021 vorliegen, werden sie ergänzend dargestellt, fließen aber nicht in die Bewertung mit ein. Seit dem achten Monitoring werden in der Unterkategorie der Umweltverträglichkeit neue Indikatoren aufgeführt, die zahlreiche Aspekte der Klimaverträglichkeit des gesamten Energiesystems beleuchten.

3.2 Aspekte und Indikatoren

Zur Beurteilung, ob die Energiewende wie geplant vorankommt und sich in die von der Bayerischen Staatsregierung und Bundesregierung angestrebte Richtung entwickelt, werden vier Bereiche näher betrachtet. Abbildung 2 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 2
Überblick über die Bewertungsbereiche mit den jeweiligen Indikatoren



Quelle: Prognos AG (eigene Darstellung).

3.2.1 Versorgungssicherheit

Die Sicherheit der Stromversorgung 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)

3.2.2 Kosten

Die *Kosten* der Energiewende wurden anhand des Strompreises für unterschiedliche Abnehmergruppen sowie deren Belastung mit Stromkosten und der Entwicklung einzelner Strompreiskomponenten beurteilt.

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

- Industriestrompreis
- Haushaltsstrompreis
- Anteil der Stromkosten an den Konsumausgaben
- Börsenstrompreis
- Erneuerbare-Energien-Gesetz-Umlage (EEG-Umlage)
- Netzentgelte
- Anzahl der Abnahmestellen, die unter die besondere Ausgleichsregelung des EEG fallen und für die die EEG-Umlage begrenzt wird, sowie die zugehörige Strommenge

3.2.3 Effizienz und erneuerbare Energien

Zur Beurteilung der *Energieeffizienz* wurden folgende Indikatoren herangezogen:

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

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.

3.2.4 Umweltverträglichkeit

Die *Umweltverträglichkeit* in Deutschland wurde seit dem achten Monitoring anhand der THG-Emissionen (ohne Landnutzungsmaßnahmen [LULUCF]) beurteilt. Zuvor gingen 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 nun auf die gesamten THG-Emissionen pro Einwohner. Aus diesem Grund wurde ab dem achten Monitoring dieser Indikator genutzt.

3.3 Bewertungsschema

Für die Bewertung ausgewählter Indikatoren wurde 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 definierte Ziele wie dem EEG wurden berücksichtigt. Quantifizierte Ziele lagen für Deutschland unter anderem für das Jahr 2020 und 2030 vor. In Bayern bezogen sich die Ziele in der Regel auf das Jahr 2025. Waren solche quantifizierten Angaben

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 für Bayern 2010 beziehungsweise 2008 für Deutschland. 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 2050 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.

4 Rückblick: bisherige Monitoring-Ergebnisse

Stromversorgung gesichert, aber teuer – Bayern und Deutschland nicht auf Zielpfad bei der Umweltverträglichkeit

Im Jahr 2019 gehörte Deutschland im europäischen Vergleich nach wie vor zu den Ländern mit der besten Qualität der Stromversorgung. Die Versorgungssicherheit blieb gewährleistet, allerdings waren hierfür Redispatch- und Einspeisemanagement-Maßnahmen notwendig. Die Kosten für diese Netz- und Systemdienstleistungen lagen mit 1,2 Milliarden Euro zwar etwas niedriger als in den Vorjahren, aber weiter auf sehr hohem Niveau. Im Jahr 2019 wurden insgesamt 203 Kilometer an Leitungskilometern im Übertragungsnetz zugebaut (zum Vergleich: 171 km im Jahr 2018).

Zur Sicherstellung der Stromversorgung waren im Winter 2018 / 2019 Reserven in einer Größenordnung von 6,6 GW erforderlich.

Die Strompreise verblieben im Jahr 2019 auf hohem Niveau. Die Haushaltsstrompreise sanken gegenüber dem Vorjahr etwas. Die Industriestrompreise stiegen in alle drei untersuchten Abnahmeklassen an. Damit stiegen die Preise insgesamt gegenüber 2008 deutlich stärker als die jeweils als Maßstab herangezogenen allgemeinen Preisindizes (Produzentenpreisindex bzw. Verbraucherpreisindex).

Die Energieeffizienz blieb in der Periode des 9. Monitorings in Deutschland auf (zu) niedrigem Niveau. Der Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch war 2019 höher als 2018. Der Wert lag damit weiter deutlich über dem Zielpfad. In Bayern nahm der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung gegenüber dem Vorjahr nur leicht zu und lag somit etwas unterhalb des Zielpfades. Der Stromverbrauch ging sowohl in Deutschland als auch in Bayern gegenüber dem Vorjahr deutlich zurück, lag aber jeweils weiterhin oberhalb des Zielpfades. Der Primärenergieverbrauch (PEV) ging in Deutschland zurück, blieb aber über dem Zielpfad. In Bayern stieg der PEV an, blieb aber weiterhin unterhalb des Zielpfades.

Die THG-Emissionen in Deutschland sanken bis 2019 auf 810 Millionen Tonnen, was eine Reduktion gegenüber 1990 um rund 35 Prozent darstellt. In Bayern sanken die pro Kopf Emissionen zwischen 2012 und 2018 um rund 5 Prozent. Damit lagen ihre Werte in beiden Fällen oberhalb des jeweiligen Zielpfades. Sie erhielten eine kritische (Deutschland) beziehungsweise negative (Bayern) Bewertung.

Abbildung 2

Zusammenfassende Bewertung des Standes der Energiewende in Deutschland und Bayern gemäß dem 9. Monitoring für das Jahr 2019

	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 (2,5) ●	↑ 2 (2,5) ●
Industriestrompreise	2 (2) ●	2 (2) ●
Haushaltsstrompreise	↑ 2 (3) ●	↑ 2 (3) ●
Energieeffizienz und Erneuerbare	2,5 (2,5) ●	1,5 (1,5) ●
Entwicklung des Stromverbrauchs	3 (3) ●	↑ 2 (3) ●
Energieproduktivität	3 (3) ●	1 (1) ●
Entwicklung des Primärenergieverbrauchs	3 (3) ●	1 (1) ●
Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch / Stromerzeugung	1 (1) ●	↓ 2 (1) ●
Umweltverträglichkeit	↑ 2 (3) ●	3 (3) ●
THG-Emissionen	↑ 2 (3) ●	3 (3) ●

Bewertungsschema: 1=grün 2=gelb 3=rot, Werte des 8. Monitorings in Klammern, ↑ bzw. ↓ : Verbesserung bzw. Verschlechterung der Bewertung im Vergleich zum 8. Monitoring aus dem Jahr 2019

Quelle: Prognos AG (eigene Darstellung).

5 Ergebnisse des 10. Monitorings

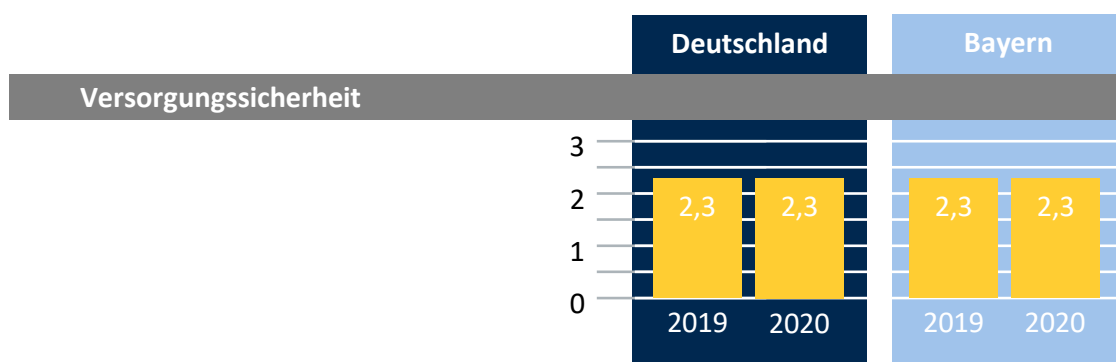
Versorgungssicherheit in Bayern noch gewährleistet, Bezahlbarkeit und Umweltverträglichkeit unzureichend

5.1 Versorgungssicherheit

Abbildung 4
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).

5.1.1 Kraftwerke

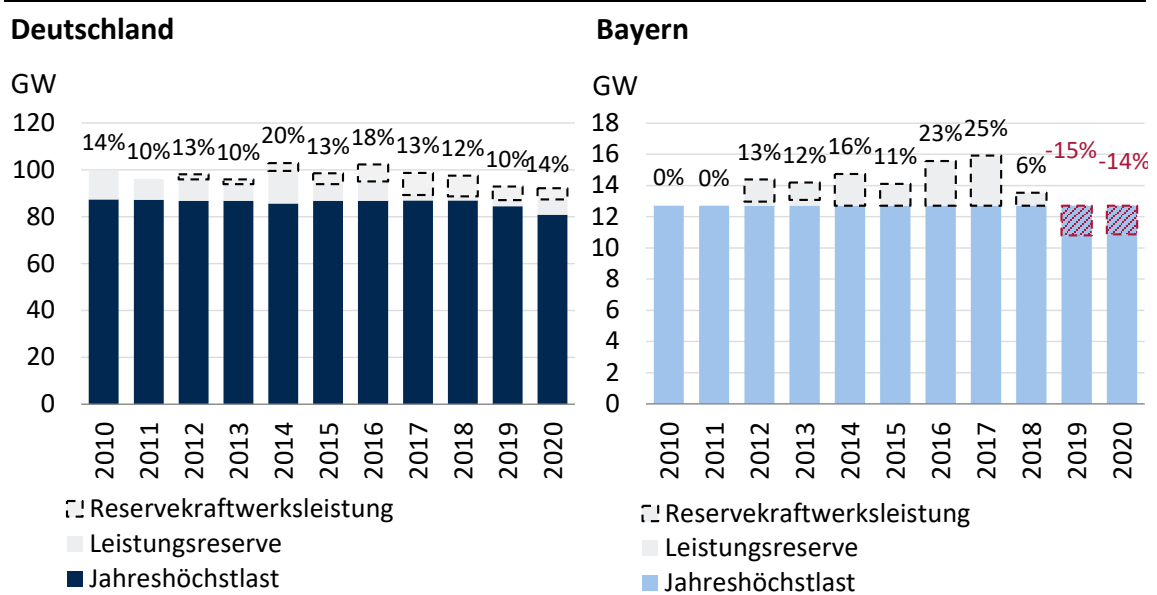
5.1.1.1 Gesicherte Erzeugungsleistung

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 gedeckt werden als auch durch den Stromimport aus anderen Regionen beziehungsweise dem Ausland.

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 lässt Schlussfolgerungen über die Möglichkeiten einer „autarken“ Stromversorgung auf der Leistungsseite zu 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.

Abbildung 3

Gesicherte Leistung und Höchstlast in Deutschland und Bayern



Deutschland ab 2012 inkl. Reservekraftwerke

Bis 2014 wurden die Daten zur installierten Leistung in Deutschland der jährlichen „Gesamtausgabe der Energiedaten – Datensammlung“ des BMWi entnommen. Seit dem Jahr 2015 wird die installierte Leistung aus der Kraftwerksliste der BNetzA ausgewertet. Dabei werden die Kraftwerke berücksichtigt, die sich in den Kategorien „in Betrieb“, „saisonale Konservierung“, „Sicherheitsbereitschaft“, „Sonderfall“ und „vorläufig stillgelegt“ befinden. Die endgültig stillgelegten Kraftwerke werden nicht einbezogen. Die „gesetzlich an Stilllegung gehinderten“ Kraftwerke werden als Reserve eingestuft.

Quelle: eigene Berechnung der Prognos AG auf Basis von BNetzA-Kraftwerksliste, Bayerisches Energiekonzept, BMWi-Energiedaten, IE Leipzig und BDEW-Kraftwerksliste, AG Energiebilanzen, BNetzA.

Bei der Feststellung der gesicherten Leistung wird unter anderem die Leistung berücksichtigt, die sich die Bundesnetzagentur (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 Abschaltung der Kernkraftwerke in den Jahren 2011 bis 2020 ausreichend gesicherte Leistung zur Verfügung, um den Strombedarf jederzeit decken zu können. Im Jahr 2020 betrug der Anteil der Leistungsreserve an der

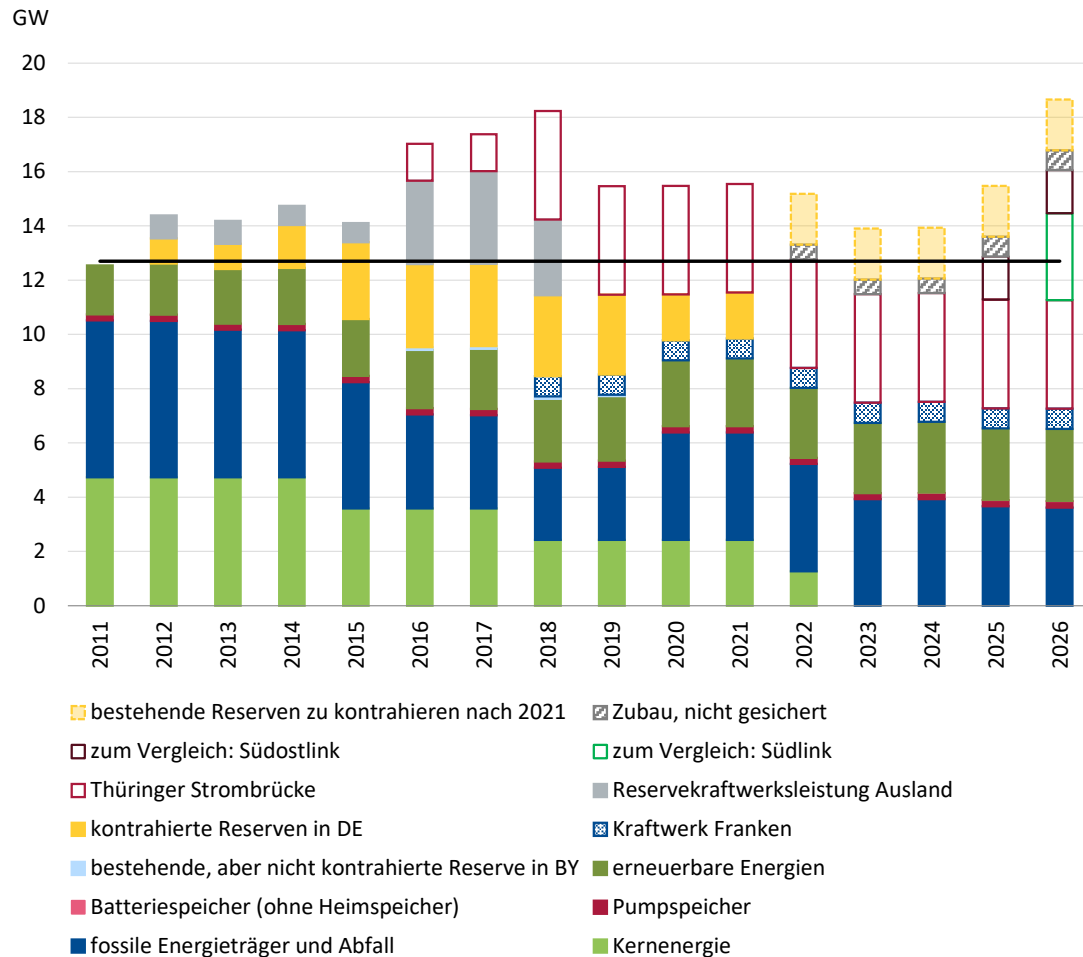
Jahreshöchstlast 14 Prozent. Zunehmend mehr nationale Kraftwerke, die das Ende ihrer Nutzungsdauer erreicht haben oder nicht mehr rentabel am Strommarkt betrieben werden können, werden als Reserve zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit eingestuft. In der Vergangenheit stieg die Leistung kontrahierter ausländischer Kraftwerke ebenfalls tendenziell (3,8 GW im Winter 2016 / 2017 gegenüber 0,9 GW im Winter 2011 / 2012), bevor sie im Winter 2017 / 2018 mit 3,1 GW erstmals gegenüber dem Vorjahr sank. Seit dem Winter 2018 / 2019 werden keine ausländischen Kraftwerke mehr für die Reserve benötigt.

- Der Bedarf an Reservekraftwerksleistung für den Winter 2020 / 2021 lag mit 5,7 GW rund 1 GW tiefer als im Vorjahreswinter 2019 / 2020.
- In Bayern war die Situation durch die Abschaltungen der Kernkraftwerke Isar 1 im Jahr 2011 und Grafenrheinfeld Mitte 2015 weniger günstig als in Deutschland. Die über die Höchstlast hinausgehende Leistung wurde bis 2020 ausschließlich über Reservekraftwerke bereitgestellt. Im Jahr 2020 waren zur Deckung der Höchstlast in Bayern zusätzlich Stromimporte erforderlich (Abbildung 3). Der Bedarf an Reservekraftwerken für das Winterhalbjahr 2020 / 21 blieb mit 1,2 GW auf dem Niveau des Vorjahres.

Die gesicherte Kraftwerksleistung besteht zum überwiegenden Teil aus konventionellen Kraftwerken, deren Einsatz planbar ist (siehe 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 geeignet. Für die Entwicklung der Leistung erneuerbarer Energien siehe Kapitel 5.3.5.

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.

Abbildung 4
Gesicherte Leistung und Höchstlast in Bayern 2011 bis 2026



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

Der BNetzA zufolge ist 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 ab 2021 / 2022 verfügbar sein müssen. Hierbei handelt es sich im Gegensatz zur Kapazitätsreserve um Neuanlagen.

Diese Anlagen dürfen nicht am „normalen“ Strommarkt teilnehmen und ihre Betreiber bekommen ihre Kosten von den Übertragungsnetzbetreibern erstattet, die sie auf die Stromkunden umlegen. Anlagen mit Leistungen von je 600 MW sind in Bayern und Baden-Württemberg geplant. Am 9. Januar 2018 verkündete der Kraftwerksbetreiber Uniper, dass er vom zuständigen Netzbetreiber TenneT den Zuschlag für die Errichtung eines 300-MW-Gaskraftwerkes in Irsching erhalten habe, das ab Herbst 2022 als Netzstabilitätsanlage betrieben wird.

Die zweite bayerische Netzstabilitätsanlage wurde vom Netzbetreiber Amprion beauftragt und soll in Leipheim errichtet werden. Dieses 300 MW Gaskraftwerks wird von der LEAG betrieben und soll ab Herbst 2023 betriebsbereit sein.

Angesichts der beschriebenen Maßnahmen ist davon auszugehen, dass in Bayern die Stromversorgung aktuell gesichert ist. Allerdings wird die Spitzenlast zunehmend von Reservekraftwerken und Stromimporten gedeckt. Zukünftig wird der Ausbau des Stromnetzes für weitere Entlastung sorgen. Dieser verzögert sich jedoch gegenüber der ursprünglichen Planung (vgl. Abschnitt 5.1.2).

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 2023 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, hat aber seine Betriebsdauer von 40 Jahren bereits überschritten und wurde 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 4 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 soll gemäß einem Volksentscheid vom 5. November 2017 das Kohlekraftwerk im Norden der Stadt bis 2022 abgeschaltet werden. Mittlerweile wurde Block 2 dieses Kohlekraftwerks von der Bundesnetzagentur bis Ende 2024 als systemrelevant eingestuft. Um die Fernwärme- und Stromversorgung der Stadt München zu gewährleisten, hatten die Stadtwerke die Errichtung eines Gaskraftwerkes geplant und reichten dazu im Januar 2018 den Antrag auf Baugenehmigung ein. Allerdings sprach sich im Januar 2019 der

Gemeinderat in Unterföhring gegen den Bau des Kraftwerkes aus. Die Stadtwerke München gaben am 11. November 2020 bekannt, dass sie dennoch weiter ein Gaskraftwerk zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung am Standort Unterföhring planen würden.

Die Planungen für die Pumpspeicherkraftwerke Poschberg, Einöden und Jochberg wurden gestoppt, über den Energiespeicher Riedl ist noch nicht abschließend entschieden. Im Aktionsprogramm Energie bekennt sich die Bayerische Staatsregierung zu Riedl und will sich für die Realisierung einsetzen.

Die Errichtung sämtlicher in der Liste aufgeführter Projekte ist, mit Ausnahme der Netzstabilitätsanlagen in Irsching und Leipheim, aufgrund des derzeitigen Planungsstandes äußerst unsicher.

Tabelle 4

Kraftwerksneubauprojekte in Bayern

<i>Kraftwerk</i>	<i>Leistung (MW)</i>	<i>Energieträger</i>	<i>Inbetriebnahme</i>	<i>Status 2021</i>	<i>Anmerkung</i>
München / Unterföhring	300	Erdgas	k. A.	In Planung – Genehmigung durch Gemeinderat abgelehnt. Stadtwerke halten an Planungen fest.	-
Irsching	300	Erdgas	2022	In Bau.	Netzstabilitätsanlage
Haiming	850	Erdgas	k. A.	Planungsstopp – Genehmigung wurde jedoch erteilt.	-
Leipheim	300	Erdgas	2023	In Planung	Netzstabilitätsanlage
Gundremmingen	k. A.	Erdgas	k. A.	In Planung	-
Gundelfingen	max. 1.200	Erdgas	k. A.	In Planung	-

Ergebnisse des 10. Monitorings

Energiespeicher Riedl	300	Pumpspeicher	frühestens 2023	im Planfeststellungsverfahren	-
Poschberg	450	Pumpspeicher	-	Planungsstopp	-
Einöden	150	Pumpspeicher	-	Planungsstopp	-
Jochberg / Walchensee	700	Pumpspeicher	-	Planungsstopp	-
Schweinfurt	1.000	Erdgas	-	abgesagt	-

Quellen: BNetzA, BDEW 2018a, , Handelsblatt 2019, Süddeutsche Zeitung 2019, LEAG 2021.

In Tabelle 5 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.

Tabelle 5

Kontrahierte Reservekraftwerksleistung in Bayern und näherer Umgebung

Kraftwerk	Standort	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
		2012 MW	2013 MW	2014 MW	2015 MW	2016 MW	2017 MW	2018 MW	2019 MW	2020 MW	2021 MW
Freimann	BY	160									
Irsching 3	BY		415	415	415	415	415	375	375	375	375
Irsching 4	BY					545	545	545	545	545	
Irsching 5	BY					846	846	846	846	846	
Ingolstadt 3 und 4*	BY					716	761	761	761	761	761
Staudinger 4	HE		622	622	622	622	622	622	580	580	580
GTKW Darmstadt	HE						95	95	95	95	95
UPM Augsburg DT 3**	BY						29		29		
Heizkraftwerk T2 Augsburg**	BY						18		18		
UPM Schongau	BY						82	82	82	64	64
Summe		160	1.037	1.037	1.037	3.144	3.413	3.326	3.331	3.266	1.875

* 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

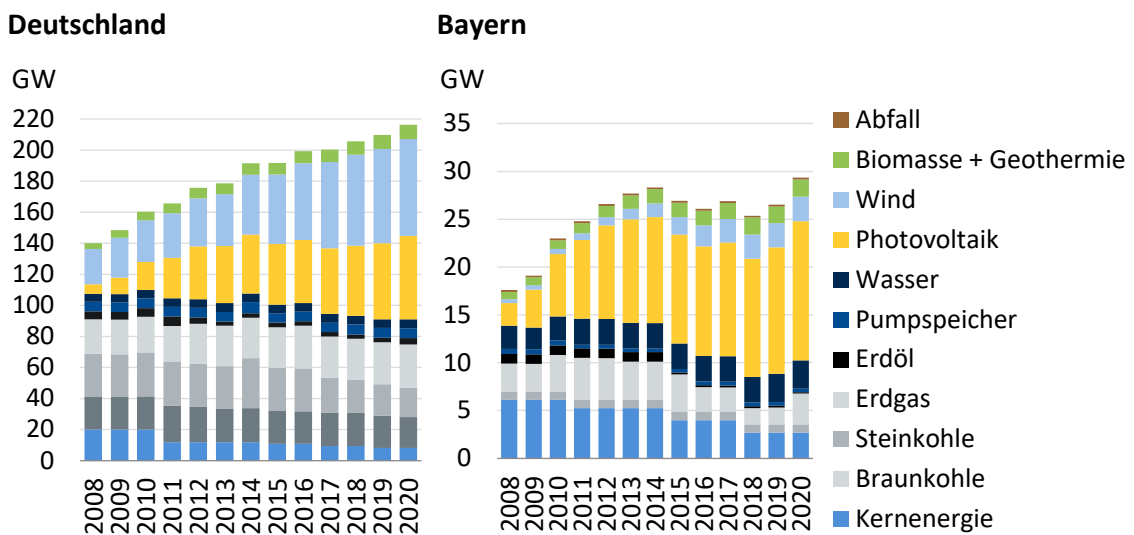
5.1.1.2 Gesamte und konventionelle Erzeugungsleistung

Durch den schnellen Ausbau der erneuerbaren Energien stieg die gesamte installierte Nettoleistung in Deutschland zwischen 2008 und 2020 von 140 GW auf 216 GW ohne Reservekapazitäten (Abbildung 5). Die konventionelle installierte Nettoleistung (inklusive Pumpspeicher) blieb 2020 im Vergleich zum Vorjahr unverändert (85 GW).

Die installierte Leistung der erneuerbaren Energien in Deutschland wurde von 2008 bis 2020 von 38 GW auf 131 GW ausgebaut und hat sich somit mehr als verdreifacht. Im Jahr 2015 bestand knapp die Hälfte der insgesamt installierten Leistung aus erneuerbaren Energien, im Jahr 2020 waren es gut 61 Prozent. Zwischen 2008 und 2020 entfielen rund 51 Prozent des erneuerbaren Energien Zubaus auf PV-Anlagen und 42 Prozent auf Windenergieanlagen. Zwischen 2013 und 2017 kam es zu einer Verlangsamung des Ausbaus von PV-Anlagen im Vergleich zu den Vorjahren auf unter 2 GW jährlich. Ab 2017 erhöhte sich der Zubau von PV-Anlagen wieder und lag 2020 bei rund 5 GW. Der Ausbau von Windkraftanlagen beschleunigte sich seit 2014 und lag 2017 mit rund 6 GW Zuwachs so hoch wie nie zuvor. Im Jahr 2018 brach der Zubau jedoch auf gut 3 GW ein und halbierte sich dadurch nahezu. Dieser Trend setzte sich in den Jahren 2019 und 2020 fort. Es wurden nur noch 2 beziehungsweise 1,4 GW zugebaut. Ein geringerer Zubau mit weniger als 1,4 GW fand zuletzt im Jahr 2010 statt.

Abbildung 5

Gesamte installierte Leistung zur Stromerzeugung, Deutschland und Bayern



Quelle: BNetzA-Kraftwerksliste.

In Bayern erhöhte sich die insgesamt installierte Leistung zwischen 2008 und 2020 von knapp 18 GW auf rund 29 GW. Die konventionelle Erzeugungsleistung halbierte sich im selben Zeitraum von knapp 12 GW auf 6 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 verringerte sich die konventionelle Kraftwerksleistung auf weniger als 10,5 GW. 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 bzw. 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.

Die installierte Kapazität von Anlagen zur Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien wurde in Bayern zwischen 2008 und 2020 von 6 GW auf knapp 22 GW ausgebaut und somit mehr als verdreifacht. Zu diesem Anstieg trug PV etwa 77 Prozent bei. Nach einem Spitzenwert von 2,9 GW im Jahr 2010 ging der Ausbau bis 2016 auf 0,5 GW pro Jahr zurück, nahm bis 2020 aber wieder auf 1,4 GW zu.

5.1.2 Netze

5.1.2.1 Ausbau des Übertragungsnetzes

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

In dem zuletzt im Mai 2019 angepassten Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG, erste Fassung aus dem Jahr 2009) wird für 22 Leitungsbauvorhaben energiewirtschaftliche Notwendigkeit und vordringlicher Bedarf festgestellt. Das Gesetz regelt den beschleunigten Ausbau der Vorhaben mit einer Trassenlänge von rund 1.800 Kilometern im Höchstspannungsübertragungsnetz (380 kV).

- Im dritten Quartal 2021 waren von den im EnLAG geplanten 1.827 Leitungskilometern acht im Raumordnungsverfahren, 266 im Planfeststellungs- beziehungsweise Anzeigungsverfahren, 466 genehmigt beziehungsweise in Bau und 1.087 Kilometer realisiert (zum Vergleich: 953 km im dritten Quartal 2020). Das entspricht rund 59 Prozent der vorgesehenen Leitungskilometer.
- Im Jahr 2020 wurden 120 Kilometer fertiggestellt (zum Vergleich: 97 km im Jahr 2019).
- Im aktuellen Bericht der BNetzA werden keine Erwartungen der Übertragungsnetzbetreiber hinsichtlich der Fertigstellung an Leitungskilometern mehr aufgeführt. Die Übertragungsnetzbetreiber rechneten Ende 2018 damit, dass bis Ende 2020 rund 70 Prozent der Leitungskilometer fertiggestellt sein werden. Diese Einschätzung lag zum Zeitpunkt des 6. Monitorings noch bei 80 Prozent und beim 5. Monitoring bei 85 Prozent.

Tatsächlich fertiggestellt wurde bis Ende 2020 ein Anteil von 56 Prozent der Leitungskilometer.

- Die bis Mitte 2020 nicht fertiggestellten Bauvorhaben werden nach Angabe der Übertragungsnetzbetreiber erst nach 2030 abgeschlossen sein. Zum Zeitpunkt des 8. Monitorings gaben sie noch das Jahr 2030 und im Betrachtungszeitraum des 7. Monitorings das Jahr 2025 hierfür an.

Neben dem EnLAG besteht seit dem Jahr 2013 ein weiteres Gesetz zur Regelung des Ausbaus von Stromübertragungsnetzen: das Bundesbedarfsplangesetz (BBPIG). Das zuletzt im Januar 2021 geänderte BBPIG enthält die von der BNetzA bestätigten Vorhaben der Netzentwicklungspläne und legt deren energiewirtschaftliche Notwendigkeit fest. Die 79 Vorhaben des BBPIG umfassten zum dritten Quartal 2021 eine Länge von rund 10.400 Leitungskilometern. Neben 380-kV-Leitungen sind im BBPIG auch 10 Gleichstromleitungen enthalten. Im Vergleich zum neunten Monitoring hat sich die Anzahl der Vorhaben (43) und die Länge der Leitungskilometer (5.826) im BBPIG deutlich erhöht.

- Zum dritten Quartal 2021 waren von den im BBPIG geplanten 10.412 Leitungskilometern 136 Kilometer genehmigt und 684 Kilometer realisiert. Damit mach die fertiggestellten Leitungen rund 7 Prozent der vorgesehenen Leitungskilometer aus.
- Im Jahr 2020 wurden 221 Kilometer fertiggestellt (zum Vergleich: 106 km im Jahr 2018). 82 Kilometer davon entfielen auf das vierte Quartal 2020.
- Die im BBPIG im neunten Monitoring aufgeführten Vorhaben sollen bis spätestens 2033 in Betrieb gehen.

Verzögerungen beim Netzausbau können zu Engpässen im Übertragungsnetz führen, die Eingriffe der Netzbetreiber erfordern. Im Jahr 2020 lag in Deutschland das Netzelement mit den meisten Eingriffsstunden im Leitungsabschnitt Dollern mit 1.264 Eingriffsstunden. Das am stärksten belastete Netzelement in Bayern lag im Gebiet Altheim. Es war nach 2019 erneut das bundesweit am zweitstärksten belastete Element (955 Eingriffsstunden).

Für die bayerische Stromversorgung sind die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs (HGÜ)-Leitungen SuedLink und SuedOstLink (Abbildung 8) von besonderer Bedeutung. Beide Vorhaben sollen nach einer Neubewertung vorrangig als Erdkabel ausgeführt werden, wodurch es zu Verzögerungen sowie Mehrkosten gegenüber der ursprünglichen Planung kommt. SuedLink soll erst im Jahr 2026 in Betrieb gehen. Bei SuedLink befanden sich alle 1.196 Kilometern im Planfeststellungsverfahren. Beim Planfeststellungsverfahren handelt es sich um den letzten Planungsschritt, der vor Beginn der Bautätigkeiten durchgeführt werden muss. Alle anderen Teilabschnitte stehen am Ende des vorletzten Planungsschritts, der Bundesfachplanung.

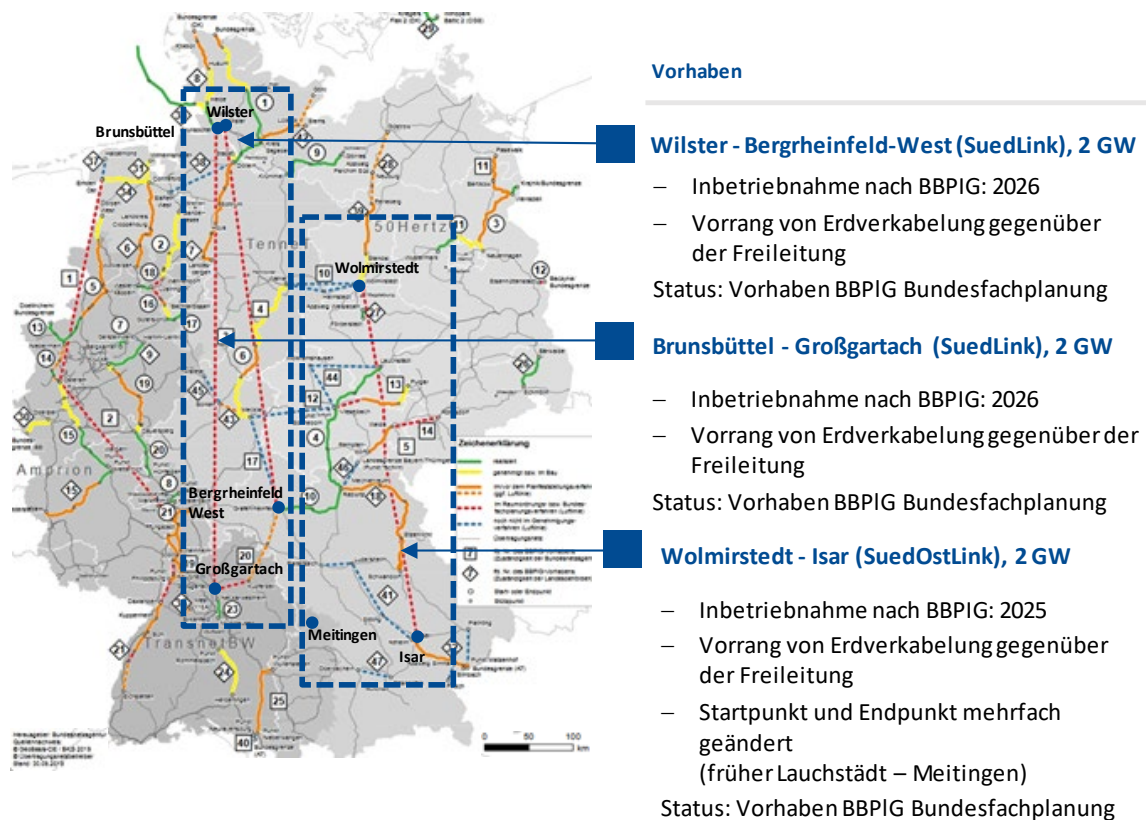
Seit 2021 wird beim Vorhaben SuedOstLink ein weiterer Leitungsstrang geplant, damit besteht SuedOstLink wie auch Suedlink nun ebenfalls aus zwei Vorhaben. Beim bisher geplanten ersten Teil von SuedOstLink befanden sich zum dritten Quartal 2021 alle 538

Leitungskilometer im Planfeststellungsverfahren, die Fertigstellung dieses Vorhabens ist für 2025 vorgesehen. Beim neu vorgesehen Leitungstrand befinden die gleich verlaufenden 538 Kilometer ebenfalls im Planfeststellungsverfahren, weitere 220 sind noch nicht im Genehmigungsverfahren. Die Fertigstellung dieses Vorhabens ist für 2030 vorgesehen.

Im Vergleich zu den Angaben des Netzentwicklungsplanes sind Verzögerungen bis zur Fertigstellung von bis zu vier Jahren bei diesen zentralen Vorhaben eingeplant. Die Verschiebung des geplanten Fertigstellungsdatums betrifft, mit einer Ausnahme, auch alle weiteren Vorhaben in Bayern (Tabelle 6).

Abbildung 6

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



Quelle: BNetzA.

Tabelle 6

Verzögerung beim Netzausbau in Bayern

<i>Netzvorhaben</i>	<i>Trassenlänge in km</i>	<i>Fertigstellung nach NEP* 2015</i>	<i>Fertigstellung nach Monitoring des Stromnetzausbaus</i>	<i>Verzögerung in Jahren</i>
Wilster – Bergrheinfeld West (SuedLink)	620	2022	2026	4
Wolmirstedt – Isar (SuedOstLink)	580	2022	erstes Vorhaben: 2025 zweites Vorhaben: 2030	3 (bezogen auf das erste Vorhaben)
Mecklar – Bergrheinfeld West	130	2022	2031	9
Redwitz – Schwandorf	185	2020	2025	5
Grafenrheinfeld - Großgartach	158	2020	2025	5
Punkt Wullenstetten – Punkt Niederwangen	88	2020	2023	3
Neuravensburg – Bundesgrenze	7	2023	2025	2
Raitersach – Altheim	159	2024	2028	4
Bundesgrenze AT – Simbach – Pleinting	158	2018–2022	2028	2–8
Redwitz – Punkt Tschirn	38	2016	2021	5
Oberbachern – Ottenhofen	44	2022	2029	7

* Netzentwicklungsplan; Quellen: BNetzA, Bundesamt für Justiz 2013, NEP 2015.

5.1.2.2 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. In Deutschland trifft dies vor allem auf Netzgebiete des Übertragungsnetzbetreibers TenneT zu (hoher Windanteil in Norddeutschland und viel PV im bayerischen Teil des Netzes).

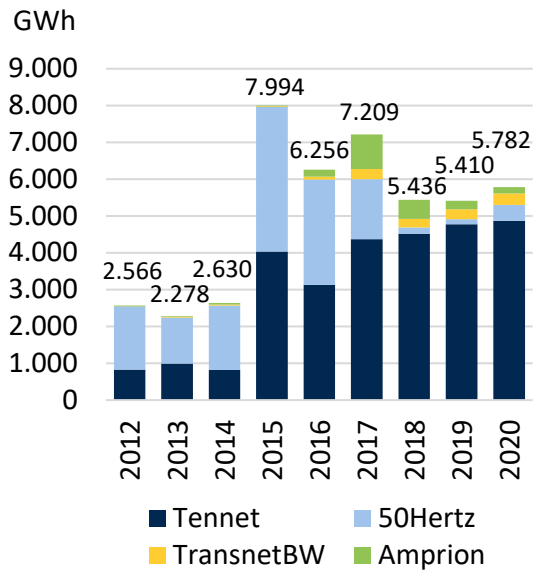
Bei Maßnahmen nach § 13.1 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) wird zumeist in die Fahrweise von Kraftwerken eingegriffen. Zu unterscheiden sind im Wesentlichen Redispatch und Countertrading. Redispatch bezeichnet den Eingriff in den marktbasierten Fahrplan von Kraftwerken, um Leitungsüberlastungen zu vermeiden oder zu beheben. Beispielsweise werden bei einer hohen Windeinspeisung – wegen des Einspeisevorrangs von Strom aus erneuerbaren Energien – kostengünstige konventionelle Kraftwerke 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.

Zwischen 2012 und 2020 stieg der Umfang der Eingriffe der Netzbetreiber in den Netzgebieten von TenneT, TransnetBW und Amprion deutlich. Im Netzgebiet von 50Hertz stiegen die Eingriffe bis 2015 ebenfalls deutlich an, gingen dann aber bis 2018 deutlich zurück. In den letzten Jahren ist wieder ein Anstieg zu verzeichnen, wobei das Niveau deutlich unter den Werten von 2015 liegt (Abbildung 7). Die Einspeisereduzierung durch Redispatch lag im Jahr 2020 insgesamt bei gut 5.800 GWh (knapp 400 GWh mehr als im Vorjahr) und machte etwas mehr als 1 Prozent am Stromverbrauch aus. Die Einspeisereduzierung lag im Netzgebiet von Amprion niedriger als im Vorjahr, stieg aber in den Netzgebieten von TenneT, 50Hertz und TransnetBW an. Ein Grund dafür war unter anderem die vollständige Inbetriebnahme der Thüringer Strombrücke am 14. September 2017, die sich bereits im vierten Quartal 2017 positiv bemerkbar machte und 2018 vollständig wirkte.

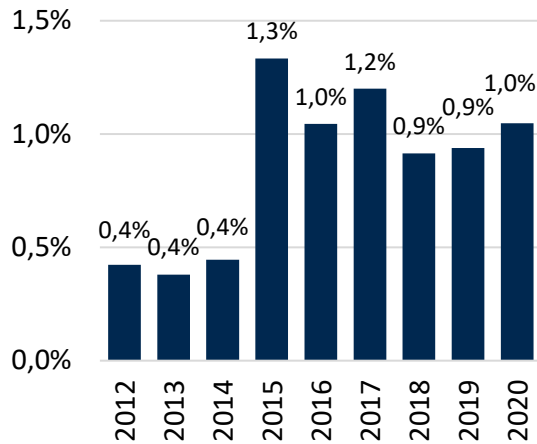
Abbildung 7

Eingriffe der Netzbetreiber nach § 13.1 EnWG (Redispatch)

Einspeisereduzierung nach Netzbetreiber



Anteil Einspeisereduzierung am Stromverbrauch



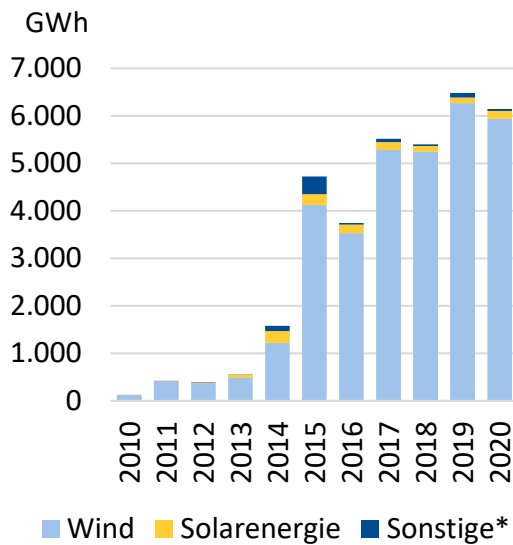
Bewertung	DE
Mehr als 1% am Stromverbrauch	●
0,5 - 1% am Stromverbrauch	—
Weniger als 0,5% am Stromverbrauch	—

Quelle: BNetzA.

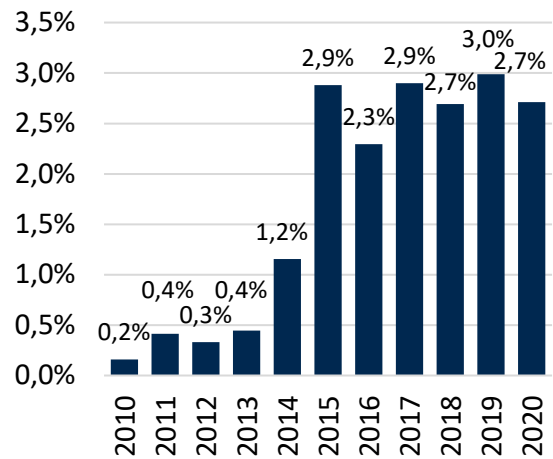
Wenn die Maßnahmen nach § 13.1 EnWG zur Stabilisierung des Stromsystems nicht ausreichen, werden Maßnahmen nach § 13.2 EnWG ergriffen und Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien abgeregelt. In den Netzgebieten von 50Hertz und TenneT traf dies in den letzten Jahren immer häufiger auf Windkraftanlagen zu, die aufgrund von Engpässen im Stromnetz abgeregelt werden mussten. Im Jahr 2019 erreichten die abgeregelt Mengen mit fast 6.500 GWh ihren bisherigen Spitzenwert. Im Jahr 2020 ging der Wert leicht zurück (6.146 GWh), lag aber noch immer deutlich über den Werten der Jahre vor 2019. Gut 97 Prozent der abgeregelt Arbeit betrafen die Windenergie. Gemessen an der EEG-Stromerzeugung lag die Ausfallarbeit 2020 mit 2,7 Prozent etwas tiefer als im Vorjahr (Abbildung 8), dem Jahr des historischen Höchstwertes.

Abbildung 8
Eingriffe der Netzbetreiber nach § 13.2 EnWG (Einspeisemanagement)

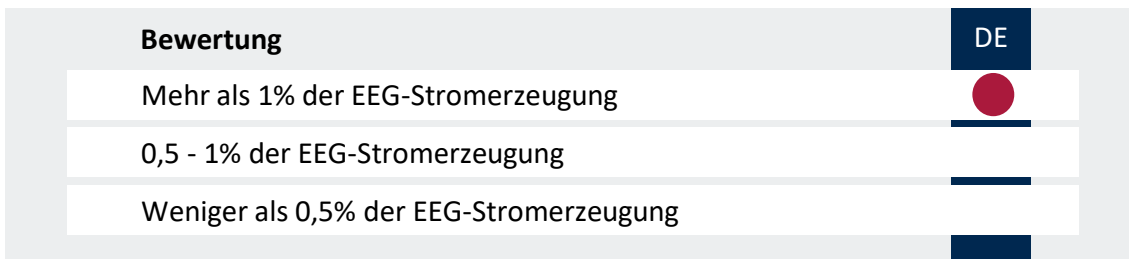
Abgeregelte Arbeit nach Erzeugungsart



Anteil der Ausfallarbeit an der EEG-Stromerzeugung (EE ohne Wasserkraft)



■ Wind ■ Solarenergie ■ Sonstige*

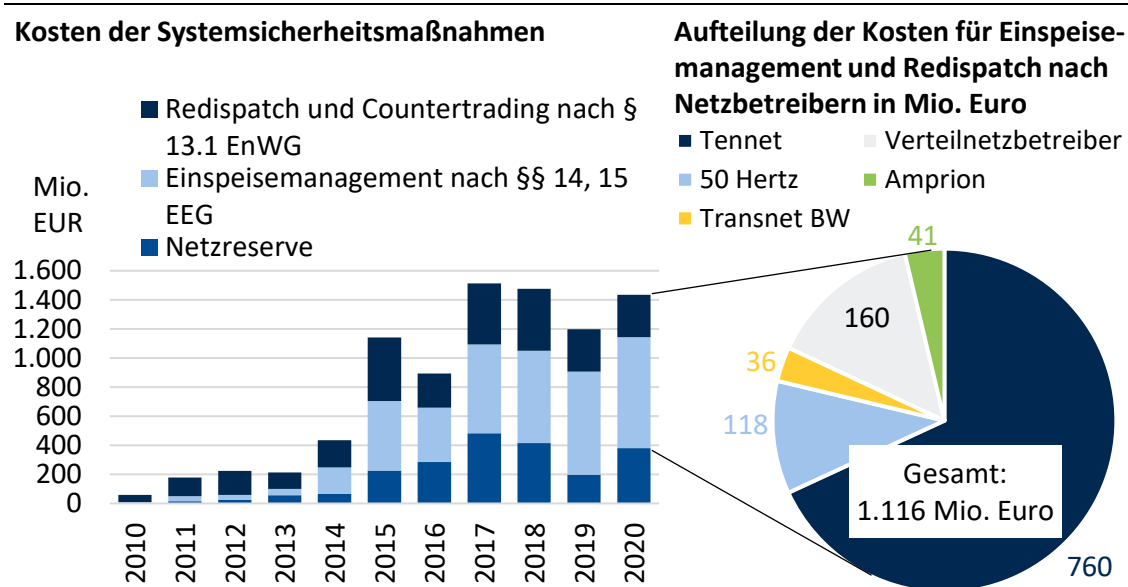


Quelle: BNetzA

5.1.2.3 Kosten für Systemsicherheitsmaßnahmen

Insgesamt entstanden 2020 durch Maßnahmen zur Sicherung der Netzstabilität Kosten in Höhe von 1,44 Milliarden Euro, 0,34 Milliarden Euro mehr als im Vorjahr. Damit blieben diese Kosten zwar unter den Werten der Jahre 2018 (1,48 Milliarden Euro) und 2017 (1,51 Milliarden Euro), lagen aber weiterhin auf hohem Niveau. Mit 761 Millionen Euro entfiel im Jahr 2020 der größte Teil dieser Kosten auf Maßnahmen des Einspeisemanagements, die den historischen Höchstwert des Vorjahres erneut übertrafen (710 Millionen Euro in 2019). Die Kosten zur Vorhaltung und zum Abruf Reservekraftwerken stiegen 2020 im Vergleich zum Vorjahr um 93 Prozent auf 382 Millionen Euro. Die Kosten für Redispatch und Countertrading blieben 2020 gegenüber 2019 nahezu unverändert und lagen mit 292 Millionen Euro weiter auf hohem Niveau.

Abbildung 9
Kosten für Systemsicherheitsmaßnahmen



Quelle: BNetzA.

Die Eingriffe waren vor allem in den Netzgebieten von TenneT und 50Hertz erforderlich. Hier fielen 78 Prozent der insgesamt entstandenen Kosten an. Der wesentliche Grund für diese Verteilung der Kosten waren die von den Netzbetreibern versorgten Gebiete. Zum Netzgebiet von TenneT gehört unter anderem Schleswig-Holstein mit zahlreichen Windkraftanlagen, durch deren Abregelung 2020 hohe Kosten entstanden. Nach den Regelungen des EnWG sind die Kosten der Maßnahmen an die Kunden der Netzbetreiber weiterzugeben. Da Bayern ebenfalls zum Netzgebiet von TenneT gehört, sind Stromkunden hier von den Kosten der Systemsicherheitsmaßnahmen in erheblichem Umfang betroffen. Insgesamt beliefen sich die entsprechenden Kosten bei TenneT 2020 auf 760 Millionen Euro. Bei 50Hertz entstanden für diese Maßnahmen Kosten in Höhe von 118 Millionen Euro (Abbildung 9).

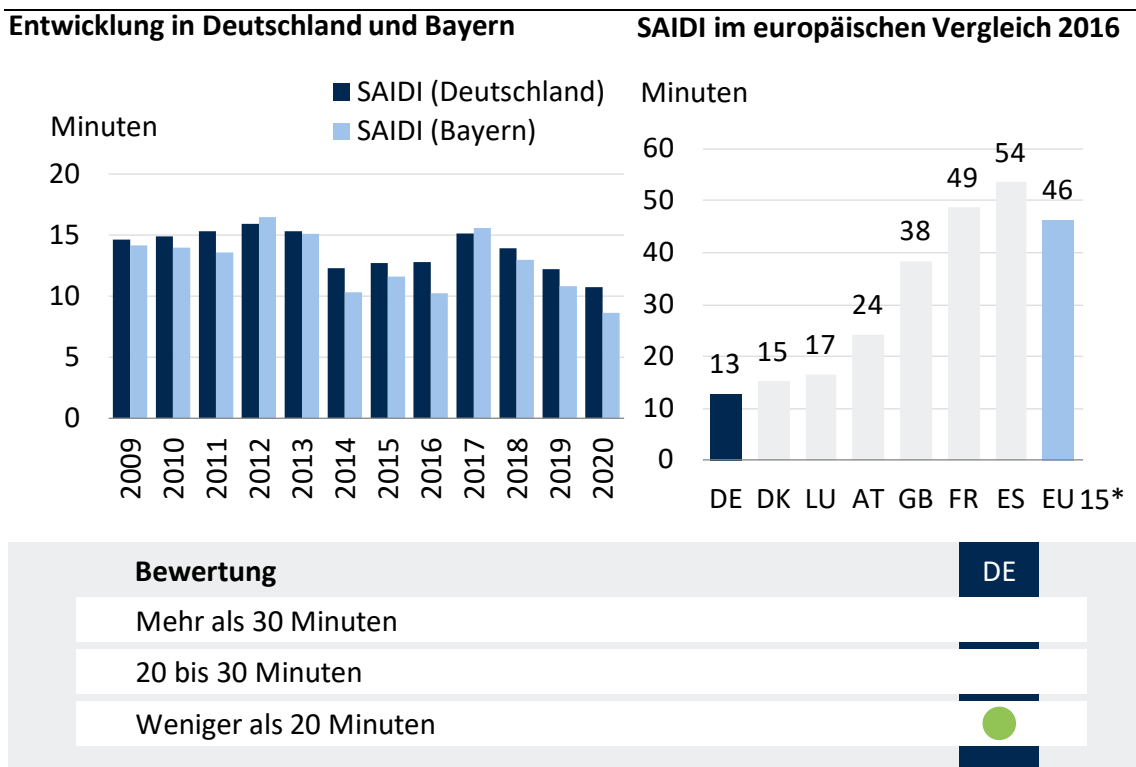
Für das Jahr 2021 rechnen die Übertragungsnetzbetreiber mit Gesamtkosten für Netz- und Systemdienstleistungen in Höhe von 1,463 Milliarden Euro. Nach der offiziellen Prognose vom 1. Juli 2021 rechnen die Übertragungsnetzbetreiber für 2022 mit Kosten von 1,392 Milliarden Euro. Bis 2023 prognostizieren sie einen leichten Rückgang auf 1,209 Milliarden Euro.

5.1.2.4 Versorgungsunterbrechungen (SAIDI)

Trotz der hohen Zahl von Eingriffen im Stromnetz wies Deutschland im Jahr 2016 mit nur rund 13 Minuten Versorgungsunterbrechungen innerhalb der EU-15-Staaten die höchste Verfügbarkeit von Strom auf (Abbildung 10, rechte Seite). Gemessen wird dies anhand des

SAIDI-Wertes, der die kumulierte durchschnittliche Dauer ungeplanter Versorgungsunterbrechungen ausweist. Ein europäischer Vergleich der SAIDI-Werte liegt nur bis zum Jahr 2016 vor.

Abbildung 10
Versorgungsunterbrechungen gemäß SAIDI-Wert



* ohne Belgien, Finnland und die Niederlande

Quellen: BNetzA, CEER Benchmarking Report 6.1: ungeplanter SAIDI ohne Ausnahmefälle.

In die Berechnung gehen allerdings nur Unterbrechungen von mehr als drei Minuten Dauer ein. Im Jahr 2020 betrug der SAIDI-Wert für Deutschland 10,7 Minuten und sank damit leicht im Vergleich zu 2019 (12,2 Minuten). Auch in Bayern nahm der SAIDI-Wert 2020 gegenüber dem Vorjahr ab und lag bei 8,6 Minuten (2019: 10,8 Minuten). Damit lagen die Werte sowohl in Deutschland als auch in Bayern auf einem historischen Minimum (Abbildung 10, linke Seite). In Bayern kam es über den Betrachtungszeitraum – außer in den Jahren 2012 und 2017 – zu durchschnittlich kürzeren Unterbrechungen als im gesamten Bundesgebiet.

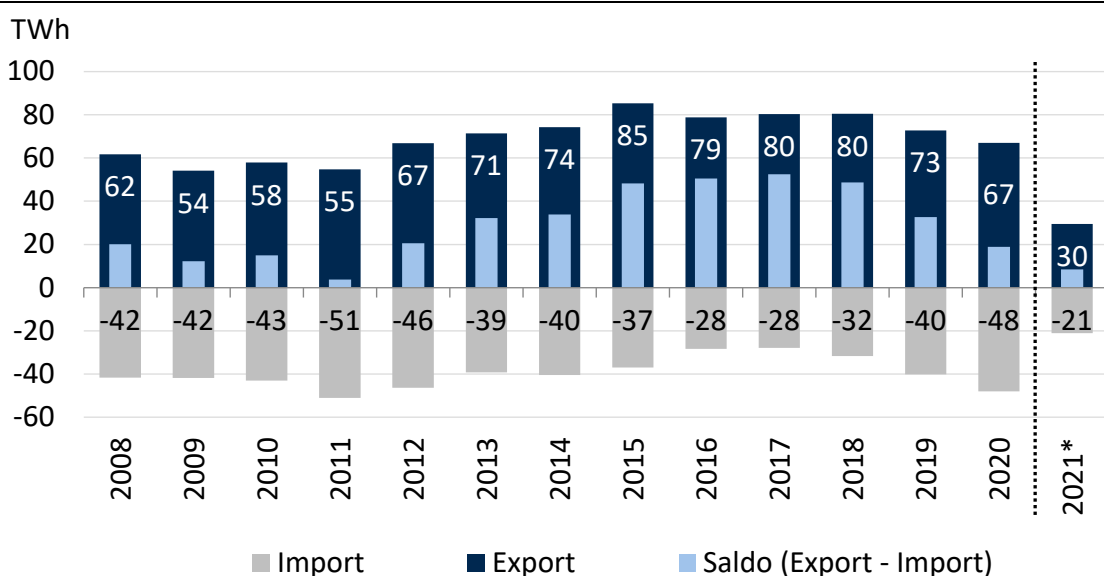
5.1.2.5 Stromaustausch mit dem Ausland

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 11

Stromaustausch mit dem Ausland



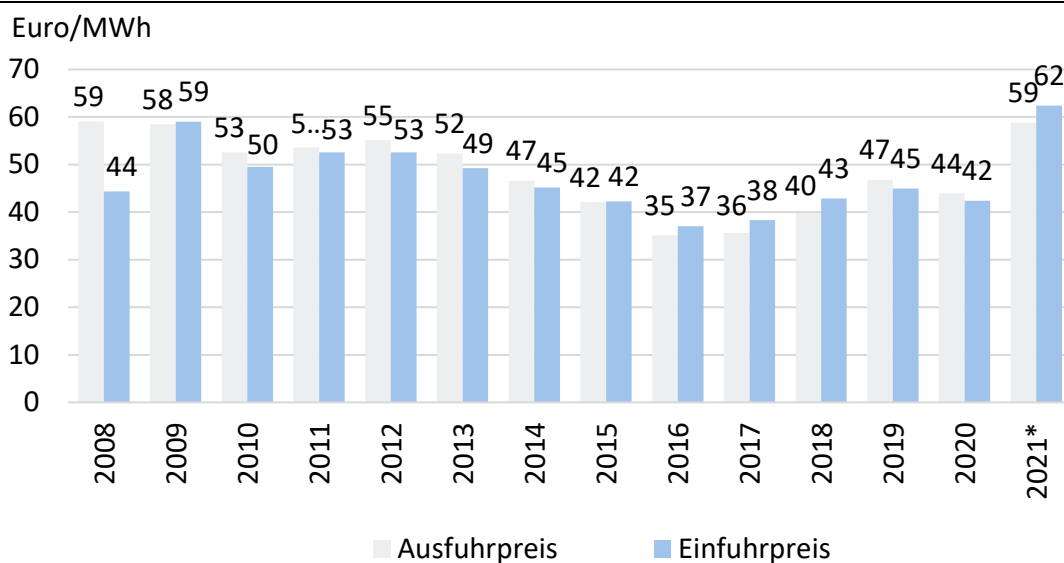
* bis Juli

Quelle: ENTSO-E.

In den vergangenen Jahren exportierte Deutschland stets mehr Strom als es importierte. Das Handelsvolumen – die Summe von Export und Import – lag meist knapp oberhalb von 100 TWh. Nach der Abschaltung von acht Kernkraftwerken im Jahr 2011 verringerte sich der Exportüberschuss im Vergleich zu den Vorjahren merklich. Bis 2015 stieg er 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. 2020 ging der Exportüberschuss weiter zurück auf 19 TWh. Der Stromexport lag bei 67 TWh – der niedrigste Wert seit 2012 – und damit 6 TWh tiefer als im Vorjahr. Der Stromimport stieg 2020 auf 48 TWh, das waren knapp 20 Prozent mehr als im Vorjahr und 51 Prozent mehr als 2018 (Abbildung 11). Ursachen für den hohen Exportüberschüsse waren die steigende Stromproduktion aus erneuerbaren Energien bei gleichzeitigem Betrieb konventioneller Kraftwerke und – damit verbundene – niedrige Börsenstrompreise in Deutschland. Für 2021 zeichnet sich ein deutlicher Strompreisanstieg ab.

Der Anteil an erneuerbaren Energien im europäischen Ausland ist in den vergangenen Jahren ebenfalls deutlich angestiegen. Zwischen 2008 und 2019 erhöhte sich der Anteil am Bruttostromverbrauch in den EU-27 Ländern von 18,5 auf 34 Prozent. Dementsprechend ist bei Stromimporten nach Deutschland ebenfalls von einem steigenden erneuerbaren Anteil auszugehen.

Abbildung 12
Außenhandelspreise für Strom



* Stand 18. Oktober 2021
Quelle: Fraunhofer ISE.

Der im Jahresdurchschnitt für deutschen Exportstrom erzielte Preis lag im Zeitraum 2008 bis 2014 meist über den Einfuhrpreisen. In den Jahren 2016 bis 2018 kehrte sich dies bei weiterhin kleinen Preisdifferenzen um. In den Jahren 2019 und 2020 lag der Ausfuhrpreis wieder über dem Einfuhrpreis. Abbildung 12 zeigt darüber hinaus, dass das generelle Preisniveau bis 2016 deutlich sank, seit 2017 aber tendenziell steigt. In bestimmten Marktlagen musste deutscher Überschussstrom zu negativen Preisen abgegeben werden. Für das Jahr 2021 ist bisher ein deutlicher Anstieg sowohl der Import- als auch der Exportpreise auszumachen.

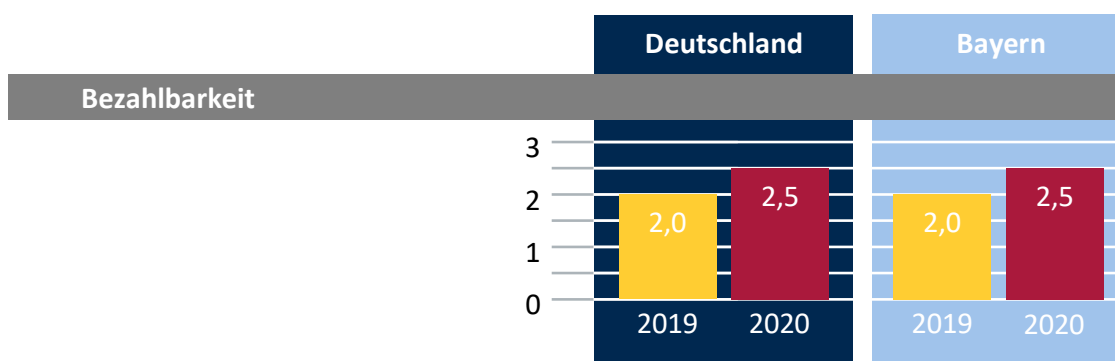
5.2 Bezahlbarkeit

Abbildung 13

Bewertung der Bezahlbarkeit

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

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



Quelle: Prognos AG (eigene Darstellung).

Die Strompreise für Endkunden, die nicht die Besondere Ausgleichsregel des EEG nutzen können, stiegen seit 2008 erheblich an. Dabei spielte der schnelle Ausbau der erneuerbaren Energien eine bedeutende Rolle:

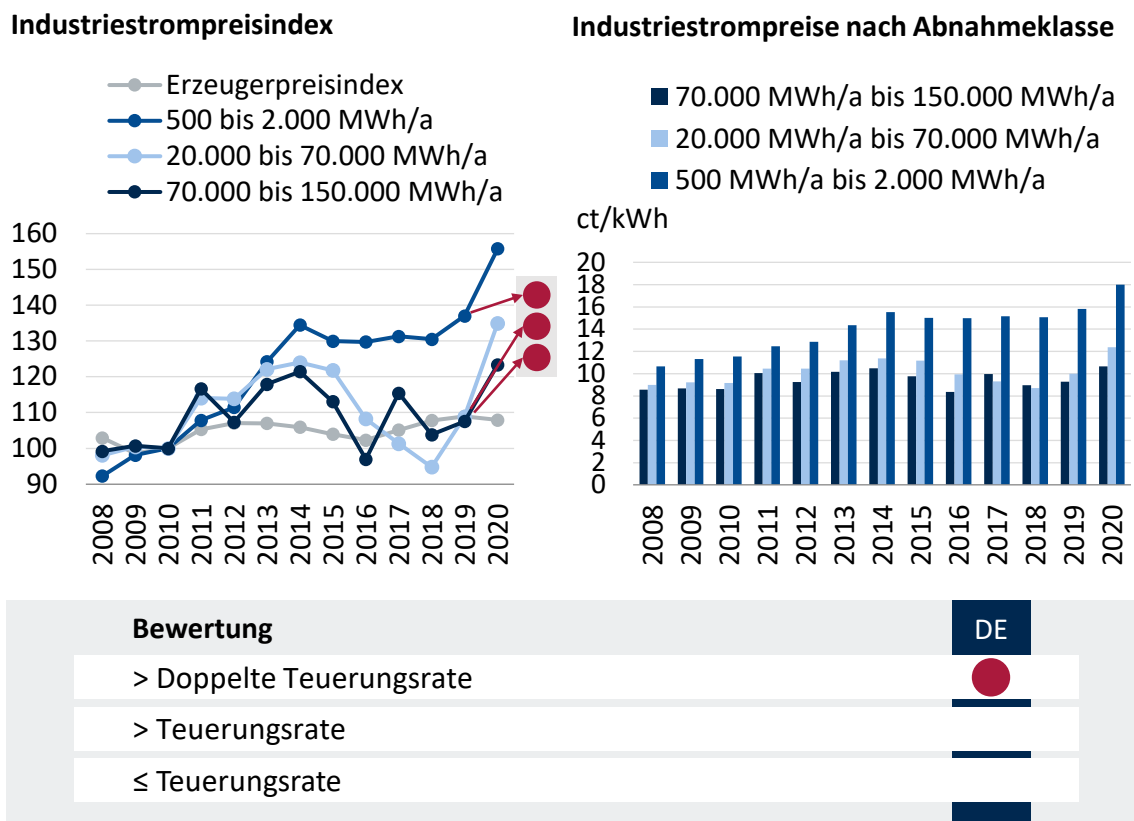
- Der Ausbau der erneuerbaren Energien und der Stromnetze wird von den Stromkunden über EEG-Umlage und Netzentgelte finanziert. Diese erhöhen den Strompreis für die Mehrzahl der Kunden. Ab 2023 ist eine vollständige Abschaffung der EEG-Umlage im Koalitionsvertrag der Bundesregierung vorgesehen.
- Die hohe Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien senkt den Börsenstrompreis. Davon profitieren insbesondere stromintensive Industrieunternehmen, die die besondere Ausgleichsregel (teilweise bis zur fast vollständigen Reduktion der EEG-Umlage) nutzen können.

Wie sich diese Faktoren im Zusammenspiel mit weiteren Einflussgrößen – unter anderem Brennstoffpreise, CO₂-Preise, veränderte Kraftwerkseinsatzstruktur – bislang auf die Strompreise für unterschiedliche Kundengruppen auswirkten, wird im Folgenden dargestellt.

5.2.1 Industriestrompreise

In den ersten sechs Monitorings wurde der Preis bei Stromabnahmen von jährlich 20.000 bis 70.000 MWh (ohne Mehrwertsteuer sowie ohne erstattungsfähige Steuern / Abgaben) besonders untersucht und für die Indikatoren zum Industriestrompreis herangezogen. In detaillierten Statistiken wurden, abhängig von abgenommener Strommenge und Spannungsebene, mehrere Preiskategorien unterschieden. Der rechte Teil der Abbildung 14 zeigt die Preise für unterschiedliche Abnahmefälle. Aufgrund der unterschiedlichen Entwicklungen der einzelnen Abnahmefälle fließen seit dem 7. Monitoring alle drei Abnahmeklassen in die Bewertung ein.

Abbildung 14
Industriestrompreise in Deutschland

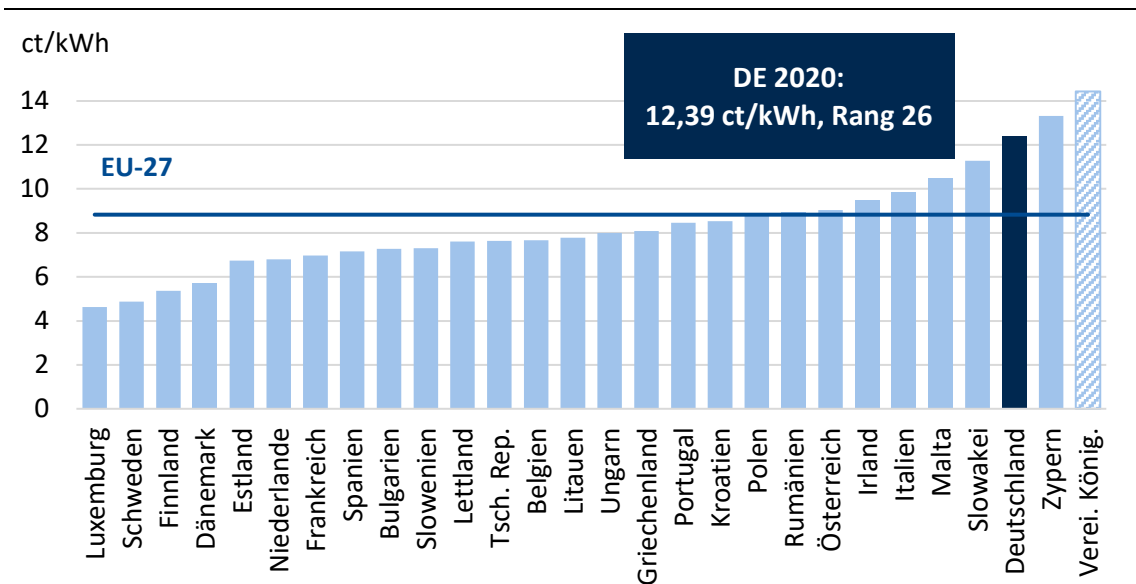


Quellen: eigene Berechnungen der Prognos AG auf Basis von Eurostat (ohne MwSt. und erstattungsfähige Steuern und Abgaben), Statistisches Bundesamt

Die Strompreise für Industriekunden stiegen zwischen 2008 und 2014 deutlich an, was ausschließlich auf höhere Abgaben beziehungsweise Umlagen zurückzuführen ist. Die beiden massiven Erhöhungen der EEG-Umlage in den Jahren 2011 und 2013 führten zu entsprechenden Bewegungen bei den Industriestrompreisen. Je nach Abnahmeklasse entwickelten sich die Preise bis 2018 gegenläufig. In den Jahren 2019 und 2020 war für alle Abnahmeklassen wieder ein Anstieg zu verzeichnen (Abbildung 14). Ein Maßstab für die Bewertung der Industriestrompreisentwicklung ist der Erzeugerpreisindex des verarbeitenden Gewerbes. Im Jahr 2019 lag der Industriestrompreisindex in zwei Abnahmeklassen niedrigerer als der Erzeugerpreisindex, im Jahr 2020 lag er in allen Abnahmeklassen höher (Abbildung 14, linke Seite). In niedrigeren Abnahmeklassen blieb der Preis seit 2014 konstant hoch und stieg zuletzt sogar weiter an (siehe Abbildung 14, rechte Seite).

Abbildung 15

Industriestrompreise in den Staaten der EU-27 im Jahr 2020



Jahresverbrauch 20.000 bis 70.000 MWh, Jahr 2020

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

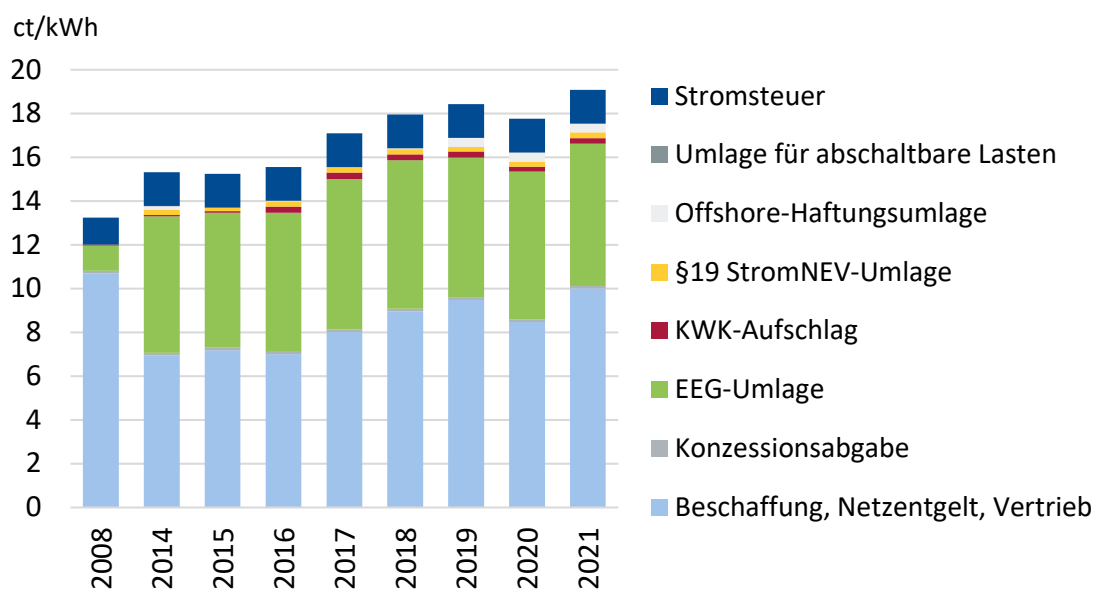
Hohe Strompreise stellen vor allem für Unternehmen ein Problem dar, die mit ihren Produkten im internationalen Wettbewerb stehen. Deshalb wird als zweiter Maßstab für die Einordnung des Industriestrompreises in Deutschland dessen Position innerhalb der Industriestrompreise der EU-27-Staaten herangezogen. Hier lag Deutschland im Jahr 2009 auf Rang 19, das heißt in achtzehn europäischen Ländern (der damaligen EU-28) waren die Strompreise niedriger als in Deutschland. Bis 2011 verschlechterte sich die Platzierung auf Rang 24. Damit zählte Deutschland in der Kategorie Industriestrompreise zur Gruppe der „teuren Staaten“. Bis 2016 gab es wenig Veränderungen in der Rangfolge. In den Jahren 2017 und 2018 verbesserte sich Deutschland in der Stromabnahmeklasse von 20.000 bis 70.000 MWh jeweils um zwei Plätze gegenüber dem Vorjahr von Rang 24 auf Rang 20. Im Jahr 2019 fiel Deutschland jedoch wieder um zwei Plätze auf Rang 22 zurück. Im Jahr 2020

verschlechterte sich Deutschland sogar auf Rang 26. Im Vergleich zum Vorjahr stieg der Industriestrompreis im Jahr 2019 von 9,5 auf 12,4 ct/kWh. Zypern war der einzige EU-27-Staat, der einen höheren Industriestrompreis als Deutschland aufwies.

Am günstigsten konnten Industriekunden Strom 2020 – wie auch schon in den Jahren davor – in Luxemburg, Schweden und Finnland beziehen. Der EU-27-Durchschnitt blieb 2020 gegenüber dem Vorjahr mit 8,8 ct/kWh in etwa konstant. Zu den Ländern mit einem Strompreis unter dem EU-27-Durchschnittswert zählten unter anderem die Niederlande, Frankreich, und Tschechien (Abbildung 15).

Abbildung 16

Zusammensetzung des Industriestrompreises,
Jahresverbrauch 160 bis 20.000 MWh



Quelle: BDEW 2021b.

Abbildung 16 zeigt die Zusammensetzung des Industriestrompreises für die Abnahmeklasse mit einem Jahresverbrauch zwischen 160 und 20.000 MWh. Der Industriestrompreis in Deutschland in der dargestellten Abnahmeklasse stieg zwischen 2015 und 2019 kontinuierlich an. 2020 war der Rückgang insbesondere auf niedrigere Beschaffungspreise zurückzuführen.

Bei der hier dargestellten Abnahmeklasse handelt es sich um eine andere als in Abbildung 14 dargestellt. Die dafür genutzten Daten stammen von Eurostat, die in Abbildung 16 enthaltenen Daten stammen vom BDEW. Es ist anhand der unterschiedlichen Daten nicht eindeutig auszumachen, warum in der Abbildung 14 ein Anstieg für 2020 in allen Abnahmeklassen stattfindet und in Abbildung 16 ein Rückgang in der dargestellten

Abnahmeklasse. Dies kann auf die jeweils unterschiedlichen Abnahmeklassen und unterschiedlichen Entwicklungen bei diesen Verbrauchern zurückzuführen sein.

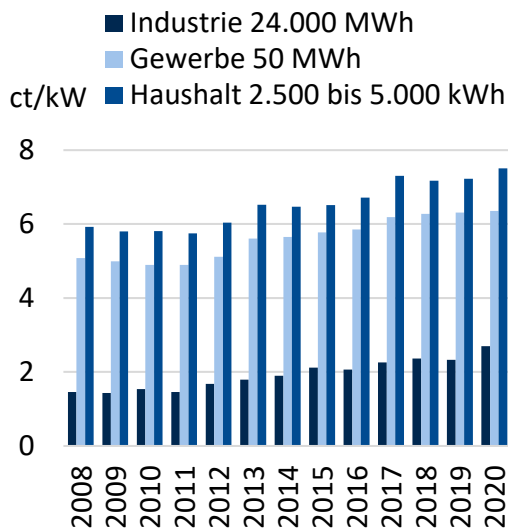
2021 stieg der Preis deutlich an und erreichte einen höheren Wert als im gesamten Betrachtungszeitraum. Der Grund hierfür sind deutlich gestiegene Beschaffungspreise. Nach Angaben des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) machten Steuern, Abgaben und Umlagen im Jahr 2020 knapp mehr als die Hälfte (52 Prozent) des von der Industrie (bei jährlichen Abnahmemengen zwischen 160 und 20.000 MWh) zu zahlenden Strompreises aus. Das waren drei Prozentpunkte mehr als im Jahr 2019. Im Jahr 2008 lag der Anteil aller staatlich bedingten Abgaben noch bei 19 Prozent.

Den größten Teil der Abgaben machte die EEG-Umlage aus. Neben ihr gewinnen die Netzentgelte 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 entstehen (Abschnitt 5.1.2). Die Netzentgelte für den industriellen Abnahmefall von 24.000 MWh pro Jahr, die den Angaben der BNetzA zugrunde liegen, erhöhten sich von 2008 bis 2019 um 60 Prozent (Abbildung 17).

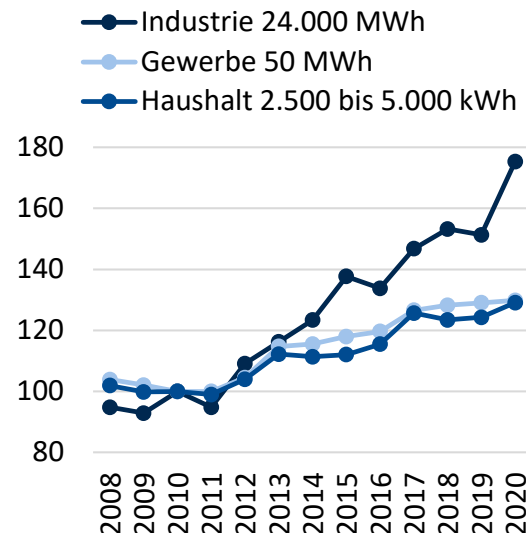
Abbildung 17

Netzentgelte und Preisindizes ausgewählter Abnahmefälle

Netzentgelte



Preisindizes



Quelle: BNetzA, Berechnungen der Prognos AG

5.2.2 Betriebe mit begrenzter EEG-Umlage

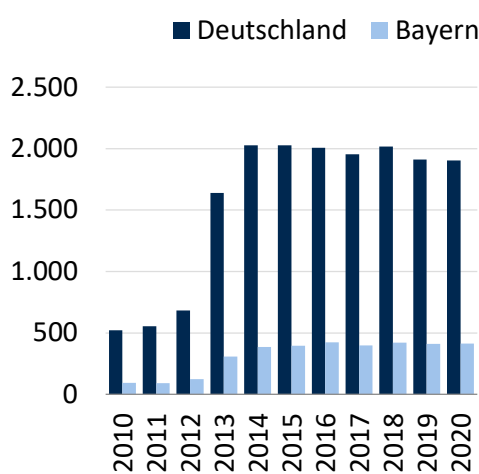
Stromintensive Industrieunternehmen können unter bestimmten Umständen ihre Stromkosten senken, indem sie von der besonderen Ausgleichsregelung im EEG Gebrauch machen. Auf Antrag begrenzt das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) für eine Abnahmestelle die EEG-Umlage, um die internationale Wettbewerbsfähigkeit des Unternehmens zu erhalten. Um von der Umlagebegrenzung profitieren zu können, muss ein Unternehmen nach den Regelungen im EEG 2017 nachweisen, dass der bezogene und selbst verbrauchte Strom an einer Abnahmestelle mindestens 1,0 GWh pro Jahr beträgt. Darüber hinaus muss eine Stromkostenintensität von mindestens 14 beziehungsweise 20 Prozent, bezogen auf die Bruttowertschöpfung, nachgewiesen werden. Unternehmen mit einem jährlichen Stromverbrauch von mehr als 5,0 GWh müssen zusätzlich nachweisen, dass sie ein zertifiziertes Energie- oder Umweltmanagement umsetzen. Unternehmen mit einem Stromverbrauch unter 5,0 GWh im Jahr können ein alternatives System zur Verbesserung der Energieeffizienz einführen.

Die Anzahl der Betriebe, die unter die besondere Ausgleichsregelung des EEG fallen, blieb in den letzten Jahren konstant (Abbildung 18). In Deutschland waren es 2020 insgesamt 1.903 Unternehmen des produzierenden Gewerbes (2019: 1.910). Die betroffene Strommenge stieg 2020 leicht gegenüber dem Vorjahr und betrug 115,2 TWh (2019: 112,1 TWh). In Bayern stieg die Zahl der erfassten Abnahmestellen im Jahr 2020 von 410 im Vorjahr auf 414.

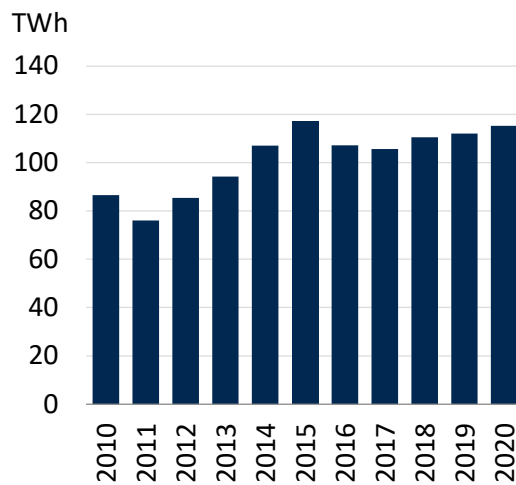
Abbildung 18

Anzahl der Betriebe des produzierenden Gewerbes mit Begrenzung der EEG-Umlage und betroffene Strommenge

Anzahl der Betriebe



Betroffene Strommenge



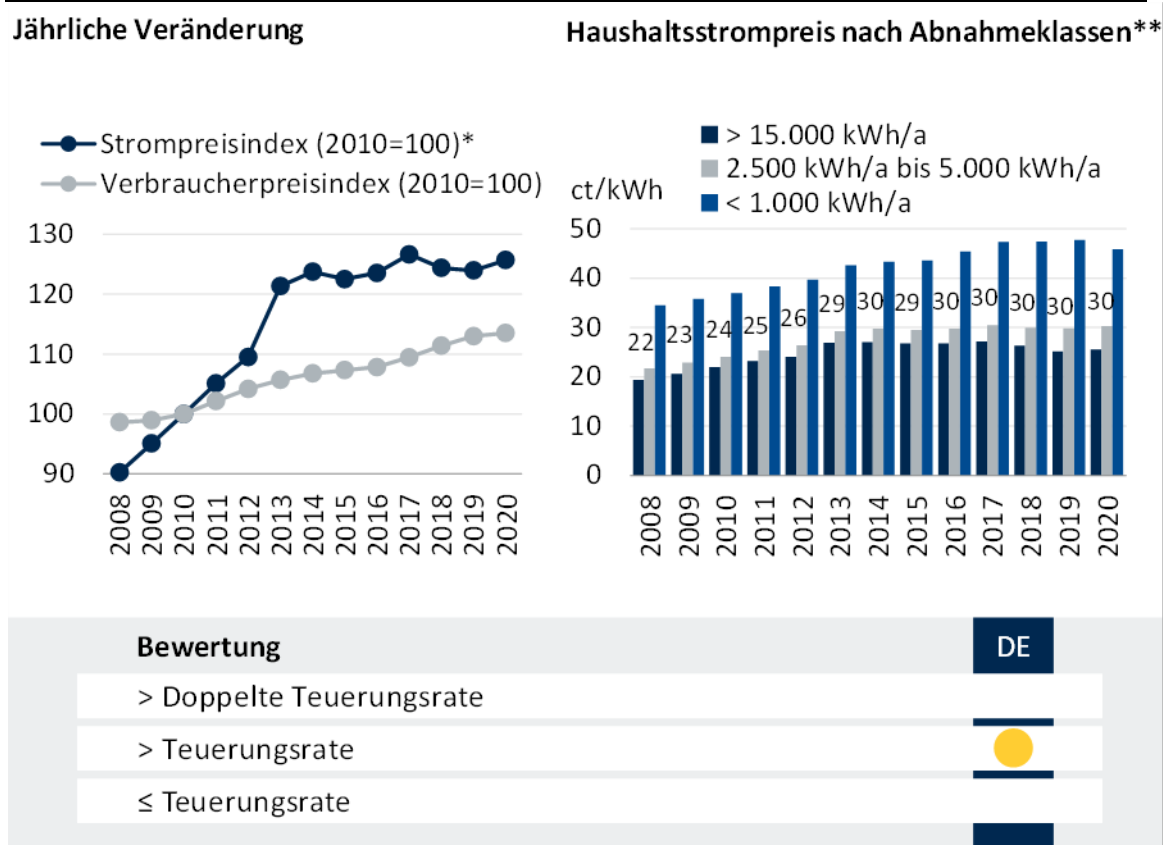
Quelle: BAFA.

5.2.3 Strompreise für private Haushalte

Ähnlich wie in der Industrie zählen auch bei den privaten Haushalten in Deutschland die Strompreise zu den höchsten in den EU-27-Staaten. Im Jahr 2020 lag der Haushaltsstrompreis (Abnahme von 2.500 bis 5.000 kWh, alle Steuern und Abgaben inbegriffen) in Deutschland EU-weit auf dem letzten Rang. Der durchschnittliche Strompreis für Haushaltskunden in Deutschland war 2020 mit 30,2 ct/kWh um 26 Prozent höher als 2010. Im Zeitraum 2010 bis 2020 stieg der Strompreisindex damit fast doppelt so stark wie der Verbraucherpreisindex mit 14 Prozent. Während der Verbraucherpreisindex kontinuierlich stieg, blieb der Strompreisindex seit 2014 nahezu konstant (Abbildung 19).

Bei der Entwicklung des Haushaltsstrompreises spielen Steuern, Abgaben und Umlagen eine bedeutende Rolle. Im Zeitraum von 2008 bis 2020 stiegen sie von Jahr zu Jahr und machen seit 2013 über 50 Prozent des gesamten Strompreises aus. Diese Erhöhung ist im Wesentlichen auf die steigende EEG-Umlage zurückzuführen (bei einem mittleren Jahresverbrauch von 3.500 kWh). Neben Steuern, Abgaben und Umlagen sind die Netzentgelte ein bedeutender Posten auf der Stromrechnung der privaten Haushalte. Im Jahr 2020 kam es erneut zu einer Erhöhung. Seit 2008 stiegen die Netzentgelte um gut 24 Prozent und betrugen im Jahr 2020 7,5 ct/kWh (25 Prozent des gesamten Strompreises).

Abbildung 19
Strompreise für Haushaltskunden



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

** 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.

5.2.4 Anteil der Stromkosten an den Konsumausgaben privater Haushalte

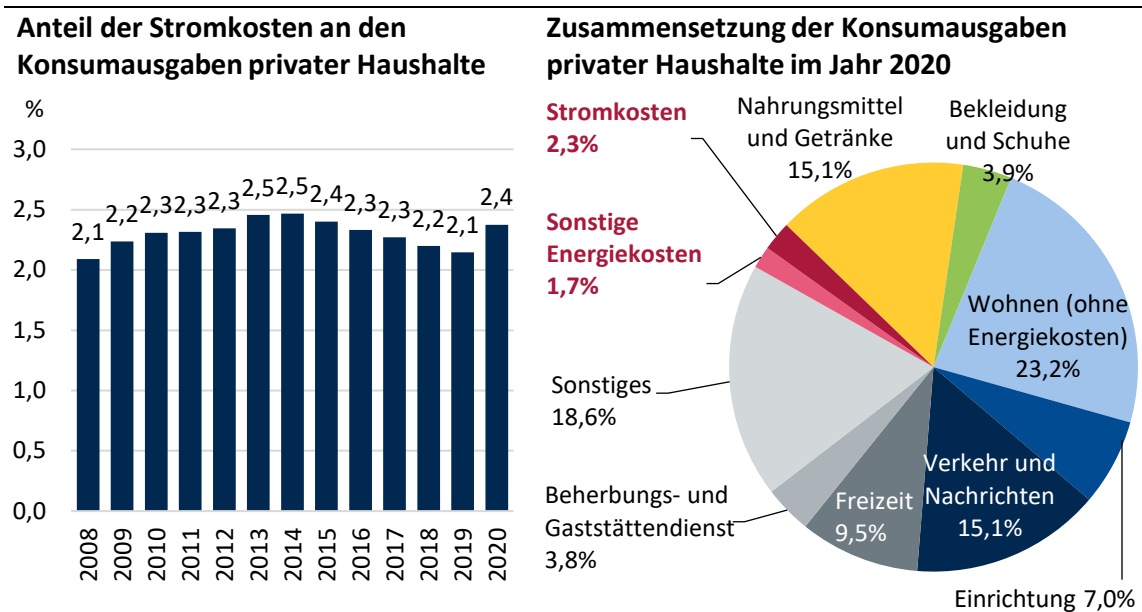
Die Betrachtung des Anteils der Stromkosten an den Konsumausgaben privater Haushalte ermöglicht eine Einordnung der durch den Strombezug entstandenen finanziellen Belastung.

Im Jahr 2008 wendeten die privaten Haushalte 2,1 Prozent ihrer Konsumausgaben für den Bezug von Strom auf. Bis zum Jahr 2014 stieg dieser Wert auf 2,5 Prozent, bis 2019 ging er wieder auf 2,1 Prozent zurück. Im Jahr 2020 lag er mit 2,4 Prozent so hoch wie zuletzt 2015 (Abbildung 20).

Die Kosten für sonstige Energieträger wie beispielsweise Heizöl oder Erdgas für Heizzwecke übertrafen bis 2013 den Anteil der Stromkosten. Im Jahr 2014 beanspruchten sie mit 2,0 Prozent erstmals seit längerer Zeit weniger Haushaltsbudget als Strom. Dies war auch in den Jahren 2015 bis 2020 der Fall. Grund dafür waren vor allem die günstigen Preise für Heizöl und Erdgas.

Abbildung 20

Anteil der Stromkosten an den Konsumausgaben privater Haushalte



Quelle: Statistisches Bundesamt.

5.2.5 Börsenstrompreis und EEG-Umlage

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 Beschaffungskosten in die Kalkulation der Endkundenstrompreise ein und hängt von vielen Faktoren ab (unter anderem von Brennstoffpreisen, CO₂-Preisen, Kraftwerksverfügbarkeiten und vom Stromverbrauch). Im Zeitverlauf unterliegt der Börsenstrompreis zum Teil erheblichen Schwankungen. Im Zeitraum 2011 bis 2016 war er durch rückläufige Preise für Energierohstoffe und CO₂-Zertifikate sowie die höhere Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien kontinuierlich gesunken und lag 2016 bei durchschnittlich 2,9 ct/kWh. Im Jahr 2017 verteuerte er sich durch ansteigende Rohstoffpreise auf 3,4 ct/kWh und auch 2018 kam es zu einem Anstieg durch anziehende CO₂-Preise (Abbildung 21, linke Seite). Im Jahr 2020 ging der Preis auf 3,0 ct/kWh zurück.

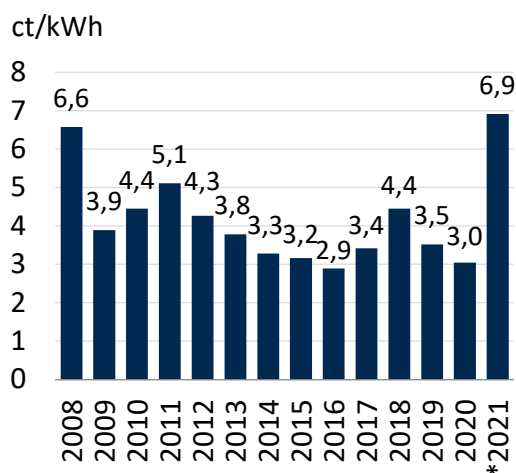
Die EEG-Umlage lag mit 6,88 ct/kWh im Jahr 2017 fast sechsmal so hoch wie 2008. Bis zum Jahr 2019 ging die Umlage leicht auf 6,41 ct/kWh zurück. Im Jahr 2020 lag der Preis für die Umlage bei 6,76 ct/kWh (Abbildung 21, rechte Seite). Im Zuge des „Corona-Konjunkturpakets“ kündigte die Bundesregierung im Juni 2020 an, die Umlage für das Jahr 2021 auf 6,5 ct/kWh zu begrenzen und die Differenz aus Bundesmitteln zu finanzieren. Für das Jahr 2022 war eine Absenkung auf 6 ct/kWh geplant. Für 2022 haben die Übertragungsnetzbetreiber die Umlage jedoch deutlich niedriger auf 3,723 ct/kWh festgelegt. Im Koalitionsvertrag der neuen Bundesregierung ist eine vollständige Finanzierung der EEG-Umlage über Haushaltsmittel zum 1.1.2023 vorgesehen.

Der starke Anstieg der EEG-Umlage bis 2017 hatte zwei Ursachen: zum einen den schnellen Ausbau von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, die mit der EEG-Umlage gefördert werden; zum anderen den niedrigen Börsenstrompreis, der seinerseits vom Ausbau der erneuerbaren Energien beeinflusst wird. Mit der EEG-Umlage wird im Prinzip die Differenz zwischen der EEG-Vergütung, die die Betreiber der Erneuerbare-Energien-Anlagen erhalten, und dem Börsenstrompreis ausgeglichen. Je niedriger der Börsenstrompreis ist, desto höher fällt der auszugleichende Differenzbetrag und damit die EEG-Umlage aus. In den letzten Jahren war die EEG-Umlage ein Haupttreiber für den Strompreis von Kunden, die nicht die Besondere Ausgleichsregel in Anspruch nehmen konnten. Hierzu zählen sämtliche Betriebe, die nicht als energieintensiv eingestuft werden – also die meisten – sowie die privaten Haushalte.

Abbildung 21

Börsenstrompreis und Entwicklung der EEG-Umlage

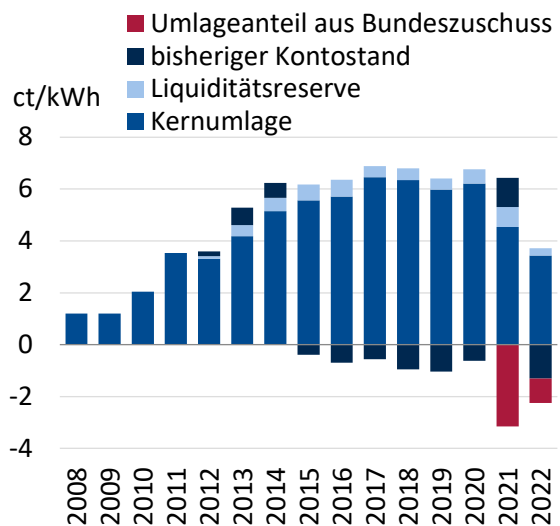
Börsenstrompreis



* Durchschnittspreis bis zum 30.09.2021

Quellen: EEX, energinet.dk, netztransparenz.de.

Zusammensetzung der EEG-Umlage



Die EEG-Umlage wird im Wesentlichen von drei Komponenten bestimmt: erstens von der sogenannten Kernumlage, mit der die Stromerzeugung aus EEG-geförderten Anlagen vergütet wird. Zweitens vom Umlageanteil, der zur Bildung einer Liquiditätsreserve verwendet wird. Die Bildung dieser Reserve ist erforderlich, weil die faktische Stromproduktion aus EEG-geförderten Anlagen im jeweils kommenden Jahr zum Zeitpunkt der Festsetzung der EEG-Umlage ebenso geschätzt werden muss wie der Börsenstrompreis. Und drittens vom Umlageanteil, der aus dem Stand des EEG-Kontos resultiert: Das EEG-Konto wird jeweils zum 30. September eines Jahres ausgeglichen. Wird ein negativer Kontostand ausgeglichen, erhöht sich die EEG-Umlage des Folgejahres, der Ausgleich eines positiven Kontostandes senkt sie. Der rechte Teil der Abbildung 21 zeigt die Entwicklung der drei Komponenten. In den Jahren 2015 bis 2019 führte der positive Kontostand des jeweiligen Vorjahres für sich genommen zu einer Absenkung der Umlage. Ab 2021 führt der beschlossene Bundeszuschuss zu einer deutlichen Verringerung der EEG-Umlage.

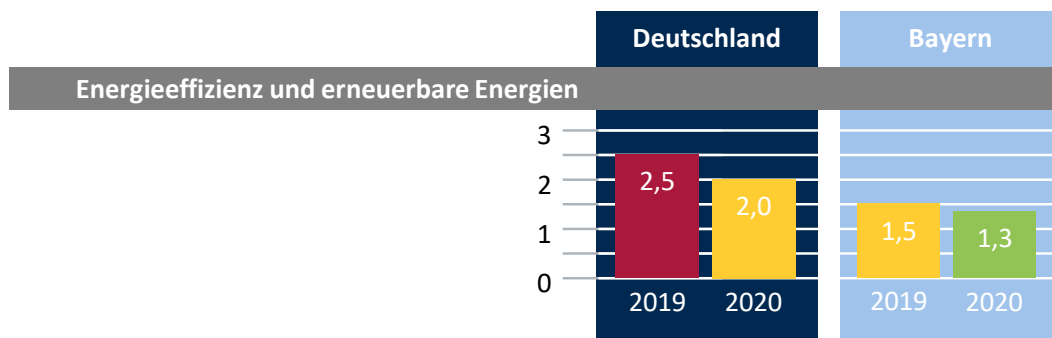
5.3 Effizienz und erneuerbare Energien

Abbildung 22

Bewertung der Energieeffizienz und der erneuerbaren Energien

	Deutschland	Bayern
Energieeffizienz und erneuerbare Energien	↑ 2,0 (2,5) ●	↑ 1,3 (1,5) ●
Entwicklung des Stromverbrauchs	↑ 1 (3) ●	↑ 1 (2) ●
Energieproduktivität	3 (3) ●	1 (1) ●
Entwicklung des Primärenergieverbrauchs	3 (3) ●	1 (1) ●
Entwicklung des Primärenergieverbrauchs	1 (1) ●	2 (2) ●

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



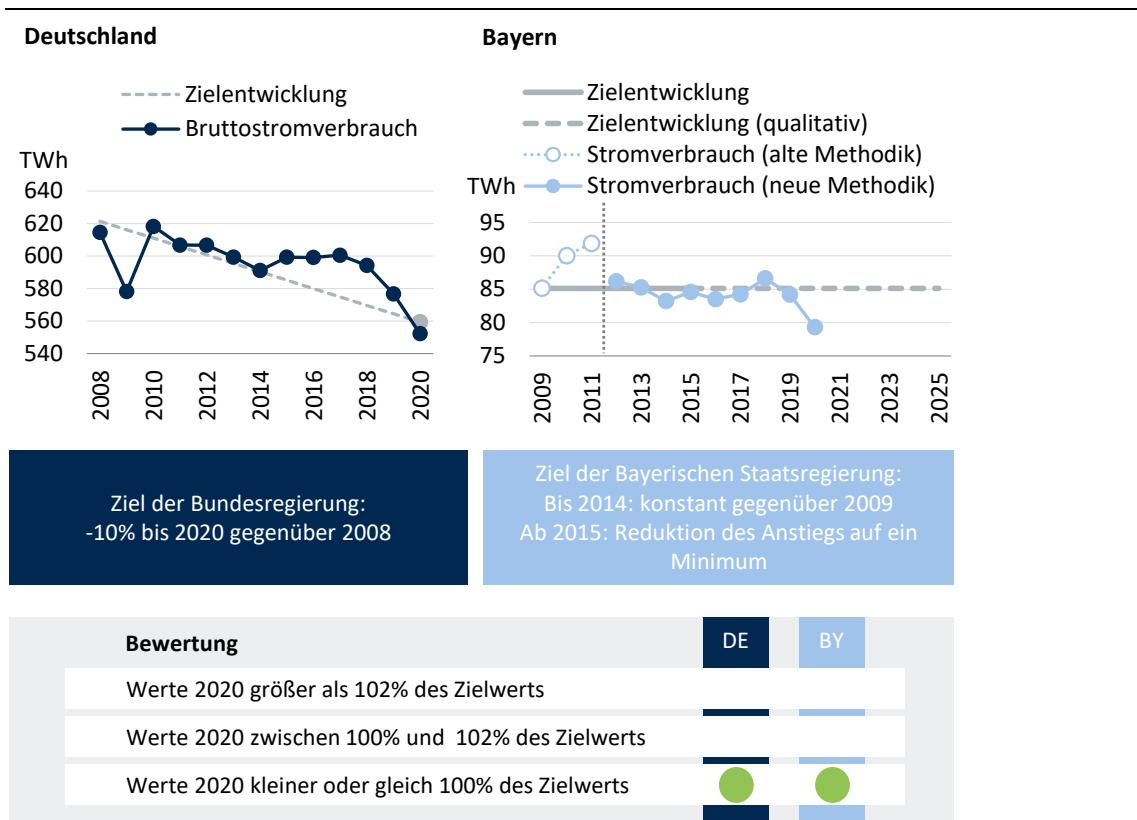
Quelle: Prognos AG (eigene Darstellung).

5.3.1 Entwicklung des Stromverbrauchs

Für die Entwicklung des Stromverbrauchs sind im Energiekonzept der Bundesregierung quantitative und im Energieprogramm Bayerns qualitative Ziele definiert:

- Nach dem Bayerischen Energieprogramm vom Oktober 2015 soll der Anstieg des Bruttostromverbrauchs auf ein Minimum begrenzt werden. Im Bayerischen Energieprogramm aus dem Jahr 2011 wurde als Ziel ein gegenüber 2009 unveränderter Stromverbrauch genannt. Das Monitoring geht deshalb davon aus, dass der Bruttostromverbrauch das Niveau des Wertes aus dem Jahr 2009 nicht überschreiten soll. Im Bayerischen Aktionsprogramm Energie finden sich keine Zielwerte zum Thema Stromverbrauch. Daher ist das Bayerische Energieprogramm weiterhin grundlegend für das Monitoring.
- In Deutschland soll der Bruttostromverbrauch laut Energiekonzept der Bundesregierung zwischen 2008 und 2020 um 10 Prozent sinken.

Abbildung 23
Stromverbrauch



Quellen: AG Energiebilanzen, Stand Oktober 2021 (2020 vorläufig), Energiekonzept der Bundesregierung, Bayerisches Landesamt für Statistik, IE Leipzig (2019 und 2020 Schätzung), Bayerisches Energiekonzept, Bayerisches Energieprogramm.

Um die Entwicklung des Bruttostromverbrauchs zu bewerten, wurde ein linearer Zielpfad zwischen dem Ist-Wert zu Beginn des Referenzzeitraums und dem Zielwert definiert. Da der Stromverbrauch in Bayern gemäß dem Bayerischen Energieprogramm möglichst konstant gehalten werden soll, entspricht der Zielwert dem Ist-Wert des Jahres 2009. Für Deutschland erstreckt sich der Zielpfad vom Ist-Wert im Jahr 2008 zum Zielwert im Jahr 2020 gemäß dem Energiekonzept der Bundesregierung. Als Indikator wurde die Abweichung vom Zielpfad gewählt.

Zur Erfassung des bayerischen Stromverbrauchs wird seit 2012 vom Statistischen Landesamt eine neue Ermittlungsmethodik angewendet. Nach Aussage des Bayerischen Staatsministeriums für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie (StMWi) ordnete der bis dahin verwendete (kaufmännische) Ansatz zur Ermittlung des Bruttostromverbrauchs den Stromabsatz anhand der Rechnungsadresse zu. Das führte zunehmend zu einer Verzerrung der Stromverbrauchsstatistik, da damit auch Strommengen erfasst wurden, die zwar in Bayern gekauft, aber andernorts verbraucht wurden.

Für eine realistischere Erfassung des Bruttostromverbrauchs ist deshalb nach StMWi auf die Ermittlung der tatsächlichen physischen Stromabgabe an den Letztverbraucher umgestellt worden. Diese neue Methodik wurde mit dem Länderarbeitskreis Energiebilanzen abgestimmt und steht auch den anderen Bundesländern zur Verfügung. In Bayern wird sie für die Energiebilanzen ab dem Jahr 2012 angewendet.

In Deutschland lag der Bruttostromverbrauch im Jahr 2019 noch um mehr als 2 Prozent über dem Zielwert (negative Ampelbewertung). Im Jahr 2020 ging der Stromverbrauch insbesondere aufgrund des Corona bedingten Wirtschaftseinbruchs deutlich zurück. Der Stromverbrauch lag damit knapp 1 Prozent unterhalb des Zielwertes (Abbildung 23). Daher bekommt der Indikator bekommt eine positive (grüne) Ampelbewertung.

In Bayern lag der Stromverbrauch von 2014 bis 2017 unterhalb und im Jahr 2018 leicht oberhalb des Zielpfades. Die Schätzungen des Stromverbrauchs für das Jahr 2019 zum Zeitpunkt des 9. Monitorings lagen ebenfalls leicht über dem Zielwert, wurden zum Stand des vorliegenden 10. Monitorings jedoch nach unten korrigiert. Aus diesem Grund wurde in dem hier vorliegenden Monitoring die Ampelbewertung für 2019 nachträglich auf grün gesetzt (zuvor gelb). Im Jahr 2020 ging der Stromverbrauch in Bayern ebenfalls coronabedingt deutlich zurück und lag mit 79,3 TWh deutlich unterhalb des Zielwertes. Der Indikator bekommt deshalb ebenfalls eine positive (grüne) Ampelbewertung.

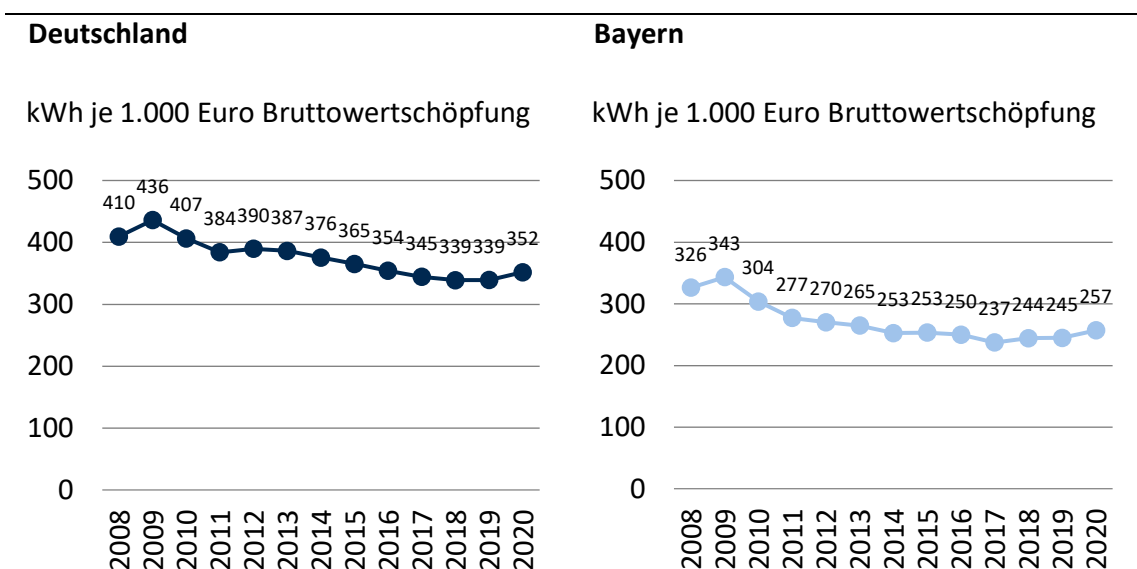
5.3.2 Stromintensität der Industrie und Pro-Kopf-Verbrauch der privaten Haushalte

Ergänzend zum Bruttostromverbrauch wurden Indikatoren für die Entwicklung der Stromintensität der Industrie beziehungsweise 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, eine Ampelbewertung entfällt.

Abbildung 24

Stromintensität der Industrie in Deutschland und Bayern



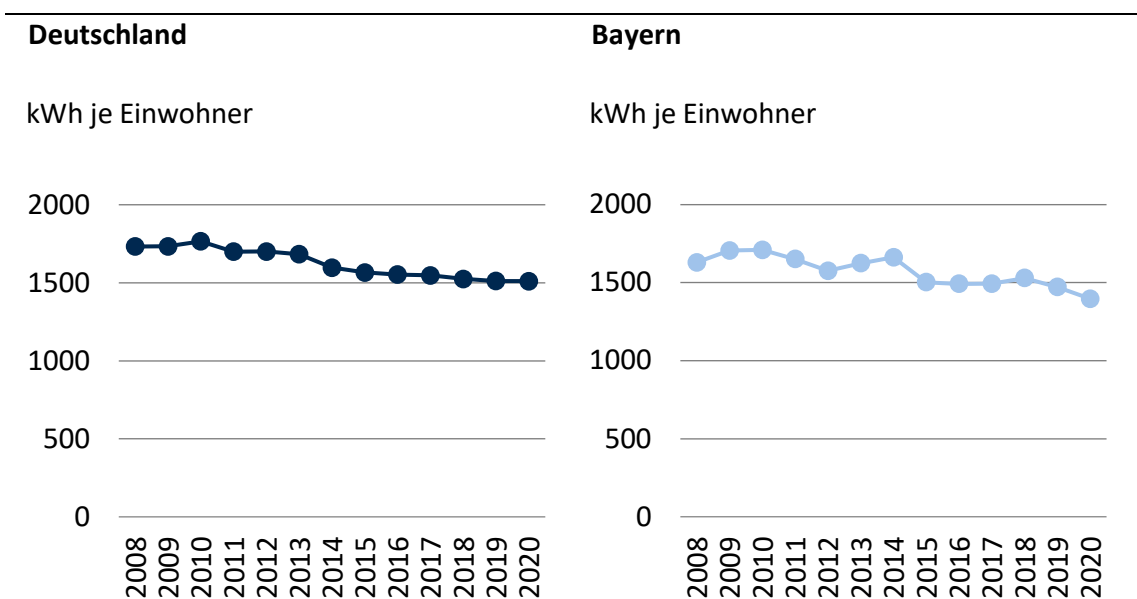
Quellen: eigene Berechnungen der Prognos AG basierend auf AG Energiebilanzen, Bayerisches Landesamt für Statistik, Statistische Ämter der Länder, StMWi.

Die Stromintensität der deutschen Industrie bezeichnet den industriellen Stromverbrauch pro Bruttowertschöpfung. Zwischen 2009 und 2019 ging die Stromintensität um gut 23 Prozent zurück. Der entsprechende Rückgang in Bayern fiel im selben Zeitraum mit 30 Prozent deutlich höher aus. Im Jahr 2020 war sowohl in Deutschland als auch in Bayern ein leichter Anstieg zu beobachten (Abbildung 24), der auf den starken coronabedingten Rückgang der Bruttowertschöpfung der Industrie zurückzuführen ist. Ebenfalls ist anzumerken, dass das Jahr 2009 (wie in der Grafik ersichtlich) auch ein untypisches Verbrauchsjahr war – aufgrund der Finanzkrise war die Wertschöpfung deutlich geringer als im Durchschnitt, und die Anlagen waren schlechter ausgelastet, was den spezifischen Verbrauch erhöhte.

Ein anderes Bild zeigt sich beim spezifischen Stromverbrauch der privaten Haushalte bezogen auf die Einwohner. Im Zeitraum 2008 bis 2012 veränderte sich der spezifische Stromverbrauch der privaten Haushalte in Deutschland nur wenig und lag in einer Größenordnung von 1.700 kWh pro Kopf. Seit 2012 nahm der Verbrauch stetig ab, teilweise bedingt durch die steigende Effizienz von Elektrogeräten und Beleuchtung (Abbildung 25).

Abbildung 25

Stromverbrauch pro Kopf der privaten Haushalte in Deutschland und Bayern



Quellen: AG Energiebilanzen, Bayerisches Landesamt für Statistik.

In Bayern sank der spezifische Verbrauch zwischen 2008 und 2020 leicht. Pro Kopf wurde in Bayern tendenziell weniger Strom verbraucht als in Deutschland. Im Jahr 2020 lag der spezifische Stromverbrauch in Bayern (1.503 kWh/Einwohner) knapp unter dem spezifischen Stromverbrauch in Deutschland (1.511 kWh/Einwohner).

5.3.3 Energieproduktivität

Die Energieproduktivität wird bestimmt als Quotient aus dem Bruttoinlandprodukt (BIP) und dem Energieverbrauch. Dabei kann für die Ermittlung der Energieproduktivität der PEV oder der 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 bis 2020 eine jährliche Steigerung der Endenergieproduktivität von

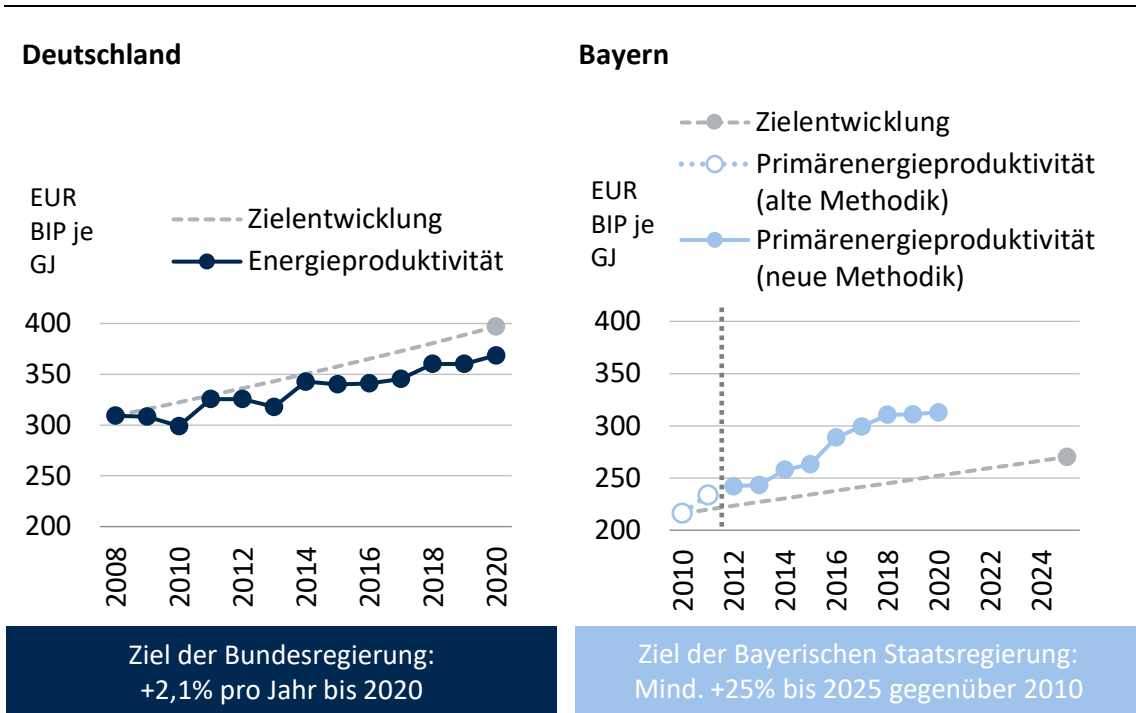
2,1 Prozent angestrebt. Das Bayerische Energieprogramm legt als Ziel eine Steigerung der Primärenergieproduktivität um 25 Prozent zwischen 2010 und 2025 fest.

Die seit dem 7. Monitoring neue Erfassungsmethodik des bayerischen Stromverbrauchs wirkt sich auf die Energieproduktivität aus. Da die Stromverbrauchswerte mit der neuen Methodik ihrer Erfassung auf ein niedrigeres Niveau gesetzt werden, wird die Energieproduktivität im Vergleich zu den früheren Monitoringberichten erhöht. Laut StMWi ist der Einfluss der neuen Berechnungsmethodik des bayerischen Bruttostromverbrauchs auf die Primärenergieproduktivität geringer einzuschätzen als die Auswirkungen auf den PEV, da hier das unveränderte BIP als Dividend zu berücksichtigen ist.

Bis zum Jahr 2011 wurden für das Monitoring Werte verwendet, die gemäß der alten Methodik 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 26

Entwicklung der Energieproduktivität in Deutschland und Bayern



Bewertung	DE	BY
Werte 2020 kleiner als 98% des Zielwerts	●	
Werte 2020 zwischen 98% und 100% des Zielwerts	■	■
Werte 2020 größer oder gleich 100% des Zielwerts		●

Quellen: AG Energiebilanzen, Bayerisches Energieprogramm, Bayerisches Landesamt für Statistik, Energiekonzept der Bundesregierung, IE-Leipzig (2019 vorläufig, 2020 Schätzung), Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung der Länder.

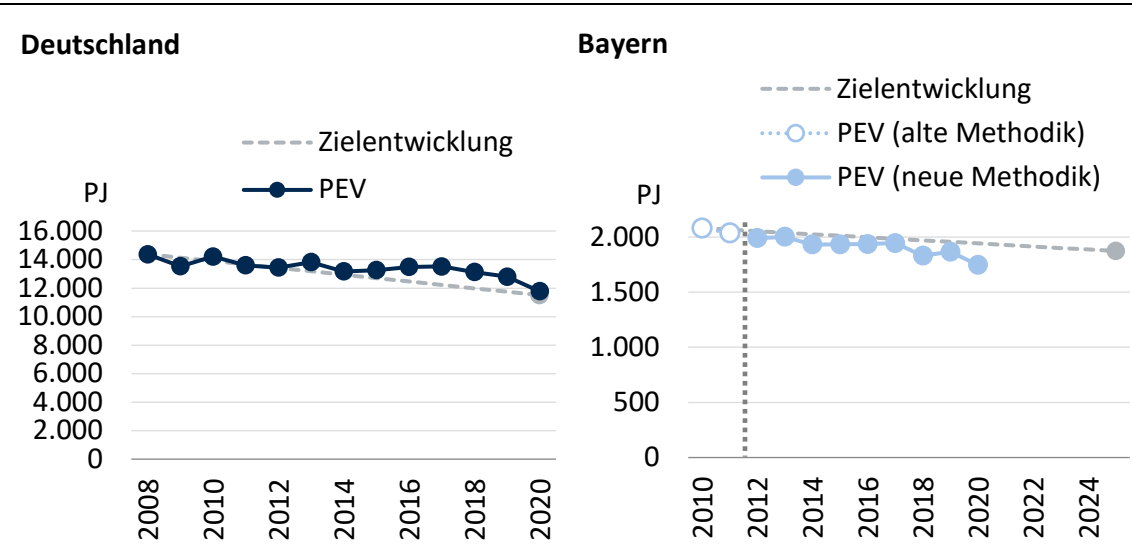
In Deutschland wurde das auf den Endenergieverbrauch bezogene Produktivitätsziel 2020 verfehlt. Coronabedingt ging der Endenergieverbrauch zwar deutlich zurück, gleichzeitig ging die Wirtschaftsleistung aber ebenfalls deutlich zurück, sodass der entsprechende Produktivitätswert etwa 7 Prozent unter dem Zielpfad lag. Zwischen 2014 und 2020 stieg die Produktivität insgesamt nur leicht und entfernte sich dadurch vom Zielpfad. In Bayern wurde das Ziel erneut übererfüllt. Die Primärenergieproduktivität im Jahr 2020 stieg gegenüber dem Vorjahr leicht an und lag mit fast 313 EUR/GJ deutlich über dem Zielwert für das Jahr 2025 (Abbildung 28). 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) produktivitätssteigernd.

5.3.4 Primärenergieverbrauch

Der PEV ist die Summe der in Bayern beziehungsweise in Deutschland 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 2020 angestrebten Wert (minus 20 Prozent gegenüber 2008) verbindet. Im Jahr 2020 nahm der PEV weiter ab. Mit knapp 11.800 PJ lag der Wert zwar deutlich unter dem Vorjahreswert (12.800 PJ), überstieg den Zielpfad jedoch weiterhin um mehr als 2 Prozent (Abbildung 29). Die Ampel steht deshalb, wie auch im letzten Monitoring, auf Rot.

Im Energieprogramm der Bayerischen Staatsregierung wird als Ziel für den PEV seine Verringerung um 10 Prozent zwischen 2010 und 2025 angegeben. Trotz der neuen Erfassungsmethodik, welche seit dem Jahr 2012 angewandt wird, ist der Zielpfad nicht angepasst worden. Er basiert weiterhin auf dem PEV des Jahres 2010, welcher noch mit der alten Methodik erfasst wurde. Im Jahr 2020 ging der PEV gegenüber dem Vorjahr um 122 PJ auf 1.746 PJ zurück und liegt damit weiterhin unter dem Zielpfad. Die Ampelbewertung des Indikators ist deshalb grün.

Abbildung 27
Entwicklung des Primärenergieverbrauchs



Ziel der Bundesregierung:
-20% bis 2020 gegenüber 2008

Ziel der Bayerischen Staatsregierung:
-10% bis 2025 gegenüber 2010

Bewertung	DE	BY
Werte 2020 größer als 102% des Zielwerts	●	
Werte 2020 zwischen 100% und 102% des Zielwerts		
Werte 2020 kleiner oder gleich 100% des Zielwerts		●

Quellen: AG Energiebilanzen (2020 vorläufig), Energiekonzept der Bundesregierung, IE Leipzig (2019 vorläufig, 2020 geschätzt), Bayerisches Landesamt für Statistik, Bayerisches Energieprogramm.

5.3.5 Ausbau der erneuerbaren Energien

Im EEG 2021 wurde ein Ausbauziel von 65 Prozent am Bruttostromverbrauch für 2030 gesetzlich festgeschrieben. Dieses Ziel gilt bisher, die neue Bundesregierung sieht in ihrem Koalitionsvertrag eine Erhöhung des Zieles auf 80 Prozent vor.

Für Bayern ist der angestrebte Anteil erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung im Energieprogramm der Bayerischen Staatsregierung für das Jahr 2025 auf 70 Prozent festgelegt. Im Bayerischen Aktionsprogramm sind zwar für erneuerbare Energien technologiespezifische Ausbauziele bis 2022 genannt, allerdings bezieht sich dieser Wert nicht auf

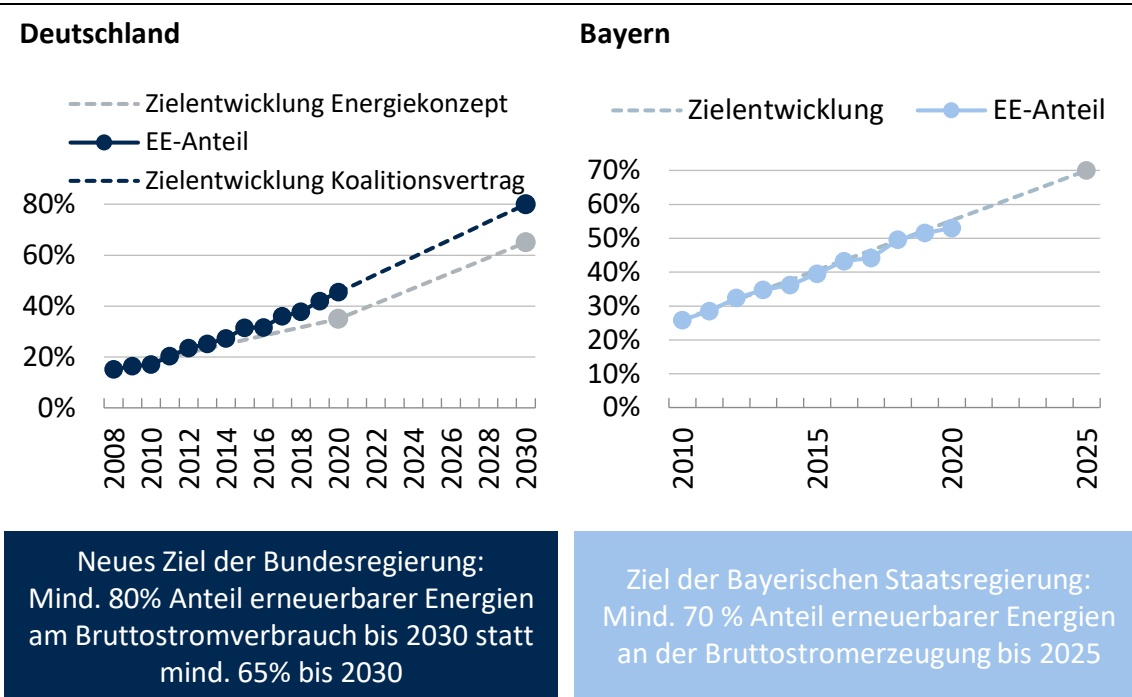
die Stromerzeugung insgesamt. Die Ausbauziele sind zudem für Wind und PV in Leistung (GW bzw. MW) angegeben. Ohne eine Modellierung der konventionellen Stromerzeugung bis 2022 ist ein Vergleich der Zielgrößen aus dem „Aktionsprogramm Energie“ und dem Energieprogramm von 2016 nicht möglich. Aus diesem Grund wird der gut operationalisierbare Zielwert aus dem Energieprogramm von 2016 weiterhin verwendet.

Als Bewertungsmaßstab wurde ein linearer Zielpfad zwischen dem Ist-Wert 2010 für Bayern beziehungsweise 2008 für Deutschland und dem jeweiligen Zielwert definiert. Für Deutschland werden sowohl das noch geltende Ziel im EEG als auch das neue Ziel aus dem Koalitionsvertrag dargestellt. Die Ampelbewertung bezieht sich aber auf das noch geltende Ziel im EEG.

Bei Bayern ist der lineare Zielpfad das Ergebnis einer stark vereinfachenden Annahme. In der Realität ist der Anteil erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung volatiler. Ein deutlicher Anstieg wird in denjenigen Jahren zu verzeichnen sein, in denen Kernkraftwerke in Bayern vom Netz genommen werden und die Stromerzeugung insgesamt deshalb deutlich zurückgeht.

In Deutschland stieg der Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch im Jahr 2020 gegenüber dem Vorjahr um 3,5 Prozentpunkte auf 45,5 Prozent. Damit wurde das Ziel von 35 Prozent deutlich übertroffen. Ein Grund hierfür war der Rückgang des Bruttostromverbrauchs. Gleichzeitig legte die Erzeugung aus PV und Windenergie zu und lag erneut höher als die von Kohlekraftwerken (sowohl Braun- als auch Steinkohle).

Abbildung 28
Anteil erneuerbarer Energien



Bewertung	DE	BY
Abweichung nach unten größer als 2%	■	■
Abweichung nach unten zwischen 1 und 2%	■	●
Abweichung nach unten kleiner als 1%	●	■

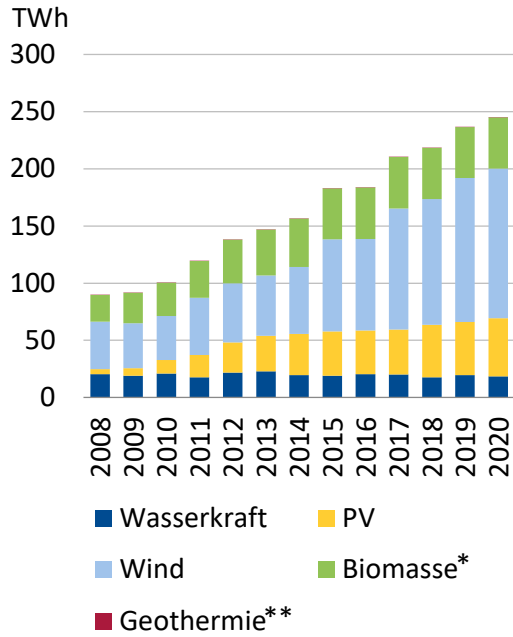
Quellen: AG Energiebilanzen, Stand Oktober 2021 (2020 vorläufig), BMWi Energiedaten 2021, Energiekonzept der Bundesregierung, Koalitionsvertrag 2021-2025, Bayerisches Landesamt für Statistik, IE Leipzig (2019 vorläufig, 2020 Schätzung), Bayerisches Energiekonzept, Bayerisches Energieprogramm.

In Bayern betrug der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung im Jahr 2020 53 Prozent. Damit stieg er gegenüber dem Vorjahr zwar um 1,4 Prozentpunkte an, lag aber weiterhin unter dem Zielpfad.

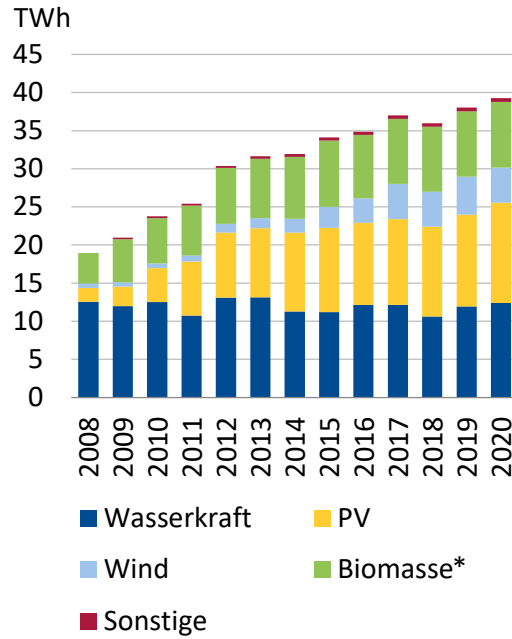
Abbildung 29

Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nach Energieträger

Deutschland



Bayern

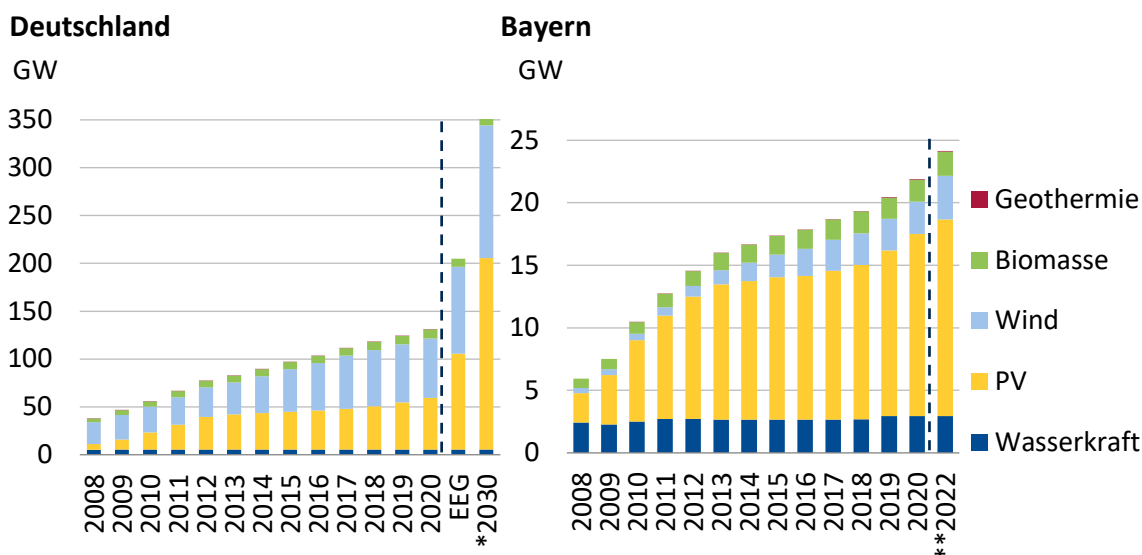


* Biomasse: inkl. biogene Festbrennstoffe, flüssige Bioenergieträger, Biogas, Klärgas, Deponiegas, ohne biogener Anteil des Abfalls.

** Geothermie: inkl. sonstige erneuerbare Energieträger: Solarthermie, Klärgas, Deponiegas, Sonstige.

Quellen: Bayerisches Landesamt für Statistik, BMWi.

Abbildung 30
Installierte Leistung zur erneuerbaren Stromerzeugung



* Ausbauziel 2030 des Koalitionsvertrags 2021 -2025

** Ausbauziel 2022 des Bayerischen Aktionsprogramms Energie

Quelle: BMWi Energiedaten 2021, EEG 2021, Koalitionsvertrag 2021-2025, für Windenergie eigene Abschätzung Prognos, Föederal Erneuerbar, Bayerisches Aktionsprogramm Energie

Die installierte Leistung erneuerbarer Energien hat sich in Deutschland seit 2008 von rund 38 GW auf über 130 GW mehr als verdreifacht. Einen maßgeblichen Anteil hieran hatte die Leistung der PV, die von sich rund 6 GW auf rund 54 GW fast um den Faktor neun vervielfachte. Die Leistung der Windenergieanlagen verdreifachte sich ebenfalls nahezu von rund 23 auf 62 GW. In Abbildung 30 ebenfalls dargestellt sind die Ausbauziele der erneuerbaren Energien für 2030. Es sind sowohl das bisher geltende Ziel des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes 2021 sowie die Ziele aus dem Koalitionsvertrag dargestellt. Im Vergleich wird die deutliche Zielanhebung im Koalitionsvertrag deutlich. Um die dort formulierten Ziele zu erreichen, ist bis 2030 fast eine Verdreifachung (Faktor 2,7) der bis 2020 installierten Leistung notwendig.

Die installierte Kapazität von Anlagen zur Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien wurde in Bayern zwischen 2008 und 2020 von 6 GW auf knapp 22 GW ausgebaut und somit mehr als verdreifacht. Zu diesem Anstieg trug PV etwa 77 Prozent bei. Nach einem Spitzenwert von 2,9 GW im Jahr 2010 ging der Ausbau bis 2016 auf 0,5 GW pro Jahr zurück, nahm bis 2020 aber wieder auf 1,4 GW zu. Die bayerischen Ziele sind bisher im Aktionsprogramm Energie nur bis 2022 formuliert.

5.4 Umweltverträglichkeit

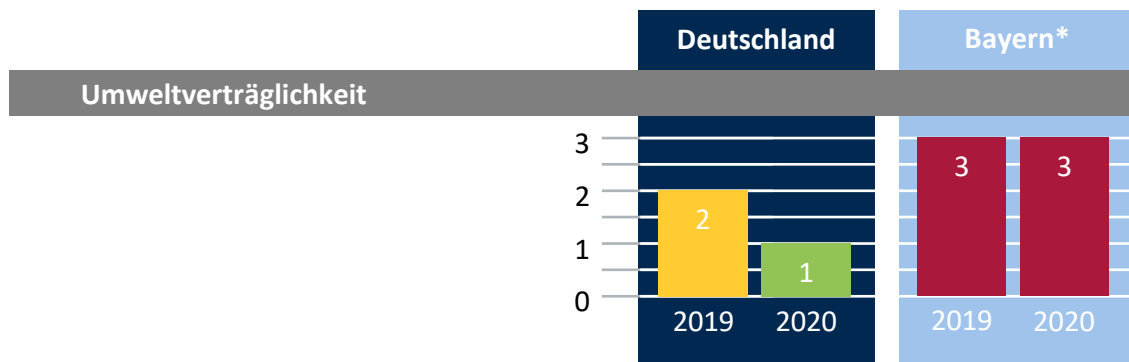
Abbildung 31

Bewertung der Umweltverträglichkeit

	Deutschland	Bayern*
Umweltverträglichkeit	↑ 1 (2) ●	3 (3) ●
THG-Emissionen	↑ 1 (2) ●	3 (3) ●

* Für Bayern werden nicht die THG-Emissionen des Monitoringjahres verwendet, sondern aufgrund der Datenverfügbarkeit diejenigen von vor zwei Jahren (Daten von 2018 für das Monitoringjahr 2020).

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



Quelle: Prognos AG (eigene Darstellung).

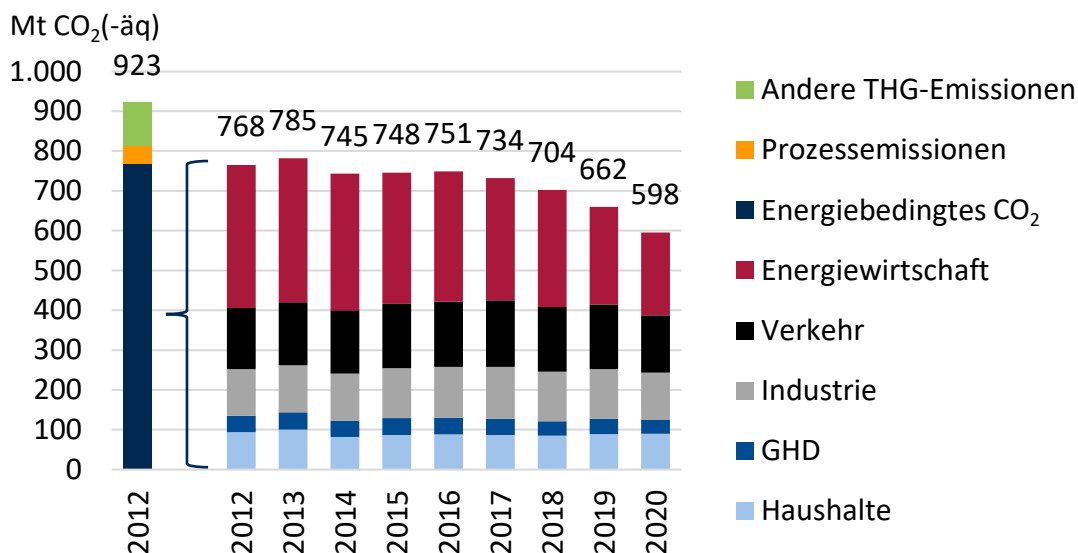
5.4.1 Gesamte THG-Emissionen

Die Emissionen klimarelevanter Gase werden als THG-Emissionen bezeichnet. Neben Kohlendioxid zählen unter anderem Methan und Lachgas zu den Treibhausgasen. In Deutschland machen die CO₂-Emissionen rund 87 Prozent der gesamten THG-Emissionen aus. Dabei lassen sie sich in energiebedingte Emissionen, Prozessemissionen und andere THG-Emissionen aufteilen. Prozessemissionen sind Emissionen, welche durch Industrieprozesse freigesetzt werden, und machen knapp 6 Prozent der CO₂-Emissionen aus. Unter die anderen Emissionen fallen beispielsweise die (nicht energiebedingten) Emissionen der Landwirtschaft. Die restlichen 92 Prozent der CO₂-Emissionen werden durch die Umwandlung

(„Verbrennung“) von fossilen kohlenstoffhaltigen Energieträgern (Kohle, Erdgas, Erdölprodukte) freigesetzt.

Abbildung 32

THG- und CO₂-Emissionen in Deutschland



2020 vorläufige Schätzung des UBA

Quelle: UBA.

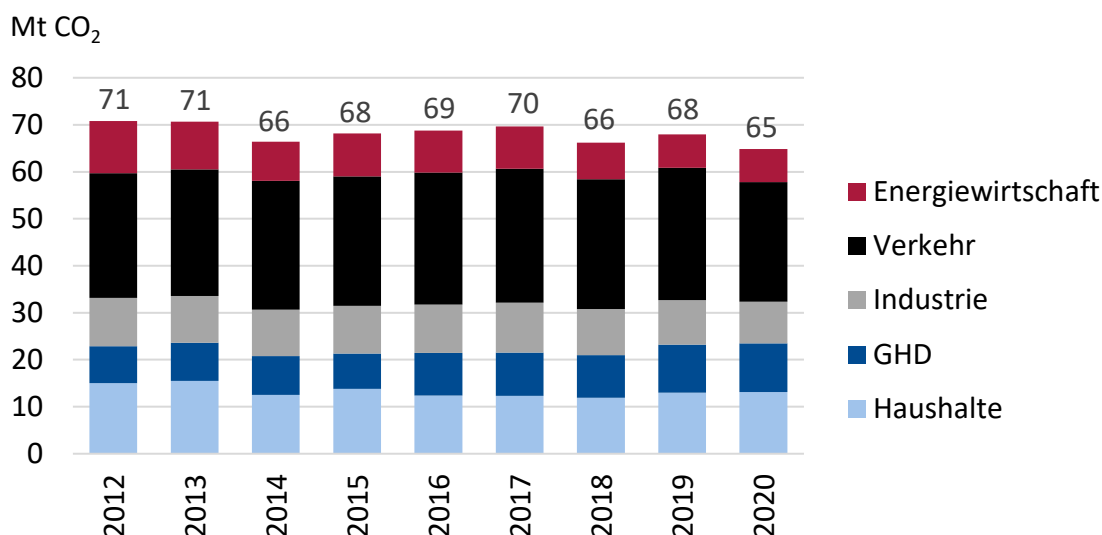
Die energiebedingten CO₂-Emissionen in Deutschland sanken zwischen 2012 und 2017 nur leicht, seither ist ein deutlicher Rückgang zu beobachten. 598 Megatonnen (Mt) CO₂-äq im Jahr 2020 sind knapp 10 Prozent weniger als im Vorjahr und rund 19 Prozent weniger als 2017. Der deutliche Rückgang im Jahr 2020 ist maßgeblich auf den coronabedingten Wirtschaftseinbruch und dem damit verbundenen geringeren Energieverbrauch zurückzuführen.

Zwischen 2012 und 2020 sanken die energiebedingten Emissionen der Energiewirtschaft (minus 42 Prozent), des Gewerbe-Handel-Dienstleistungssektors (GHD; minus 16 Prozent), der privaten Haushalte (minus 4 Prozent) und aufgrund des deutlichen Rückgangs im Jahr 2020 auch die des Verkehrssektors (minus 6 Prozent). Die energiebedingten Emissionen der Industrie erreichten im Jahr 2020 den tiefsten Wert seit 2014, lagen aber immer noch leicht höher als im Jahr 2012 (plus 1 Prozent). Im Vergleich zum Vorjahr verringerten sich die energiebedingten Emissionen im Jahr 2020 in fast allen Sektoren – besonders deutlich waren die Rückgänge bei der Energiewirtschaft (minus 15 Prozent) und im Verkehrssektor (minus 11 Prozent) – nur die energiebedingten Emissionen der privaten Haushalte stiegen (weiter) an. Somit lag der Anteil der durch die Energiewirtschaft verursachten energiebedingten Emissionen im Jahr 2020 nur noch bei 35 Prozent (2019: 37 Prozent), der Anteil des Verkehrssektors blieb mit 24 Prozent nahezu konstant.

Für Bayern liegen die offiziellen Werte der THG-Emissionen nur bis zum Jahr 2018 vor, diese wurden im Herbst 2021 veröffentlicht. Für Bayern bezogen sich in den vergangenen Monitorings die Zielwerte auf die energiebedingten Emissionen pro Kopf. Nach dem Bayerischen Klimaschutzgesetz von 2019 bezieht sich der Zielwert nun auf alle THG-Emissionen. Aufgrund dieser Umstellung kam es im Vergleich zu den vorherigen Monitoringberichten zu einer Zielverschärfung.

Die energiebedingten Emissionen wurden anhand der Bayerischen Energiebilanzen sowie deren Prognose von Prognos geschätzt und liegen bis 2020 vor. Es ist zu erwarten, dass sich die Werte mit Vorliegen der endgültigen Ist-Daten für die bayerische Energiebilanz im Nachhinein noch geringfügig verändern werden.

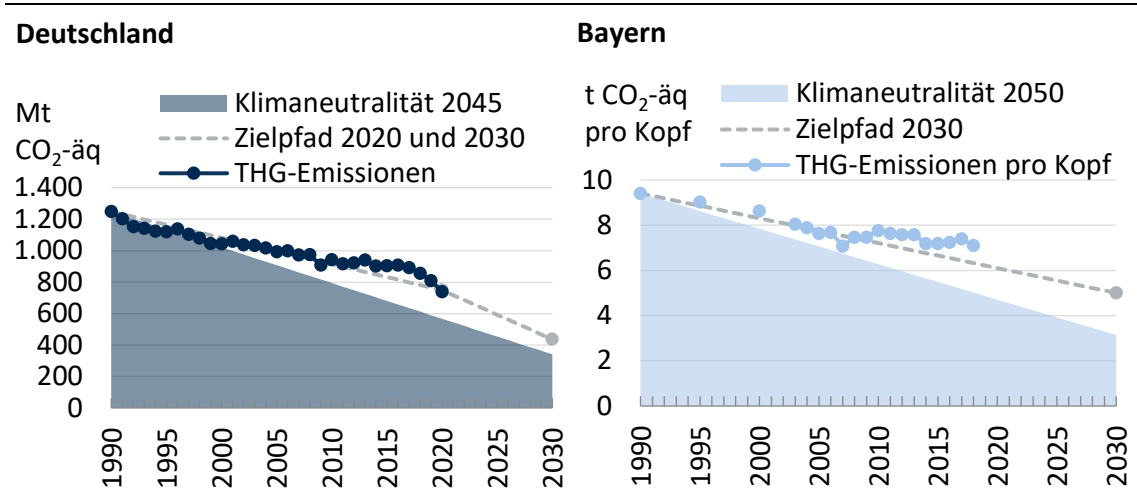
Abbildung 33
Energiebedingte CO₂-Emissionen in Bayern



Energiewirtschaft ohne Raffinerien und sonstige Erzeuger.
Quelle: eigene Berechnung der Prognos AG auf Basis von StMWi.

In Bayern sanken die gesamten energiebedingten Emissionen zwischen 2012 und 2020 leicht ab. Die Emissionen der Sektoren GHD (+32 Prozent) stiegen, während in den Sektoren Energiewirtschaft (-36 Prozent), Industrie (-14 Prozent), Haushalte (-13 Prozent) und – ebenfalls wegen des deutlichen Rückgangs im Jahr 2020 – auch im Verkehrssektor (-4 Prozent) weniger CO₂ freigesetzt wurde. Die Emissionen der Energiewirtschaft machten einen deutlich kleineren Anteil an den Gesamtemissionen aus als in Deutschland, da in Bayern wenig Kohle verstromt wurde. Raffinerien und sonstige Erzeuger sind in die Schätzungen nicht mit einbezogen. Mit einem Anteil von 39 Prozent wurden 2020 die meisten energiebedingten CO₂-Emissionen in Bayern im Verkehrssektor ausgestoßen.

Abbildung 34
Entwicklung der THG-Emissionen



Ziel der Bundesregierung:
-40% bis 2020 und -65% bis 2030
ggü. 1990
Klimaneutralität 2045

Ziel der Bayerischen Staatsregierung:
unter 5 t CO₂-äq/Kopf
im Jahr 2030
und Klimaneutralität bis 2050

Bewertung	DE	BY
Werte* größer als 105% des Zielwerts		●
Werte* zwischen 102 und 105% des Zielwerts		
Werte* kleiner als 102% des Zielwerts	●	

* Die Ampelbewertung für Deutschland basiert auf den Werten des Jahres 2020. Aufgrund der Datenverfügbarkeit wird für die Bewertung der bayerischen THG-Emissionen der Wert des Jahres 2018 verwendet.

Quellen: UBA Nationaler Inventarbericht 2021, UBA Sektorenkonzept bis 2020, Energiekonzept der Bundesregierung, Bayerisches Klimaschutzgesetz, Bayerisches Landesamt für Statistik, Statistische Ämter des Bundes und der Länder

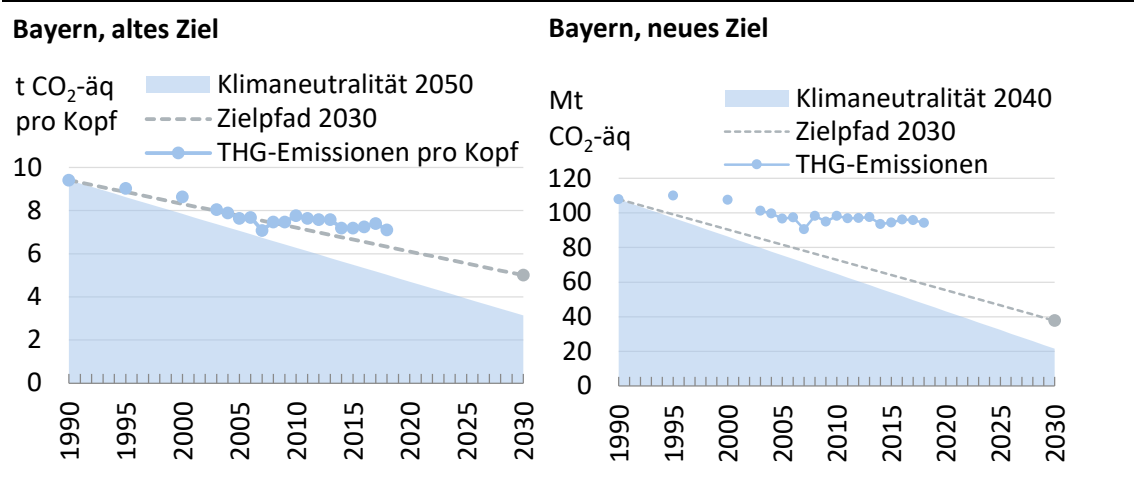
Die Bundesregierung hatte sich zum Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2020 die THG-Emissionen um 40 Prozent gegenüber 1990 zu senken. Aufgrund der deutlichen Senkung der Emissionen um 70 Mt CO₂-äq im Vergleich zum Vorjahr wird daher eine Reduktion auf 739 Mt CO₂-äq (Schätzung des UBA) im Jahr 2020 erzielt. Dieser Rückgang bedeutet eine Reduktion von rund 41 Prozent bzw. 509 Mt CO₂-äq gegenüber 1990. Damit wird das Ziel der Bundesregierung für 2020 erreicht und der Indikator erhält eine grüne Ampel (Abbildung 32).

Ergebnisse des 10. Monitorings

Anders als Deutschland hat Bayern bisher seine Emissionsziele in Pro-Kopf-Werten definiert. Laut geltendem Klimaschutzgesetz soll Bayern bis spätestens 2050 klimaneutral sein. Dies entspricht einem Nullemissionsziel, sofern keine Emissionen ausgeglichen werden. Bis zum Jahr 2030 sollen die gesamten THG-Emissionen pro Kopf nach altem geltenden Klimaschutzgesetz auf unter 5 t CO₂-äq sinken. Zwischen 2014 und 2017 bewegten sich die bayerischen THG-Emissionen (absolut und pro Kopf) auf etwa gleichbleibendem Niveau, unter dem Strich war ein leichter Anstieg in diesem Zeitraum zu verzeichnen. Mit 7,25 t CO₂-äq pro Kopf lag der Wert im Jahr 2017 deutlich über dem Zielpfad. Die Ampel steht deshalb für Bayern auf Rot.

Die Bayerische Staatsregierung hat im November 2021 eine Erhöhung der Klimaziele auf den Weg gebracht. Darin enthalten ist das Ziel der Klimaneutralität bis 2040. Bis zum Jahr 2030 sollen außerdem 65 Prozent der Treibhausgas-Emissionen gegenüber 1990 eingespart werden. Damit bezieht die Staatsregierung nun ihre Ziele auf die absoluten Emissionen im Vergleich zu Pro-Kopf-Größen bisher. Abbildung 35 zeigt einen Vergleich der neuen und alten bayerischen Klimaziele. Auf die Bewertung haben die neuen Ziele keinen Einfluss, da aufgrund der deutlichen Zielverfehlung die Ampel bereits bei den alten Zielen auf Rot steht.

Abbildung 35
Entwicklung der THG-Emissionen in Bayern (neues Ziel)



Altes Ziel der Bayerischen Regierung:
unter 5 t CO₂-äq/Kopf
im Jahr 2030
und Klimaneutralität bis 2050

Neues Ziel der Bayerischen Regierung:
Reduktion der THG-Emissionen um 65%
bis zum Jahr 2030 ggü. 1990 und
Klimaneutralität bis 2040

Bewertung	BY
Werte* größer als 105% des Zielwerts	●
Werte* zwischen 102 und 105% des Zielwerts	▬
Werte* kleiner als 102% des Zielwerts	▬

* Aufgrund der Datenverfügbarkeit wird für die Bewertung der bayerischen THG-Emissionen der Wert des Jahres 2018 verwendet.

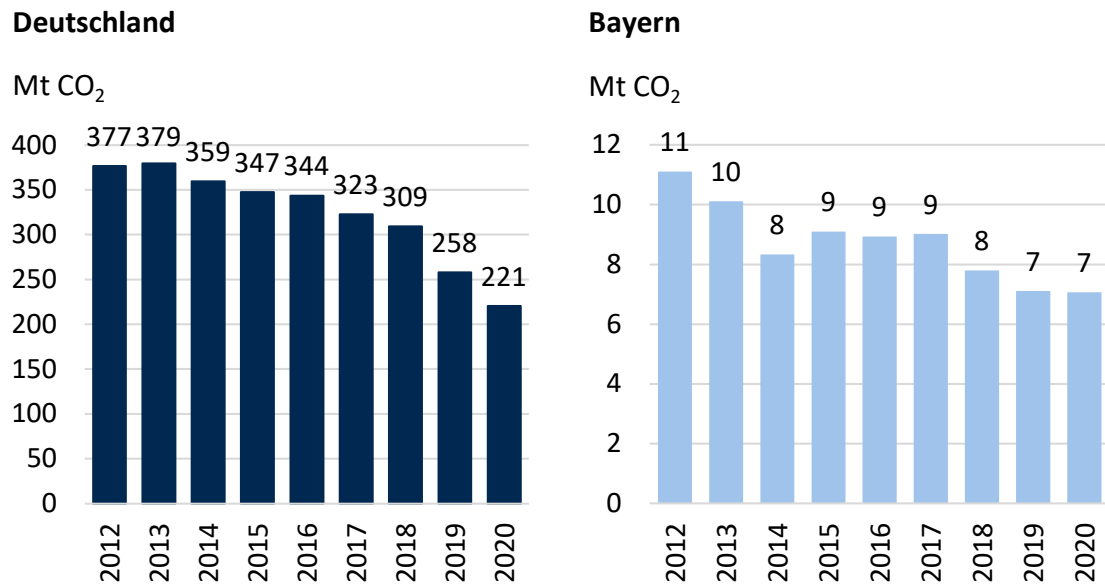
Quellen: Bericht aus der Kabinettsitzung vom 15. November 2021; Bayerisches Landesamt für Statistik, Treibhausgasemissionen in Bayern von S. Glauber; Statistikportal (2018 = vorläufig), AG Nachhaltige Entwicklung im Auftrag der Statistischen Ämter der Länder (Stand November 2021)

5.4.2 Energiewirtschaft

Die energiebedingten CO₂-Emissionen der Energiewirtschaft in Deutschland nahmen seit 2013 stetig und deutlich ab. Im Jahr 2020 wurden 221 Mt CO₂ freigesetzt, gut 41 Prozent weniger als acht Jahre zuvor. Auch in Bayern sanken die Emissionen der Energiewirtschaft und betragen im Jahr 2020 etwa 7,6 Mt CO₂ (Abbildung 36). Verglichen mit den anderen Sektoren entfällt auf die Energiewirtschaft ein überproportionaler Anteil an den bisherigen Emissionsreduktionen. In Bayern ist jedoch anders als in Deutschland nur ein leichter Rückgang im Jahr 2020 auszumachen.

Abbildung 36

Energiebedingte CO₂-Emissionen der Energiewirtschaft

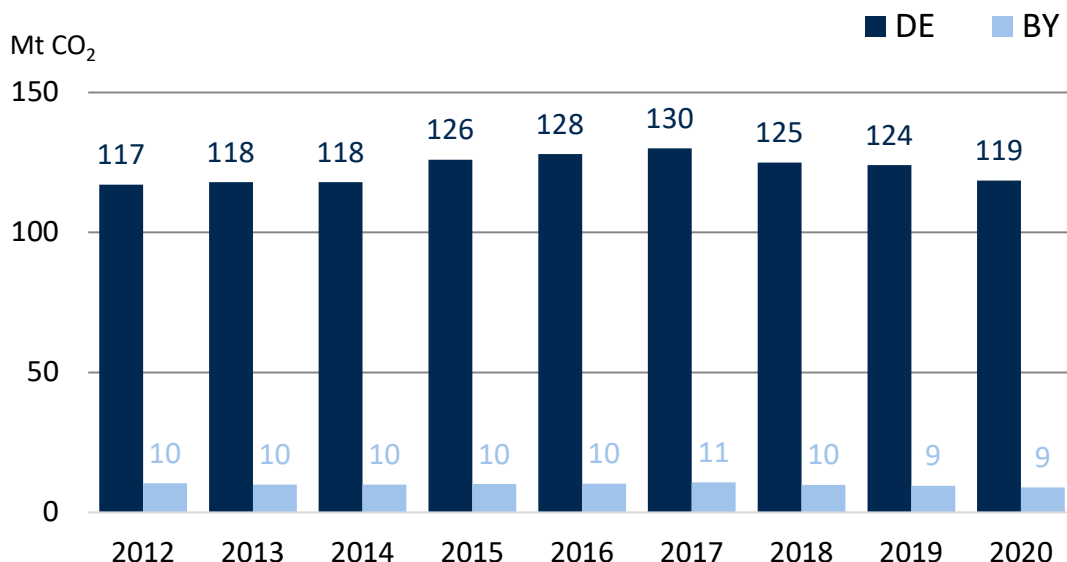


Quellen: UBA, eigene Berechnung der Prognos AG auf Basis von UBA, AG Energiebilanzen und Energiebilanzen des Bayerischen Landesamtes für Statistik.

5.4.3 Gewerbliche Wirtschaft und Landwirtschaft

Bezogen auf die Treibhausgase waren nach der Energiewirtschaft die Sektoren gewerbliche Wirtschaft (Industrie plus GHD-Sektor) und Landwirtschaft neben dem Verkehrssektor die größten Emittenten. In Deutschland lagen die energiebedingten CO₂-Emissionen der Industrie im Jahr 2020 mit 119 Mt CO₂ noch immer über dem Wert von 2012 (117 Mt). Nachdem die Emissionen bis 2017 auf 130 Mt gestiegen waren, konnte in den Jahren 2018 bis 2020 ein kontinuierlicher Rückgang verzeichnet werden. Ähnlich verlief die Entwicklung der CO₂-Emissionen der bayerischen Industrie. 2017 wurde mit 10,6 Mt CO₂ der im Beobachtungszeitraum höchste Wert erreicht, im Jahr 2020 wurden nur noch 8,9 Mt CO₂ ausgestoßen (Abbildung 37).

Abbildung 37
Energiebedingte CO₂-Emissionen der Industrie

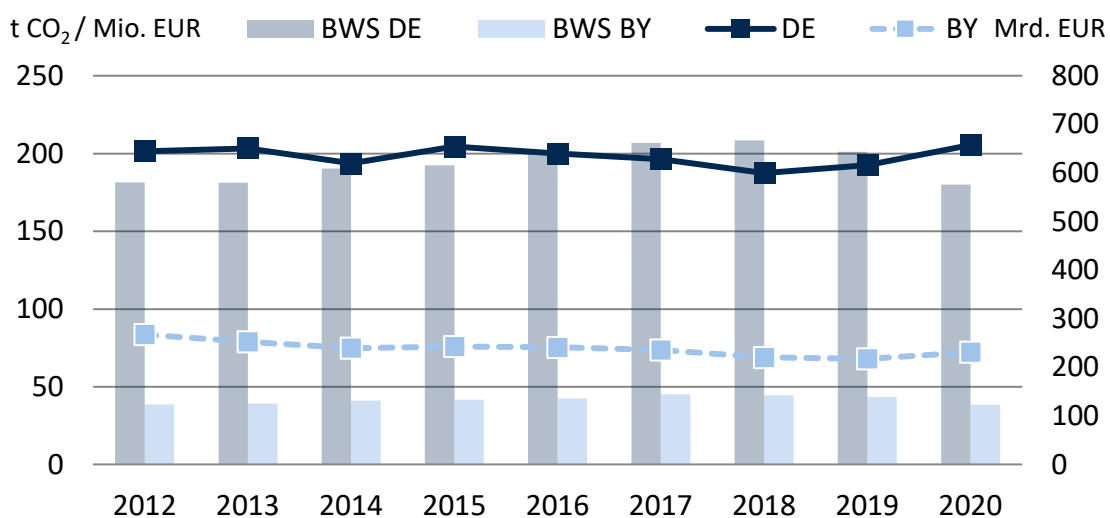


Quellen: Übersicht zur Entwicklung der energiebedingten Emissionen und Brennstoffeinsätze in Deutschland 1990 - 2018, UBA 2020; eigene Berechnungen der Prognos AG auf Basis der Energiebilanzen des Bayerischen Landesamtes für Statistik.

Bereits im Jahr 2019 ging die Bruttowertschöpfung der Industrie in Deutschland wieder zurück. Im Jahr 2020 ist aufgrund der allgemeinen Corona bedingten Lage dann ein noch stärkerer Rückgang zu verzeichnen. In Bayern war der Verlauf mit einem kontinuierlichen Anstieg bis 2017 und anschließendem Rückgang ähnlich. Die Zahlen des Jahres 2020 lagen dabei jeweils deutlich unter denen des Vorjahres, sowohl in Deutschland als auch in Bayern wurde der niedrigste Wert seit 2010 erreicht. Da auch die CO₂-Emissionen zurückgingen, stieg die Emissionsintensität der Industrie (Emissionen im Verhältnis zur Bruttowertschöpfung) im Vergleich zu den Vorjahren nur leicht. Während der Wert für Deutschland im Jahr 2020 erstmals seit 2015 wieder über 200 t CO₂/Mio. EUR lag, war die Emissionsintensität der Industrie in Bayern zwar höher als in den beiden Vorjahren, jedoch immer noch tiefer als zwischen 2012 und 2017 (Abbildung 38).

Abbildung 38

Emissionsintensität (CO₂, energiebedingt) der Industrie



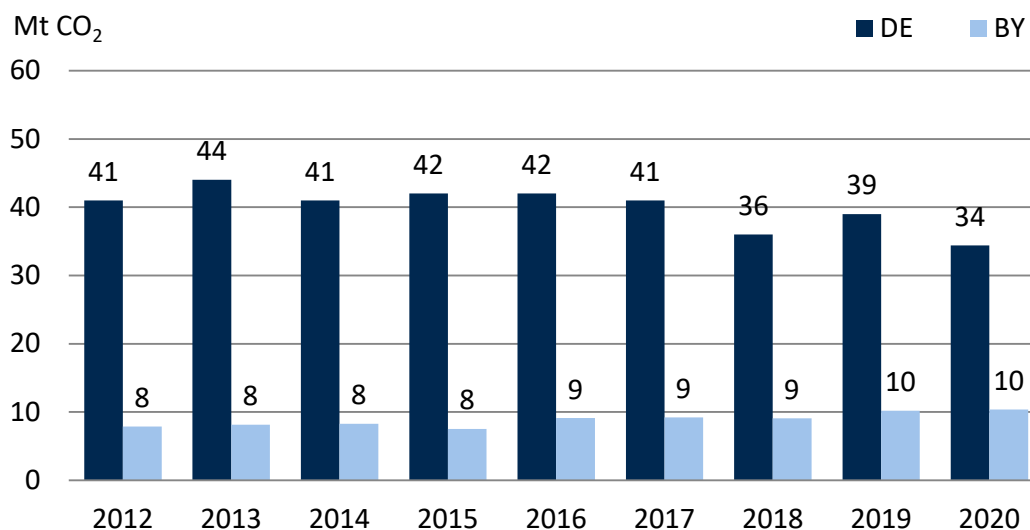
Die Linien zeigen den Zeitverlauf der Emissionsintensität in Bayern und Deutschland in t CO₂ / Mio. Euro auf der linken Achse. Die Balken repräsentieren die Bruttowertschöpfung der Industrie für Bayern und Deutschland in Mrd. Euro auf der rechten Achse.

Quellen: 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 zwischen 2012 und 2020 von 41 auf 34 Mt zurück. In Bayern war dagegen ein Anstieg von 7,9 auf 10,3 Mt CO₂ (eigene Schätzung Prognos) zu beobachten (Abbildung 39). Im Sektor Landwirtschaft lagen die gesamten THG-Emissionen (nicht nur der energiebedingten Emissionen) in Deutschland im Jahr 2020 nach zwischenzeitlichem Anstieg bis 2016 mit 60,4 Mt CO₂-äq klar unter dem Wert des Jahres 2010 (63,2 Mt CO₂-äq). Die Abfallentsorgung reduzierte ihre THG-Emissionen zwischen 2010 und 2020 um mehr als ein Drittel von 14,5 auf 8,9 Mt CO₂-äq (Abbildung 40). Dieser Rückgang ist insbesondere auf das seit 2005 gültige Verbot zur Deponierung unbehandelter, organischer, biologisch abbaubarer Siedlungsabfälle zurückzuführen.

Abbildung 39

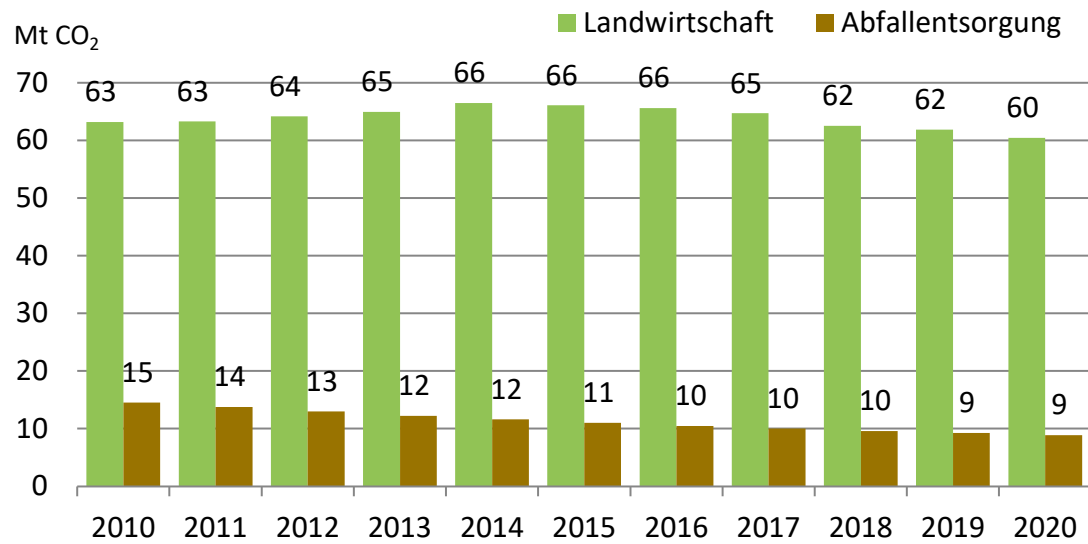
Energiebedingte CO₂-Emissionen im Bereich Gewerbe, Handel, Dienstleistungen



DE: GHD inkl. Militär, land- und forstwirtschaftlicher Verkehr, militärischer Boden- und Luftverkehr.
Quellen: AG Energiebilanzen, eigene Berechnungen der Prognos AG auf Basis von UBA, IE Leipzig und der Energiebilanzen des Bayerischen Landesamtes für Statistik.

Abbildung 40

THG-Emissionen der Landwirtschaft und der Abfallentsorgung in Deutschland



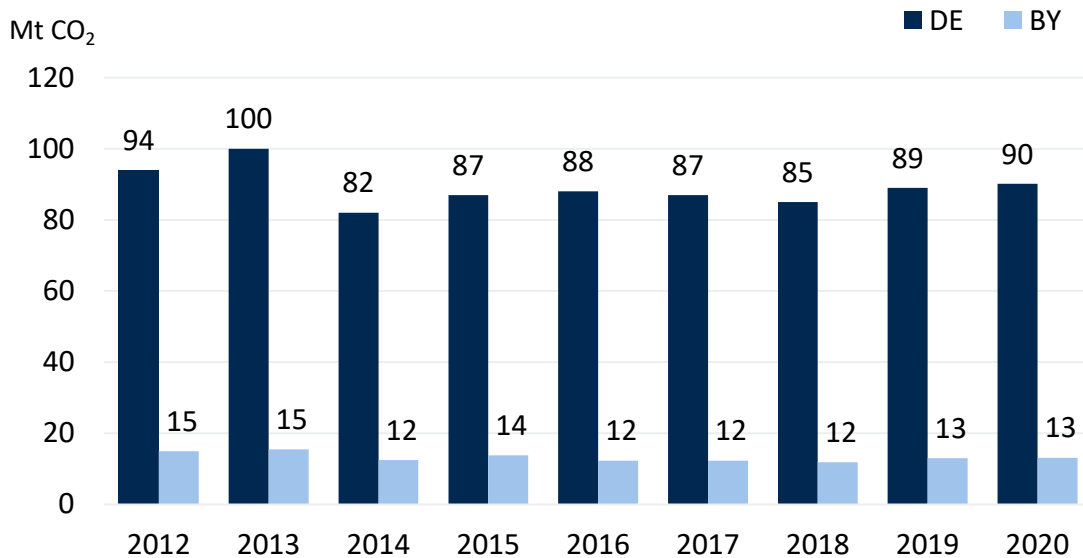
Quellen: Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen, UBA 2021.

5.4.4 Private Haushalte

In den 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 seit 2012 zwischen 80 und 100 Mt CO₂ und lagen 2020 bei 90 Mt CO₂. In Bayern betragen die Emissionen im Jahr 2012 rund 15 Mt CO₂ und schwankten zwischen 2014 und 2020 in einem Bereich von 12 bis 14 Mt CO₂ (Abbildung 41).

Abbildung 41

Energiebedingte CO₂-Emissionen bei den privaten Haushalten

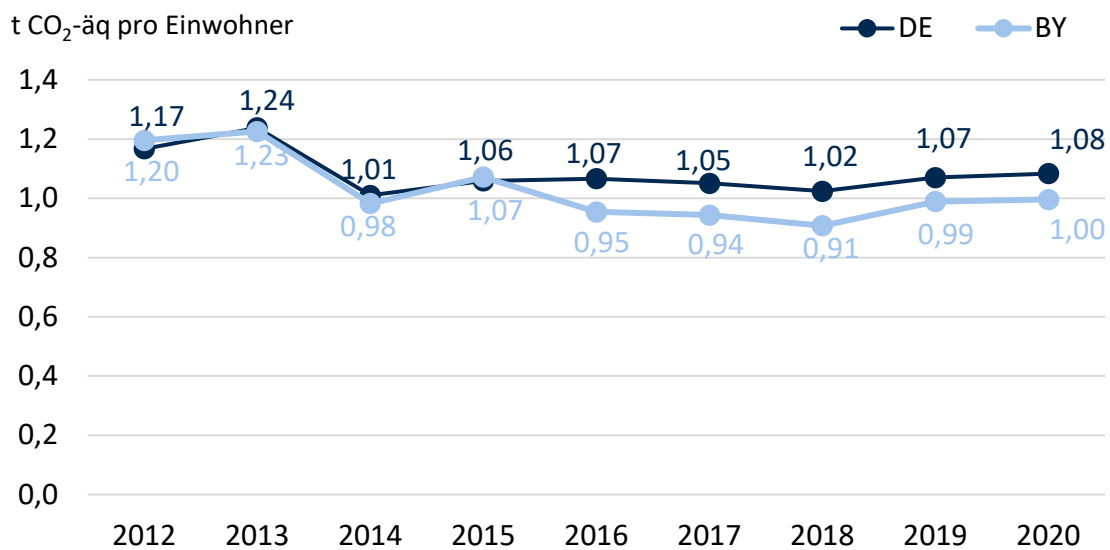


Quellen: Übersicht zur Entwicklung der energiebedingten Emissionen und Brennstoffeinsätze in Deutschland 1990 - 2018, Umweltbundesamt 2020; eigene Berechnungen auf Basis UBA, Energiebilanzen des Bayerischen Landesamtes für Statistik und IE Leipzig.

Die CO₂-Emissionen des Haushaltssektors pro Kopf unterschieden sich in Bayern und Deutschland bis 2015 nur wenig. Seither lag der Wert Bayerns konstant leicht unter dem Wert Deutschlands. (Abbildung 42).

Abbildung 42

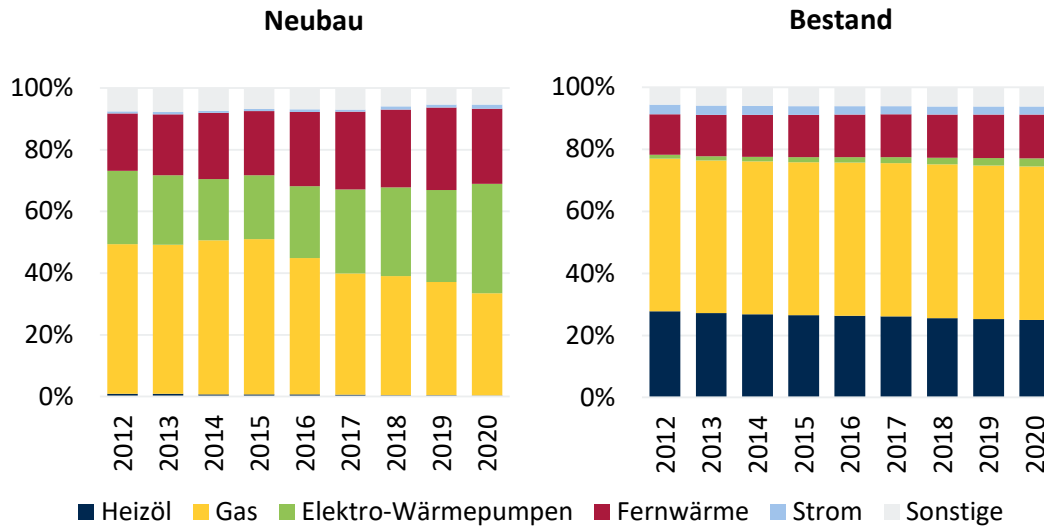
Energiebedingte CO₂-Emissionen der Haushalte pro Kopf



Quellen: 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 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. Ab 2026 dürfen Ölheizungen gemäß Gesetzentwurf der Bundesregierung nur noch in Kombination mit erneuerbaren Energien eingebaut werden, oder wenn keine Gas- oder Fernwärmeversorgung möglich ist. Der Anteil emissionsfreier Heizsysteme wie Fernwärme und Wärmepumpen nahm bei den Neubauten seit 2012 stetig zu (Abbildung 43). 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.

Abbildung 43
Private Haushalte - Beheizungsstruktur in Deutschland



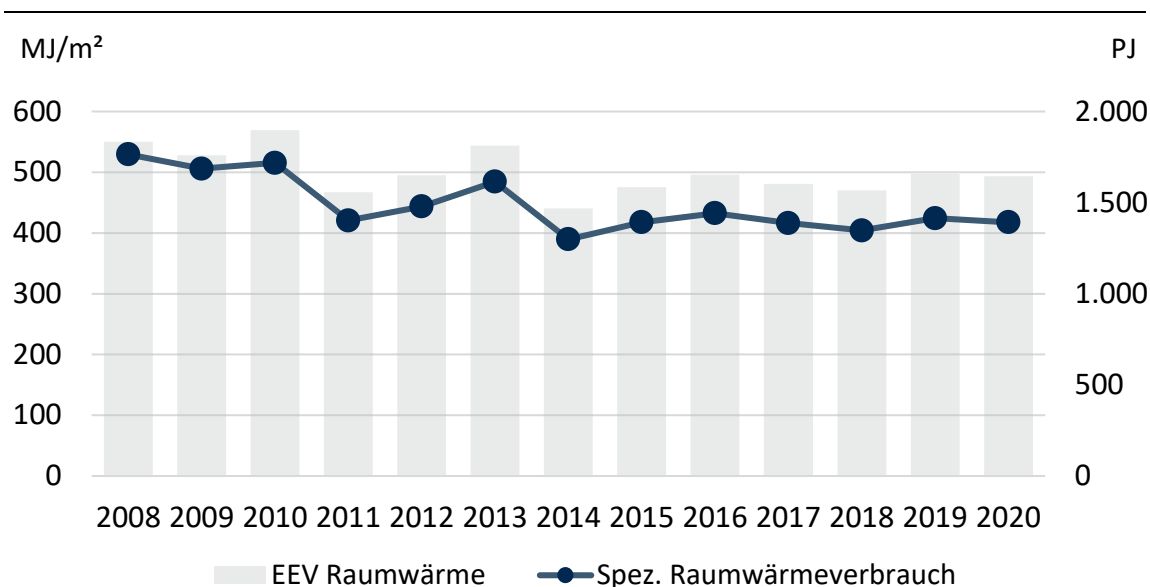
Sonstige: Holz, Holzpellets, sonstige Biomasse, Koks/Kohle, sonstige Heizenergie

Quelle: BDEW Entwicklung der Beheizungsstruktur.

Die für die Bereitstellung von Raumwärme erforderliche Energie ging sowohl insgesamt als auch spezifisch (pro Quadratmeter) zwischen 2008 und 2020 leicht zurück (Abbildung 44). Durch effizientere Heizsysteme und zunehmend energetisch sanierte Bestandsgebäude sind hier weitere Verbesserungen zu erwarten. Leichte Schwankungen zwischen den Jahren lassen sich durch unterschiedliche Witterungsverhältnisse in den Jahren erklären.

Abbildung 44

Spezifischer Energieverbrauch für die Erzeugung von Raumwärme in Deutschland



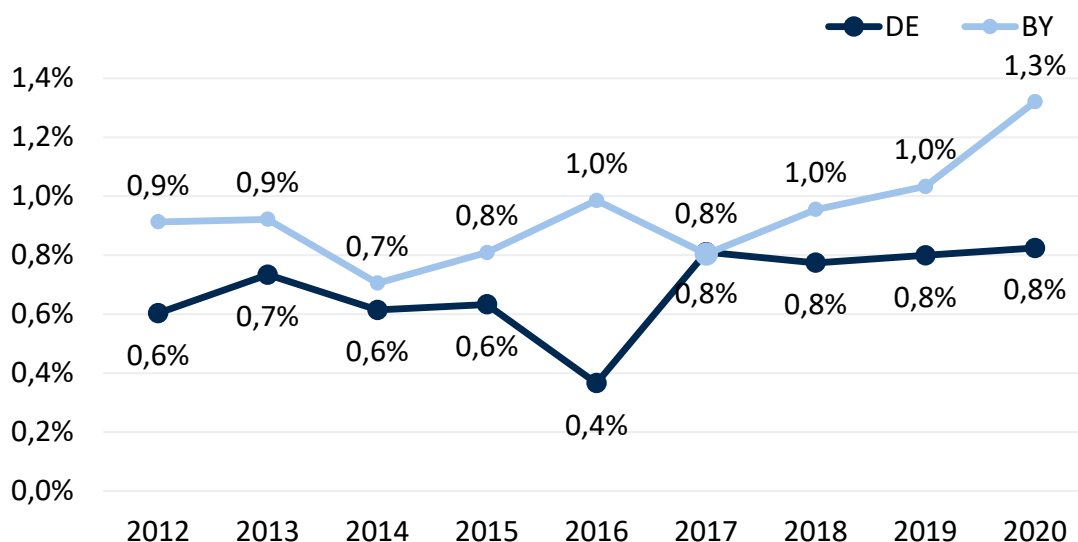
Linke Achse: Endenergieverbrauch für die Erzeugung von Raumwärme in Deutschland (graue Balken).
Rechte Achse: Spezifischer Raumwärmeverbrauch in Deutschland (blaue Punkte).

Quelle: Anwendungsbilanzen für die Endenergiesektoren in Deutschland in den Jahren 2013 bis 2017, UBA 2018; Bestand an Wohnungen, Destatis 2019.

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 „Energieeffizientes Bauen und Sanieren“ (EBS) betrachtet werden, denn die KfW-EBS-Programme fördern große Teile der Sanierungen mit hoher energetischer Qualität in Deutschland. Der Anteil der Wohneinheiten an allen Wohneinheiten, deren Sanierung mit den entsprechenden KfW-Programmen gefördert wurden, lag in Bayern im Jahr 2020 mit 1,3 Prozent deutlich über dem Bundesdurchschnitt (Abbildung 45). In Bayern gibt es zusätzlich zu den KfW-Programmen das 10.000-Häuser-Programm, welches unterschiedliche Sanierungsmaßnahmen wie den Austausch von Heizanlagen oder die Integration von erneuerbaren Energien unterstützt. Seit 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 Milliarden Euro beschlossen. Diese zusätzlichen Programme sind positiv zu bewerten.

Abbildung 45

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



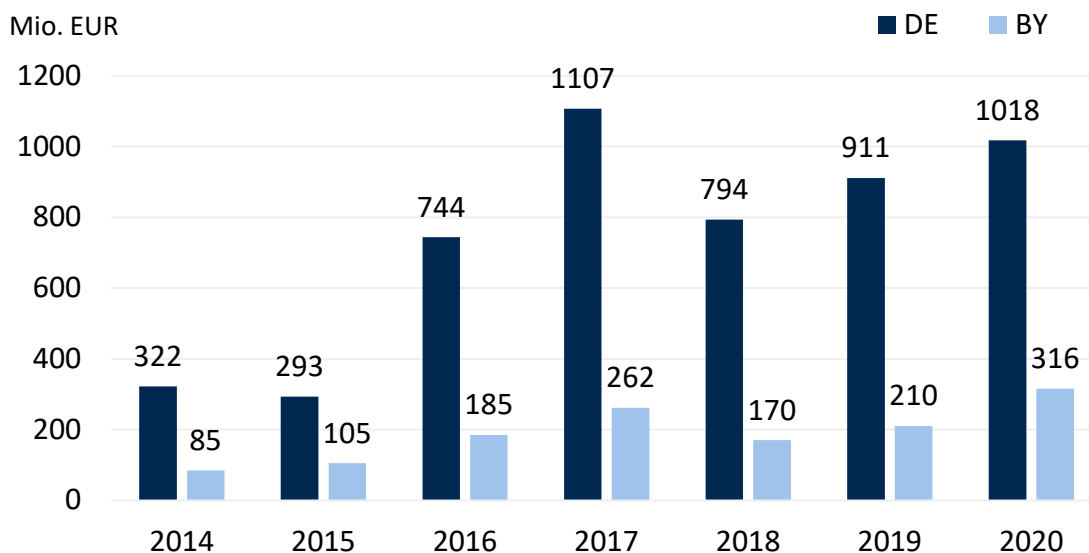
Quellen: Statistisches Bundesamt, Monitoring der KfW-Programme «Energieeffizient Sanieren» und «Energieeffizient Bauen».

Zur Investitionsaktivität des Staates 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 dienen. Seit 2016 schwankten die Investitionen der Kommunen und kommunalen Unternehmen zwischen 700 und 1.110 Mio. EUR, zuletzt wurde im Jahr 2020 mit 1.018 Mio. EUR der zweithöchste Wert für Deutschland erreicht (Abbildung 46). Dies deutet auf einen Anstieg der Investitionsaktivitäten des Staates für energetisches Sanieren hin. Aufgrund der vergangenen Rückgänge ist dies jedoch weiter kritisch zu bewerten.

Die bayerischen Kommunen hatten einen maßgeblichen Anteil am Anstieg der gesamtdeutschen Kreditvolumen im Jahr 2020, da sowohl das bayerische als auch das deutsche Kreditvolumen um rund 100 Millionen Euro zunahm. Dies spricht dafür, dass das Kreditvolumen von deutschen Kommunen ohne Bayern konstant geblieben ist. Die bayerischen Kommunen erreichten im Jahr 2020 seit 2014 einen historischen Höchstwert. Dies deutet auf einen Anstieg der Investitionstätigkeiten hin und ist positiv zu bewerten.

Abbildung 46

KfW-Kreditvolumen für energetisches Bauen und Sanieren durch Kommunen



Quelle: KfW-Förderreport.

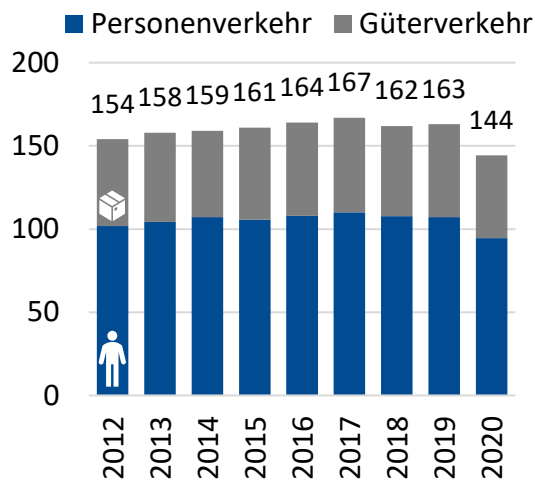
5.4.5 Verkehr

Der Verkehr ist der einzige Sektor, dessen Emissionen seit 1990 nicht signifikant gesunken sind. Daher kommt ihm eine besondere Bedeutung für den Klimaschutz zu. Zwischen 2012 und 2019 waren die Emissionen in Deutschland und in Bayern von 154 auf 163 Mt CO₂ respektive von 27 auf 28 Mt CO₂ sogar leicht gestiegen. Im Jahr 2020 konnte dann jeweils ein deutlicher, maßgeblich durch die Coronakrise bedingter, Rückgang auf 144 respektive 25 Mt CO₂ verzeichnet werden. Die Emissionen entstanden zu rund zwei Dritteln im Personenverkehr und zu rund einem Drittel im Güterverkehr, etwa 98 Prozent der Emissionen waren auf den Straßenverkehr zurückzuführen (Abbildung 47).

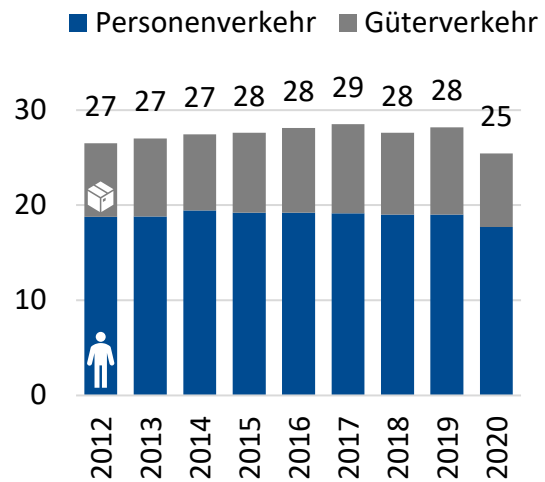
Abbildung 47

Energiebedingte CO₂-Emissionen des Verkehrssektors

Deutschland



Bayern

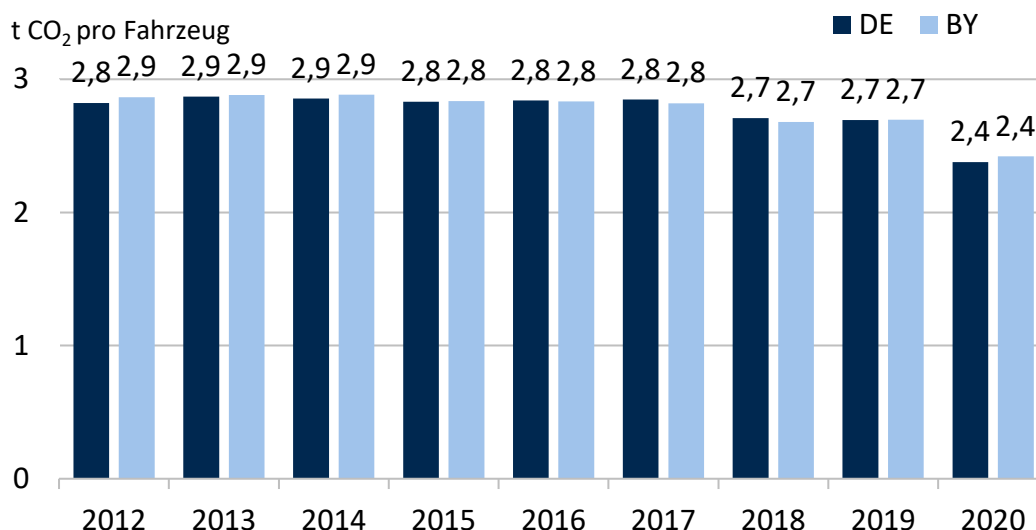


Quelle: eigene Berechnungen der Prognos AG auf Basis der Energiebilanzen des Bayerischen Landesamtes für Statistik.

Die Emissionen pro zugelassenes Fahrzeug unterschieden sich in Bayern und Deutschland nicht wesentlich. Das Gleiche gilt für die Entwicklung der spezifischen Emissionen seit 2012. In den Jahren 2018 und 2019 gingen sie sowohl in Bayern als auch in Deutschland leicht zurück. Im Jahr 2020 kam es dann zu einem deutlichen Rückgang (Abbildung 48). Wegen der steigenden Anzahl von Fahrzeugen führten die geringeren Emissionen pro Fahrzeug nur zu einer geringfügigen Reduktion der Gesamtemissionen (Abbildung 49).

Abbildung 48

Energiebedingte CO₂-Emissionen des Straßenverkehrs pro zugelassene Fahrzeuge

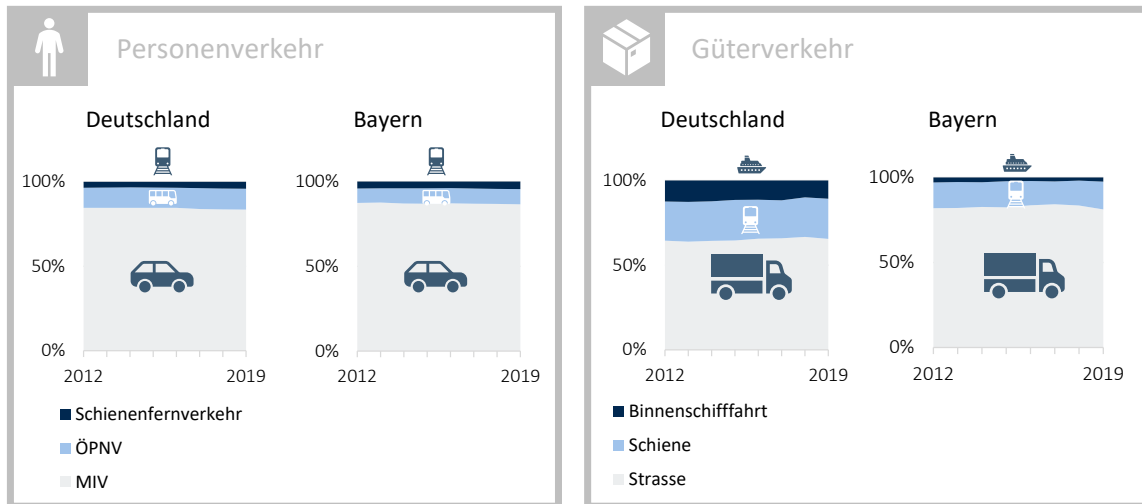


Quellen: KBA, eigene Berechnungen der Prognos AG auf Basis der Energiebilanzen des Bayerischen Landesamtes für Statistik.

Im Personenverkehr dominiert in Deutschland und in Bayern der motorisierte Individualverkehr (MIV). Schienenverkehr und öffentlicher Personennahverkehr (ÖPNV) spielen jeweils untergeordnete Rollen. Daran änderte sich zwischen 2012 und 2020 wenig. 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 49). 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 49
Entwicklung des Modal Split



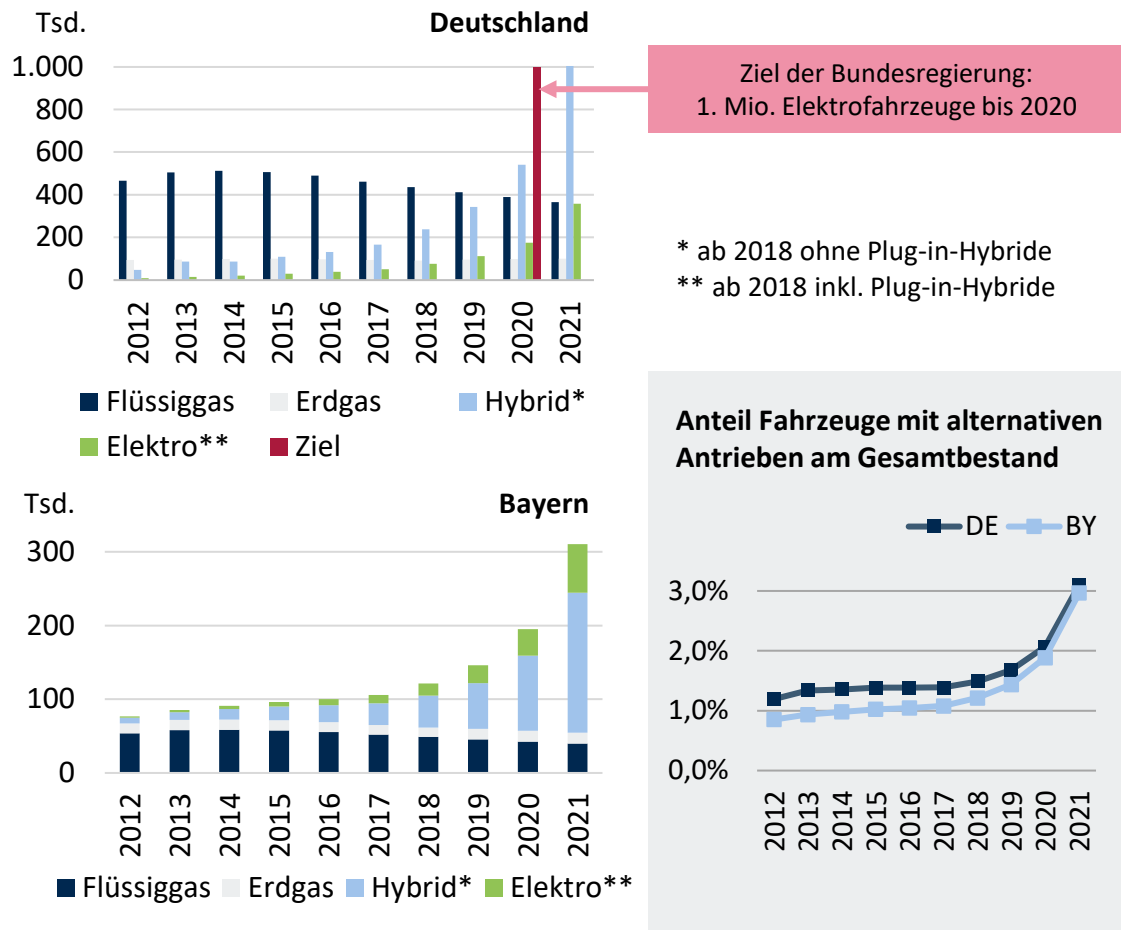
Quelle: BMVI, Verkehr in Zahlen.

Den Fahrzeugbestand dominierten Benzin- und Dieselantriebe. Innerhalb des Fahrzeugbestandes sind sämtliche Personenkraftwagen und Nutzfahrzeuge wie Lastkraftwagen, Zugmaschinen, und Kraftomnibusse enthalten. Unter den alternativen Antrieben verzeichneten insbesondere elektrische und Hybridantriebe seit 2012 in Bayern und Deutschland immer deutlichere Zuwächse. In Deutschland war der Bestand an Elektrofahrzeugen im Jahr 2021 mehr als doppelt so hoch wie im Vorjahr. Dennoch konnte das Ziel der Bundesregierung von einer Million zugelassenen Elektrofahrzeugen im Jahr 2020 noch immer nicht erreicht werden. Auch der Bestand an Hybridfahrzeugen war im Jahr 2021 nahezu doppelt so hoch wie im Vorjahr. In Bayern legten die Bestände an Elektro- und Hybridfahrzeugen ebenfalls deutlich zu, wenn auch nicht ganz so stark wie in Deutschland. Die Anzahl der Erdgasfahrzeuge blieb seit 2012 sowohl in Bayern als auch in Deutschland nahezu konstant (Abbildung 50).

Abbildung 50

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

Bestand an Fahrzeugen mit alternativen Antrieben

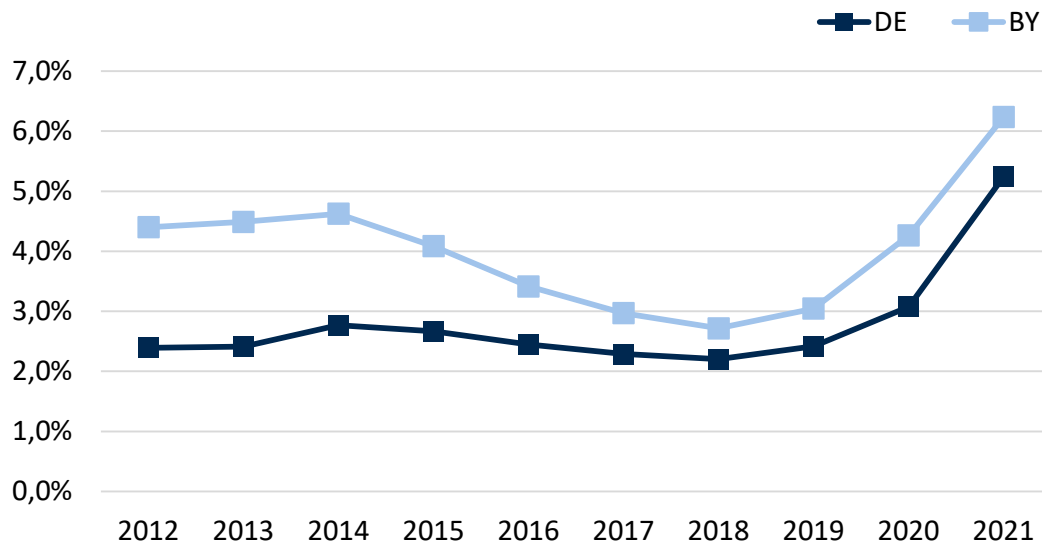


Quelle: KBA.

Bei Kraftomnibussen erreichte der Anteil alternativer Antriebe im Jahr 2020 in Deutschland erstmals einen Wert über 3 Prozent, nachdem er von 2012 bis 2019 konstant zwischen 2 und 3 Prozent lag. Im Jahr 2021 stieg der Wert sogar auf über 5 Prozent. Unter den alternativen Antrieben machten Benzin-Hybridantriebe rund drei Prozentpunkten den größten Anteil aus, gefolgt von Erdgasantrieben mit rund einem Prozentpunkt. In Bayern war der Anteil alternativer Antriebe seit 2012 stets höher als in Deutschland, zwischenzeitlich hatte er jedoch von über vier Prozent im Jahr 2014 auf knapp drei Prozent im Jahr 2018 abgenommen, bevor er bis 2021 wieder auf über sechs Prozent anstieg (Abbildung 51). Auch hier machten Benzin-Hybride und Erdgasantriebe den größten Anteil aus.

Sowohl in Deutschland als auch in Bayern war im Jahr 2021 bei den Kraftomnibussen mit Elektro- und Hybridantrieb ein deutlicher Zuwachs gegenüber dem Vorjahr zu verzeichnen.

Abbildung 51
Anteil alternativer Antriebe bei Kraftomnibussen

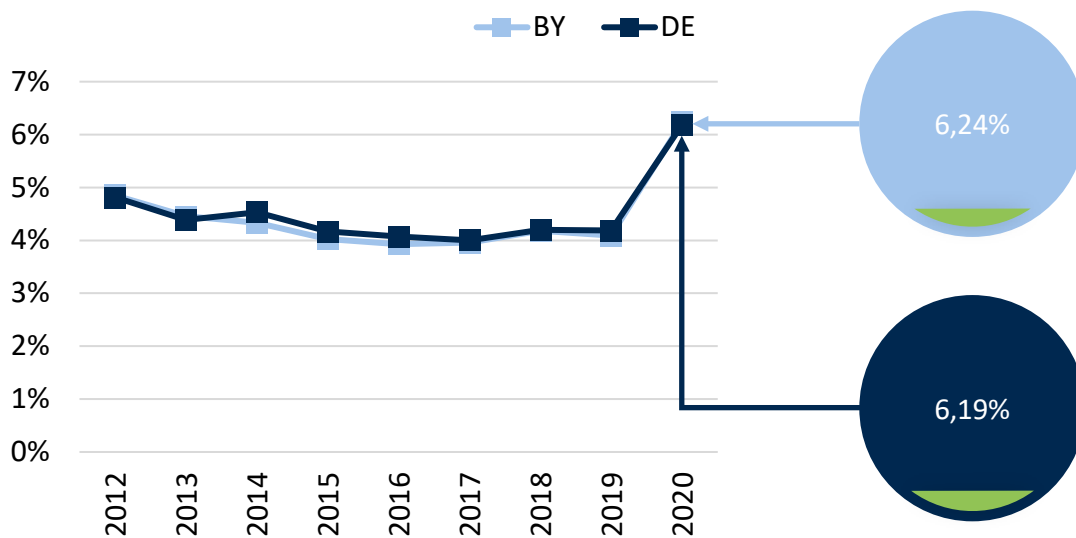


Quelle: KBA.

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 und in Bayern lag der Anteil an beigemischten erneuerbaren Kraftstoffen 2020 jeweils bei rund sechs Prozent, zuvor war der Wert von rund fünf Prozent im Jahr 2012 auf rund vier Prozent im Jahr 2019 zurückgegangen (Abbildung 52). 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 52

Beimischung von Kraftstoffen auf Basis erneuerbarer Energien

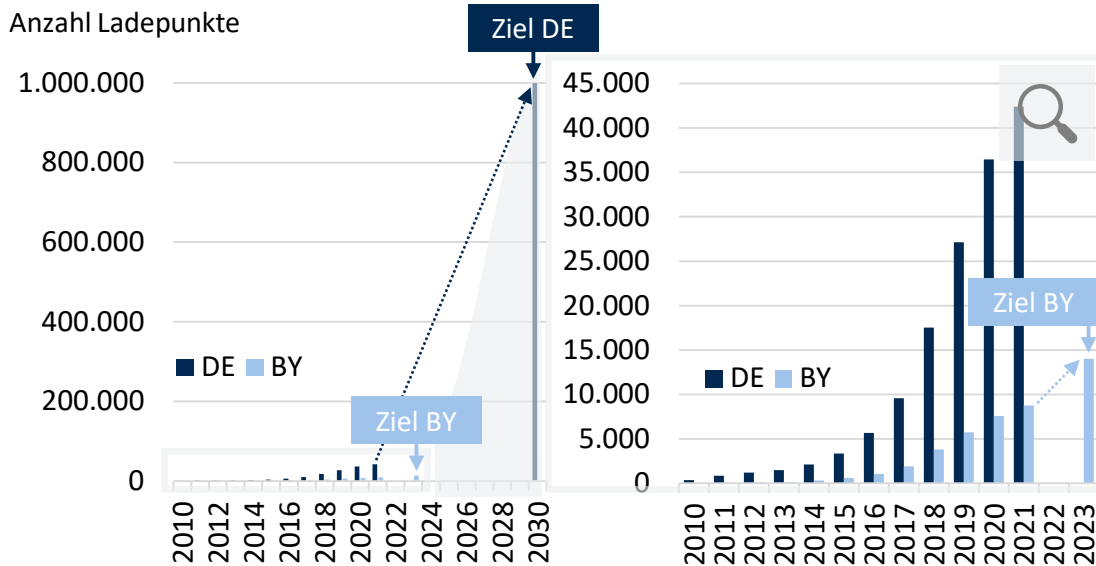


Quellen: AG Energiebilanzen, IE-Leipzig.

Unter Klimaschutzaspekten ist die Elektromobilität eine Möglichkeit, die CO₂-Emissionen des Verkehrs zu senken. Voraussetzung für eine weite Verbreitung der Elektromobilität ist neben einem entsprechenden Fahrzeugangebot der Ausbau der Ladeinfrastruktur.

Nach dem Ziel der Bundesregierung sollen bis 2030 eine Million öffentliche Ladepunkte eingerichtet werden. Unter der Annahme eines linearen Ausbaues lag die Anzahl der in Deutschland installierten Ladepunkte 2020 mit knapp 36.500 deutlich unter dem Zielpfad. Entsprechend der Zielsetzung wären 450.000 Ladepunkte erforderlich gewesen. In Bayern war die Zielabweichung 2020 mit fast 7.600 installierten Ladepunkten gegenüber rund 14.000 angestrebten Ladepunkten deutlich kleiner (Abbildung 53). Bei dieser Bewertung ist zu beachten, dass Elektrofahrzeuge auch an nicht öffentlichen Ladestationen geladen werden können.

Abbildung 53
Bestand an öffentlichen Ladepunkten



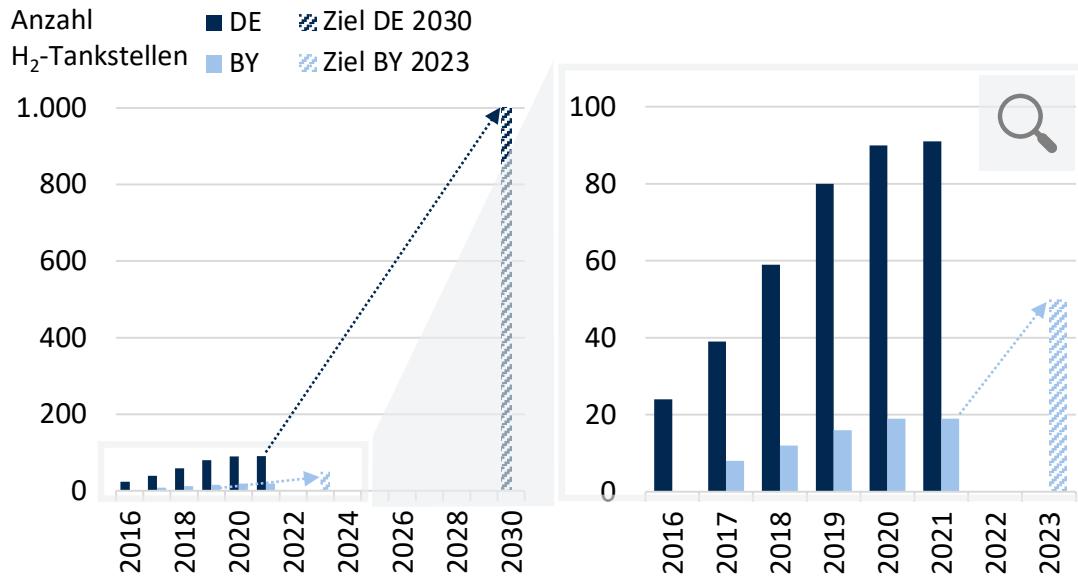
Das Ziel für Bayern von 14.000 Ladepunkten ergibt sich aus den 7.000 geplanten Ladesäulen der High-tech-Agenda Bayern und durchschnittlich zwei Ladepunkten pro Ladesäule in Bayern.

Quelle: BNetzA.

Die statistisch ausgewiesene Relation von Elektrofahrzeugen (Personenkraftwagen) pro installiertem Ladepunkt bewegte sich zwischen 2012 und 2021 in Bayern und Deutschland zwischen fünf und siebzehn, von 2020 auf 2021 stieg der Wert sowohl in Bayern als auch in Deutschland deutlich an (Abbildung 55). Die 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-Hybride ebenfalls an Ladepunkten geladen werden können, werden sie seitdem zu den Elektrofahrzeugen gezählt. Der starke Anstieg der Zahl der Elektrofahrzeuge und die damit einhergehende Verschlechterung der Relation von Elektrofahrzeugen pro installiertem Ladepunkt ist eine Folge dieser veränderten Statistik.

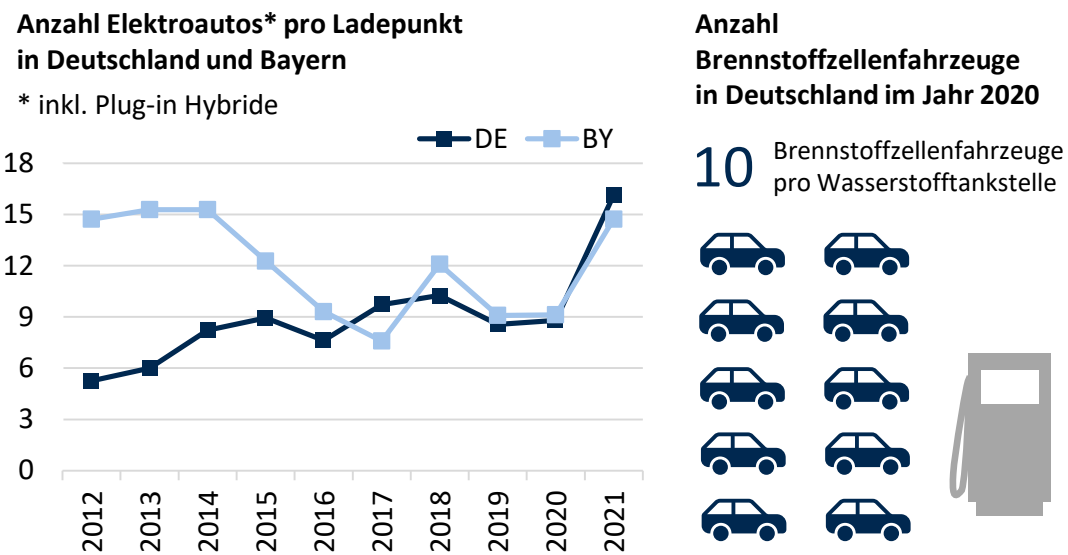
Neben batterieelektrischen Fahrzeugen ist die wasserstoffbasierte Mobilität eine Option, verkehrsbedingte CO₂-Emissionen zu reduzieren. Im Jahr 2021 kamen rund zehn Fahrzeuge auf eine Wasserstofftankstelle (Abbildung 55), ebenfalls deutlich mehr als im Vorjahr (6,6 Fahrzeuge pro Wasserstofftankstelle). Im Vergleich zur Elektromobilität ist diese Quote deutlich besser, was allerdings an der noch sehr kleinen Zahl von wasserstoffgetriebenen Fahrzeugen liegt. Zu beachten ist ebenfalls, dass Wasserstofffahrzeuge, anders als Elektrofahrzeuge, in der Regel nur an öffentlichen Tankstellen tanken können.

Abbildung 54
Bestand an Wasserstofftankstellen



Quellen: H2 MOBILITY.

Abbildung 55
Abdeckung Ladesäulen und Wasserstofftankstellen



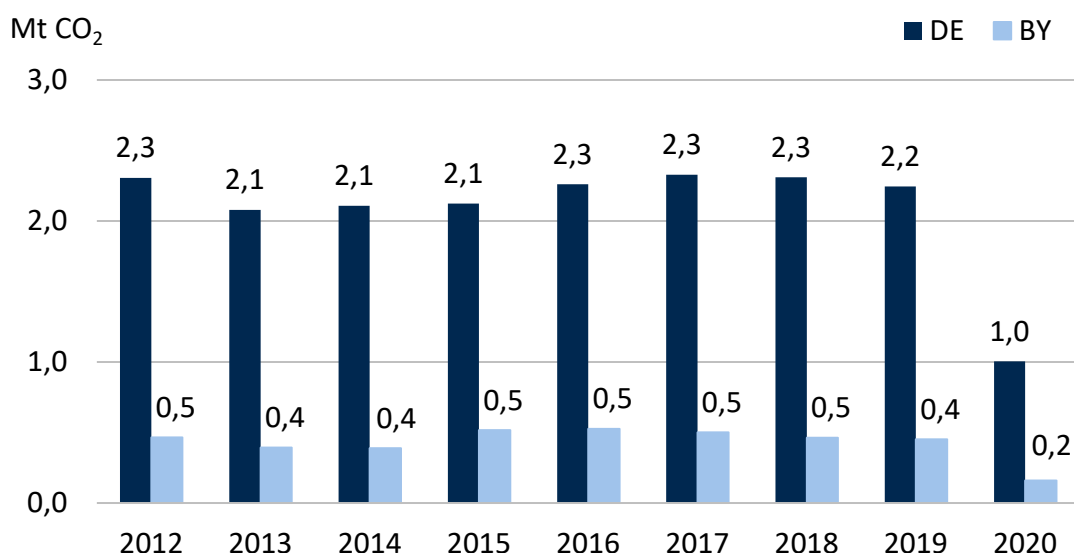
Plug-In Hybride ab 2017 in der Statistik für Deutschland und ab 2018 in der Statistik für Bayern

Quellen: eigene Berechnungen der Prognos AG auf Basis BNetzA und KBA.

Die durch den nationalen Flugverkehr pro Jahr verursachten CO₂-Emissionen lagen im Zeitraum 2012 bis 2019 in Bayern zwischen 0,4 und 0,5 Mt, in Deutschland zwischen 2,1 und 2,3 Mt. Aufgrund der Auswirkungen der Corona-Pandemie gingen die Werte im Jahr 2020 mit 0,2 beziehungsweise 1,0 Mt jeweils deutlich zurück (Abbildung 56). 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, werden (bislang) nicht in den nationalen Emissionsstatistiken aufgeführt. Deshalb sind ihre Emissionswerte nicht in den deutschen beziehungsweise bayerischen Emissionen enthalten und werden auch nicht von den Klimaschutzzielen adressiert.

Abbildung 56

Energiebedingte CO₂-Emissionen des nationalen Flugverkehrs



Quellen: eigene Berechnungen der Prognos AG auf Basis von AG Energiebilanzen, eigene Berechnung auf Basis von IE-Leipzig, Energiedaten.Bayern - Schätzbilanz, UNFCCC Nationale Treibhausinventare.

5.4.6 Kurzübersicht der Unterindikatoren

Nachfolgend werden die Unterindikatoren der Umweltverträglichkeit für Deutschland und Bayern aufgelistet und auf ihren Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele eingestuft (Tabelle 7). 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 beziehungsweise THG-Emissionen pro Kopf für Bayern. Die Ampel steht in Deutschland auf Grün und in Bayern auf Rot (Abbildung 31).

Tabelle 7

Unterindikatoren der Umweltverträglichkeit

Unterindikator	Sektor	Deutschland	Bayern
Energiebedingte CO₂-Emissionen der Energiewirtschaft (siehe Abbildung 36)	Umwandlung	Deutlich überproportionaler Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.	Deutlich überproportionaler Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.
Energiebedingte CO₂-Emissionen (siehe Abbildung 37)	Industrie	Zunahme seit 2012 und daher negativer Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.	Leichter Rückgang seit 2012, geringer Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.
Emissionsintensität (siehe Abbildung 38)	Industrie	Seit 2012 leicht gestiegen, daher negativer Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.	Seit 2012 leicht gesunken und daher geringer positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.
Energiebedingte CO₂-Emissionen (siehe Abbildung 39)	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	Abnahme seit 2012 und daher positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.	Deutliche Zunahme seit 2012 und daher negativer Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.
THG-Emissionen der Landwirtschaft (siehe Abbildung 40)	Landwirtschaft	Seit 2012 leicht gesunken und daher geringer positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.	-
THG-Emissionen der Abfallwirtschaft (siehe Abbildung 40)	Abfall	Deutlich überproportionaler Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.	-
Energiebedingte CO₂-Emissionen (siehe Abbildung 41)	Private Haushalte	Seit 2012 leicht gesunken und daher geringer positiver Beitrag zur	Seit 2012 leicht gesunken und daher geringer positiver Beitrag zur

Ergebnisse des 10. Monitorings

		Erreichung der Klimaschutzziele.	Erreichung der Klimaschutzziele.
Energiebedingte CO₂-Emissionen pro Kopf (siehe Abbildung 42)	Private Haushalte	Seit 2012 gesunken und daher positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele. In den letzten Jahren jedoch angestiegen und daher nur leicht positive Bewertung.	Seit 2012 gesunken und daher positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele. In den letzten Jahren jedoch angestiegen und daher nur leicht positive Bewertung.
Beheizungsstruktur (siehe Abbildung 43)	Private Haushalte	Leichter Anstieg emissionsfreier Energieträger bei den Neubauten, daher geringer positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.	-
Endenergieverbrauch Raumwärme / Wohnfläche (siehe Abbildung 44)	Private Haushalte	Seit 2008 gesunken und daher positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele, bei nur leicht gesunkenem Bedarf für Raumwärme.	-
Sanierungsrate: Anteil der Wohneinheiten, die KfW-Effizienzprogramme in Anspruch nehmen (siehe Abbildung 45)	Private Haushalte	Seit 2012 leicht gestiegen und daher geringer positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.	In den letzten Jahren deutlich höherer Anteil als in Deutschland und daher positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele; zusätzliche Aktivitäten in Bayern könnten durch das 10.000-Häuser-Programm entfaltet worden sein, das mit den bundesweiten KfW-Programmen kombinierbar ist und ausgeweitet werden soll.
KfW-Kreditvolumen für energetisches Bauen und Sanieren durch Kommunen (siehe Abbildung 46)	Öffentliche Gebäude	Seit 2014 deutlicher Anstieg, daher positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.	Seit 2014 deutlicher Anstieg, daher positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.

Ergebnisse des 10. Monitorings

Energiebedingte CO₂-Emissionen des Verkehrssektors (siehe Abbildung 47)	Verkehr	Seit 2012 leichter Rückgang der Emissionen und damit geringer positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele. Der Rückgang konnte allerdings nur durch die starke Minderung im Jahr 2020 erzielt werden.	Seit 2012 leichter Rückgang der Emissionen und damit geringer positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele. Der Rückgang konnte allerdings nur durch die starke Minderung im Jahr 2020 erzielt werden.
Energiebedingte CO₂-Emissionen des Straßenverkehrs pro zugelassenem Fahrzeug (siehe Abbildung 48)	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 49)	Verkehr	Keine signifikante Veränderung im Betrachtungszeitraum.	Keine signifikante Veränderung im Betrachtungszeitraum.
Bestand an Fahrzeugen mit alternativen Antrieben (siehe Abbildung 50)	Verkehr	Dynamischer Anstieg in den letzten Jahren; Ziele der Bundesregierung 2020 werden nicht erreicht; leicht positiver Beitrag.	Dynamischer Anstieg in den letzten Jahren; leicht positiver Beitrag.
Anteile alternativer Antriebe bei Innenstadtbussen im ÖPNV (siehe Abbildung 51)	Verkehr	Anstieg seit 2012, daher positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.	Rückgang bis 2018, danach deutlicher Anstieg, daher positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.
Beimischung erneuerbarer Energien zu Kraftstoffen (siehe Abbildung 52)	Verkehr	Seit 2012 leicht angestiegen, daher geringer positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.	Seit 2012 leicht angestiegen, daher geringer positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.
Bestand an Ladepunkten für Elektrofahrzeuge (siehe Abbildung 53)	Verkehr	Gering, jedoch dynamischer Anstieg in den letzten Jahren mit unterstützendem Beitrag für die Erreichung der Klimaschutzziele; die Ziele der Bundesregierung werden bei gleichbleibender Ausbaudynamik nicht	Gering, jedoch dynamischer Anstieg in den letzten Jahren mit unterstützendem Beitrag an die Erreichung der Klimaschutzziele; die Ausbauziele in Bayern liegen höher; leicht positiver Beitrag.

Ergebnisse des 10. Monitorings

		erreicht; leicht positiver Beitrag.	
Bestand an Wasserstofftankstellen (siehe Abbildung 54)	Verkehr	Gering, jedoch dynamischer Anstieg in den letzten Jahren, mit unterstützendem Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele; die Ziele der Bundesregierung werden bei gleichbleibendem Ausbaudynamik nicht erreicht.	Gering, jedoch dynamischer Anstieg in den letzten Jahren, mit unterstützendem Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele; die bayerischen Ziele werden bei gleichbleibendem Ausbaudynamik knapp verfehlt.
Abdeckung Ladesäulen für Elektromobilität (siehe Abbildung 55)	Verkehr	Eine gute Abdeckung von Ladeinfrastruktur unterstützt die Erreichung der Klimaschutzziele; der Ausbau der Ladeinfrastruktur hält mit der Zunahme an Elektrofahrzeugen nicht Schritt.	Eine gute Abdeckung von Ladeinfrastruktur unterstützt die Erreichung der Klimaschutzziele; der Ausbau der Ladeinfrastruktur hält mit der Zunahme an Elektrofahrzeugen nicht Schritt.
Abdeckung Wasserstofftankstellen für Brennstoffzellenfahrzeuge (siehe Abbildung 55)	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 CO₂-Emissionen des Flugverkehrs (siehe Abbildung 56)	Verkehr	Rückgang der Emissionen seit 2012 und damit positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele. Die Minderung hat jedoch fast ausschließlich im Jahr 2020 stattgefunden	Rückgang der Emissionen seit 2012 und damit positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele. Die Minderung hat jedoch fast ausschließlich im Jahr 2020 stattgefunden

6 Entwicklung der Indikatoren im Zeitverlauf

Wichtige Indikatoren dauerhaft im kritischen und negativen Bereich

Im Bereich der Versorgungssicherheit liegen 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 in den Jahren 2013 und 2014 Werte von 1,8, verschlechterte sich jedoch ab 2019 auf Werte von 2,3.

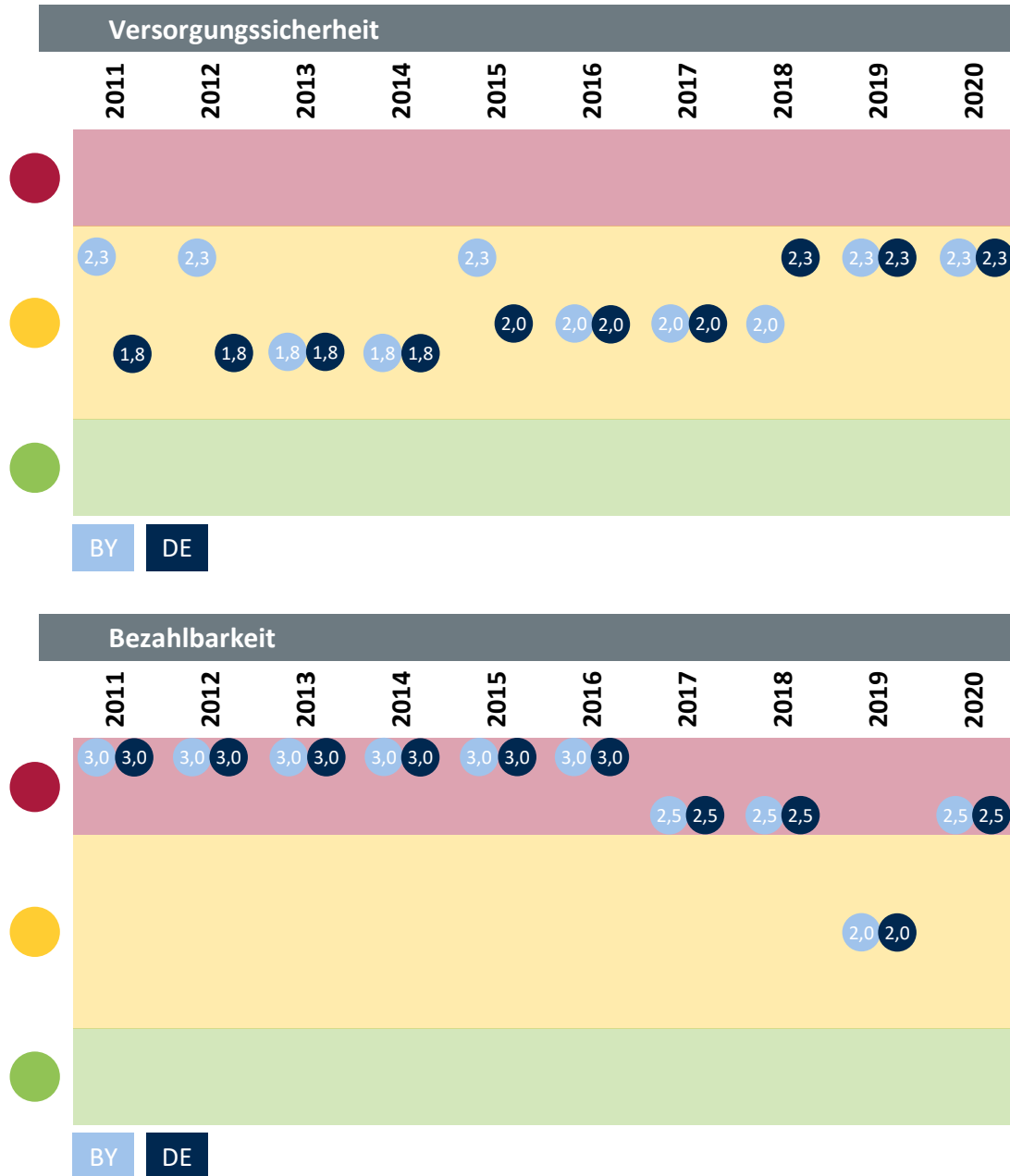
Die Bezahlbarkeit liegt seit Beginn des Monitorings fast durchgängig im negativen Bereich. Im Jahr 2019 konnte eine Verbesserung auf eine kritische Bewertung erreicht werden, allerdings ist dies, aufgrund der Verschlechterung im aktuellen Monitoring, bisher als Ausreißer zu bewerten.

Beim Indikator zu Energieeffizienz und erneuerbaren Energien ist ein systematischer Unterschied zwischen Bayern und Deutschland auszumachen. Bayern schnitt über den gesamten Betrachtungszeitraum deutlich besser ab als Deutschland, was insbesondere auf die unterschiedliche Zieldefinition in Bayern gegenüber dem Bund zurückzuführen ist. In den letzten Jahren und zum aktuellen Monitoring sind für diesen Indikator deutliche Verbesserungen auszumachen. Der Indikator für Bayern liegt nun erstmals im positiven Bereich (zuvor stets kritischer Bereich). Für Deutschland erhält der Indikator seit 2011 erstmals wieder eine kritische Bewertung (zuvor stets negativ).

Bei der Umweltverträglichkeit kam es seit 2014 zu einer deutlichen Verschlechterung in Bayern, die bis zum aktuellen Monitoring anhielt. In Deutschland verbesserte sich der Indikator seit 2018 deutlich von einer negativen Bewertung über eine kritische Bewertung im letzten Jahr zu einer nun positiven Bewertung. In Bayern verblieb der Indikator im roten Bereich, was aber vor allen Dingen auf eine mangelnde Datenverfügbarkeit zurückzuführen ist.

Abbildung 57

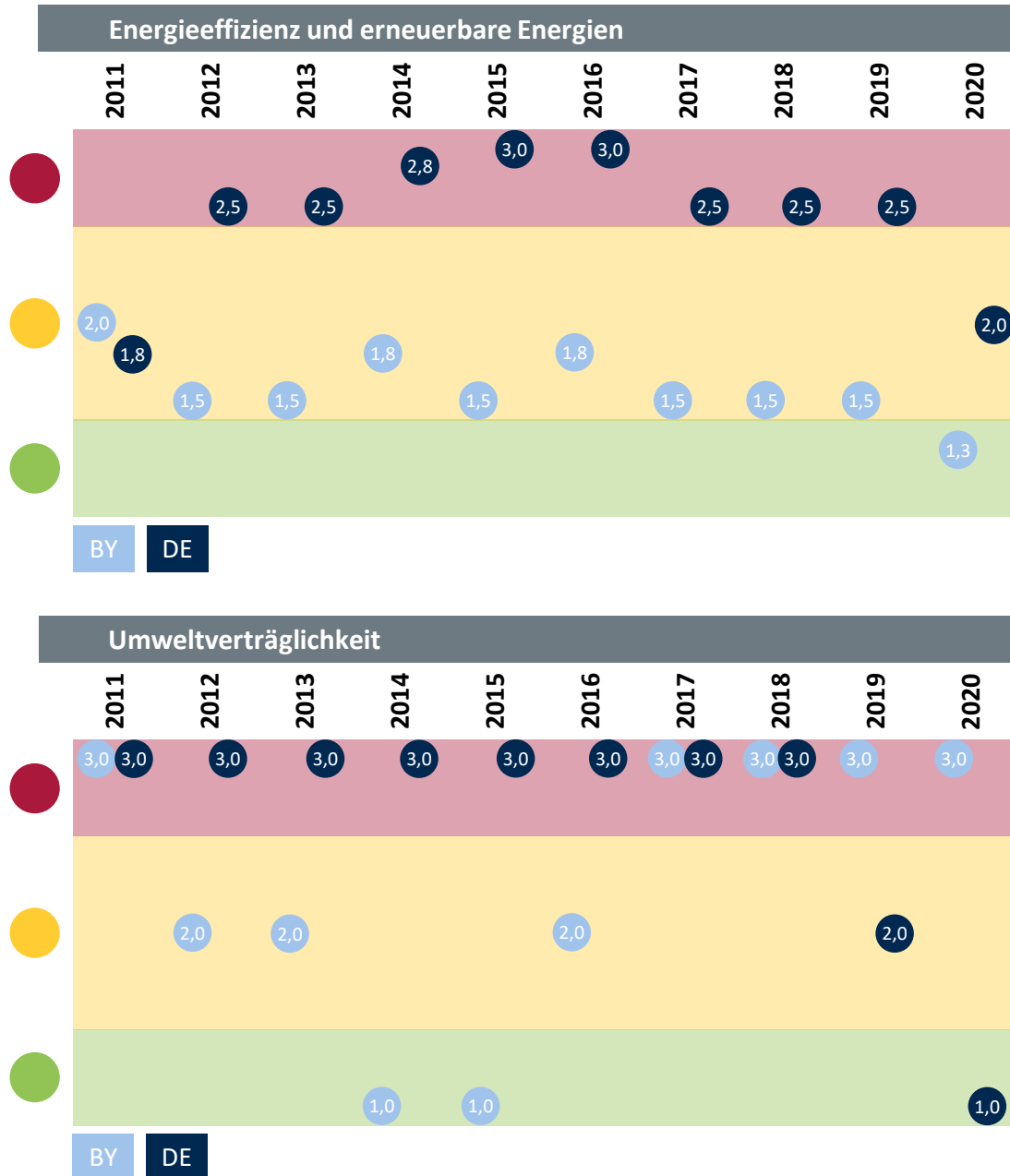
Veränderung in der Bewertung der Versorgungssicherheit und der Bezahlbarkeit



Quelle: Prognos AG (eigene Darstellung).

Abbildung 58

Veränderung in der Bewertung der Energieeffizienz und den erneuerbaren Energien sowie der Umweltverträglichkeit



Quelle: Prognos AG (eigene Darstellung).

Literaturverzeichnis

50Hertz (2018)

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

AEE föderal erneuerbar (2021 und vorherige)

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

AG Energiebilanzen (2021a und vorherige)

Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990 bis 2020

AG Energiebilanzen (2021b und vorherige)

Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2021

AG Energiebilanzen (2021c und vorherige)

Anwendungsbilanzen zur Energiebilanz Deutschland 1990 bis 2020

Agora Energiewende (2020)

Auswirkungen der Corona-Krise auf die Klimabilanz Deutschlands

Atomgesetz (1959, 2018 zuletzt geändert)

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

BAFA (2021 und vorherige)

Statistische Auswertungen zur „Besonderen Ausgleichsregelung“ des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA)

Bayerisches Landesamt für Statistik (2021 und vorherige)

Internetauftritt des Bayerischen Landesamtes für Statistik, www.statistik.bayern.de

Bayerische Staatsregierung (2011)

Bayerisches Energiekonzept „Energie innovativ“

Bayerische Staatsregierung (2019)

Bayerisches Klimaschutzgesetz (BayKlimaG)

Bayerische Staatsregierung (2021)

Bericht Kabinettsitzung 15.11.2021

BDEW (2021a und vorherige)

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft - Kraftwerkliste

BDEW (2021b und vorherige)

BDEW-Strompreisanalyse Juni 2021 – Haushalte und Industrie

BDEW (2021d und vorherige)

Entwicklung der Beheizungsstruktur im Wohnungsneubau seit 2000 (Stand 06/2021)

<https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/entwicklung-der-beheizungsstruktur-im-wohnungsneubau-deutschland-ab-2000/>

BDEW (2021b 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/>

BMVI 2020 und vorherige

Verkehr in Zahlen 2020/2021

BMWi (2021 und vorherige)

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie – Energiedaten

BNetzA (2021a und vorherige)

Bundesnetzagentur – Kraftwerksliste

BNetzA (2021b und vorherige)

Bundesnetzagentur – Kennzahlen der Versorgungsunterbrechungen Strom, www.bundesnetzagentur.de

BNetzA (2021c und vorherige)

Bundesnetzagentur – Quartalsbericht Netz- und Systemsicherheit – Viertes Quartal 2020

BNetzA (2021d und vorherige)

Bundesnetzagentur – Quartalsbericht Netz- und Systemsicherheit – Gesamtes Jahr 2020

BNetzA (2021e und vorherige)

www.netztransparenz.de

BNetzA (2021f und vorherige)

Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2021/2022 sowie das Jahr 2023/2024

BNetzA (2021g und vorherige)

Monitoring des Stromnetzausbaus - Zweites Quartal 2021

BNetzA (2021h und vorherige)

www.netzausbau.de

Bundesamt für Justiz (2013)

Gesetz über den Bundesbedarfsplan (Bundesbedarfsplangesetz - BBPlG)

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)

CEER (2018)

Council of European Energy Regulators, CEER Benchmarking Report 6.1 on the Continuity of Electricity and Gas Supply

Destatis (2021 und vorherige)

Bestand an Wohnungen 2020

dena (2018)

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

EEG (2021)https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/EEG_2021.pdf, zugegriffen 20.12.2021**ENERGINET (2021 und vorherige)**www.energinet.dk**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 (2021 und vorherige)Strompreise, Eurostat Data Explorer, https://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_pc_204&lang=en**Fraunhofer ISE (2021 und vorherige)**Energy charts - Jährliche Außenhandelsstatistik elektrischer Strom, www.energy-charts.de**Glauber (2017)**Treibhausgasemissionen in Bayern, https://www.statistischebibliothek.de/mir/servlets/MCRFileNodeServlet/BYMonografie_derivate_00000655/Treibhausgasemissionen%20in%20Bayern.pdf, zugegriffen 20.12.2021**H2 Mobility (2021 und vorherige)**Netzausbau live - Der aktuelle Stand für Deutschland, <https://h2.live/> (zugegriffen 08.12.2021)**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**IE Leipzig (2018)**

Datenlieferung

KBA (2018)

Fahrzeugzulassungen FZ

KBA (2021 und vorherige)

Datenlieferung bezüglich Sonderauswertung Wasserstofffahrzeuge

KfW (2021 und vorherige)

Förderreport KfW Bankgruppe zwischen 2012 und 2021, <https://www.kfw.de/KfW-Konzern/%C3%9Cber-die-KfW/Zahlen-und-Fakten/KfW-auf-einen-Blick/F%C3%B6rderreport/>

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-leipzig/>, zugegriffen 20.12.2021

LFU (2018)

Internetauftritt des Bayerischen Landesamtes für Umwelt

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 (2021 und vorherige)

Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen der Länder – Bruttoinlandsprodukt, Bruttowertschöpfung in den Ländern der Bundesrepublik Deutschland 1991 bis 2020, Reihe 1, Länderergebnisse Band 1, Berechnungsstand August 2020/Februar 2021

Statistische Ämter des Bundes und der Länder (2021 und vorherige)

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

Statistisches Bundesamt (2021a und vorherige)

Preise – Preise und Preisindizes für gewerbliche Produkte (Erzeugerpreise)

Statistisches Bundesamt (2021b und vorherige)

Preise – Verbraucherpreisindizes für Deutschland

Statistisches Bundesamt (2021c und vorherige)

Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen – Private Konsumausgaben und Verfügbares Einkommen, 2. Vierteljahr 2021

StMWi (2015)

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

StMWi (2019)

Datenlieferung des Bayerisches 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

UBA (2021)

Emissionsübersichten in den Sektoren des Bundesklimaschutzgesetzes

UBA (2021a 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 – 2019

UBA (2021c und vorherige)

Umweltbundesamt, Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinigten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2021 – Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990–2019

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 01	Zusammenfassung der Ergebnisse des 10. Monitorings für das Jahr 2020
Abbildung 02	Überblick über die Bewertungsbereiche mit den jeweiligen Indikatoren
Abbildung 03	Zusammenfassende Bewertung des Standes der Energiewende in Deutschland und Bayern gemäß dem 9. Monitoring für das Jahr 2019
Abbildung 04	Bewertung der Versorgungssicherheit
Abbildung 05	Gesicherte Leistung und Höchstlast in Deutschland und Bayern
Abbildung 06	Gesicherte Leistung und Höchstlast in Bayern 2011 bis 2026
Abbildung 07	Gesamte installierte Leistung zur Stromerzeugung, Deutschland und Bayern
Abbildung 08	Ausbau des Übertragungsnetzes – HGÜ-Trasse Wilster – Grafenrheinfeld (SuedLink) und HGÜ-Trasse Wolmirstedt – Isar (SuedOstLink)
Abbildung 09	Eingriffe der Netzbetreiber nach § 13.1 EnWG (Redispatch)
Abbildung 10	Eingriffe der Netzbetreiber nach § 13.2 EnWG (Einspeisemanagement)
Abbildung 11	Kosten für Systemsicherheitsmaßnahmen
Abbildung 12	Versorgungsunterbrechungen gemäß SAIDI-Wert
Abbildung 13	Stromtausch mit dem Ausland
Abbildung 14	Außenhandelspreise für Strom
Abbildung 15	Bewertung der Bezahlbarkeit
Abbildung 16	Industriestrompreise in Deutschland
Abbildung 17	Industriestrompreise in den Staaten der EU-27 im Jahr 2020
Abbildung 18	Zusammensetzung des Industriestrompreises, Jahresverbrauch 160 bis 20.000 MWh
Abbildung 19	Netzentgelte und Preisindizes ausgewählter Abnahmefälle
Abbildung 20	Anzahl der Betriebe des produzierenden Gewerbes mit Begrenzung der EEG-Umlage und betroffene Strommenge
Abbildung 21	Strompreise für Haushaltskunden
Abbildung 22	Anteil der Stromkosten an den Konsumausgaben privater Haushalte
Abbildung 23	Börsenstrompreis und Entwicklung der EEG-Umlage
Abbildung 24	Bewertung der Energieeffizienz und der erneuerbaren Energien
Abbildung 25	Stromverbrauch
Abbildung 26	Stromintensität der Industrie in Deutschland und Bayern

[Abbildungsverzeichnis](#)

Abbildung 27	Stromverbrauch pro Kopf der privaten Haushalte in Deutschland und Bayern
Abbildung 28	Entwicklung der Energieproduktivität in Deutschland und Bayern
Abbildung 29	Entwicklung des Primärenergieverbrauchs
Abbildung 30	Anteil erneuerbarer Energien
Abbildung 31	Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nach Energieträger in Deutschland und Bayern
Abbildung 32	Installierte Leistung zur erneuerbaren Stromversorgung
Abbildung 33	Bewertung der Umweltverträglichkeit
Abbildung 34	THG- und CO ₂ -Emissionen in Deutschland
Abbildung 35	Energiebedingte CO ₂ -Emissionen in Bayern
Abbildung 36	Entwicklung der THG-Emissionen in Deutschland und Bayern
Abbildung 37	Entwicklung der THG-Emissionen in Bayern (neues Ziel)
Abbildung 38	Energiebedingte CO ₂ -Emissionen der Energiewirtschaft
Abbildung 39	Energiebedingte CO ₂ -Emissionen der Industrie
Abbildung 40	Emissionsintensität (CO ₂ energiebedingt) der Industrie
Abbildung 41	Energiebedingte CO ₂ -Emissionen im Bereich GHD
Abbildung 42	THG-Emissionen der Landwirtschaft und der Abfallentsorgung in Deutschland
Abbildung 43	Energiebedingte CO ₂ -Emissionen bei den privaten Haushalten
Abbildung 44	Energiebedingte CO ₂ -Emissionen der Haushalte pro Kopf
Abbildung 45	Private Haushalte - Beheizungsstruktur in Deutschland
Abbildung 46	Endenergieverbrauch Raumwärme / Wohnfläche
Abbildung 47	Sanierungsrate: Anteil Wohneinheiten, die KfW-Effizienzprogramme in Anspruch nehmen
Abbildung 48	KfW-Kreditvolumen für energetisches Bauen und Sanieren durch Kommunen
Abbildung 49	Energiebedingte CO ₂ -Emissionen des Verkehrssektors
Abbildung 50	Energiebedingte CO ₂ -Emissionen des Straßenverkehrs pro zugelassenen Fahrzeugen
Abbildung 51	Entwicklung des Modal Split
Abbildung 52	Bestand an Fahrzeugen mit alternativen Antrieben und Anteil am Fahrzeugbestand

[Abbildungsverzeichnis](#)

Abbildung 53	Anteil alternativer Antriebe an Kraftomnibussen
Abbildung 54	Beimischung von Kraftstoffen auf Basis erneuerbarer Energien
Abbildung 55	Bestand an Ladepunkten in Deutschland
Abbildung 56	Bestand an Wasserstofftankstellen
Abbildung 57	Abdeckung Ladesäulen und Wasserstofftankstellen
Abbildung 58	Energiebedingte CO ₂ -Emissionen des nationalen Flugverkehrs
Abbildung 59	Veränderung in der Bewertung der Versorgungssicherheit und der Bezahlbarkeit
Abbildung 60	Veränderung in der Bewertung der Energieeffizienz und den erneuerbaren Energien sowie der Umweltverträglichkeit

Tabellenverzeichnis

Tabelle 01	Ausgewählte energiepolitische Ziele der Bundesregierung
Tabelle 02	Abschaltung von Kernkraftwerken in Bayern
Tabelle 03	Ausgewählte energiepolitische Ziele der Bayerischen Staatsregierung
Tabelle 04	Kraftwerksneubauprojekte in Bayern
Tabelle 05	Kontrahierte Reservekraftwerksleistungen in Bayern und näherer Umgebung
Tabelle 06	Verzögerung beim Netzausbau in Bayern
Tabelle 07	Unterindikatoren der Umweltverträglichkeit

Ansprechpartner / Impressum

Dr. Manuel Schölles

Abteilung Wirtschaftspolitik

Telefon 089-551 78-246
manuel.schoelles@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

© vbw Januar 2022

Weiterer Beteiligter

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

Bearbeiter:
Sven Kreidelmeyer (Projektleitung)
Andreas Brutsche
Tim Trachsel
Dr. Almut Kirchner