

vbw

Die bayerische Wirtschaft



Studie

6. Monitoring der Energiewende

Stand: Dezember 2017
www.vbw-bayern.de/Energie

Vorwort

Die Energiewende steckt fest

Deutschland und Bayern brauchen eine sichere, wettbewerbsfähige und umweltverträgliche Stromversorgung, um weiterhin international konkurrenzfähige und attraktive Investitions- und Industriestandorte zu bleiben.

Die deutsche Stromversorgung ist gesichert. Das erfordert aber immer größere Reservekapazitäten außerhalb des Strommarktes und viele kostspielige Netzeingriffe der Übertragungsnetzbetreiber. Sie sind notwendig, um die vor allem in Süddeutschland wegfallende Leistung der Kernkraftwerke auszugleichen. Zwar geht der Zubau erneuerbarer Erzeugungskapazitäten weiter, der für den Stromtransport notwendige Netzausbau verzögert sich aber.

Ergebnis sind unsere im internationalen Vergleich hohen Strompreise. Über die Hälfte der Kosten wird durch staatliche Vorgaben verursacht. Größter Kostenblock ist die EEG-Umlage, die 2016 und wiederum 2017 neue Rekordhöhen erreichte. Obwohl der Ausbau erneuerbarer Energien jedes Jahr mit 24 Milliarden Euro gefördert wird, verfehlt Deutschland seine Klimaziele. Die Stromkosten müssen auf die politische Agenda der neuen Bundesregierung.

Mit dem *6. Monitoring der Energiewende* legen wir eine weitere Zwischenbilanz zum Stand der Energiewende und zu den umgesetzten und eingeleiteten Maßnahmen vor. Die wissenschaftliche Untersuchung hat auch für 2016 die Prognos AG in unserem Auftrag durchgeführt.

Bertram Brossardt
Dezember 2017

Inhalt

1	Das Wichtigste in Kürze	1
2	Hintergrund und Ziele der Energiewende	3
2.1	Deutschland.....	3
2.2	Bayern	4
3	Aufbau und Bewertungsschema des Monitorings	7
3.1	Fokus Stromversorgung.....	7
3.2	Aspekte und Indikatoren	7
3.2.1	Versorgungssicherheit	7
3.2.2	Kosten	8
3.2.3	Effizienz und erneuerbare Energien	8
3.2.4	Umweltverträglichkeit.....	9
3.3	Bewertungsschema	9
4	Rückblick: bisherige Monitoringergebnisse	11
5	Ergebnisse des 6. Monitorings 2017	13
5.1	Versorgungssicherheit	13
5.1.1	Kraftwerke	13
5.1.2	Netze	21
5.2	Kosten	32
5.3	Effizienz und erneuerbare Energien	40
5.3.1	Strom- und Energieeffizienz.....	41
5.3.2	Ausbau erneuerbarer Energien.....	46
5.4	Umweltverträglichkeit – energiebedingte CO ₂ -Emissionen.....	50
6	Zusammenfassende Bewertung	53
6.1	Stand der Energiewende im Strombereich in Deutschland.....	53
6.2	Stand der Energiewende im Strombereich in Bayern	54
	Literaturverzeichnis.....	57
	Ansprechpartner	61

Impressum.....	61
----------------	----

Hinweis

Zitate aus dieser Publikation sind unter Angabe der Quelle zulässig.

1 Das Wichtigste in Kürze

Versorgungssicherheit in Bayern gesichert, Verschlechterung der Energieeffizienz und Umweltverträglichkeit

Mit ihrem im Herbst 2010 verabschiedeten Energiekonzept hat die deutsche Bundesregierung quantitative Zielgrößen definiert, um langfristig eine sichere, wirtschaftliche und umwelt- sowie klimaverträgliche Energieversorgung zu erreichen. Entscheidende Bedeutung haben die Steigerung der Energieproduktivität sowie der Ausbau der erneuerbaren Energien. Daneben war eine Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke vorgesehen.

Nach der Reaktorkatastrophe von Fukushima im März 2011 beschloss die Bundesregierung, die Laufzeit der Kernkraftwerke zu verkürzen. Acht Anlagen wurden 2011 sofort stillgelegt, die verbleibenden Reaktoren werden bis 2022 sukzessive vom Netz genommen. In Bayern sind davon vier Kraftwerke mit einer Nettoleistung von fast 5.300 Megawatt betroffen.

Im Oktober 2015 legte die Bayerische Staatsregierung das „Bayerische Energieprogramm“ vor, das unter anderem quantitative Ziele bis 2025 enthält und eine Fortschreibung des Bayerischen Energiekonzeptes aus dem Jahr 2011 darstellt. Auch im Bayerischen Energieprogramm spielen eine steigende Energieproduktivität sowie der Ausbau der erneuerbaren Energien entscheidende Rollen.

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.

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 durchgeführt. Die vorliegende sechste Fassung zeigt die Entwicklungen im Jahr 2016. Soweit Daten für 2017 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 wenige Veränderungen. In Bayern hat sich dagegen der Indikator der gesicherten Leistung verbessert, während die Bewertungen des Ausbaus erneuerbarer Energien und der Umweltverträglichkeit sich verschlechtert haben. Generell befindet sich 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“ sowie „Umweltverträglichkeit“ wird Bayern besser als Deutschland bewertet, obwohl die Bewertungen sich verschlechtert haben.

Die Versorgungssicherheit Deutschlands bleibt mäßig zufriedenstellend. Zwar sind beim Netzausbau keine zusätzlichen Verzögerungen gegenüber dem Vorjahr erkennbar, im Vergleich zum ursprünglichen Plan bleibt aber der Ausbau um mehrere Jahre verschoben. Die Versorgungssicherheit war 2016 trotzdem gewährleistet. Dazu haben Redispatch- und Countertrading-Maßnahmen beigetragen. Diese Maßnahmen wurden im Jahr 2016 seltener als im Vorjahr ergriffen, erfolgten aber weiterhin in mehr als 50 Prozent der Stunden im Jahr. Außerdem wurden nationale sowie ausländische Reservekapazitäten kontrahiert. Die kontrahierten Kraftwerke haben dazu beigetragen, die Versorgungssicherheit Bayerns im Vergleich zum Vorjahr zu verbessern. Insgesamt bleibt Deutschland unter den Ländern mit der besten Qualität der Stromversorgung. Die Kosten für Systemsicherheitsmaßnahmen haben sich um 25 Prozent verringert, bleiben aber auf einem hohen Niveau.

Die Strompreise bleiben wenig zufriedenstellend verglichen mit dem Erzeuger- beziehungsweise Verbraucherpreisindex. Im Vergleich zu 2008 nahmen die Preise bei den privaten Haushalten und der Industrie zu. Ab 2014 weisen die Preise bei der Industrie und Haushalte jedoch unterschiedliche Entwicklungen auf. Bei der Industrie hat der Rückgang der Börsenstrompreise die Steigerung der EEG-Umlage überkompensiert. Infolgedessen sank der Strompreisindex. Die Abnahme ist insbesondere bei den energieintensiven Stromabnehmern ersichtlich. Bei den privaten Haushalten blieben die Strompreise seit 2014 etwa konstant.

Energieeinsparungen in Deutschland bleiben unzureichend. Die Indikatoren der Energieeffizienz zeigen, dass Deutschland sich seit 2014 von den Zielen immer mehr entfernt. Der Stromverbrauch, die Endenergieproduktivität sowie der Primärenergieverbrauch haben im Jahr 2016 die Ziele nicht nur wiederum verfehlt, sondern entfernen sich weiter vom Zielpfad. In Bayern stieg der Stromverbrauch weniger stark an. Der Ausbau erneuerbarer Energien entfernt sich leicht vom Zielpfad und verursacht eine Verschlechterung des Indikators. Der Primärenergieverbrauch und die Primärenergieproduktivität in Bayern entwickeln sich dagegen näher an den Zielen.

In Deutschland stagnieren die energiebedingten CO₂-Emissionen seit 2014 und lagen im siebten Jahr hintereinander deutlich über dem Zielpfad. In Bayern stiegen die CO₂-Emissionen insgesamt seit 2014 an. Pro Kopf erhöhten sie sich auf 6,1 Tonnen. Damit lagen sie nach den aktuellen Daten über dem Zielwert.

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.

Tabelle 1

Ausgewählte energiepolitische Ziele der Bundesregierung

	2020	2030	2040	2050
Klimaschutz				
Senkung CO ₂ gegenüber 1990	40 %	55 %	70 %	80-95 %
erneuerbare Energien				
Anteil am Bruttostromverbrauch	35 %	50 %	65 %	80 %
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, eigene Darstellung Prognos

Nach der Reaktorkatastrophe von Fukushima im März 2011 beschloss die Bundesregierung, 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 drei Kraftwerke betroffen (siehe Tabelle 2).

Tabelle 2

Abschaltung von Kernkraftwerken in Bayern

<i>Blockname</i>	<i>Nettoleistung in MW</i>	<i>(voraussichtliches) Abschaltdatum</i>
Isar/Ohu 1	878	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 legte die Bayerische Staatsregierung das „Bayerische Energieprogramm für eine sichere, bezahlbare und umweltverträgliche Energieversorgung“ vor, mit dem das Bayerische Energiekonzept aus dem Mai 2011 fortgeschrieben wird und das unter anderem 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.

Tabelle 3

Ausgewählte energiepolitische Ziele der Bayerischen Staatsregierung

	2025
Klimaschutz	
CO ₂ -Emissionen	5,5 t pro Kopf
erneuerbare Energien	
Anteil an der Bruttostromerzeugung	rund 70 %
davon Wasserkraft	23-25 %
davon PV	22-25 %
davon Biomasse	14-16 %
davon Windenergie	5-6 %
davon Tiefengeothermie	1 %
Anteil am Endenergieverbrauch	20 %
Stromverbrauch	möglichst konstant
Primärenergieverbrauch	
Verringerung gegenüber 2010	10 %
Primärenergieproduktivität	
Steigerung gegenüber 2010	25 %

Quellen: StMWi 2015, eigene Darstellung Prognos

3 Aufbau und Bewertungsschema 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 ist die Stromversorgung Bayerns, die bis Anfang 2011 zu mehr als 50 Prozent auf Kernenergie beruhte, nicht mehr ohne Weiteres gewährleistet. Daher liegt der Fokus des hier vorgestellten Monitorings auf der Stromerzeugung und der Stromversorgung.

Das Monitoring wurde 2012 von Prognos im Auftrag der vbw – Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft e. V. erstmalig für das Jahr 2011 durchgeführt. Die vorliegende sechste Fassung bewertet die Situation im Jahr 2016. Soweit Daten für 2017 vorliegen, werden sie ergänzend dargestellt.

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, wurden vier Bereiche näher betrachtet.

3.2.1 Versorgungssicherheit

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

Situation und Entwicklung bei den Kraftwerken werden anhand folgender Indikatoren geprüft:

- Leistung konventioneller Kraftwerke
- 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 wurden anhand des Strompreises für unterschiedliche Abnehmergruppen sowie ihrer Belastung mit Stromkosten und der Entwicklung einzelner Strompreiskomponenten geprüft.

Im Einzelnen wurden folgende Indikatoren genutzt (wobei meist nicht zwischen Bayern und Deutschland differenziert wurde):

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

3.2.3 Effizienz und erneuerbare Energien

Zur Beurteilung der Energieeffizienz wurden die Indikatoren

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

herangezogen.

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

3.2.4 Umweltverträglichkeit

Die Umweltverträglichkeit wurde anhand der energiebedingten CO₂-Emissionen beurteilt. In Deutschland ist der Zielwert energiebedingter CO₂-Emissionen als absolute Größe definiert, in Bayern als Pro-Kopf-Wert je Einwohner.

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 wurden die Ziffern von eins bis drei zur Bewertung herangezogen und den Farbkategorien zugeordnet. „Grün“ entspricht 1, „Gelb“ 2 und „Rot“ 3. Die Zahlen bieten die Möglichkeit, die Gesamtentwicklung der Oberbereiche anhand der Bildung von Mittelwerten zu bestimmen. Darüber hinaus ermöglichen sie den Vergleich zwischen dem aktuellen Monitoring und den Vorgänger-Monitoring-Berichten der Jahre 2012 bis 2016.

Sofern für einen Indikator ein quantifiziertes Ziel aus dem Energieprogramm Bayerns beziehungsweise dem Energiekonzept der Bundesregierung vorliegt, wurde dieses verwendet. Quantifizierte Ziele liegen für Deutschland unter anderem für das Jahr 2020 vor. In Bayern beziehen sich die Ziele in der Regel auf das Jahr 2025. Sind solche quantifizierten Angaben vorhanden, wurde ein Zielpfad definiert, der Start- und Zielpunkt linear verbindet. Entsprechend der Formulierungen im Bayerischen Energieprogramm beziehungsweise im Energiekonzept der Bundesregierung ist das Startjahr für Bayern 2010, für Deutschland 2008 beziehungsweise 1990 im Falle der CO₂-Emissionen.

Liegt kein durch Energieprogramm beziehungsweise Energiekonzept quantifizierter Zielwert für einen Indikator vor, wurde ein angemessener Referenzwert definiert.

Im Vergleich zum fünften Monitoring wurden die Zielwerte für Bayern im Bereich Energieeffizienz geändert. Grund dafür ist eine neue Berechnungsmethodik zur Ermittlung des Stromverbrauchs auf Basis der physischen Stromabgabe an Letztverbraucher. Die neue Methodik soll eine genauere Erfassung des Stromverbrauchs ermöglichen. Daher wurde der Bruttostromverbrauch Bayerns für das Bilanzjahr 2014 und rückwirkend für die Jahre 2012 und 2013 neu berechnet und das Ziel entsprechend angepasst. Die Änderungen wirken sich auch auf den PEV, die Energieproduktivität sowie die CO₂-Emissionen aus. Zum Teil würden diese veränderten Verbrauchsdaten für die Vorjahre auch eine Anpassung der Ziele notwendig machen. Es wurden noch keine neuen Zielwerte seitens der bayerischen Staatsregierung veröffentlicht. Daher wurden Vorschläge für die Anpassung der entsprechenden Ziele von Prognos berechnet, die aber keinerlei offiziellen Charakter haben. Die Berechnungen und Anpassungen werden in den jeweiligen Kapiteln näher erläutert.

4 Rückblick: bisherige Monitoringergebnisse

Stromversorgung gesichert, aber immer teurer; Effizienzverbesserung in Bayern

Die Reserveleistung in Bayern war 2015 infolge der Stilllegung des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld gering. Das verschlechterte die Bewertung der Versorgungssicherheit Bayerns. Allerdings war die Stromversorgung aufgrund der mit Zustimmung durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) kontrahierten Reservekapazitäten gesichert. Bis Ende 2022 werden noch drei weitere Kernkraftwerke stillgelegt. Angesichts des bis dato geplanten Zubaus von bis zu zwei GW Gaskraftwerkskapazität in Süddeutschland bis 2021/2022 sollte die Versorgungssicherheit weiterhin nicht gefährdet sein.

Betrachtete man Deutschland insgesamt, war auch hier die Stromversorgung gesichert. Der Bedarf an Kraftwerksreserve wird infolge der vollständigen Dauerinbetriebnahme der Thüringer Strombrücke 2017 sinken. Die Verzögerung des Ausbaus des Stromübertragungsnetzes verschlechterte allerdings die Bewertung. Insbesondere wird durch die Erdverkabelung von Teilen von SuedLink und SuedOstLink die Inbetriebnahme dieser Netzelemente um drei Jahre (bis 2025) verschoben. Darüber hinaus führt die Verzögerung zu höheren Kosten: Die zur Gewährleistung der Netz- und Systemsicherheit notwendigen Maßnahmen (Redispatch, Abregelung) werden immer teurer und verursachten im Jahr 2015 Kosten von mehr als einer Milliarde Euro.

Die Energieeffizienz verschlechterte sich in der Periode des fünften Monitorings in Deutschland im Vergleich zum vierten Monitoring, während die erneuerbaren Energien stärker ausgebaut wurden als geplant. Mit der Einführung von Ausschreibungen bei Photovoltaik-Freiflächenanlagen (PV-Anlagen) und Windkraftwerken soll der Ausbau besser gesteuert werden. In Bayern stieg der Stromverbrauch, während sich der PEV und der Anteil erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung dem Zielpfad annäherten. Die CO₂-Emissionen in Deutschland blieben etwa genauso hoch wie im Vorjahr und verfehlten damit das Ziel für das Jahr 2015. Die CO₂-Emissionen in Bayern stiegen, die spezifischen Emissionen (pro Kopf) blieben trotzdem nah am Zielpfad.

Im europäischen Vergleich waren die Strompreise für Haushalts-, Gewerbe- und vollständig EEG-Umlage-pflichtige Industriekunden in Deutschland nach wie vor sehr hoch. Der Börsenpreis für Strom sank in den Jahren 2015 und 2016.

Gegenüber dem fünften Monitoringbericht haben sich für Bayern die Bewertungen einiger Indikatoren aufgrund der auf Seite 8 genannten Änderungen der Berechnungsmethodik seitens des StMWi verändert.

Abbildung 1

Zusammenfassende Bewertung des Standes der Energiewende in Deutschland und Bayern gemäß dem fünften Monitoring aus dem Jahr 2016

	Deutschland	Bayern
Versorgungssicherheit	↓ 2 (1,8) ●	↓ 2,3 (1,8) ●
Gesicherte Kraftwerksleistung	1 (1) ●	↓ 2 (1) ●
Stromausfallzeit	1 (1) ●	1 (1) ●
Ausbau der Stromnetze	↓ 3 (2) ●	↓ 3 (2) ●
Eingriffe der Netzbetreiber	3 (3) ●	3 (3) ●
Bezahlbarkeit	3 (3) ●	3 (3) ●
Industriestrompreise	3 (3) ●	3 (3) ●
Haushaltsstrompreise	3 (3) ●	3 (3) ●
Energieeffizienz und Erneuerbare	↓ 3 (2,75) ●	↑ 1,5 (1,8) ●
Entwicklung des Stromverbrauchs	↓ 3 (2) ●	↓ 2 (1) ●
Energieproduktivität	3 (3) ●	1 (1) ●
Entwicklung des Primärenergieverbrauchs	3 (3) ●	↑ 2 (3) ●
Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch	3 (3) ●	↑ 1 (2) ●
Umweltverträglichkeit	3 (3) ●	1 (1) ●
CO ₂ -Emissionen	3 (3) ●	1 (1) ●

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

↑ bzw. ↓ : Verbesserung bzw. Verschlechterung der Bewertung im Vergleich zum 4. Monitoring aus dem Jahr 2015)

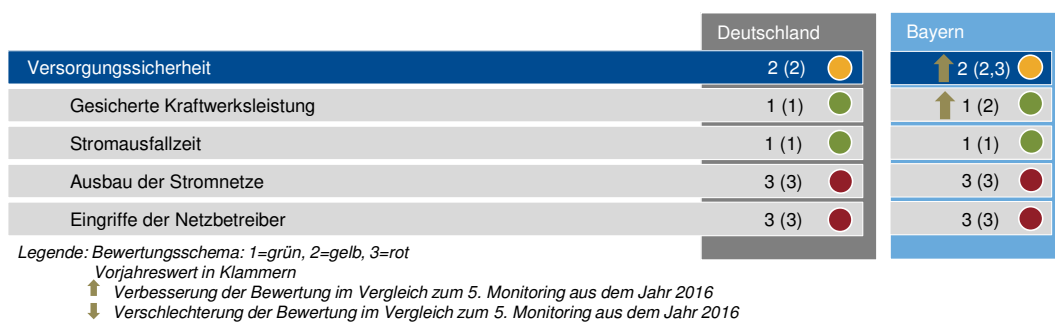
Quelle: Prognos AG (eigene Darstellung)

5 Ergebnisse des 6. Monitorings 2017

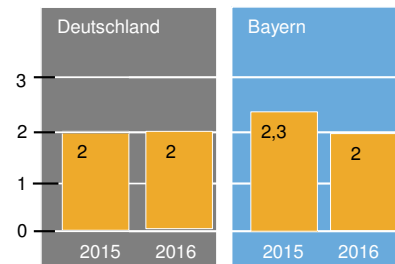
Insgesamt Verschlechterung gegenüber dem 5. Monitoring

5.1 Versorgungssicherheit

Ergebnis



Ergebnisse des 5. und 6. Monitorings im Vergleich



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 durch Kraftwerke in Deutschland beziehungsweise in Bayern bereitgestellt werden kann, um die Nachfrage zu decken. Eine solche Leistungsbilanzierung lässt zwar Schlussfolgerungen über die Möglichkeiten einer autarken Stromversorgung zu, belastbare Aussagen zur Versorgungssicherheit liefert sie aber nicht. Hierfür sind außerdem die Verteilung von Strombedarf und Stromerzeugung in der Fläche, der Austausch mit anderen Gebieten durch verfügbare Stromnetze sowie die Integration in das übergeordnete Stromnetz von Bedeutung.

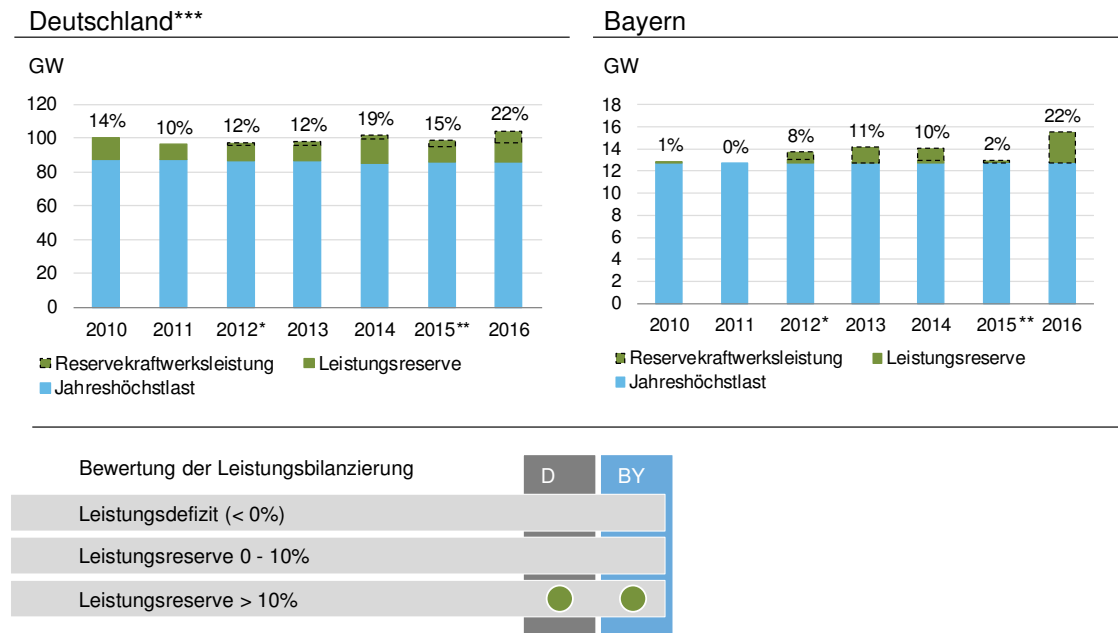
Bei der Feststellung der gesicherten Leistung wird auch die Leistung berücksichtigt, die sich die BNetzA vertraglich mit Reservekraftwerken sichert. Hierbei handelt es sich in der Regel um ältere, mit fossilen Brennstoffen betriebene Kraftwerke, die von den jeweiligen Betreibern zur Stilllegung angemeldet 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:

- In Deutschland stand auch nach Abschaltung der Kernkraftwerke in den Jahren 2011 bis 2016 ausreichend gesicherte Leistung zur Verfügung, um den Strombedarf jederzeit decken zu können. Der Anteil der Reservekraftwerksleistung ist immer größer geworden. 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. Die Leistung kontrahierter ausländischer Kraftwerke ist ebenfalls tendenziell im Laufe der Zeit gestiegen (3,8 GW im Winter 2016/2017 gegenüber 0,9 GW im Winter 2011/2012).
- Der Bedarf an Reservekraftwerksleistung für den Winter 2017/2018 beträgt 10,4 GW (gegenüber 5,4 GW im letzten Jahr). Bei der Bedarfsermittlung für 2018/2019 hat die BNetzA einen Bedarf von lediglich 3,7 GW ermittelt, der durch bereits gesicherte Netzreservekraftwerke aus Deutschland in Höhe von 6,6 GW gedeckt werden kann. Dabei geht die Agentur davon aus, dass bis dahin ein Engpassmanagementverfahren zwischen dem deutschen und dem österreichischen Übertragungsnetz etabliert sein wird. Ist dies nicht der Fall, wird der Bedarf um 4,0 GW auf 7,7 GW steigen. Zur Reduzierung der Netzüberlastungen für den Zeithorizont 2018/2019 wird eine größere Anzahl von Punkt- und Streckenmaßnahmen in Betrieb genommen.
- In Bayern stellt sich durch die Abschaltungen der Kernkraftwerke Isar 1 im Jahr 2011 und Grafenrheinfeld Mitte 2015 die Situation weniger günstig dar. Zwar stand auch 2016 ausreichend gesicherte Kraftwerksleistung zur Verfügung. Die über die Höchstlast hinausgehende Leistungsreserve wird allerdings seit 2011 ausschließlich über Reservekraftwerke bereitgestellt (siehe Abbildung 2). Im Winterhalbjahr 2015/2016 wurden doppelt so viele Reservekraftwerke kontrahiert wie im Winterhalbjahr 2014/2015.

Abbildung 2

Gesicherte Leistung und Höchstlast in Deutschland und Bayern



Quellen: IE Leipzig 2017, WindGuard 2015, BNetzA 2015b, BNetzA 2016e, BNetzA 2017d, BMWi 2017, AEE föderal erneuerbar 2017, Berechnungen Prognos AG

* ab 2012 inkl. Reservekraftwerke

** Das Kernkraftwerk Grafenrheinfeld wurde am 27. Juni 2015 stillgelegt.

*** Bis 2014 wurden die Daten zur installierten Leistung in Deutschland der jährlichen „Gesamtausgabe der Energiedaten – Datensammlung“ des BMWi entnommen. Daten zu den Jahren 2015 und 2016 werden nicht ausgewiesen. Für diese Jahre wurde die installierte Leistung aus der Kraftwerksliste der BNetzA ausgewertet. Dabei wurden die Kraftwerke berücksichtigt, die sich in den Kategorien „in Betrieb“, „Saisonale Konservierung“, „Sicherheits-Bereitschaft“, „Sonderfall“ und „vorläufig stillgelegt“ befinden. Die endgültig stillgelegten Kraftwerke wurden nicht einbezogen. Die „gesetzlich an Stilllegung gehinderten“ Kraftwerke wurden in der Reserve eingestuft.

Die gesicherte Kraftwerksleistung besteht zum überwiegenden Teil aus konventionellen Kraftwerken, deren Einsatz planbar ist (siehe Abbildung 3). Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien tragen vergleichsweise wenig zur gesicherten Leistung bei. Windkraftanlagen und PV-Anlagen sind von den jeweiligen Witterungsbedingungen abhängig. Mit ihrer Leistung kann nur begrenzt gerechnet werden. 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 nach 2019 sogar eine größere Leistungslücke.

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

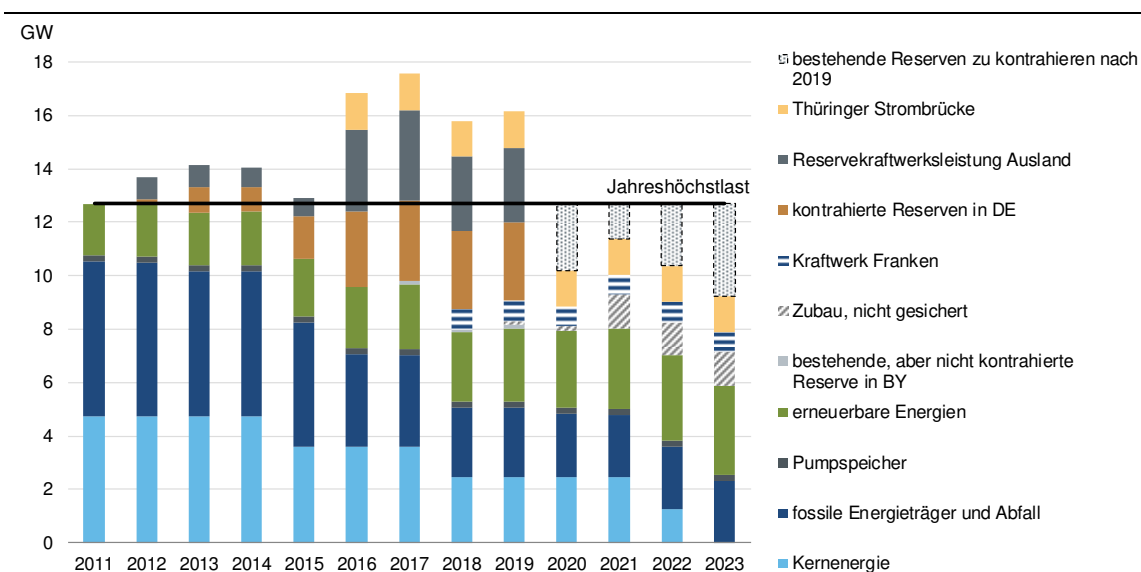
- Die Übertragungsnetzbetreiber können auch weiterhin mit Zustimmung der BNetzA von den Betreibern zur Abschaltung angemeldete Kraftwerke als Netzreserve unter Vertrag nehmen und im Bedarfsfall zur Netzstabilisierung Strom erzeugen lassen.
- Ab dem Winterhalbjahr 2018/2019 wird schrittweise eine Kapazitätsreserve außerhalb des Strommarktes zur Sicherung der Stromversorgung gebildet.

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 erhalten ihre Kosten von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) erstattet, die sie auf die Stromkunden umlegen. Eine Errichtung von etwa 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 in Höhe von 1,2 GW bestätigt. Die quantitativen Unterschiede zu den Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber beruhen nicht auf grundsätzlichen Differenzen, sondern auf modelltechnischen Korrekturen.

Angesichts dieser Maßnahmen ist davon auszugehen, dass in Bayern die Stromversorgung auch weiterhin gesichert ist. Hinzu kommt der Ausbau des Stromnetzes, der sich allerdings gegenüber der ursprünglichen Planung verzögert (vgl. Abschnitt 5.1.2).

Abbildung 3

Gesicherte Leistung und Höchstlast in Bayern 2011 bis 2023



Quellen: IE Leipzig 2017, BNetzA 2017b, BNetzA 2017c, BDEW 2017a, Berechnungen Prognos AG

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 wurde 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 Stromverbrauch bis 2025 konstant zu halten. 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, wurde 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. Der Betreiber hatte die Stilllegung beantragt. Da das Kraftwerk jedoch durch die BNetzA als systemrelevant eingestuft wurde, darf es derzeit nicht endgültig stillgelegt werden. 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. Unklar ist, ob das bereits genehmigte Projekt Haiming nach dem Rückzug der OMV weiterverfolgt wird. 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. Die verbleibenden vier Projekte könnten sich um die Realisierung im Rahmen der geplanten 1,2 bis zwei GW Netzstabilitätsreserve bewerben, sofern diese von den Netzbetreibern ausgeschrieben wird.

Die Planungen für die Pumpspeicherkraftwerke Poschberg, Einöden und Jochberg wurden gestoppt, über den Energiespeicher Riedl ist noch nicht abschließend entschieden.

Tabelle 4

Kraftwerksneubauprojekte in Bayern

<i>Kraftwerk</i>	<i>Leistung (MW)</i>	<i>Energie- träger</i>	<i>Inbetrieb- nahme</i>	<i>Status 2017</i>	<i>Anmerkung</i>
Haiming	850	Erdgas	k. A.	Genehmi- gung erteilt	Reserve
Ulm / Leipheim	max. 600	Erdgas	2021	in Planung	Reserve
Gundrem- mingen	k. A.	Erdgas	k. A.	in Planung	Reserve
Gundel- fingen	max. 1.200	Erdgas	frühestens 2021	in Planung	Reserve
Energie- speicher Riedl	300	Pump- speicher	2019	im Planfest- stellungsver- fahren	-
Poschberg	450	Pump- speicher	offen	Planungs- stopp	-
Einöden	150	Pump- speicher	offen	Planungs- stopp	-
Jochberg / Walchensee	700	Pump- speicher	offen	Planungs- stopp	-
Schweinfurt	1.000	Erdgas	-	abgesagt	-

Quellen: BDEW 2017a, BNetzA 2017d, Pressemitteilungen

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 im Winter 2017/2018 sowie 2018/2019 große Anteile zur Reservekraftwerksleistung bei.

Tabelle 5

Kontrahierte Reservekraftwerksleistung in Bayern und näherer Umgebung

Kraftwerk	Stand- ort	2011/ 2012 (MW)	2012/ 2013 (MW)	2013/ 2014 (MW)	2014/ 2015 (MW)	2015/ 2016 (MW)	2016/ 2017 (MW)	2017/ 2018 (MW)	2018/ 2019 (MW)
Freimann	BY	160							
Irsching 3	BY		415	415	415	415	415	375	375
Irsching 4	BY					545	545	550	550
Irsching 5	BY					846	846	846	846
Ingolstadt 3 und 4*	BY					716	761	761	761
Staudinger 4	HE		622	622	622	622	622	622	622
GTKW Darmstadt	HE						95	98	98
UPM Augsburg Dampftur- bine 3**	BY						29		29
Heizkraft- werk T2 Augsburg**	BY						18		18
UPM Schongau Dampf- kraftwerk	BY						82	82	82
Summe		160	1.037	1.037	1.037	3.144	3.413	3.374	3.381

Quellen: BNetzA 2017b, Anfrage BNetzA

- * 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 2016 von 141 auf 203 GW gestiegen (siehe Abbildung 4). Darin sind die Reservekapazitäten nicht enthalten. Die konventionelle Nettoleistung (inklusive Pumpspeicher) lag 2015 bei rund 99 GW.

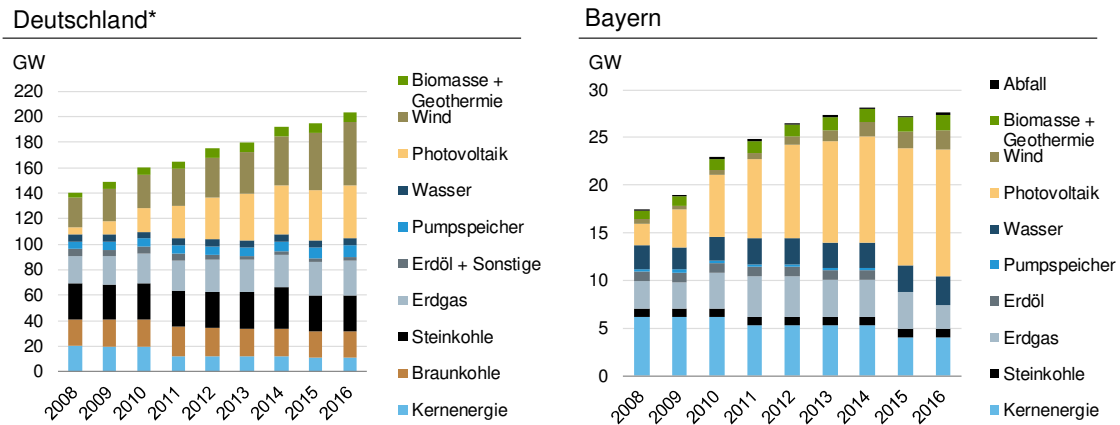
Die installierte Leistung der erneuerbaren Energien in Deutschland ist von 2008 bis 2016 von 39 auf 104 GW ausgebaut worden. Damit entfällt auf die erneuerbaren Energien mittlerweile die Hälfte der insgesamt installierten Leistung. 53 Prozent des Zubaus seit 2008 entfielen auf PV-Anlagen, 40 Prozent auf Windenergieanlagen. Seit 2013 werden PV-Anlagen im Vergleich zur Vergangenheit deutlich langsamer ausgebaut. Der Ausbau von Windkraftanlagen hat sich in den letzten Jahren eher beschleunigt.

In Bayern erhöhte sich die insgesamt installierte Leistung zwischen 2008 und 2016 von 17 auf mehr als 28 GW. Die konventionelle Erzeugungsleistung sank im selben Zeitraum von knapp 12 auf 8 GW. Die Abschaltung des Kernkraftwerks 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 (2 x 386 MW) im März 2015 in die Reserve. 2016 wurden auch die Erdgaskraftwerke Irsching 4 und 5 (846 beziehungsweise 550 MW) in die Reserve eingefügt.

Die installierte Kapazität von Anlagen zur Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien wurde in Bayern zwischen 2008 und 2014 von sechs GW auf mehr als 17 GW ausgebaut. Zu diesem Anstieg trug die PV mehr als 80 Prozent bei. Nach einem Spitzenwert von 2,5 GW im Jahr 2010 ging der Ausbau bis 2016 kontinuierlich auf 0,2 GW im Jahr zurück. Auch der Ausbau der Windkraftanlagen ist seit 2014 rückläufig. Damals wurden Anlagen mit insgesamt 0,4 GW ausgebaut gegenüber 0,3 GW im Jahr 2016.

Abbildung 4

Gesamte installierte Leistung zur Stromerzeugung in Deutschland und Bayern



Quellen: BMWi 2017, AEE föderal erneuerbar 2017, WindGuard 2015, IE Leipzig 2017, BNetzA 2017d, Berechnungen Prognos AG

* Bis 2014 wurden die Daten zur installierten Leistung in Deutschland der jährlichen „Gesamtausgabe der Energiedaten – Datensammlung“ des BMWi entnommen. Daten zu den Jahren 2015 und 2016 sind nicht ausgewiesen. Für diese Jahre wurde die installierte Leistung aus der Kraftwerksliste der BNetzA ausgewertet. Dabei wurden die Kraftwerke berücksichtigt, die sich in den Kategorien „in Betrieb“, „Saisonale Konservierung“, „Sicherheits-Bereitschaft“, „Sonderfall“ und „vorläufig stillgelegt“ befinden. Die endgültig stillgelegten Kraftwerke wurden nicht einbezogen. Die „gesetzlich an Stilllegung gehinderte“ Kraftwerke wurden in der Reserve eingestuft.

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, neben der innerhalb einer Region installierten und sicher verfügbaren Kraftwerksleistung, eine bedeutende Rolle bei der Sicherung der Stromversorgung.

In dem im Dezember 2016 angepassten Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG, erste Fassung aus dem Jahr 2009) wird für 22 Leitungsbauvorhaben die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und vordringlicher Bedarf festgestellt. Das Gesetz regelt den beschleunigten Ausbau der Vorhaben mit einer Trassenlänge von rund 1.800 Kilometern im Höchstspannungs-Übertragungsnetz (380 kV).

- Im dritten Quartal 2017 waren von den im EnLAG geplanten rund 1.800 Leitungskilometern 1.000 genehmigt und rund 750 Kilometer realisiert. Das entspricht knapp 42 Prozent der vorgesehenen Kilometer.
- Im Jahr 2016 wurden 42 Kilometer fertiggestellt.
- Die Übertragungsnetzbetreiber rechnen damit, dass bis Ende 2020 rund 80 Prozent der Leitungskilometer fertiggestellt sein werden. Diese Einschätzung lag zum Zeitpunkt des fünften Monitorings noch bei 85 Prozent.
- Die bis dahin nicht fertiggestellten Bauvorhaben sollen spätestens 2025 in Betrieb gehen.

Neben dem EnLAG besteht seit dem Jahr 2013 ein weiteres Gesetz zur Regelung des Ausbaus von Stromübertragungsnetzen: das Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG). Das zuletzt im Juli 2016 geänderte BBPlG enthält die von der BNetzA bestätigten Vorhaben der Netzentwicklungspläne und legt deren energiewirtschaftliche Notwendigkeit fest. Die 43 Vorhaben des BBPlG umfassten im Juli 2017 eine Länge von 5.900 Leitungskilometern, wovon 3.050 als Netzverstärkungen kategorisiert sind. Neben 380-kV-Leitungen sind im BBPlG auch 2-GW-Gleichstromleitungen enthalten.

- Im Juli 2017 waren von den im BBPlG geplanten rund 5.900 Leitungskilometern 450 Kilometer genehmigt und rund 150 Kilometer realisiert. Das entspricht 2,5 Prozent der vorgesehenen Kilometer.
- Im Jahr 2016 wurden 52 Kilometer fertiggestellt.
- Die im BBPlG aufgeführten Vorhaben sollen bis spätestens 2027 in Betrieb gehen.

Verzögerungen im Netzausbau können zu Engpässen im Übertragungsnetz führen, die Eingriffe der Netzbetreiber erfordern. Im Jahr 2016 lag das in Deutschland am stärksten betroffene Netzelement erneut im Leitungsabschnitt Remptendorf – Redwitz, bei dem in rund 3.500 Stunden Eingriffe der Netzbetreiber notwendig waren. Mit der am 14. September 2017 offiziell in vollständigen Dauerbetrieb genommenen Thüringer Strombrücke, die eine historisch bedingte Lücke zwischen den Netzen der alten und der neuen Bundesländer schließt, entspannt sich hier die Situation.

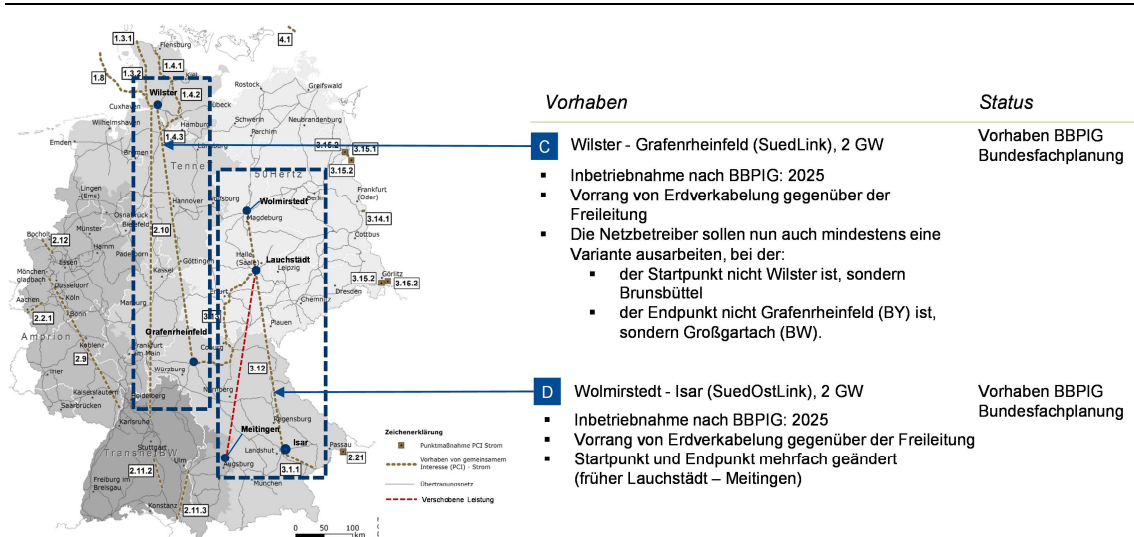
Für die bayerische Stromversorgung sind die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)-Leitungen SuedLink (siehe Korridor C, Abbildung 5) und SuedOstLink (siehe Korridor D, Abbildung 5) von besonderer Bedeutung. Beide Vorhaben sollen nach einer Neubewertung vorrangig als Erdkabel ausgeführt werden, wodurch Verzögerungen sowie Mehrkosten gegenüber der ursprünglichen Planung entstehen. Nach Angaben der Übertragungsnetzbetreiber sollen die Leitungen spätestens 2025 in Betrieb gehen. Zwischen März und Juni des Jahres 2017 fanden Antragskonferenzen der Bundesfachplanung für die beiden Leitungsprojekte statt. Damit hat der vorletzte von insgesamt fünf Planungsschritten begonnen, die vor Beginn der Bautätigkeiten durchgeführt werden.

Im Vergleich zu den Angaben des Netzentwicklungsplanes sind Verzögerungen bis zur Fertigstellung von drei Jahren bei diesen zentralen Vorhaben eingeplant. Die Ver-

schiebung des geplanten Fertigstellungsdatums betrifft mit zwei Ausnahmen auch alle weiteren Vorhaben in Bayern (siehe Tabelle 6).

Abbildung 5

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



Quellen: BNetzA 2017e, Pressemitteilungen

Tabelle 6

Verzögerung beim Netzausbau in Bayern

Netzvorhaben	Trassen- länge in km	Fertigstellung nach NEP* 2015	Fertigstellung nach Bundes- bedarfsplan 31.12.2015	Verzögerung in Jahren
Wilster – Grafen- rheinfeld (SuedLink)	620	2022	2025	3
Wolmirstedt – Netzknoten Isar (SuedOstLink)	580	2022	2025	3
Mecklar – Grafenrheinfeld	130	2022	2027	5
Redwitz – Schwandorf	185	2020	2023	3
Grafenrheinfeld - Großgartach	158	2020	2022	2
Punkt Wullenstetten – Punkt Niederwangen	88	2020	2020	0
Neuravensburg – Bundesgrenze	7	2023	2023	0
Raitersach – Altheim	159	2024	2026	2
Bundesgrenze AT – Simbach – Pleinting	158	2018 - 2022	2024	2-6
Redwitz – Punkt Tschirn (Landesgrenze Thüringen)	38	2016	2022	6
Oberbachern – Ottenhofen	44	2022	2025	3

* Netzentwicklungsplan

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.

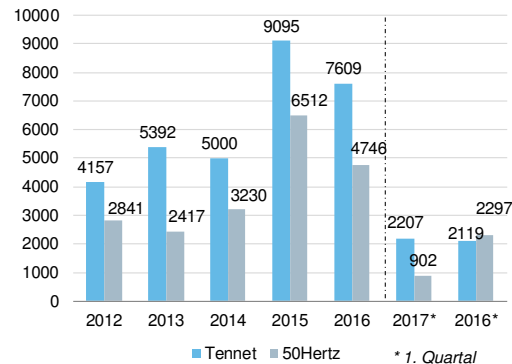
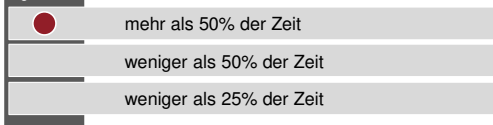
Bei Maßnahmen nach § 13.1 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) wird zumeist in die Fahrweise von Kraftwerken eingegriffen. Zu unterscheiden sind im Wesentlichen Redispatch und Countertrading. Redispatch bezeichnet den Eingriff in den marktbaasierten Fahrplan von Kraftwerken, um Leitungsüberlastungen zu vermeiden oder zu beheben. Beispielsweise werden bei einer hohen Windeinspeisung – wegen des Einspeisevorrangs von Strom aus erneuerbaren Energien – kostengünstige konventionelle Kraftwerke in Nord- und Ostdeutschland vom Netz genommen und gleichzeitig teurere konventionelle Kraftwerke in Süddeutschland angefahren, um hier die Stromversorgung zu sichern. Countertrading bezeichnet das von den Übertragungsnetzbetreibern veranlasste gegenläufige und regelzonenübergreifende Handelsgeschäft mit dem Ziel, Netzengpässe zu vermeiden oder zu beseitigen. Zwischen 2012 und 2016 stieg die Häufigkeit der Eingriffe in den Netzgebieten von Tennet und 50Hertz stark an (siehe Abbildung 6). Im Vergleich zum Jahr 2015 musste 2016 jedoch seltener eingegriffen werden. Die Anzahl der Eingriffsstunden lag 2016 bei 7.609 im Netzgebiet von Tennet und 4.746 bei 50Hertz. Da auch parallel laufende Maßnahmen erfasst worden sind, können die Werte über den Jahresstunden insgesamt (8.760) liegen. Für das laufende Jahr 2017 ist nach den Zahlen für das erste Quartal, im Vergleich zum Vorjahreszeitraum, mit einer eher rückläufigen Eingriffszahl zu rechnen. Die durch diese Eingriffe im Jahr 2016 entstandenen Kosten verringerten sich gegenüber dem Vorjahr (402,5 Millionen Euro) deutlich auf 218,8 Millionen Euro. Der Grund hierfür ist neben dem Wettereinfluss ein neues Einsatzkonzept der Übertragungsnetzbetreiber, wodurch verstärkt Kraftwerke aus der Netzreserve zum Redispatch eingesetzt werden. Hierdurch erhöhen sich jedoch die Kosten der Netzreserve.

Eines der am stärksten von Redispatch-Maßnahmen betroffenen Netzelemente ist seit Jahren die Leitung zwischen Redwitz und Remptendorf an der Grenze zwischen Thüringen und Bayern. Im Jahr 2016 musste hier für insgesamt 3.499 Stunden in den Netzbetrieb eingegriffen werden. Auch im ersten Quartal 2017 war das Netzelement mit 1.076 Eingriffsstunden das am stärksten Betroffene im deutschen Übertragungsnetz. Gegenüber dem Vergleichsquartal des Vorjahres (1.837 Stunden) waren die Eingriffe jedoch deutlich seltener.

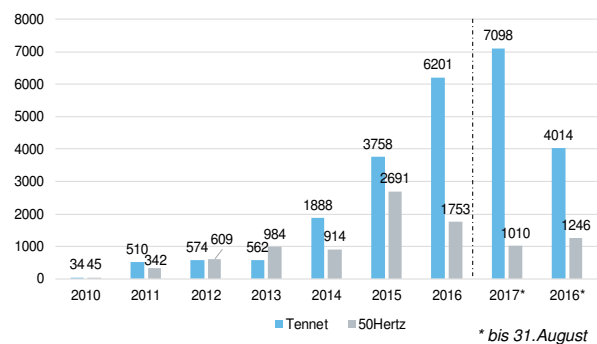
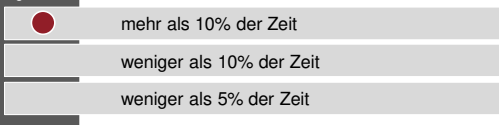
Abbildung 6

Eingriffe der Netzbetreiber nach § 13.1 und § 13.2 EnWG**Maßnahmen nach § 13.1 EnWG**
(Redispatch und Countertrading)

Anzahl der Eingriffsstunden

**§ 13.1** Bewertung in Prozent der Zeit**Maßnahmen nach § 13.2 EnWG i. V. m. §§ 14, 15 EEG**
(Einspeisemanagement)

Anzahl der Eingriffsstunden

**§ 13.2** Bewertung in Prozent der Zeit

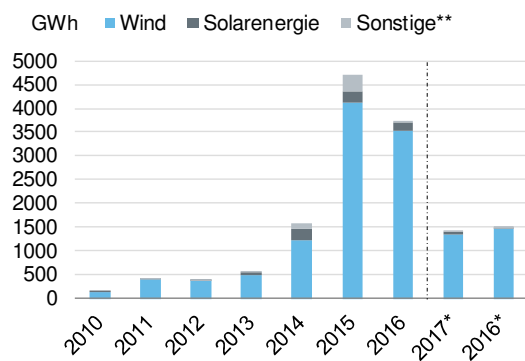
Quellen: Tennet, 50Hertz, BNetzA 2017a, BNetzA 2017b, BNetzA 2017c, BNetzA 2016c, BNetzA 2016e, BNetzA 2016f, BNetzA 2015a, BNetzA 2014b

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. Insgesamt mussten 2016 im Netz von Tennet in 6.201 Stunden Maßnahmen nach § 13.2 EnWG ergriffen werden und im Netz von 50Hertz in 1.753 Stunden. Im Vergleich zum Vorjahr haben sich die Eingriffsstunden bei Tennet deutlich erhöht. Im Gebiet von 50Hertz gingen die Eingriffsstunden nach § 13.2 EnWG jedoch zurück. Insgesamt war die Menge an abgeregelter Arbeit im Jahr 2016 gegenüber 2015 leicht rückläufig, befand sich jedoch im Vergleich zu den übrigen Werten des Betrachtungszeitraums auf hohem Niveau. Im ersten Quartal 2017 hat sich die Menge an abgeregelter Arbeit im Vergleich zu den anderen Werten des Betrachtungszeitraums leicht verringert (siehe Abbildung 7).

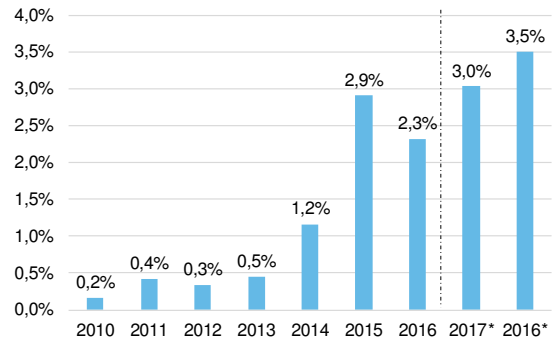
Abbildung 7

Entgangene Arbeit durch Abregelung (§ 13.2 EnWG i. V. m. §§ 14,15 EEG)

Im Rahmen des Einspeisemanagements abgeregelte Arbeit nach Energieerzeugungsart



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



Quellen: BNetzA 2017a, BNetzA 2017b, BNetzA 2016c, BNetzA 2016e, BNetzA 2016f, BNetzA 2015a, BNetzA 2014b, BMWi 2016b

* 1. Quartal

** Biomasse, Gase, Wasser, Anlagen nach KWKG

5.1.2.3 Kosten für Systemsicherheitsmaßnahmen

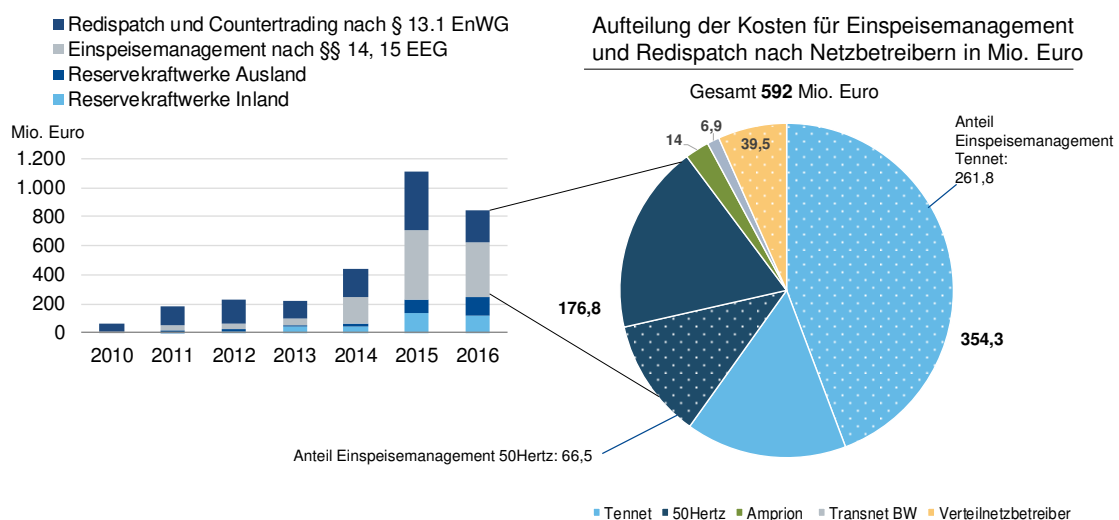
Insgesamt entstanden 2016 durch Maßnahmen zur Sicherung der Netzstabilität Kosten von rund 840 Millionen Euro. Gegenüber dem Vorjahr war das ein Rückgang von rund 25 Prozent. Der größte Teil davon entfiel auf Maßnahmen des Einspeisemanagements (373 Millionen Euro). Die Kosten zur Vorhaltung und zum Abruf von Reservekraftwerken stiegen mit 248 Millionen Euro im Vergleich zum Vorjahr (227 Millionen Euro). Vor allem die Kosten für ausländische Reservekraftwerke stiegen aufgrund des neuen Einsatzkonzeptes der Übertragungsnetzbetreiber (129 Millionen 2016 im Vergleich zu 88 Millionen Euro 2015). Die Kosten für Redispatch und Countertrading gingen 2016 im Vergleich zum Vorjahr zurück, befanden sich jedoch mit 218 Millionen Euro auf hohem Niveau.

Die Eingriffe waren vor allem in den Netzgebieten von Tennet und 50Hertz erforderlich, hier fielen dementsprechend rund 90 Prozent der entstandenen Kosten an. Der wesentliche Grund für diese Verteilung der Kosten liegt in den von den Netzbetreibern versorgten Gebieten. Zum Netzgebiet von Tennet gehört unter anderem Schleswig-Holstein mit großen Kapazitäten an Windkraftanlagen, durch deren Abregelung 2016 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 2016 auf 354,3 Millionen Euro (davon

261,8 Millionen Euro für Einspeisemanagementmaßnahmen). Bei 50Hertz entstanden Kosten für diese Maßnahmen in Höhe von 176,8 Millionen Euro (davon 66,5 Millionen Euro für Einspeisemanagement, siehe Abbildung 8). Neben den gestiegenen Kosten für den Netzausbau sind die Kosten der Systemsicherung einer der Hauptgründe für die Übertragungsnetzbetreiber, die Netzentgelte zu erhöhen. Nachdem Tennet die Entgelte 2017 bereits um rund 80 Prozent angehoben hat, werden sie 2018 erneut um neun Prozent steigen.

Abbildung 8

Kosten für Systemsicherheitsmaßnahmen



Quellen: BNetzA 2017a, BNetzA 2017b, BNetzA 2016a, BNetzA 2016c, BNetzA 2016e, BNetzA 2016f, BNetzA 2015a, BNetzA 2014b

5.1.2.4 Versorgungsunterbrechungen (SAIDI)

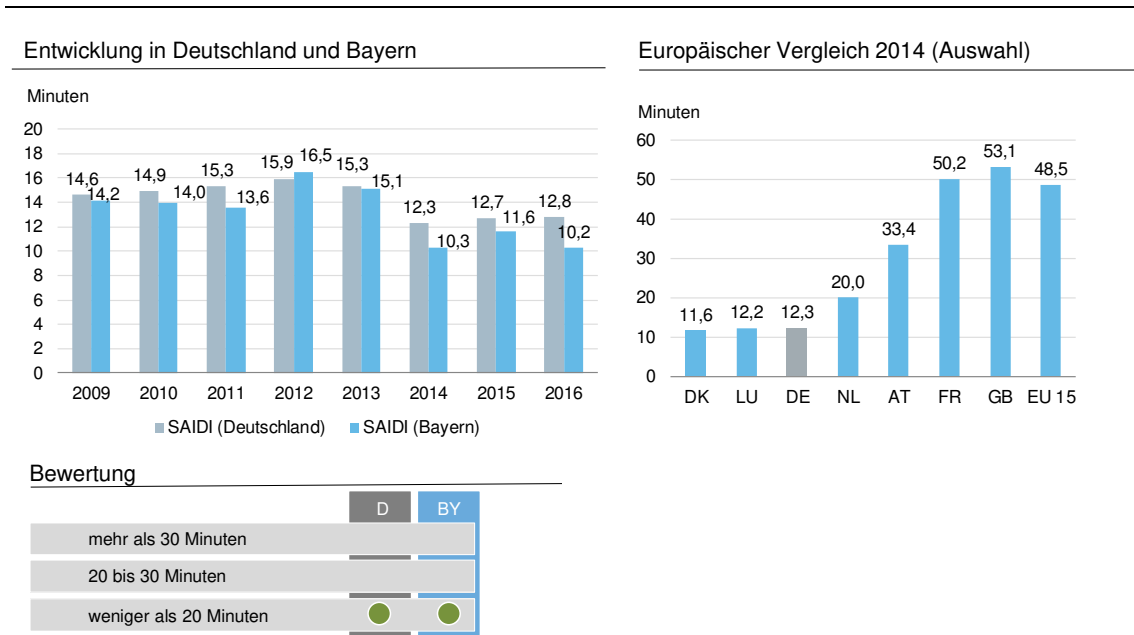
Trotz der zunehmenden Zahl kritischer Situationen im Stromnetz weist Deutschland mit nur ca. zwölf Minuten Versorgungsunterbrechungen innerhalb der EU nach Dänemark und Luxemburg die höchste Verfügbarkeit von Strom auf (siehe Abbildung 9 rechte Seite).

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 2016 betrug der SAIDI-Wert für Deutschland 12,8 Minuten und stieg damit im Vergleich zu 2015 (12,7 Minuten) geringfügig an. Laut Bundesnetzagentur ist dieser Anstieg vor allen Dingen auf witterungsbedingte Stromunterbrechungen, zum Beispiel durch sturmbedingte Kurzschlüsse, zurückzuführen. In Bayern erreichten die Unterbrechungen im Jahr 2016 den geringsten Wert seit 2009 (siehe Abbildung 9 linke Seite). Die

Unterbrechung der Stromversorgung hat sich in Deutschland zwischen 2006 und 2009 verkürzt und liegt seitdem relativ stabil bei einem niedrigen Wert. In Bayern waren die Versorgungsunterbrechungen meist etwas kürzer als in Deutschland.

Abbildung 9

Versorgungsunterbrechungen gemäß SAIDI-Wert



Quellen: BNetzA 2016d, Council of European Energy Regulators 2016, Energie Innovativ 2015, StMWi 2015

5.1.2.5 Stromaustausch mit dem Ausland

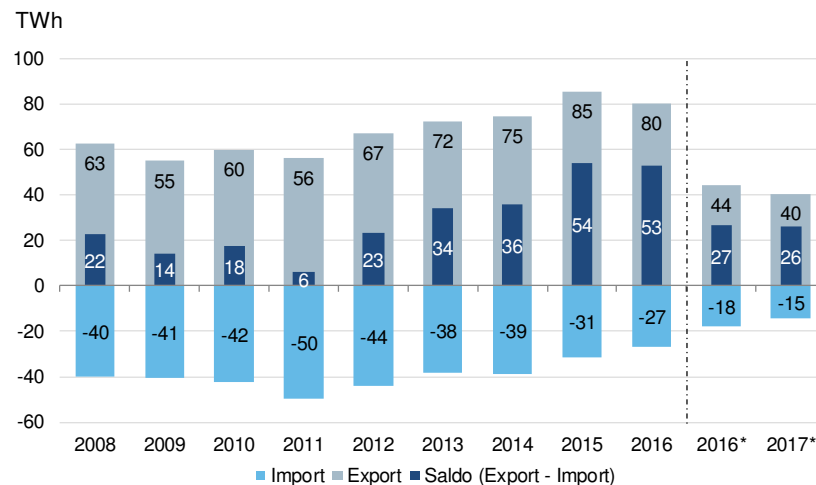
Für eine sichere Stromversorgung eines Landes oder einer Region spielt neben der Verfügbarkeit eigener Kraftwerke und landesinterner Stromnetze auch die Möglichkeit eine Rolle, bei Engpässen aus anderen Regionen oder aus dem Ausland Strom zu beziehen oder überschüssigen Strom dorthin zu verkaufen. Für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

In den vergangenen Jahren hat Deutschland stets mehr Strom exportiert als importiert. 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 Handelssaldo im Vergleich zu den Vorjahren merklich zurück. In den letzten Jahren ist der Exportüberschuss wieder deutlich angestiegen. Im Jahr 2016 wies der Stromexport mit 80 TWh nach 2015 den zweithöchsten Wert seit 2008 auf, der Stromimport war mit 27 TWh vergleichsweise niedrig (siehe Abbildung 10). Ursache für den hohen Ex-

portsaldo waren Stromüberschüsse aus erneuerbaren Energien und – damit verbundene – niedrige Börsenstrompreise in Deutschland.

Abbildung 10

Stromtausch mit dem Ausland



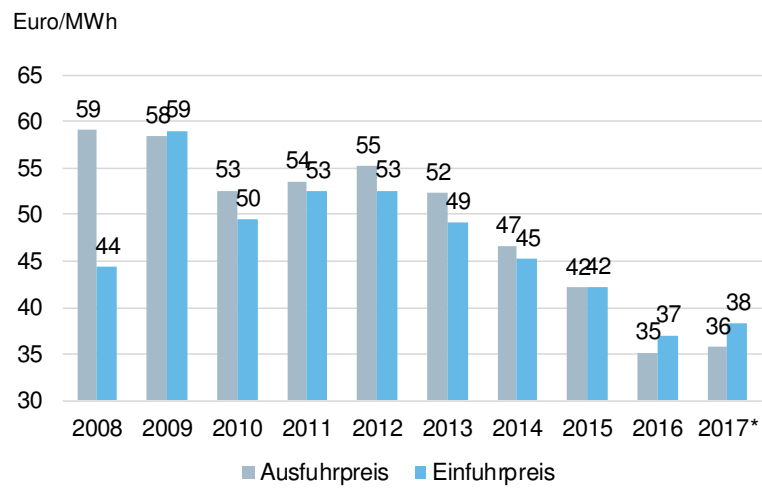
Quelle: ENTSO-E 2017

* Bis 07.2017

Der im Jahresdurchschnitt für deutschen Exportstrom erzielte Preis lag im Zeitraum 2008 bis 2016 meist deutlich über den Einfuhrpreisen. Seit 2014 ist aber eine Umkehr der Tendenz zu erkennen. Auch im ersten Halbjahr 2017 waren die Einfuhrpreise höher als Ausfuhrpreise. Die Abbildung 11 zeigt darüber hinaus, dass das generelle Preisniveau im betrachteten Zeitraum deutlich zurückgegangen ist. In bestimmten Marktlagen musste deutscher Überschussstrom zu negativen Preisen abgegeben werden.

Abbildung 11

Außenhandelspreise für Strom



Quelle: Fraunhofer ISE 2017

* Bis 07.2017

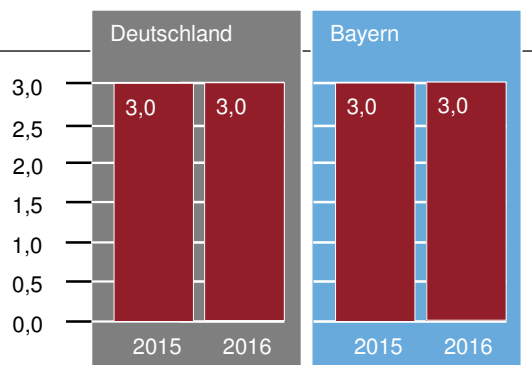
5.2 Kosten

Ergebnis

	Deutschland	Bayern
Bezahlbarkeit	3 (3) ●	3 (3) ●
Industriestrompreise	3 (3) ●	3 (3) ●
Haushaltsstrompreise	3 (3) ●	3 (3) ●

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

Ergebnisse des 5. und 6. Monitorings im Vergleich



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 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.

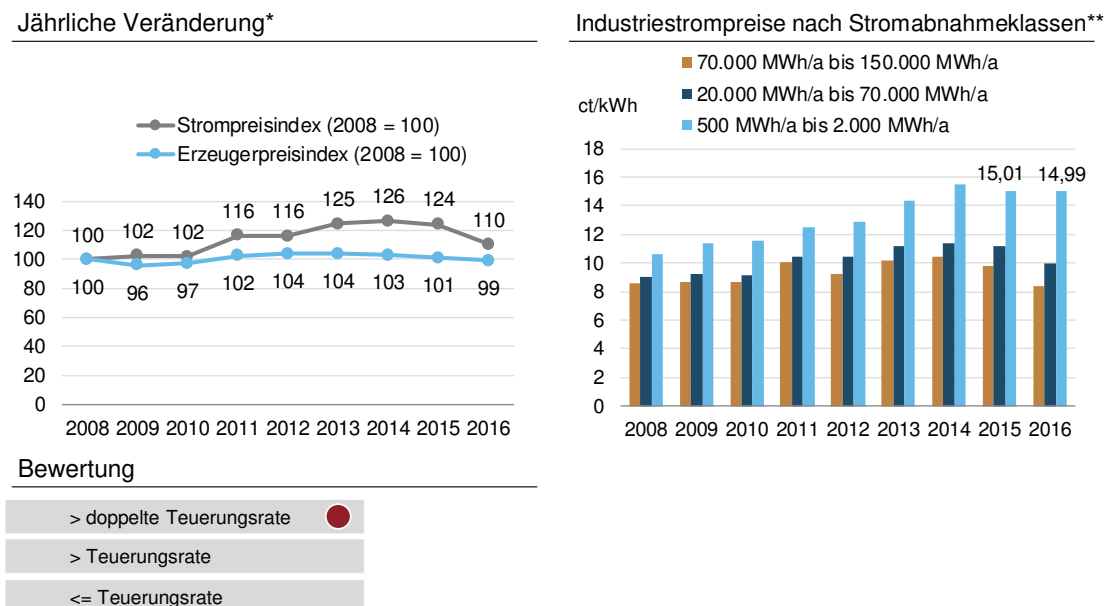
5.2.1.1 Industriestrompreise

Die Strompreise für Industriekunden stiegen seit 2008 deutlich, was ausschließlich auf höhere Abgaben zurückzuführen ist. Die beiden massiven Erhöhungen der EEG-Umlage in den Jahren 2011 und 2013 führten zu entsprechenden Bewegungen bei den Industriestrompreisen. Im Jahr 2016 war der Preis um elf Prozent niedriger als 2015. Dabei überkompensierte der Rückgang des Strombörsenpreises die Steigerung der Abgaben. Mengengewichtet übertraf der Industriestrompreisindex 2016 den Wert von 2008 aber um zehn Prozent. Das entspricht einem durchschnittlichen jährlichen Preisanstieg von einem Prozent. Der Erzeugerpreisindex des verarbeitenden Gewerbes, dessen Veränderung ein Maßstab für die Bewertung der Industriestrompreisentwicklung ist, lag 2016 nur um ein Prozent unter dem Ausgangswert von 2008 (siehe Abbildung 12).

Der angegebene Industriestrompreis stellt 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 12 zeigt die Preise für unterschiedliche Abnahmefälle. Der Preisrückgang seit 2014 zeigt sich in allen Abnahmefällen.

Abbildung 12

Industriestrompreise in Deutschland



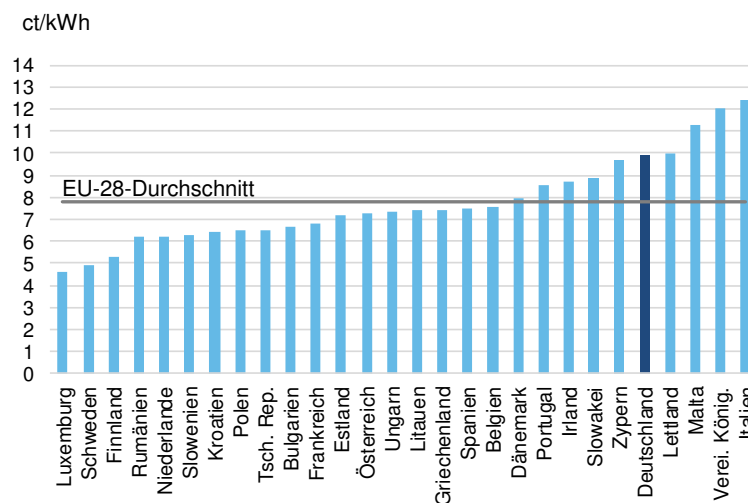
Quellen: BMWi 2017, Eurostat, Statistisches Bundesamt

* Preise bei Stromabnahmen von 20.000 MWh/a bis 70.000 MWh/a

** ohne Mehrwertsteuer und erstattungsfähige Steuern, auf Jahresbasis errechnete Mittelwerte

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 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 23. Damit zählte Deutschland in der Kategorie Industriestrompreise zur Gruppe der teuren Staaten. Seither gab es wenig Veränderung in der Rangfolge: Im Jahr 2016 lag Deutschland in der Stromabnahmeklasse von 20.000 bis 70.000 MWh pro Jahr auf Rang 24. Teurer als in Deutschland war Industriestrom dieser Abnahmeklasse 2016 nur in Lettland, Malta, dem Vereinigten Königreich und Italien. Am günstigsten konnten Industriekunden Strom 2016 in Luxemburg, Schweden und Finnland beziehen. Zu den Ländern mit einem Strompreis von weniger als dem EU-28-Durchschnittswert von 7,8 Cent pro kWh zählten unter anderem Frankreich, Polen und die Niederlande (siehe Abbildung 13).

Abbildung 13

Industriestrompreise in den Staaten der EU-28

Jahresverbrauch 20.000 bis 70.000 MWh, Jahr 2016
Ohne MwSt. und erstattungsfähige Steuern und Abgaben

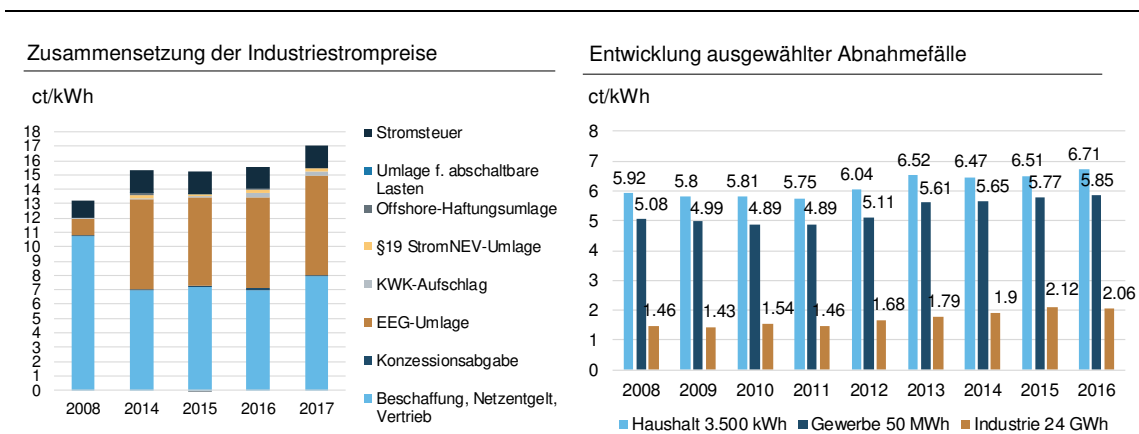
Quellen: Eurostat

Für das Jahr 2017 werden höhere Strompreise erwartet. Die Steigerung wird durch die höhere EEG-Umlage sowie höhere Beschaffungs- und Vertriebskosten verursacht (siehe Abbildung 14, linker Teil). Nach Angaben des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) machen Steuern, Abgaben und Umlagen im Jahr 2017 rund 53 Prozent des von der Industrie bei jährlichen Abnahmemengen zwischen 160 und 20.000 MWh zu zahlenden Strompreises aus. Das sind zwei Prozentpunkte weniger

als im Jahr 2016. Grund dafür sind die höheren Beschaffungskosten. Das größte Gewicht 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. In ihnen werden unter anderem die 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, für den Angaben der BNetzA vorliegen, erhöhten sich von 2008 bis 2016 um 41 Prozent (siehe Abbildung 14, rechter Teil).

Abbildung 14

Zusammensetzung der Industriestrompreise und Netzentgelte



Jahresverbrauch: 160 MWh bis 20.000 MWh

Quellen: BDEW 2017a, BMWi 2017, BNetzA 2017a

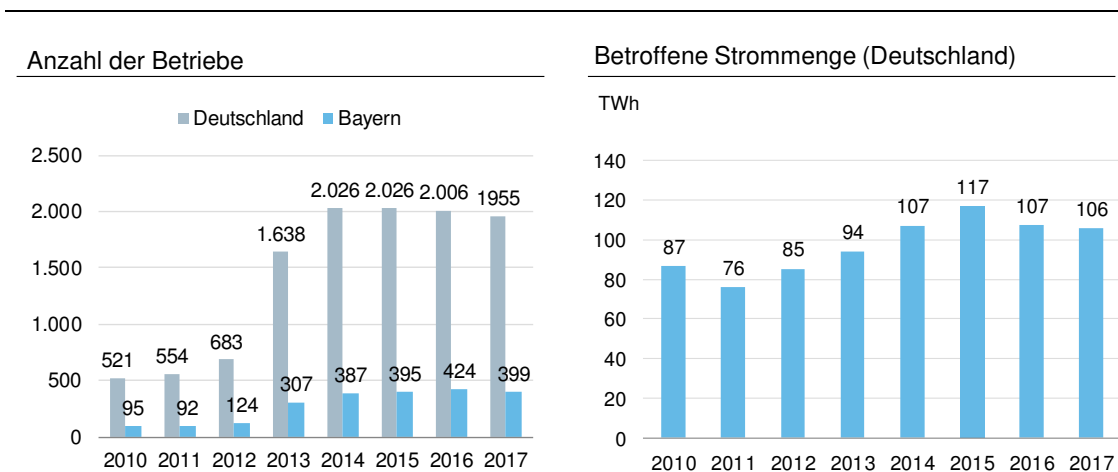
5.2.1.2 Betriebe mit begrenzter EEG-Umlage

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 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, ist in den letzten Jahren leicht gesunken (siehe Abbildung 15). In Deutschland waren es 2016 insgesamt 2.026 Unternehmen des produzierenden Gewerbes. In Bayern stieg die Zahl der erfassten Abnahmestellen mit 424 leicht. Im Jahr 2017 ist die Zahl in Bayern wieder auf 399 gesunken, auch in Deutschland ist sie leicht zurückgegangen. Die betroffene Strommenge sank 2016 gegenüber dem Vorjahr um rund neun Prozent und betrug 107 TWh. Der Anteil am gesamten industriellen Stromverbrauch ging damit im Vergleich zum Vorjahr von rund 48 auf 43 Prozent zurück. 2017 ist von der besonderen Ausgleichsregelung eine Strommenge von 106 TWh betroffen.

Abbildung 15

Anzahl der Betriebe des produzierenden Gewerbes mit Begrenzung der EEG-Umlage



Quelle: BAFA

5.2.1.3 Strompreise für private Haushalte

Ähnlich wie in der Industrie zählen auch bei den privaten Haushalten in Deutschland die Strompreise zu den höchsten in der EU-28. Im Jahr 2016 war Haushaltsstrom nur in Dänemark teurer als in Deutschland (Preise bei Stromabnahmen von 2.500 bis 5.000 kWh, alle Steuern und Abgaben einbegriffen). Der durchschnittliche Strompreis für Haushaltskunden in Deutschland war 2016 mit 29,7 Cent pro kWh um 37 Prozent höher als 2008. Im Zeitraum 2008 bis 2016 war der Anstieg des Strompreisindex viermal so hoch wie die Steigerung des Verbraucherpreisindex mit neun Prozent (siehe Abbildung 16).

Dabei spielen die Steuern, Abgaben und Umlagen eine bedeutende Rolle. Im Zeitraum 2008 bis 2016 stiegen sie um 82 Prozent und seit 2013 machen sie über 50 Prozent des gesamten Strompreises aus (54 Prozent im Jahr 2016). Dieser Anstieg ist im Wesentlichen auf die steigende EEG-Umlage zurückzuführen (Jahresverbrauch 3.500 kWh). Neben den Steuern, Abgaben und Umlagen sind die Netzentgelte ein be-

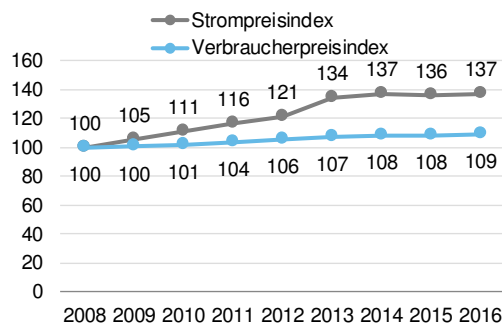
deutender Posten auf der Stromrechnung der privaten Haushalte. Sie waren seit 2008 um 19 Prozent gestiegen und betrugen 2016 rund 7,01 Cent pro kWh (24 Prozent des gesamten Strompreises). Die Beschaffungs- und Vertriebskosten sind zwischen 2008 und 2016 um 13 Prozent zurückgegangen und machten 22 Prozent des Strompreises im Jahr 2016 aus (6,26 Cent pro kWh).

Im Vergleich zu 2015 stieg der Preis um 0,8 Prozent aufgrund der Erhöhung von EEG-Umlage und Netzentgelt an.

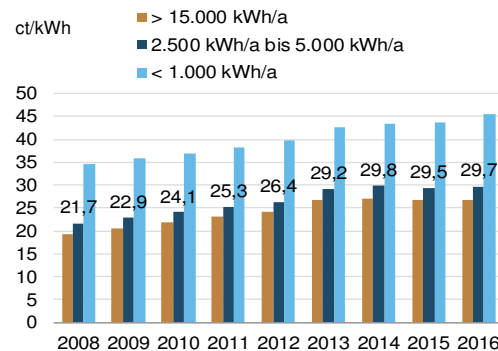
Abbildung 16

Strompreise für Haushaltskunden

Jährliche Veränderung*



Haushaltsstrompreis nach Stromabnahmeklassen**



Bewertung

> doppelte Teuerungsrate	●
> Teuerungsrate	
<= Teuerungsrate	

Quellen: Eurostat, Statistisches Bundesamt

* Preise bei Stromabnahmen von 2.500 kWh bis 5.000 kWh

** alle Steuern und Abgaben einbegriffen, auf Jahresbasis errechnete Mittelwerte; Beschriftungen beziehen sich auf den Abnahmefall 2.500 kWh bis 5.000 kWh im Jahr

5.2.1.4 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.

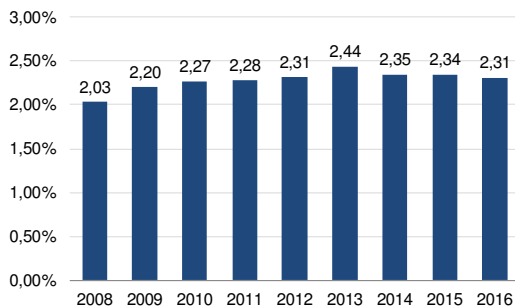
Im Jahr 2008 wendeten die privaten Haushalte zwei Prozent ihrer Konsumausgaben für den Bezug von Strom auf. Bis zum Jahr 2013 stieg dieser Wert um 0,4 Prozentpunkte (siehe Abbildung 17). Seitdem ist eine leichte Abnahme festzustellen.

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 und 2016 der Fall. Grund dafür waren vor allem die günstigen Preise für Heizöl und Erdgas.

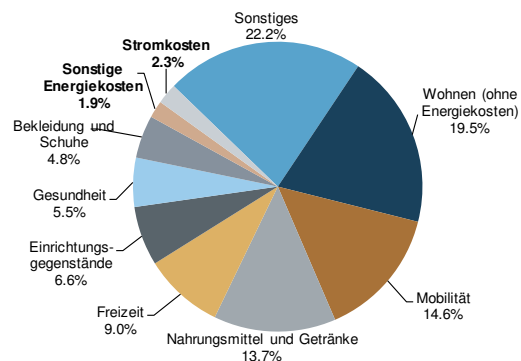
Abbildung 17

Anteil der Stromkosten an den Konsumausgaben privater Haushalte

Anteil der Stromkosten an den Konsumausgaben privater Haushalte



Zusammensetzung der Konsumausgaben privater Haushalte im Jahr 2016



Quelle: Statistisches Bundesamt

5.2.1.5 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. Seit 2011 war er durch rückläufige Preise für Energierohstoffe und CO₂-Zertifikate sowie die höhere Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien kontinuierlich gesunken. Im Jahr 2016 lag er bei durchschnittlich 2,9 Cent pro kWh. Die bisherige Entwicklung zugrunde gelegt, dürfte er im Jahresdurchschnitt 2017 wieder ansteigen (siehe Abbildung 18 links).

Die EEG-Umlage war mit 6,35 Cent pro kWh im Jahr 2016 mehr als fünfmal so hoch wie 2008. Im Jahr 2017 ist die Umlage auf 6,88 Cent pro kWh gestiegen, für 2018 haben die Übertragungsnetzbetreiber einen leichten Rückgang auf 6,79 Cent pro kWh angekündigt (siehe Abbildung 18 rechts). Der starke Anstieg der EEG-Umlage hat zwei

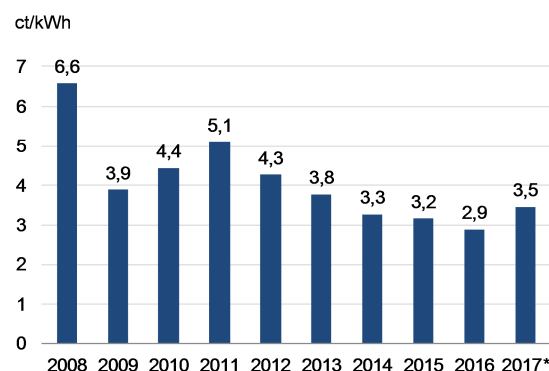
Ursachen: zum einen den schnellen Ausbau von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, die mit der EEG-Umlage gefördert werden; zum anderen den niedrigen Börsenstrompreis, der seinerseits vom erneuerbare-Energien-Ausbau beeinflusst wird. Mit der EEG-Umlage wird im Prinzip die Differenz zwischen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

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 aus dem 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; drittens aus dem 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 18 zeigt die Entwicklung der drei Komponenten. In den Jahren 2015 bis 2018 führte der positive Kontostand des jeweiligen Vorjahres für sich genommen zu einer Absenkung der Umlage.

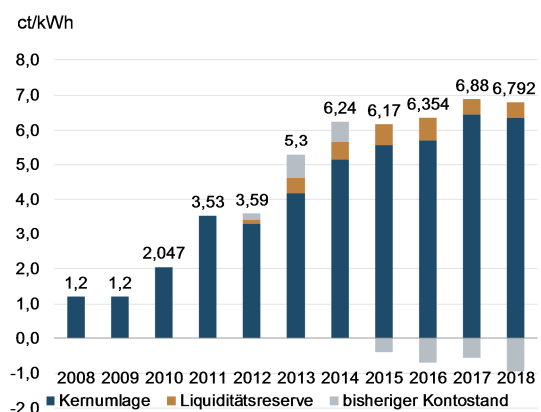
Abbildung 18

Börsenstrompreis und Entwicklung der EEG-Umlage

Börsenstrompreis



EEG-Umlage



Quellen: EEX 2017, EEX 2016, netztransparenz.de

* Durchschnittspreis bis zum 04.10.2017

Im Jahr 2017 belaufen sich die Kosten der EEG-Umlage auf gut 24 Milliarden Euro, die zu rund der Hälfte von der gewerblichen Wirtschaft (Industrie und Dienstleistungssektor) getragen werden.

5.3 Effizienz und erneuerbare Energien

Ergebnis

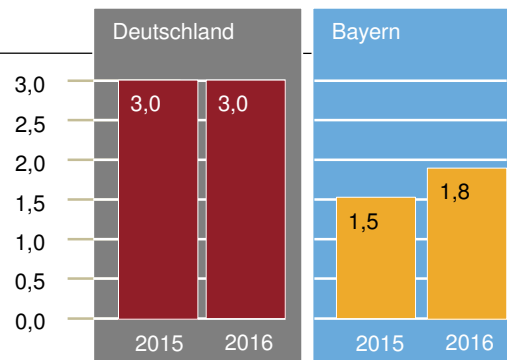
	Deutschland	Bayern
Energieeffizienz und Erneuerbare Energien	3 (3) ●	↓ 1,8 (1,5) ●
Entwicklung des Stromverbrauchs	3 (3) ●	2 (2) ●
Energieproduktivität	3 (3) ●	1 (1) ●
Entwicklung des Primärenergieverbrauchs	3 (3) ●	2 (2) ●
Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch	3 (3) ●	↓ 2 (1) ●

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

↑ Verbesserung der Bewertung im Vergleich zum 5. Monitoring aus dem Jahr 2016

↓ Verschlechterung der Bewertung im Vergleich zum 5. Monitoring aus dem Jahr 2016

Ergebnisse des 5. und 6. Monitorings im Vergleich



5.3.1 Strom- und Energieeffizienz

5.3.1.1 Entwicklung des Stromverbrauchs

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

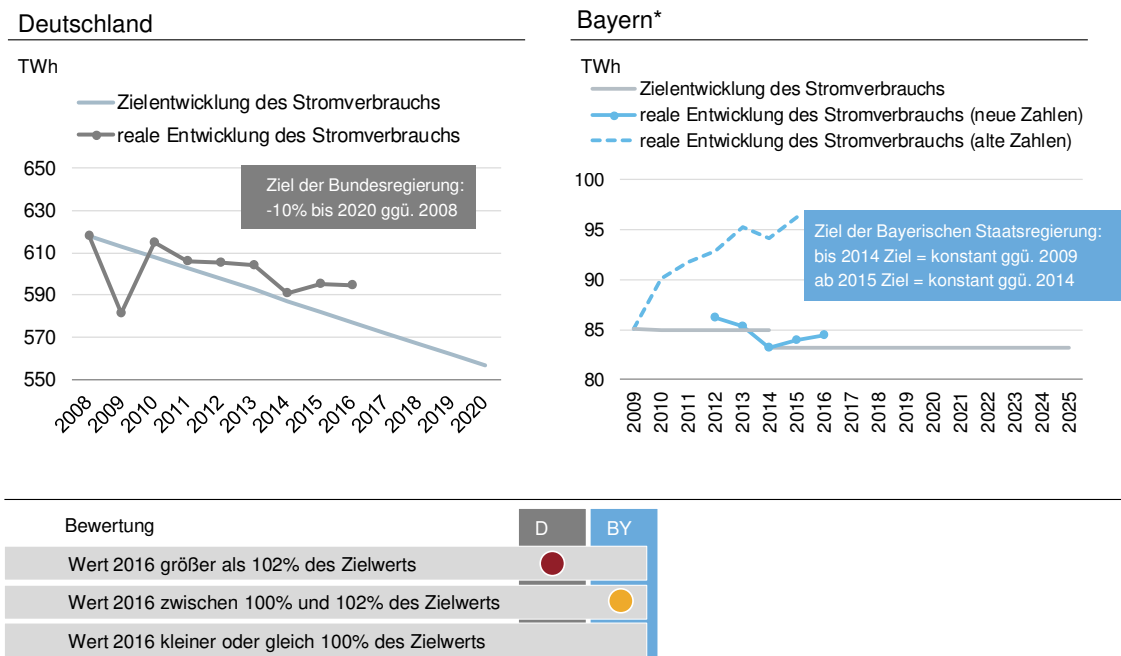
- Nach dem Bayerischen Energieprogramm vom Oktober 2015 soll der Bruttostromverbrauch möglichst konstant bleiben. Ein Bezugsjahr hierfür ist nicht angegeben. Das Monitoring geht davon aus, dass sich das Ziel auf das bei Erstellung des Energieprogramms statistisch letztverfügbare Jahr 2014 bezieht. Eine Bewertung der Entwicklung in den vorhergehenden Jahren ist deshalb nicht möglich. Nachrichtlich wird die Bewertung in Bezug auf das Ziel des Bayerischen Energieprogramms aus dem Jahr 2011 angegeben. Dort wurde als Ziel ein gegenüber 2009 unveränderter Stromverbrauch genannt.
- In Deutschland soll der Bruttostromverbrauch zwischen 2008 und 2020 um zehn Prozent sinken.

Um die Entwicklung zu bewerten, wird zwischen dem Ist-Wert 2014 in Bayern sowie dem 2008 in Deutschland und dem jeweiligen Zielwert im Jahr 2025 (gemäß Bayerischem Energieprogramm) beziehungsweise 2020 (gemäß Energiekonzept der Bundesregierung) ein linearer Zielpfad definiert. Die Abweichung vom Zielpfad wird als Indikator gewählt.

Infolge einer Änderung der Berechnungsmethodik wurde der Bruttostromverbrauch in Bayern für das Bilanzjahr 2014 und rückwirkend für die Jahre 2012 und 2013 neu berechnet. Die Verbrauchswerte sind jetzt niedriger als bisher. Das Ziel wurde entsprechend angepasst und die Bewertungen für Bayern wurden rückwirkend anhand des neuen Ziels aktualisiert.

In Deutschland und in Bayern überstieg der Bruttostromverbrauch im Jahr 2016 den jeweiligen Zielwert um 3,1 beziehungsweise 1,4 Prozent (siehe Abbildung 19). Sowohl in Deutschland als auch in Bayern stieg der Stromverbrauch seit 2014, was den Zielen seiner Reduktion beziehungsweise konstanten Entwicklung entgegenläuft.

Abbildung 19

Stromverbrauch in Deutschland und Bayern

Quellen: AG Energiebilanzen 2017 (2016 vorläufig), Bundesregierung 2011, IE Leipzig 2017, Bayerische Staatsregierung 2011, StMWi 2015

* Die Graphik stellt nachrichtlich die Entwicklung des Stromverbrauchs, der mit der früheren Methodik berechnet wurde, dar („alte Zahlen“).

5.3.1.2 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.

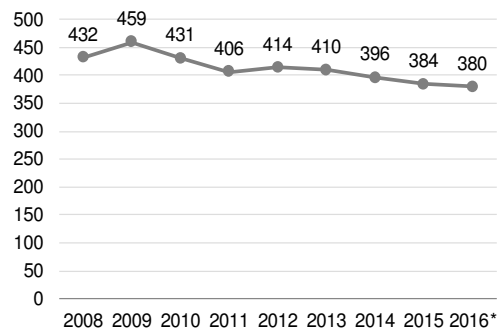
Die Stromintensität der deutschen Industrie ging zwischen 2009 und 2016 um etwa 17 Prozent zurück. Mit 28 Prozent fiel der Rückgang der Stromintensität zwischen 2009 und 2016 in Bayern deutlich höher aus als in Deutschland (siehe Abbildung 20).

Abbildung 20

Stromintensität der Industrie in Deutschland und Bayern

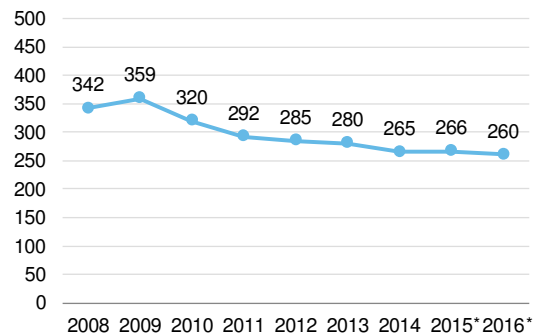
Deutschland

kWh je 1.000 EUR Bruttowertschöpfung



Bayern

kWh je 1.000 EUR Bruttowertschöpfung



Quellen: AG Energiebilanzen 2017, BMWi 2017, Statistisches Bundesamt, IE Leipzig 2017, Statistisches Landesamt Bayern

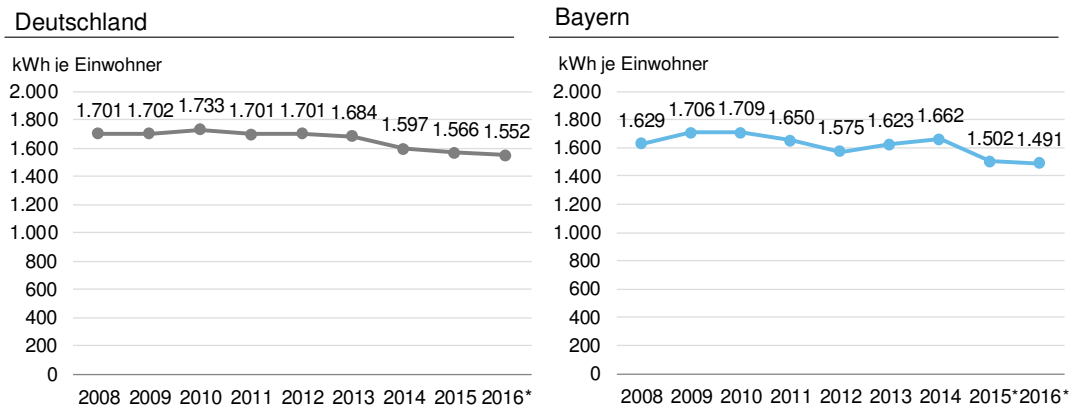
* vorläufige Angaben

Ein anderes Bild zeigt sich beim spezifischen Stromverbrauch der privaten Haushalte bezogen auf die Einwohner.

In Deutschland nimmt der absolute Stromverbrauch seit 2010 nahezu ständig ab, teilweise bedingt durch die steigende Effizienz von Elektrogeräten und Beleuchtung (siehe Abbildung 21). Im Zeitraum 2008 bis 2012 hatte sich der spezifische Verbrauch in Deutschland nur wenig verändert und lag in einer Größenordnung von 1.700 kWh pro Kopf. Seit 2012 geht der spezifische Verbrauch zurück, der Stromverbrauch sank überproportional im Vergleich zur Einwohnerzahl.

In Bayern ging der spezifische Verbrauch zwischen 2008 und 2016 trendmäßig leicht zurück. Pro Kopf wird in Bayern tendenziell weniger Strom verbraucht als in Deutschland. Im Jahr 2016 lag der spezifische Stromverbrauch in Bayern um vier Prozent niedriger als in Deutschland.

Abbildung 21

Stromverbrauch pro Kopf der privaten Haushalte in Deutschland und Bayern

Quellen: AG Energiebilanzen 2017, BMWi 2017, Statistisches Bundesamt, IE Leipzig 2017, Statistisches Landesamt Bayern

* vorläufige Angaben

5.3.1.3 Energieproduktivität

Die Energieproduktivität wird bestimmt als Quotient aus dem BIP und dem Energieverbrauch. Dabei kann für die Ermittlung der Energieproduktivität der PEV oder der Endenergieverbrauch herangezogen werden. Wesentlicher Unterschied zwischen beiden Konzepten ist der Energieträgereinsatz für die Erzeugung von Strom und Fernwärme. Im PEV ist dieser Energieträgereinsatz enthalten. Der Endenergieverbrauch umfasst dagegen das Resultat dieses Einsatzes, nämlich den Verbrauch von Strom und Fernwärme. 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.

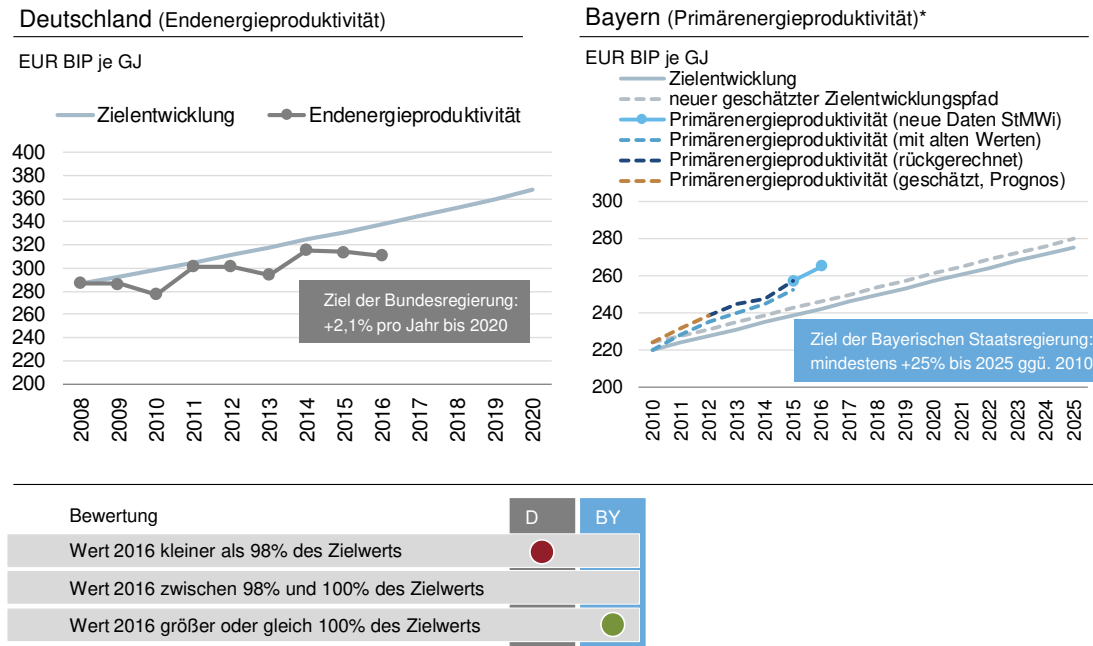
Die neu entwickelte Methodik zur Erfassung des Stromverbrauchs in Bayern hat sich auch auf den PEV ausgewirkt. Zur Zeit der Erstellung des vorliegenden Berichts waren nur die aktualisierten Werte des PEV für 2015 und 2016 verfügbar. Die temperaturbereinigten PEV-Werte von 2012 bis 2014 wurden anhand der neuen Energiebilanzen (2012 bis 2014) rückgerechnet. Hieraus wurden die PEV-Werte von 2010 und 2011 abgeleitet. Ein neuer Zielentwicklungspfad wurde ebenfalls berechnet; dieser hat aber keinen offiziellen Charakter.

In Deutschland wurde das auf den Endenergieverbrauch bezogene Produktivitätsziel 2016 verfehlt, der entsprechende Wert lag mehr als acht Prozent unter dem Zielpfad. Seit 2014 entfernt sich die Energieproduktivität jedes Jahr mehr vom Ziel. In Bayern

wurde das Ziel dagegen übererfüllt: Die Primärenergieproduktivität im Jahr 2016 war um knapp acht Prozent höher als es dem neu berechneten und nicht offiziellen Zielpfad entsprochen hätte (siehe Abbildung 22).

Abbildung 22

Entwicklung der Energieproduktivität in Deutschland und Bayern



Quellen: AG Energiebilanzen 2017 (2015 und 2016 Prognosen), BMWi 2017, Bundesregierung 2011, StMWi 2015, Statistisches Bundesamt, IE Leipzig 2017 (2015 und 2016 vorläufige Werte), Statistisches Landesamt Bayern, eigene Berechnungen von Prognos AG

* Ein neuer Zielentwicklungspfad wurde von Prognos berechnet, hat jedoch keinen offiziellen Charakter.

5.3.1.4 Primärenergieverbrauch

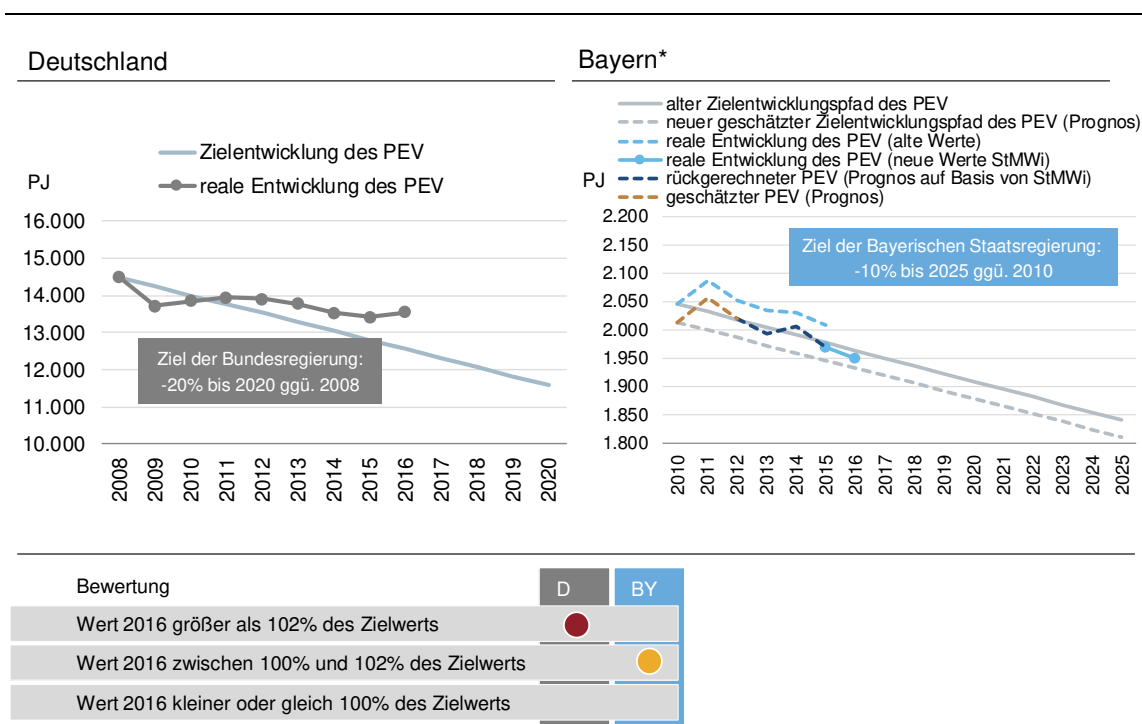
Als weiterer Indikator für die Entwicklung der Energieeffizienz wurde der PEV genutzt, also die Summe der in Bayern beziehungsweise in Deutschland von allen Sektoren im Laufe eines Jahres eingesetzten Energieträger.

Für Deutschland wurde ein linearer Zielpfad definiert, der den PEV des Jahres 2008 mit dem im Energiekonzept der Bundesregierung für 2020 angestrebten Wert (minus 20 Prozent gegenüber 2008) verbindet. Seit 2010 wurde der Abstand zwischen dem PEV Deutschlands und dem Ziel immer größer. Im Jahr 2016 stieg der PEV zum ersten Mal seit 2011 und lag um 7,8 Prozent über dem Zielwert (siehe Abbildung 23).

Im Energieprogramm der Bayerischen Staatsregierung wird als Ziel für den PEV eine Verringerung um zehn Prozent zwischen 2010 und 2025 angegeben. Wie im Kapitel 3 erläutert, hat sich die neu entwickelte Methodik zur Erfassung des Stromverbrauchs in Bayern auf den PEV ausgewirkt. Die temperaturbereinigten PEV-Werte von 2012 bis 2014 wurden anhand der neuen Energiebilanzen (2012 bis 2014) rückgerechnet, die PEV-Werte von 2010 und 2011 abgeleitet und ein neuer Zielentwicklungspfad ebenfalls berechnet, der aber keinen offiziellen Charakter hat. Im Gegensatz zu Deutschland ging der PEV in Bayern im Jahr 2016 zurück und lag um 0,9 Prozent über dem Zielpfad. Der Zielwert wurde damit nicht ganz erreicht.

Abbildung 23

Entwicklung des Primärenergieverbrauchs (witterungsbereinigt) in Deutschland und Bayern



Quellen: AG Energiebilanzen 2017 (2015 und 2016 Prognosen), IE Leipzig 2017 (2015 und 2016 Prognosen), Bundesregierung 2011, StMWi 2015, eigene Berechnungen von Prognos AG

* Ein neuer Zielentwicklungspfad wurde von Prognos berechnet, hat jedoch keinen offiziellen Charakter.

5.3.2 Ausbau erneuerbarer 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.

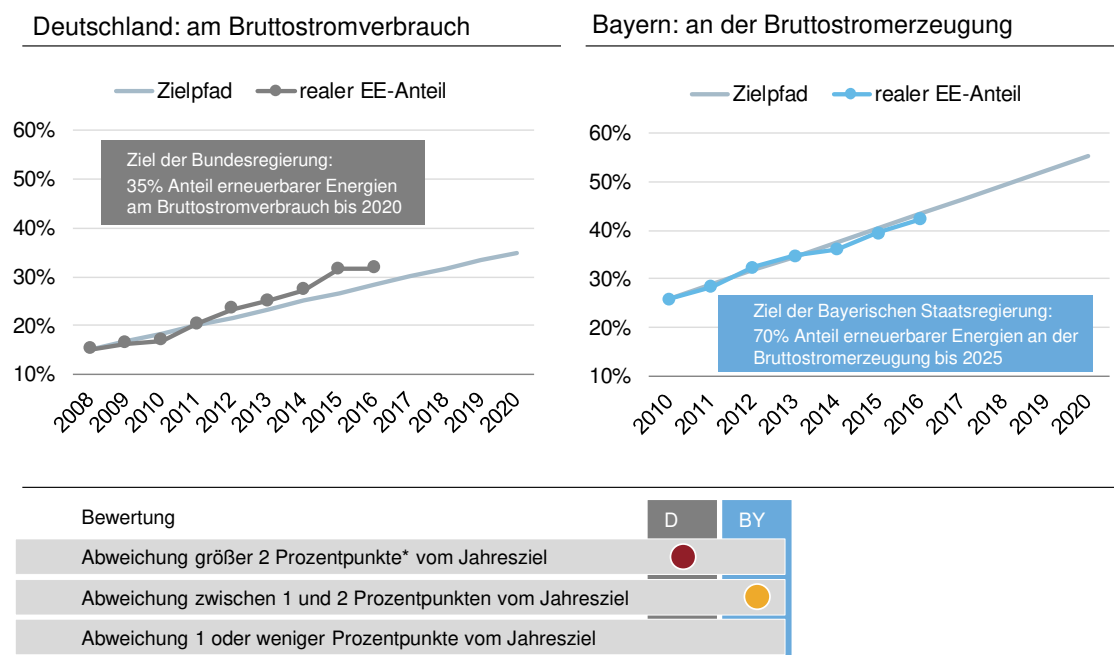
Als Bewertungsmaßstab wird ein linearer Zielpfad zwischen dem Ist-Wert 2010 für Bayern beziehungsweise 2008 für Deutschland und dem jeweiligen Zielwert definiert. Der lineare Zielpfad für Bayern ist Ergebnis einer stark vereinfachenden Annahme. In der Realität wird der Anteil erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung größere Sprünge aufweisen. Ein deutlicher Anstieg wird in denjenigen Jahren zu verzeichnen sein, in denen Kernkraftwerke in Bayern vom Netz genommen werden.

Größere Abweichungen vom Zielpfad führen zu einer ungünstigen Bewertung. Das gilt auch für größere positive Abweichungen vom Zielwert, weil dann die Gefahr besteht, dass das Stromnetz nicht schnell genug ausgebaut werden kann, um den aus erneuerbaren Energien gewonnenen Strom ohne Risiken für die Netzstabilität aufzunehmen.

In Deutschland veränderte sich der Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch im Jahr 2016 gegenüber 2015 kaum. Trotzdem lag er um 3,3 Prozentpunkte über dem Zielwert, der damit deutlich überschritten wurde. In Bayern lag der Wert 2016 um 1,1 Prozentpunkte unter dem Zielwert, womit das definierte Ziel leicht verfehlt wurde (siehe Abbildung 24)

Abbildung 24

Anteil erneuerbarer Energien



Quellen: AG Energiebilanzen 2017, Bundesregierung 2011, BMWi 2017, IE Leipzig 2017 (2015 und 2016 Prognosewerte), StMWi 2015, UBA 2017b

* Eine Abweichung von zwei Prozentpunkten bedeutet, dass sich die Zielerreichung um ca. ein Jahr nach vorn oder nach hinten verschiebt.

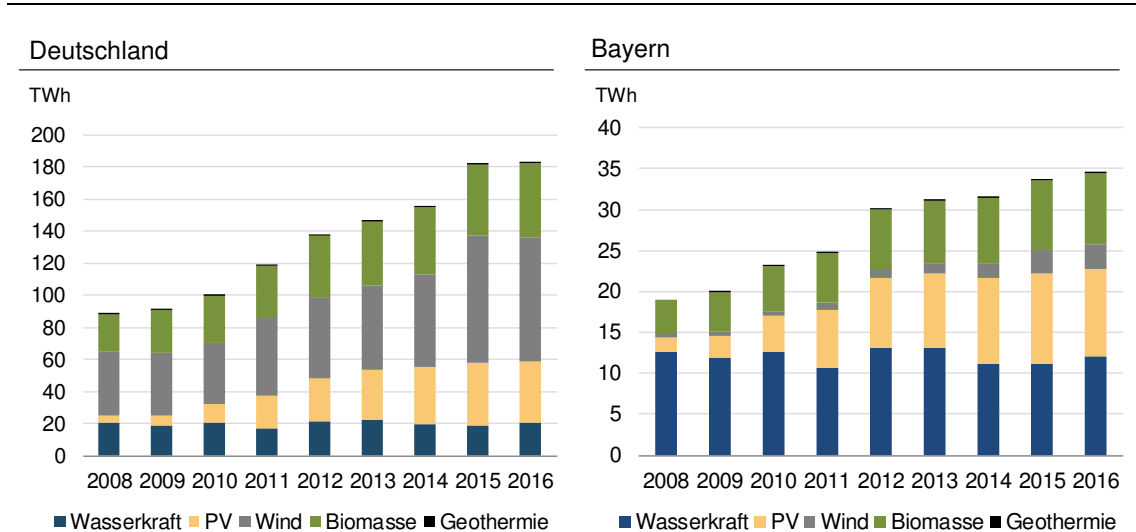
Hinter den steigenden Beiträgen erneuerbarer Energien zur Stromversorgung steht der dynamische Ausbau der Stromerzeugung auf Basis Erneuerbarer in den letzten Jahren. In Deutschland hat sich die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zwischen 2008 und 2016 mehr als verdoppelt. Fast die Hälfte des Anstiegs ist auf Windkraftanlagen und etwa ein Drittel auf PV-Anlagen zurückzuführen. Biomasseanlagen trugen etwas mehr als ein Fünftel bei. Der starke Anstieg der Stromerzeugung aus Windanlagen um mehr als 50 Prozent im Jahr 2015 gegenüber dem Vorjahr war zum großen Teil durch bessere Windverhältnisse bedingt. Im Jahr 2016 ging zum ersten Mal die Stromerzeugung aus Wind und PV witterungsbedingt zurück (siehe Abbildung 25). Seit 2013 verlangsamte sich der Zubau von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Im Jahr 2016 erhöhten sich die gesamten erneuerbaren Kapazitäten um knapp sieben Prozent (gegenüber acht Prozent im Jahr 2015 und neun Prozent im Jahr 2014). Zudem veränderte sich die Struktur der neu gebauten Kapazitäten: Wurden diese bis 2013 überwiegend in Form von PV-Anlagen errichtet, spielten 2014, 2015 und 2016 Windkraftanlagen die größte Rolle. Wesentliche Ursache hierfür sind veränderte Fördersätze im EEG. Die Kapazitäten der Windkraftanlagen wurden 2016 um elf Prozent gesteigert (gegenüber knapp vier Prozent bei PV-Anlagen).

In Bayern fiel der Anstieg zwischen 2008 und 2016 relativ betrachtet mit 77 Prozent erheblich schwächer aus als in Deutschland. Photovoltaikanlagen trugen dazu 58 Prozent bei, Biomasseanlagen 31 Prozent und Windkraftanlagen 16 Prozent. Die Stromerzeugung durch Wasserkraft lag 2016 niedriger als 2008, wofür ein geringeres Wasserdargebot entscheidend war. Auch in Bayern ist das gleiche Muster zu erkennen wie in Deutschland. Der PV-Ausbau hat sich mit Absenkung der Fördersätze verlangsamt und die Bedeutung von Windkraft nimmt zu. Allerdings unterscheidet sich die Struktur der Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Bayern von derjenigen in ganz Deutschland.

In Bayern trugen 2016 Wasserkraft und PV-Anlagen 34 Prozent beziehungsweise 30 Prozent zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bei, Biomasseanlagen ein Viertel und Windenergieanlagen acht Prozent. In Deutschland dominierte die Erzeugung aus Windkraft mit 42 Prozent, gefolgt von Biomasse (25 Prozent) und PV (21 Prozent). Der Anteil der Wasserkraft an der EE-Stromerzeugung lag bei zwölf Prozent (siehe Abbildung 25).

Abbildung 25

Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nach Energieträgern in Deutschland und Bayern*

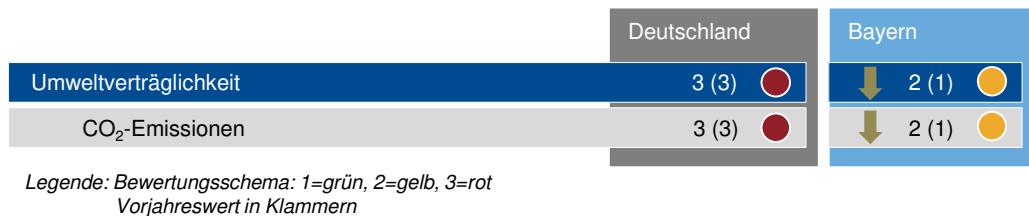


Quellen: BMWi 2017, IE Leipzig 2017

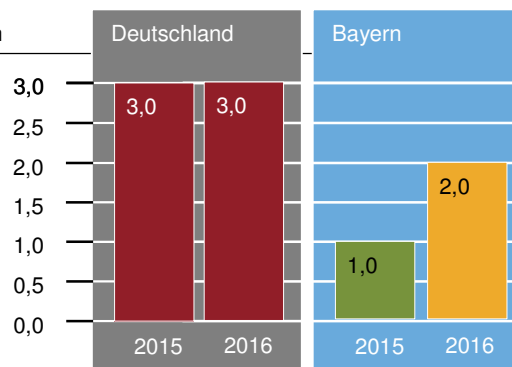
* Biomasse: inkl. biogene Festbrennstoffe, flüssige Bioenergieträger, Biogas, Klärgas, Deponiegas, ohne biogener Anteil des Abfalls

5.4 Umweltverträglichkeit – energiebedingte CO₂-Emissionen

Ergebnis



Ergebnisse des 5. und 6. Monitorings im Vergleich



Zur Bewertung der Entwicklung der energiebedingten CO₂-Emissionen wurde für Bayern und Deutschland jeweils ein Zielpfad definiert, der sich an den Zielwerten von Energiekonzept beziehungsweise Energieprogramm orientiert.

Im Bayerischen Energieprogramm wird für die energiebedingten CO₂-Emissionen für das Jahr 2025 ein Zielwert von 5,5 Tonnen pro Kopf genannt. Ein Basisjahr wird nicht festgelegt. Wir wählen als Basis zur Festlegung des Zielpfades das Jahr 2010, auf das sich auch das Ziel für die Verringerung des PEV sowie das Ziel für die Steigerung der Energieproduktivität beziehen.

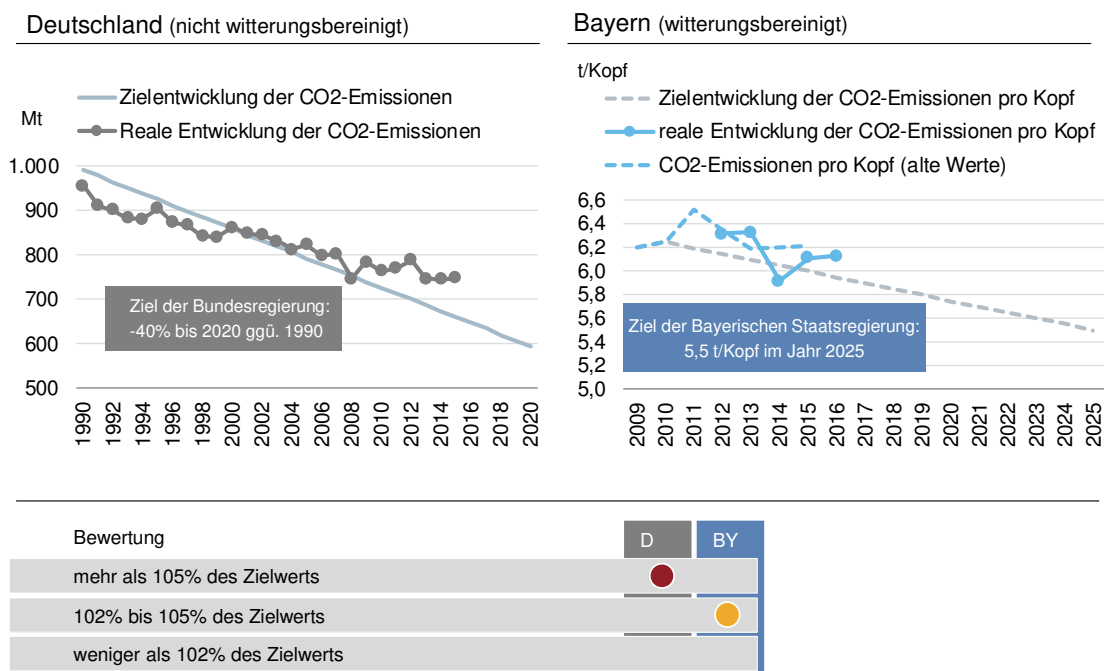
Im Jahr 2017 wurde der Stromverbrauch mit einer neuen Berechnungsmethodik geschätzt. Von der Umstellung der Methodik sind auch die energiebedingten CO₂-Emissionen betroffen. In der Zeit der Erstellung des vorliegenden Berichts waren die Werte für die Jahre 2012 bis 2016 verfügbar. Für die CO₂-Emissionen im Jahr 2010, die für die Berechnung des Basiswerts des Zielpfades benutzt wurden, wurde die „alte“ Zahl beibehalten. Für die Bewertung dieses Indikators wurden deshalb die neuen Werten mit dem „alten“ Zielpfad verglichen.

Im Jahr 2016 lagen die energiebedingten CO₂-Emissionen pro Kopf in Bayern um drei Prozent oberhalb des Zielpfades. Damit verschlechtert sich die Bewertung im Vergleich zum Vorjahr und liegt im gelben Bereich.

In Deutschland sollen die CO₂-Emissionen dem Energiekonzept der Bundesregierung zufolge zwischen 1990 und 2020 um 40 Prozent reduziert werden. Bei Annahme eines linearen Zielpfads lagen die CO₂-Emissionen 2016 16 Prozent über dem Zielwert (siehe Abbildung 26). Damit verfehlten die CO₂-Emissionen in Deutschland im sechsten Jahr hintereinander deutlich das Minderungsziel.

Abbildung 26

Energiebedingte CO₂-Emissionen in Deutschland und Bayern



Quellen: UBA 2017a (2016 vorläufig), UBA 2017b, Bundesregierung 2011, IE Leipzig 2017 (2015 und 2016 vorläufig), StMWi 2015, Berechnungen Prognos

6 Zusammenfassende Bewertung

Indikatoren in der Gesamtschau

6.1 Stand der Energiewende im Strombereich in Deutschland

Der Stand der Energiewende in Deutschland ist im Vergleich zum vorhergehenden Monitoring der Indikatoren unverändert. Die Indikatoren der gesicherten Leistung und Stromausfallzeit (SAIDI-Wert) befinden sich weiterhin im grünen Bereich. Alle anderen Indikatoren bleiben im roten Bereich.

Die installierte Leistung reichte zusammen mit den kontrahierten Reservekraftwerken aus, um die Jahreshöchstlast zu decken. Immer mehr alte fossile Kraftwerke wurden in der Reserve eingestuft und trugen zur Versorgungssicherheit bei, während der Anteil erneuerbarer Energien an Leistung und Stromerzeugung stieg. Im Vergleich zum Vorjahr war keine zusätzliche Verzögerung beim Netzausbau ersichtlich. Für die Projekte SuedLink und SuedOstLink wurden 2017 die Anträge zur Bundesfachplanung eingereicht. Die Thüringer Strombrücke ist am 14. September 2017 vollständig in Betrieb genommen worden. Allerdings verzögert sich der Netzausbau gegenüber dem ursprünglichen Plan weiterhin. Trotz dieser Verzögerung lag die Stromausfallzeit 2014 auf einem niedrigeren Niveau als in den meisten EU-28-Ländern. Das ist teilweise auf die kontrahierten Kraftwerke sowie die Redispatch- und Einspeisemanagement-Maßnahmen zurückzuführen. Die Häufigkeit dieser Maßnahmen nahm im Jahr 2016 zum ersten Mal seit 2012 ab, blieb aber auf hohem Niveau. Die Kosten der Maßnahmen zur Sicherung der Netzstabilität fielen entsprechend zu 25 Prozent niedriger aus als im Jahr 2015, lagen jedoch bei über 800 Millionen Euro.

Die Indikatoren der Strompreise für Haushalts-, Gewerbe- und vollständig EEG-umlagepflichtige Industriekunden in Deutschland bleiben im roten Bereich. Bei der Industrie ist seit 2014 ein abnehmender Trend der Strompreise erkennbar, der zum Teil auf die Entwicklung des Beschaffungspreises für Strom zurückzuführen ist, während der Strompreisindex für Haushalte seit 2014 stagniert. Die Börsenpreise für Strom sanken im Jahr 2016 weiter. Allerdings ist eine Steigerung für 2017 (zum ersten Mal seit 2011) zu erwarten.

Die Indikatoren der Entwicklung der Energieeffizienz (Stromeinsparung, Endenergieproduktivität und PEV) lagen unter dem Zielpfad. Sie bleiben damit im roten Bereich und haben sich im Vergleich zum Jahr 2015 sogar verschlechtert. Der Ausbau der erneuerbaren Energien verlangsamte sich im Jahr 2016 im Vergleich zu 2015 deutlich. Der Anteil erneuerbarer Energien lag aber weiterhin oberhalb des Zielentwicklungspfades.

Die energiebedingten CO₂-Emissionen stagnieren seit 2014 und lagen im siebten Jahr hintereinander deutlich über dem Zielpfad.

6.2 Stand der Energiewende im Strombereich in Bayern

Insgesamt hat sich die Situation in Bayern seit dem fünften Monitoring bei zwei Indikatoren verschlechtert: beim Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch und bei der Umweltverträglichkeit. Der Indikator der gesicherten Kraftwerksleistung hat sich dagegen verbessert und liegt jetzt im grünen Bereich, ebenso wie der Indikator der Energieproduktivität.

Die Versorgungssicherheit Bayerns mit Strom ist gewährleistet. Für den Winter 2017/2018 wurden knapp 3,1 GW ausländischer und 2,5 GW bayerischer Kraftwerke kontrahiert (3,8 GW beziehungsweise 2,6 GW für den Winter 2016/2017). Im Jahr 2017 hat die BNetzA einen Bedarf an Gaskraftwerken in Süddeutschland von 1,2 GW festgelegt. Diese zusätzlichen Kraftwerksleistungen werden Teil der Reserve, um die Versorgungssicherheit langfristig zu gewährleisten.

Der Stromverbrauch stieg 2016 weiter und lag oberhalb des Zielpfades aus dem Energieprogramm von 2015. Die Primärenergieproduktivität übertraf 2016 den Zielwert. Der bayerische PEV sank, blieb aber oberhalb des Zielpfades und liegt damit im gelben Bereich.

Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung entfernte sich weiter vom Zielpfad. Der Indikator wird daher im gelben Bereich eingestuft.

Insgesamt stiegen die CO₂-Emissionen seit 2014 an. Pro Kopf erhöhten sie sich auf 6,1 Tonnen. Damit lagen sie nach vorläufigen Daten weiterhin über dem Zielwert.

Abbildung 27

Zusammenfassende Bewertung des aktuellen Standes der Energiewende in Deutschland und Bayern

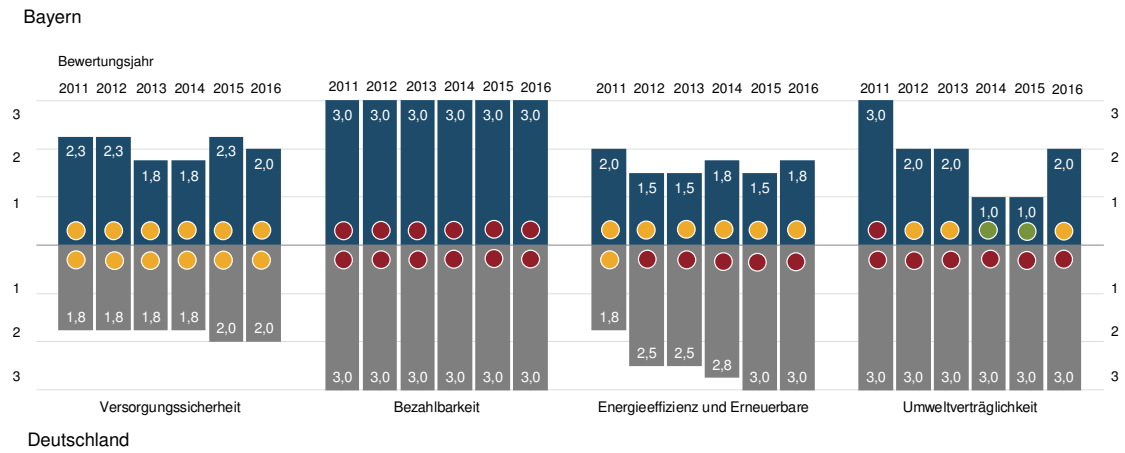
	Deutschland	Bayern
Versorgungssicherheit	2 (2)	↑ 2 (2,3)
Gesicherte Kraftwerksleistung	1 (1)	↑ 1 (2)
Stromausfallzeit	1 (1)	1 (1)
Ausbau der Stromnetze	3 (3)	3 (3)
Eingriffe der Netzbetreiber	3 (3)	3 (3)
Bezahlbarkeit	3 (3)	3 (3)
Industriestrompreise	3 (3)	3 (3)
Haushaltsstrompreise	3 (3)	3 (3)
Energieeffizienz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

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

↑ bzw. ↓ : Verbesserung bzw. Verschlechterung der Bewertung im Vergleich zum 5. Monitoring aus dem Jahr 2016)

Quelle: Prognos AG (eigene Darstellung)

Abbildung 28
Entwicklung seit dem ersten Monitoring



Quelle: Prognos AG (eigene Darstellung)

Literaturverzeichnis

50Hertz	Maßnahmen und Anpassungen in Wahrnehmung der Systemverantwortung, www.50hertz.com
AEE föderal erneuerbar 2016	Agentur für Erneuerbare Energien – Föderal Erneuerbar (www.foederal-erneuerbar.de)
AEE föderal erneuerbar 2017	Agentur für Erneuerbare Energien – Föderal Erneuerbar (www.foederal-erneuerbar.de)
AG Energiebilanzen 2017	Auswertungstabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland 1990-2016 (September 2017)
Atomgesetz	Gesetz über die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren (Atomgesetz)
Bayerische Staatsregierung 2011	Bayerisches Energiekonzept „Energie innovativ“
BAFA	Statistische Auswertungen zur „Besonderen Ausgleichsregelung“ des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA)
BDEW 2016a	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft – Kraftwerkliste
BDEW 2016b	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft – Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken
BDEW 2017a	Strompreisanalyse Mai 2017
BDEW 2017b	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft – Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken
BMWi 2016a	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie – Erneuerbare Energien im Jahr 2014
BMWi 2016b	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie – Energiedaten (Stand: April 2016)
BMWi 2017	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie – Energiedaten (Stand: April 2017)
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 – Monitoringbericht 2014, www.bundesnetzagentur.de
BNetzA 2015b	Bundesnetzagentur – Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2015/2016 sowie die Jahre 2016/2017 und 2019/2020
BNetzA 2016a	Bundesnetzagentur – Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2016/2017 sowie das Jahre 2018/2019

BNetzA 2016b	Bundesnetzagentur – Kraftwerksliste Bundesnetzagentur – Kraftwerksliste, www.bundesnetzagentur.de
BNetzA 2016c	Bundesnetzagentur - 3. Quartalsbericht 2015 zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen
BNetzA 2016d	Bundesnetzagentur – Versorgungsqualität – SAIDI-Wert 2006-2015, www.bundesnetzagentur.de
BNetzA 2016e	Bundesnetzagentur – 1. Quartalsbericht 2016 zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen
BNetzA 2016f	Bundesnetzagentur - Monitoringbericht 2015
BNetzA 2017a	Bericht zu Netz- und Systemdienstleistungen - 4. Quartal und Gesamtjahr 2016
BNetzA 2017b	Bericht zu Netz- und Systemdienstleistungen – 1. Quartal 2017
BNetzA 2017c	Jahresbericht 2016
BNetzA 2017d	Bundesnetzagentur – Kraftwerksliste, www.bundesnetzagentur.de
BNetzA 2017e	Bundesnetzagentur – Netze zukunftssicher gestalten (Internetplattform zum Netzausbau), www.netzausbau.de
Bundesregierung 2011	Das Energiekonzept der Bundesregierung 2010 und die Energiewende 2011
Council of European Energy Regulators 2016	CEER Benchmarking Report 5.2 on the Continuity of Electricity Supply Data update (Stand: Februar 2016)
Eurostat	Internetauftritt des Statistischen Amtes der Europäischen Union http://ec.europa.eu/eurostat
EEX 2016	Handelsdaten
EEX 2017	Handelsdaten
Energie Innovativ 2015	Fortschrittsbericht 2013/2014 zum Umbau der Energieversorgung Bayerns, www.energie-innovativ.de
ENTSO-E 2017	Country Data Package Germany (Stand: September 2016), www.entsoe.eu
E.ON 2015	Pressemeldung vom 28.06.2015 zur Abschaltung von Grafenrheinfeld
Fraunhofer ISE 2017	Energy charts - Jährliche Außenhandelsstatistik elektrischer Strom https://www.energy-charts.de/trade_de.htm
IE Leipzig 2014	Leipziger Institut für Energie – Ermittlung aktueller Zahlen zur Energieversorgung in Bayern: Prognose 2012 und 2013
IE Leipzig 2015	Leipziger Institut für Energie – Ermittlung aktueller Zahlen zur Energieversorgung in Bayern: Prognose 2013 und 2014

IE Leipzig 2016	Leipziger Institut für Energie – Ermittlung aktueller Zahlen zur Energieversorgung in Bayern: Prognose 2014 und 2015
IE Leipzig 2017	Leipziger Institut für Energie – Ermittlung aktueller Zahlen zur Energieversorgung in Bayern: Prognose 2014 und 2015
Netztransparenz.de	www.netztransparenz.de
StMWi 2015	Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie – Bayerisches Energieprogramm für eine sichere, bezahlbare und umweltverträgliche Energieversorgung (Oktober 2015)
Statistisches Bundesamt	Internetauftritt des Statistischen Bundesamtes https://www.destatis.de/
Statistisches Landesamt Bayern	Internetauftritt des Statistischen Bundesamtes Bayern https://www.statistik.bayern.de/
Tennet	Netzsituationen nach §13.1 und §13.2 EnWG, www.tennetso.de
UBA 2017a	Nationaler Inventarbericht 2017
UBA 2017b	Erneuerbare Energien in Zahlen (März 2017)
WindGuard 2015	Statistik zum Windenergieausbau: Jahr 2015, www.windguard.de

Ansprechpartner

Dr. Solongo Wandan

Abteilung Wirtschaftspolitik

Telefon 089-551 78-246

Telefax 089-551 78-249

solongo.wandan@vbw-bayern.de

Impressum

Alle Angaben dieser Publikation beziehen sich grundsätzlich sowohl auf die weibliche als auch auf die männliche Form. Zur besseren Lesbarkeit wurde meist auf die zusätzliche Bezeichnung in weiblicher Form verzichtet.

Herausgeber:

vbw

Vereinigung der Bayerischen
Wirtschaft e. V.

Max-Joseph-Straße 5
80333 München

www.vbw-bayern.de

© vbw Dezember 2017

Weiterer Beteiligter:

Prognos AG

030-52 00 59-210
info@prognos.com