

vbw

Die bayerische Wirtschaft



Studie

5. Monitoring der Energiewende

Stand: Dezember 2016
www.vbw-bayern.de

Vorwort

Energiewende hakt nach wie vor

Nur mit einer sicheren, wettbewerbsfähigen und umweltverträglichen Stromversorgung bleiben Deutschland und Bayern national und international attraktive Investitions- und Industriestandorte.

Wichtige Entscheidungen für die Versorgungssicherheit in Bayern wurden getroffen. Dazu zählen die Verabschiedung des Strommarktgesetzes, die Einführung der Kapazitäts- sowie der Netzreserveverordnung und der Ausbau der HGÜ-Leitungen. Verzögerungen bei der ursprünglichen Planung zum Netzausbau sollen durch Kraftwerke zur Netzreserve und Netzstabilisierung ausgeglichen werden. 2015 hat die Zahl teurer Netzeingriffe stark zugenommen.

Die Nachteile des Starts der Energiewende ohne Vorliegen eines in sich geschlossenen Gesamtkonzepts werden immer deutlicher: Die Aufwendungen für Stromversorgung und Versorgungssicherheit steigen weiter. Der Anteil staatlich verursachter Kosten am Strompreis beträgt inzwischen mehr als 50 Prozent. Die EEG-Umlage erreicht jährlich neue Rekordwerte. Auch die Aufwendungen für das Stromnetz schlagen immer stärker zu Buche. Allein die Kosten für netzstabilisierende Eingriffe haben 2015 die Milliardengrenze überschritten. In den kommenden Jahren wird sich auch hier der Anstieg kräftig fortsetzen.

Trotz der gewaltigen volkswirtschaftlichen Belastung, die die Energiewende bringt, werden die staatlichen Klimaschutzziele weiter deutlich verfehlt.

Mit dem 5. Monitoring der Energiewende legen wir eine weitere Zwischenbilanz zu den umgesetzten und eingeleiteten Maßnahmen zur Energiewende vor. Die wissenschaftliche Untersuchung hat auch für 2015 die Prognos AG durchgeführt.

Bertram Brossardt
Dezember 2016

Inhalt

1	Das Wichtigste in Kürze	1
2	Hintergrund und Ziele der Energiewende	5
2.1	Deutschland.....	5
2.2	Bayern	6
3	Aufbau und Bewertungsschema des Monitorings	9
3.1	Fokus Stromversorgung.....	9
3.2	Aspekte und Indikatoren	9
3.2.1	Versorgungssicherheit	9
3.2.2	Kosten	10
3.2.3	Effizienz und erneuerbare Energien.....	10
3.2.4	Umweltverträglichkeit.....	11
3.3	Bewertungsschema	11
4	Rückblick: Bisherige Monitoringergebnisse.....	13
5	Ergebnisse des 5. Monitorings 2016	15
5.1	Versorgungssicherheit	15
5.1.1	Kraftwerke	15
5.1.2	Netze	23
5.2	Kosten	34
5.3	Effizienz und erneuerbare Energien.....	42
5.3.1	Strom- und Energieeffizienz.....	42
5.3.2	Ausbau erneuerbarer Energien.....	47
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	53
	Literaturverzeichnis.....	56
	Ansprechpartner / Impressum.....	57

1 Das Wichtigste in Kürze

Versorgungssicherheit in Bayern trotz verzögerten Leitungsausbaus gesichert

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 Weiteres gewährleistet.

Der Fokus des hier vorgestellten Monitorings der Energiewende in Bayern und Deutschland liegt daher auf dem Bereich 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 fünfte Fassung zeigt die Entwicklungen im Jahr 2015. Soweit Daten für 2016 vorliegen, werden sie ergänzend dargestellt, fließen aber nicht in die Bewertung ein.

Im Vergleich zum Monitoring des letzten Jahres zeigen sich in den Bewertungen wenige Veränderungen. In Bayern und in Deutschland hat sich jeweils der Indikator Ausbau der Stromnetze verschlechtert.

Um mittel- und längerfristig Versorgungsengpässe zu vermeiden, kommt dem Ausbau der Stromübertragungsnetze große Bedeutung zu. Ab 2017 geht die Thüringer Strombrücke in den vollständigen Dauerbetrieb. Längerfristig sollen die beiden Hochspan-

nungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen (HGÜ) SuedLink sowie SuedOstLink zur Sicherung der Stromversorgung in Bayern beitragen. Nachdem es erheblichen Widerstand gegen den Bau als Freileitungen gegeben hatte, wurde beschlossen, die Leitungen vorrangig als Erdkabel auszuführen. Nach heutigem Stand verschiebt sich die Fertigstellung der Leitungen dadurch von 2022 auf 2025. Zudem ist mit erheblichen Mehrkosten gegenüber der ursprünglichen Planung zu rechnen.

Etwas verschlechtert hat sich in Bayern ferner der Indikator für die Versorgungssicherheit. Grund hierfür ist zum einen die im Jahr 2015 vergleichsweise kleine Reservekapazität, die unter anderem auf die Außerbetriebnahme des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld im Juni 2015 zurückzuführen ist. Hinzu kommen Verzögerungen im Netzausbau. Trotz dieser ungünstigen Entwicklungen war und ist die Stromversorgung in Bayern gesichert. Um dies auch in Zukunft zu gewährleisten, wurden im Strommarktgesetz 2016 mehrere Kategorien für Reservekraftwerke verankert. Für Bayern von besonderer Bedeutung ist die Möglichkeit, bei Bedarf zur Sicherung der Netzstabilität bis zu zwei GW Gaskraftwerke in Süddeutschland neu zu errichten, die ab dem Winterhalbjahr 2021/2022 zur Verfügung stehen sollen. Die Anlagen werden durch Umlagen der Netzbetreiber finanziert.

Ebenfalls verschlechtert hat sich der Indikator Entwicklung des Stromverbrauchs in Deutschland. In Bayern stand die Ampel bereits im letzten Monitoring auf „Rot“. Der Stromverbrauch stieg 2015 sowohl in Bayern als auch in Deutschland gegenüber dem Vorjahr an und überschritt 2015 den jeweiligen Zielpfad. Der seit 2009 anhaltende Trend zum Rückgang der Stromintensität setzte sich in der bayerischen Industrie auch im Jahr 2015 weiter fort. In Deutschland zeigt sich das gleiche Bild, allerdings ist der Rückgang hier weniger stark ausgeprägt. Die Zielwerte bei der Energieproduktivität wurden in Bayern übertroffen, in Deutschland wurden sie verfehlt. Der Rückgang des Primärenergieverbrauchs reichte in Bayern und in Deutschland nicht aus, um das jeweilige Ziel zu erreichen, wobei die Zielverfehlung in Deutschland größer war als in Bayern.

Die Industriestrompreise in Bayern und Deutschland sind im Vergleich der EU-28-Staaten nach wie vor hoch. Problematisch ist dies insbesondere für Unternehmen, die im internationalen Wettbewerb stehen. Im Jahr 2015 war der Industriestrompreis im Durchschnitt etwas niedriger als im Vorjahr. Nach den bisher vorliegenden Informationen ist für 2016 erneut ein Anstieg zu erwarten.

Ähnliches gilt für die privaten Haushalte. Auch für sie sind die Strompreise vergleichsweise hoch und waren 2015 leicht rückläufig. Grund hierfür ist wie bei der Industrie das Zusammenwirken von Börsenstrompreis und EEG-Umlage.

Beim Ausbau der erneuerbaren Energien war das Bild uneinheitlich. In Bayern lag der Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung nahe am Zielpfad, in Deutschland war der Anteil am Bruttostromverbrauch deutlich höher als angestrebt.

Ebenfalls nicht erreicht wurden die Ziele bei der Umweltverträglichkeit der Energieversorgung. Die energiebedingten CO₂-Emissionen in Deutschland stiegen 2015 gegenüber 2014 an und verfehlten ihren Zielwert deutlich. In Bayern blieben die energiebedingten CO₂-Emissionen pro Einwohner 2015 auf dem Vorjahresniveau und lagen damit leicht 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: Prognos AG 2015, Bundesregierung 2011

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>Netto-Leistung 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: Prognos AG 2015, StMWi 2015

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 erstmalig für das Jahr 2011 durchgeführt. Die vorliegende fünfte Fassung bewertet die Situation im Jahr 2015. Soweit Daten für 2016 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
- 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
- Primärenergieverbrauch

herangezogen.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien wurde anhand des Anteils erneuerbarer Energien am Stromverbrauch in Deutschland und an der Stromerzeugung in Bayern bewertet.

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 Zahlen 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 2015.

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. In diesen Fällen 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.

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

4 Rückblick: Bisherige Monitoringergebnisse

Versorgungssicherheit etwas ungünstiger, Strompreise anhaltend im roten Bereich

Die Stromversorgung in Bayern ist gesichert. Dazu tragen neben den in Bayern installierten Kraftwerken verstärkt Reservekraftwerke im Inland und im Ausland bei, mit denen die Bundesnetzagentur entsprechende Verträge abgeschlossen hat. Die Bedeutung von Reservekraftwerken wird in Zukunft zunehmen, wenn in Bayern weitere Kernkraftwerke planmäßig stillgelegt werden.

Betrachtet man Deutschland insgesamt, war die Bewertung der Versorgungssicherheit in den ersten vier Monitoringrunden insgesamt stabil. Aufgrund der angekündigten Verzögerungen beim Bau der beiden HGÜ-Verbindungen zeigt sich im aktuellen Monitoring eine leichte Verschlechterung. Die Leistungsreserve ist aber nach wie vor hinreichend groß.

Die Energieeffizienz hat sich in Deutschland seit dem ersten Monitoring tendenziell verschlechtert. Zudem übersteigt der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch zunehmend den vorgegebenen Zielpfad. In Bayern hat sich die Energieeffizienz auf mittlerem Niveau stabilisiert. Dabei ist der Stromverbrauch, gemessen am Ziel der Stabilisierung auf dem Niveau von 2010, nach wie vor zu hoch. Der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung liegt seit 2010 nahe am Zielpfad.

Anhaltend negativ bewertet wurde seit der ersten Monitoringrunde die Bezahlbarkeit. Daran hat sich in der aktuellen Betrachtung nichts geändert.

Abbildung 1

Zusammenfassende Bewertung des Standes der Energiewende in Deutschland und Bayern gemäß dem 4. Monitoring aus dem Jahr 2015

	Deutschland	Bayern
Versorgungssicherheit	1,8 (1,8)	1,8 (1,8)
Gesicherte Kraftwerksleistung	1 (1)	1 (1)
Stromausfallzeit	1 (1)	1 (1)
Ausbau der Stromnetze	2 (2)	2 (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	2,8 (3)	2 (1,8)
Entwicklung des Stromverbrauchs	↑ 2 (3)	3 (3)
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 (2)
CO ₂ -Emissionen	3 (3)	2 (2)

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

↑ bzw. ↓ : Verbesserung bzw. Verschlechterung der Bewertung im Vergleich zum 3. Monitoring aus dem Jahr 2014)

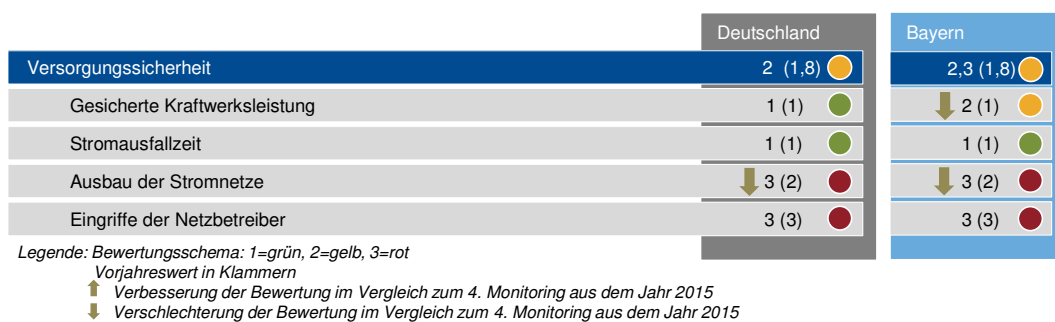
Quelle: Prognos AG 2015

5 Ergebnisse des 5. Monitorings 2016

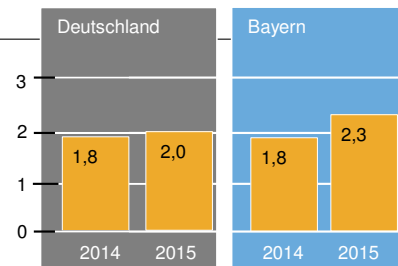
Insgesamt leichte Verschlechterung gegenüber dem 4. Monitoring

5.1 Versorgungssicherheit

Ergebnis



Ergebnisse des 4. und 5. 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.

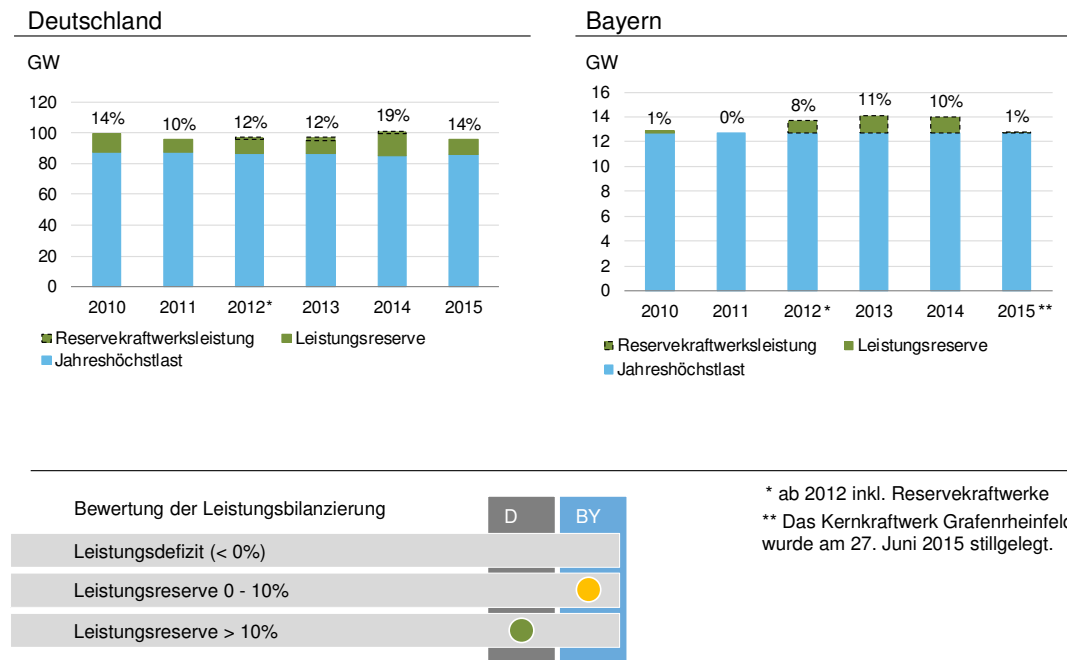
Bei der Feststellung der gesicherten Leistung wird auch die Leistung berücksichtigt, die sich die Bundesnetzagentur (BNetzA) vertraglich mit Reservekraftwerken sichert. Hierbei handelt es sich in der Regel um ältere, mit fossilen Brennstoffen betriebene Kraftwerke, die von den jeweiligen Betreibern zur Stilllegung angemeldet wurden. Sind die Kraftwerke systemrelevant, kann die BNetzA gemäß Energiewirtschaftsgesetz die Außerbetriebnahme verweigern, sodass diese Kraftwerke weiterhin als Leistungsreserve zur Verfügung stehen.

Die Analyse der gesicherten Leistung für Bayern und Deutschland zeigt sehr unterschiedliche Ergebnisse:

- In Deutschland stand auch nach Abschaltung der Kernkraftwerke in den Jahren 2011 bis 2015 ausreichend gesicherte Leistung zur Verfügung, um den Strombedarf jederzeit decken zu können. Reservekraftwerksleistung musste nur in kleinem Umfang ergänzend kontrahiert werden. Im Jahr 2015 ist die gesicherte Leistung im Vergleich zum Vorjahr etwas zurückgegangen, wozu neben der Außerbetriebnahme älterer Steinkohlenkraftwerke die Abschaltung des Kernkraftwerkes Grafenrheinfeld beitrug.
- In den kommenden Jahren werden zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit zunehmend Reservekapazitäten benötigt. Die Bundesnetzagentur und die Übertragungsnetzbetreiber gehen für den Winter 2016/2017 von einem Leistungsbedarf von insgesamt 5,4 GW aus.
- In Bayern stellt sich mit Abschaltung der Kernkraftwerke Isar 1 im Jahr 2011 und Grafenrheinfeld Mitte 2015 die Situation weniger günstig dar. Zwar stand auch 2015 ausreichend gesicherte Kraftwerksleistung zur Verfügung. Die über die Höchstlast hinausgehende Leistungsreserve wird allerdings seit 2011 ausschließlich über Reservekraftwerke bereitgestellt (siehe Abbildung 2).

Abbildung 2

Gesicherte Leistung und Höchstlast in Deutschland und Bayern



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

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 jedoch nach 2019 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.
- Bis Ende Januar 2017 sollen die Netzbetreiber in Abstimmung mit der BNetzA prüfen, 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

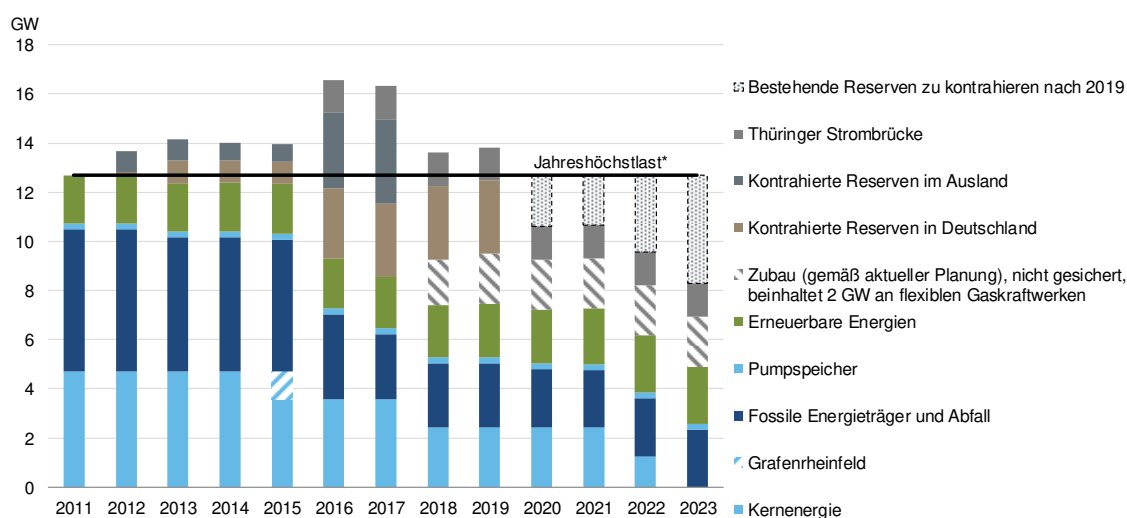
erhalten ihre Kosten von den Übertragungsnetzbetreibern erstattet, die sie auf die Stromkunden umlegen.

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

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 Photovoltaikanlagen sind von den jeweiligen Witterungsbedingungen abhängig. Mit ihrer Leistung kann nur begrenzt gerechnet werden.

Abbildung 3

Gesicherte Leistung und Höchstlast in Bayern 2011 bis 2023



*Die Jahreshöchstlast für Bayern wird statistisch nicht erfasst. Das IE Leipzig schätzte für 2010 eine Jahreshöchstlast in Bayern von 12,7 GW ab. Dabei wurde unterstellt, dass das Verhältnis von Stromverbrauch und Höchstlast in Bayern und Deutschland gleich ist.

Quellen: IE Leipzig 2016, BNetzA 2015b, BNetzA 2016e, BDEW 2016a, 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 ist. 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. Der bayerische Strom-

verbrauch stieg zwischen 2010 und 2015 um etwa 1,3 Prozent pro Jahr (siehe Abbildung 19 im Abschnitt 5.3). Da sich im gleichen Zeitraum die Stromintensität der bayerischen Industrie jedoch deutlich verringerte (siehe Abbildung 20 im Abschnitt 5.3) und die deutschlandweite Höchstlast nahezu konstant war, wurde die Annahme der stabilen bayerischen Höchstlast vorerst beibehalten.

Die Tabelle 4 gibt einen Überblick über größere Kraftwerksneubauprojekte in Bayern sowie deren jeweiligen Planungs- beziehungsweise Genehmigungsstand aus heutiger Sicht. Unklar ist, ob das bereits genehmigte Projekt Haiming nach dem Rückzug der OMV weiterverfolgt wird. Drei weitere Gaskraftwerksprojekte mit insgesamt 4,2 GW 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 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 2015</i>	<i>Anmerkung</i>
Haiming	850	Erdgas	2017/2019	Genehmi- gung erteilt	Reserve
Ulm/ Leipheim	1.200	Erdgas	2021	in Planung	Planungen aufgescho- ben Reserve
Gundrem- mingen	1.800	Erdgas		in Planung	Reserve
Gundelfin- gen	1.200	Erdgas	frühestens 2018	in Planung	Reserve
Energiespei- cher Riedl	300	Pumpspei- cher	2019	im Planfest- stellungsver- fahren	
Poschberg	450	Pumpspei- cher	offen	Planungs- stopp	-
Einöden	150	Pumpspei- cher	offen	Planungs- stopp	-
Jochberg	700	Pumpspei- cher	offen	Planungs- stopp	-
Schweinfurt	1.000	Erdgas		abgesagt	

Quellen: BDEW 2016a, BNetzA 2016e, 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 2016/2017 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)
Freimann	BY	160					
Irsching 3	BY		415	415	415	415	415
Irsching 4	BY					545	545
Irsching 5	BY					846	846
Ingolstadt 3 und 4	BY					716	761
Staudinger 4	HE		622	622	622	622	622
UPM Augsburg Dampf- turbine 3	BY						29
Heizkraft- werk T2 Augsburg							18
Summe		160	1.037	1.037	1.037	3.121	3.236

Quellen: BNetzA 2016b, Anfrage BNetzA

Erläuterungen zu den Daten

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.

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 2015 von 141 GW auf 195 GW gestiegen (siehe Abbildung 4). Die konventionelle Nettoleistung (inklusive Pumpspeicher) lag 2015 bei rund 98 GW und damit um sechs GW niedriger als 2008.

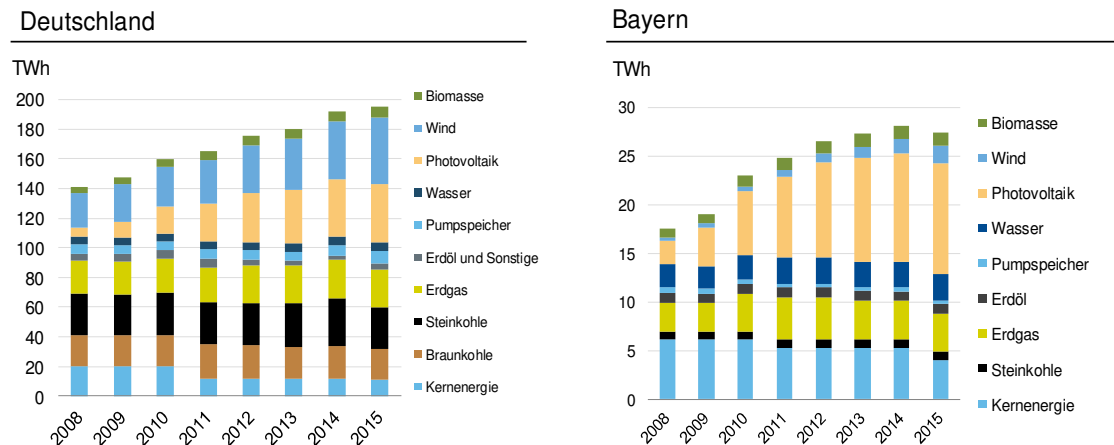
Die installierte Leistung der erneuerbaren Energien in Deutschland ist von 2008 bis 2015 von 39 GW auf 97 GW ausgebaut worden. Damit entfällt auf die erneuerbaren Energien mittlerweile die Hälfte der insgesamt installierten Leistung. Knapp 60 Prozent des Zubaus seit 2008 entfielen auf PV-Anlagen, 36 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 2014 von 17 GW auf mehr als 28 GW. Die konventionelle Erzeugungsleistung bewegte sich im Zeitraum 2008 bis 2014 in einer Bandbreite von rund 11,5 GW bis etwa 12,5 GW. Die Abschaltung des Kernkraftwerks Isar 1 im Jahr 2011 wurde durch die Inbetriebnahme von zwei neuen Gas-Blöcken in Irsching ausgeglichen. Mit der Außerbetriebnahme von Grafenrheinfeld im Juni 2015 verringerte sich die konventionelle Kraftwerksleistung auf weniger als 10,5 GW.

Die installierte Kapazität von Anlagen zur Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien wurde in Bayern zwischen 2008 und 2015 von sechs GW auf mehr als 17 GW ausgebaut. Zu diesem Anstieg trug die Photovoltaik mehr als 80 Prozent bei. Nach einem Spitzenwert von 2,5 GW im Jahr 2010 ging der Ausbau bis 2015 kontinuierlich auf 0,3 GW zurück.

Abbildung 4

Gesamte installierte Leistung zur Stromerzeugung in Deutschland und Bayern



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

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 kommt den Stromnetzen, neben der innerhalb einer Region installierten und sicher verfügbaren Kraftwerksleistung, eine bedeutende Rolle für die gesicherte Stromversorgung zu.

In dem im Dezember 2015 geänderten 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 von 22 Vorhaben mit einer Trassenlänge von rund 1.800 Kilometern im Höchstspannungs-Übertragungsnetz (380 kV).

- Im Juli 2016 waren von den im EnLAG geplanten rund 1.800 Leitungskilometern 850 Kilometer genehmigt und rund 650 Kilometer realisiert. Das entspricht 35 Prozent der vorgesehenen Kilometer. Im Jahr 2015 wurden 56 Kilometer fertiggestellt.
- Die Übertragungsnetzbetreiber rechnen damit, dass bis Ende 2017 rund 45 Prozent der geplanten Leitungskilometer fertiggestellt sind, bis Ende 2020 rund 85 Prozent.
- Die bis dahin nicht fertiggestellten Bauvorhaben sollen spätestens 2025 in Betrieb gehen.

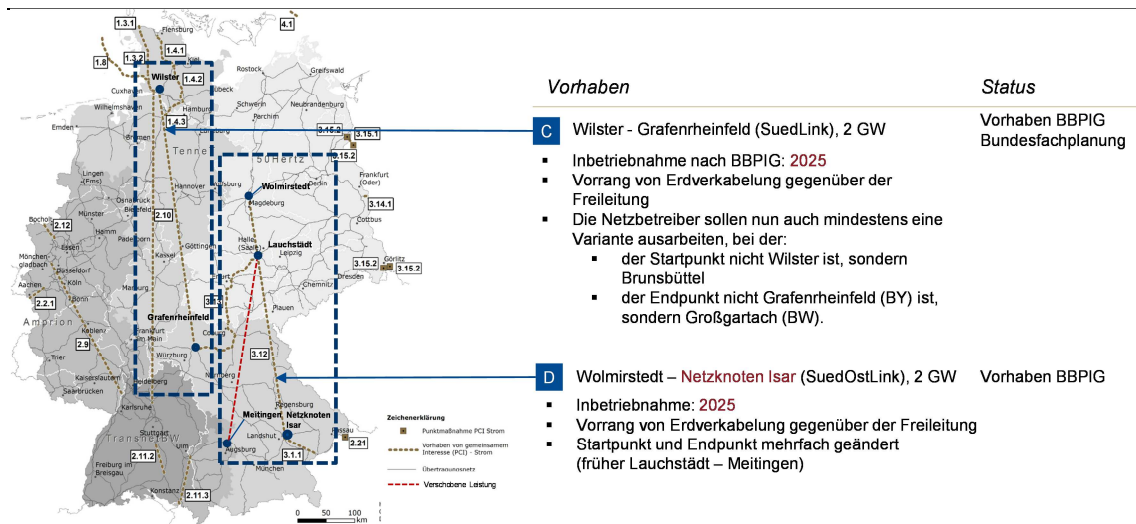
Verzögerungen im Netzausbau können zu Engpässen im Übertragungsnetz führen, die Eingriffe der Netzbetreiber erfordern. So mussten im Jahr 2015 – vor der vollständigen Dauerinbetriebnahme der Thüringer Strombrücke, die eine historisch bedingte Lücke zwischen den Netzen der alten und der neuen Länder schließt und vor allem der Verbesserung der Übertragung von Windenergie aus den östlichen Ländern nach Bayern dient, die Netzbetreiber im Leitungsabschnitt Remptendorf-Redwitz in mehr als 4.000 Stunden in den Kraftwerksbetrieb eingreifen, um einen stabilen Netzbetrieb zu gewährleisten. Mit der vollständigen Dauerinbetriebnahme der Thüringer Strombrücke ab 2017 dürfte sich die Situation hier entspannen.

Im September 2015 wurde der Netzentwicklungsplan Strom 2024 von der Bundesnetzagentur bestätigt. In dem darauffolgenden Bundesbedarfsplangesetz, welches von Bundestag und Bundesrat verabschiedet wurde, sind bis auf zwei Änderungen alle Vorhaben des Netzentwicklungsplanes übernommen worden. Von diesen Änderungen ist insbesondere das Netzgebiet von Bayern betroffen. Zum einen wurde im verabschiedeten Bundesbedarfsplan die im Netzentwicklungsplan bestätigte Trasse zwischen Altenfeld und Grafenrheinfeld nicht berücksichtigt. Zum anderen wurde der südliche Endpunkt der Leitung SuedOstLink (Korridor D, Abbildung 5) von Gundremmingen zum Netzknoten Isar verlegt.

Für die bayerische Stromversorgung sind die 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. Im Vergleich zu den Angaben des Netzentwicklungsplanes ist dadurch eine Verzögerung der Fertigstellung von drei Jahren bei diesen zentralen Vorhaben eingeplant. Die Verschiebung des geplanten Fertigstellungsdatums betrifft mit einer Ausnahme auch alle weiteren Vorhaben in Bayern (siehe Tabelle 6).

Abbildung 5

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



Legende: Rot: Änderungen seit dem 4. Monitoring aus dem Jahr 2015

Quellen: BNetzA 2015c, Pressemitteilungen

Tabelle 6

Verzögerung beim Netzausbau in Bayern

<i>Netzvorhaben</i>	<i>Trassen- länge</i>	<i>Fertigstellung nach NEP 2015</i>	<i>Fertigstellung nach Bundes- bedarfsplan 31.12.2015</i>	<i>Verzögerung in Jahren</i>
Wilster – Grafen- rheinfeld (SuedLink)	620	2022	2025	3
Wolmirstedt – Netzknoten Isar (SuedOstLink)	580	2022	2025	3
Mecklar – Grafenrheinfeld	130	2022	2029	7
Grafenrheinfeld – Kupferzell	110	2020	2022	2
Großgartach – Kupferzell	48	2020	2022	2
Punkt Wullenstetten – Punkt Niederwangen	88	2020	2020	0
Raitersach – Ludersheim	40	2024	2026	2
Ludersheim – Sittling-Altheim	119	2018	2026	8
Irsching – Sittling	21	2018	2026	8
Abzweig Simbach- Bundesgrenze AT. – Altheim-Pleinting – Bundesgrenze	133	2018-2022	2024	2-6
Oberbachern – Ottenhofen	44	2022	2025	3

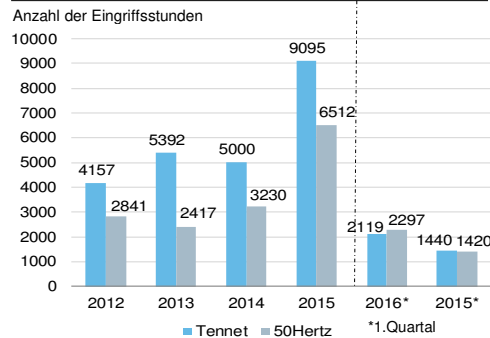
5.1.2.2 Netzeingriffe der Übertragungsnetzbetreiber

Neben dem Ausbau des Übertragungsnetzes ist kurzfristig die Sicherstellung der Stabilität im bestehenden System die Voraussetzung für eine jederzeit gesicherte Stromversorgung. Um die Stabilität des Stromsystems 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 Photovoltaik im bayerischen Teil des Netzes) zu.

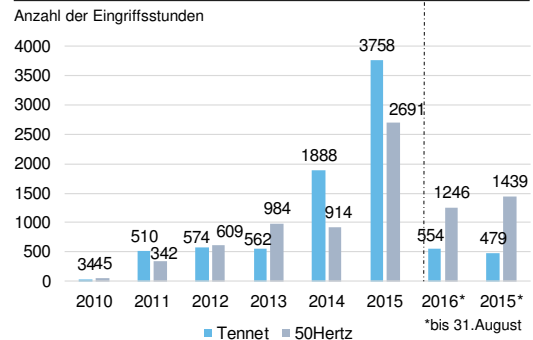
Bei Maßnahmen nach § 13.1 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) wird zumeist in die Fahrweise von Kraftwerken eingegriffen. Zu unterscheiden sind im Wesentlichen Redispatch und Countertrading. Redispatch bezeichnet den Eingriff in den marktbaasierten Fahrplan von Kraftwerken, um Leitungsüberlastungen zu vermeiden 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 2015 ist die Häufigkeit der Eingriffe in den Netzgebieten von Tennet und 50Hertz stark angestiegen (siehe Abbildung 6). Die Anzahl der Eingriffsstunden umfasste 2015 9.095 Stunden im Netzgebiet von Tennet und 6.512 Stunden bei 50Hertz. Da auch parallellaufende Maßnahmen erfasst worden sind, können die Werte über den gesamten Jahresstunden (8.760) liegen. Für das laufende Jahr 2016 ist nach den Zahlen für das erste Quartal, im Vergleich zum Vorjahreszeitraum, mit einer weiter steigenden Eingriffszahl zu rechnen. Die durch diese Eingriffe im Jahr 2015 entstandenen Kosten haben sich mit 402,5 Millionen Euro gegenüber dem Vorjahr (185,4 Millionen Euro) mehr als verdoppelt.

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 2015 musste hier an insgesamt 4.115 Stunden in den Netzbetrieb eingegriffen werden. Auch im ersten Quartal 2016 war das Netzelement mit 1.837 Stunden das am stärksten Betroffene im deutschen Übertragungsnetz.

Abbildung 6

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

§13.1	Bewertung in Prozent der Zeit
●	mehr als 50% der Zeit
	weniger als 50% der Zeit
	weniger als 25% der Zeit

Maßnahmen nach § 13.2 EnWG i.V.m. §§ 14, 15 EEG
(Einspeisemanagement)

§13.2	Bewertung in Prozent der Zeit
●	mehr als 10% der Zeit
	weniger als 10% der Zeit
	weniger als 5% der Zeit

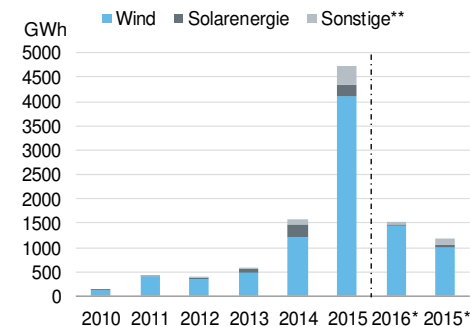
Quellen: Tennet, 50Hertz, BNetzA 2016c, BNetzA 2016e, BNetzA 2016f, BNetzA 2015a, BNetzA 2014b

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 2015 im Netz von Tennet in 3.758 Stunden Maßnahmen nach § 13.2 EnWG ergriffen werden und im Netz von 50Hertz in 2.691 Stunden. Im Vergleich zum Vorjahr haben sich die Eingriffsstunden mehr als verdoppelt. Korrespondierend mit der steigenden Zahl der Eingriffsstunden hat sich die abgeregelte Arbeit im Jahr 2015 im Vergleich zum Jahr 2014 mehr als verdreifacht. Im ersten Quartal 2016 hat sich die Menge an abgeregelter Arbeit im Vergleich zum Vergleichszeitraum weiter erhöht (siehe Abbildung 7). Das deutet auf eine erhebliche Verschärfung der Problematik hin.

Abbildung 7

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

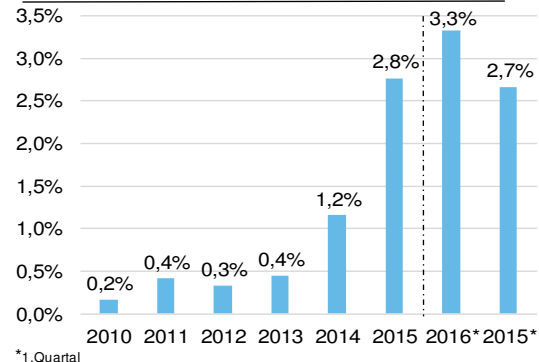
Im Rahmen des Einspeisemanagements abgeregelte Arbeit nach Energieerzeugungsart



*1. Quartal

** Biomasse, Gase, Wasser, Anlagen nach KWKG

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



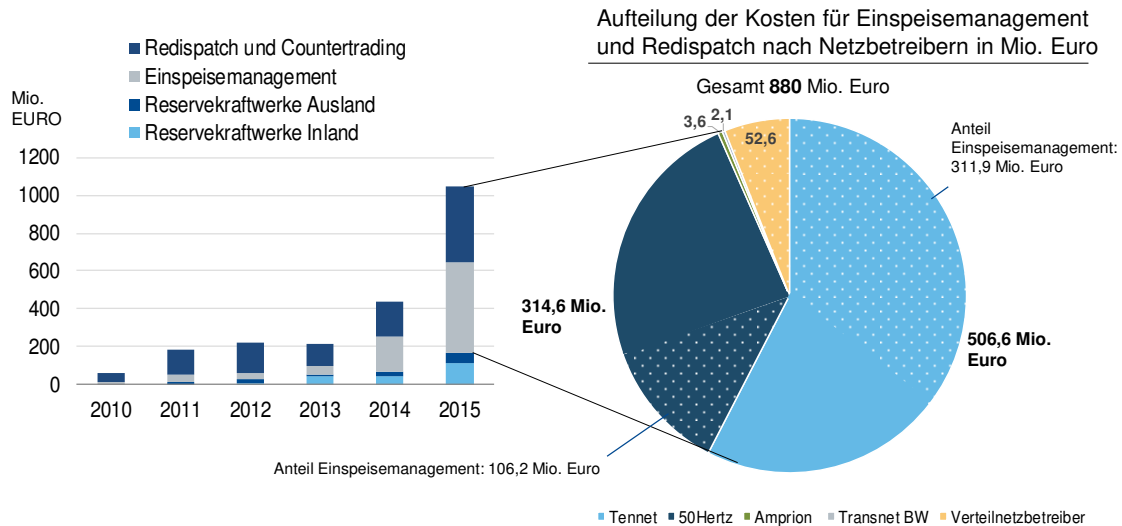
*1. Quartal

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

5.1.2.3 Kosten für Systemsicherheitsmaßnahmen

Insgesamt entstanden 2015 durch Maßnahmen zur Sicherung der Netzstabilität Kosten von rund 1,05 Milliarden Euro, gegenüber dem Vorjahr war das mehr als eine Verdoppelung. Der weitaus größte Teil davon entfiel auf Redispatch und Countertrading (402,5 Millionen Euro) sowie auf Maßnahmen des Einspeisemanagements (478 Millionen Euro), der kleinere Teil auf Vorhaltekosten für Reservekraftwerke (168 Millionen Euro, Abbildung 8). Redispatch und Countertrading sowie Einspeisemanagement waren vor allem in den Netzgebieten von Tennet und 50Hertz erforderlich, hier fielen dementsprechend rund 93 Prozent der dafür erforderlichen Kosten an. Der wesentliche Grund für diese Verteilung der Kosten liegt in den von den Netzbetreibern versorgten Netzgebieten. Zum Netzgebiet von Tennet gehört unter anderem Schleswig-Holstein mit großen Kapazitäten an Windkraftanlagen, durch deren Abregelung 2015 hohe Kosten entstanden. Nach den Regelungen des Energiewirtschaftsgesetzes sind die Kosten der Maßnahmen auf die Kunden der Netzbetreiber zu überwälzen. 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 2015 auf 506,6 Millionen Euro (davon 311,9 Millionen Euro für Einspeisemanagementmaßnahmen). Bei 50Hertz entstanden Kosten für diese Maßnahmen in Höhe von 314,6 Millionen Euro (davon 106,2 Millionen Euro für Einspeisemanagement, siehe Abbildung 8). Neben den gestiegenen Kosten für den Netzausbau sind die Kosten der Systemsicherung einer der Hauptgründe für die Ankündigung der beiden Übertragungsnetzbetreiber, die Netzentgelte im kommenden Jahr zu erhöhen. Tennet plant demnach eine Erhöhung um 80 Prozent, 50Hertz eine Erhöhung um 45 Prozent.

Abbildung 8

Kosten für Systemsicherheitsmaßnahmen

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

5.1.2.4 Versorgungsunterbrechungen (SAIDI)

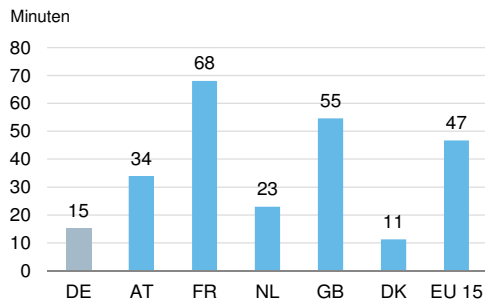
Trotz der zunehmenden Zahl kritischer Situationen im Stromnetz weist Deutschland innerhalb der EU nach Dänemark die höchste Verfügbarkeit von Strom auf. Die Unterbrechung der Stromversorgung hat sich in Deutschland zwischen 2006 und 2009 verkürzt und liegt seitdem relativ stabil bei einem niedrigen Wert. In Bayern waren die Versorgungsunterbrechungen meist etwas kürzer als in Deutschland (siehe Abbildung 9).

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 2015 betrug der SAIDI-Wert für Deutschland 12,7 Minuten und stieg damit im Vergleich zu 2014 (12,3 Minuten) leicht an. Laut Bundesnetzagentur ist dieser Anstieg vor allen Dingen auf witterungsbedingte Stromunterbrechungen, zum Beispiel durch sturmbedingte Kurzschlüsse, zurückzuführen. In Bayern lagen die Versorgungsunterbrechungen mit 11,6 Minuten im Jahr 2015 leicht höher als 2014, jedoch wiederum unter dem Bundesdurchschnitt.

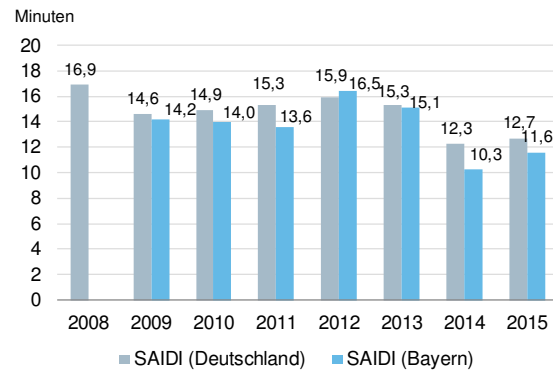
Abbildung 9

Versorgungsunterbrechungen gemäß SAIDI-Wert

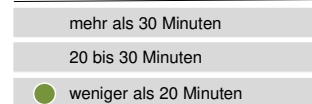
Europäischer Vergleich 2013 (Auswahl)



Entwicklung in Deutschland und Bayern



Bewertung



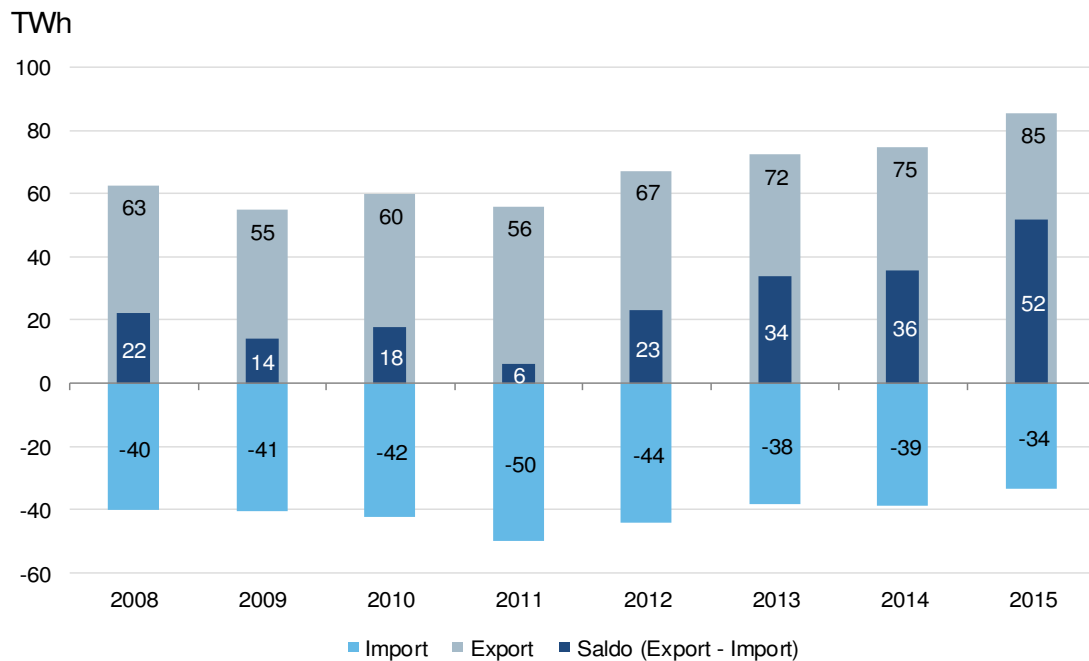
Quellen: BNetzA 2016d, BNetzA 2015d, Council of European Energy Regulators 2016, Energie Innovativ 2015, StMWi 2015

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 2015 wies der Stromexport mit 85 TWh den höchsten Wert seit 2008 auf, der Stromimport war mit 34 TWh vergleichsweise niedrig (siehe Abbildung 10). Ursache für den hohen Exportsaldo waren Stromüberschüsse aus erneuerbaren Energien und – damit verbundene – niedrige Börsenstrompreise in Deutschland.

Abbildung 10

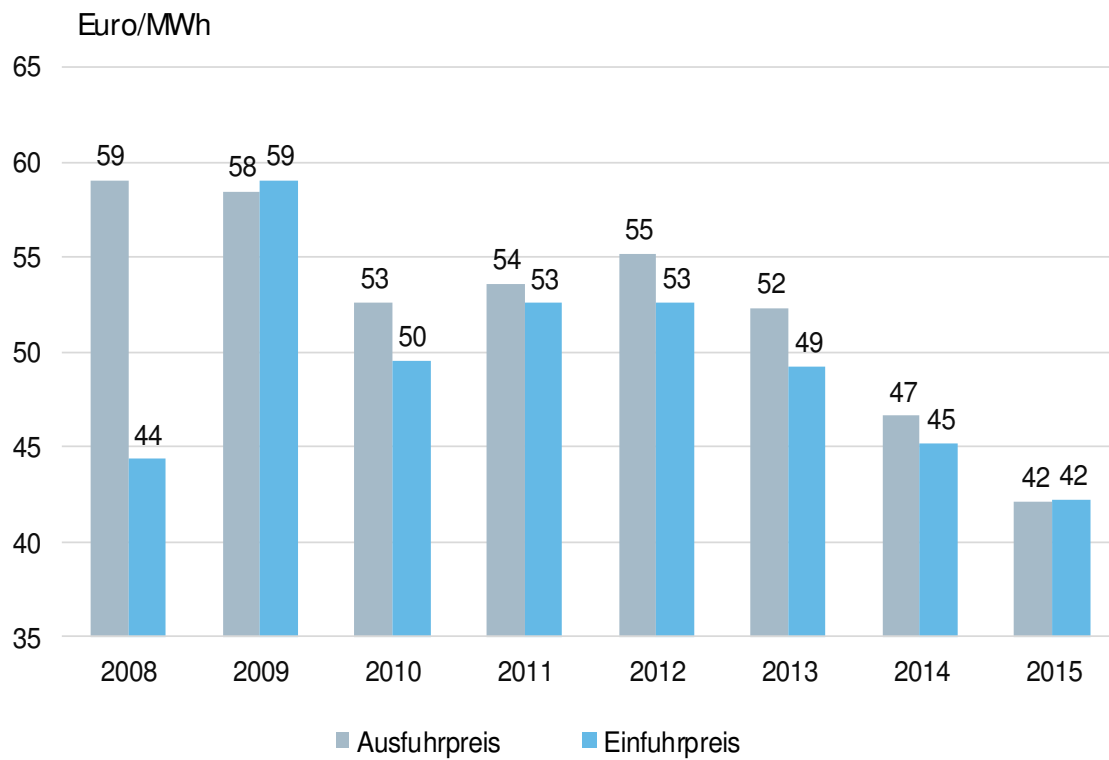
Stromtausch mit dem Ausland

Quelle: ENTSO-E 2016

Der im Jahresdurchschnitt für deutschen Exportstrom erzielte Preis lag im Zeitraum 2008 bis 2015 meist deutlich über den Einfuhrpreisen. Ausnahmen bildeten die Jahre 2009 und 2015. 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

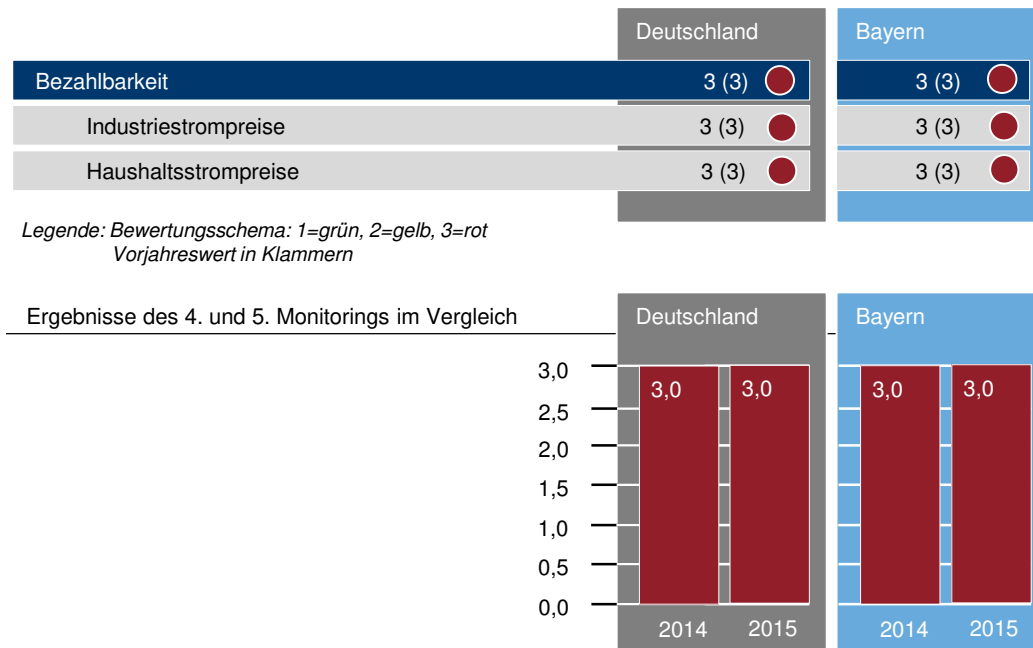
Außenhandelspreise für Strom



Quelle: Fraunhofer ISE 2016

5.2 Kosten

Ergebnis



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 sind seit 2008 deutlich gestiegen, was ausschließlich auf höhere Abgaben zurückzuführen ist. Die beiden massiven Erhöhungen der EEG-Umlage in den Jahren 2011 und 2013 führten zu entsprechenden Bewegungen

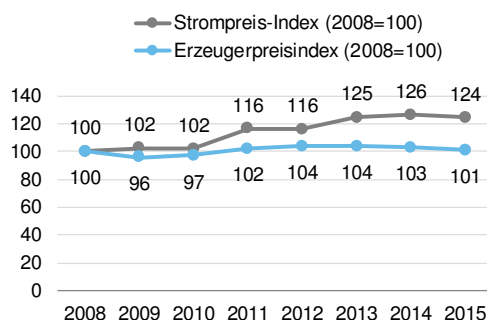
bei den Industriestrompreisen. Im Jahr 2015 war der Preis etwas niedriger als 2014. Mengengewichtet übertraf der Industriestrompreisindex 2015 den Wert von 2008 aber um 24 Prozent. Das entspricht einem durchschnittlichen jährlichen Preisanstieg von mehr als drei Prozent. Der Erzeugerpreisindex des Verarbeitenden Gewerbes, dessen Veränderung ein Maßstab für die Bewertung der Industriestrompreisentwicklung ist, lag 2015 nur um ein Prozent über dem Ausgangswert von 2008. Die durchschnittliche jährliche Preissteigerung betrug in diesem Zeitraum 0,1 Prozent (siehe Abbildung 12).

Der angegebene Industriestrompreis stellt den Preis bei Stromabnahmen von jährlich 20.000 MWh bis 70.000 MWh 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 leichte Preisrückgang im Jahr 2015 zeigt sich in allen Abnahmefällen.

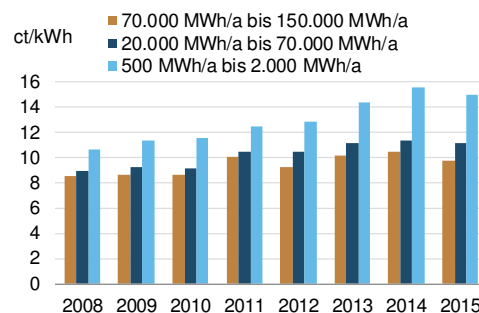
Abbildung 12

Industriestrompreise in Deutschland

Jährliche Veränderung*



Industriestrompreise nach Stromabnahmeklassen**



Bewertung

> doppelte Teuerungsrate	●
> Teuerungsrate	
<= Teuerungsrate	

Quellen: BMWi 2016b, Eurostat, Statistisches Bundesamt

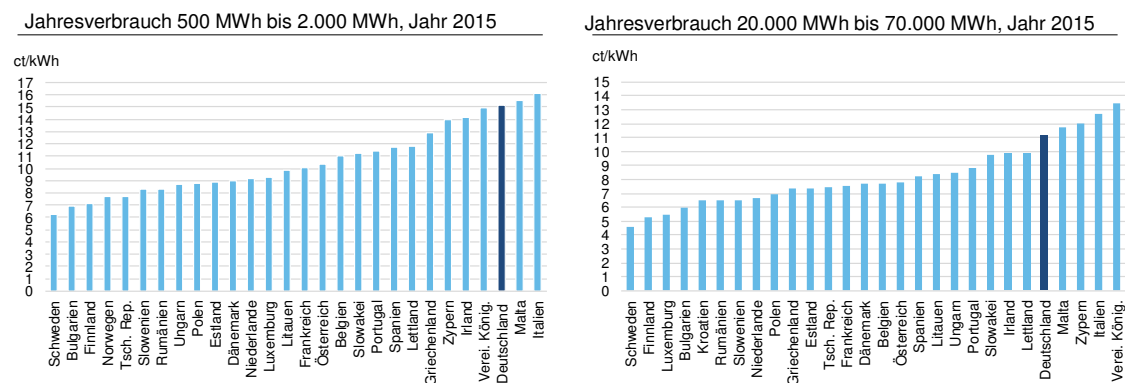
*Preise bei Stromabnahmen von 20.000 MWh/a bis 70.000 MWh/a

**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 Situation auf

Rang 23. Bei einer jährlichen Abnahme zwischen 500 MWh und 2.000 MWh lag Deutschland sogar nur auf Rang 25. Damit zählte Deutschland bei den Industriestrompreisen zur Gruppe der teuren Staaten. Seither gab es wenig Veränderung in der Rangfolge, im Jahr 2015 lag Deutschland in der Stromabnahmeklasse von 70.000 MWh bis 150.000 MWh pro Jahr auf Rang 24. Teurer als in Deutschland war Industriestrom dieser Abnahmeklasse 2015 nur in Zypern, Malta, Italien und dem Vereinigten Königreich. Am günstigsten konnten Industriekunden Strom 2015 in Schweden und Finnland beziehen. Zu den Ländern mit einem Strompreis von weniger als acht Cent pro kWh zählten unter anderem auch Frankreich, Polen und die Niederlande (siehe Abbildung 13, rechter Teil). In der Abnahmeklasse 500 MWh bis 2.000 MWh pro Jahr lag Deutschland auf Rang 26, nur noch vor Malta und Italien (siehe Abbildung 13, linker Teil).

Abbildung 13

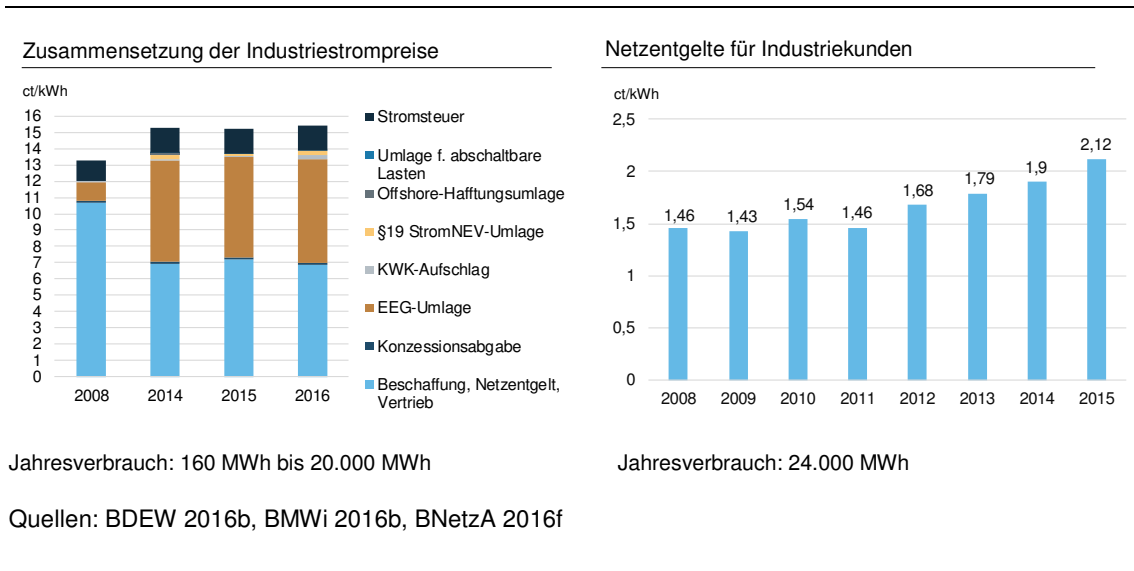
Industriestrompreise in den Staaten der EU-28

Quellen: Eurostat, BMWi 2016b

Nach Angaben des BDEW machen administrativ bestimmte Komponenten mittlerweile rund 55 Prozent des von der Industrie bei jährlichen Abnahmemengen zwischen 160 MWh und 20.000 MWh zu zahlenden Strompreises aus (siehe Abbildung 14, linker Teil). Das größte Gewicht dabei kommt der EEG-Umlage zu. Im Jahr 2008 lag der Anteil aller 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, haben sich von 2008 bis 2015 um 45 Prozent erhöht (siehe Abbildung 14, rechter Teil).

Abbildung 14

Zusammensetzung der Industriestrompreise und Netzentgelte

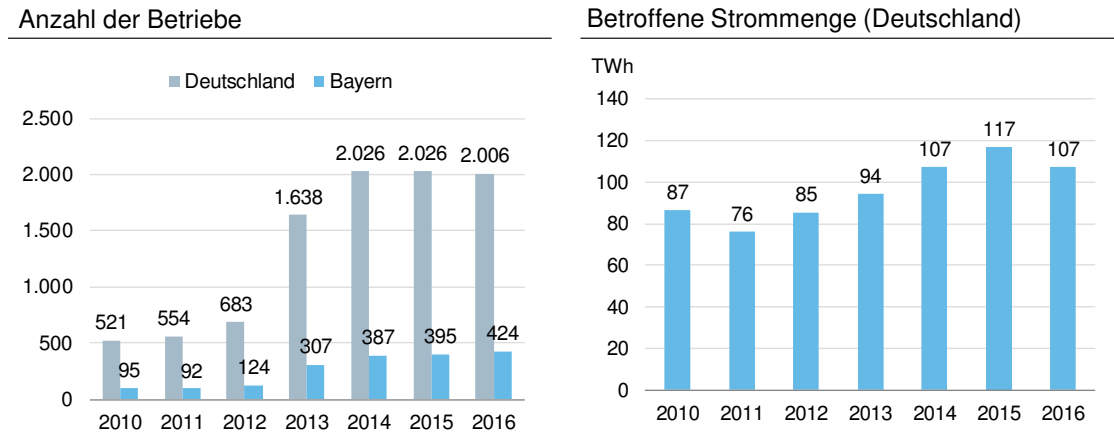


5.2.1.2 Betriebe mit begrenzter EEG-Umlage

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 2014 nachweisen, dass der bezogene und selbst verbrauchte Strom an einer Abnahmestelle mindestens eine GWh pro Jahr beträgt. Darüber hinaus muss in Abhängigkeit der Handelsintensität der Branche ein Stromkostenanteil von 16 Prozent beziehungsweise 20 Prozent, bezogen auf die Bruttowertschöpfung, nachgewiesen werden. Unternehmen mit einem jährlichen Stromverbrauch von mehr als fünf GWh müssen zusätzlich nachweisen, dass sie ein zertifiziertes Energie- oder Umweltmanagement umsetzen. Unternehmen mit einem Stromverbrauch unter fünf GWh im Jahr können ein alternatives System zur Verbesserung der Energieeffizienz einführen.

Die Anzahl der Betriebe, die unter die besondere Ausgleichsregelung des EEG fallen, hat sich in den letzten Jahren kaum verändert (siehe Abbildung 15). In Deutschland waren es 2015 wie im Jahr davor insgesamt 2.026 Unternehmen des produzierenden Gewerbes, in Bayern 395 erfasste Abnahmestellen. Im Jahr 2016 ist die Zahl in Bayern auf 424 gestiegen, in Deutschland ist sie leicht zurückgegangen. Die betroffene Strommenge stieg 2015 gegenüber dem Vorjahr um gut sechs Prozent an und betrug 117 TWh. Das war rund die Hälfte des gesamten industriellen Stromverbrauchs. 2016 ist von der besonderen Ausgleichsregelung eine Strommenge von 107 TWh betroffen.

Abbildung 15

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

Quelle: BAFA

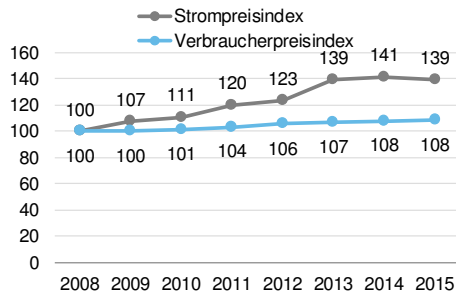
5.2.1.3 Strompreise für private Haushalte

Ähnlich wie in der Industrie, zählen auch bei den privaten Haushalten die Strompreise zu den höchsten in der EU-28. Im Jahr 2015 war Haushaltstrom nur in Dänemark teurer als in Deutschland. Hier lag der durchschnittliche Strompreis für Haushaltskunden 2015 mit 30,1 Cent pro kWh um 39 Prozent höher als 2008 (siehe Abbildung 16). Im Zeitraum 2008 bis 2015 war der Anstieg des Strompreisindex fast fünfmal so hoch wie die Steigerung des Verbraucherpreisindex mit acht Prozent. Im Vergleich zu 2014 ging der Preis um 1,3 Prozent zurück. Neben der EEG-Umlage stellen die Netzentgelte einen bedeutenden Posten auf der Stromrechnung der privaten Haushalte dar. Sie sind seit 2011 um 14 Prozent gestiegen und betrugen 2015 rund 6,5 Cent pro kWh.

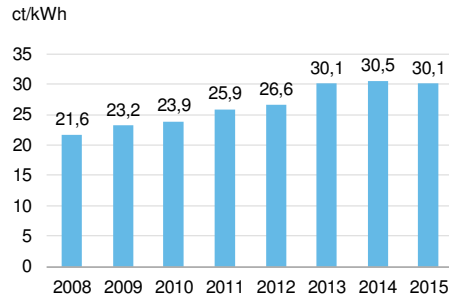
Abbildung 16

Strompreise für Haushaltskunden

Jährliche Veränderung



Haushaltsstrompreis*



*Abnahmefall 3.500 kWh im Jahr, mengengewichtet über alle Tarife

Bewertung

> doppelte Teuerungsrate	●
> Teuerungsrate	
<= Teuerungsrate	

Quellen: BNetzA 2016f, Statistisches Bundesamt

5.2.1.4 Anteil der Stromkosten an den Konsumausgaben privater Haushalte

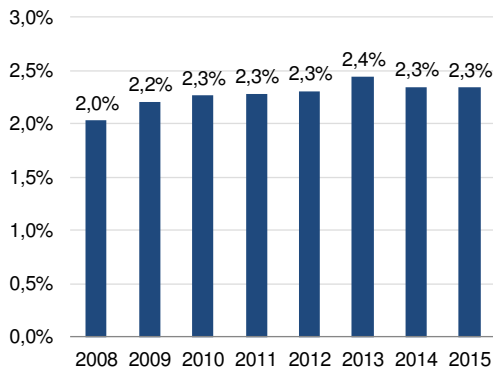
Die Betrachtung des Anteils der Stromkosten an den Konsumausgaben privater Haushalte ermöglicht eine Einordnung der durch den Strombezug entstandenen Belastung.

Im Jahr 2008 wendeten die privaten Haushalte zwei Prozent ihrer Konsumausgaben für den Bezug von Strom auf. Bis zum Jahr 2015 ist dieser Wert um 0,3 Prozentpunkte gestiegen (siehe Abbildung 17). 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 2,2 Prozent erstmals seit längerer Zeit weniger Haushaltsbudget als Strom. Dies war auch im Jahr 2015 der Fall. Grund dafür waren vor allem die günstigen Preise für Heizöl und Erdgas.

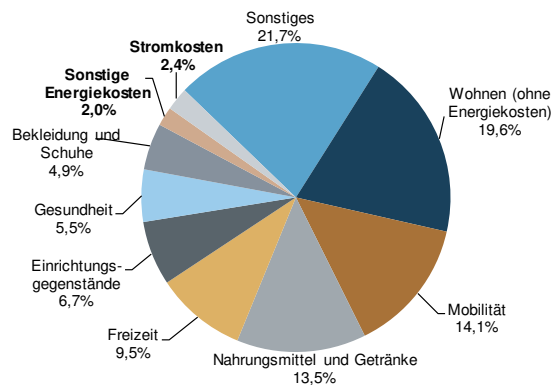
Abbildung 17

Anteil der Stromkosten an den Konsumausgaben privater Haushalte

Anteil der Stromkosten an den Konsumausgaben privater Haushalte



Zusammensetzung der Konsumausgaben privater Haushalte im Jahr 2015



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, Stromverbrauch). Im Zeitverlauf weist der Börsenstrompreis zum Teil erhebliche Schwankungen auf. Seit 2011 ist der Börsenstrompreis durch rückläufige Preise für Energierohstoffe und CO₂-Zertifikate sowie die höhere Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien kontinuierlich gesunken. Im Jahr 2015 lag er bei durchschnittlich 3,2 Cent pro kWh. Nach der bisherigen Entwicklung dürfte er im Jahresdurchschnitt 2016 weiter zurückgehen (siehe Abbildung 18).

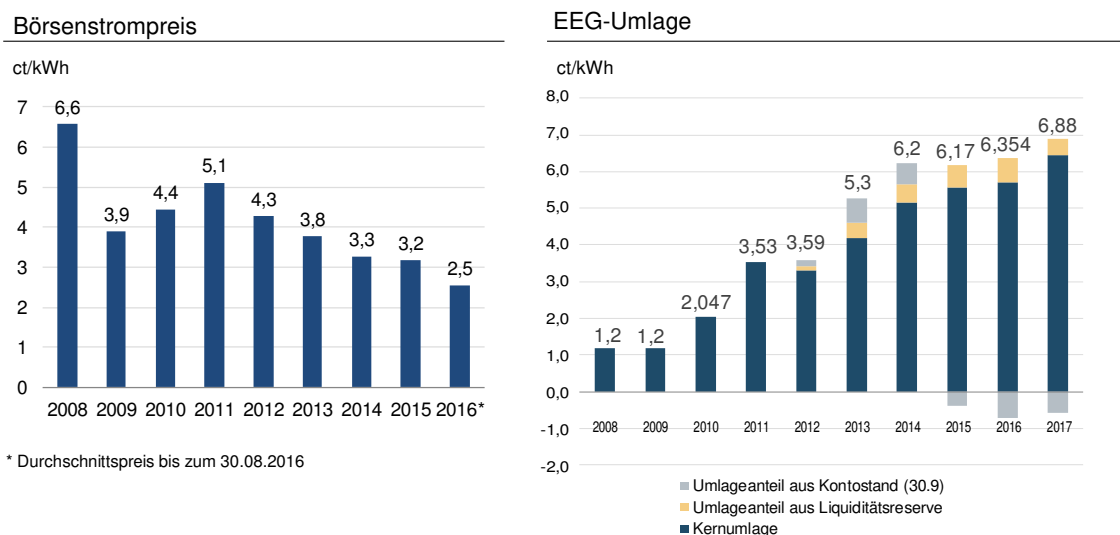
Die EEG-Umlage war mit 6,17 Cent pro kWh im Jahr 2015 mehr als fünfmal so hoch wie 2008. Im Jahr 2016 stieg die Umlage auf 6,35 Cent pro kWh, für das Jahr 2017 haben die Übertragungsnetzbetreiber eine weitere Erhöhung auf 6,88 Cent pro kWh angekündigt. Im Jahr 2016 beliefen sich die Kosten des EEG auf knapp 23 Milliarden Euro, die zu mehr als der Hälfte von der gewerblichen Wirtschaft getragen wurden. Hinter dem ausgeprägten Anstieg der EEG-Umlage stehen zwei Ursachen: Zum einen der schnelle Ausbau von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, die mit der EEG-Umlage gefördert werden; zum anderen der niedrige Börsenstrompreis, der seinerseits vom EE-Ausbau beeinflusst wird. Mit der EEG-Umlage wird im Prinzip

die Differenz zwischen der EEG-Vergütung, die die Betreiber der EE-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 weit überwiegende Mehrzahl aller Betriebe – sowie die privaten Haushalte.

Die EEG-Umlage wird im Wesentlichen von drei Komponenten bestimmt: Erstens von der so genannten 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 2017 führt der positive Kontostand des jeweiligen Vorjahres für sich genommen zu einer Absenkung der Umlage.

Abbildung 18

Börsenstrompreis und Entwicklung der EEG-Umlage



Quellen: EEX 2016, netztransparenz.de

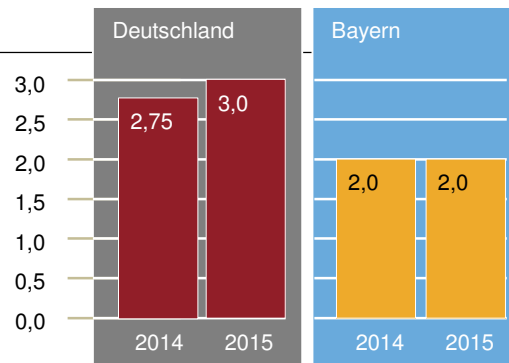
5.3 Effizienz und erneuerbare Energien

Ergebnis

	Deutschland	Bayern
Energieeffizienz und Erneuerbare Energien	3 (2,75) ●	2 (2) ●
Entwicklung des Stromverbrauchs	↓ 3 (2) ●	3 (3) ●
Energieproduktivität	3 (3) ●	1 (1) ●
Entwicklung des Primärenergieverbrauchs	3 (3) ●	2 (2) ●
Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch	3 (3) ●	2 (2) ●

Legende: Bewertungsschema: 1=grün, 2=gelb, 3=rot
 Vorjahreswert in Klammern
 ↑ Verbesserung der Bewertung im Vergleich zum 4. Monitoring aus dem Jahr 2015
 ↓ Verschlechterung der Bewertung im Vergleich zum 4. Monitoring aus dem Jahr 2015

Ergebnisse des 4. und 5. 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:

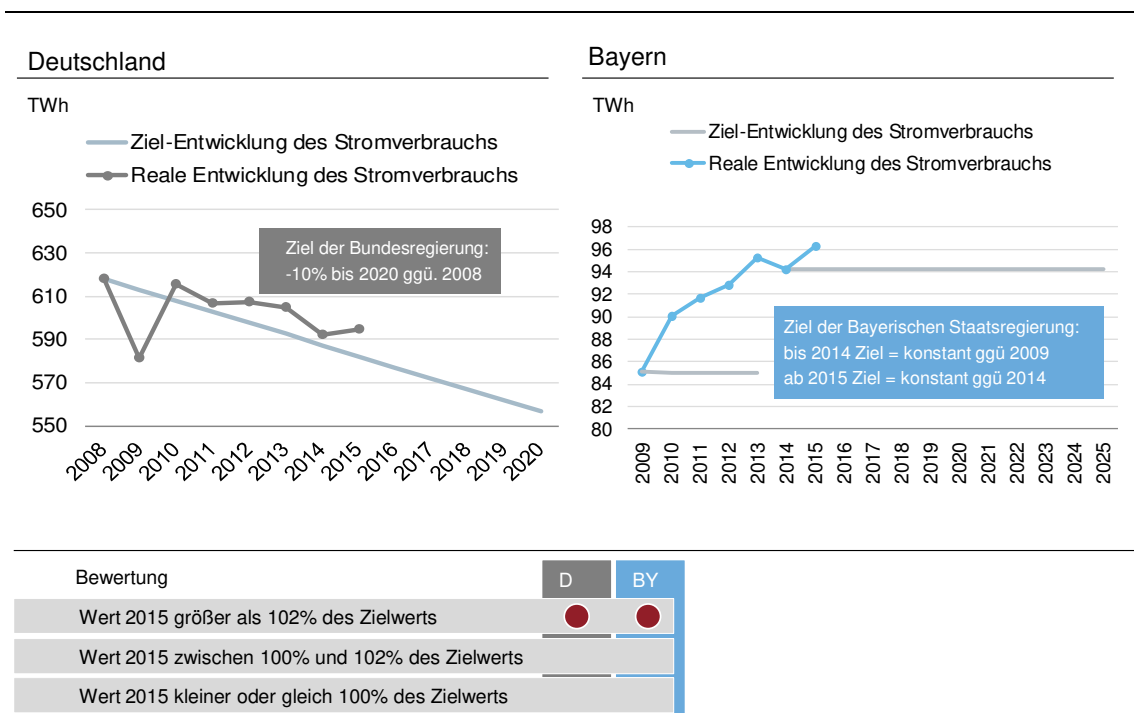
- Nach dem Bayerischen Energieprogramm vom Oktober 2015 soll der Bruttostromverbrauch möglichst konstant bleiben. Ein Bezugsjahr hierfür ist nicht angegeben. Das Monitoring geht davon aus, dass sich das Ziel auf das bei Erstellung des Energieprogramms statistisch letztverfügbare Jahr 2014 bezieht. Eine Bewertung der Entwicklung in den vergangenen Jahren ist deshalb nicht möglich. Nachrichtlich wird die Bewertung in Bezug auf das Ziel aus dem Bayerischen Energiekonzept 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 und 2008 in Deutschland und dem jeweiligen Zielwert im Jahr 2025 (gemäß dem Bayerischen Energieprogramm) bzw. 2020 (gemäß Energiekonzept der Bundesregierung) ein linearer Zielpfad definiert und die Abweichung vom Zielpfad als Indikator gewählt.

In Deutschland und in Bayern überstieg der Bruttostromverbrauch im Jahr 2015 den jeweiligen Zielwert um 2,2 Prozent (siehe Abbildung 19).

Abbildung 19

Stromverbrauch in Deutschland und Bayern



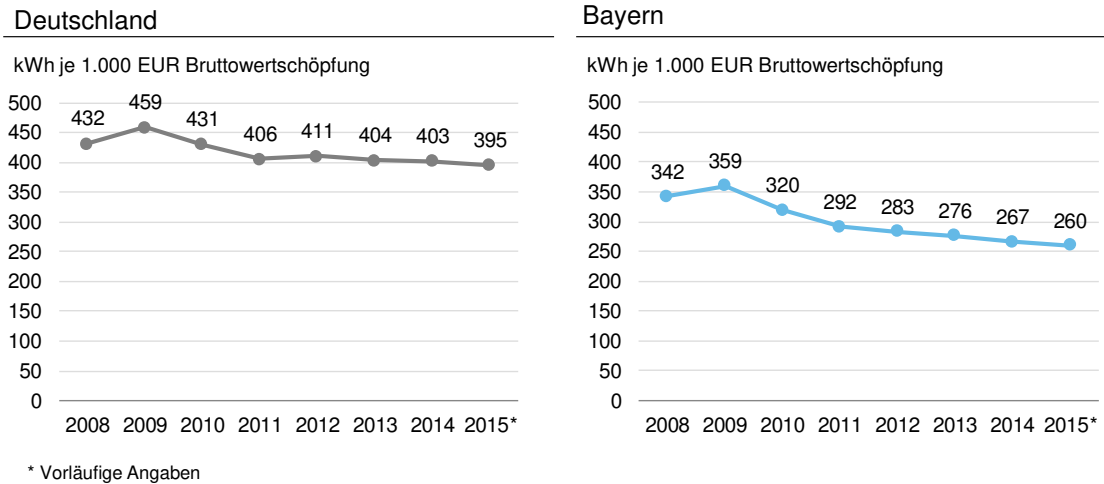
Quellen: AG Energiebilanzen 2016, Bundesregierung 2011, IE Leipzig 2016,
Bayerische Staatsregierung 2011, 2015

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

Ergänzend 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 2015 um etwa 14 Prozent zurück. Mit 28 Prozent fiel der Rückgang der Stromintensität zwischen 2009 und 2015 in Bayern deutlich höher aus als in Deutschland (siehe Abbildung 20).

Abbildung 20

Stromintensität der Industrie in Deutschland und Bayern

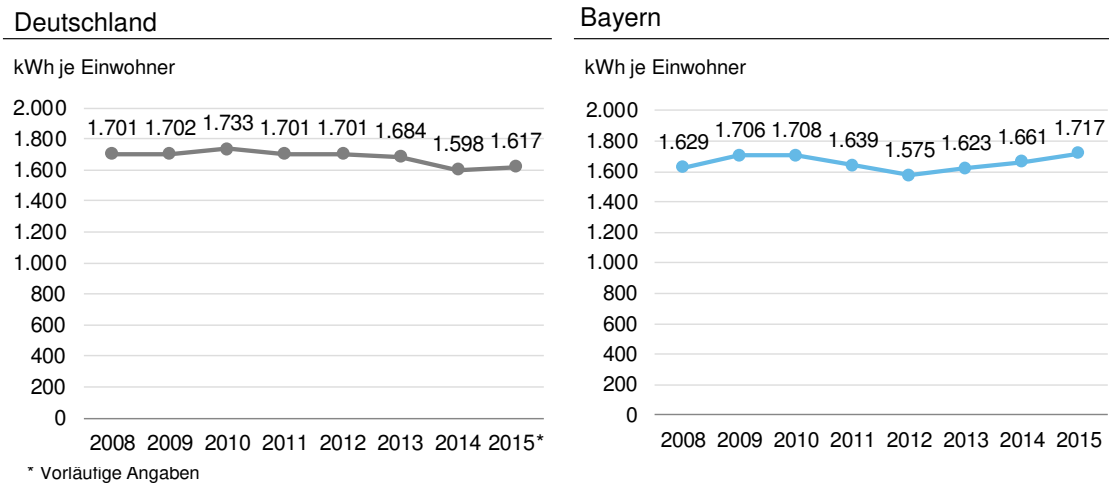
Quellen: AG Energiebilanzen 2016, BMWi 2016b, Statistisches Bundesamt, IE Leipzig 2016, Statistisches Landesamt Bayern

Ein anderes Bild zeigt sich beim spezifischen Stromverbrauch der privaten Haushalte, bezogen auf die Einwohner. In Bayern ging der spezifische Verbrauch zwischen 2009 und 2012 trendmäßig leicht zurück. Seitdem ist ein Anstieg zu verzeichnen (siehe Abbildung 21).

In Deutschland wurde pro Kopf in den Jahren 2014 und 2015 weniger Strom verbraucht als in Bayern. Im Zeitraum 2008 bis 2012 hatte sich der Verbrauch in Deutschland nur wenig verändert und lag in einer Größenordnung von 1.700 kWh pro Kopf. In den Jahren 2013 bis 2015 ging der Verbrauch zurück, zum Teil bedingt durch die milde Witterung im Winter. Daneben dürfte die steigende Effizienz von Elektrogeräten und Beleuchtung eine Rolle gespielt haben.

Abbildung 21

Stromverbrauch pro Kopf der privaten Haushalte in Deutschland und Bayern



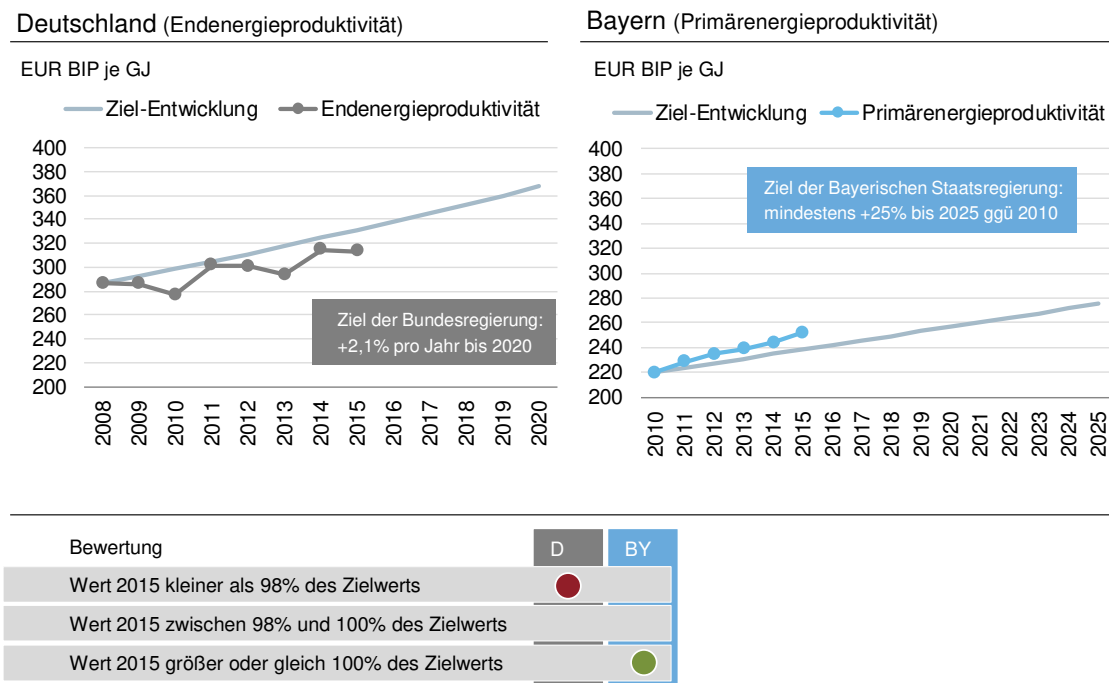
Quellen: AG Energiebilanzen 2016, BMWi 2016b, Statistisches Bundesamt, IE Leipzig 2016, Statistisches Landesamt Bayern

5.3.1.3 Energieproduktivität

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

In Deutschland wurde das auf den Endenergieverbrauch bezogene Produktivitätsziel 2015 deutlich verfehlt, der entsprechende Wert lag mehr als fünf Prozent unter dem Zielpfad. In Bayern wurde das Ziel dagegen übererfüllt, die Primärenergieproduktivität im Jahr 2015 war um knapp sechs Prozent höher als es dem Zielpfad entsprochen hätte (siehe Abbildung 22).

Abbildung 22

Entwicklung der Energieproduktivität in Deutschland und Bayern

Quellen: AG Energiebilanzen 2016, BMWi 2016b, Bundesregierung 2011, StMWi 2016, Statistisches Bundesamt, IE Leipzig 2016 (2014 und 2015 vorläufige Werte), Statistisches Landesamt Bayern

5.3.1.4 Primärenergieverbrauch

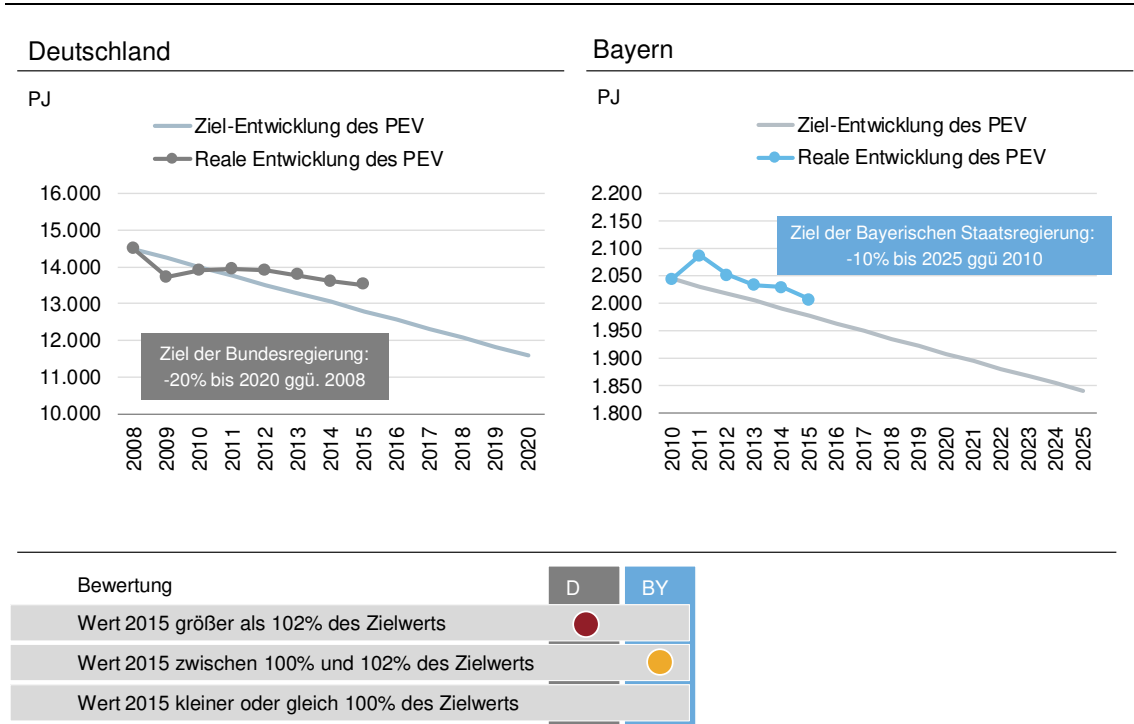
Als weiterer Indikator für die Entwicklung der Energieeffizienz wurde der Primärenergieverbrauch genutzt, also die Summe der in Bayern beziehungsweise in Deutschland von allen Sektoren im Laufe eines Jahres eingesetzten Energieträger.

Für Deutschland wurde ein linearer Zielpfad definiert, der den Primärenergieverbrauch des Jahres 2008 mit dem im Energiekonzept der Bundesregierung für 2020 angestrebten Wert (minus 20 Prozent gegenüber 2008) verbindet. Im Jahr 2015 lag der von der AG Energiebilanzen ausgewiesene Primärenergieverbrauch um 5,6 Prozent über dem Zielwert (siehe Abbildung 23).

Im Energieprogramm der Bayerischen Staatsregierung wird als Ziel für den Primärenergieverbrauch eine Verringerung um zehn Prozent zwischen 2010 und 2025 angegeben. Im Jahr 2015 lag der Primärenergieverbrauch in Bayern um 1,5 Prozent über dem Zielpfad, der Zielwert wurde damit nicht ganz erreicht.

Abbildung 23

Entwicklung des Primärenergieverbrauchs (witterungsbereinigt) in Deutschland und Bayern



Quellen: AG Energiebilanzen 2016, IE Leipzig 2016 (2014 und 2015 Prognosen), Bundesregierung 2011, StMWi 2015

5.3.2 Ausbau erneuerbarer Energien

Der angestrebte Anteil erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung ist im Energieprogramm der Bayerischen Staatsregierung für das Jahr 2025 mit 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.

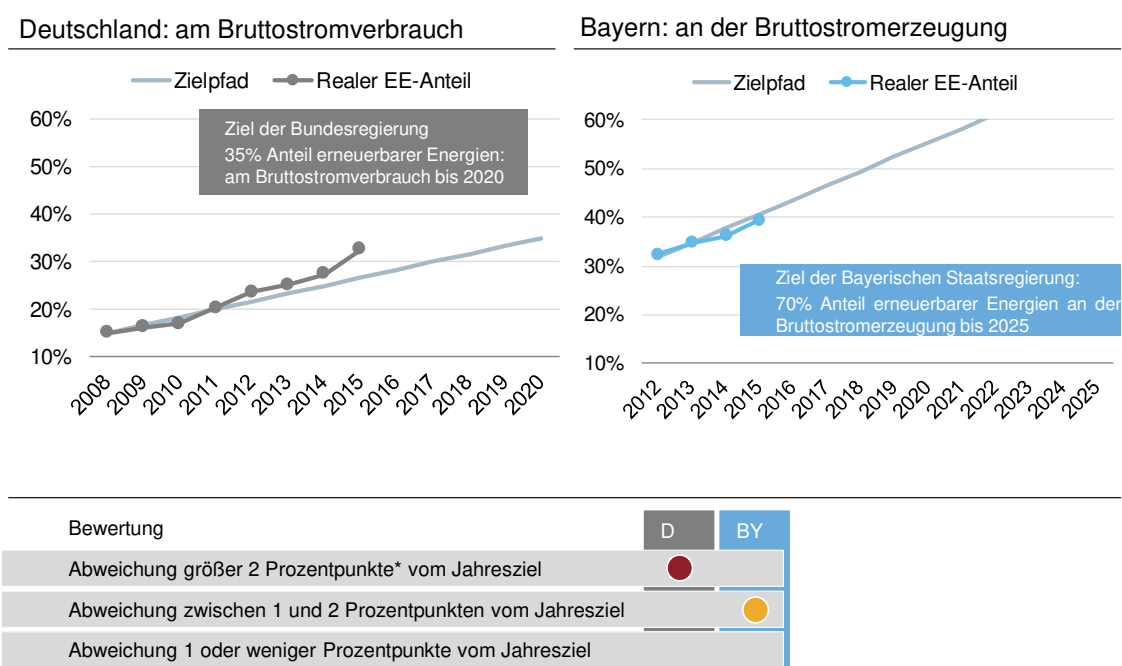
Größere Abweichungen vom Zielpfad führen zu einer ungünstigen Bewertung. Das gilt auch für größere positive Abweichungen vom Zielwert, weil dann die Gefahr besteht,

dass das Stromnetz nicht schnell genug ausgebaut werden kann, um den aus erneuerbaren Energien gewonnenen Strom ohne Risiken für die Netzstabilität aufzunehmen.

In Bayern lag der Wert 2015 um rund 1,2 Prozentpunkte unter dem Zielwert, womit das definierte Ziel leicht verfehlt wurde. In Deutschland dagegen wurde das Jahresziel um knapp sechs Prozentpunkte und damit deutlich überschritten (siehe Abbildung 24).

Abbildung 24

Anteil erneuerbarer Energien



*Abweichung von 2 Prozentpunkten bedeutet, dass sich die Zielerreichung um ca. ein Jahr nach vorn oder nach hinten verschiebt.

Quellen: AG Energiebilanzen 2016, Bundesregierung 2011, BMWi 2016a, IE Leipzig 2016 (2014 und 2015 Prognosewerte), StMWi 2015

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 2015 mehr als verdoppelt. Fast die Hälfte des Anstiegs ist auf Windkraftanlagen und etwa ein Drittel auf Photovoltaikanlagen zurückzuführen. Biomasseanlagen trugen etwas mehr als ein Fünftel bei (siehe Abbildung 25). Seit 2013 hat sich der Zubau von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien deutlich verlangsamt. Zudem veränderte sich die Struktur der neu gebauten Kapazitäten. Wurden diese bis 2013 überwiegend in Form von PV-Anlagen errichtet, spielten 2014 und 2015 Windkraftanlagen die größte Rolle. Wesentliche Ursache hierfür sind veränderte Fördersätze im EEG. Der starke Anstieg der Stromerzeugung aus Windanlagen um mehr

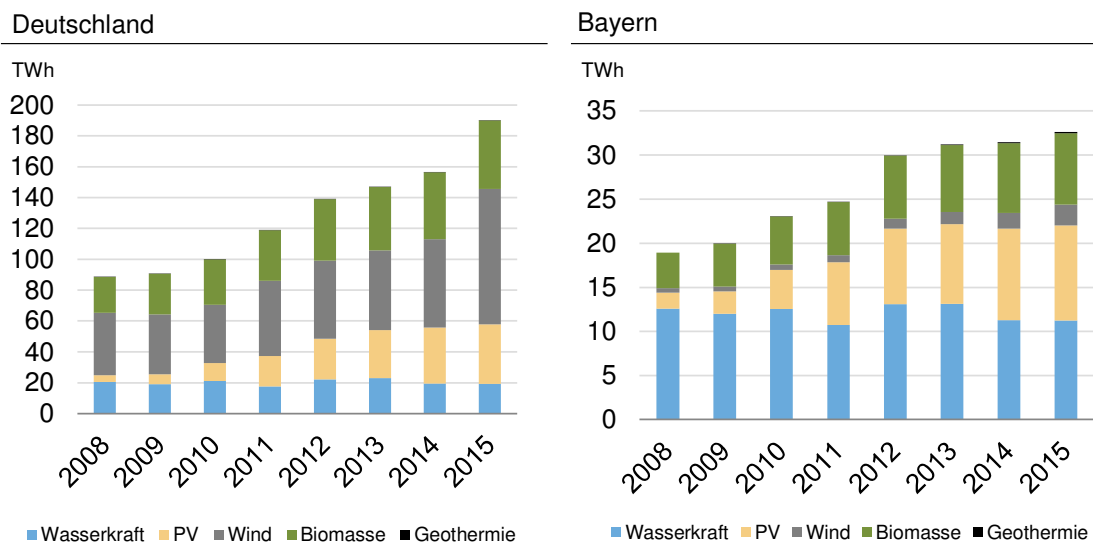
als 50 Prozent im Jahr 2015 gegenüber dem Vorjahr ist zum großen Teil durch bessere Windverhältnisse bedingt. Die Kapazitäten wurden 2015 um 14 Prozent ausgeweitet.

In Bayern fiel der Anstieg zwischen 2008 und 2015 relativ betrachtet mit 67 Prozent erheblich schwächer aus als in Deutschland. Photovoltaikanlagen trugen dazu 68 Prozent bei, Biomasseanlagen 31 Prozent und Windkraftanlagen 14 Prozent. Die Stromerzeugung durch Wasserkraft lag 2015 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 2015 Wasserkraft und PV-Anlagen jeweils rund ein Drittel zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bei, Biomasseanlagen ein Viertel und Windenergieanlagen sieben Prozent. In Deutschland dominierte die Erzeugung aus Windkraft mit 46 Prozent, gefolgt von Biomasse (23 Prozent) und PV (20 Prozent). Der Anteil der Wasserkraft an der EE-Stromerzeugung lag bei zehn Prozent (siehe Abbildung 25).

Abbildung 25

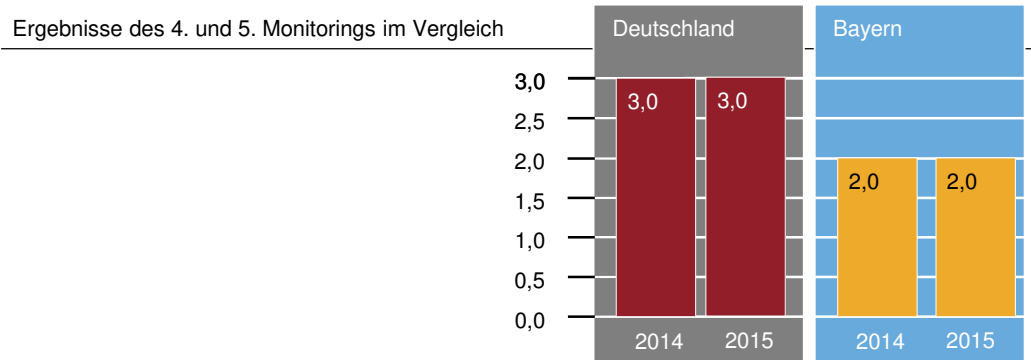
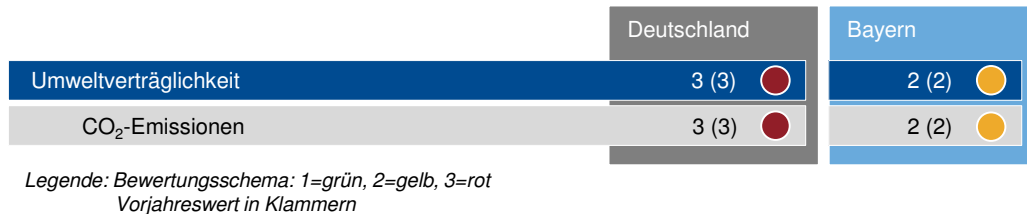
Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nach Energieträgern in Deutschland und Bayern



Quellen: BMWi 2016a, IE Leipzig 2016

5.4 Umweltverträglichkeit – energiebedingte CO₂-Emissionen

Ergebnis



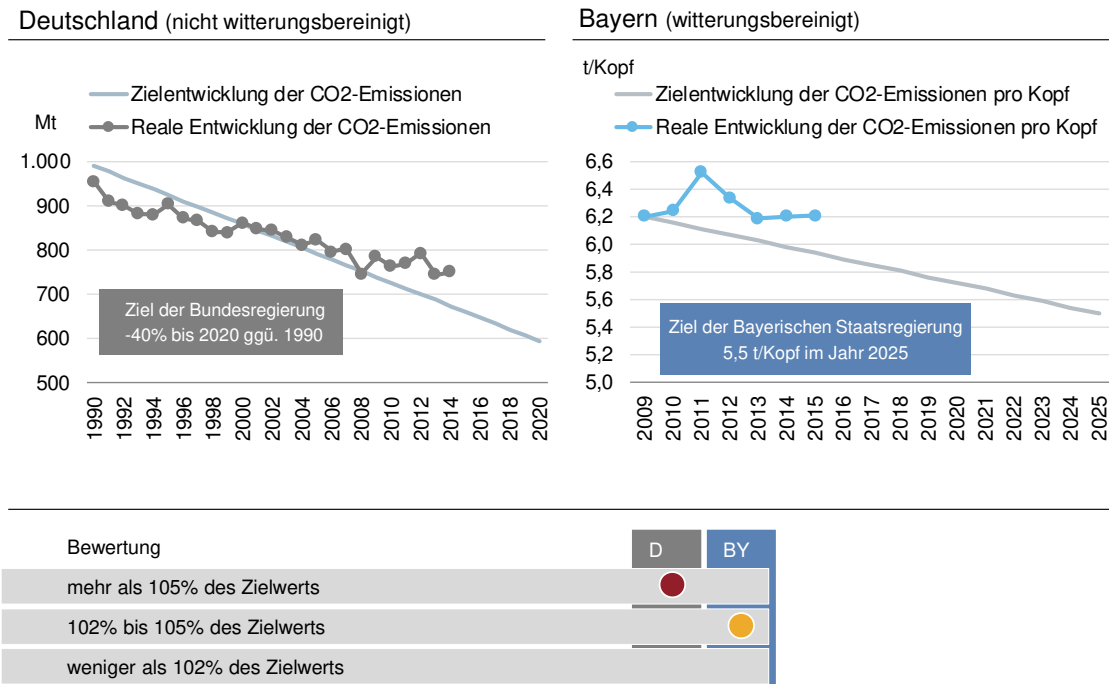
Zur Bewertung der Entwicklung der energiebedingten CO₂-Emissionen wurde für Bayern und Deutschland jeweils ein Zielpfad definiert, der sich an den Zielwerten von Energiekonzept beziehungsweise Energieprogramm orientiert.

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 Basisjahr zur Festlegung des Zielpfades das Jahr 2010, auf das sich auch das Ziel für die Verringerung des Primärenergieverbrauchs sowie das Ziel für die Steigerung der Energieproduktivität beziehen. Im Jahr 2015 lagen die energiebedingten CO₂-Emissionen um 4,5 Prozent oberhalb des Zielpfades und damit 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 Zielpfades lagen die CO₂-Emissionen 2015 um 14 Prozent über dem Zielwert (siehe Abbildung 26). Damit verfehlten die CO₂-Emissionen in Deutschland im fünften Jahr hintereinander deutlich das Minderungsziel.

Abbildung 26

Energiebedingte CO₂-Emissionen in Deutschland und Bayern



Quellen: UBA2016a, UBA 2016b, Bundesregierung 2011, IE Leipzig 2016, StMWi 2015

6 Zusammenfassende Bewertung

Indikatoren in der Gesamtschau

6.1 Stand der Energiewende im Strombereich in Deutschland

Im Vergleich zum letzten Monitoring verschlechterten sich die Indikatoren zum Ausbau der Stromnetze und zur Entwicklung des Stromverbrauchs. Die übrigen Indikatoren weisen keine Veränderung auf. Von diesen liegen zwei Indikatoren (gesicherte Kraftwerksleistung und Stromausfallzeiten) wie beim vorhergehenden Monitoring im grünen Bereich (siehe Abbildung 27).

Bezüglich der Versorgungssicherheit blieb die Situation im Vergleich zum vorhergehenden Monitoring unverändert im gelben Bereich. Die Leistungsreserve ging zwar relativ zurück, blieb aber wie 2014 im grünen Bereich. Auch in den kommenden Jahren ist damit zu rechnen, dass die Stromversorgung trotz des verzögerten Ausbaus des Stromübertragungsnetzes sicher bleibt. Zur Sicherung der Stromversorgung waren zunehmend Eingriffe der Netzbetreiber erforderlich. Die dadurch verursachten Kosten beliefen sich 2015 auf mehr als eine Milliarde Euro.

Im europäischen Vergleich sind die Strompreise in Deutschland nach wie vor hoch. Problematisch ist das insbesondere für Unternehmen, die im internationalen Wettbewerb stehen. Die Strompreise für Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden, die nicht unter die besondere Ausgleichsregelung fallen, sind von 2014 auf 2015 leicht gesunken. Ursache für den Rückgang waren eine etwas geringere EEG-Umlage und niedrigere Börsenstrompreise.

Die Stromeinsparung erreichte 2015 nicht den Zielwert, der Primärenergieverbrauch wurde nicht zielgerecht reduziert, der Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch überstieg 2015 den Zielwert wiederum deutlich.

Die energiebedingten CO₂-Emissionen sind 2015 gegenüber 2014 etwas angestiegen und lagen wie in den voran gegangenen Jahren deutlich über dem Zielpfad.

6.2 Stand der Energiewende im Strombereich in Bayern

Insgesamt hat sich die Situation in Bayern seit dem 4. Monitoring bei zwei Indikatoren verschlechtert, bei der gesicherten Kraftwerksleistung und beim Ausbau der Stromnetze. Die übrigen Indikatoren weisen keine Veränderung auf. Zwei Indikatoren (Energieproduktivität und Stromausfallzeiten) liegen im grünen Bereich.

Die Stromversorgung in Bayern ist trotz der im Jahr 2015 geringeren gesicherten Kraftwerksleistung sicher. Dazu tragen neben den in Bayern installierten Kraftwerken sowie der ab 2017 in den vollständigen Dauerbetrieb gehenden Thüringer Strombrücke

verstärkt Reservekraftwerke im Inland und im Ausland bei, mit denen die Bundesnetzagentur entsprechende Verträge abgeschlossen hat. Nach heutigem Kenntnisstand werden die HGÜ-Leitungen SuedLink und SuedOstLink, die Bayern stromseitig direkt mit dem Norden Deutschlands verbinden, nicht vor 2025 und damit erst nach Abschaltung aller Kernkraftwerke in Bayern fertiggestellt. Um die Stromversorgung dennoch zu gewährleisten, können bei Bedarf bis zu zwei GW Gaskraftwerkskapazität in Süddeutschland zugebaut werden, die 2021/2022 am Netz sein sollen.

Der Stromverbrauch lag 2015 über dem Zielwert aus dem Energieprogramm. Die Stromintensität der bayerischen Industrie ging weiter zurück und lag weit unter dem bundesdeutschen Wert. Die Primärenergieproduktivität übertraf 2015 den Zielwert.

Beim Anteil der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung wurde der Zielwert 2015 nur knapp verfehlt.

Die energiebedingten CO₂-Emissionen steigen seit 2012 an und betrugen 2015 je Einwohner 6,2 Tonnen. Damit überschritten sie den Zielwert.

Abbildung 27

Zusammenfassende Bewertung des aktuellen Standes der Energiewende in Deutschland und Bayern

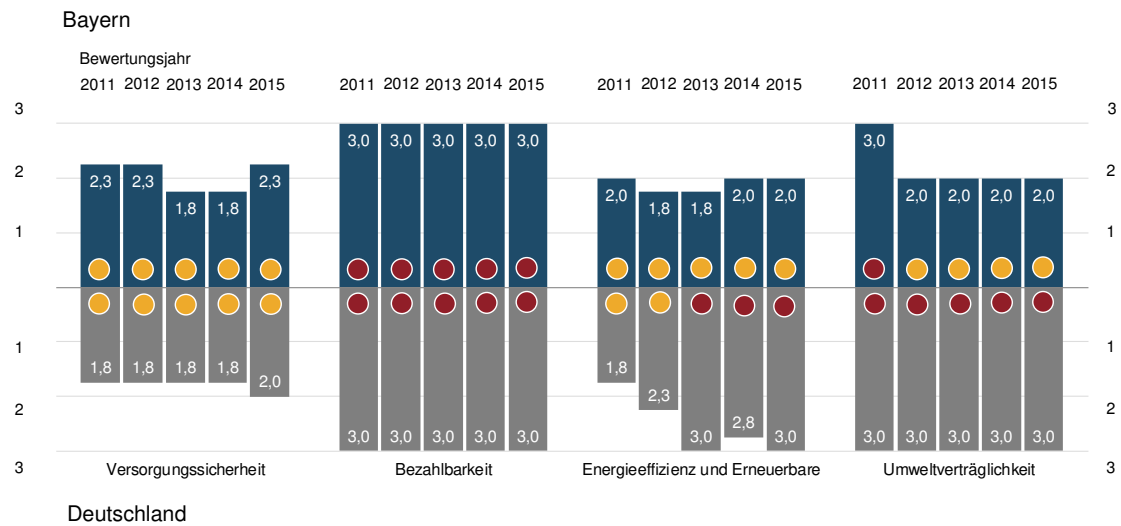
	Deutschland	Bayern
Versorgungssicherheit	2 (1,8) ●	2,3 (1,8) ●
Gesicherte Kraftwerksleistung	1 (1) ●	↓ 2 (1) ●
Stromausfallzeit	1 (1) ●	1 (1) ●
Ausbau der Stromnetze	↓ 3 (2) ●	↓ 3 (2) ●
Eingriffe der Netzbetreiber	3 (3) ●	3 (3) ●
Bezahlbarkeit	3 (3) ●	3 (3) ●
Industriestrompreise	3 (3) ●	3 (3) ●
Haushaltsstrompreise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

(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 2016

Abbildung 28
Entwicklung seit dem ersten Monitoring



Quelle: Prognos AG 2016

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)
AG Energiebilanzen 2016	Auswertungstabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland 1990-2014
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 – Kraftwerksliste
BDEW 2016b	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)
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 2015c	Bundesnetzagentur – Netze zukunftssicher gestalten (Internetplattform zum Netzausbau), www.netzausbau.de
BNetzA 2016a	Bundesnetzagentur – Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2016/2017 sowie das Jahre 2018/2019
BNetzA 2016b	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
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
Energie Innovativ 2015	Fortschrittsbericht 2013/2014 zum Umbau der Energieversorgung Bayerns, www.energie-innovativ.de
ENTSO-E 2016	Country Data Package Germany (Stand: September 2015), www.entsoe.eu
E.ON 2015	Pressemeldung vom 28.06.2015 zur Abschaltung von Grafenrheinfeld
Fraunhofer ISE 2016	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
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 2016a	Nationaler Inventarbericht 2016
UBA 2016b	Pressemeldung zur Nahzeitprognose 2015 https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/treibhausgas-emissionen
WindGuard 2015	Statistik zum Windenergieausbau: Jahr 2015, www.windguard.de
ZEIT ONLINE 2016	Medienbericht von ZEIT ONLINE vom 23.September.2016 http://www.zeit.de/news/2016-09/23/energie-tennet-und-50hertz-erhoehen-netzentgelte-23171402

Ansprechpartner

Stefan Albat

Leiter Abteilung Wirtschaftspolitik

Telefon 089-551 78-251

Telefax 089-551 78-249

stefan.albat@vbw-bayern.de

Christian Kass

Abteilung Wirtschaftspolitik

Telefon 089-551 78-246

Telefax 089-551 78-249

christian.kass@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.

Zitate aus dieser Publikation sind unter Angabe der Quelle zulässig.

Herausgeber:

vbw

Vereinigung der Bayerischen
Wirtschaft e. V.

Max-Joseph-Straße 5
80333 München

www.vbw-bayern.de

© vbw Dezember 2016

Weiterer Beteiligter:

Prognos AG

030 52 00 59-210
info@prognos.com