

Energie und Klima

8. Monitoring der Energiewende

vbw

Studie

Stand: Januar 2020

Eine vbw Studie, erstellt von Prognos

Die bayerische Wirtschaft



Hinweis

Zitate aus dieser Publikation sind unter Angabe der Quelle zulässig.

Vorwort

Energiewende braucht gemeinsame Kraftanstrengung

Mit dem 8. Monitoring der Energiewende legen wir eine weitere Zwischenbilanz zum Stand der Energiewende vor. Das Fazit fällt auch dieses Mal ernüchternd aus: Wir treten in zu vielen Bereichen auf der Stelle.

Die Versorgungssicherheit ist heute gewährleistet. Sollte sich der Netzausbau jedoch weiter verzögern, wird uns das vor große Herausforderungen stellen. Die Übertragungsleitungen SuedLink und SuedOstLink werden frühestens 2025 zur Verfügung stehen. Teure Systemsicherheitsmaßnahmen belasten schon heute über das Netzentgelt den Strompreis in Milliardenhöhe. Ohne ein leistungsfähiges Übertragungsnetz droht Deutschland zudem eine Aufteilung der einheitlichen Strompreiszone. Die Folge sind noch höhere Strompreise in Süddeutschland.

Deutschland gehört noch immer zu den Ländern mit den höchsten Industriestrompreisen in Europa. Die Absenkung der Stromsteuer auf das europarechtliche Minimum muss daher unbedingt kommen, um den Wirtschaftsstandort zu erhalten. Dies gilt auch für die weiteren Entlastungen im Rahmen des Kohleausstiegs. Niedrige Strompreise sind zudem starke Treiber für die Sektorenkopplung und damit für den Klimaschutz. Gleichzeitig sind sie der beste Schutz vor Carbon Leakage, also einer Verlagerung der Produktion.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien befindet sich zwar in dem betrachteten Zeitraum noch auf dem Zielpfad, gleichzeitig werden aber die Klimaziele in Deutschland und Bayern verfehlt. Mit dem vorliegenden Monitoring führen wir zahlreiche neue Indikatoren zum Klimaschutz ein. Damit setzen wir den Startpunkt, um künftig auch die Fortschritte der zum Erreichen der Klimaschutzziele beschlossenen Maßnahmen auf einer breiten Faktenbasis zu bewerten.

Insbesondere für den Ausbau der nötigen Energieinfrastruktur brauchen wir endlich einen breiten gesellschaftlichen Konsens. Wir werden die Energiewende nur durch eine gemeinsame Kraftanstrengung zum Erfolg führen können.

Bertram Brossardt
31. Januar 2020

Inhalt

1	Das Wichtigste in Kürze	1
2	Hintergrund und Ziele der Energiewende	3
2.1	Deutschland	3
2.2	Bayern	5
3	Aufbau und Bewertung des Monitorings	7
3.1	Fokus Stromversorgung	7
3.2	Aspekte und Indikatoren	7
3.2.1	Versorgungssicherheit	9
3.2.2	Kosten	9
3.2.3	Effizienz und erneuerbare Energien	10
3.2.4	Umweltverträglichkeit	10
3.3	Bewertungsschema	10
4	Rückblick: bisherige Monitoringergebnisse	12
5	Ergebnisse des 8. Monitorings	14
5.1	Versorgungssicherheit	14
5.1.1	Kraftwerke	15
5.1.2	Netze	24
5.2	Bezahlbarkeit	35
5.2.1	Industriestrompreise	36
5.2.2	Betriebe mit begrenzter EEG-Umlage	40
5.2.3	Strompreise für private Haushalte	41
5.2.4	Anteil der Stromkosten an den Konsumausgaben privater Haushalte	43
5.2.5	Börsenstrompreis und EEG-Umlage	44
5.3	Effizienz und erneuerbare Energien	46
5.3.1	Entwicklung des Stromverbrauchs	47
5.3.2	Stromintensität der Industrie und Pro-Kopf-Verbrauch der privaten Haushalte	49
5.3.3	Energieproduktivität	50
5.3.4	Primärenergieverbrauch	53
5.3.5	Ausbau der erneuerbaren Energien	54
5.4	Umweltverträglichkeit	57
5.4.1	Gesamte Treibhausgasemissionen	57

5.4.2	Energiewirtschaft	62
5.4.3	Gewerbliche Wirtschaft / Landwirtschaft	63
5.4.4	Private Haushalte	67
5.4.5	Verkehr	73
5.4.6	Kurzübersicht der Unterindikatoren	82
6	Zusammenfassende Bewertung	86
6.1	Stand der Energiewende mit Schwerpunkt Strom in Deutschland	86
6.2	Stand der Energiewende mit Schwerpunkt Strom in Bayern	87
	Literaturverzeichnis	92
	Abbildungsverzeichnis	97
	Tabellenverzeichnis	100
	Ansprechpartner / Impressum	101

1 Das Wichtigste in Kürze

Versorgungssicherheit in Bayern gewährleistet, wesentliche Indikatoren weiterhin kritisch

Die mit der Energiewende eingeleiteten Veränderungen des deutschen und bayerischen Energiesystems bergen erhebliche Herausforderungen für die Stromversorgung. Durch die bereits erfolgte und für die Zukunft geplante Stilllegung der Kernkraftwerke ist die Stromversorgung Bayerns, die bis Anfang 2011 zu mehr als 50 Prozent auf Kernenergie beruhte, nicht mehr ohne Veränderungen in der Beschaffungsstrategie und der Infrastruktur gewährleistet. Die letzten beiden bayerischen Kernkraftwerke werden bis Ende 2022 abgeschaltet. Dazu kommen noch zwei größere Kohlekraftwerke in Bayern, die gemäß Kohleausstieg, auf den sich Bund und Länder geeinigt haben, bis spätestens 2038 vom Netz gehen müssen.

Der Fokus des hier vorgestellten Monitorings der Energiewende in Bayern und Deutschland liegt daher auf der Stromerzeugung und Stromversorgung. Ergänzend werden die Aspekte Energieeffizienz und Umweltverträglichkeit betrachtet. Das Monitoring wurde erstmalig 2012 von Prognos im Auftrag der vbw – Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft e. V. durchgeführt. Die vorliegende achte Fassung zeigt die Entwicklungen im Jahr 2018. Soweit Daten für 2019 vorliegen, werden sie ergänzend dargestellt, fließen aber nicht in die Bewertung ein.

Im Vergleich zum Monitoring des letzten Jahres zeigen sich in den Bewertungen in Deutschland keine Veränderungen. In Bayern kam es zu einer deutlichen Verbesserung des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung. Die Bewertung der Bezahlbarkeit von Strom in Deutschland und Bayern liegt weiterhin im roten Bereich. Generell liegt Bayern näher an der Erreichung der Ziele des Bayerischen Energieprogramms als Deutschland an der Erreichung der Ziele des Energiekonzepts. Insbesondere in den Bereichen Energieeffizienz und Erneuerbare wird Bayern deutlich besser als Deutschland bewertet (grüne Ampel im Vergleich zu rot), was vor allem auf die unterschiedliche Definition der Zielsetzungen und daraus resultierenden Bewertungskriterien zurückzuführen ist. Bei den bayerischen Zielsetzungen wirken sich Stromimporte überproportional positiv aus.

Die Versorgungssicherheit Deutschlands bleibt mäßig zufriedenstellend. Der Netzausbau kommt nur schleppend voran. Die Versorgungssicherheit war 2018 trotzdem gewährleistet. Dazu haben Redispatch- und Einspeisemanagement-Maßnahmen beigetragen. Von diesen Maßnahmen waren im Jahr 2018 deutlich mehr Strommengen betroffen als im Vorjahr. Die Kosten für Systemsicherheitsmaßnahmen haben sich gegenüber 2018 nur geringfügig verringert und bleiben mit über 1,4 Milliarden Euro nahe am historischen Höchstwert vom Vorjahr. Für den Winter 2018/2019 war weiter die Vorhaltung von nationalen Reservekapazitäten notwendig, um das Stromnetz stabil zu halten. Laut Bundesnetzagentur verdeutlicht dies die Bedeutung des zügigen Netzausbaus. Ab dem Winter 2018/2019 ist

Das Wichtigste in Kürze

jedoch keine Vorhaltung ausländischer Reservekapazitäten mehr notwendig, wozu vor allen Dingen die Einführung der Engpassbewirtschaftung zu Österreich beiträgt. Insgesamt bleibt Deutschland unter den Ländern mit der besten Qualität der Stromversorgung, wobei die erwartete künftige Entwicklung hier nicht in die Bewertung einfließt.

Die Strompreise wiesen je nach Sektor unterschiedliche Entwicklungen auf. Im Vergleich zu 2010 nahmen die Preise bei den privaten Haushalten zu. Die Steigerung liegt über der Teuerungsrate des Verbraucherpreises. Für die Entwicklung des Industriestrompreises zeigt sich ein differenzierteres Bild, das sich je nach Abnahmeklasse unterscheidet. In einer von drei Abnahmeklassen sanken die Preise im Vergleich zu 2010, in den restlichen beiden hingegen stiegen die Preise an. Im Vergleich zum letzten Monitoring gab es bei der Bewertung jedoch keine Veränderung bei den Industriestrompreisen.

Die Energieeinsparungen in Deutschland bleiben unzureichend. Die Indikatoren der Energieeffizienz zeigen, dass Deutschland sich seit 2014 von den Zielen insgesamt immer mehr entfernt hat. Der Stromverbrauch, die Endenergieproduktivität sowie der Primärenergieverbrauch verfehlten im Jahr 2018 die Ziele erneut. Dagegen stieg der Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch weiter an; hier bleibt Deutschland auf dem Weg der Zielerreichung. Der Stromverbrauch in Bayern ging ebenfalls leicht zurück. Der Anteil erneuerbarer Energien in Bayern an der Stromerzeugung verbesserte sich sprunghaft von einer roten zu einer grünen Bewertung. Hierzu trug der Rückgang der Bayerischen Stromerzeugung bei, der auch durch das Abschalten des Kernkraftwerkes Gundremmingen B bedingt war. Das Abschalten des Kraftwerkes beeinflusste ebenfalls positiv den Primärenergieverbrauch, der im Jahr 2018 zurückging. Damit bleibt Bayern bei diesem Indikator auf Zielpfadniveau. Die Primärenergieproduktivität in Bayern stieg ebenfalls an und bleibt auf dem Weg der Zielerreichung.

Nachdem die Treibhausgasemissionen in Deutschland zuvor über vier Jahre stagnierten, konnte laut detaillierter Schätzung des UBA 2018 eine Reduktion um 4,5 Prozent erreicht werden. Diese Reduktion ist zu einem Teil auf außergewöhnliche Witterungsbedingungen 2018 zurückzuführen, aber auch auf Reduktionen bei der Energiewirtschaft und bei den Haushalten. In Bayern liegen die Treibhausgasemissionen pro Kopf mit 7,25 Tonnen CO₂-Äquivalente pro Kopf deutlich über dem Zielpfad, was zu einer negativen Bewertung führt.

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 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. Bis zum Jahr 2030 gilt weiterhin das Minderungsziel von 55 Prozent gegenüber 1990, das bereits in dem im Jahr 2010 verabschiedeten Energiekonzept enthalten war.

Tabelle 1

Ausgewählte energiepolitische Ziele der Bundesregierung

	2020	2030	2040	2050
Klimaschutz				
Senkung der THG-Emissionen gegenüber 1990	40 %	55 % (nach Klimaschutzgesetz)	70 %	Treibhausgasneutralität (nach Klimaschutzgesetz) (bisher galt ein Minderungsziel von 80–95 % ggü. 1990)
Erneuerbare Energien				
Anteil am Bruttostromverbrauch	35 %	50 %	65 %	80 %

Hintergrund und Ziele der Energiewende

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)

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 werden bis 2022 sukzessive vom Netz genommen. In Bayern sind davon noch zwei Kraftwerke betroffen (siehe Tabelle 2).

Tabelle 2

Abschaltung von Kernkraftwerken in Bayern

Blockname	Nettoleistung in MW	(voraussichtliches) Abschaltdatum
Isar/Ohu 1	878	06. 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 hat die Bayerische Staatsregierung das „Bayerische Energieprogramm für eine sichere, bezahlbare und umweltverträgliche Energieversorgung“ vorgelegt, mit dem das Bayerische Energiekonzept vom Mai 2011 fortgeschrieben wird und das unter anderem qualitative und quantitative Ziele bis zum Jahr 2025 enthält (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 hat am 19. November 2019 ein Bayerisches Klimaschutzgesetz auf den Weg gebracht. Dort setzt sich die Bayerische Staatsregierung das Ziel, bis zum Jahr 2030 die Treibhausgasemissionen um mindestens 55 Prozent pro Kopf gegenüber 1990 zu senken. Das soll weniger als fünf Tonnen pro Jahr und Einwohner entsprechen. Bis spätestens 2050 soll Klimaneutralität in Bayern erreicht werden, in der Verwaltung schon bis 2030.

Tabelle 3

Ausgewählte energiepolitische Ziele der Bayerischen Staatsregierung

	2022	2025	2030	spätestens bis 2050
Klimaschutz				
THG-Emissionen		5,5 t energiebedingte CO ₂ -Emissionen pro Einwohner und Jahr	unter 5 t Treibhausgasemissionen pro Einwohner und Jahr	Treibhausgasneutralität
<hr/>				
erneuerbare Energien				
Anteil an der Bruttostromerzeugung		rund 70 %		
	Ausbauziele:	Davon:		
Wasserkraft	+ 1 TWh	23–25 %		
PV	+ 3.200 MWp	22–25 %		
Windenergie	10 TWh	14–16 %		
Biomasse	+ 1 GW	5–6 %		
Tiefengeothermie	Kein Stromziel	1 %		
Anteil am EEV*		20 %		
<hr/>				
Stromverbrauch			möglichst konstant	
<hr/>				
Primärenergieverbrauch		10 %		
Verringerung gegenüber 2010				
<hr/>				
Primärenergieproduktivität		25 %		
Steigerung gegenüber 2010				

* EEV = Endenergieverbrauch; Quellen: StMWi 2019, 2015

3 Aufbau und Bewertung des Monitorings

Stromversorgung in Bayern und Deutschland auf dem Prüfstand

3.1 Fokus Stromversorgung

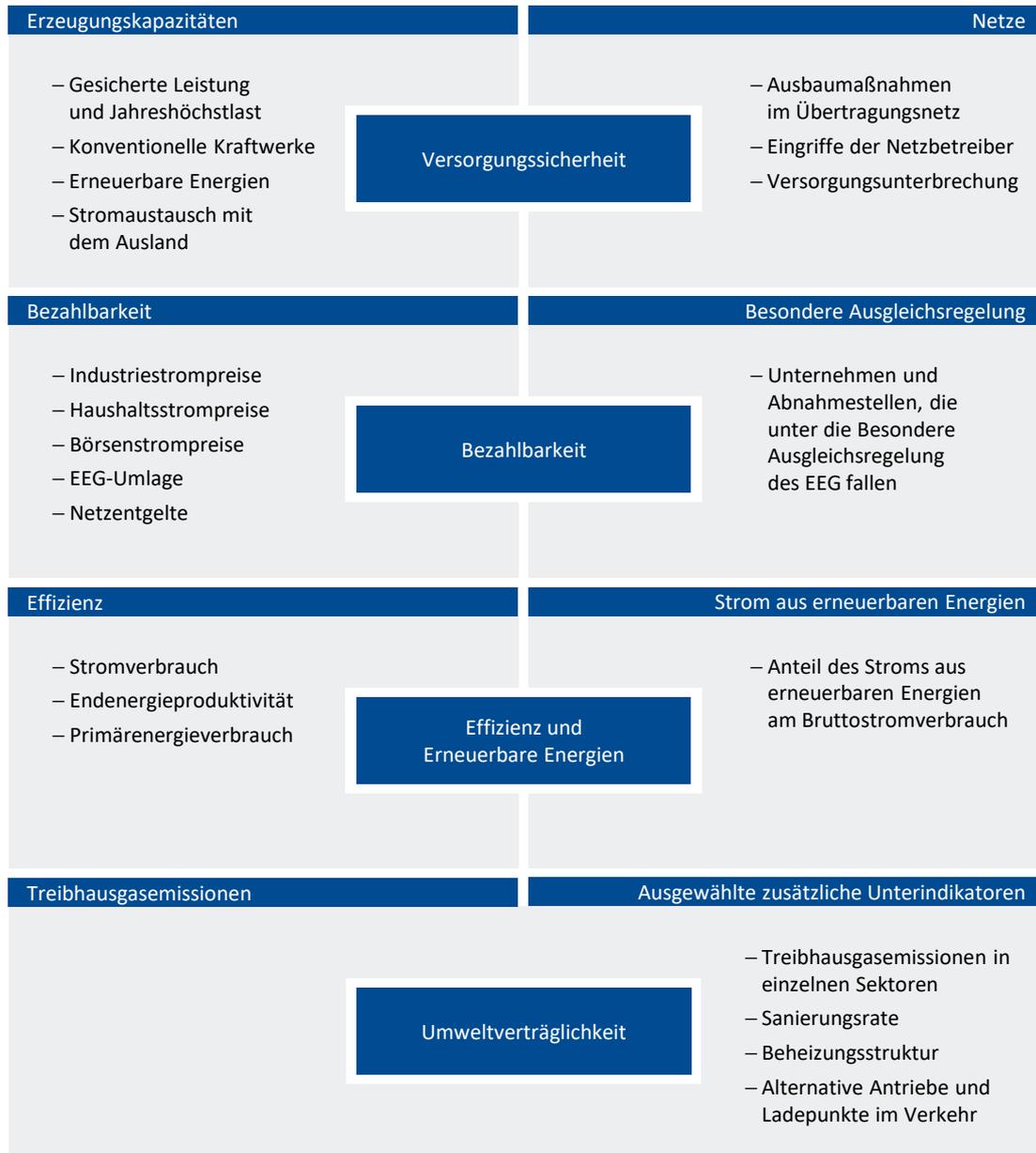
Die mit der Energiewende eingeleiteten Veränderungen des deutschen und bayerischen Energiesystems bergen für die Stromversorgung erhebliche Herausforderungen. Durch die teilweise bereits erfolgte und für die Zukunft geplante Stilllegung aller Kernkraftwerke steht die Stromversorgung Bayerns, die bis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

Das Monitoring wurde 2012 von Prognos im Auftrag der vbw erstmalig für das Jahr 2011 durchgeführt. Die vorliegende achte Fassung bewertet die Situation im Jahr 2018. Soweit Daten für 2019 vorliegen, werden sie ergänzend dargestellt. Zusätzlich werden in der Unterkategorie der Umweltverträglichkeit ab diesem Jahr 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 im Bayerischen Energieprogramm und im Energiekonzept der Bundesregierung angestrebte Richtung entwickelt, werden vier Bereiche näher betrachtet. Abbildung 1 zeigt eine Übersicht der gewählten Bereiche und deren Indikatoren. In den folgenden Absätzen werden sie genauer beschrieben.

Abbildung 1
Überblick über die Bewertungsbereiche mit den jeweiligen Indikatoren



Quelle: Prognos AG (eigene Darstellung)

3.2.1 Versorgungssicherheit

Die Sicherheit der Stromversorgung wird anhand von sieben Einzelindikatoren untersucht, die den beiden Themenfeldern Kraftwerke und Netze zugeordnet werden.

Die Situation und die Entwicklung bei den *Kraftwerken* werden 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

Bei den *Netzen* werden folgende Indikatoren verwendet:

- Ausbaumaßnahmen im Übertragungsnetz
- Eingriffe der Netzbetreiber
- SAIDI-Wert (Versorgungsunterbrechungen länger als drei Minuten)

3.2.2 Kosten

Die Kosten der Energiewende werden anhand des Strompreises für unterschiedliche Abnehmergruppen sowie ihrer Belastung mit Stromkosten und der Entwicklung einzelner Strompreiskomponenten geprüft.

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

- 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* werden folgende Indikatoren herangezogen:

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

Der Ausbau der *erneuerbaren Energien* wird 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 Primärenergieverbrauch (PEV) in Bayern.

3.2.4 Umweltverträglichkeit

Die Umweltverträglichkeit wurde in Deutschland seit dem letzten Monitoring anhand der *Treibhausgasemissionen* (ohne Landnutzungsmaßnahmen [LULUCF]) beurteilt, zuvor gingen die energiebedingten Emissionen in die Bewertung ein. Für Bayern wurden die energiebedingten Emissionen pro Einwohner als Indikator verwendet, da sich hierauf das Ziel der Bayerischen Staatsregierung aus dem Jahr 2015 bzw. 2011 bezog. Mit dem Entwurf des Bayerischen Klimaschutzgesetzes vom November 2019 bezieht sich der Zielwert für Bayern nun auf die gesamten Treibhausgasemissionen pro Einwohner, weshalb sich der Indikator ab diesem Jahr auf diesen Wert bezieht.

3.3 Bewertungsschema

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

Zusätzlich werden 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 vorliegt, wird dieses verwendet. Quantifizierte Ziele liegen für Deutschland unter anderem für das Jahr 2020 und 2030 vor. In Bayern beziehen sich die Ziele in der Regel auf das Jahr 2025. Sind solche

quantifizierten Angaben vorhanden, wird ein Zielpfad definiert, der den Start- und Zielpunkt linear verbindet. 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 Treibhausgasemissionen ist sowohl in Bayern als auch in Deutschland 1990 der Startwert des Zielpfades.

Liegt kein durch Energieprogramm beziehungsweise Energiekonzept quantifizierter Zielwert für einen Indikator vor, wird ein angemessener Referenzwert definiert. Bei Indikatoren, bei denen dieses nicht möglich ist, wird auf Zielwerte, Zielpfade und Bewertung verzichtet, sie haben dann informatorischen Charakter und beschreiben wichtige Aspekte des Energiesystems.

Durch die Klimaschutzgesetze auf nationaler und bayerischer Ebene wird das Ziel der Treibhausgasneutralität bis 2050 sowohl in Deutschland als auch Bayern gesetzlich festgeschrieben. Zur Bewertung dieser Ziele im Bereich *Umweltverträglichkeit* werden im Monitoring weiter die Treibhausgasemissionen herangezogen. Ab diesem Jahr wird der Indikator allerdings um weitere Unterindikatoren ergänzt, welche unterschiedliche Aspekte der Klimaverträglichkeit beschreiben. Es ist allerdings zu beachten, dass die Beiträge qualitativ als positiv und negativ (unterstützender oder erschwerender Beitrag zur Erreichung der Klimaziele) und in der Größe (großer Einfluss oder geringer Einfluss) bewertet werden. Hierbei wird nicht bewertet, ob die Beiträge ausreichen, um die Klimaziele zu erreichen.

4 Rückblick: bisherige Monitoringergebnisse

Stromversorgung gesichert aber teuer, Bayern und Deutschland weiterhin schlecht bei der Umweltverträglichkeit

Im Jahr 2017 gehörte Deutschland nach wie vor zu den Ländern mit der besten Qualität der Stromversorgung im europäischen Vergleich. Die Versorgungssicherheit blieb gewährleistet. Allerdings mussten in mehr als der Hälfte aller Stunden im Jahr Redispatch- und Countertrading-Maßnahmen dazu beitragen. Diese Eingriffe mussten deutlich häufiger als in den Vorjahren durchgeführt werden und trugen dazu bei, dass die Kosten für Netz- und Systemdienstleistungen auf einen historischen Rekordwert von 1,513 Milliarden Euro anstiegen. Damit lagen die Kosten etwa 70 Prozent höher als im Vorjahr. Die Übertragungsnetzbetreiber rechnen damit, dass von den im EnLAG aufgeführten Vorhaben 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.

Zur Sicherstellung der Stromversorgung lagen die benötigten Reserven im Winter 2016/2017 auf ähnlich hohem Niveau wie im Vorjahreswinter 2015/2016.

Die Strompreise stiegen im Jahr 2017 weiter an. Bei den Haushaltsstrompreisen gab es gegenüber dem Vorjahr einen erneuten Anstieg. Bei den Industriestrompreisen gab es eine nach Verbrauchsklassen differenzierte Entwicklung, wobei es in zwei von drei Abnahmeklassen einen Anstieg gegenüber dem Vorjahr gab. Damit sind die Preise insgesamt im Vergleich zu 2008 deutlich stärker als die jeweiligen Indizes der relevanten „Warenkörbe“ (Produzentenpreisindex und Teuerungsrate) angestiegen.

Die Energieeffizienz blieb in der Periode des 7. Monitorings in Deutschland auf (zu) niedrigem Niveau. Der Anteil erneuerbarer Energien steigerte sich gegenüber demjenigen des Jahres 2016 und lag damit weiter deutlich über dem Zielpfad. In Bayern lag der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung 2,4 Prozent unterhalb des Zielpfades und erhielt deshalb eine negative Bewertung. Zudem stieg der Stromverbrauch weiter an, der Primärenergieverbrauch (PEV) erreichte den Zielpfad nicht. Die CO₂-Emissionen gingen 2017 in Deutschland leicht zurück und blieben in Bayern konstant. Damit lagen sie in beiden Fällen jedoch oberhalb des Zielpfades und erhielten eine negative Bewertung.

Abbildung 2

Zusammenfassende Bewertung des Standes der Energiewende in Deutschland und Bayern gemäß des 7. Monitorings aus dem Jahr 2017

	Deutschland	Bayern
Versorgungssicherheit	2 (2) ●	2 (2) ●
Gesicherte Kraftwerksleistung	1 (1) ●	1 (1) ●
Stromausfallzeit	1 (1) ●	1 (1) ●
Ausbau der Stromnetze	3 (3) ●	3 (3) ●
Eingriffe der Netzbetreiber*	3 (3) ●	3 (3) ●
Bezahlbarkeit	↑ 2,5 (3) ●	↑ 2,5 (3) ●
Industriestrompreise*	↑ 2 (3) ●	↑ 2 (3) ●
Haushaltsstrompreise	3 (3) ●	3 (3) ●
Energieeffizienz und Erneuerbare	↑ 2,5 (3) ●	↑ 1,5 (1,8) ●
Entwicklung des Stromverbrauchs*	3 (3) ●	↑ 1 (2) ●
Energieproduktivität*	3 (3) ●	1 (1) ●
Entwicklung des Primärenergieverbrauchs*	3 (3) ●	↑ 1 (2) ●
Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch*	↑ 1 (3) ●	↓ 3 (2) ●
Umweltverträglichkeit	3 (3) ●	↓ 3 (2) ●
THG- und CO ₂ -Emissionen*	3 (3) ●	↓ 3 (2) ●

(Bewertungsschema: 1=grün 2=gelb 3=rot, Vorjahreswert in Klammern,

↑ bzw. ↓ : Verbesserung bzw. Verschlechterung der Bewertung im Vergleich zum 6. Monitoring aus dem Jahr 2017)

- * Die Bewertungsmethode der mit einem Stern gekennzeichneten Indikatoren unterscheidet sich von denjenigen des 6. Monitorings. Die Anpassungen betreffen folgende vier Bewertungsbereiche:

Eingriffe der Netzbetreiber

Berechnung anhand abgeregelter Arbeit anstelle der Eingriffsstunden. Dadurch kommt es zu keiner Veränderung in der Bewertung.

Industriestrompreise

Miteinbeziehung von drei Abnahmeklassen anstelle einer Klasse zwischen 20.000 und 70.000 MWh. Dadurch kommt es zu einer Verschlechterung in der Bewertung.

Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch

Überschreitungen der Zielgerade werden positiv bewertet. Dadurch kommt es zu einer Verbesserung in der Bewertung.

THG- und CO₂-Emissionen

Deutschland: Bewertung mittels THG- anstelle von CO₂-Emissionen.

Quelle: Prognos AG (eigene Darstellung)

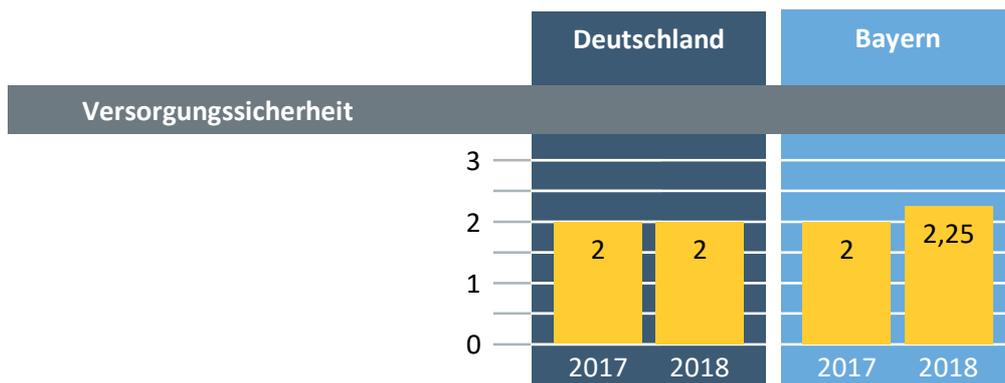
5 Ergebnisse des 8. Monitorings

5.1 Versorgungssicherheit

Abbildung 3
Bewertung der Versorgungssicherheit

	Deutschland	Bayern
Versorgungssicherheit	2 (2) ●	↓ 2,25 (2) ●
Gesicherte Kraftwerksleistung	1 (1) ●	↓ 2 (1) ●
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

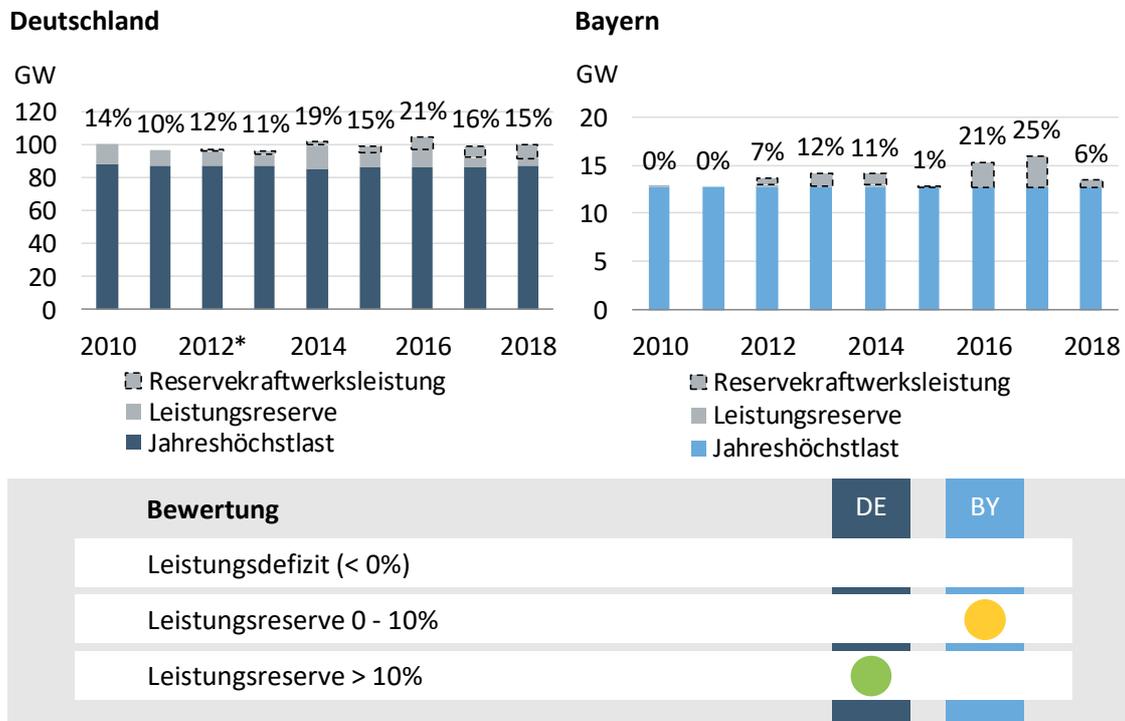
5.1.1.1 Gesicherte Erzeugungsleistung

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

Mit einer zunehmenden Integration der europäischen Strommärkte kommt dem Stromaustausch mit anderen Regionen eine immer größere Bedeutung zu. Zur Untersuchung der Bedeutung des Stromaustausches mit anderen Regionen wird die heimische, also bayerische und deutsche, Leistungsbilanz als Aspekt der Versorgungssicherheit untersucht. Eine solche Leistungsbilanzierung lässt Schlussfolgerungen über die Möglichkeiten auf der Leistungsseite einer „autarken“ Stromversorgung zu und kann im Gegenzug die Bedeutung des Stromaustausches mit anderen Regionen aufzeigen. Für eine sichere Stromversorgung sind neben der dargestellten Leistungsbilanzierung auch noch die Verteilung von Strombedarf und Stromerzeugung in der Fläche, die verfügbaren Stromnetze sowie die Integration in das übergeordnete Stromnetz von Bedeutung.

Für Deutschland kommt eine Analyse im Auftrag des BMWi (r2b 2019) zu dem Schluss, dass die Versorgungssicherheit als Deckung der Nachfrage an den Strommärkten trotz Kohleausstieg bis 2030 gesichert ist.

Abbildung 4
Gesicherte Leistung und Höchstlast in Deutschland und Bayern



* Ab 2012 inkl. Reservekraftwerke

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

Quellen: eigene Berechnung auf Basis BNetzA-Kraftwerksliste, Bayerisches Energiekonzept, BMWi Energiedaten, IE Leipzig und BDEW-Kraftwerksliste, AG Energiebilanzen, BNetzA

Bei der Feststellung der gesicherten Leistung wird auch die Leistung berücksichtigt, die sich die Bundesnetzagentur (BNetzA) vertraglich mit Reservekraftwerken sichert. Hierbei handelt es sich in der Regel um 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:

Ergebnisse des 8. Monitorings

- In Deutschland stand auch nach Abschaltung der Kernkraftwerke in den Jahren 2011 bis 2018 ausreichend gesicherte Leistung zur Verfügung, um den Strombedarf jederzeit decken zu können. Die Reservekraftwerksleistung wurde in Deutschland immer größer. Im Jahr 2018 sank der Anteil der Leistungsreserve an der Jahreshöchstlast auf 15 Prozent. Immer mehr nationale Kraftwerke, die das Ende ihrer Nutzungsdauer erreicht haben oder nicht mehr rentabel am Strommarkt betrieben werden können, werden in der 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). Im Winter 2017/2018 sank sie mit 3,1 GW jedoch erstmals wieder gegenüber dem Vorjahr. Ab dem Winter 2018/2019 werden keine ausländischen Kraftwerke mehr für die Reserve benötigt.
- Der Bedarf an Reservekraftwerksleistung für den Winter 2018/2019 beträgt 6,6 GW (gegenüber 10,4 GW im letzten Jahr). Im Gegensatz zu den vergangenen Jahren kann diese Leistung ausschließlich durch inländische Kraftwerke gedeckt werden.
- In Bayern ist durch die Abschaltungen der Kernkraftwerke Isar 1 im Jahr 2011 und Grafenrheinfeld Mitte 2015 die Situation weniger günstig. Es stand zwar auch 2018 ausreichend gesicherte Kraftwerksleistung zur Verfügung, die über die Höchstlast hinausgehende Leistungsreserve wird allerdings ab 2014 ausschließlich über Reservekraftwerke bereitgestellt (siehe Abbildung 3). Der Bedarf an Reservekraftwerken für das Winterhalbjahr 2018/2019 blieb mit 2,5 GW auf dem Niveau des Vorjahres (2,5 GW).

Die gesicherte Kraftwerksleistung besteht zum überwiegenden Teil aus konventionellen Kraftwerken, deren Einsatz planbar ist (siehe Abbildung 4). Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien trugen bisher vergleichsweise wenig zur gesicherten Leistung bei. Da Windkraftanlagen und PV-Anlagen von den jeweiligen Witterungsbedingungen abhängig sind, leisten vor allen Dingen Wasserkraft und Biomasse einen Beitrag zur gesicherten erneuerbaren Leistung. Ausgehend von den heute bekannten Planungen und ohne Berücksichtigung von Reservekraftwerken würde die gesicherte Leistung in Bayern in den kommenden Jahren bei Weitem nicht mehr ausreichen, um die Höchstlast zu decken. Unter Berücksichtigung der bereits kontrahierten Reservekraftwerkskapazitäten ergibt sich nach derzeitigem Stand ab ca. 2020 eine anwachsende Leistungslücke.

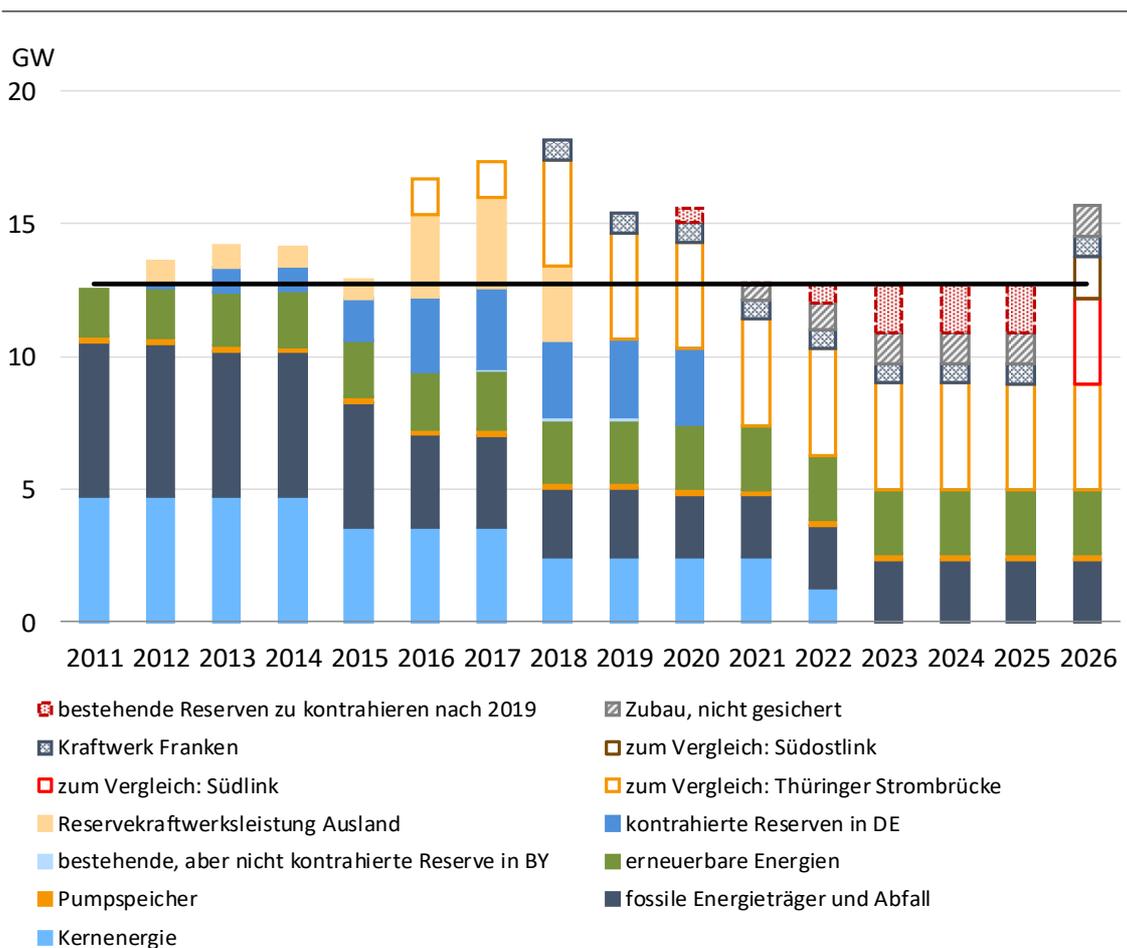
Allerdings sind im Strommarktgesetz 2016 unter anderem folgende Maßnahmen vorgesehen, die eine sichere Stromversorgung gewährleisten sollen:

- Die Übertragungsnetzbetreiber können auch weiterhin mit Zustimmung der BNetzA von den Betreibern zur Abschaltung angemeldete Kraftwerke als Netzreserve unter Vertrag nehmen und im Bedarfsfall zur Netzstabilisierung Strom erzeugen lassen.

- Ab dem Winterhalbjahr 2020/2021 soll schrittweise eine Kapazitätsreserve außerhalb des Strommarktes in Höhe von zwei GW zur Sicherung der Stromversorgung gebildet werden.

Abbildung 5

Gesicherte Leistung und Höchstlast in Bayern 2011 bis 2026



Quellen: eigene Berechnung auf Basis BNetzA-Kraftwerksliste, Bayerisches Energiekonzept, IE Leipzig und BDEW-Kraftwerksliste.

Darüber hinaus haben die Netzbetreiber geprüft, ob zur Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems bis zu zwei GW neue Erzeugungsanlagen (Netzstabilitätsanlagen) in der Nähe von Netzengpässen errichtet werden müssen. Konkret handelt es sich dabei um Gaskraftwerke in Süddeutschland, die im Bedarfsfall ab 2021/2022 verfügbar sein müssen. Diese Anlagen dürfen nicht am „normalen“ Strommarkt teilnehmen und bekommen ihre Kosten von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) erstattet, die sie auf die Stromkunden umlegen. Eine Errichtung von zwei GW Netzstabilitätsanlagen wurde für

sinnvoll erachtet. Die BNetzA hat die Bedarfsermittlung der Übertragungsnetzbetreiber vom Februar 2017 überprüft. Solche Netzstabilisierungsanlagen sind auch nach Einschätzung der BNetzA erforderlich, um den besonderen Herausforderungen in der Zeit zwischen der Abschaltung der letzten Kernkraftwerke und der Fertigstellung der großen Gleichstromtrassen zu begegnen. Die BNetzA hat einen Bedarf jedoch nur in Höhe von 1,2 GW bestätigt. Davon sind je 600 MW in Bayern und Baden-Württemberg geplant. Am 09. 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 2022 als Netzstabilitätsanlage betrieben wird. Paradoxerweise soll dieses Kraftwerk in Irsching errichtet werden, wo bereits zwei moderne Gaskraftwerke stehen. Diese würde der Betreiber Uniper jedoch gerne aufgrund von Unwirtschaftlichkeit stilllegen, darf das jedoch aufgrund der Systemrelevanz der Blöcke bisher nicht. Auf eine weitere Ausschreibung von 300 MW des Übertragungsnetzbetreibers Amprion im Bereich Bayerisch-Schwaben bewarben sich trotz konkreter Pläne keine Betreiber. Der Grund hierfür liegt nach Aussage der Betreiber in den Konditionen der Ausschreibung.

Angesichts dieser Maßnahmen ist davon auszugehen, dass in Bayern die Stromversorgung aktuell gesichert ist, allerdings wird die Spitzenlast zunehmend von Reservekraftwerken gedeckt. Zukünftig sorgt der Ausbau des Stromnetzes für Entlastung, allerdings kam es hier gegenüber der ursprünglichen Planung zu weiteren Verzögerungen (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. Dabei wurde unterstellt, dass das Verhältnis von Stromverbrauch und Höchstlast in Bayern und Deutschland gleich sei. 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 reduzieren. Alternativ wäre es denkbar, die Höchstlast entsprechend der Trendentwicklung des Stromverbrauchs ansteigen zu lassen. Da jedoch die deutschlandweite Höchstlast zwischen 2010 und 2015 nahezu konstant war, wird die Annahme der stabilen bayerischen Höchstlast vorerst beibehalten.

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. Im vorliegenden Monitoring wird davon ausgegangen, dass es nach seiner Stilllegung in die Reserve überführt wird. Da das jedoch nicht gesichert ist, wird das Kraftwerk gesondert ausgewiesen.

Tabelle 4 gibt einen Überblick über größere Kraftwerksneubauprojekte in Bayern sowie deren jeweiligen aktuellen Planungs- beziehungsweise Genehmigungsstand. Das bereits genehmigte Projekt eines Gaskraftwerkes in Haiming wurde nach dem Rückzug der OMV 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 einem GW in Schweinfurt wurden abgebrochen.

In München soll aufgrund eines Volksentscheids vom 05. November 2017 das Kohlekraftwerk im Norden Münchens bis 2022 abgeschaltet werden. Mittlerweile wurde Block 2 des Kohlekraftwerks von der Bundesnetzagentur bis Ende 2024 als systemrelevant eingestuft. Um die Fernwärme und Stromversorgung der Stadt München zu gewährleisten, planen die Stadtwerke die Errichtung eines Gaskraftwerkes und haben dazu im Januar 2018 den Antrag auf Baugenehmigung eingereicht. Allerdings sprach sich im Januar 2019 der Gemeinderat in Unterföhring gegen die Errichtung des Kraftwerkes aus, wodurch die Errichtung an diesem Standort sehr unwahrscheinlich erscheint.

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 positiv zu Riedl und will sich für die Realisierung einsetzen.

Die Errichtung sämtlicher in der Liste aufgeführter Projekte ist mit Ausnahme der Netzstabilitätsanlage in Irsching aufgrund des derzeitigen Planungsstandes mit großen Unsicherheiten behaftet.

Tabelle 4

Kraftwerksneubauprojekte in Bayern

<i>Kraftwerk</i>	<i>Leistung (MW)</i>	<i>Energieträger</i>	<i>Inbetriebnahme</i>	<i>Status 2018</i>	<i>Anmerkung</i>
München/ Unterföhring	300	Erdgas	k. A.	In Planung – Genehmigung durch Gemeinderat abgelehnt	
Irsching	300	Erdgas	2022	In Planung – Zuschlag zur Errichtung durch Netzbetreiber erteilt	Netzstabilitätsanlage
Haiming	850	Erdgas	k. A.	Planungsstopp – Genehmigung wurde jedoch erteilt	
Ulm / Leipheim	max. 600	Erdgas	2021	in Planung	
Gundremmingen	k. A.	Erdgas	k. A.	in Planung	
Gundelfingen	max. 1.200	Erdgas	frühestens 2021	in Planung	

Ergebnisse des 8. Monitorings

Energie- speicher Riedl	300	Pumpspei- cher	frühestens 2023	im Planfeststellungsver- fahren	
Poschberg	450	Pumpspei- cher	-	Planungsstopp	-
Einöden	150	Pumpspei- cher	-	Planungsstopp	-
Jochberg / Walchen- see	700	Pumpspei- cher	-	Planungsstopp	-
Schweinfurt	1.000	Erdgas	-	abgesagt	-

Quellen: BDEW 2018a, BNetzA 2017a, Handelsblatt 2019, Süddeutsche Zeitung 2019

In Tabelle 5 sind die kontrahierten Kraftwerkskapazitäten in Bayern und näherer Umgebung dargestellt. In Bayern tragen insbesondere die Kraftwerke Irsching 3, 4 und 5 sowie Ingolstadt 3 und 4 große Anteile zur Reservekraftwerksleistung bei. Diese Kraftwerke wurden zur Stilllegung angezeigt und müssen für jeden Winter erneut als Reserve kontrahiert werden. Für Abbildung 4 wird davon ausgegangen, dass die Kraftwerke auch in Zukunft kontrahiert werden können.

Tabelle 5

Kontrahierte Reservekraftwerksleistung in Bayern und näherer Umgebung

Kraftwerk	Standort	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
		2012 (MW)	2013 (MW)	2014 (MW)	2015 (MW)	2016 (MW)	2017 (MW)	2018 (MW)	2019 (MW)	2020 (MW)
Freimann	BY	160								
Irsching 3	BY		415	415	415	415	415	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
Staudinger 4	HE		622	622	622	622	622	622	580	580
GTKW Darmstadt	HE						95	95	95	95
UPM Augsburg Dampfturbine 3**	BY						29		29	
Heizkraftwerk T2 Augsburg**	BY						18		18	
UPM Schongau Dampfkraftwerk	BY						82	82	82	64
Summe		160	1.037	1.037	1.037	3.144	3.413	3.326	3.331	3.266

* 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.

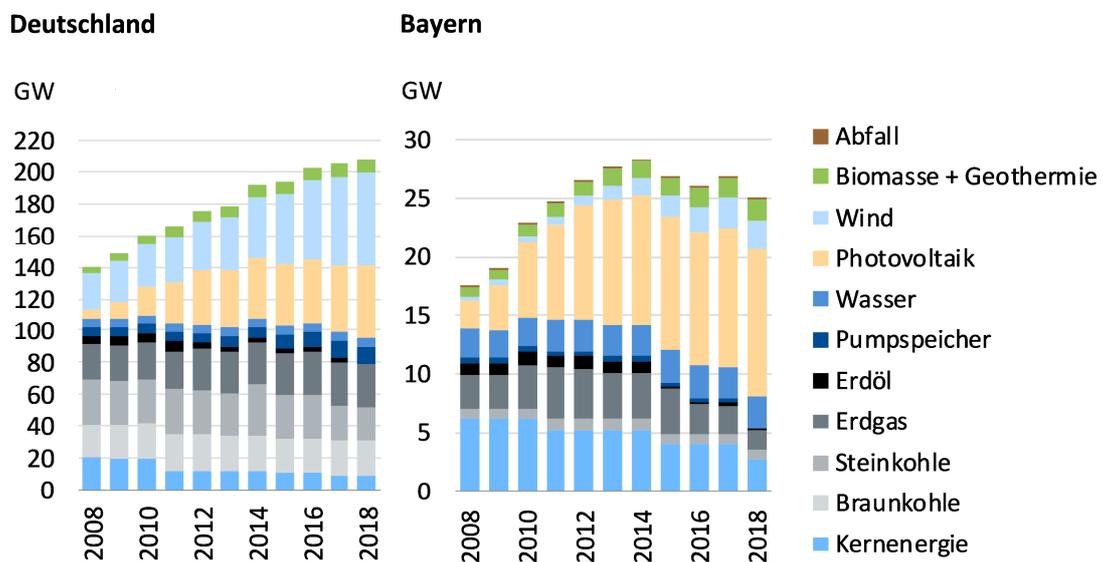
5.1.1.2 Gesamte und konventionelle Erzeugungsleistung

Durch den schnellen Ausbau der erneuerbaren Energien ist die gesamte installierte Nettoleistung in Deutschland zwischen 2008 und 2018 von 140 GW auf 211 GW gestiegen (Abbildung 6). Darin sind die Reservekapazitäten nicht enthalten. Die konventionelle installierte Nettoleistung (inklusive Pumpspeicher) lag 2018 mit 93 GW damit auf vergleichbarem Niveau wie im Vorjahr.

Die installierte Leistung der erneuerbaren Energien in Deutschland wurde von 2008 bis 2018 von 38 GW auf 118 GW ausgebaut und somit mehr als verdreifacht. Im Jahr 2015 entfiel knapp die Hälfte der installierten Leistung auf erneuerbare Energien. Im Jahr 2018 waren es gut 56 Prozent. 49 Prozent des Zubaus seit 2008 entfielen auf PV-Anlagen und 45 Prozent auf Windenergieanlagen. Seit 2013 werden PV-Anlagen im Vergleich zur Vergangenheit deutlich langsamer ausgebaut. Der Ausbau von Windkraftanlagen hatte sich dagegen seit 2014 beschleunigt und lag 2017 mit 6,3 GW Zuwachs so hoch wie noch nie. Im Jahr 2018 hat sich der Zubau an Windkapazitäten im Vergleich zu diesem hohen Zubau mit 3,3 GW fast halbiert.

Abbildung 6

Gesamte installierte Leistung zur Stromerzeugung, Deutschland und Bayern



Quellen: BNetzA Kraftwerksliste

In Bayern erhöhte sich die insgesamt installierte Leistung zwischen 2008 und 2018 von knapp 18 GW auf rund 26 GW. Die konventionelle Erzeugungsleistung halbierte sich im selben Zeitraum von knapp zwölf GW auf sechs GW. Die Abschaltung des Kernkraft-

werks 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 Erdgas-Kraftwerke Irsching 4 und 5 (846 beziehungsweise 550 MW) in die Reserve aufgenommen. Zum 31. Dezember 2017 ging in Folge des Atomausstiegs der Block B des Kernkraftwerk 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 2018 von sechs GW auf mehr als 19 GW ausgebaut und somit mehr als verdreifacht. Zu diesem Anstieg trug die PV mehr als 75 Prozent bei. Nach einem Spitzenwert von 3,1 GW im Jahr 2010 war der Ausbau bis 2014 kontinuierlich auf 0,6 GW pro Jahr zurückgegangen und lag im Jahr 2018 bei ebenfalls bei 0,6 GW.

5.1.2 Netze

5.1.2.1 Ausbau des Übertragungsnetzes

Stromübertragungsnetze verbinden Erzeugungs- und Verbrauchsschwerpunkte unterschiedlicher Regionen und können in Verbrauchsschwerpunkten fehlende Kraftwerksleistung zum Teil ersetzen. Deshalb spielen die Stromnetze eine bedeutende Rolle bei der 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 2019 waren von den im EnLAG geplanten rund 1.800 Leitungskilometern 1.200 genehmigt und 881 Kilometer (zum Vergleich: 800 Kilometer im 3. Quartal 2018) realisiert. Das entspricht rund 49 Prozent der vorgesehenen Kilometer.
- Im Jahr 2018 wurden 53 Kilometer fertiggestellt (zum Vergleich 101 Kilometer im Jahr 2017).
- Im aktuellen Bericht der BNetzA werden keine Erwartungen der Übertragungsnetzbericht 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.
- Die bis 2020 nicht fertiggestellten Bauvorhaben sollen spätestens 2030 abgeschlossen werden. Zum Zeitpunkt des 7. Monitorings gaben die Übertragungsnetzbetreiber noch 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 Mai 2019 geänderte BBPIG enthält die von der BNetzA bestätigten Vorhaben der Netzentwicklungspläne und legt deren energiewirtschaftliche Notwendigkeit fest. Die 43 Vorhaben des BBPIG umfassten zum dritten Quartal 2019 eine Länge von rund 5.900 Leitungskilometern. Neben 380-kV-Leitungen sind im BBPIG auch 4-GW-Gleichstromleitungen enthalten.

- Zum dritten Quartal 2019 waren von den im BBPIG geplanten rund 5.900 Leitungskilometern 342 Kilometer genehmigt und 361 Kilometer realisiert. Das entspricht gut 6 Prozent der vorgesehenen Kilometer.
- Im Jahr 2018 wurden 118 Kilometer fertiggestellt (zum Vergleich: 37 Kilometer im Jahr 2017). 106 Kilometer davon entfielen auf das vierte Quartal 2018.
- Die im BBPIG aufgeführten Vorhaben sollen bis spätestens 2030 in Betrieb gehen (keine Veränderung zum Vorjahr).

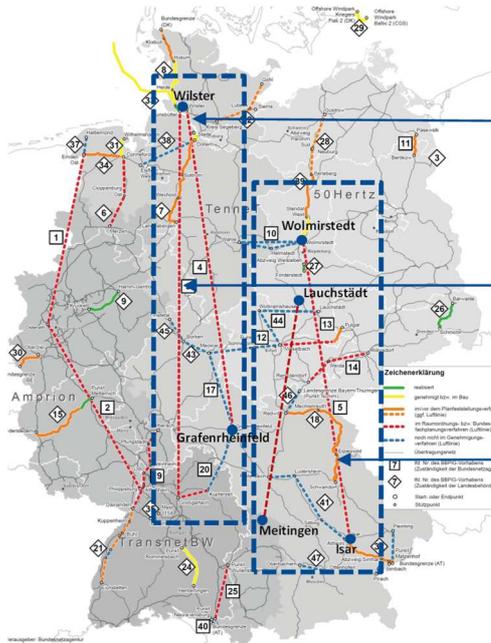
Verzögerungen im Netzausbau können zu Engpässen im Übertragungsnetz führen, die Eingriffe der Netzbetreiber erfordern. Im Jahr 2018 lag das in Deutschland am stärksten betroffene Netzelement im Leitungsabschnitt Dörpen. Mit 1.344 Eingriffsstunden sanken die Eingriffsstunden des am stärksten betroffenen Elements gegenüber 2017 um 456 Stunden ab. Das am stärksten belastete Netzelement in Bayern liegt im Gebiet Altheim und stellt das bundesweit am zweitstärksten belastete Element dar (994 Eingriffsstunden).

Für die bayerische Stromversorgung sind die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs (HGÜ)-Leitungen SuedLink (siehe Korridor C, Abbildung 7) und SuedOstLink (siehe Korridor D, Abbildung 7) von besonderer Bedeutung. Beide Vorhaben sollen nach einer Neubewertung vorrangig als Erdkabel ausgeführt werden, wodurch Verzögerungen sowie Mehrkosten gegenüber der ursprünglichen Planung entstehen. Nach Angaben der Übertragungsnetzbetreiber ist die Inbetriebnahme von SuedOstLink im Jahr 2025 geplant. SuedLink soll jedoch erst Jahr 2026 in Betrieb gehen, zum Stand des 7. Monitorings war noch eine Inbetriebnahme bis 2025 vorgesehen. Zwischen März und Juni des Jahres 2017 fanden Antragskonferenzen der Bundesfachplanung für die beiden Leitungsprojekte statt. Bei SuedOstLink wurde für einen ersten Teilabschnitt das Planfeststellungsverfahren eröffnet. Damit befindet sich dieser Abschnitt im letzten von insgesamt fünf Planungsschritten, die vor Beginn der Bautätigkeiten durchgeführt werden. Alle anderen Teilabschnitte der beiden Leitungen stehen am Ende des vorletzten Planungsschritts, der Bundesfachplanung.

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 (siehe Tabelle 6).

Abbildung 7

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



Vorhaben

Wilster - Grafenrheinfeld (SuedLink), 2 GW

- Inbetriebnahme nach BBPIG: 2025
- Vorrang von Erdverkabelung gegenüber der Freileitung

Status: Vorhaben BBPIG Bundesfachplanung

Brunsbüttel - Großgartach (SuedLink), 2 GW

- Inbetriebnahme nach BBPIG: 2025
- Vorrang von Erdverkabelung gegenüber der Freileitung

Status: Vorhaben BBPIG Bundesfachplanung

Wolmirstedt - Isar (SuedOstLink), 2 GW

- Inbetriebnahme nach BBPIG: 2025
- Vorrang von Erdverkabelung gegenüber der Freileitung
- Startpunkt und Endpunkt mehrfach geändert (früher Lauchstädt – Meitingen)

Status: Vorhaben BBPIG Bundesfachplanung

Quellen: BNetzA 2019g

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	2025	3
Mecklar – Grafenrheinfeld	130	2022	2027	5
Redwitz – Schwandorf	185	2020	2025	5
Grafenrheinfeld - Großgartach	158	2020	2025	5
Punkt Wullenstetten – Punkt Niederwangen	88	2020	2023	3
Neuravensburg – Bundesgrenze	7	2023	2023	0
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 2018f, Bundesamt für Justiz 2013, Netzentwicklungsplan 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 der Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz (hoher Windanteil in Ostdeutschland) und Tennet (hoher Windanteil in Norddeutschland und viel PV im bayerischen Teil des Netzes) zu.

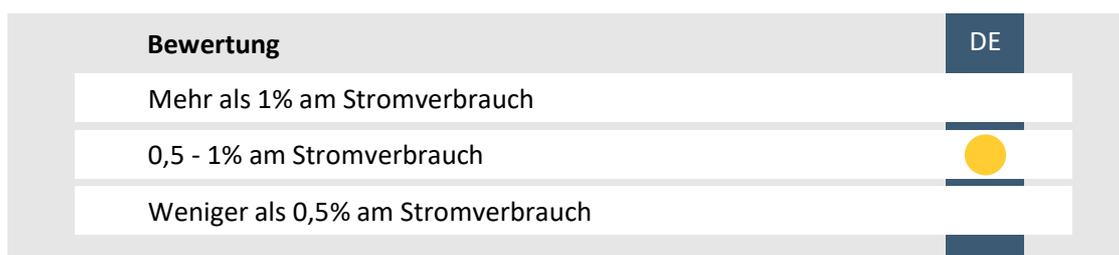
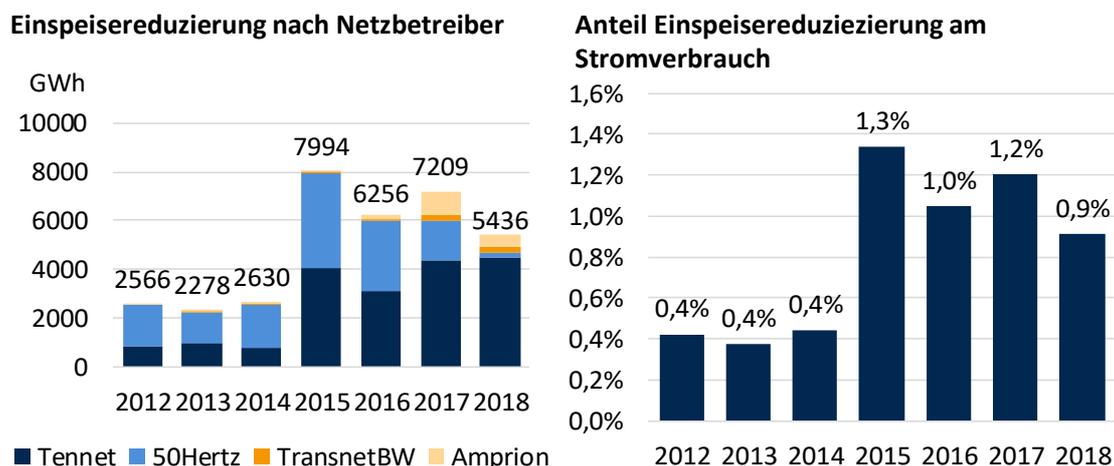
Bei Maßnahmen nach § 13.1 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) wird zumeist in die Fahrweise von Kraftwerken eingegriffen. Zu unterscheiden sind im Wesentlichen Redispatch und Countertrading. Redispatch bezeichnet den Eingriff in den marktbasierten Fahrplan von Kraftwerken, um Leitungsüberlastungen zu vermeiden 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 zonenübergreifende Handelsgeschäft mit dem Ziel, Netzengpässe zu vermeiden oder zu beseitigen.

Zwischen 2012 und 2018 stieg der Umfang der Eingriffe der Netzbetreiber in den Netzgebieten von Tennet und 50Hertz stark an (siehe Abbildung 8). Gegenüber dem Vorjahr ist aber eine deutliche Abnahme der Eingriffe zu verzeichnen. Die Einspeisereduzierung ist insgesamt um ein Viertel gesunken, beim Netzbetreiber 50Hertz gar um 45 Prozent. Die Einspeisereduzierung durch Redispatch lag 2018 insgesamt bei gut 5.400 GWh und machte damit 0,9 Prozent des Stromverbrauchs aus. Der Grund liegt unter anderem in der vollständigen Inbetriebnahme der Thüringer Strombrücke am 14. September 2017, die sich bereits im vierten Quartal 2017 positiv bemerkbar machte und 2018 vollständig wirkte. Die durch diese Eingriffe im Jahr 2018 entstandenen Kosten sanken gegenüber dem hohen Vorjahreswert (421 Millionen Euro) wieder auf 388 Millionen Euro.

Nach der offiziellen Prognose vom 01. Juli 2019 rechnen die Übertragungsnetzbetreiber für 2020 mit einem Anstieg der Kosten für Netz und Systemdienstleistungen auf 1,762 Milliarden Euro. Bis 2023 prognostizieren die Übertragungsnetzbetreiber einen leichten Rückgang auf 1,676 Milliarden. Es wird damit gerechnet, dass die Kosten des Einspeisemanagements von 812 Millionen Euro auf 364 Millionen zurückgehen. Der Anstieg der Redispatchkosten konventioneller Kraftwerke und der Netzreserve gleicht diesen Rückgang jedoch fast vollständig aus. Die geplanten vorzeitigen Abschaltungen von Kohlekraftwerken aufgrund des „Kohleausstieges“ konnten bei der Prognose jedoch (noch) keine ausreichende Berücksichtigung finden. Vor diesem Hintergrund erscheint derzeit sogar ein noch stärkerer Anstieg der Kosten bis 2023 als wahrscheinlich.

Abbildung 8

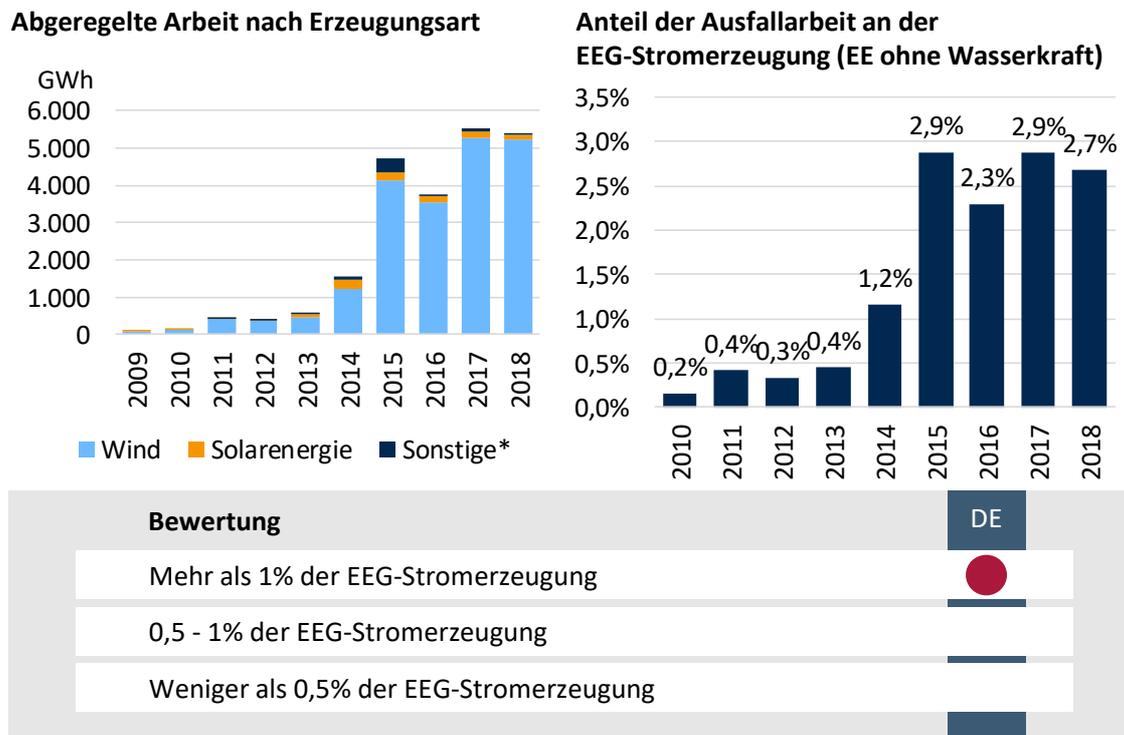
Eingriffe der Netzbetreiber nach § 13.1 EnWG (Redispatch)



Quelle: BNetzA

Wenn die Maßnahmen nach § 13.1 EnWG zur Stabilisierung des Stromsystems nicht mehr 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 2017 war die dadurch abgeregelte Arbeit mit gut 5.500 GWh so hoch wie noch nie. Im Jahr 2018 sank der Wert leicht, blieb mit 5.400 GWh aber auf hohem Niveau. Gut 97 Prozent davon betrafen die Windenergie. Der Anteil der Ausfallarbeit an der EEG-Stromerzeugung lag 2018 mit 2,7 Prozent leicht tiefer als im Vorjahr (siehe Abbildung 9).

Abbildung 9
Eingriffe der Netzbetreiber nach § 13.2 EnWG (Einspeisemanagement)



Quelle: BNetzA

5.1.2.3 Kosten für Systemsicherheitsmaßnahmen

Insgesamt entstanden 2018 durch Maßnahmen zur Sicherung der Netzstabilität Kosten in Höhe von 1,44 Milliarden Euro. Damit liegen die Kosten leicht unter dem Vorjahreswert von 1,51 Milliarden Euro, bleiben aber auf hohem Niveau. Mit 635 Millionen Euro entfiel im Jahr 2018 der größte Teil davon auf Maßnahmen des Einspeisemanagements, die den historischen Höchstwert des Vorjahres erneut übertrafen (im Jahr 2016 waren es lediglich 373 Millionen Euro). Die Kosten zur Vorhaltung und zum Abruf von inländischen sowie ausländischen Reservekraftwerken sanken mit 416 Millionen Euro um 16 Prozent im Vergleich zum Vorjahr. Die Kosten für Redispatch und Countertrading sanken 2018 im Vergleich zum Vorjahr um gut 8 Prozent, befanden sich mit 388 Millionen Euro aber noch immer auf hohem Niveau.

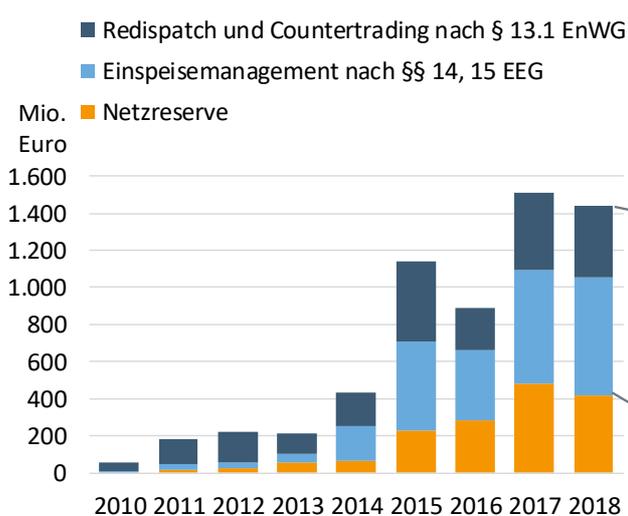
Die Eingriffe waren vor allem in den Netzgebieten von Tennet, aber auch von 50Hertz

erforderlich. Hier fielen dementsprechend 88 Prozent der 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 großen Kapazitäten an Windkraftanlagen, durch deren Abregelung 2018 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 2018 auf 798 Millionen Euro. Bei 50Hertz entstanden Kosten für diese Maßnahmen in Höhe von 103 Millionen Euro (siehe Abbildung 10).

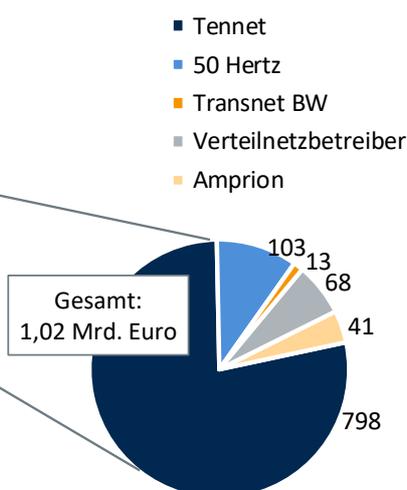
Neben den gestiegenen Kosten für den Netzausbau sind die Kosten der Systemsicherung einer der Hauptgründe für die Übertragungsnetzbetreiber, die Netzentgelte zu erhöhen. Nach Aussagen von Tennet haben die Netzeingriffe einen Anteil von 60 Prozent an der Kostenbasis der Netzentgelte. Nachdem Tennet die Entgelte 2017 bereits um rund 80 Prozent angehoben hatte, stiegen sie 2018 erneut um neun Prozent. Im Jahr 2019 teilte Tennet mit, dass die Netzentgelte für die meisten Kunden auf Vorjahresniveau verbleiben. Für einzelne Großkunden, die direkt ans Übertragungsnetz angeschlossen sind, können die Netzentgelte allerdings steigen.

Abbildung 10
Kosten für Systemsicherheitsmaßnahmen

Kosten der Systemsicherheitsmaßnahmen



Aufteilung der Kosten für Einspeisemanagement und Redispatch nach Netzbetreibern in Mio. Euro



Quelle: BNetzA

Ab dem Jahr 2019 werden die Netzentgelte im Übertragungsnetz schrittweise bundesweit bis zum 01. Januar 2023 vereinheitlicht. Hierzu trat am 22. Juli 2017 das Gesetz zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur (NEMoG) in Kraft. Die Kosten des Übertragungsnetzes machen knapp 25 Prozent der Gesamtkosten des Stromnetzes aus.

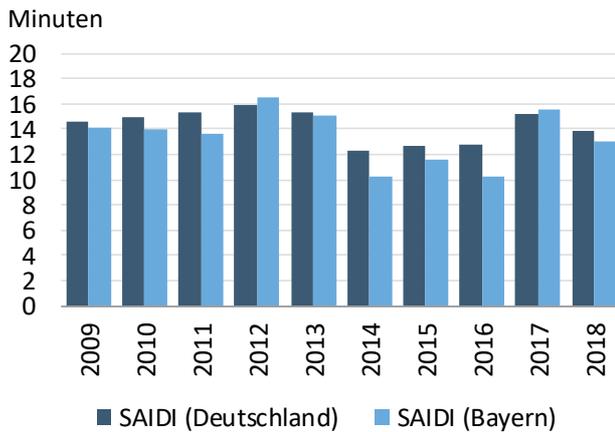
Durch die schrittweise Vereinheitlichung der Übertragungsnetzentgelte werden die Netzentgelte vergleichsweise teurer Netzbetreiber sinken, die günstigerer Betreiber hingegen steigen. Die Stromverbraucher in Bayern trifft die Vereinheitlichung je nach Netzgebiet unterschiedlich. Im Gebiet von Tennet werden die Entgelte sinken, im Gebiet von Amprion ist mit einem Anstieg zu rechnen.

5.1.2.4 Versorgungsunterbrechungen (SAIDI)

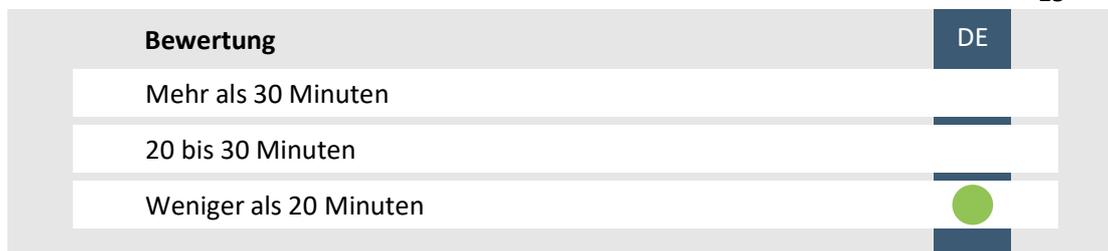
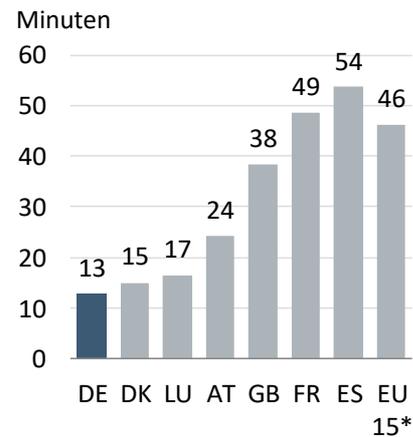
Abbildung 11

Versorgungsunterbrechungen gemäß SAIDI-Wert

Entwicklung in Deutschland und Bayern



SAIDI im europäischen Vergleich 2016



* Ohne Belgien, Finnland und den Niederlanden

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

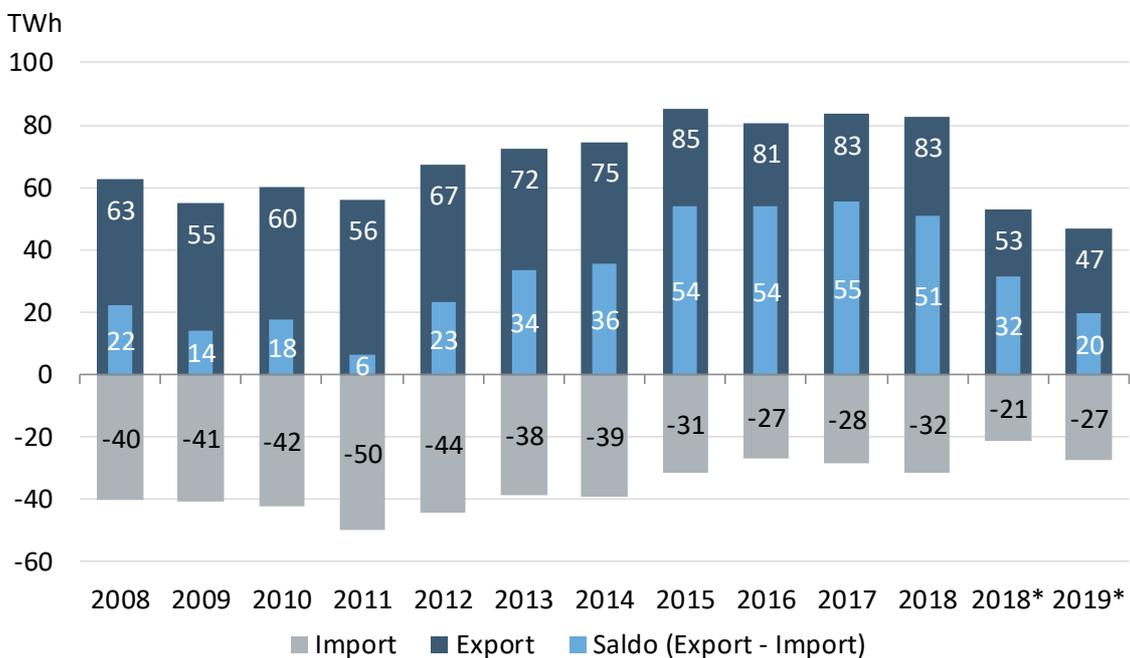
Trotz der hohen Zahl von Eingriffssituationen im Stromnetz wies Deutschland im Jahr 2016 mit nur ca. 15 Minuten Versorgungsunterbrechungen innerhalb der EU-15-Staaten die höchste Verfügbarkeit von Strom auf (siehe Abbildung 11, rechte Seite).

Gemessen wird dies durch den SAIDI (System Average Interruption Duration Index), der die kumulierte durchschnittliche Dauer ungeplanter Versorgungsunterbrechungen ermittelt. In die Berechnung gehen allerdings nur Unterbrechungen von mehr als drei Minuten Dauer ein. Kürzere Unterbrechungen werden nicht berücksichtigt. Im Jahr 2018 betrug der SAIDI-Wert für Deutschland 13,9 Minuten und sank damit leicht im Vergleich zu 2017 (15,1 Minuten). Auch in Bayern nahm der SAIDI 2018 im Vergleich zum Vorjahr ab und lag bei 13,0 Minuten (siehe Abbildung 11, linke Seite). In Bayern kam es über den Betrachtungszeitraum – außer in den Jahren 2012 und 2017 – zu weniger Unterbrechungen als im gesamten Bundesgebiet.

5.1.2.5 Stromaustausch mit dem Ausland

Abbildung 12

Stromaustausch mit dem Ausland



* Jeweils bis August

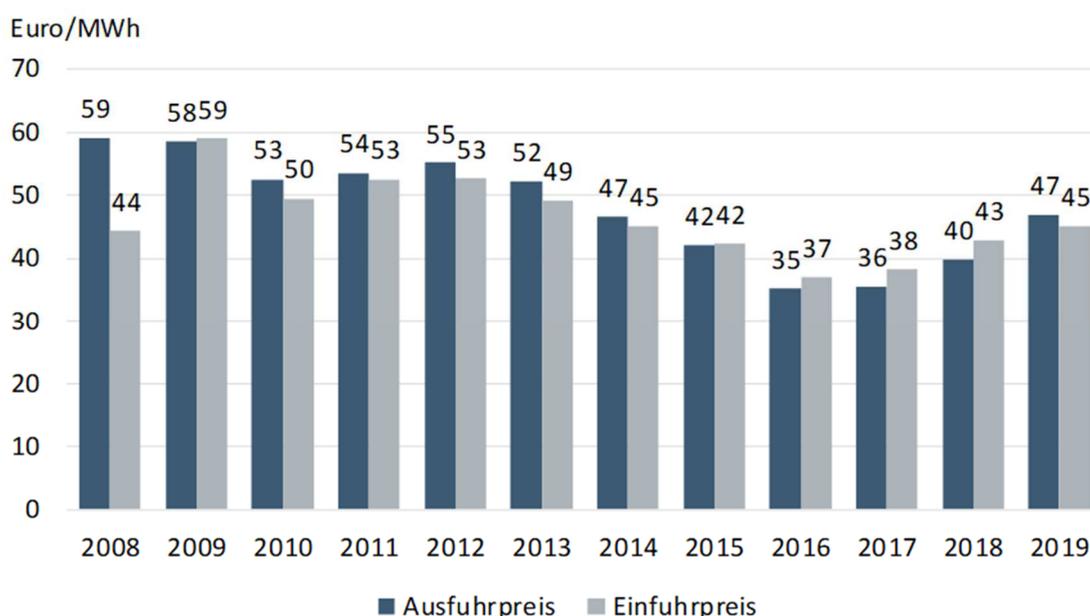
Quelle: ENTSO-E

Für eine 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.

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 ging der Handelsaldo im Vergleich zu den Vorjahren merklich zurück. In den letzten Jahren stieg der Exportüberschuss wieder deutlich an. Wie im Vorjahr blieb im Jahr 2018 der Stromexport mit 83 TWh auf hohem Niveau. Der Stromimport dagegen fiel mit 32 TWh 12 Prozent höher aus als im Vorjahr (siehe Abbildung 12). Ursache für den hohen Exportsaldo waren die steigende Produktion aus erneuerbaren Energien bei gleichzeitigem Betrieb konventioneller Kraftwerke und – damit verbundene – niedrige Börsenstrompreise in Deutschland.

Abbildung 13

Außenhandelspreise für Strom



Quelle: Fraunhofer ISE

Der im Jahresdurchschnitt für deutschen Exportstrom erzielte Preis lag im Zeitraum 2008 bis 2014 meist über den Einfuhrpreisen. Von 2016 bis 2018 war aber eine Umkehr der

Tendenz zu erkennen, wobei keine großen Preisdifferenzen auszumachen waren. Im Jahr 2019 lag der Ausfuhrpreis seither erstmals wieder über dem Einfuhrpreis. Abbildung 13 zeigt darüber hinaus, dass das generelle Preisniveau im betrachteten Zeitraum deutlich zurückging, seit 2017 aber eine steigende Tendenz aufwies. In bestimmten Marktlagen musste deutscher Überschussstrom zu negativen Preisen abgegeben werden.

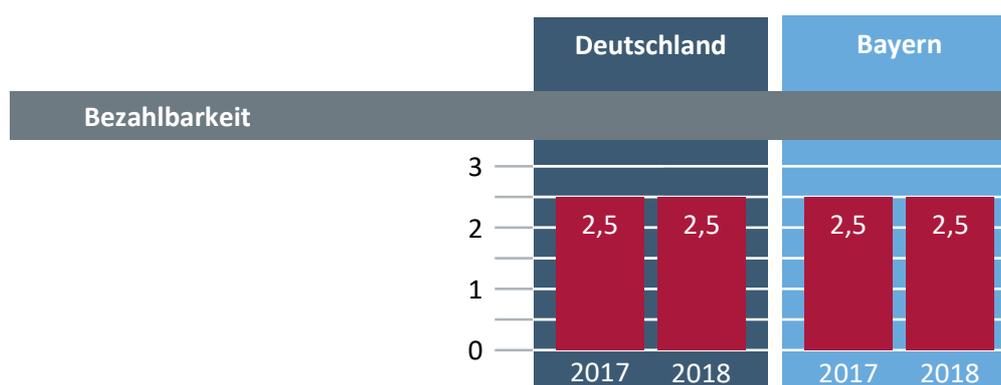
5.2 Bezahlbarkeit

Abbildung 14

Bewertung der Bezahlbarkeit

	Deutschland	Bayern
Bezahlbarkeit	2,5 (2,5) ●	2,5 (2,5) ●
Industriestrompreis	2 (2) ●	2 (2) ●
Haushaltsstrompreis	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).

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

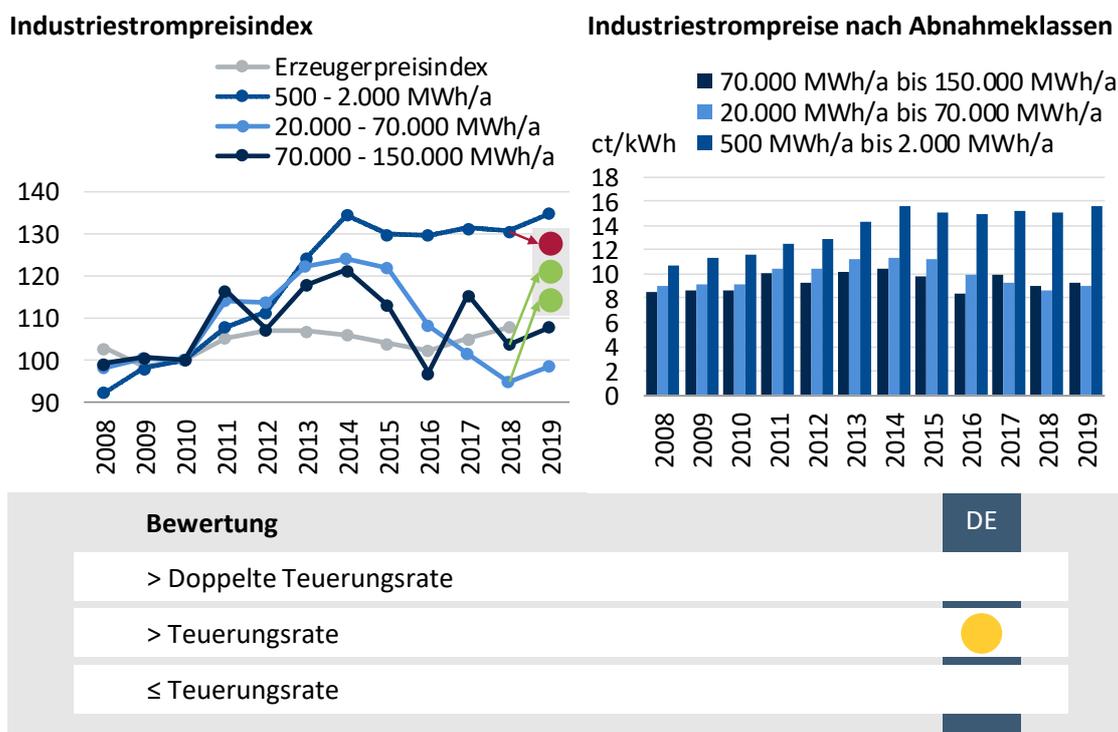
- Der Ausbau der erneuerbaren Energien und der Stromnetze wird von den Stromkunden über EEG-Umlage und Netzentgelte finanziert. Diese erhöhen den Strompreis für die Mehrzahl der Kunden.
- Die hohe Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien senkt den Börsenstrompreis. Davon profitieren insbesondere stromintensive Industrieunternehmen, die die besondere Ausgleichsregelung (teilweise bis fast vollständige 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 ausgewirkt haben, wird im Folgenden dargestellt.

5.2.1 Industriestrompreise

Der in den ersten sechs Monitorings besonders untersuchte und für die Indikatorik herangezogene Industriestrompreis stellte den Preis bei Stromabnahmen von jährlich 20.000 bis 70.000 MWh (ohne Mehrwertsteuer sowie ohne erstattungsfähige Steuern/Abgaben) dar. In detaillierten Statistiken werden, abhängig von abgenommener Strommenge und Spannungsebene, mehrere Preiskategorien unterschieden. Der rechte Teil der Abbildung 15 zeigt die Preise für unterschiedliche Abnahmefälle. Aufgrund der unterschiedlichen Entwicklung der verschiedenen Kategorien flossen ab dem siebten Monitoring alle drei Abnahmeklassen in die Bewertung ein.

Abbildung 15
Industriestrompreise in Deutschland



Quellen: Eigene Berechnungen auf Basis von Eurostat (ohne MwSt. und erstattungsfähige Steuern und Abgaben), Statistisches Bundesamt

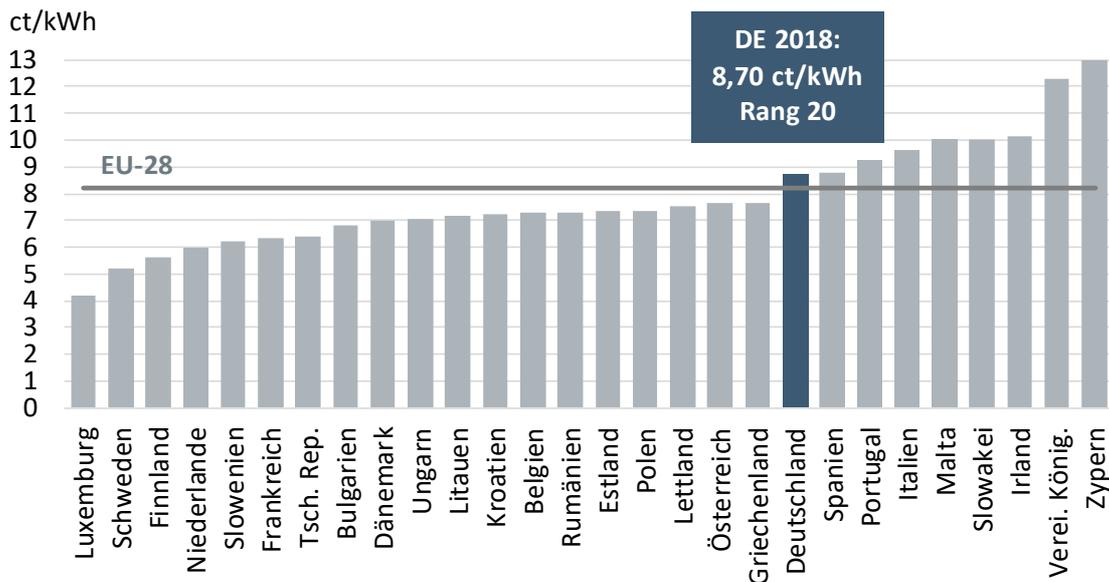
Die Strompreise für Industriekunden stiegen zwischen 2008 und 2014 deutlich an, was ausschließlich auf höhere Abgaben beziehungsweise Umlagen zurückzuführen ist. Je nach Abnehmerklasse blieben die Preise danach auf konstant hohem Niveau oder sanken bis 2018 (siehe Abbildung 15). Die beiden massiven Erhöhungen der EEG-Umlage in den Jahren 2011 und 2013 führten zu entsprechenden Bewegungen bei den Industriestrompreisen. Ein Maßstab für die Bewertung der Industriestrompreisentwicklung ist der Erzeugerpreisindex des verarbeitenden Gewerbes. Im Jahr 2018 lag der Industriestrompreisindex zum ersten Mal seit 2008 in zwei Abnahmeklassen auf niedrigerem Niveau als der Erzeugerpreisindex (siehe Abbildung 15, linke Seite). In niedrigeren Abnahmeklassen blieb der Preis seit 2014 auf konstant hohem Niveau und stieg zuletzt sogar an (siehe Abbildung 15, rechte Seite).

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-28-Staaten herangezogen. Hier lag Deutschland im Jahr 2009 auf Rang 19, das heißt in acht europäischen Ländern (der damaligen EU-27) waren die Strompreise höher als in Deutschland. Bis 2011 verschlechterte sich die Platzierung auf Rang 24. Damit zählte Deutschland in der Kategorie Industriestrompreise zur Gruppe der teuren Staaten. Seither gab es wenig Veränderungen in der Rangfolge. Im Jahr 2017 verbesserte sich die Position Deutschlands aufgrund einer deutlichen Zunahme der Strompreise in den betroffenen Vergleichsländern (Zypern und Slowakei). Im Jahr 2018 lag Deutschland in der Stromabnahmeklasse von 20.000 bis 70.000 MWh pro Jahr auf Rang 20 und verbesserte sich damit erneut um zwei Ränge gegenüber dem Vorjahr.

Abbildung 16

Industriestrompreise in den Staaten der EU-28 im Jahr 2018



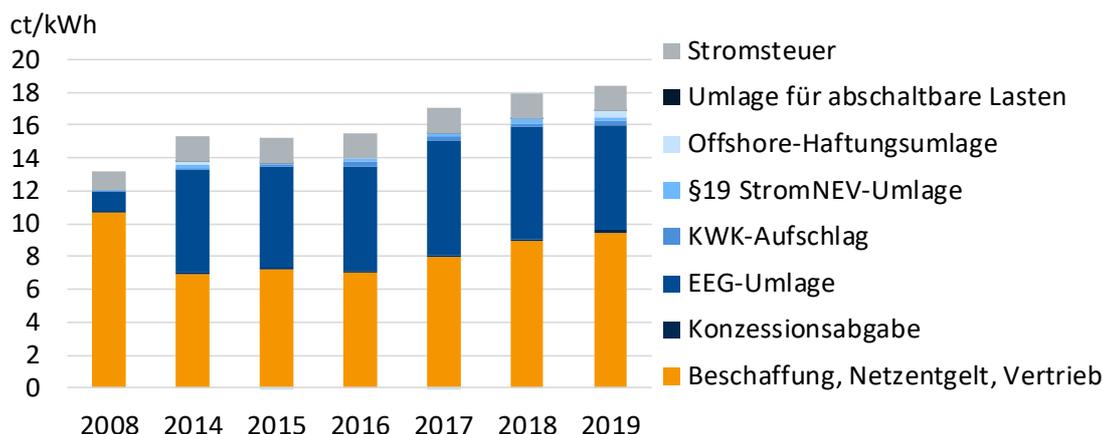
Jahresverbrauch 20.000 bis 70.000 MWh, Jahr 2018

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

Im Vergleich zu 2017 verringerte sich der Strompreis von 9,3 auf 8,7 ct/kWh, wodurch Deutschland nun in dieser Abnahmeklasse vor Spanien und Portugal liegt. Allerdings wäre es ohne eine Verteuerung in Spanien nur zu einem Ranggewinn gekommen.

Abbildung 17

Zusammensetzung des Industriestrompreises



Jahresverbrauch 160 bis 20.000 MWh

Quelle: BDEW 2018b

Am günstigsten konnten Industriekunden Strom 2018 – wie auch schon in den Jahren davor – in Luxemburg, Schweden und Finnland beziehen. Der EU-28-Durchschnitt stieg gegenüber dem Vorjahr um 4 ct/kWh. Zu den Ländern mit einem Strompreis von weniger als dem EU-28-Durchschnittswert von 8,1 Cent pro kWh zählten unter anderem Frankreich, Polen und die Niederlande (siehe Abbildung 16).

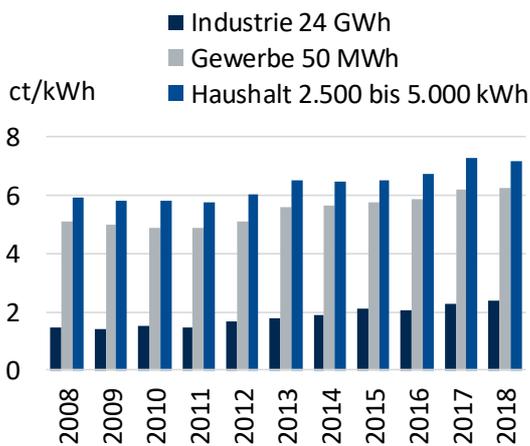
Im Jahr 2019 erhöhte sich der Strompreis leicht und liegt damit auf vergleichsweise hohem Niveau. Dies trifft auch auf die einzelnen Bestandteile des Strompreises zu (siehe Abbildung 17). Nach Angaben des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) machten Steuern, Abgaben und Umlagen im Jahr 2019 knapp die Hälfte (49 Prozent) des von der Industrie bei jährlichen Abnahmemengen zwischen 160 und 20.000 MWh zu zahlenden Strompreises aus. Das ist ein Prozentpunkt weniger als im Jahr 2018. Grund dafür sind vor allem die höheren Kosten für Beschaffung, Netzentgelt und Vertrieb.

Das größte Gewicht der Abgaben kommt der EEG-Umlage zu. Im Jahr 2008 lag der Anteil aller staatlich bedingten Abgaben noch bei 19 Prozent. Neben der EEG-Umlage 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 (vergleiche Abschnitt 5.1.2). Die Netzentgelte für den industriellen Abnahmefall von 24.000 MWh

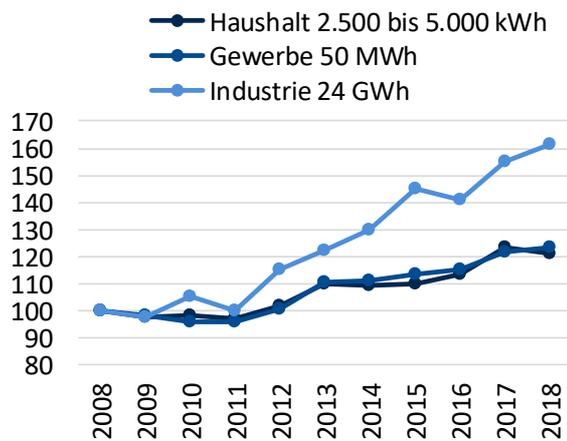
pro Jahr, die den Angaben der BNetzA zugrunde liegen, erhöhten sich von 2008 bis 2018 um 62 Prozent (siehe Abbildung 18).

Abbildung 18
Netzentgelte und Preisindizes ausgewählter Abnahmefälle

Netzentgelte



Preisindizes



Quelle: BNetzA, Berechnungen der Prognos AG

5.2.2 Betriebe mit begrenzter EEG-Umlage

Stromintensive Industrieunternehmen können 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 auf konstantem Niveau (siehe Abbildung 19). In Deutschland waren es 2018 insgesamt 2.017 Unternehmen des produzierenden Gewerbes. Die betroffene

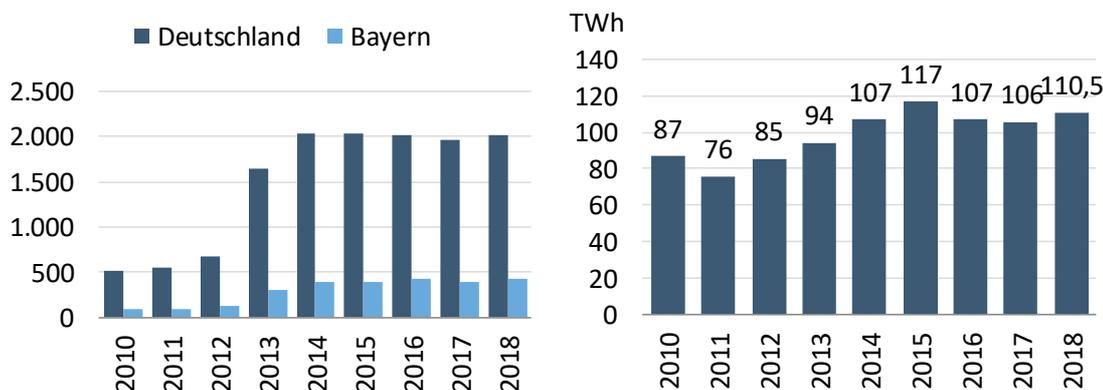
Strommenge stieg 2018 leicht gegenüber dem Vorjahr und betrug 110,5 TWh. Der Anteil dieser befreiten Strommenge am gesamten industriellen Stromverbrauch ging damit im Vergleich zum Vorjahr von knapp 21 auf gut 20 Prozent zurück. In Bayern stieg die Zahl der erfassten Abnahmestellen im Jahr 2018 von 399 im Vorjahr auf 421.

Abbildung 19

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

Anzahl der Betriebe

Betroffene Strommenge in Deutschland



Quelle: BAFA

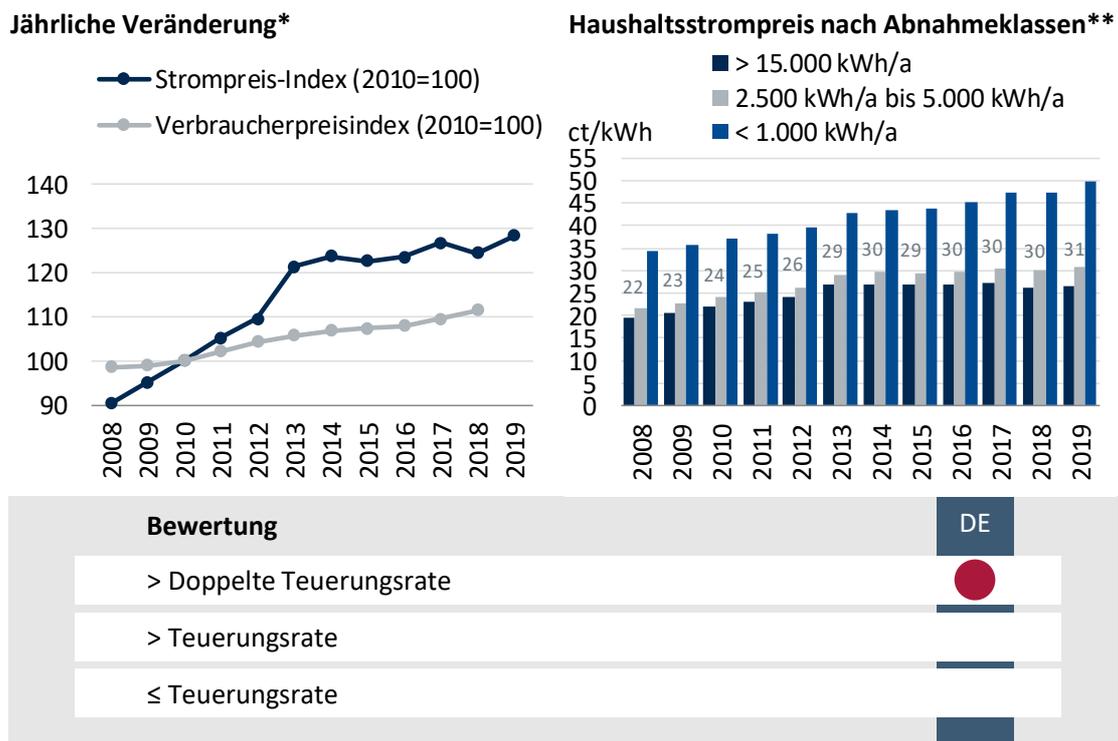
5.2.3 Strompreise für private Haushalte

Ähnlich wie in der Industrie zählen auch bei den privaten Haushalten in Deutschland die Strompreise zu den höchsten in den EU-28-Staaten. Im Jahr 2018 war der Haushaltsstrom (Abnahme von 2.500 bis 5.000 kWh, alle Steuern und Abgaben inbegriffen) in Deutschland nach Dänemark der zweiteuerste in der EU. Der durchschnittliche Strompreis für Haushaltskunden in Deutschland war 2018 mit 29,9 Cent pro kWh um 24 Prozent höher als 2010. Im Zeitraum 2010 bis 2018 war damit der Anstieg des Strompreisindex mehr als doppelt so hoch wie derjenige des Verbraucherpreisindex mit 11 Prozent (siehe Abbildung 20).

Bei der Preisentwicklung spielen Steuern, Abgaben und Umlagen eine bedeutende Rolle. Im Zeitraum von 2008 bis 2018 stiegen sie von Jahr zu Jahr an 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 3.500 kWh). Neben den Steuern, Abgaben und Umlagen sind die Netzentgelte ein bedeutender Posten

auf der Stromrechnung der privaten Haushalte. Trotz der leichten Senkung gegenüber dem Vorjahr stiegen sie zwischen 2008 bis 2018 um gut 21 Prozent und betragen im Jahr 2018 7,17 Cent pro kWh (24 Prozent des gesamten Strompreises).

Abbildung 20
Strompreise für Haushaltskunden



2019 = erstes Halbjahr

* Stromabnahmen von 2.500 - 5.000 kWh, alle Steuern und Abgaben einbegriffen

** 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 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.

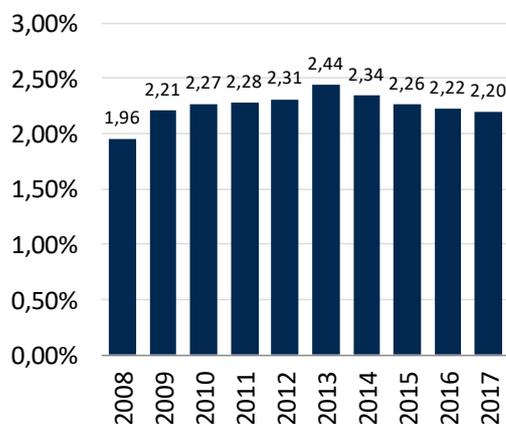
Im Jahr 2008 wendeten die privaten Haushalte 2,0 Prozent ihrer Konsumausgaben für den Bezug von Strom auf. Bis zum Jahr 2013 stieg dieser Wert auf 2,4 Prozent (siehe Abbildung 21). Seitdem ist eine leichte Abnahme festzustellen. Im Jahr 2018 waren es 2,2 Prozent.

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 2,1 Prozent erstmals seit längerer Zeit weniger Haushaltsbudget als Strom. Dies war auch in den Jahren 2015 bis 2018 der Fall. Grund dafür waren vor allem die günstigen Preise für Heizöl und Erdgas.

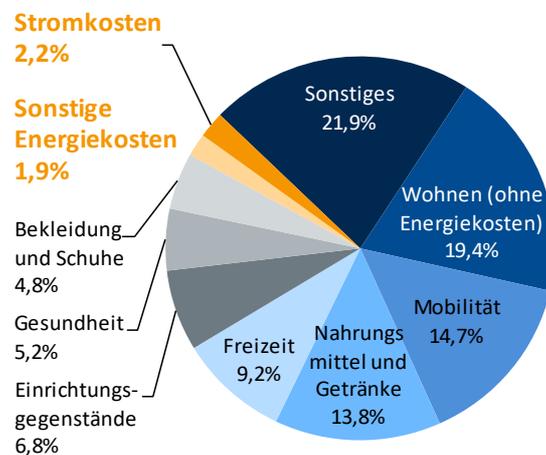
Abbildung 21

Anteil der Stromkosten an den Konsumausgaben privater Haushalte

Anteil der Stromkosten an den Konsumausgaben privater Haushalte



Zusammensetzung der Konsumausgaben privater Haushalte im Jahr 2018



Quelle: Statistisches Bundesamt

5.2.5 Börsenstrompreis und EEG-Umlage

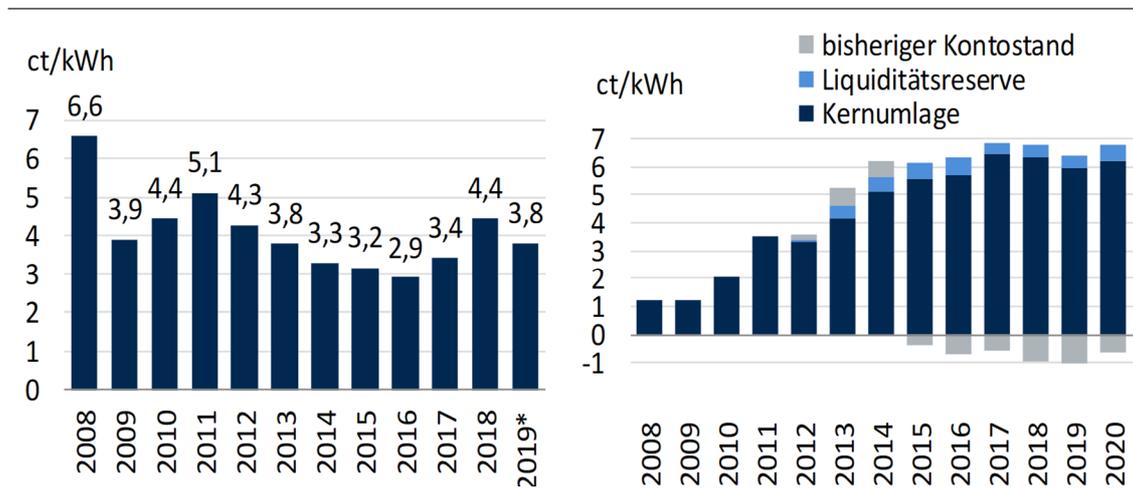
Die Endkundenpreise für Strom resultieren aus dem Zusammenwirken unterschiedlicher Preiskomponenten. Bei Industrieunternehmen, insbesondere energieintensiven Großabnehmern, haben die Börsenstrompreise einen entscheidenden Einfluss auf den Gesamtstrompreis.

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 weist der Börsenstrompreis zum Teil erhebliche Schwankungen auf. 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 Cent pro kWh. Im Jahr 2017 verteuerte er sich durch ansteigende Rohstoffpreise auf 3,4 Cent pro kWh und auch 2018 kam es zu einem Anstieg durch steigende CO₂-Preise (siehe Abbildung 21, linke Seite). 2019 sank der Preis hingegen wieder leicht ab.

Die EEG-Umlage war mit 6,88 Cent pro kWh im Jahr 2017 fast sechsmal so hoch wie 2008. Im Jahr 2018 sank die Umlage leicht auf 6,79 Cent pro kWh. Für 2020 haben die Übertragungsnetzbetreiber einen Anstieg auf 6,756 Cent angekündigt, nach dem die Umlage auf 6,41 Cent pro kWh im Jahr 2019 gesunken war (siehe Abbildung 21, rechte Seite). 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 Ausgleichsregelung in Anspruch nehmen konnten. Hierzu zählen sämtliche Betriebe, die nicht als energieintensiv eingestuft werden – also die meisten – sowie die privaten Haushalte.

Abbildung 22

Börsenstrompreis und Entwicklung der EEG-Umlage



* Durchschnittspreis bis zum 23.10.2019

Quellen: Statistische ENERGINET, netztransparenz.de

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 durch den 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. Die dritte Komponente ist der 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 22 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.

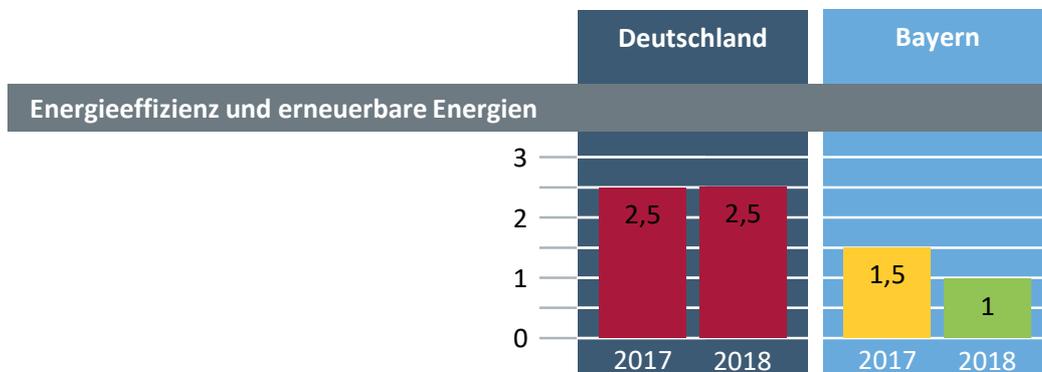
5.3 Effizienz und erneuerbare Energien

Abbildung 23

Bewertung der Energieeffizienz und der erneuerbaren Energien

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

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 reduziert 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, die das Thema Stromverbrauch adressieren. Daher wird weiter auf das Bayerische Energieprogramm abgestellt.
- In Deutschland soll der Bruttostromverbrauch zwischen 2008 und 2020 um 10 Prozent sinken.

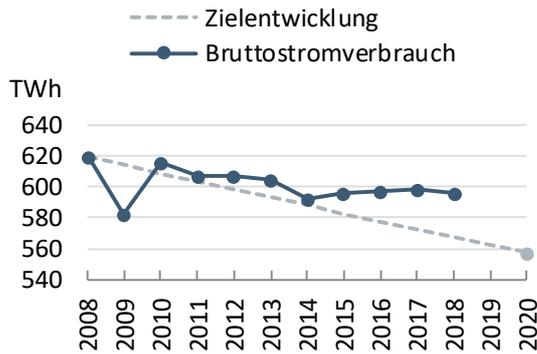
Um die Entwicklung zu bewerten, wird ein linearer Zielpfad zwischen dem Ist- und dem Zielwert definiert. Da der Stromverbrauch in Bayern gemäß des Bayerischen Energieprogramms möglichst konstant gehalten werden soll, entspricht der Zielwert dem Ist-Wert des Jahres 2009. Für Deutschland erstreckt sich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

Zur Erfassung des Bayerischen Stromverbrauchs wird seit 2012 durch das Statistische 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.

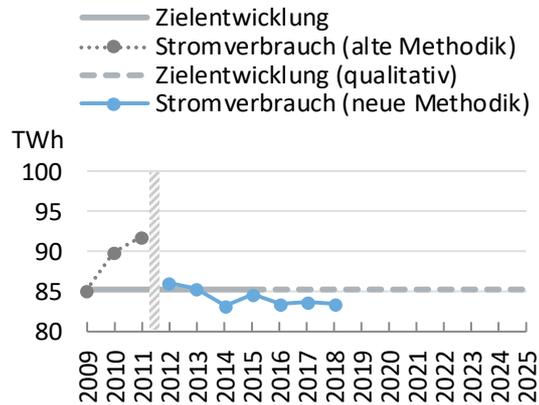
Für eine realitätsnähere Erfassung des Bruttostromverbrauchs ist deshalb nach StMWi die Ermittlung der tatsächlichen physischen Stromabgabe an den Letztverbraucher umgestellt worden. Diese neue Methodik wurde mit dem Länderarbeitskreis Energiebilanzen abgestimmt und steht auch den anderen Bundesländern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

Abbildung 24
Stromverbrauch

Deutschland



Bayern



Ziel der Bundesregierung:
-10% bis 2020 gegenüber 2008

Ziel der Bayerischen Staatsregierung:
Bis 2014: konstant gegenüber 2009
Ab 2015: Reduktion des Anstiegs auf ein Minimum

Bewertung	DE	BY
Werte 2018 größer als 102% des Zielwerts	●	
Werte 2018 zwischen 100% und 102% des Zielwerts		
Werte 2018 kleiner oder gleich 100% des Zielwerts		●

Quellen: AG Energiebilanzen, Stand März 2019 (2018 Schätzung), Energiekonzept der Bundesregierung, Bayerisches Landesamt für Statistik, IE Leipzig (2018 vorläufig), Bayerisches Energiekonzept, Bayerisches Energieprogramm

In Deutschland überstieg der Bruttostromverbrauch im Jahr 2018 den Zielwert um fünf Prozent (siehe Abbildung 24). Der Indikator bekommt deshalb eine negative Ampelbewertung.

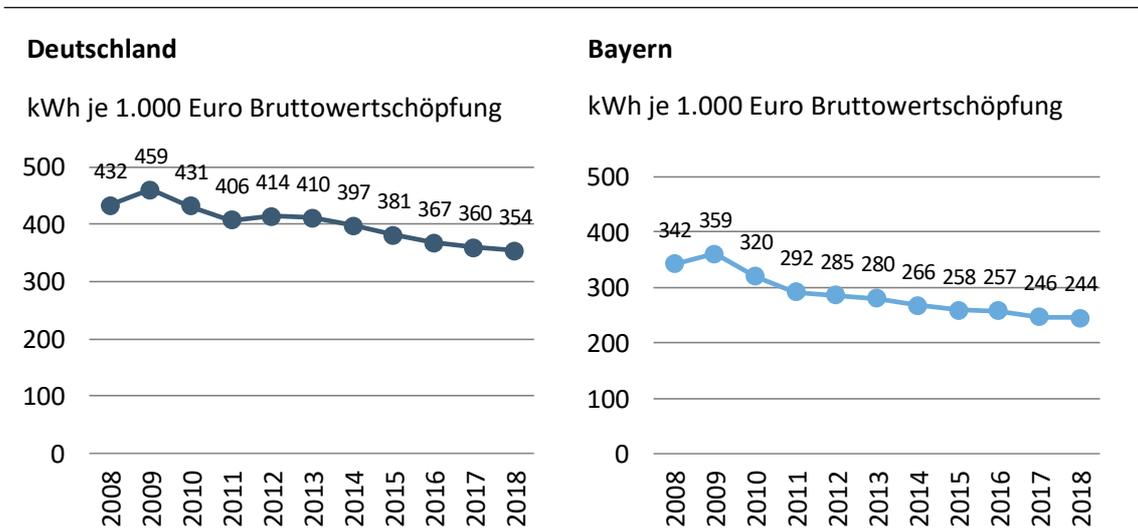
Im Gegensatz dazu lag der Stromverbrauch in Bayern seit 2014 unterhalb des Zielpfades. Das Ziel eines möglichst geringen Anstieges wurde somit erreicht. Im Vergleich zum Vorjahr sank der Stromverbrauch leicht von 83,7 auf 83,4 TWh.

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 25

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 ging zwischen 2009 und 2018 um gut 23 Prozent zurück. Mit 32 Prozent fiel der Rückgang der Stromintensität der Industrie zwischen 2009 und 2018 in Bayern deutlich höher aus als in Deutschland (siehe Abbildung 25). Hierzu muss allerdings angemerkt werden, dass das Jahr 2009 (wie in der Grafik ersichtlich) ein eher untypisches Verbrauchsjahr war – aufgrund der Finanzkrise lag die Wertschöpfung deutlich tiefer als im Durchschnitt, und die Anlagen waren schlechter ausgelastet, was sich erhöhend auf den spezifischen Verbrauch auswirkt.

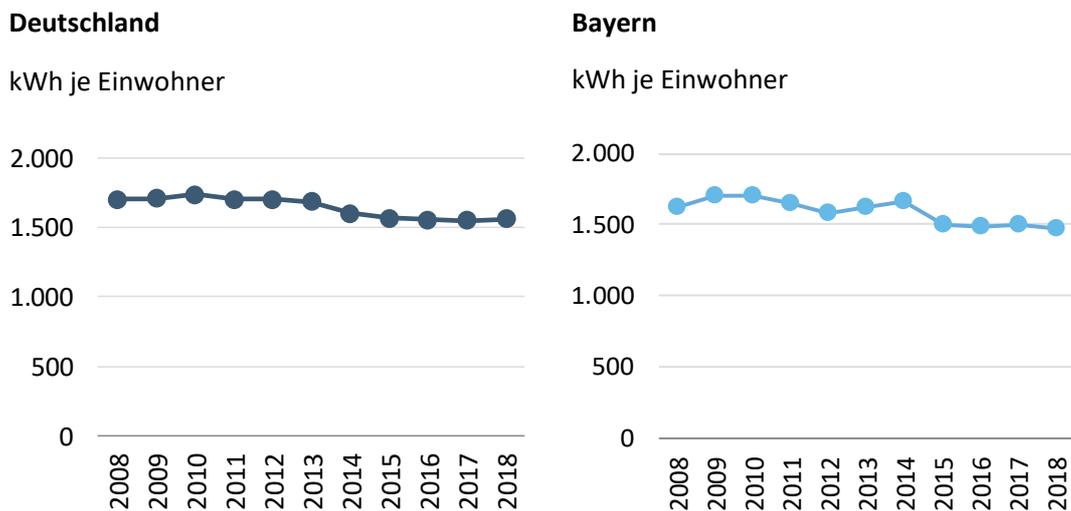
Ein anderes Bild zeigt sich beim spezifischen Stromverbrauch der privaten Haushalte bezogen auf die Einwohner. Im Zeitraum 2008 bis 2012 veränderte sich der spezifische Stromverbrauch der privaten Haushalte in Deutschland nur wenig und lag in einer Größenordnung von 1.700 kWh pro Kopf. Zwischen 2012 und 2016 nahm der Verbrauch stetig ab, teilweise bedingt durch die steigende Effizienz von Elektrogeräten und Beleuchtung. Die

Abnahme war dabei überproportional im Vergleich zur Einwohnerzahl. In den Jahren 2017 und 2018 stieg der spezifische Stromverbrauch erstmals wieder leicht an (siehe Abbildung 26).

In Bayern ging der spezifische Verbrauch zwischen 2008 und 2018 trendmäßig leicht zurück. Pro Kopf wurde in Bayern tendenziell weniger Strom verbraucht als in Deutschland. Im Jahr 2018 lag der spezifische Stromverbrauch in Bayern um 5 Prozent niedriger als in Deutschland.

Abbildung 26

Stromverbrauch pro Kopf der privaten Haushalte in Deutschland und Bayern



Quellen: AG Energiebilanzen, Bayerisches Landesamt für Statistik

5.3.3 Energieproduktivität

Die Energieproduktivität wird bestimmt als Quotient aus dem BIP und dem Energieverbrauch. Dabei kann für die Ermittlung der Energieproduktivität der Primärenergieverbrauch (PEV) oder der Endenergieverbrauch (EEV) herangezogen werden. Wesentlicher Unterschied zwischen beiden Konzepten 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. 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.

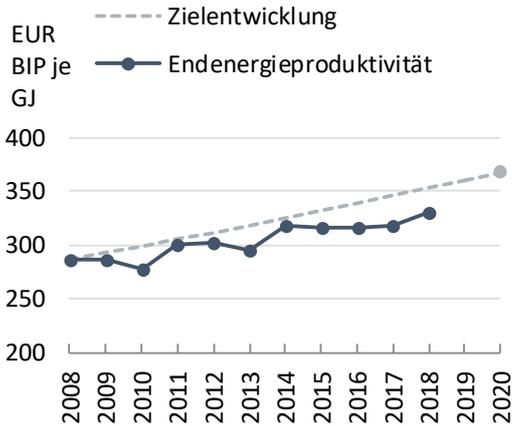
Die seit dem letzten Monitoring neue Erfassungsmethodik des bayerischen Stromverbrauchs wirkt sich auch auf die Energieproduktivität aus. Da die Stromverbrauchswerte mit der neuen Methodik auf ein tieferes Niveau gesetzt werden, wird die Energieproduktivität im Vergleich zu den früheren Monitoringberichten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

Bis zum Jahr 2011 werden die Werte gemäß der alten Methodik verwendet. Ein neuer Zielentwicklungspfad 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.

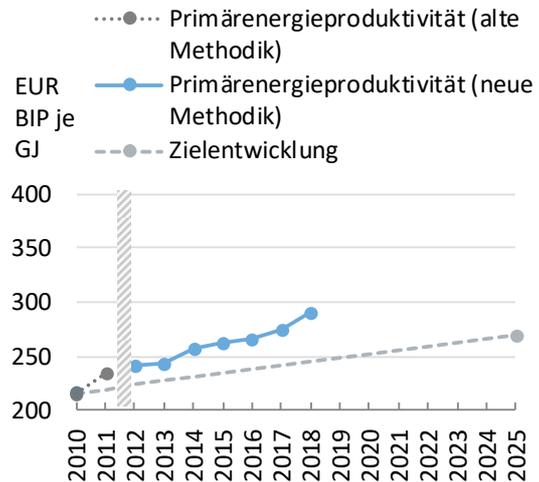
Abbildung 27

Entwicklung der Energieproduktivität in Deutschland und Bayern

Deutschland



Bayern



Ziel der Bundesregierung:
+2,1% pro Jahr bis 2020

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

Bewertung	DE	BY
Werte 2018 kleiner als 98% des Zielwerts	●	
Werte 2018 zwischen 98% und 100% des Zielwerts		
Werte 2018 größer oder gleich 100% des Zielwerts		●

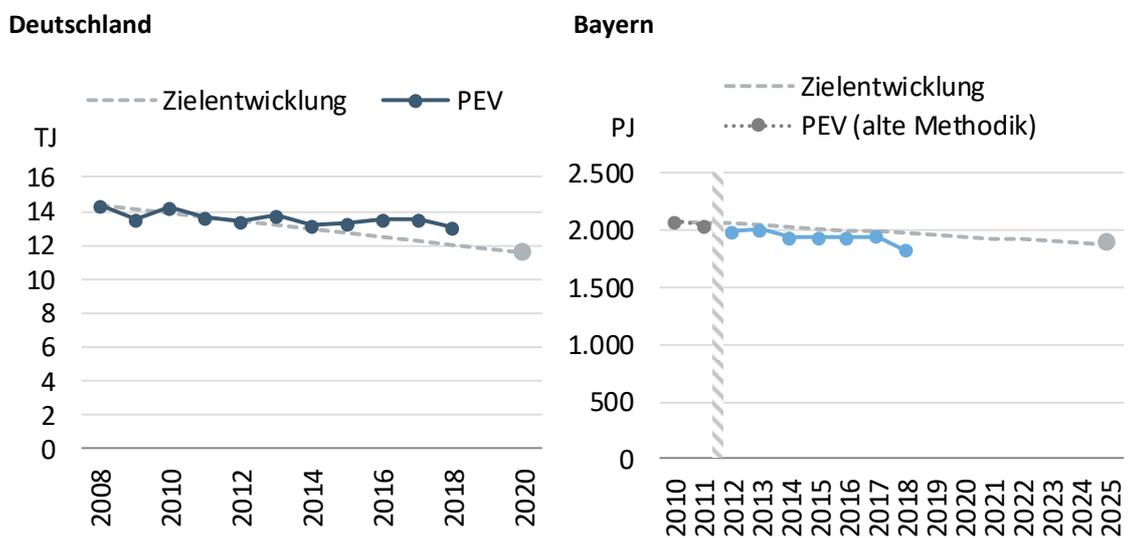
Quellen: IE Leipzig (2018 vorläufig), Bayerisches Landesamt für Statistik, Bayerisches Energieprogramm

In Deutschland wurde das auf den EEV bezogene Produktivitätsziel 2018 verfehlt. Der entsprechende Wert lag mehr als 14 Prozent unter dem Zielpfad. Seit 2014 war er auf nahezu konstantem Niveau geblieben und hatte sich dadurch immer weiter vom Zielpfad entfernt. In Bayern wurde das Ziel dagegen erneut übererfüllt. Die Primärenergieproduktivität im Jahr 2018 stieg gegenüber dem Vorjahr weiter an und entsprach mit 290 Millionen Euro je GJ beinahe dem Zielwert des Jahres 2025 (Abbildung 27). Hier wirkten aufgrund des bei der Bilanzierung angewendeten Territorialprinzips die infolge des Kernenergieausstiegs vermehrten Stromimporte nach Bayern sowie die Bilanzierungsregeln bei der Bilanzierung von Wind- und PV-Strom (mit implizit 100 Prozent Wirkungsgrad im Gegensatz zu Wirkungsgradverlusten bei konventionellen Kraftwerken und Biomasse) steigernd.

Der Primärenergieverbrauch bezieht sich auf die Summe der in Bayern beziehungsweise in Deutschland von allen Sektoren im Laufe eines Jahres eingesetzten Energieträger.

5.3.4 Primärenergieverbrauch

Abbildung 28
Entwicklung des Primärenergieverbrauchs



Ziel der Bundesregierung:
-20% bis 2020 gegenüber 2008

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

Bewertung	DE	BY
Werte 2018 größer als 102% des Zielwerts	●	
Werte 2018 zwischen 100% und 102% des Zielwerts		
Werte 2018 kleiner oder gleich 100% des Zielwerts		●

Quellen: AG Energiebilanzen (2018 vorläufig), Energiekonzept der Bundesregierung, Bayerisches Landesamt für Statistik, IE Leipzig (2018 vorläufig), Bayerisches Energieprogramm

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 2018 nahm der PEV erstmals seit 2014 wieder ab und betrug 13,1 PJ. Damit lag der PEV auf einem tieferen Niveau als der Startwert 2008, überstieg den Zielpfad jedoch um mehr als neun Prozent (siehe Abbildung 28). Die Ampelbewertung liegt deshalb wie auch im letzten Monitoring auf Rot.

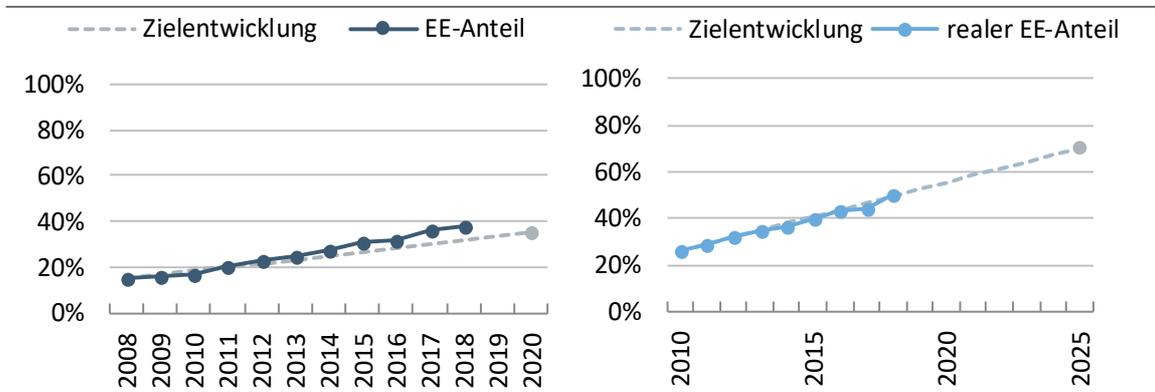
Im Energieprogramm der Bayerischen Staatsregierung wird als Ziel für den PEV eine Verringerung um zehn Prozent zwischen 2010 und 2025 angegeben. Trotz der neuen Erfassungsmethodik, welche ab dem Jahr 2012 angewandt wird, ist der Zielpfad nicht angepasst worden. Er basiert weiterhin auf dem PEV des Jahres 2010, welcher noch mit der alten Methodik erfasst wurde. Im Jahr 2018 sank der PEV deutlich gegenüber dem Vorjahr und liegt damit klar unter dem Zielpfad. Die Ampelbewertung des Indikators bleibt deshalb auf grün.

5.3.5 Ausbau der erneuerbaren Energien

Der angestrebte Anteil erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung ist im Energieprogramm der Bayerischen Staatsregierung für das Jahr 2025 auf 70 Prozent festgelegt. Im Energiekonzept der Bundesregierung wird für 2020 ein Zielwert von 35 Prozent am Bruttostromverbrauch genannt. 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 Photovoltaik in Leistung (GW bzw. MW) angeben. 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. Der lineare Zielpfad für Bayern ist Ergebnis einer stark vereinfachenden Annahme. In der Realität weist der Anteil erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung größere Sprünge auf. Ein deutlicher Anstieg wird in denjenigen Jahren zu verzeichnen sein, in denen Kernkraftwerke in Bayern vom Netz genommen werden.

Abbildung 29
Anteil erneuerbarer Energien



Ziel der Bundesregierung:
Mind. 35% Anteil erneuerbarer Energien
am Bruttostromverbrauch bis 2020

Ziel der Bayerischen Staatsregierung:
Mind. 70 % Anteil erneuerbare Energien an
der Bruttostromerzeugung bis 2025

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

Quellen: AG Energiebilanzen, Stand März 2019 (2018 Schätzung), Energiekonzept der Bundesregierung, Bayerisches Landesamt für Statistik, IE Leipzig (2018 vorläufig), Bayerisches Energiekonzept, Bayerisches Energieprogramm

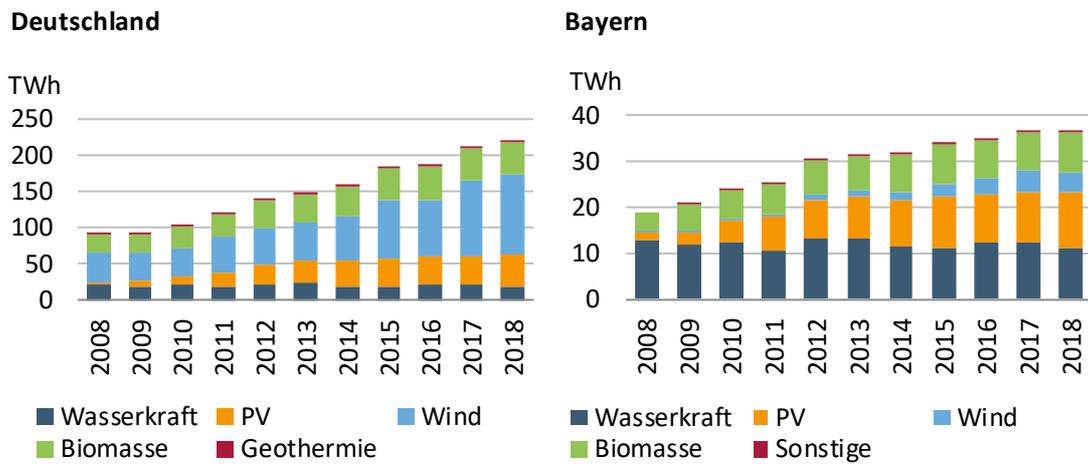
In Deutschland stieg der Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch im Jahr 2018 gegenüber dem Vorjahr um 5 Prozent an. Der im Vergleich zum Vorjahr geringe Zuwachs ist auf ein schwaches Windjahr zurückzuführen. Mit einem Anteil erneuerbarer Energien von knapp 38 Prozent liegt Deutschland bereits über dem Ziel, das sich die Regierung für 2020 gesetzt hat. Damit ist Deutschland auf einem guten Weg, auch das Ziel des 80-Prozent-Anteils erneuerbarer Energien am Stromverbrauch 2050 zu erreichen. Für das Jahr 2019 wird erwartet, dass die Erzeugung aus Photovoltaik und Windenergie erstmals diejenige von Kohlekraftwerken übersteigt. Für das Jahr 2019 und die kommenden Jahre wird ein geringerer Zubau an Windenergie erwartet.

In Bayern betrug der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung im Jahr 2018 gut 50 Prozent. Damit stieg er gegenüber dem Vorjahr deutlich an und liegt nun knapp über dem Zielpfad. Mitverantwortlich dafür ist das starke Solarjahr. Sofern die Ausbauziele

der Bayerischen Staatsregierung für die laufende Legislaturperiode erreicht werden ist mit einem moderaten Zuwachs an erneuerbaren Energien zu rechnen. Für das Jahr 2019 kommt es aufgrund von günstigen Witterungsbedingungen für Wind- und Solarenergie zu einem weiteren Anstieg der Produktion aus erneuerbaren Energien.

Abbildung 30

Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nach Energieträger in Deutschland und 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

5.4 Umweltverträglichkeit

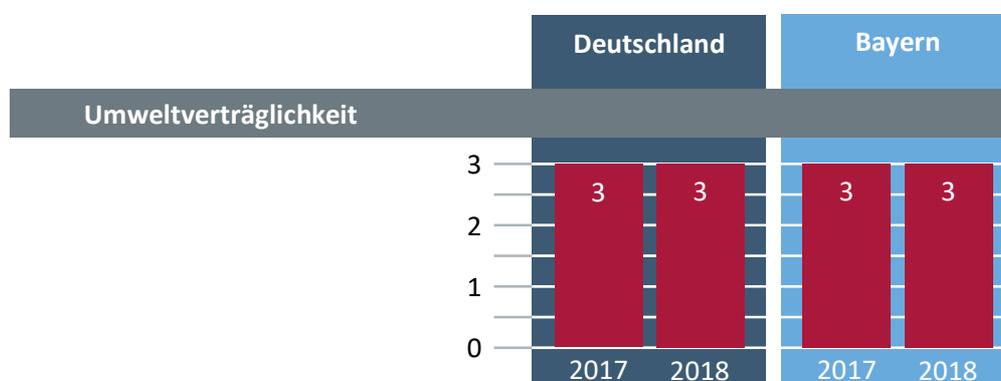
Abbildung 31

Bewertung der Umweltverträglichkeit

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

* Die bisherigen Monitorings benutzen CO₂-Emissionen als Indikator für die Umweltverträglichkeit in Bayern. Aufgrund der veränderten Ziele der Bayerischen Staatsregierung werden ab diesem Jahr für Bayern die Treibhausgasemissionen pro Kopf als Indikator verwendet.

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 Treibhausgasemissionen

Die Emissionen klimarelevanter Gase werden als Treibhausgasemissionen bezeichnet. Neben Kohlendioxid zählen unter anderem auch Methan und Lachgas zu den Treibhausgasen. In Deutschland machen CO₂-Emissionen 88 Prozent der gesamten Treibhausgasemissionen aus. Dabei lassen sie sich in energiebedingte CO₂-Emissionen, Prozessemissionen und andere THG-Emissionen aufteilen. Prozessemissionen sind Emissionen, welche durch Industrieprozesse freigesetzt werden, und machen knapp sechs Prozent der

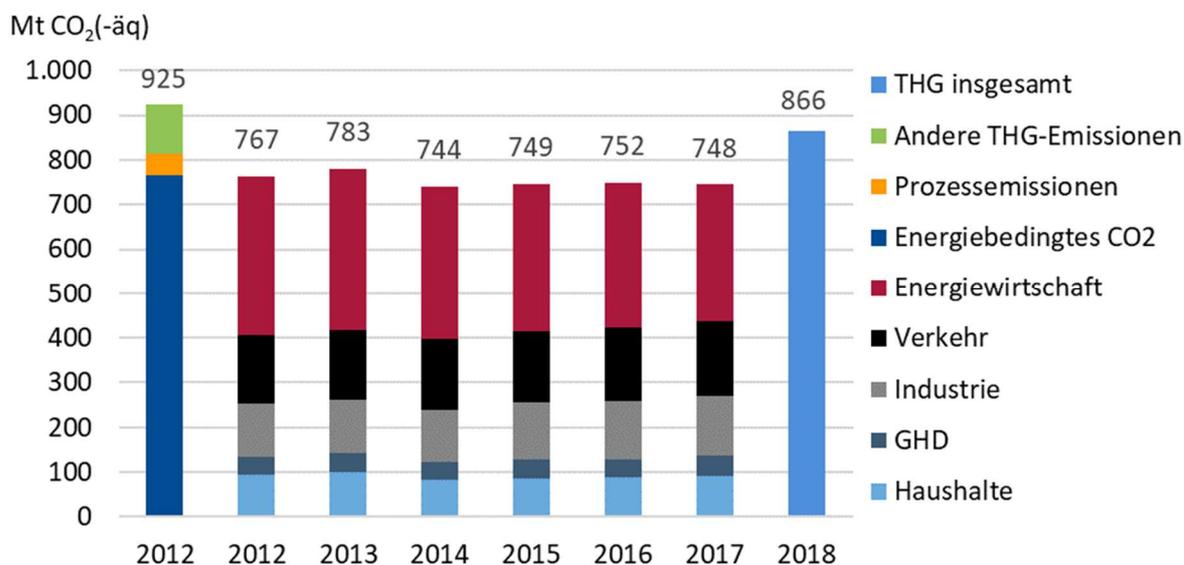
CO₂-Emissionen aus. Unter die anderen Emissionen fallen beispielsweise die (nicht energiebedingten) Emissionen der Landwirtschaft. Die restlichen 92 Prozent der CO₂-Emissionen werden durch die Umwandlung („Verbrennung“) von fossilen kohlenstoffhaltigen Energieträgern (Kohle, Erdgas, Erdölprodukte) freigesetzt.

Die Daten zu den Treibhausgasemissionen in Deutschland sind bis zum Jahr 2017 offiziell verfügbar. Für das Jahr 2018 und 2019 liegen erste Schätzungen des UBA bzw. von Agora Energiewende vor, die jedoch keinen offiziellen Charakter haben und demnach auch nicht an die Europäische Kommission zur Einhaltung der deutschen Klimaziele gemeldet werden. Die Zahlen der Schätzung des Umweltbundesamtes wurden für die Einhaltung der Ziele berücksichtigt.

Für Bayern liegen die Treibhausgasemissionen nur bis zum Jahr 2016 vor, diese wurden im Herbst 2019 veröffentlicht. Für Bayern bezogen sich in den vergangenen Monitorings die Zielwerte auf die energiebedingten Emissionen pro Kopf. Nach dem Entwurf des Bayerischen Klimaschutzgesetzes von 2019 bezieht sich der Zielwert nun neu auf alle Treibhausgasemissionen. Aufgrund dieser Umstellung kam es im Vergleich zu den vorherigen Monitoringberichten zu einer Zielverschärfung.

Abbildung 32

Treibhausgas- und CO₂-Emissionen in Deutschland



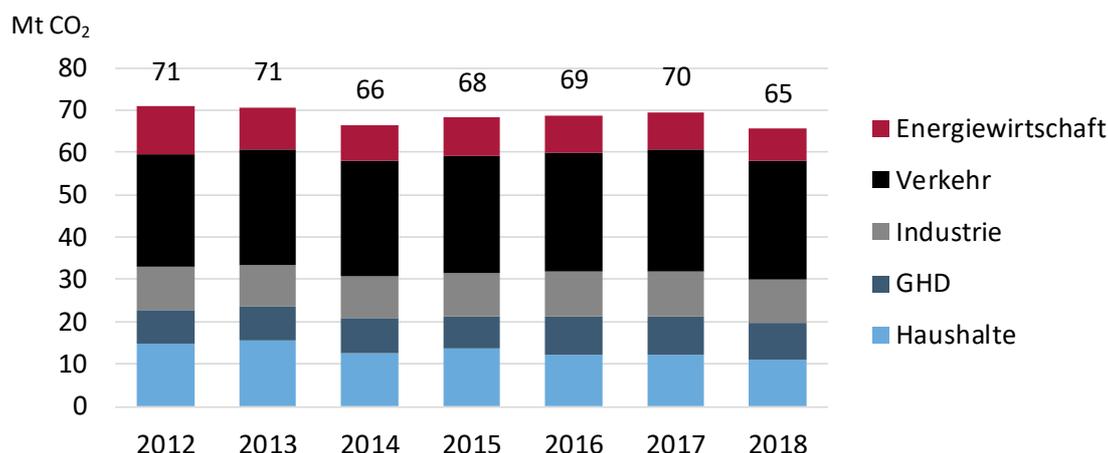
2018 vorläufige Schätzung des UBA

Quelle: UBA Nationaler Inventarbericht 2019

Die energiebedingten Emissionen lassen sich anhand der bayerischen Energiebilanzen sowie deren Prognose schätzen und liegen daher bereits bis 2018 vor. Sie wurden von Prognos eigens berechnet. Es ist zu erwarten, dass sie sich mit den endgültigen Ist-Daten für die bayerische Energiebilanz im Nachhinein noch geringfügig verändern.

Die energiebedingten CO₂-Emissionen in Deutschland sinken seit 2012 leicht, bleiben mit 748 Mt CO₂-äq aber auf hohem Niveau. Während die energiebedingten Emissionen der Energiewirtschaft zwischen 2012 und 2017 um 14 Prozent sanken, stiegen diejenigen des Verkehrssektors (+9 Prozent), des GHD-Sektors (+10 Prozent) und der Industrie (+15 Prozent). Dennoch macht auch im Jahr 2017 der Emissionsanteil der Energiewirtschaft mehr als zwei Fünftel der energiebedingten Emissionen aus.

Abbildung 33
Energiebedingte CO₂-Emissionen in Bayern



Energiewirtschaft ohne Raffinerien und sonstige Erzeuger.

Quelle: eigene Berechnung auf Basis von StMWi (2019)

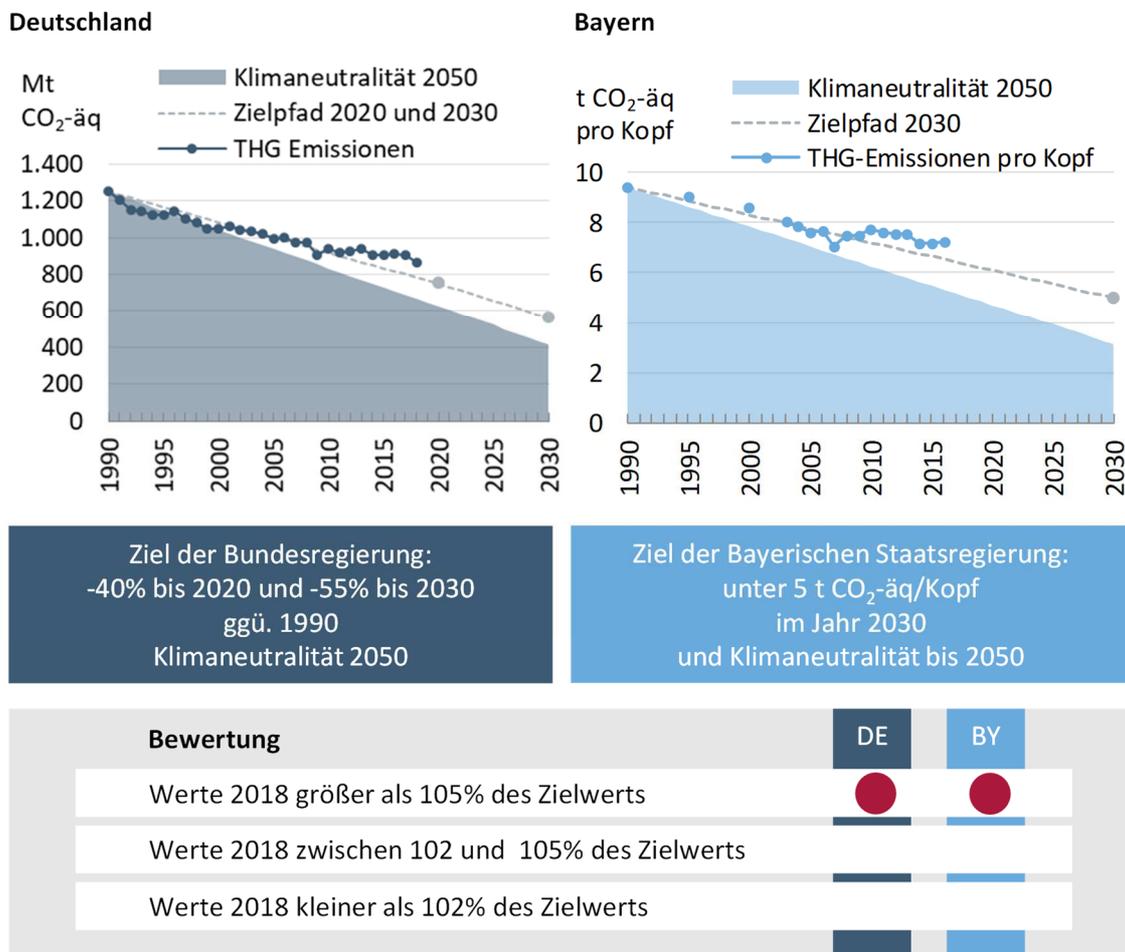
Auch in Bayern sind die energiebedingten Emissionen zwischen 2012 und 2018 leicht gesunken. Dabei sind die Emissionen der Sektoren Industrie (+1 Prozent), GHD (+8 Prozent) und Verkehr (+5 Prozent) gestiegen, während die Haushalte und Energiewirtschaft weniger energiebedingtes CO₂ freigesetzt haben (-26 Prozent bzw. -32 Prozent). Die Energiewirtschaft macht einen deutlich kleineren Anteil der Emissionen aus als in Deutschland, da in Bayern relativ wenig Kohle verstromt wird. Allerdings konnten Raffinerien und sonstige Erzeuger aufgrund von Schätzungen in der bayerischen Energiebilanz nicht miteinbezogen werden. Mit einem Anteil von 43 Prozent an den gesamten energiebedingten Emissionen wurden 2018 die meisten Emissionen in Bayern im Verkehrssektor freigesetzt.

Die Bundesregierung hat sich zum Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2020 die THG-Emissionen um 40 Prozent gegenüber dem Jahr 1990 zu senken. Bis 2018 sind sie um 385 Megatonnen

(Mt.) CO₂-äq auf 866 Mt. CO₂-äq (Schätzung des UBA) gesunken. Trotz der deutlichen Abnahme der Emissionen im Vergleich zum Vorjahr (-41 Mt. CO₂-äq) liegt der Wert um ca. zehn Prozent über dem Zielpfad (Abbildung 34). Für 2019 schätzt Agora Energiewende für Deutschland eine weitere Reduktion um mehr als 50 Mt. Treibhausgasemissionen auf insgesamt etwa 811 Mt. CO₂-äq. Das entspricht einer Reduktion der Treibhausgase von 1990 bis 2019 um gut 35 Prozent. Um das 2020er-Ziel zu erreichen, müssen die THG-Emissionen in den nächsten zwei Jahren um weitere 115 Mt. CO₂-äq gesenkt werden.

Abbildung 34

Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland und Bayern



Quellen: UBA Nationaler Inventarbericht 2019, Nahzeitprognose für 2018, Energiekonzept der Bundesregierung, Bayerisches Klimaschutzgesetz, Bayerisches Landesamt für Statistik, Statistische Ämter des Bundes und der Länder IE Leipzig (2018 = Prognose)

Ergebnisse des 8. Monitorings

Im Gegensatz zu Deutschland hat Bayern seine Emissionsziele in Pro-Kopf-Werten definiert. Laut dem Entwurf für ein Klimaschutzgesetzes soll Bayern bis spätestens zum Jahr 2050 klimaneutral sein, was einem Nullemissionsziel (und damit implizit dem deutschen Ziel) absolut und pro Kopf, entspricht, sofern keine Emissionen ausgeglichen werden. Bis zum Jahr 2030 sollen dabei die gesamten Treibhausgas-Emissionen pro Kopf auf unter 5 Tonnen CO₂-Äquivalente sinken. Seit dem Jahr 2014 stiegen die bayerischen THG-Emissionen (absolut und pro Kopf) jedoch stetig an und betrugen im Jahr 2016 7,25 Tonnen CO₂-Äquivalente pro Kopf. Da dieser Wert deutlich über dem Zielpfad liegt, zeigt die Ampelbewertung auch für Bayern eine negative Bewertung.

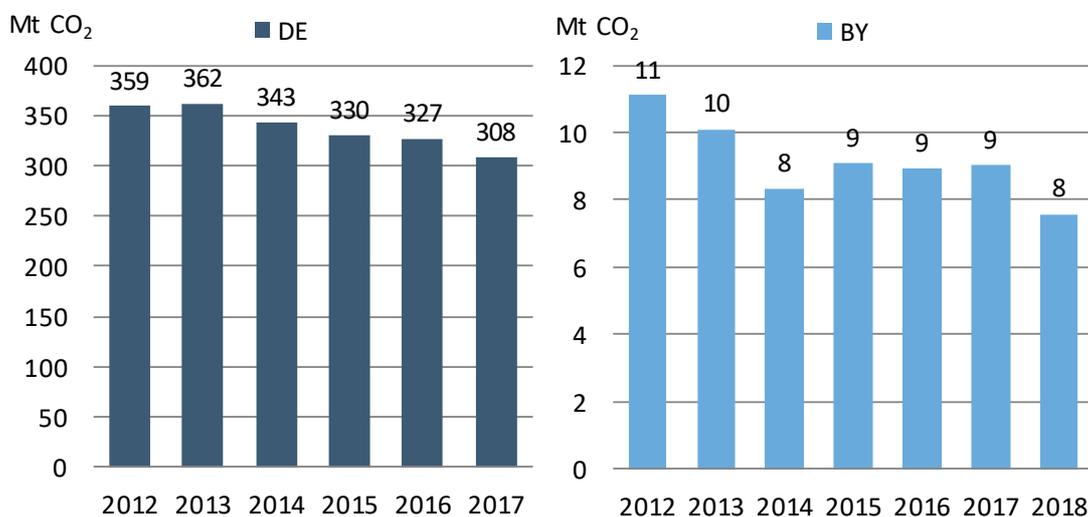
Durch die Klimaschutzgesetze auf nationaler und bayerischer Ebene wird das Ziel der Treibhausgasneutralität bis 2050 sowohl in Deutschland als auch Bayern gesetzlich festgeschrieben. Zur Bewertung dieser Ziele im Bereich *Umweltverträglichkeit* werden im Monitoring weiterhin die Treibhausgasemissionen herangezogen. Ab diesem Jahr wird der Indikator allerdings um weitere Unterindikatoren ergänzt, welche unterschiedliche Aspekte der Klimaverträglichkeit beschreiben. Es ist allerdings zu beachten, dass die Beiträge lediglich qualitativ als positiv und negativ (unterstützender oder erschwerender Beitrag zur Erreichung der Klimaziele) und in der Größe (großer Einfluss oder geringer Einfluss) bewertet werden, da hierzu häufig keine politischen Zielsetzungen vorgegeben sind. Hierbei wird nicht bewertet, ob die Beiträge ausreichen, um die Klimaziele zu erreichen.

5.4.2 Energiewirtschaft

Die energiebedingten CO₂-Emissionen der Energiewirtschaft in Deutschland nahmen seit 2013 stetig ab. Im Jahr 2017 wurden 308 Mt. CO₂ freigesetzt, was rund 15 Prozent weniger entspricht als noch im Jahr 2012. Auch in Bayern sinken die Emissionen der Energiewirtschaft und betragen im Jahr 2018 rund 8 Millionen Tonnen (Abbildung 35). Insbesondere verglichen mit den anderen Sektoren trägt die Energiewirtschaft überproportional dazu bei, die Klimaziele zu erreichen.

Abbildung 35

Energiebedingte CO₂-Emissionen der Energiewirtschaft



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

5.4.3 Gewerbliche Wirtschaft / Landwirtschaft

Bezogen auf die Treibhausgase sind nach der Energiewirtschaft die Sektoren gewerbliche Wirtschaft / Landwirtschaft neben dem Verkehrssektor die größten Emittenten. In Deutschland sind die Emissionen der Industrie von 2012 bis 2017 um rund 15 Prozent von 117 auf 134 Mt CO₂ gestiegen. Im gleichen Zeitraum blieben die Emissionen der bayerischen Industrie relativ konstant bei 10 Mt CO₂ und stiegen 2017 leicht auf 11 Mt CO₂ (Abbildung 36).

Abbildung 36
Energiebedingte CO₂-Emissionen der Industrie

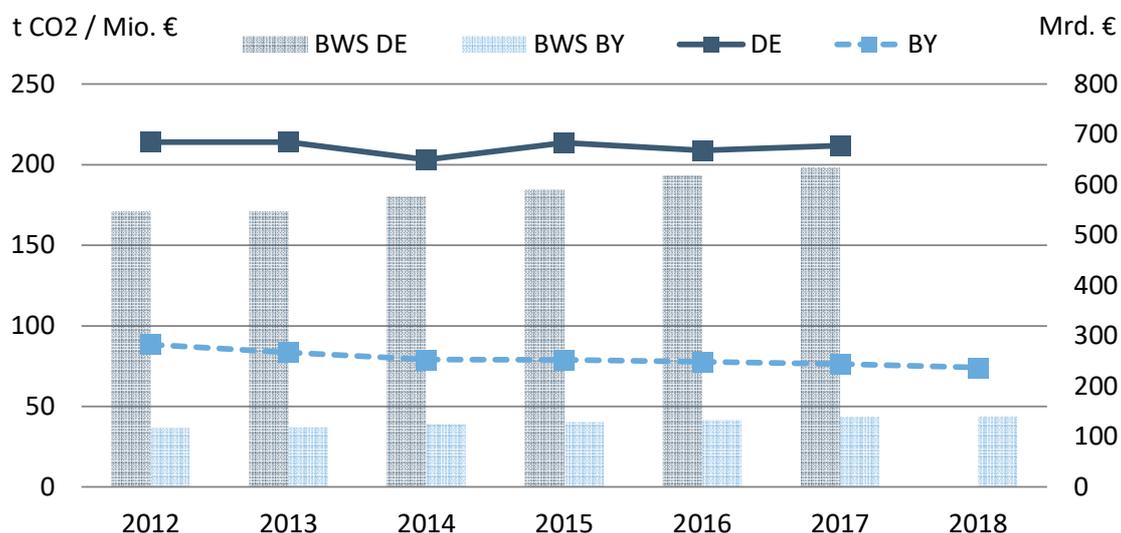


Quellen: Übersicht zur Entwicklung der energiebedingten Emissionen und Brennstoffeinsätze in Deutschland 1990 - 2017, Umweltbundesamt 2019; eigene Berechnungen auf Basis der Energiebilanzen des Bayerischen Landesamtes für Statistik

Im selben Zeitraum ist die Bruttowertschöpfung in Deutschland und Bayern ebenfalls gestiegen. Die Emissionsintensität der Industrie (Emissionen im Verhältnis zur Bruttowertschöpfung) ist in Deutschland von 2012 bis 2017 stabil geblieben und in Bayern sogar leicht gesunken. Diese Effizienzsteigerung in Bayern ist im Prinzip positiv zu bewerten, wird aber vom Wachstum der Industrie im gleichen Zeitraum überkompensiert, sodass insgesamt mehr CO₂ ausgestoßen wurde (Abbildung 36).

Abbildung 37

Emissionsintensität (CO₂ energiebedingt) der Industrie



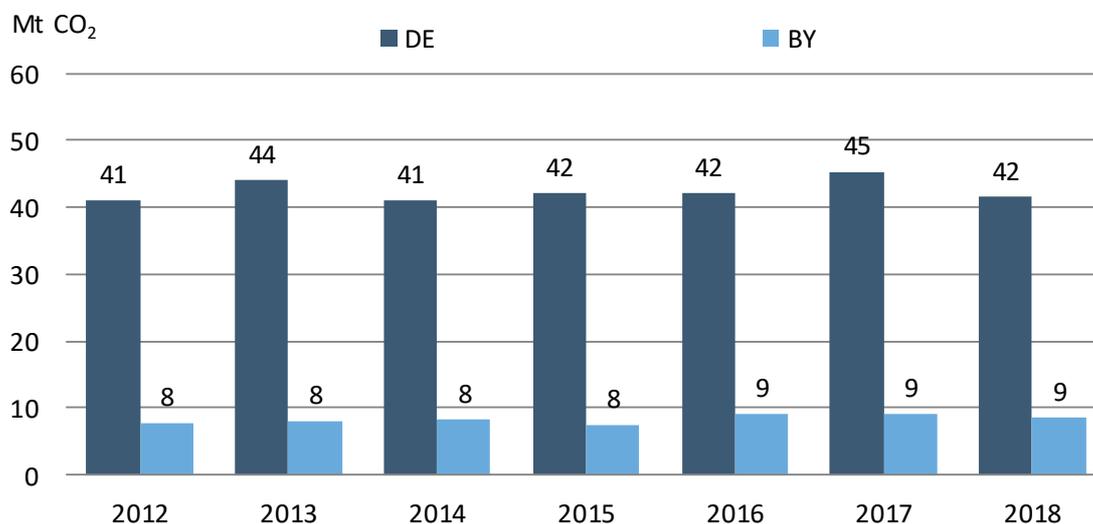
Die Linien zeigen den Zeitverlauf der Emissionsintensität in Bayern und Deutschland in t CO₂ / Mio. Euro auf der linken Achse. Die Balken repräsentieren die Bruttowertschöpfung für Bayern und Deutschland in Mrd. Euro auf der rechten Achse.

Quellen: eigene Berechnungen auf Basis des Umweltbundesamtes 2019, Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung 2019, eigene Berechnungen auf Basis der Energiebilanzen des Bayerischen Landesamtes für Statistik

Im Sektor GHD (Gewerbe, Handel, Dienstleistungen) liegen die Emissionen in Deutschland und Bayern zwischen 2012 und 2018 relativ konstant mit minimaler Steigerung von 41 auf 42 respektive 8 auf 9 Mt CO₂ (Abbildung 38). Bei der Landwirtschaft zeigt sich in Deutschland ein ähnliches Bild einer sehr leichten Steigerung von 64 auf 66 Mt CO₂-äq von 2010 bis 2017. Währenddessen hat die Abfallentsorgung im gleichen Zeitraum ihre Emissionen um ein Drittel von 15 auf 10 Mt CO₂-äq reduziert (Abbildung 39). Dieser Rückgang ist insbesondere auf das Verbot zur Deponierung unbehandelter, organischer, biologisch abbaubarer Siedlungsabfälle aus dem Jahr 2005 zurückzuführen.

Abbildung 38

Energiebedingte CO₂-Emissionen im Bereich GHD

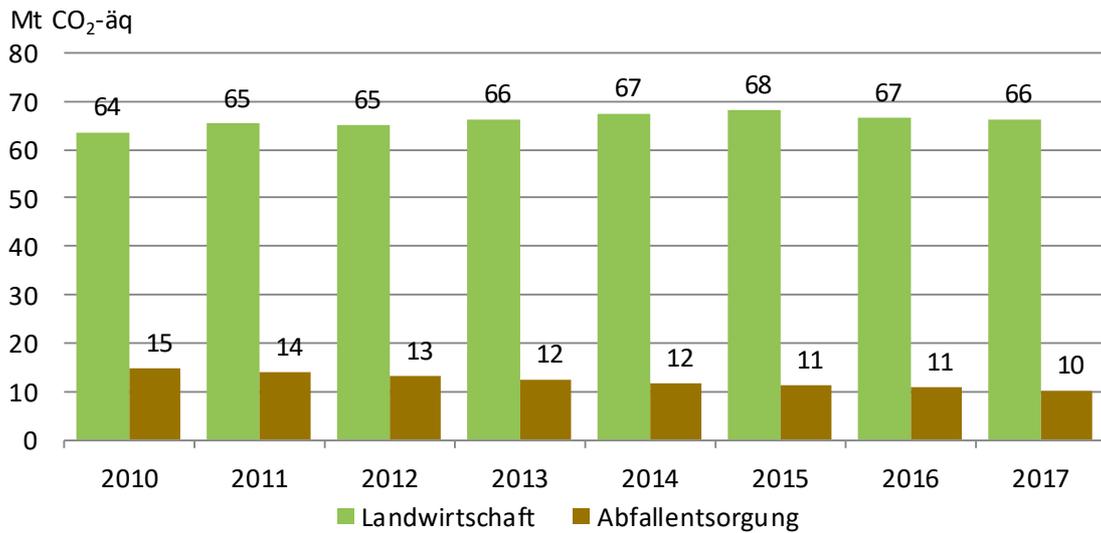


DE: GHD inkl. Militär, land- und forstwirtschaftlicher Verkehr, militärischer Boden- und Luftverkehr.

Quellen: AG Energiebilanzen 2018, eigene Berechnungen auf Basis von UBA 2019, IE Leipzig und der Energiebilanzen des Bayerischen Landesamtes für Statistik

Abbildung 39

Treibhausgasemissionen der Landwirtschaft und der Abfallentsorgung in Deutschland



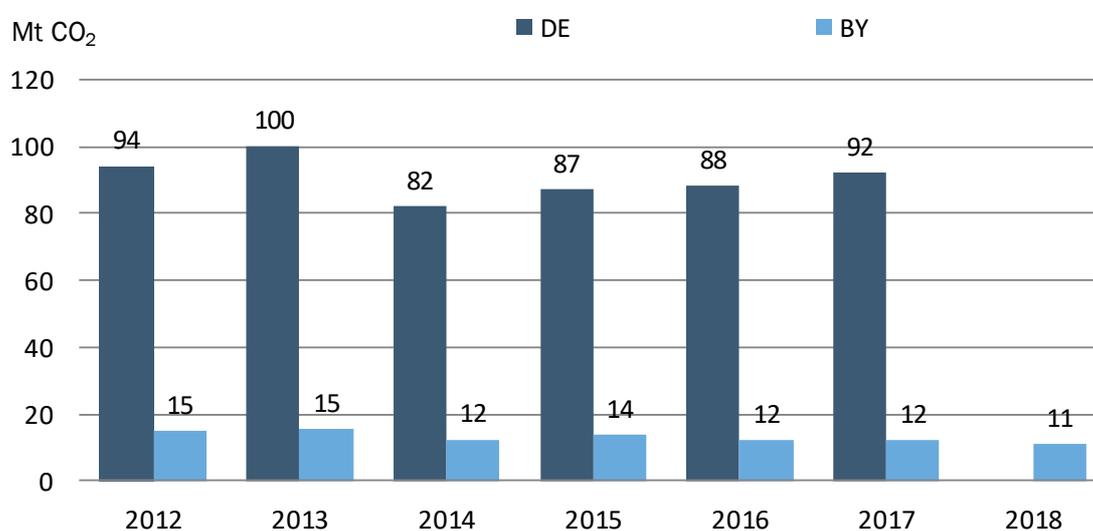
Quellen: Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen, Umweltbundesamt 2019

5.4.4 Private Haushalte

In den privaten Haushalten kommen die Emissionen primär durch das Verbrennen von Öl und Gas für die Raumwärme und Warmwasser zustande. Daher spielen andere Treibhausgase als CO₂ hier nahezu keine Rolle. Die Emissionen in Deutschland halten sich seit 2012 stabil zwischen 80 und 100 Mt. CO₂ und liegen 2017 bei 92 Mt. In Bayern ist zeitgleich eine Reduktion von rund einem Viertel von 15 auf 11 Mt. CO₂ zu beobachten (Abbildung 40).

Abbildung 40

Energiebedingte CO₂-Emissionen bei den privaten Haushalten

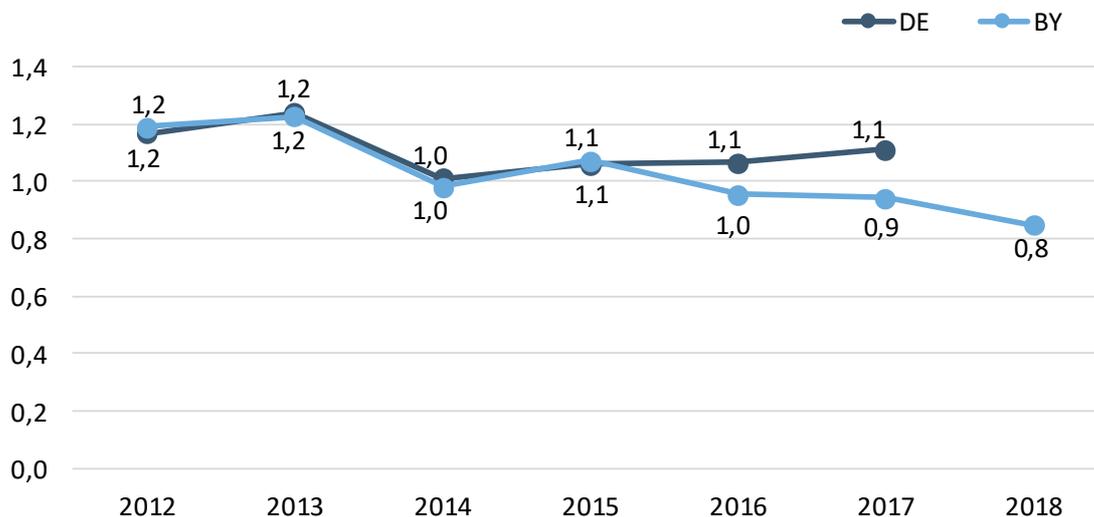


Quellen: Übersicht zur Entwicklung der energiebedingten Emissionen und Brennstoffeinsätze in Deutschland 1990 - 2017, Umweltbundesamt 2019; eigene Berechnungen auf Basis UBA, Energiebilanzen des Bayerischen Landesamtes für Statistik und IE Leipzig

Wenn die Emissionen des Haushaltssektors pro Kopf ausgewiesen werden ist zu erkennen, dass die Werte in Bayern und Deutschland bis 2015 sehr nah beieinander liegen. Ab 2016 entwickeln sich die CO₂-Emissionen pro Kopf im Haushaltssektor in Bayern deutlich nach unten auf unter eine Tonne CO₂ pro Kopf, während die deutschen Emissionswerte sich nicht relevant verändern (Abbildung 41).

Abbildung 41

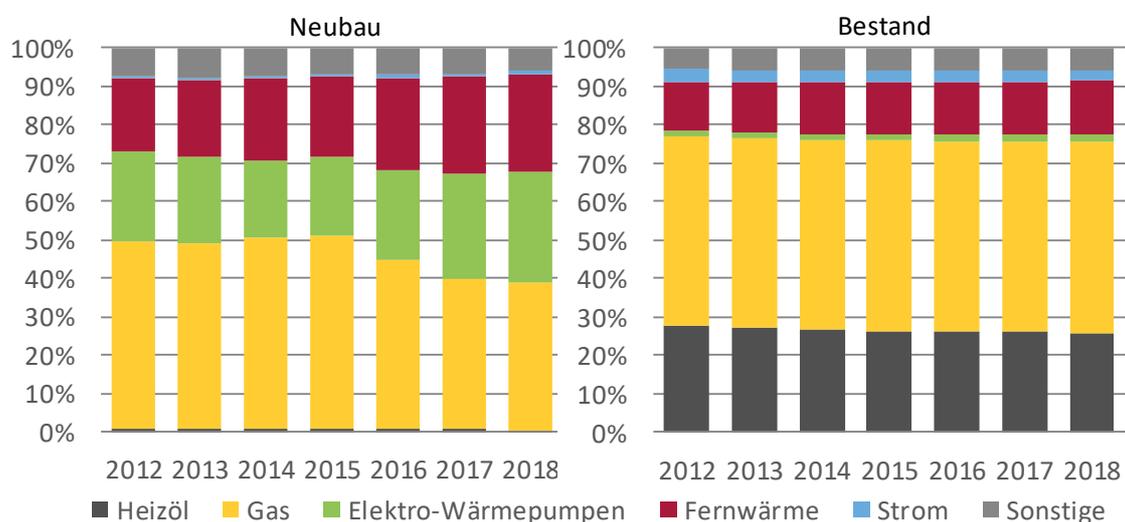
Energiebedingte CO₂-Emissionen der Haushalte pro Kopf



Quellen: UBA, eigene Berechnungen auf Basis IE Leipzig, Statistisches Bundesamt, AG Energiebilanzen, Bayerisches Landesamt für Statistik

Der Großteil der Emissionen der Gebäude entsteht aus den Heizsystemen, die durch die jeweiligen Brennstoffe bestimmt sind. Auch wenn die Beheizungsstruktur im deutschen Gebäudebestand seit 2012 keine großen Veränderungen erfahren hat, ist bei den Neubauten eine deutliche Verbesserung zu sehen. Insbesondere die CO₂-intensiveren Ölheizungen kommen in Neubauten fast nicht gar 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. Allgemein spielen Ölheizungen bei Neubauten ohnehin nahezu keine Rolle mehr. Ebenso nimmt bei den Neubauten seit 2012 der Anteil emissionsfreier Heizsysteme wie Fernwärme und Wärmepumpen stetig zu (Abbildung 42). Im Bestand wirkt sich diese Veränderung jedoch nur sehr langsam aus. Dieser Umstand liegt daran, dass Neubauten (gemäß Zahlen der dena) nur einen Anteil von unter 1 Prozent an den Bestandsgebäuden ausmachen. Aus diesem Grund schlagen sich Veränderungen bei den Neubauten nur sehr langsam im Wohnungsbestand wieder.

Abbildung 42
Private Haushalte - Beheizungsstruktur in Deutschland



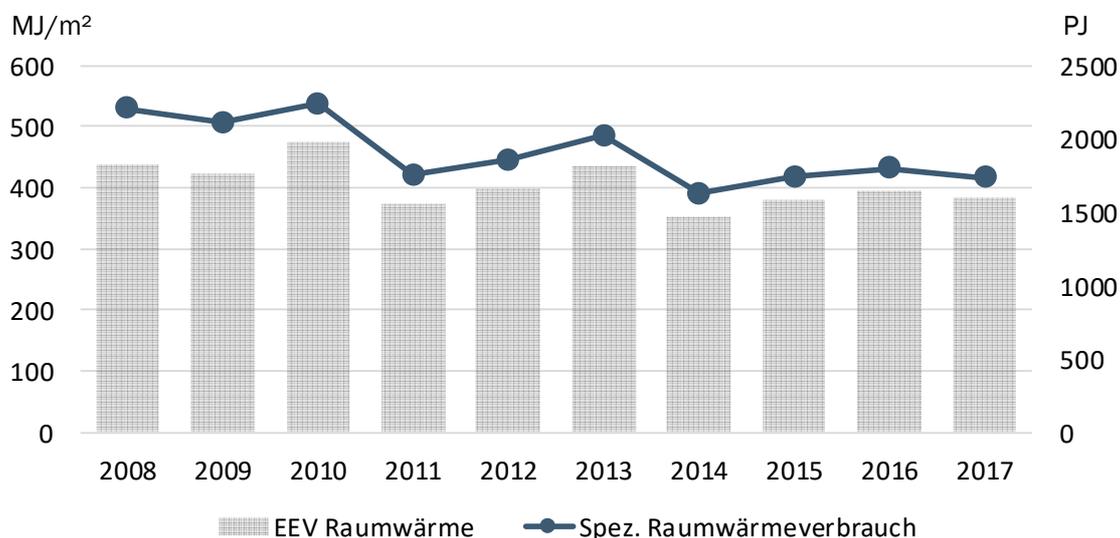
Sonstige: Holz, Holzpellets, sonstige Biomasse, Koks/Kohle, sonstige Heizenergie

Quelle: BDEW Entwicklung der Beheizungsstruktur

Bezogen auf die Raumwärme ist auch ersichtlich, dass sowohl der Energiebedarf insgesamt als auch der spezifische Energiebedarf pro Quadratmeter über die letzten zehn Jahre leicht sinken (Abbildung 43). Durch die Entwicklung der Effizienz und der Heizsysteme bei den Neubauten sowie den energetischen Sanierungen des Gebäudebestands und Heizungserneuerungen im Bestand ist auch bei diesen Kennwerten eine weitere Verbesserung zu erwarten. Die Größe „energetische Sanierungsquote“ ist nicht eindeutig definiert und schwer zu messen. In den meisten Quellen (z. B. Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung) wird sie in der Größenordnung um ein Prozent angegeben. Energetische Verbesserungen kommen daher nur langsam und träge im gesamten Gebäudebestand an.

Abbildung 43

Endenergieverbrauch Raumwärme / Wohnfläche

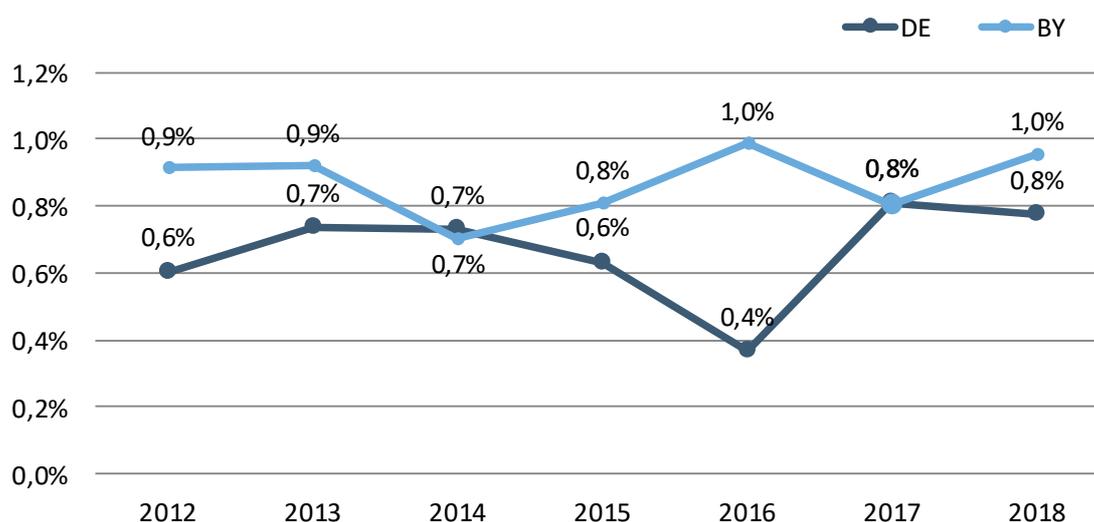


Quelle: Anwendungsbilanzen für die Endenergiesektoren in Deutschland in den Jahren 2013 bis 2017, UBA 2018; Bestand an Wohnungen, Destatis 2019

Neben den Heizsystemen ist auch energieeffizientes Bauen und Sanieren allgemein ein wichtiger Bestandteil, um die Emissionen der privaten Haushalte (sowie im Dienstleistungssektor) zu senken. Als Indikator kann hier die Inanspruchnahme an den bundesweiten KfW-Programmen „Energieeffizientes Bauen und Sanieren“ (EBS) betrachtet werden. Die KfW-EBS-Programme spiegeln zwar nicht die genaue Sanierungsquote wider, decken aber große Teile der Sanierungen mit hoher energetischer Qualität in Deutschland ab und sind daher ein guter Indikator. Bei den Anteilen der Wohneinheiten, die in den entsprechenden KfW-Programmen gefördert wurden, liegt Bayern mit knapp unter einem Prozent deutlich über dem Bundesdurchschnitt (Abbildung 44). In Bayern gibt es zusätzlich zu den KfW-Programmen noch das 10.000-Häuser-Programm, welches unterschiedliche Sanierungsmaßnahmen wie den Austausch von Heizanlagen oder die Integration von erneuerbaren Energien unterstützt.

Abbildung 44

Sanierungsrate: Anteil Wohneinheiten, die KfW-Effizienzprogramme in Anspruch nehmen

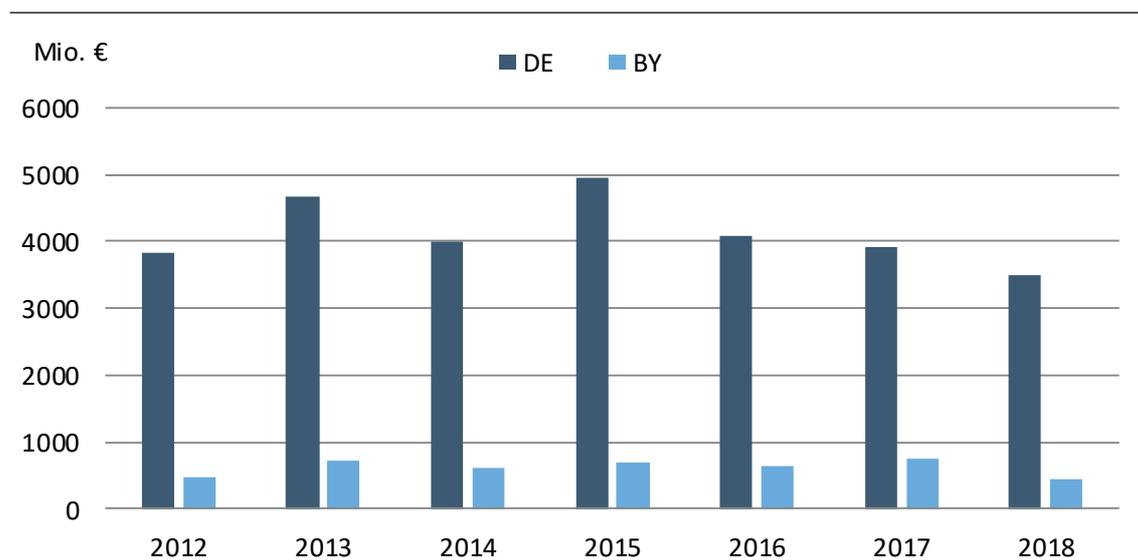


Quelle: Statistisches Bundesamt, Monitoring der KfW-Programme «Energieeffizient Sanieren» und «Energieeffizient Bauen»

Aufgrund der Datenverfügbarkeit und der föderalen Organisation der öffentlichen Hand sind keine Daten zur Investitionsaktivität des Staates für energetisches Sanieren vorhanden. Als Proxy hierfür kann das Kreditvolumen der KfW-Programme für energieeffizientes Bauen und Sanieren von Nichtwohngebäuden für Kommunen und kommunale Unternehmen dienen. Zwischen 2012 und 2018 sind die Investitionen der Kommunen und kommunalen Unternehmen zunächst angestiegen und darauf wieder gesunken. Sowohl in Bayern als auch in Deutschland liegen die Investitionsvolumina 2018 unter den Werten von 2012 (Abbildung 45). Dies deutet auf einen Rückgang der Investitionsaktivitäten des Staates für energetisches Sanieren hin und ist negativ zu bewerten. In Bayern besteht neben den bundesweiten KfW-Programmen ein zusätzliches Programm zur energetischen Gebäudesanierung, dass mit den KfW-Programmen kombinierbar ist. Ab 01. Januar 2020 ist aufgrund der Beschlüsse der Bundesregierung die steuerliche Förderung von energetischen Sanierungsmaßnahmen in Wohngebäuden möglich.

Abbildung 45

KfW-Kreditvolumen für energetisches Bauen und Sanieren durch Kommunen



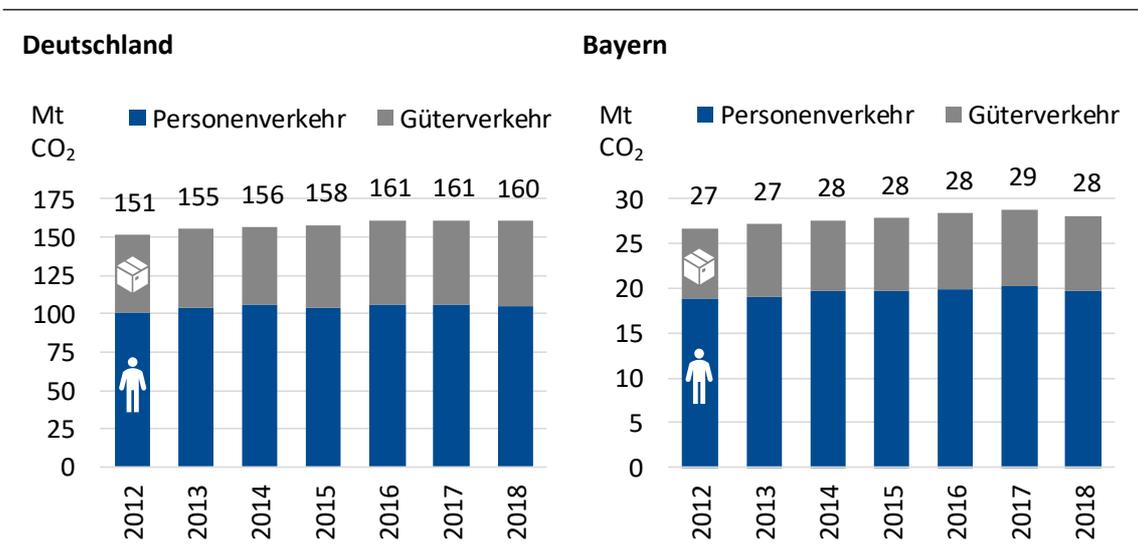
Quelle: KfW Förderreport

5.4.5 Verkehr

Der Verkehrssektor ist der einzige Sektor, dessen Emissionen seit 1990 gestiegen sind. Daher kommt ihm eine besondere Bedeutung beim Klimaschutz zu. Auch seit 2012 sind die Emissionen in Deutschland und in Bayern von 151 auf 160 Mt. CO₂, respektive von 27 auf 28 Mt CO₂ leicht angestiegen. Insgesamt teilen sich die Emissionen zu rund zwei Dritteln auf Personenverkehr und zu einem Drittel auf Güterverkehr auf. Dabei sollte beachtet werden, dass 98 Prozent der Verkehrsemissionen auf den Straßenverkehr zurückzuführen sind (Abbildung 46).

Abbildung 46

Energiebedingte CO₂-Emissionen des Verkehrssektors

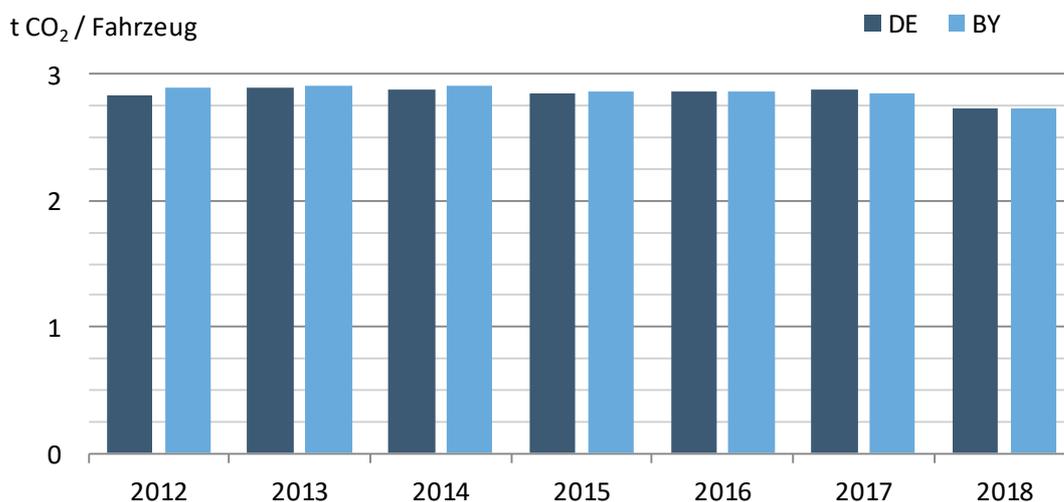


Quelle: eigene Berechnungen auf Basis der Energiebilanzen des Bayerischen Landesamtes für Statistik

Bei den Emissionen pro zugelassenen Fahrzeugen unterscheiden sich Bayern und Deutschland nicht relevant. Auch die zeitliche Entwicklung von 2012 an ist relativ stabil mit einem leicht tieferen Wert für 2018 (Abbildung 47). Die geringeren Emissionen pro Fahrzeug führen aber durch die steigende Anzahl an Fahrzeugen zu keiner großen Reduktion der Gesamtemissionen (Abbildung 46).

Abbildung 47

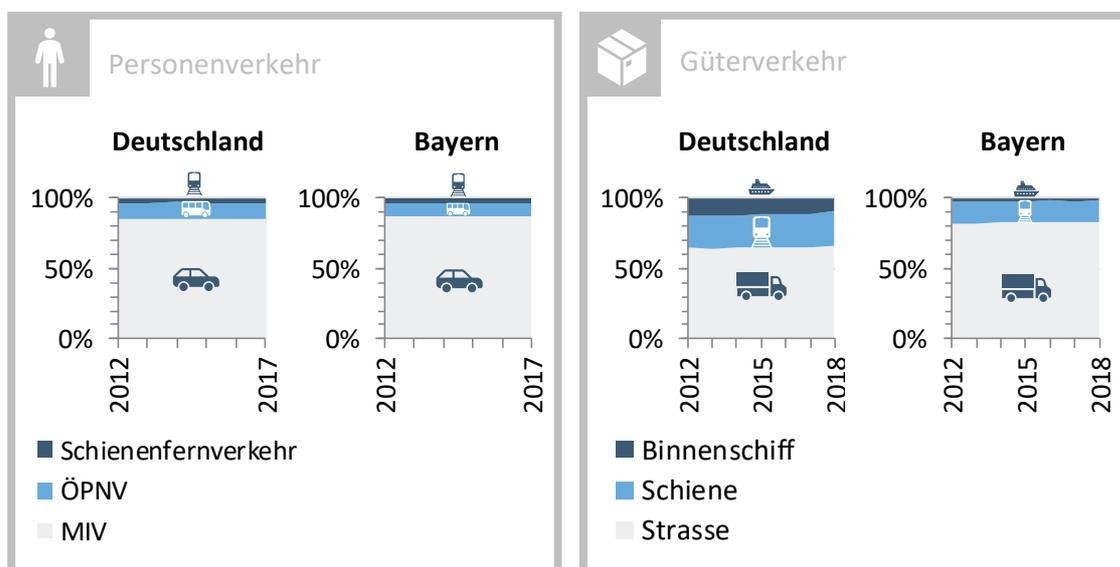
Energiebedingte CO₂-Emissionen des Straßenverkehrs pro zugelassene Fahrzeuge



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

Bei den Verkehrsmitteln dominiert insgesamt beim Personenverkehr in Deutschland und in Bayern der motorisierte Individualverkehr (MIV). Beim Güterverkehr nimmt der Straßenverkehr diese Position in Deutschland und insbesondere in Bayern ein. Beim Personenverkehr spielen der Schienenverkehr und der öffentliche Personennahverkehr (ÖPNV) in Deutschland und Bayern eine untergeordnete Rolle. Sowohl Schienenverkehr als auch ÖPNV sind allein schon aufgrund der Menge an Passagieren deutlich effizienter, was Emissionen pro Personenkilometer angeht. Beim Güterverkehr hat Deutschland einen jeweils höheren Anteil an Schienenverkehr und Binnenschifffahrt (Abbildung 48). Der geringere Anteil an Schifffahrt im Vergleich zu Deutschland lässt sich durch die Geografie erklären. Die vielbefahrenen Flüsse in Deutschland sind die großen Flüsse und insbesondere der Rhein. Für den bayerischen Güterverkehr stehen als einzige Binnenwasserstraße die Verbindung von Donau, Main-Donau-Kanal und Main zur Verfügung. Außerdem hat Bayern einen hohen Anteil an der Gütererzeugung in Deutschland und einen hohen Anteil des bundesdeutschen Straßennetzes. Das trägt zu dem vergleichsweise hohen Anteil des Güterverkehrs auf der Straße bei. Sowohl in Deutschland als auch in Bayern lässt sich keine eindeutige Änderung bei den Moden im Personen- und Güterverkehr zwischen 2012 und 2018 ausmachen. Lediglich beim deutschen Güterverkehr gibt in den letzten Jahren eine kleine Verlagerung vom Schiff auf die Schiene.

Abbildung 48
Entwicklung des Modal Split



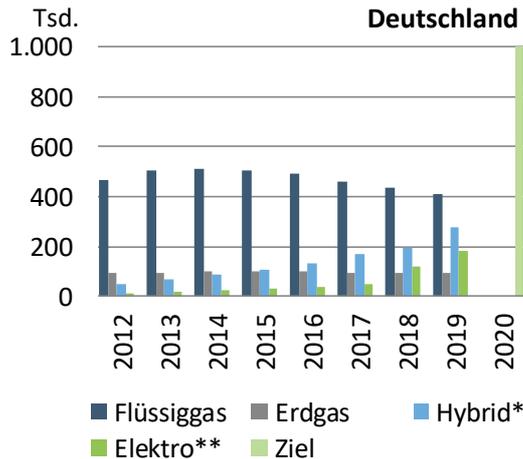
Quelle: BMVI, Verkehr in Zahlen.

Im Fahrzeugbestand dominieren die traditionellen Verbrennungsmotoren mit Benzin und Diesel. Bei den alternativen Antrieben sind insbesondere die Zahlen bei elektrischen und Hybridantrieben seit 2012 in Bayern und Deutschland stark gewachsen, allerdings auf sehr geringem Niveau. Das Ziel der Bundesregierung, bis 2020 eine Millionen Elektrofahrzeuge auf der Straße zu haben, wird voraussichtlich sehr deutlich verfehlt. Der Anteil der Flüssiggasautos sinkt seit 2014 leicht, ist aber in Deutschland auch 2019 noch der am weitesten verbreitete alternative Antrieb. In Bayern machen 2019 hingegen die Hybridantriebe den größten Anteil aus. Erdgasautos machen von 2012 bis 2019 einen verhältnismäßig kleinen, aber konstanten Anteil aus (Abbildung 49).

Abbildung 49

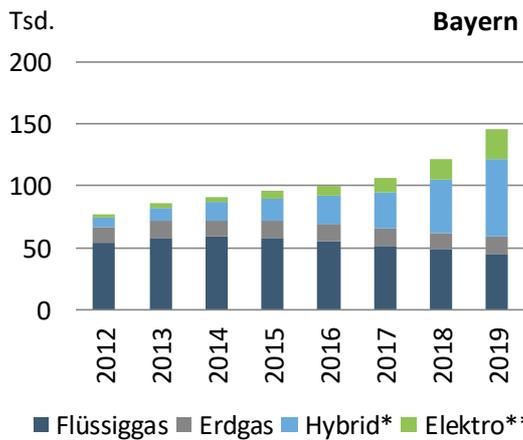
Bestand an Fahrzeugen mit alternativen Antrieben und Anteil am Fahrzeugbestand

Bestand an Fahrzeugen mit alternativen Antrieben

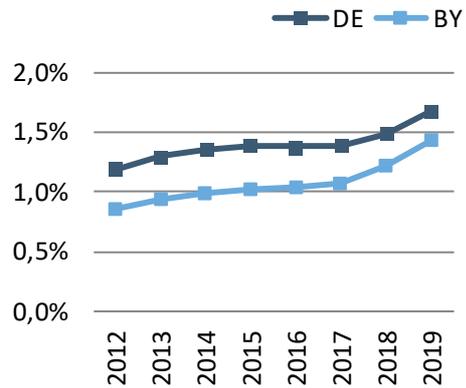


Ziel der Bundesregierung:
1. Mio. Elektrofahrzeuge bis 2020

* ab 2018 ohne Plug-In Hybride
** ab 2018 inkl. Plug-In Hybride



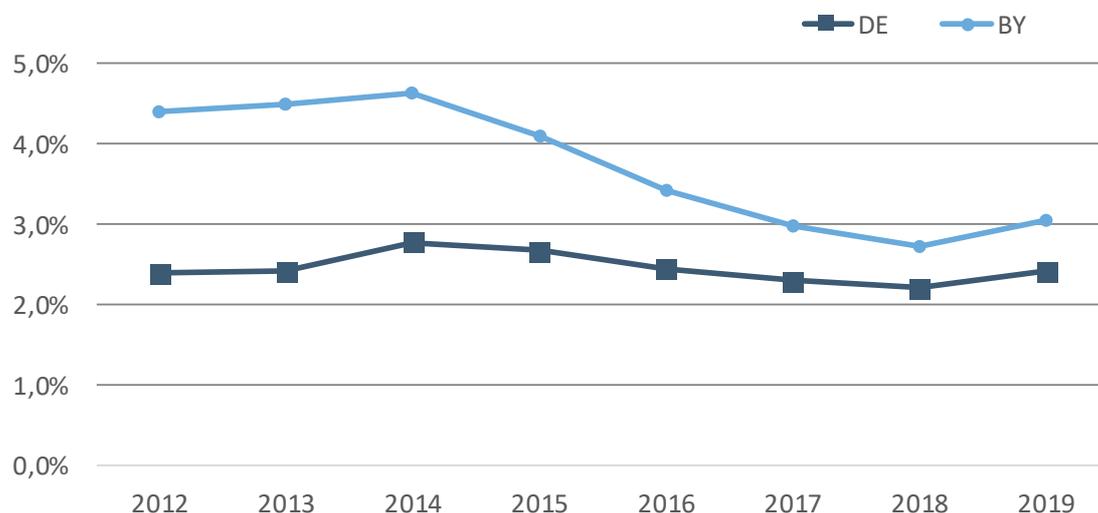
Anteil Fahrzeuge mit alternativen Antrieben am Gesamtbestand



Quelle: KBA

Bei den Kraftomnibussen liegt der Anteil alternativer Antriebe in Deutschland seit 2012 konstant zwischen zwei Prozent und drei Prozent. In Bayern ist der Anteil in derselben Zeitperiode durchgehend höher, sinkt aber seit 2014 von über 4,5 Prozent auf rund drei Prozent im Jahr 2019 ab (Abbildung 50).

Abbildung 50
Anteil alternativer Antriebe an Kraftomnibussen

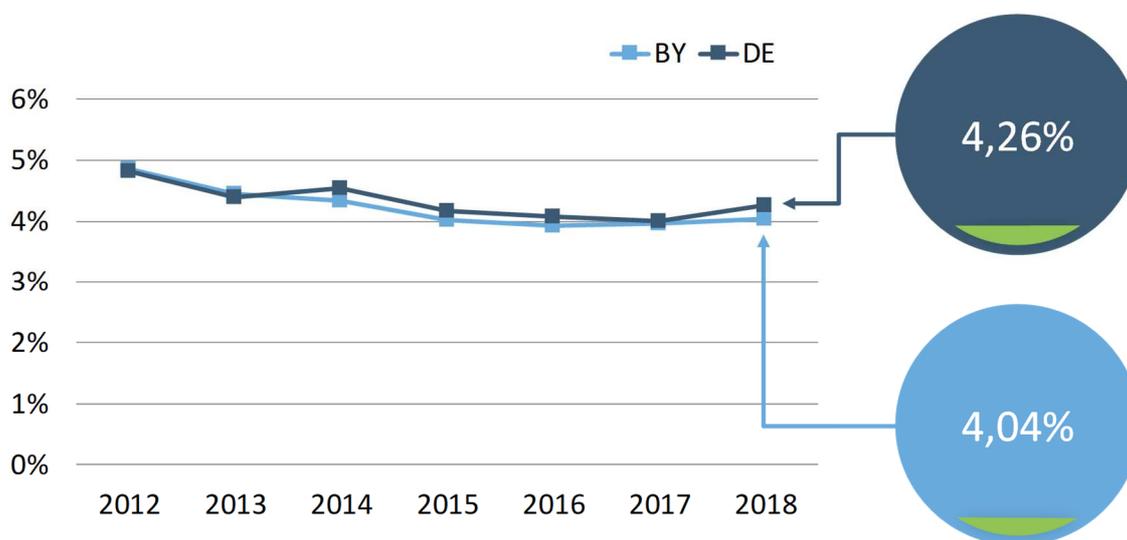


Quellen: KBA 2019

Der Anteil erneuerbarer Energieträger an Kraftstoffen ergibt sich durch die Beimischung von erneuerbaren zu fossilen Kraftstoffen. In Deutschland und Bayern liegt die Menge an beigemischten erneuerbaren Kraftstoffen jeweils bei rund 4 Prozent, wobei die Quote 2012 noch bei knapp fünf Prozent lag (Abbildung 51). Die Anteile kommen bislang ausschließlich durch biogene Treibstoffe, hauptsächlich Biodiesel und Bioethanol zu Stande. Strombasierte synthetische Kraftstoffe, sogenannte E-Fuels, wurden bisher nicht in Verkehr gebracht.

Abbildung 51

Beimischung erneuerbarer Energien an Kraftstoffen

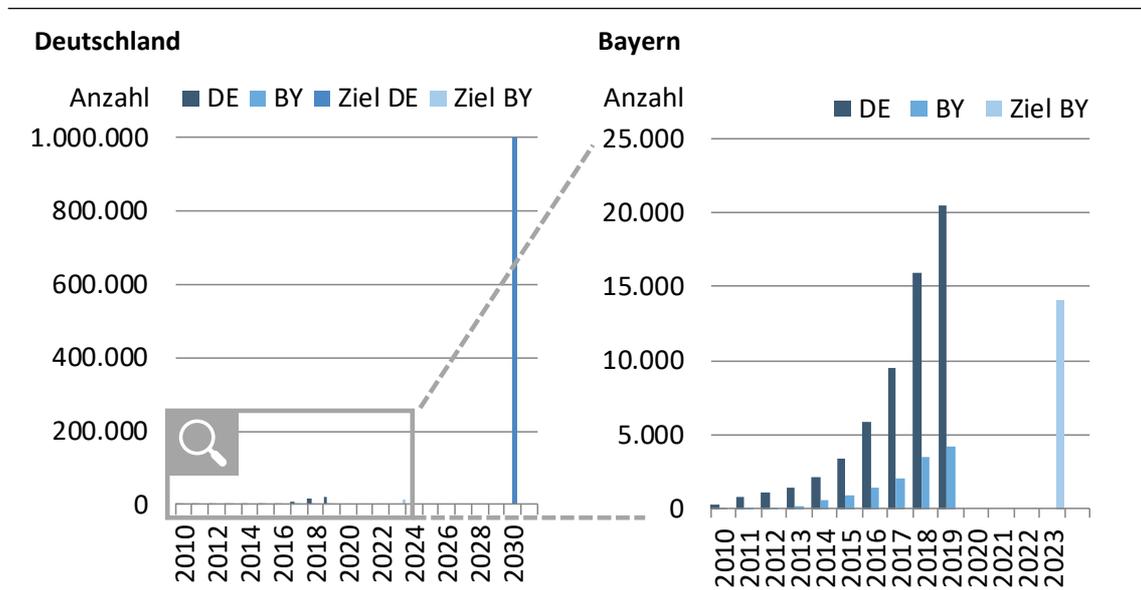


Quellen: Energiebilanzen Deutschland der AG Energiebilanzen; IE-Leipzig, Aktuelle Zahlen zur Energieversorgung in Bayern

Der steigende Anteil an Plug-In Hybriden und rein elektrischen Fahrzeugen sowie die entsprechenden Zielvorstellungen machen eine flächendeckende Ladeinfrastruktur erforderlich, auch für Lkw. Die Bundesregierung hat das Ziel von einer Million öffentlichen Ladepunkten bis 2030 ausgegeben. Wenn ein lineares Ausbauen der Ladepunkte angenommen wird, liegt die Anzahl installierter Ladepunkte sehr deutlich unter dem notwendigen Zubau. 2019 sind statt 450.000 öffentlicher Ladepunkte weniger als 25.000 in Deutschland installiert. Bayern ist mit über 4.000 Ladepunkten in 2019 deutlich näher an seinem Ziel von 7.000 Ladesäulen (entspricht etwa 14.000 Ladepunkte bei durchschnittlich zwei Ladepunkten pro Säule) (Abbildung 52).

Aus Klimaschutzaspekten ist die Elektromobilität eine Möglichkeit, den Verkehrssektor zu dekarbonisieren. Insbesondere perspektivisch, mit sinkender CO₂-Intensität des Stroms, wird die Elektromobilität einen positiven Beitrag zur Erreichung der Klimaziele leisten können. In diesem Sinne ist der Ausbau der Infrastruktur für Elektromobilität notwendig und positiv für die Klimaziele. Allerdings entspricht die Geschwindigkeit des Ausbaus der Ladeinfrastruktur bisher nicht den Zielen und der steigenden Anzahl an Elektrofahrzeugen.

Abbildung 52
Bestand an 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.

Quellen: BNetzA

Die Infrastruktur an Ladesäulen und Wasserstofftankstellen ist relevant für den Ausbau CO₂-freier Mobilität. Bei der Elektromobilität variiert das Verhältnis von Elektrofahrzeugen zu Ladestellen in Deutschland und Bayern zwischen vier und zwölf Fahrzeugen pro Ladepunkt. Hierbei ist zu beachten, dass Plug-in-Hybride in Deutschland bis 2016 und in Bayern bis 2017 in der Statistik nur als Hybride gezählt wurden. Da Plug-in-Hybride ebenfalls an Ladepunkten geladen werden können, werden sie hier zu den Elektrofahrzeugen gezählt. Die starken Anstiege bei der Anzahl Elektrofahrzeuge und der damit einhergehende Anstieg der Quote erklärt sich daher für 2017 in Deutschland und 2018 in Bayern aus der Änderung in der Statistik. Auch nach der Änderung in der Statistik steigt das Verhältnis von Elektrofahrzeugen zu Ladepunkten an. Der Infrastrukturausbau erfolgt langsamer als das Wachstum der Elektromobilität.

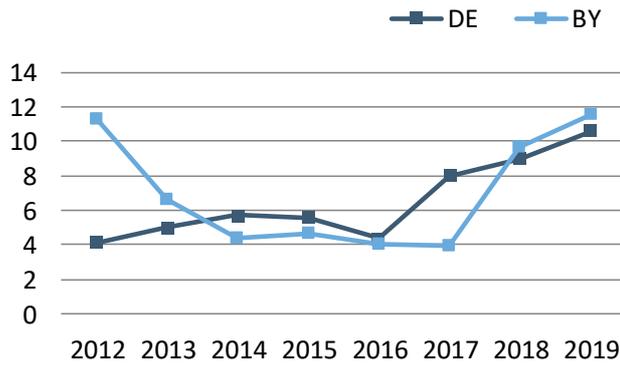
Bei der wasserstoffbasierten Mobilität kommen 2018 rund fünf Fahrzeuge auf eine Wasserstofftankstelle (Abbildung 53). Im Vergleich zur Elektromobilität ist diese Quote deutlich besser, allerdings können die Elektrofahrzeuge häufig noch auf eine private Ladestation zurückgreifen.

Abbildung 53

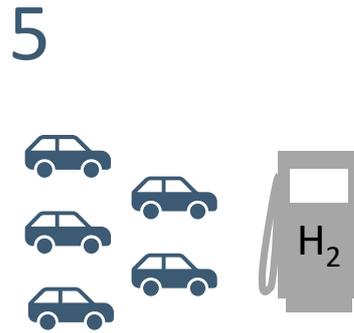
Abdeckung Ladesäulen und Wasserstofftankstellen

Anzahl Elektroautos* pro Ladepunkt in Deutschland und Bayern

* inkl. Plug-In Hybride



Anzahl Brennstoffzellenfahrzeuge in Deutschland im Jahr 2018

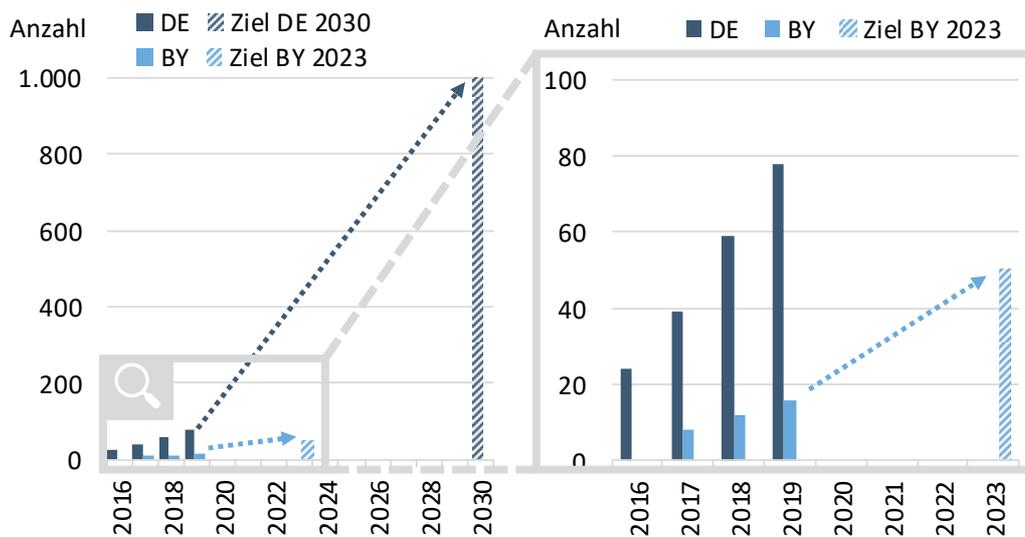


Plug-In Hybride ab 2017 in der Statistik für Deutschland und ab 2018 in der Statistik für Bayern

Quelle: eigene Berechnungen auf Basis BNetzA und KBA

Abbildung 54

Bestand an Wasserstofftankstellen

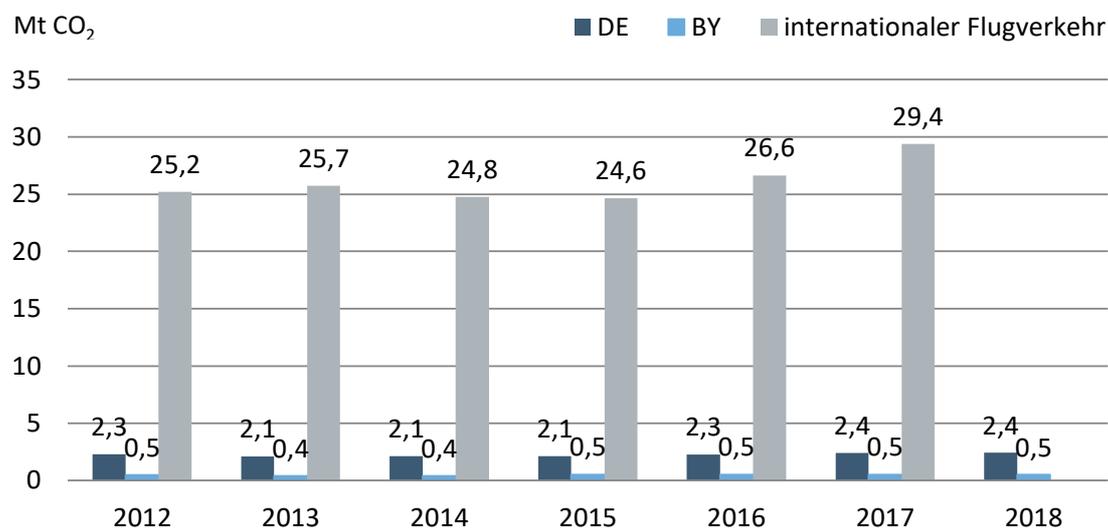


Quelle: H2 MOBILITY

Bei den Emissionen abseits der Straße zeigen sich beim nationalen Flugverkehr verhältnismäßig konstante Emissionen in Bayern und Deutschland. Seit 2012 betragen die Emissionen in Deutschland zwischen 2,1 und 2,4 Mt. CO₂ und in Bayern zwischen 0,4 und 0,5 Mt. CO₂ (Abbildung 55). Hierbei sollte beachtet werden, dass nur die innerdeutschen Flüge (und respektive der Bayern anzurechnende Teil der innerdeutschen Flüge) betrachtet werden. Internationale Flüge werden (bislang) nicht in den nationalen Emissionsstatistiken aufgeführt und sind daher nicht Teil der deutschen bzw. bayerischen Emissionen und Klimaziele. Ersichtlich ist jedoch, dass die Emissionen des internationalen Flugverkehrs deutlich über den Emissionen des nationalen Flugverkehrs liegen und kontinuierlich anwachsen.

Abbildung 55

Energiebedingte CO₂-Emissionen des nationalen Flugverkehrs



Quellen: Eigene Berechnung auf Basis von: Energiebilanzen Deutschland der AG Energiebilanzen; IE-Leipzig, Aktuelle Zahlen zur Energieversorgung in Bayern, UNFCCC Nationale Treibhausinventare

5.4.6 Kurzübersicht der Unterindikatoren

Nachfolgend werden die Unterindikatoren zur Umweltverträglichkeit für Deutschland und Bayern aufgelistet und auf ihren Beitrag zur Erreichung der Klimaziele eingestuft (siehe Tabelle 7). Hierbei ist allerdings zu beachten, dass die Beiträge qualitativ als positiv und negativ (unterstützender oder erschwerender Beitrag zur Erreichung der Klimaziele) und in der Größe (großer Einfluss oder geringer Einfluss) bewertet wurden. Hierbei wird nicht bewertet, ob die Beiträge ausreichen, um die Klimaziele zu erreichen. Die Bewertung der Umweltverträglichkeit insgesamt erfolgt anhand der Treibhausgasemissionen für Deutschland bzw. der Treibhausgasemissionen pro Kopf für Bayern. Sie liegt in beiden Fällen auf Rot (siehe Abbildung 31).

Tabelle 7

Unterindikatoren der Umweltverträglichkeit

Unterindikator	Sektor	Deutschland	Bayern
Energiebedingte CO₂-Emissionen der Energiewirtschaft (Siehe Abbildung 35)	Umwandlung	Deutlich überproportionaler Beitrag zur Erreichung der Klimaziele	Deutlich überproportionaler Beitrag zur Erreichung der Klimaziele
Energiebedingte CO₂-Emissionen (Siehe Abbildung 36)	Industrie	Deutliche Zunahme seit 2012 und daher negativer Beitrag zur Erreichung der Klimaziele	Leichte Zunahme seit 2012 und daher leicht negativer Beitrag zur Erreichung der Klimaziele
Emissionsintensität (Siehe Abbildung 37)	Industrie	Seit 2012 relativ konstant und daher kein Beitrag zur Erreichung der Klimaziele	Seit 2012 deutlich gesunken und daher positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaziele, der aber durch das Wachstum der Industrie überkompensiert wird
Energiebedingte CO₂-Emissionen (Siehe Abbildung 38)	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	Leichte Zunahme seit 2012 und daher negativer Beitrag zur Erreichung der Klimaziele	Leichte Zunahme seit 2012 und daher negativer Beitrag zur Erreichung der Klimaziele
Treibhausgasemissionen der Landwirtschaft (Siehe Abbildung 39)	Landwirtschaft	Leichte Zunahme seit 2010 und daher negativer Beitrag zur Erreichung der Klimaziele	-
Treibhausgasemissionen der Abfallwirtschaft (Siehe Abbildung 39)	Abfall	Deutlich überproportionaler Beitrag zur Erreichung der Klimaziele	-

Ergebnisse des 8. Monitorings

Energiebedingte CO₂-Emissionen (Siehe Abbildung 40)	Private Haushalte	Seit 2012 leicht gesunken und daher geringerer Beitrag zur Erreichung der Klimaziele	Seit 2012 gesunken und daher grundsätzlich positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaziele
Energiebedingte CO₂-Emissionen pro Kopf (Siehe Abbildung 41)	Private Haushalte	Seit 2012 leicht gesunken und daher geringerer Beitrag zur Erreichung der Klimaziele	Seit 2012 gesunken und daher grundsätzlich positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaziele
Beheizungsstruktur (Siehe Abbildung 42)	Private Haushalte	Moderate Anstieg emissionsfreier Energieträger bei den Neubauten, daher nur geringer Beitrag zur Erreichung der Klimaziele	-
Endenergieverbrauch Raumwärme / Wohnfläche (Siehe Abbildung 43)	Private Haushalte	Seit 2008 gesunken und daher grundsätzlich positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaziele, bei nur leicht gesunkenem Bedarf für Raumwärme	-
Sanierungsrate: Anteil Wohneinheiten, die KfW-Effizienzprogramme in Anspruch nehmen (Siehe Abbildung 44)	Private Haushalte	Seit 2012 leicht gestiegen und daher geringerer Beitrag zur Erreichung der Klimaziele	Leicht höherer Anteil als in Deutschland und daher grundsätzlich positiver Beitrag zur Erreichung der Klimaziele. Zusätzliche Aktivitäten in Bayern könnten durch das 10.000-Häuser-Programm ausgelöst werden, dass mit den bundesweiten KfW-Programmen kombinierbar ist und weiter ausgeweitet werden soll
KfW-Kreditvolumen für energetisches Bauen und Sanieren durch Kommunen (Siehe Abbildung 45)	Öffentliche Gebäude	Seit 2012 leichter Rückgang daher kein Beitrag für die Erreichung der Klimaziele	Seit 2012 leichter Rückgang daher kein Beitrag für die Erreichung der Klimaziele

Ergebnisse des 8. Monitorings

Energiebedingte CO₂-Emissionen des Verkehrssektors (Siehe Abbildung 46)	Verkehr	Anstieg der Emissionen und damit negativer Beitrag für die Erreichung der Klimaziele	Anstieg der Emissionen und damit negativer Beitrag für die Erreichung der Klimaziele
Energiebedingte CO₂-Emissionen des Straßenverkehrs / zugelassene Fahrzeuge (Siehe Abbildung 47)	Verkehr	Leicht rückläufig seit 2012 und daher geringer Beitrag für die Erreichung der Klimaziele, der aber durch die Menge an Fahrzeugen reduziert wird	Leicht rückläufig seit 2012 und daher geringer Beitrag für die Erreichung der Klimaziele, der aber durch die Menge an Fahrzeugen reduziert wird
Modal Shift / Entwicklung des Modal Split (Siehe Abbildung 48)	Verkehr	Keine signifikante Veränderung über die letzten Jahre	Keine signifikante Veränderung über die letzten Jahre
Bestand an Fahrzeugen mit alternativen Antrieben (Siehe Abbildung 49)	Verkehr	Gering, jedoch dynamischer Anstieg in den letzten Jahren. Ziele der Bundesregierung 2020 liegen jedoch deutlich höher.	Gering, jedoch dynamischer Anstieg in den letzten Jahren.
Anteile alternativer Antriebe an Innenstadtbussen im ÖPNV (Siehe Abbildung 50)	Verkehr	Konstant und auf geringem Niveau und daher geringer Beitrag für die Erreichung der Klimaziele	Rückläufig und auf geringem Niveau und daher geringer Beitrag für die Erreichung der Klimaziele
Beimischung erneuerbarer Energien an Kraftstoffe (Siehe Abbildung 51)	Verkehr	Anteil leicht rückläufig und auf geringem Niveau, daher geringer Beitrag für die Erreichung der Klimaziele	Anteil leicht rückläufig und auf geringem Niveau, daher geringer Beitrag für die Erreichung der Klimaziele
Bestand an Ladepunkten (Siehe Abbildung 52)	Verkehr	Gering, jedoch dynamischer Anstieg in den letzten Jahren mit unterstützendem Beitrag für die Erreichung der Klimaziele. Die Ausbauziele der Bundesregierung liegen jedoch deutlich höher.	Gering, jedoch dynamischer Anstieg in den letzten Jahren mit unterstützendem Beitrag an die Erreichung der Klimaziele. Die Ausbauziele in Bayern liegen jedoch über der momentanen Ausbaquote.

Ergebnisse des 8. Monitorings

Abdeckung Ladesäulen für Elektromobilität (Siehe Abbildung 53)	Verkehr	Eine gute Abdeckung von Ladeinfrastruktur unterstützt die Erreichung der Klimaziele. Der Ausbau der Ladeinfrastruktur kommt dem Wachstum bei den Elektrofahrzeugen jedoch nicht nach.	Eine gute Abdeckung von Ladeinfrastruktur unterstützt die Erreichung der Klimaziele. Der Ausbau der Ladeinfrastruktur kommt dem Wachstum bei den Elektrofahrzeugen nicht nach.
Abdeckung Wasserstofftankstellen für Wasserstofffahrzeuge (Siehe Abbildung 53)	Verkehr	Eine gute Abdeckung von Wasserstofftankstellen unterstützt die Erreichung der Klimaziele. Der Ausbau der Ladeinfrastruktur kommt dem Wachstum der Elektrofahrzeuge nicht nach.	-
Bestand an Wasserstofftankstellen (Siehe Abbildung 54)	Verkehr	Gering, jedoch dynamischer Anstieg in den letzten Jahren mit unterstützendem Beitrag für die Erreichung der Klimaziele. Die Ausbauziele der Bundesregierung werden bei gleichbleibendem Ausbau nicht erreicht.	Gering, jedoch dynamischer Anstieg in den letzten Jahren mit unterstützendem Beitrag für die Erreichung der Klimaziele. Die bayerischen Ausbauziele werden bei gleichbleibendem Ausbau knapp nicht erreicht.
Energiebedingte CO₂-Emissionen des Flugverkehrs (Siehe Abbildung 55)	Verkehr	Anstieg der Emissionen und damit negativer Beitrag für die Erreichung der Klimaziele	Anstieg der Emissionen und damit negativer Beitrag für die Erreichung der Klimaziele

6 Zusammenfassende Bewertung

Indikatoren in der Gesamtschau

6.1 Stand der Energiewende mit Schwerpunkt Strom in Deutschland

Beim Stand der Energiewende in Deutschland gab es im Vergleich zum vorhergehenden Monitoring der Indikatoren keine Veränderung. Die Bewertung des Anteils erneuerbarer Energien am Stromverbrauch fällt weiterhin positiv aus. Der Indikator des Industriestrompreises liegt weiter bei einer kritischen Bewertung. Die Indikatoren der gesicherten Leistung und Stromausfallzeit (SAIDI-Wert) befanden sich weiterhin im grünen Bereich. Alle anderen Indikatoren bleiben im roten Bereich.

Die installierte Leistung reichte zusammen mit der Leistungsreserve und den kontrahierten Reservekraftwerken aus, um die Jahreshöchstlast zu decken. Immer mehr alte fossile Kraftwerke wurden in die Reserve überführt und trugen zur Versorgungssicherheit bei, während der Anteil erneuerbarer Energien an Leistung und Stromerzeugung stieg. Der Übertragungsnetzausbau verzögerte sich gegenüber dem ursprünglichen Plan weiterhin. Die wichtigen Projekte SuedLink und SuedOstLink befinden sich weiter in der Bundesfachplanung. Trotz der Verzögerung lag die Stromausfallzeit (gemessen am ungeplanten SAIDI ohne Ausnahmefälle) 2016 auf dem niedrigsten Niveau der EU-15-Staaten. Das war teilweise auf die kontrahierten Kraftwerke sowie die Redispatch- und Einspeisemanagement-Maßnahmen zurückzuführen. Die Kosten der Maßnahmen zur Sicherung der Netzstabilität lagen entsprechend mit über 1,4 Milliarden Euro nur geringfügig unter dem historisch hohen Niveau von 2017.

Die Indikatoren der Strompreise für Haushaltskunden blieben auch 2018 im roten Bereich. Für die Industriestrompreise zeigte sich ein differenziertes Bild, da sich die Preise der verschiedenen Abnahmeklassen unterschiedlich entwickelten. Die Einstufung liegt weiter im gelben Bereich. Der Börsenstrompreis stieg 2018 erneut an. Für das Jahr 2019 ist ein leichter Rückgang zu erwarten.

Die Indikatoren der Entwicklung der Energieeffizienz (Stromeinsparung, Endenergieproduktivität und PEV) entfernten sich gegenüber den Vorjahren weiter vom Zielpfad. Sie blieben damit im roten Bereich. Der Ausbau der erneuerbaren Energien erhöhte sich im Jahr 2018 im Vergleich zu 2016. Der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung lag entsprechend weiterhin oberhalb des Zielentwicklungspfades und wurde positiv eingestuft.

Zwischen den Jahren 2014 bis 2017 stagnierten die Treibhausgasemissionen nahezu. Im Jahr 2018 kam es nach vorläufigen Daten jedoch zu einer Absenkung um 4,5 Prozent im Vergleich zum Vorjahr. Trotzdem lagen die Emissionen im neunten Jahr hintereinander deutlich über dem Zielpfad, weshalb der Indikator auf Rot bleibt.

Auch insgesamt gibt der Bereich Umweltverträglichkeit ein schlechtes Bild ab. Die Emissionsreduktion der Energiewirtschaft ist im Vergleich der Sektoren überproportional, aber nicht ausreichend. In den Sektoren Industrie, GHD, Landwirtschaft und Verkehr sind die Emissionen seit 2012 noch angestiegen, während sie bei den privaten Haushalten nur leicht gesunken sind. Die positiv zu bewertenden Effizienzgewinne in manchen Bereichen werden von den geringen Reduktionen der anderen Sektoren überkompensiert.

Auch die mit weiteren Indikatoren bislang gemessenen Fortschritte etwa bei der energetischen Sanierungsquote im Gebäudebereich und den alternativen Antriebstechnologien im Verkehrsbereich sind nicht annähernd ausreichend, um langfristig einen ausreichenden Beitrag zu Erreichung der Klimaziele in Deutschland zu leisten.

6.2 Stand der Energiewende mit Schwerpunkt Strom in Bayern

Bezüglich der Versorgungssicherheit verschlechtert sich die Bewertung Bayerns für das Jahr 2018 leicht im Vergleich zum Vorjahr. Die Versorgungssicherheit Bayerns mit Strom war gewährleistet. Für den Winter 2018/2019 wurden rund 2,5 GW an bayerischen Reservekraftwerken kontrahiert (2,5 GW im Winter 2017/2018). Es mussten keine ausländischen Kraftwerke mehr kontrahiert werden (knapp 3,1 GW im Winter 2017/2018).

Im Jahr 2017 hatte die BNetzA einen Bedarf an Gaskraftwerken in Süddeutschland von 1,2 GW festgelegt, wovon bisher 300 MW in Bayern ausgeschrieben wurden. Weitere 300 MW der 1,2 GW wurden bereits im Jahr 2019 für Bayern ausgeschrieben, allerdings erklärte sich zu den Konditionen des Netzbetreibers Amprion kein Betreiber bereit, eine entsprechende Anlage zu errichten. Die restlichen 600 MW werden in Baden-Württemberg errichtet und stehen in Bayern daher – zumindest rechnerisch nach dem Territorialprinzip – nicht zur Verfügung. Diese zusätzlichen Kraftwerksleistungen dienen als Netzstabilitätsanlagen, um die Versorgungssicherheit langfristig zu gewährleisten.

Der Stromverbrauch sank 2018 leicht und lag weiterhin unter dem Zielpfad des Energieprogramms von 2016, daher bleibt es bei einer positiven Bewertung. Die Primärenergieproduktivität übertraf 2018 den Zielwert erneut und steigt weiter an. Der Bayerische PEV sank stark und bleibt damit weiter unterhalb des Zielpfads, wodurch sich weiter eine grüne Ampelbewertung ergibt. Der Anteil erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung machte im Vergleich zum Vorjahr deutliche Fortschritte und liegt nun oberhalb des Zielpfads. Der Indikator springt somit von einer roten zu einer grünen Bewertung.

Die Treibhausgasemissionen pro Kopf in Bayern liegen mit 7,25 t CO₂-äq pro Kopf deutlich über dem Zielpfad, weshalb der Indikator auf Rot bleibt.

Auch insgesamt gibt der Bereich Umweltverträglichkeit ein schlechtes Bild ab. Die Emissionsreduktion der Energiewirtschaft ist im Vergleich zu anderen Sektoren zwar überproportional, aber nicht ausreichend. Im Verkehrssektor sind die Emissionen seit 2012 angestiegen. Ebenso gab es jeweils einen leichten Anstieg in den Sektoren Industrie und Dienstleistungen, während bei den privaten Haushalten die Emissionen leicht gesunken sind. Die

positiv zu bewertenden Effizienzgewinne in manchen Bereichen werden von den mangelnden Reduktionen der Sektoren insgesamt überkompensiert. Auch weitere Indikatoren wie die energetische Sanierungsquote bei Gebäuden und die alternativen Antriebstechnologien im Verkehrsbereich sind nicht annähernd ausreichend, um die Klimaziele in Bayern zu erreichen.

Abbildung 56

Zusammenfassende Bewertung des Standes der Energiewende in Deutschland und Bayern gemäß des 8. Monitorings für das Jahr 2018

	Deutschland	Bayern
Versorgungssicherheit	2 (2) ●	↓ 2,3 (2) ●
Gesicherte Kraftwerksleistung	1 (1) ●	↓ 2 (1) ●
Stromausfallzeit	1 (1) ●	1 (1) ●
Ausbau der Stromnetze	3 (3) ●	3 (3) ●
Eingriffe der Netzbetreiber	3 (3) ●	3 (3) ●
Bezahlbarkeit	2,5 (2,5) ●	2,5 (2,5) ●
Industriestrompreise	2 (2) ●	2 (2) ●
Haushaltsstrompreise	3 (3) ●	3 (3) ●
Energieeffizienz und Erneuerbare	2,5 (2,5) ●	↑ 1 (1,5) ●
Entwicklung des Stromverbrauchs	3 (3) ●	1 (1) ●
Energieproduktivität	3 (3) ●	1 (1) ●
Entwicklung des Primärenergieverbrauchs	3 (3) ●	1 (1) ●
Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch / Stromerzeugung	1 (1) ●	↑↑ 1 (3) ●
Umweltverträglichkeit	3 (3) ●	3 (3) ●
THG - Emissionen*	3 (3) ●	3 (3) ●

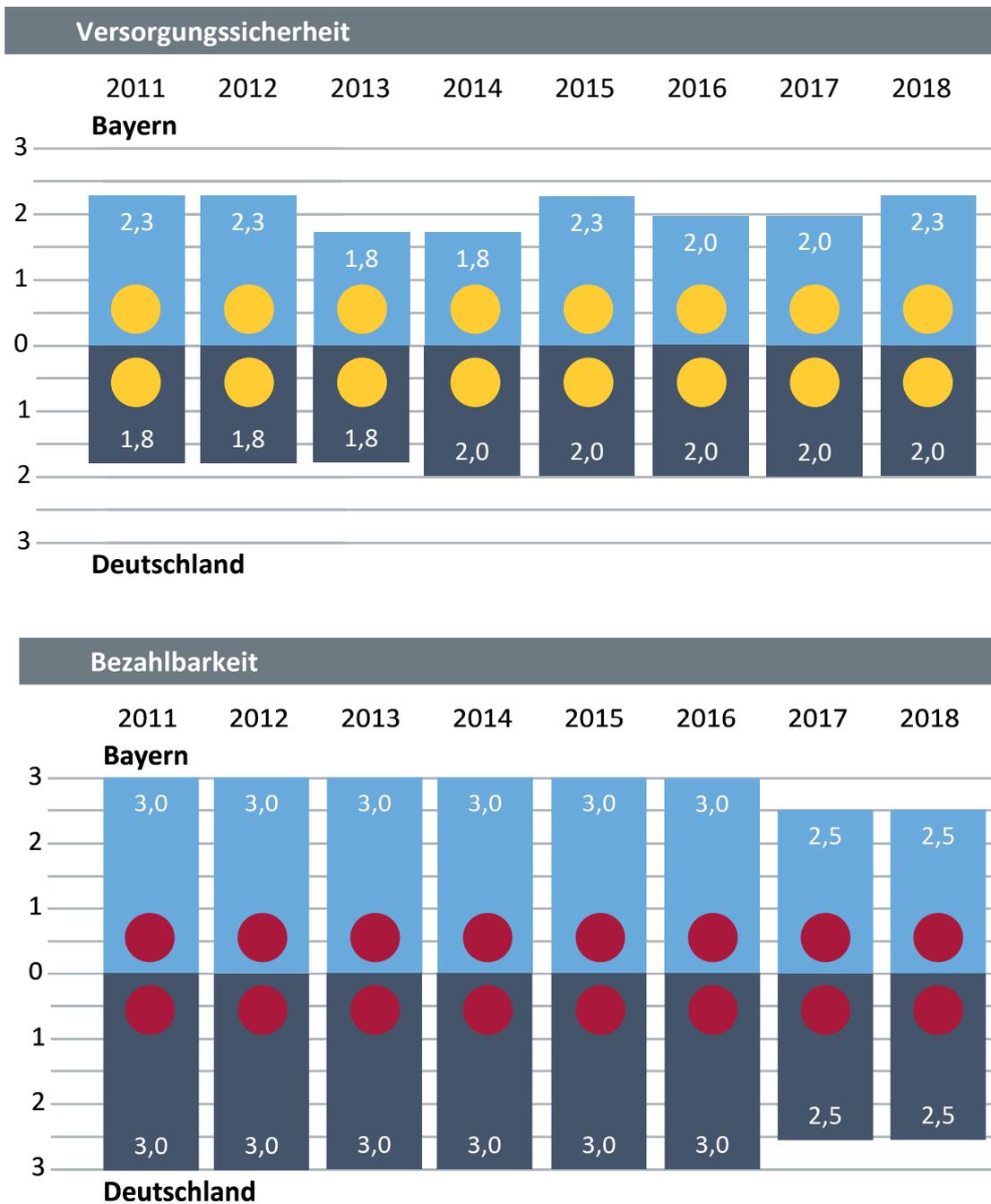
Bewertungsschema: 1=grün 2=gelb 3=rot, Vorjahreswert in Klammern, ↑ bzw. ↓ : Verbesserung bzw. Verschlechterung der Bewertung im Vergleich zum 7. Monitoring aus dem Jahr 2018

* Aufgrund der Ziele der Bayerischen Staatsregierung, die sich nun auf die gesamten Treibhausgasemissionen beziehen, werden nun die THG-Emissionen und nicht mehr nur die energiebedingten CO₂-Emissionen als Indikator verwendet.

Quelle: eigene Darstellung der Prognos AG

Abbildung 57

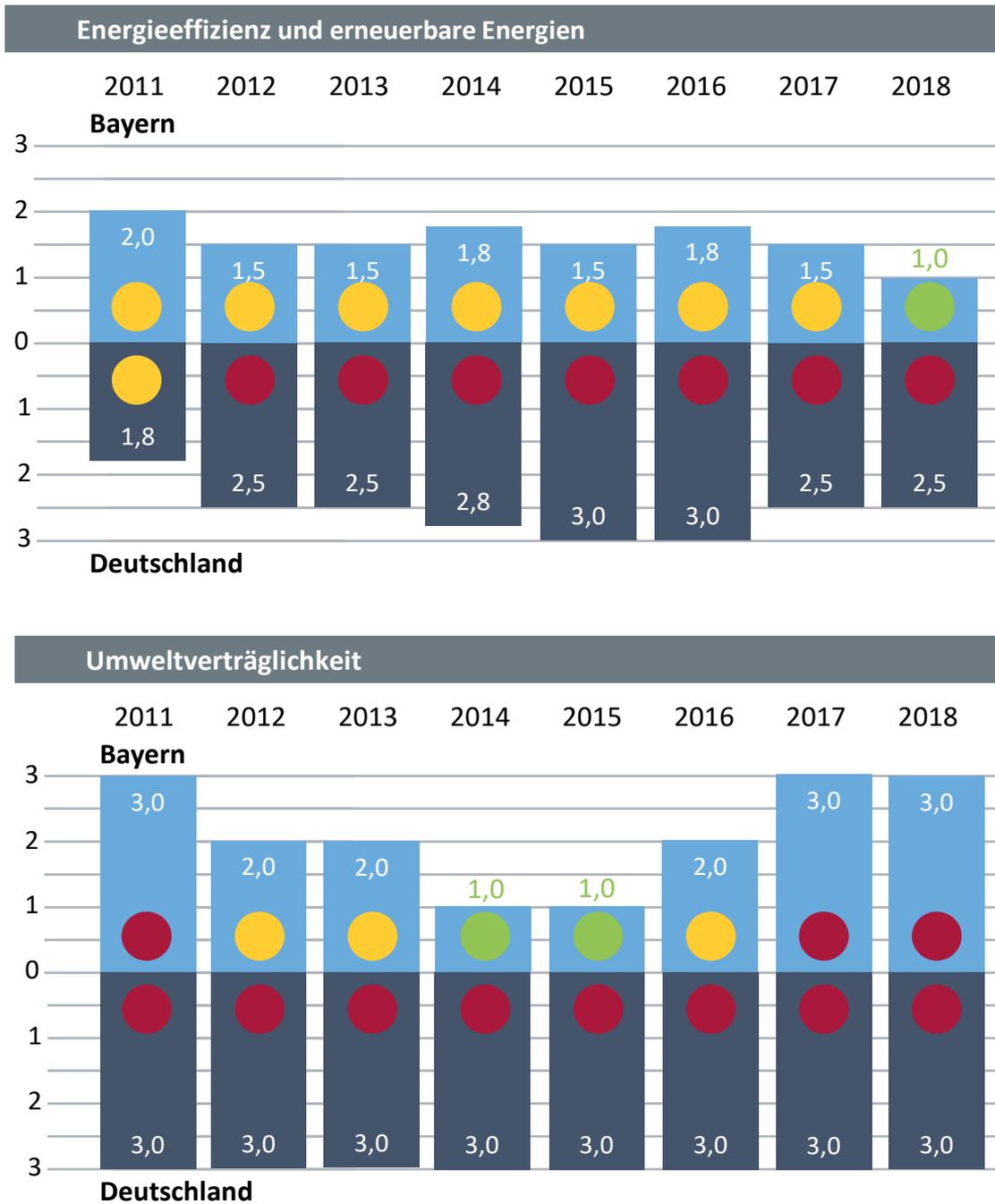
Veränderung in der Bewertung der Versorgungssicherheit und der Bezahlbarkeit



Quelle: eigene Darstellung der Prognos AG

Abbildung 58

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



Quelle: eigene Darstellung der Prognos AG

Literaturverzeichnis

50Hertz (2018)

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

AEE föderal erneuerbar (2018)

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

AG Energiebilanzen (2019a)

Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990 bis 2018

AG Energiebilanzen (2019b)

Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2018

Agora Energiewende (2019)

Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2019

Atomgesetz (1959, 2018 zuletzt geändert)

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

BAFA (2017)

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

Bayerisches Landesamt für Statistik (2019)

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

Bayerische Staatsregierung (2011)

Bayerisches Energiekonzept „Energie innovativ“

Bayerische Staatsregierung (2019)

Entwurf Bayerisches Klimaschutzgesetz (BayKlimaG)

BDEW (2018a)

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft - Kraftwerkliste

BDEW (2018b)

BDEW-Strompreisanalyse Mai 2018 – Haushalte und Industrie

BDEW (2019a)

Entwicklung der Beheizungsstruktur im Wohnungsneubau (Stand 11/2019)

https://www.bdew.de/media/documents/Beheizungsstruktur_Wohnungsneubau_Entw_10J_online_o_quartalsweise_Ki_02122019.pdf

BDEW (2019b)

Entwicklung der Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes (Stand 01/2019)

https://www.bdew.de/media/documents/Beheizungsstruktur_Wohnungsbestand_Entw_ab_1995_online_o_jaehrlich_Ki_06022019.pdf

BMVI 2019

Verkehr in Zahlen 2019/2020

BMW (2019)

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie – Energiedaten

BNetzA (2014a)

Bundesnetzagentur – Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2014/2015 sowie die Jahre 2015/2016 und 2017/2018

BNetzA (2014b)

Bundesnetzagentur – Monitoringbericht 2013

BNetzA (2015a)

Bundesnetzagentur – Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2015/2016 sowie die Jahre 2016/2017 und 2019/2020

BNetzA (2015b)

Bundesnetzagentur – Monitoringbericht 2014

BNetzA (2016a)

Bundesnetzagentur – Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2016/2017 sowie das Jahre 2018/2019

BNetzA (2016b)

Bundesnetzagentur – Monitoringbericht 2015

BNetzA (2017a)

Bericht zu Netz- und Systemdienstleistungen - 4. Quartal und Gesamtjahr 2016

BNetzA (2017b)

Jahresbericht 2016

BNetzA (2017c)

Bundesnetzagentur – Monitoringbericht 2017

BNetzA (2018a)

Bundesnetzagentur- 4. Quartalsbericht 2017 zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen und Gesamtjahr 2017

BNetzA (2018b)

Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2018/2019 sowie das Jahr 2020/2021

BNetzA (2018c)

BBPIG-Monitoring Stand des Stromnetz-Ausbaus nach dem dritten Quartal 2018

BNetzA (2019a)

Bundesnetzagentur – Kraftwerksliste

BNetzA (2019b)

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

BNetzA (2019c)

Bundesnetzagentur- 4. Quartalsbericht 2018 zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen und Gesamtjahr 2018

BNetzA (2019d)

Internetauftritt der Bundesnetzagentur, www.netztransparenz.de

BNetzA (2019e)

Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2019/2020 sowie das Jahr 2022/2023

BNetzA (2019f) Monitoring des Stromnetzausbaus - Erstes Quartal 2019

BNetzA (2019g) Stand der Vorhaben aus dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPIC) nach dem dritten Quartal 2019, <https://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

CEER (2018)

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

Destatis (2019)

Bestand an Wohnungen 2018

dena (2018)

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

ENERGINET (2018)

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 (2019)

Internetauftritt von eurostat, <http://ec.europa.eu/eurostat>

Fraunhofer ISE (2019)

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

H2 Mobility (2019)

Netzausbau live - Der aktuelle Stand für Deutschland, <https://h2.live/> (zugegriffen 05.12.2019)

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 (2019)

Datenlieferung bezüglich Sonderauswertung Wasserstofffahrzeuge

KfW (2019)

Förderreport KfW Bankgruppe zwischen 2012 und 2019, <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

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 (2019)

Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen der Länder – Bruttoinlandsprodukt, Bruttowertschöpfung in den Ländern der Bundesrepublik Deutschland 1991 bis 2018, Reihe 1, Länderergebnisse Band 1, Berechnungsstand August 2018/Februar 2019

Statistische Ämter des Bundes und der Länder (2019)

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

Statistisches Bundesamt (2019a)

Preise – Preise und Preisindizes für gewerbliche Produkte (Erzeugerpreise)

Statistisches Bundesamt (2019b)

Preise – Verbraucherpreisindizes für Deutschland

Statistisches Bundesamt (2019c)

Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen – Private Konsumausgaben und Verfügbares Einkommen, 2. Vierteljahr 2019

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 (2019a)

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

UBA (2019b)

Übersicht zur Entwicklung der energiebedingten Emissionen und Brennstoffeinsätze in Deutschland 1990 – 2017

UBA (2019c)

Umweltbundesamt, Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinigten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2019 – Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990–2017

UBA (2019d)

Klimabilanz 2018 – Pressemitteilung April 2019; Internetauftritt des Umweltbundesamtes, <https://www.umweltbundesamt.de/presse/pressemitteilungen/klimabilanz-2018-45-prozent-weniger>

UNFCCC (2019)

National inventory submissions 2019 of greenhouse gas emissions in the common reporting format

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 01	Überblick über die Bewertungsbereiche mit den jeweiligen Indikatoren
Abbildung 02	Zusammenfassende Bewertung des Standes der Energiewende in Deutschland und Bayern gemäß des 7. Monitorings aus dem Jahr 2017
Abbildung 03	Bewertung der Versorgungssicherheit
Abbildung 04	Gesicherte Leistung und Höchstlast in Deutschland und Bayern
Abbildung 05	Gesicherte Leistung und Höchstlast in Bayern 2011 bis 2026
Abbildung 06	Gesamte installierte Leistung zur Stromerzeugung, Deutschland und Bayern
Abbildung 07	Ausbau des Übertragungsnetzes – HGÜ-Trasse Wilster – Grafenrheinfeld (SuedLink) und HGÜ-Trasse Wolmirstedt – Isar (SuedOstLink)
Abbildung 08	Eingriffe der Netzbetreiber nach § 13.1 EnWG (Redispatch)
Abbildung 09	Eingriffe der Netzbetreiber nach § 13.2 EnWG (Einspeisemanagement)
Abbildung 10	Kosten für Systemsicherheitsmaßnahmen
Abbildung 11	Versorgungsunterbrechungen gemäß SAIDI-Wert
Abbildung 12	Stromtausch mit dem Ausland
Abbildung 13	Außenhandelspreise für Strom
Abbildung 14	Bewertung der Bezahlbarkeit
Abbildung 15	Industriestrompreise in Deutschland
Abbildung 16	Industriestrompreise in den Staaten der EU-28 im Jahr 2018
Abbildung 17	Zusammensetzung des Industriestrompreises
Abbildung 18	Netzentgelte und Preisindizes ausgewählter Abnahmefälle
Abbildung 19	Anzahl der Betriebe des produzierenden Gewerbes mit Begrenzung der EEG-Umlage und betroffene Strommenge
Abbildung 20	Strompreise für Haushaltskunden
Abbildung 21	Anteil der Stromkosten an den Konsumausgaben privater Haushalte
Abbildung 22	Börsenstrompreis und Entwicklung der EEG-Umlage
Abbildung 23	Bewertung der Energieeffizienz und der erneuerbaren Energien
Abbildung 24	Stromverbrauch
Abbildung 25	Stromintensität der Industrie in Deutschland und Bayern
Abbildung 26	Stromverbrauch pro Kopf der privaten Haushalte in Deutschland und Bayern

Zusammenfassende Bewertung

Abbildung 27	Entwicklung der Energieproduktivität in Deutschland und Bayern
Abbildung 28	Entwicklung des Primärenergieverbrauchs
Abbildung 29	Anteil erneuerbarer Energien
Abbildung 30	Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nach Energieträger in Deutschland und Bayern
Abbildung 31	Bewertung der Umweltverträglichkeit
Abbildung 32	Treibhausgas- und CO ₂ -Emissionen in Deutschland
Abbildung 33	Energiebedingte CO ₂ -Emissionen in Bayern
Abbildung 34	Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland und Bayern
Abbildung 35	Energiebedingte CO ₂ -Emissionen der Energiewirtschaft
Abbildung 36	Energiebedingte CO ₂ -Emissionen der Industrie
Abbildung 37	Emissionsintensität (CO ₂ energiebedingt) der Industrie
Abbildung 38	Energiebedingte CO ₂ -Emissionen im Bereich GHD
Abbildung 39	Treibhausgasemissionen der Landwirtschaft und der Abfallentsorgung in Deutschland
Abbildung 40	Energiebedingte CO ₂ -Emissionen bei den privaten Haushalten
Abbildung 41	Energiebedingte CO ₂ -Emissionen der Haushalte pro Kopf
Abbildung 42	Private Haushalte - Beheizungsstruktur in Deutschland
Abbildung 43	Endenergieverbrauch Raumwärme / Wohnfläche
Abbildung 44	Sanierungsrate: Anteil Wohneinheiten, die KfW-Effizienzprogramme in Anspruch nehmen
Abbildung 45	KfW-Kreditvolumen für energetisches Bauen und Sanieren durch Kommunen
Abbildung 46	Energiebedingte CO ₂ -Emissionen des Verkehrssektors
Abbildung 47	Energiebedingte CO ₂ -Emissionen des Straßenverkehrs pro zugelassenen Fahrzeugen
Abbildung 48	Entwicklung des Modal Split
Abbildung 49	Bestand an Fahrzeugen mit alternativen Antrieben und Anteil am Fahrzeugbestand
Abbildung 50	Anteil alternativer Antriebe an Kraftomnibussen
Abbildung 51	Beimischung erneuerbarer Energien an Kraftstoffen
Abbildung 52	Bestand an Ladepunkten in Deutschland
Abbildung 53	Abdeckung Ladesäulen und Wasserstofftankstellen

[Zusammenfassende Bewertung](#)

- Abbildung 54 Bestand an Wasserstofftankstellen in Deutschland
- Abbildung 55 Energiebedingte CO₂-Emissionen des nationalen Flugverkehrs
- Abbildung 56 Zusammenfassende Bewertung des Standes der Energiewende in Deutschland und Bayern gemäß des 8. Monitorings für das Jahr 2018
- Abbildung 57 Veränderung in der Bewertung der Versorgungssicherheit und der Bezahlbarkeit
- Abbildung 58 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

Telefax 089-551 78-91 246

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 2020

Weiterer Beteiligter

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

Bearbeiter:
Sven Kreidelmeyer
(Projektleitung)
Dina Tschumi
Andreas Brutsche
Christoph Thormeyer
Dr. Almut Kirchner