

Monitoring der Energiewende in Baden-Württemberg



Statusbericht 2018



Baden-Württemberg

MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT

Der Bericht wurde im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg vom Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg ZSW erstellt.

(Maike Schmidt, Anna-Lena Fuchs, Tobias Kelm, Henning Jachmann, Jochen Metzger)

Impressum

HERAUSGEBER

Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg
Kernerplatz 9, 70182 Stuttgart
www.um.baden-wuerttemberg.de

REDAKTION

Maike Schmidt, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg ZSW
Rainer Carius, Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg

GESTALTUNG

Layoutlounge – Brandmair & Bausch GbR, Filderstadt

DRUCK

Druckerei Laubengaier GmbH + Co. KG, Leinfelden-Echterdingen
Der Druck ist CO₂-kompensiert,
gedruckt auf 100 % Recyclingpapier,
zertifiziert mit dem Blauen Engel.

BILDMATERIAL

Titelbild, Seite 3, 13, 30: Layoutlounge – Brandmair & Bausch GbR
Kapitelleisten, Seite 29, 47, 77: Pixabay

AUFLAGE

300 Stück

Dezember 2018



Zusammenfassung

Die Energiewende ist mit einer umfassenden Umgestaltung des Energieversorgungssystems verbunden. Dabei gilt es, das energiepolitische Zieldreieck einer klimaverträglichen, sicheren und wirtschaftlichen Energieversorgung stets im Blick zu haben. Um die Auswirkungen der Energiewende auf das Land Baden-Württemberg zu beobachten und möglichen Handlungsbedarf zu identifizieren, hat das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg das Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg mit einem Monitoring der Energiewende in Baden-Württemberg beauftragt.

Die Hauptaussagen des vorliegenden Berichts lassen sich wie nachfolgend dargestellt zusammenfassen. Im Anschluss bietet eine Zusammenstellung von Indikatoren einen kompakten Überblick über relevante Entwicklungen im Zeitverlauf.

KONVENTIONELLER KRAFTWERKSPARK

Aus wirtschaftlichen Gründen wurden zuletzt zwei weitere Kraftwerksblöcke (0,8 GW) zur endgültigen Stilllegung angezeigt und in die Netzreserve überführt. Zudem wird die am Markt verfügbare, konventionelle Kraftwerkskapazität mit der Stilllegung der Kernkraftwerke in Philippsburg (1,4 GW) bis Ende 2019 und in Neckarwestheim (1,3 GW) bis Ende 2022 weiter zurückgehen.

Das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg lässt derzeit im Rahmen einer Studie die Versorgungssicherheit in

Süddeutschland bis zum Jahr 2025 untersuchen. Da zum Zeitpunkt der Erstellung des vorliegenden Berichts die finalen Ergebnisse noch nicht vorliegen, werden diese im kommenden Monitoringbericht aufgegriffen.

FLEXIBILITÄTSOPTIONEN

Die Integration hoher Anteile erneuerbarer Energien erfordert ein Versorgungssystem, das flexibel auf die im Tages- und Jahresverlauf schwankende Stromerzeugung aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen reagieren kann. Das Angebot an Flexibilitätsoptionen ist vielseitig und reicht vom Aus- und Umbau der Netzinfrastruktur, der Ausweitung des europäischen Binnenhandels, der Flexibilisierung konventioneller Kraftwerke bis hin zum Ausbau von Speichern sowie der intelligenten Einbindung der Nachfrageseite. Zusätzliche Potenziale können sich ferner aus der verstärkten Kopplung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr ergeben. Wenngleich zum gegenwärtigen Zeitpunkt kein akutes Flexibilitätsdefizit besteht, sind zur effizienten Einbindung der verschiedenen Flexibilitätsoptionen auf bundespolitischer Ebene weiter regulatorische Hemmnisse und Fehlanreize auszuräumen. Ziel muss es dabei sein, einen möglichst diskriminierungsfreien Marktzugang für alle Optionen zu ermöglichen. Während das Marktumfeld auch im Jahr 2017 den Neubau von Pumpspeicherkraftwerken weiter erschwerte, blieb das Interesse an dezentralen Speicherlösungen ungebrochen. Neben größeren Batteriespeichern zur Netzstabilisierung fallen hierunter vor allem Solarstromspeicher, von denen im Jahr 2017 rund 31.700 neu in Betrieb genommen wurden –



davon 5.435 in Baden-Württemberg. Die nutzbare Speicherkapazität legte damit deutschlandweit um 246 MWh auf rund 600 MWh zu.

ERNEUERBARE ENERGIEN

Im Jahr 2017 trugen die erneuerbaren Energien 27,5 % zur baden-württembergischen Bruttostromerzeugung bei. Einerseits wurde nach einem kontinuierlichen Zubaurückgang nach 2010 im Jahr 2017 mit gut 200 MW erstmals wieder mehr PV-Leistung als im Vorjahr installiert. Andererseits wird nach einem Rekordzubau in 2017 von rund 390 MW bzw. mehr als 120 Windenergieanlagen in 2018 ein Fadenriss beim Windkraftausbau eintreten. Dieser geht auf die Einführung von deutschlandweiten Ausschreibungen im EEG 2017 zurück. Für einen weiteren Windkraftausbau in Baden-Württemberg müssen über einen regionalen Ausgleich von Standortnachteilen die Chancen für Projekte in Baden-Württemberg verbessert werden. Ein möglicher Ansatz hierfür ist die bereits im Koalitionsvertrag der Bundesregierung angelegte Einführung einer Südquote in den Ausschreibungen für Windenergie an Land. Im Hinblick auf die Erreichung der Landesziele gilt es daher, die weitere Entwicklung kritisch zu beobachten.

Als Teil der Solaroffensive wurde im Jahr 2017 die baden-württembergische Freiflächenöffnungsverordnung verabschiedet. Aufgrund zögerlicher Flächenausweisungen, insbesondere in benachteiligten Gebieten, war seither noch kein steigender Anteil von PV-Freiflächenanlagen in Baden-Württemberg in den Ausschreibungen zu verzeichnen.

Im Wärmebereich tragen die erneuerbaren Energien fast 16 % zum Endenergieverbrauch (ohne Strom) bei. Die Aktivitäten im Bereich der solaren Nahwärme nehmen zu. So entfällt derzeit fast die Hälfte der bundesweit verbauten Kollektorfläche von solaren Nahwärmanlagen auf Baden-Württemberg.

ZUSAMMENSPIEL VON ERZEUGUNG UND VERBRAUCH IM STROMSEKTOR

Die Bruttostromerzeugung in Baden-Württemberg ist mit rund 59,8 TWh um 2,9 TWh (-4,6 % gegenüber dem Vorjahr) deutlich zurückgegangen. Die Ursache dafür ist insbesondere eine längere Stillstandszeit des Kernkraftwerks Philippsburg 2 infolge von Revisions- und Instandsetzungsarbeiten sowie die rückläufige Stromerzeugung aus Steinkohle. Bundesweit ist ebenfalls ein Rückgang der konventionellen Stromerzeugung zu beobachten, jedoch konnte dies auf Bundesebene über einen stärkeren Anstieg der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien kompensiert werden.

Die Strom- und Handelsflüsse von Baden-Württemberg in das benachbarte Ausland befinden sich auf Rekordniveau. Bundesweit ist eine ähnliche Entwicklung zu beobachten. In der Regelzone der TransnetBW GmbH ist der weitere Anstieg primär auf die geringere Verfügbarkeit der Wasserkraft in den Alpenländern und der Kernkraftwerke in Frankreich zurückzuführen.

ENTWICKLUNG DER INFRASTRUKTUR – STROM- UND GASNETZE

Der Übertragungsnetzausbau weist bundesweit weiterhin Verzögerungen auf, wovon auch die Projekte mit Bezug zu Baden-Württemberg betroffen sind. So wurde beispielsweise die Inbetriebnahme der Hochspannungsgleichstromleitung „Ultranet“ um zwei Jahre auf das Jahr 2023 verschoben. Einhergehend mit den Verzögerungen beim Übertragungsnetzausbau ist ein Anstieg der Redispatchmengen im Jahr 2017 mit rund 20.600 GWh um bundesweit rund 60 % zu verzeichnen, welches unter anderem im Allzeithoch bei der Einspeisung von Windstrom in 2017 eine Ursache hat. Zu einem deutlichen Anstieg kam es dabei auch in Baden-Württemberg, wo die Redispatchmengen sich im Vergleich zum Vorjahr mehr als verdreifacht haben. Mit Kosten von rund 11 Millionen Euro liegt der Anteil an den bundes-

weiten Kosten jedoch weiterhin niedrig bei rund 1,3 % (und damit geringer als im Hinblick auf die Strommengen mit rund 2,7 %).

Auch die im Rahmen des Einspeisemanagements abgeregelten erneuerbaren Energiemengen sind nach einem Rückgang im Vorjahr im Jahr 2017 erneut angestiegen und lagen fast 50 % über dem Vorjahreswert. Der Anstieg in Baden-Württemberg war mit rund 37 % etwas schwächer, die Kosten des Einspeisemanagements lagen mit rund 385.000 Euro unterhalb von 0,1 % der bundesweiten Kosten.

Die durchschnittliche Unterbrechungsdauer bei der Stromversorgung pro Endkunde (SAIDI) lag im Jahr 2017 bei 15,1 Minuten (Baden-Württemberg: 17 Minuten) und ist gegenüber dem Vorjahr vor allem aufgrund einer Zunahme von extremen Wetterereignissen angestiegen (+ 2,3 Minuten, Baden-Württemberg: + 3,5 Minuten). Im europäischen Vergleich ist Deutschland damit weiterhin eines der Länder mit den niedrigsten Unterbrechungsdauern. Im Gasnetz ist die Versorgungssicherheit weiterhin mit einer bundesweiten Ausfallzeit von einer Minute pro Jahr als sehr hoch einzustufen. Die Ausfallzeiten stabilisierten sich damit auf dem Vorjahresniveau und deutlich unter dem langjährigen Mittel in Höhe von 1,65 Minuten.

Für den Winter 2018/19 sehen die Fernleitungsnetzbetreiber die Versorgungssicherheit im Gasfernleitungsnetz in Süddeutschland trotz der eingeschränkten Verfügbarkeit der Trans-Europa-Naturgas-Pipeline und einer weiter gestiegenen Kapazitätsnachfrage, insbesondere aus Baden-Württemberg, als weitgehend gesichert an. Die Situation erfordert jedoch weiterhin die Kontrahierung von Lastflusszusagen zur Erhöhung der Einspeisung sowie in Form von Abschaltverträgen.

ENTWICKLUNG DES ENERGIEVERBRAUCHS UND DER ENERGIEEFFIZIENZ

Die gesamtwirtschaftlichen und sektoralen Effizienzindikatoren weisen deutliche Effizienzfortschritte auf, jedoch sind die absoluten Einsparungen gering. Der Primärenergieverbrauch in Baden-Württemberg ist im Vergleich zum Vorjahr leicht zurückgegangen. Die verbrauchssenkenden Effekte aus der rückläufigen Stromerzeugung aus Kernenergie und Steinkohle wurden teilweise von höheren Verbräuchen, insbesondere im Verkehrssektor, aber auch im Gebäudebereich und aufgrund der positiven Wirtschaftsentwicklung des Landes aufgehoben.

ENTWICKLUNG DER SEKTORENKOPPLUNG

Der Einsatz von erneuerbarem Strom soll im Wärmebereich und Verkehrssektor einen wichtigen Beitrag zur Erreichung ambitionierter Klimaschutzziele leisten. Derzeit ist die Durchdringung von Elektrofahrzeugen noch gering, der zugehörige Stromverbrauch mit 27 GWh in Baden-Württemberg vernachlässigbar klein. Mit Brennstoffzellen-Fahrzeugen und dem Einsatz von strombasierten Kraftstoffen auf Basis von erneuerbarem Strom stehen weitere Technologien mittel- bis langfristig zur Verfügung, die aus Effizienzgesichtspunkten aber insbesondere der Dekarbonisierung des Güterverkehrs und der Luft- und Schifffahrt vorbehalten sein sollten.

Die direkte Elektrifizierung der Wärmebereitstellung ist im Vergleich zum Verkehr bereits weiter fortgeschritten. Dabei erfolgt der Strom Einsatz überwiegend noch in Form ineffizienter Direktheizungen (Nachtspeicherheizungen). Der Bestand an wesentlich effizienteren Wärmepumpen beläuft sich nach Hochrechnungen auf rund 130.000 Stück in Baden-Württemberg, mit dem ein Stromverbrauch von gut 1 % des Bruttostromverbrauchs im Land einhergeht. Die direkte Beheizung mit synthetischem Gas stellt aus Effizienzgesichtspunkten nur langfristig und im



Falle von ausreichend hohen Stromerzeugungskapazitäten aus erneuerbaren Energien eine energie- und klimapolitisch zielführende Option im Wärmemarkt dar.

ENTWICKLUNG DER STROMPREISE

Der Durchschnittspreis an der europäischen Strombörse EPEX Spot für das Marktgebiet Deutschland/Österreich legte im Jahr 2017 um 18 % auf 34 €/MWh zu. In den ersten drei Quartalen des laufenden Jahres stiegen die Preise weiter und erreichten im Mittel ein Niveau von 42 €/MWh. Der seit 2011 anhaltende Preisverfall wurde damit erstmals durchbrochen. Neben temporären Kraftwerksausfällen in Frankreich wurde die Entwicklung vor allem durch die Erholung der Brennstoffpreise getrieben. Der Einfuhrpreisindex für Steinkohle lag mit 111,2 Punkten rund 31,4 Punkte über dem Vorjahreswert, der Index für Erdgas legte um 7,1 Punkte zu. Treibend wirkte zudem die Belebung des Emissionshandels. Nach einem Anstieg der Zertifikatspreise von zunächst rund 5 €/t auf 7,5 €/t im Jahr 2017 setzten die Preise im Jahr 2018 zum Höhenflug an und durchbrachen im August erstmals die Marke von 20 €/t. Die durchschnittlichen Strompreise für Haushaltskunden verzeichneten einen leichten Anstieg um 1,7 % auf 29,3 ct/kWh in 2017. Der auf Steuern, Abgaben und Umlagen entfallende Anteil kletterte dabei weiter auf rund 55 % (ohne Netzentgelte).

dukt gesetzt, zeigt sich für den Stromverbrauch mit 2,2 % ein Anteil, der weiterhin unterhalb des Niveaus von 1991 liegt. Auch wenn die Lasten teilweise ungleich verteilt sind, ist somit weiterhin von einer generellen Bezahlbarkeit von Strom auszugehen. Die Ausgaben für Wärmedienstleistungen liegen in derselben Größenordnung wie für Strom. Dabei ist die Energiewende im Wärmesektor im Vergleich zum Stromsektor erst wenig vorangeschritten. Insgesamt kann weiterhin kein Einfluss der Energiewende auf die Preisentwicklung für Kraftstoffe und Wärmedienstleistungen festgestellt werden.

ENTWICKLUNG DER GESAMTWIRTSCHAFTLICHEN AUSGABEN FÜR ENERGIE IN BADEN-WÜRTTEMBERG

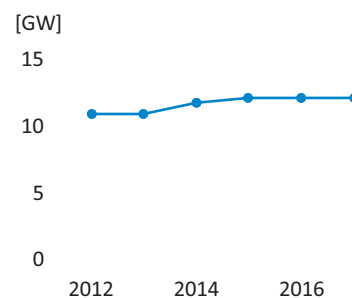
Die aggregierten Letztverbraucherausgaben für Strom sind nach ersten Berechnungen im Jahr 2017 um rund 0,5 Milliarden Euro auf 10,7 Milliarden Euro angestiegen. Die Ausgaben für Wärmedienstleistungen (10,8 Milliarden Euro) und Kraftstoffe im Verkehrssektor (10,3 Milliarden Euro) haben sich weitgehend parallel zu den gestiegenen Energiepreisen erhöht. Werden die Ausgaben in Relation zum Bruttoinlandspro-

ENTWICKLUNG DER GESICHERTEN LEISTUNG

Indikator: Entwicklung der gesicherten Leistung (inkl. Netzreserve)

Status quo (2017): 12,1 GW

Entwicklungstendenz: Aufgrund Inbetriebnahmen und Übergang von Kraftwerken in die Netzreserve ist die Entwicklungstendenz im Betrachtungszeitraum positiv. Mit Abschalten des Kernkraftwerks Philippsburg 2 und in Abhängigkeit der Verlängerung der Netzreserve wird die gesicherte Leistung zukünftig sinken.



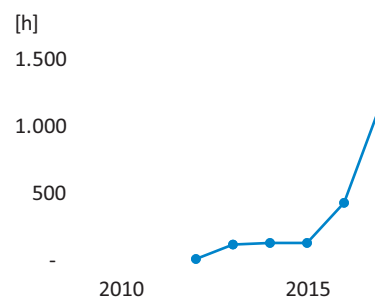
REDISPATCHMASSNAHMEN

Indikator: Entwicklung der Redispatchdauer in der Regelzone der TransnetBW GmbH

Status quo (2017): 1.174 h; + 173 % (2016: 430 h)

Entwicklungstendenz: Die Dauer von Redispatchmaßnahmen ist seit 2013 um mehr als das Zehnfache angestiegen.

Hinweis: Die Zeitreihe beinhaltet nur Einzelmaßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB). Gemeinsame Vorab-Maßnahmen der ÜNB werden in der Statistik der Bundesnetzagentur nicht nach Regelzonen getrennt ausgewiesen.



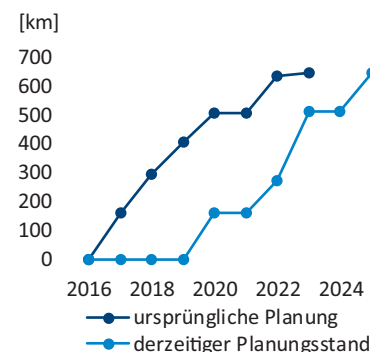
AUSBAU DER ÜBERTRAGUNGSNETZE

Indikator: Ursprüngliche Planung und derzeitiger Planungsstand der Ausbauvorhaben im baden-württembergischen Übertragungsnetz gemäß Bundesbedarfsplangesetz

Status quo (2017): Rückstand 159 km, Verspätung des Ausbaus insgesamt voraussichtlich 2 Jahre

Entwicklungstendenz: Der Ausbaurückstand gegenüber der ursprünglichen Planung wird voraussichtlich im Jahr 2019 sein Maximum erreichen und verringert sich danach tendenziell.

Hinweis: Für die Versorgungssicherheit in Baden-Württemberg ist insbesondere auch der Ausbau des Übertragungsnetzes außerhalb des Bundeslandes von hoher Bedeutung.



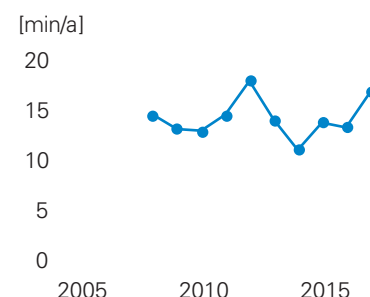
SAIDI STROM

Indikator: System Average Interruption Duration Index (SAIDI) – durchschnittliche Unterbrechungsdauer der Stromversorgung je Letztverbraucheranschluss im Kalenderjahr.

Status quo (2017): 17,0 min/a

Entwicklungstendenz: Die durchschnittliche Unterbrechungsdauer der Stromversorgung ist, von leichten Schwankungen abgesehen, insgesamt konstant und im internationalen Vergleich auf niedrigem Niveau.

Hinweis: Berücksichtigt werden nur ungeplante Unterbrechungen. Da die Daten auf Netzgebietsebene erhoben werden und diese nicht an Ländergrenzen gebunden sind, stimmt der SAIDI-Wert je Bundesland nicht exakt mit dem jeweiligen Bundesland überein.



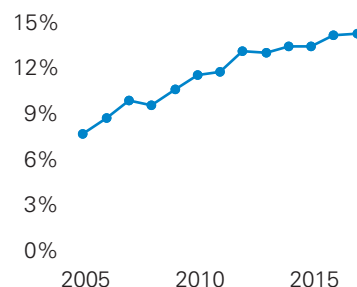
ANTEIL DER ERNEUERBAREN ENERGIEN

AM ENDENERGIEVERBRAUCH

Indikator: Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch

Status quo (2017): 14,4 % (vorläufige Angabe)

Entwicklungstendenz: Der Anteil der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch hat sich seit 2005 annähernd verdoppelt.



ANTEIL DER ERNEUERBAREN ENERGIEN

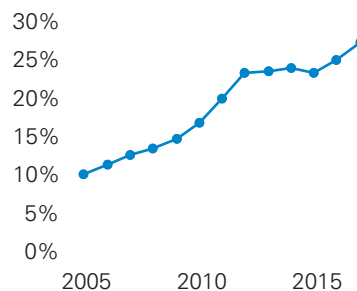
AN DER BRUTTOSTROMERZEUGUNG

Indikator: Anteil erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung

Status quo (2017): 27,5 % (vorläufige Angabe)

Entwicklungstendenz: Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung ist hat sich innerhalb von zehn Jahren mehr als verdoppelt.

Hinweis: Anteil tendenziell überzeichnet, da die Bruttostromerzeugung nach 2007 zurückgegangen ist.



ANTEIL DER ERNEUERBAREN ENERGIEN

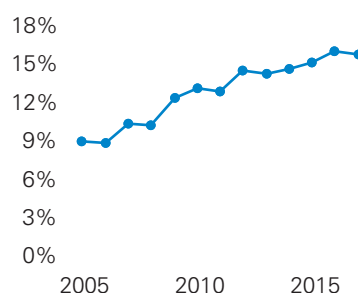
AN DER WÄRMEBEREITSTELLUNG

Indikator: Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch zur Wärmebereitstellung

Status quo (2017): 15,9 % (vorläufige Angabe)

Entwicklungstendenz: Der EE-Anteil an der Wärmebereitstellung ist in den vergangenen 10 Jahren um mehr als fünf Prozentpunkte angestiegen.

Hinweis: Bezugsgröße (Endenergieverbrauch zur Wärmebereitstellung) ohne Strom.

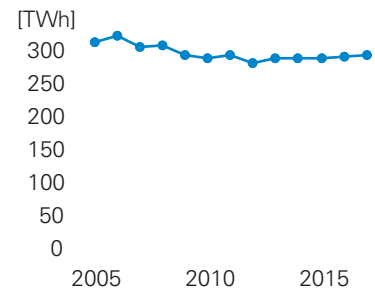


ENTWICKLUNG DES ENDENERGIEVERBRAUCHS

Indikator: Entwicklung des temperaturbereinigten Endenergieverbrauchs

Status quo (2017): 295 TWh (vorläufige Angabe)

Entwicklungstendenz: Bis zum Jahr 2009 ist der temperaturbereinigte Endenergieverbrauch gesunken. Ab 2010 verharrt er auf annähernd konstantem Niveau.

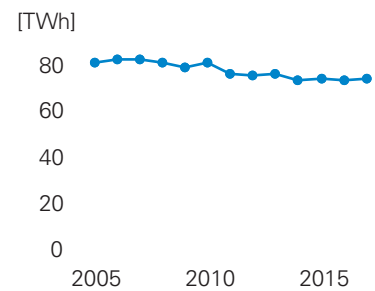


ENTWICKLUNG DES BRUTTOSTROMVERBRAUCHS

Indikator: Entwicklung des Bruttostromverbrauchs

Status quo (2017): 74,3 TWh (vorläufige Angabe)

Entwicklungstendenz: Der Bruttostromverbrauch zeigt im Zeitverlauf einen sinkenden Trend. Ab 2014 verharrt der Verbrauch auf einem Niveau von rund 74 TWh pro Jahr.



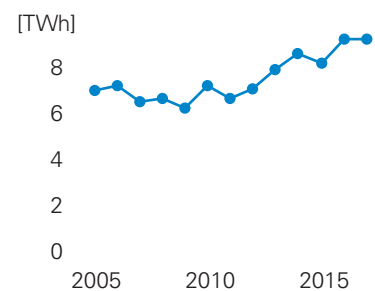
ENTWICKLUNG DER KWK-STROMERZEUGUNG

Indikator: Entwicklung der KWK-Nettostromerzeugung

Status quo (2017): 9,3 TWh (vorläufige Angabe)

Entwicklungstendenz: Die KWK-Stromerzeugung in Baden-Württemberg ist nach einem tendenziellen Rückgang bis 2009 in den folgenden Jahren im Trend angestiegen.

Hinweis: Der Indikator umfasst die KWK-Stromerzeugung der allgemeinen Versorgung, der Industrie sowie fossiler und biogen betriebener Kleinanlagen unter 1 MWel.

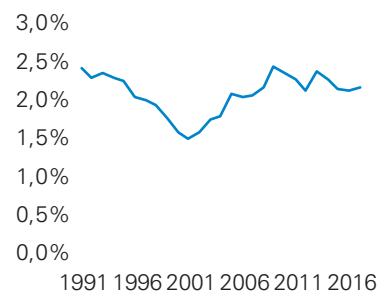


LETZTVERBRAUCHERAUSGABEN FÜR ELEKTRIZITÄT

Indikator: Anteil der Letztverbraucherausgaben für Strom am Bruttoinlandsprodukt

Status quo (2017): 2,2% (vorläufige Angabe)

Entwicklungstendenz: Nach einem deutlichen Rückgang im Zuge der Liberalisierung des Strommarkts war nach 2000 ein deutlicher Anstieg zu verzeichnen. Ab 2010 Stabilisierung auf einem Niveau wie zu Beginn der neunziger Jahre.

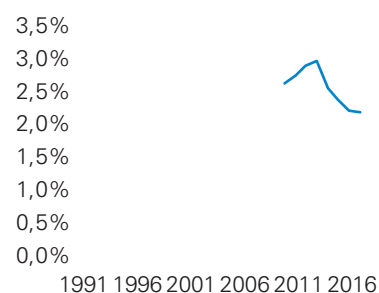
**LETZTVERBRAUCHERAUSGABEN FÜR WÄRMEDIENSTLEISTUNGEN**

Indikator: Anteil der Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen am Bruttoinlandsprodukt

Status quo (2017): 2,2% (vorläufige Angabe)

Entwicklungstendenz: Der Anteil der Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen am BIP ist seit 2013 rückläufig. Wie bei den Kraftstoffen zeigt sich auch hier der Einfluss gesunkener Energieträgerpreise.

Hinweis: Daten zu Sanierungsmaßnahmen liegen erst ab 2010 vor.

**LETZTVERBRAUCHERAUSGABEN FÜR KRAFTSTOFFE**

Indikator: Anteil der Letztverbraucherausgaben für Kraftstoffe am Bruttoinlandsprodukt

Status quo (2017): 2,1 % (vorläufige Angabe)

Entwicklungstendenz: Im Trend sind die Letztverbraucherausgaben bis 2012 gestiegen. Anschließend ist der Anteil am BIP trotz steigendem Kraftstoffabsatz aufgrund sinkender Kraftstoffpreise zurückgegangen. Im Jahr 2017 sind die Kraftstoffpreise wieder gestiegen.



Inhaltsverzeichnis

Impressum	2
Zusammenfassung	4
Inhaltsverzeichnis	12
1 Hintergrund	14
2 Auswirkungen der Energiewende auf die Stromerzeugung	16
2.1 Konventioneller Kraftwerkspark – Kurz- und Mittelfristprognose	16
2.2 Erneuerbarer Kraftwerkspark	21
2.3 Flexibilitätsoptionen	25
2.4 Entwicklung von Bruttostromerzeugung und -verbrauch	28
2.5 Entwicklung des Stromaustauschs (Import-Export-Saldo)	32
3 Entwicklung der Infrastruktur infolge der Energiewende	34
3.1 Stromnetze	34
3.1.1 Systemstabilität	34
3.1.2 Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze	36
3.1.3 Netzqualität	41
3.2 Erdgasinfrastruktur	44
3.3 Wärmenetze als Baustein der Energiewende	46
4 Entwicklung des Energieverbrauchs und der Energieeffizienz in Baden-Württemberg	48
4.1 Entwicklung des Endenergieverbrauchs	48
4.2 Entwicklung der Energieeffizienz	50
4.2.1 Entwicklung der gesamtwirtschaftlichen Energieeffizienz	50
4.2.2 Sektorale Entwicklung der Energieeffizienz	52
4.3 Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung in Baden-Württemberg	55
4.4 Entwicklung der erneuerbaren Energien im Wärmesektor	57
5 Sektorenkopplung	60
5.1 Stromeinsatz im Verkehr	60
5.2 Stromeinsatz im Wärmesektor	62
6 Ausgewählte ökonomische Aspekte der Energiewende	64
6.1 Energiepreisentwicklung	64
6.2 EEG-Umlage sowie Abgaben und Umlagen	68
6.3 Energiewirtschaftliche Gesamtrechnung	71
6.4 Entwicklung der Arbeitsplätze im Bereich der erneuerbaren Energien	75
Literaturverzeichnis	78
Abbildungsverzeichnis / Tabellenverzeichnis	88



1

Hintergrund

Die Energiewende hat zur Folge, dass in vielen Bereichen des Energiesystems neue Wege beschritten und vorhandene Strukturen weiterentwickelt werden müssen. Zur Begleitung, Lenkung und Gestaltung dieses Prozesses ist ein sorgfältiges Monitoring der energiewirtschaftlichen und -politischen Entwicklungen und Rahmenbedingungen notwendig. Wie die Bundesregierung, die im Herbst 2011 den Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ begonnen hat und in diesem Prozess die Fortschritte auf dem Weg zur Zielerreichung mit Blick auf eine sichere, wirtschaftlich tragfähige und umweltverträgliche Energieversorgung regelmäßig überprüft, hat auch das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg ein Monitoring der Energiewende für Baden-Württemberg etabliert.

Ziel ist es dabei zunächst, die Entwicklung hinsichtlich der ambitionierten, landeseigenen energiepolitischen Ziele zu beobachten. Im Unterschied zu dem in § 9 des Klimaschutzgesetzes Baden-Württemberg [1] verankerten Monitoring-Auftrag beinhaltet der vorliegende Bericht jedoch keine sektorspezifische Betrachtung der resultierenden Treibhausgasemissionen. Er konzentriert sich vielmehr auf die detaillierte Analyse der Entwicklung im Stromsektor – ergänzt um weitere für den Fortschritt der Energiewende besonders relevante Aspekte. Darüber hinaus werden die vielfältigen Einflüsse der energiepolitischen Beschlüsse auf bundesdeutscher ebenso wie auf europäischer Ebene auf die Energieversorgung Baden-Württembergs in ihrer Wirkung analysiert,

um bei unerwünschten Entwicklungen unmittelbar Gegenmaßnahmen anstoßen zu können. Im vorliegenden sechsten Statusbericht, der das Jahr 2017 betrachtet, werden Umsetzung und Wirkungen der Energiewende in Baden-Württemberg in einer Gesamtschau erfasst und bewertet. Wie auch im Vorjahr bildet der Aspekt der Versorgungssicherheit sowohl im Strom- als auch im Gassektor einen Schwerpunkt des Berichts. Für Baden-Württemberg ist dies aufgrund des Beschlusses zum Ausstieg aus der Kernenergie und der damit verbundenen unmittelbaren Stilllegung der beiden Kernkraftwerke Neckarwestheim I und Philippsburg 1 sowie der absehbaren weiteren Stilllegung der beiden verbleibenden Reaktoren von besonderer Bedeutung. Hinzu kommt, dass im derzeitigen Marktumfeld für Anlagen zur konventionellen Stromerzeugung, die einen Großteil der gesicherten Erzeugungsleistung bereitstellen, zum Teil schwierige Bedingungen hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit des Betriebs gegeben sind. Als leistungsfähiger Wirtschafts- und Industriestandort ist Baden-Württemberg jedoch in besonderem Maße auf eine sichere und stabile Energieversorgung angewiesen. Ziel des Berichts ist es daher, den aktuellen Stand der Versorgung in Baden-Württemberg darzustellen und absehbare zukünftige Entwicklungen zu skizzieren, um eine Bewertung möglicher Risiken zu erleichtern und entsprechenden Handlungsbedarf aufzuzeigen.

Weiterhin werden aktuelle bundespolitische Entwicklungen wie die Maßnahmen des Strommarktgesetzes und die Ergebnisse der Aus-



schreibungen im EEG 2017 eingeordnet. Daneben dokumentiert der Bericht den laufenden Entwicklungsprozess im Bereich der Infrastrukturen, der zum einen die Energiewende flankiert, dessen Fortschritt zum anderen für die Sicherung der Versorgung essentiell ist.

Neben der Transformation des Energiesystems auf der Bereitstellungsseite erfordert die Energiewende auch eine deutliche Reduktion des Energieverbrauchs und eine erhebliche Steigerung der Energieeffizienz. Auf Bundesebene wurden mit dem Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) zusätzliche Maßnahmen ergriffen, um das Klimaschutzziel 2020 und die angestrebte Reduktion des Primärenergieverbrauchs um 20 % (gegenüber 2008) bis zum Jahr 2020 tatsächlich zu erreichen. Weiterhin ist das Grünbuch Energieeffizienz zu nennen, mit dem eine Debatte zur mittel- und langfristigen Weiterentwicklung der Energieeffizienzpolitik angestoßen wurde. Auf Landesebene werden ebenfalls entsprechende Effizienzanstrengungen unternommen, um einen wesentlichen Beitrag zu den im Integrierten Energie- und Klimaschutzkonzept Baden-Württemberg (IEKK) festgelegten Zielsetzungen zu leisten. Darüber hinaus wurde mit dem im Juli 2015 verabschiedeten Landeskonzert Kraft-Wärme-Kopplung ein umfangreicher Maßnahmenkatalog festgelegt, mit dem die ambitionierten Zielsetzungen zum Ausbau der Effizienztechnologie Kraft-Wärme-Kopplung maßgeblich unterstützt werden sollen. Vor diesem Hintergrund werden im vorliegenden Bericht die Entwicklung der Energieeffizienz auf

gesamtwirtschaftlicher und auf sektoraler Ebene analysiert. Zudem wird der Ausbaustatus der Kraft-Wärme-Kopplung in Baden-Württemberg dargestellt. Als weiteren wichtigen Aspekt greift der Bericht ökonomische Themen auf. Neben der Analyse der Energiepreise mit speziellem Fokus auf der Strompreisentwicklung für unterschiedliche Verbrauchsgruppen wird auch die Kostenentwicklung aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive betrachtet, um einen Bewertungsmaßstab für die Be- oder Entlastung der Volkswirtschaft des Landes durch die Energiewende zu schaffen.

2

Auswirkungen der Energiewende auf die Stromerzeugung

2.1 KONVENTIONELLER KRAFTWERKSPARK – KURZ- UND MITTELFRISTPROGNOSE

Die Energiewende, die neben der langfristig angelegten Dekarbonisierung des Energiesystems auch den endgültigen Ausstieg aus der Kernenergienutzung bis zum Ende des Jahres 2022 zum Ziel hat, löst auch in der Stromversorgung in Baden-Württemberg wahrnehmbare Transformationsprozesse aus. Dies steht auch im Zusammenhang mit der Einbindung Baden-Württembergs in das bundesdeutsche und europäische Stromversorgungssystem mit direkter Vernetzung in die benachbarten Länder Frankreich, Schweiz und Österreich.

ENTWICKLUNG DES KONVENTIONELLEN KRAFTWERKSPARKS

Die Stilllegung mehrerer Kernkraftwerke im Rahmen des Atom-Moratoriums 2011, davon drei in Baden-Württemberg und Bayern, führte zu einer deutlichen Reduktion der konventionellen Erzeugungsleistung im süddeutschen Raum (siehe auch Abbildung 1). Weiterhin wird durch den zunehmenden Ausbau der Windenergie in Norddeutschland sowie hohe Stromexporte in südliche Nachbarländer das Nord-Süd-Gefälle verstärkt. Um möglichen regionalen Engpässen, insbesondere in den Wintermonaten, zu begegnen und die Versorgungssicherheit bis zur Fertigstellung

des notwendigen Netzausbaus zu gewährleisten, wurde die Reservekraftwerksverordnung über den 31. Dezember 2017 nach dem Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz)¹ bis zum 31. Dezember 2023² verlängert. Die EU-Genehmigung³ gilt bis Juni 2020 [2]. Sind Kraftwerke zur Wahrung der Systemstabilität zwingend erforderlich, kann die Bundesnetzagentur (BNetzA) die Stilllegung vorerst für bis zu zwei Jahre untersagen. Betroffene Kraftwerke werden in die Netzreserve überführt. Nach Ablauf dieser Frist erfolgt eine erneute Überprüfung der Bedeutung des jeweiligen Kraftwerks für die Systemstabilität. In Baden-Württemberg befinden sich gegenwärtig neun Kraftwerksblöcke mit einer Nettoleistung von 1,7 GW in der Netzreserve. Zuletzt wurden im Dezember 2017 und März 2018 weitere Kraftwerksblöcke (RDK 4 und ALT HKW 1) mit einer Leistung von 353 MW bzw. 433 MW in die Netzreserve überführt. Die Ausweisung der Systemrelevanz der Kraftwerke in Baden-Württemberg wurde auf eine 12-Monatsfrist nach Inbetriebnahme der Engpassbewirtschaftung zwischen Deutschland und Österreich bzw. maximal bis Ende März 2020 begrenzt. Die Inbetriebnahme der Engpassbewirtschaftung ist zum 1. Oktober 2018 erfolgt (siehe unten).

¹ Dabei handelt es sich um ein sogenanntes Mantelgesetz, das verschiedene bestehende Gesetze unter anderem das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), die Reservekraftwerksverordnung sowie das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) ändert.

² Nach § 63 EnWG wird von Seiten des BMWi Ende 2022 geprüft, inwieweit die Netzreserveverordnung über den 31. Dezember 2023 hinaus zur Gewährleistung der Systemstabilität notwendig ist.

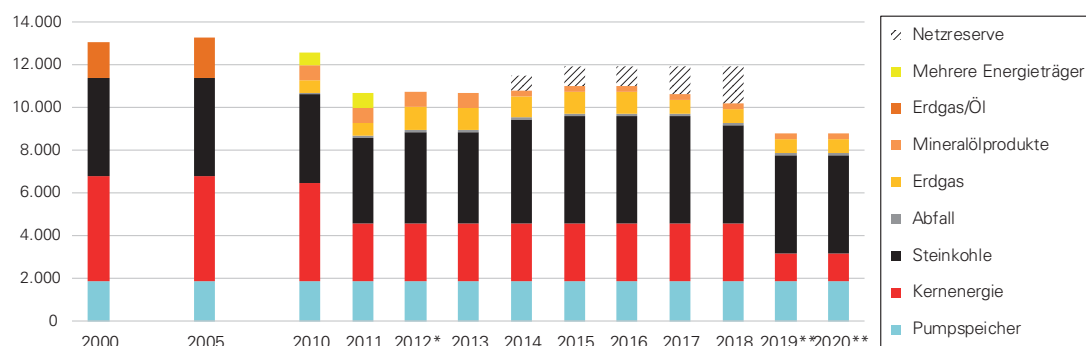
³ Dabei wurde im beihilferechtlichen Genehmigungsverfahren die Netzreserve als strategische Reserve und demnach als Kapazitätsmechanismus eingestuft. Die Genehmigung gilt nur bis zum Juni 2020, da Netzausbaumaßnahmen zugesagt wurden.



Das Risiko zusätzlicher, unerwarteter Kraftwerksstilllegungen wird durch § 13b des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) auf ein Minimum reduziert. Demnach müssen Kraftwerksbetreiber mit einem Vorlauf von 12 Monaten die beabsichtigte Stilllegung von Kraftwerken beim ÜNB und

der Bundesnetzagentur anzeigen. Besteht nach Prüfung durch den verantwortlichen ÜNB keine Gefährdung der Versorgungssicherheit, können Anlagen auch vor Ablauf der 12-monatigen Frist stillgelegt werden.

Konventionelle Netto-Kraftwerksleistung (> 10 MW) [MW]



* Geänderte Zuteilung der Erfassung „mehrere Energieträger“ zum jeweiligen Hauptenergieträger.

** Darstellung Netzreserve entsprechend Systemrelevanz-Ausweisungen: Die Systemrelevanz-Ausweisungen sind auf 12 Monate nach Start der Engpassbewirtschaftung zwischen Deutschland und Österreich (1. Oktober 2018) bzw. Ende März 2020 begrenzt. Eine (zumindest teilweise) Verlängerung der Netzreserve in Baden-Württemberg nach 2018 ist jedoch möglich.

2014	2015	2016 - 2017	2018 - 2020
<u>Inbetriebnahme:</u>	<u>Inbetriebnahme:</u>	<u>Stilllegung:</u>	<u>Inbetriebnahme:</u>
+ 842 MW Steinkohle	+ 843 MW Steinkohle	- 11 MW Erdgas (2016)	+ 30 MW Erdgas (2018)
+ 19 MW Erdgas	<u>Stilllegung:</u>	<u>Übergang in Netzreserve:</u>	<u>Stilllegung:</u>
<u>Stilllegung:</u>	- 405 MW Steinkohle ¹	353 MW Erdgas (2017)	- 17 MW Erdgas (2018)
- 55 MW Erdgas	<u>Übergang in Netzreserve:</u>		- 23 MW Steinkohle (2019)
<u>Übergang in Netzreserve:</u>	250 MW Steinkohle		- 1402 MW Kernenergie (bis Ende 2019)
424 MW Mineralöl			<u>Übergang in Netzreserve:</u>
244 MW Steinkohle			433 MW Steinkohle (2018)

Abbildung 1: Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks (> 10 MW) in Baden-Württemberg bis 2020 (Stand November 2018). Eigene Darstellung ZSW auf Basis von Daten aus [3–5]

¹ Die Inbetriebnahme des steinkohlebasierten Block 9 des Großkraftwerks Mannheim am selben Standort machte die Stilllegung nach Maßgabe der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung erforderlich.

Die Entwicklung im baden-württembergischen Kraftwerkspark (> 10 MW) weist in den vergangenen Jahren eine gewisse Dynamik auf. Seit Jahresbeginn 2014 wurden 1,7 GW in Betrieb genommen, dem gegenüber steht eine stillgelegte Leistung von rund 0,5 GW, während 1,7 GW in die Netzreserve überführt wurden. Im Detail ist die Entwicklung in Abbildung 1 und im Vorjahresbericht [6] dargestellt. Zudem ist Ende des Jahres 2018 die Fertigstellung der Modernisierung des Heizkraftwerks Stuttgart-Gaisburg geplant. Nach Inbetriebnahme der gasbetriebenen KWK-Anlage (30 MW) wird die Altanlage stillgelegt [7]. Mit Abschalten des Kernkraftwerks Philippsburg 2 zum 31. Dezember 2019 entsprechend dem 13. Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes (13 AtGÄndG) vom 31. Juli 2011 wird die Kraftwerkskapazität in Baden-Württemberg dann um weitere 1.400 MW sinken.

Mit dem Mid-Term Adequacy Forecast (MAF) führten die ÜNB der PLEF Region (Österreich, Belgien, Frankreich, Deutschland, Luxemburg, Niederlande und der Schweiz) und ENTSOE Versorgungssicherheitsuntersuchungen durch [8, 9]. Im Ergebnis weisen die Studien auf eine leichte Verschlechterung der Situation ab dem Jahr 2020 hin. Indikator für das Niveau der Versorgungssicherheit ist der „Loss of load expectation“ (LOLE), der die Anzahl der Stunden eines Jahres, in der die Last weder durch inländische Kapazitäten noch den Import gedeckt werden kann, beschreibt. Für Deutschland werden Werte von bis zu 0,6 Stunden pro Jahr erreicht, wobei weder die Sicherheitsbereitschaft noch die Netz- und Kapazitätsreserve berücksichtigt wurden. Unter Einbezug der Kapazitäts- und Netzreserve in Höhe von 4 GW kann entsprechend des PLEF-Berichts im Betrachtungszeitraum die Last vollständig gedeckt werden. Der MAF-Bericht weist ebenso auf

die Bedeutung der Reserven hin, ohne diese für Deutschland zu quantifizieren. Die europäischen Nachbarstaaten weisen teilweise deutlich höhere LOLE auf, in Frankreich wird der geltende Sicherheitsstandard von 3 Stunden pro Jahr in allen Betrachtungsjahren überschritten, für Belgien fällt die Analyse ähnlich aus.

Weiterhin lässt das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg derzeit im Rahmen einer Studie die Versorgungssicherheit in Süddeutschland bis zum Jahr 2025 untersuchen. Da zum Zeitpunkt der Erstellung des vorliegenden Berichts die finalen Ergebnisse noch nicht vorliegen, werden diese im kommenden Monitoringbericht aufgegriffen.

MASSNAHMEN DES STROMMARKTGESETZES

Zur Absicherung der Versorgungssicherheit in Deutschland sieht das Strommarktgesetz die Verlängerung der Netzreserve, die Einführung von besonderen netztechnischen Betriebsmitteln, einer Kapazitätsreserve sowie der Sicherheitsbereitschaft vor.

Im vergangenen Winter 2017/2018 war eine Reservekapazität von 10,4 GW im In- und Ausland kontrahiert, dabei kamen die Reservekraftwerke an insgesamt 105 Tagen mit einer maximalen Leistung von 2,1 GW zum Einsatz [10]. Für den kommenden Winter 2018/19 liegt der ermittelte Netzreservebedarf bei 6,6 GW, die bereits vollständig durch Kraftwerke im Bundesgebiet gesichert sind, davon rund 1,7 GW in Baden-Württemberg. Zusätzlich sind österreichische Kraftwerke im Umfang von 1 GW im Rahmen der Redispatchkooperation⁴ mit Österreich berücksichtigt. Primär trägt die Einführung des Engpassmanagements – das heißt die Begrenzung der Übertragungska-

⁴ Im Rahmen der Engpassbewirtschaftung erhalten die deutschen ÜNB Zugriff auf mind. 1 GW ab Oktober 2018 bzw. 1,5 GW ab Oktober 2019 bis maximal 2,8 GW.



pazität zwischen Deutschland und Österreich auf 4,9 GW ab dem 1. Oktober 2018 – zum Rückgang des Bedarfs gegenüber dem Vorjahr bei. Der um 2,9 GW höhere Reservebedarf gegenüber der Untersuchung im Vorjahr für den Winter 2018/19 ist insbesondere auf die Berücksichtigung der Freischaltplanung, das heißt der geplanten Nichtverfügbarkeit von bestehenden Netzbetriebsmitteln aufgrund von Wartungs- und Netzausbauarbeiten, die jeweils für das Folgejahr durchgeführt wird, zurückzuführen. Darüber hinaus wurde ein deutlicheres Nord-Süd-Gefälle für die Erzeugungs- und Nachfragesituation aufgrund genauerer Informationen zum Kraftwerkspark und der Windenergieeinspeisung berücksichtigt.

Den höchsten zeitgleichen Reservekraftwerksbedarf weist – wie in den bisherigen Analysen – der „Starkwind-Starklast-Fall“ auf, der durch eine hohe europäische Stromnachfrage bei gleichzeitig hoher Windenergieerzeugung und fehlender Photovoltaik-Einspeisung gekennzeichnet ist. Zusätzlich wurde erstmals der gesamte Jahresverlauf betrachtet und aufgrund der Wirksamkeit der Kraftwerke bei unterschiedlichen Lastflusssituationen wird das Kraftwerk Ingolstadt 4 (386 MW) zusätzlich, das heißt über den in der Grenzsituation identifizierten Bedarf hinaus, als Netzreservekraftwerk benötigt.

Der Reservekraftwerksbedarf für den Winter 2020/2021 beläuft sich ebenfalls auf 6,6 GW, der über die bestehende Netzreserve gedeckt werden kann. An ausländischer Kapazität reicht das gesicherte Potential von 1,5 GW in Österreich aus. Der Reservekraftwerksbedarf wird im Rahmen der Systemanalyse im Jahr 2020 erneut bestimmt, dabei werden die Freischaltplanung sowie die jeweilige Entwicklung des Kraftwerksparks und der Forderungen der Europäischen Union im Rah-

men des „Clean Energy Package“ berücksichtigt. Derzeit läuft die technologieoffene Ausschreibung der besonderen netztechnischen Betriebsmittel⁵ im Umfang von 1,2 GW [11]. Entsprechend § 11 Absatz 3 EnWG können die ÜNB Anlagen zur Stabilisierung des Netzes nach Ausfällen im Übertragungsnetz vorhalten. Die Anlagen dürfen nicht am Strommarkt agieren, zudem sind Dritte mit Betrieb und Errichtung zu beauftragen. Die Zuschlagserteilung erfolgt voraussichtlich im April 2019 [12], die Leistung soll ab 1. Oktober 2022 für zehn Jahre zur Verfügung stehen.

Des Weiteren soll eine Kapazitätsreserve im Umfang von bis zu 2 GW zur Absicherung dienen, falls Angebot und Nachfrage nicht zum Ausgleich gebracht werden können. Die beihilferechtliche Genehmigung liegt seit Februar 2018 für den Zeitraum 2019 bis 2025 vor [13]. Jeweils für zwei Jahre sollen beginnend ab 1. Oktober 2019 geeignete Kapazitäten (Kraftwerke, Speicher und Lasten) kontrahiert werden.

Von Oktober 2016 bis Oktober 2019 werden zusätzlich schrittweise fünf Braunkohlekraftwerke mit einer Kapazität von 2,7 GW für vier Jahre vorläufig stillgelegt und in die Sicherheitsbereitschaft, die eine Absicherung der Stromversorgung darstellt, überführt. Bis 2020 sollen so 12,5 Millionen t CO₂ eingespart werden. Entsprechend des Strommarktgesetzes sollte bis Ende Juni 2018 überprüft werden, ob das Einsparziel erreicht werden kann. Zum Stand der Erstellung des vorliegenden Berichts war der Prüfbericht noch nicht verfügbar. Falls das Einsparziel nicht erreicht wird, sollen ergänzende Maßnahmen der Kraftwerksbetreiber ab 2019 greifen. Die vorläufigen Stilllegungen betrafen Kraftwerksstandorte in Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen, weitere vorläufige Stilllegungen in Höhe von 1,8 GW erfolgen am

⁵ Ursprünglich war eine sogenannte Netzstabilitätsreserve im Umfang von bis zu 2 GW Gaskraftwerken in Süddeutschland geplant (vgl. Vorjahresbericht [6]).

1. Oktober 2018 und 2019 in Nordrhein-Westfalen und Brandenburg. Da in Baden-Württemberg keine Braunkohle zur Stromerzeugung eingesetzt wird, fallen keine Erzeugungsanlagen in Baden-Württemberg unter diese Regelung.

WEITERE VORGABEN

Mit dem Klimaschutzplan 2050 werden die Zielvorgaben des Energiekonzepts aus dem Jahr 2010 konkretisiert und mit handlungsfeldspezifischen Zielsetzungen, Leitbildern, Meilensteinen und zum Teil auch Maßnahmen bis 2030 hinterlegt. Im Jahr 2018 ist ein in seiner Minderungswirkung quantifiziertes Maßnahmenprogramm einschließlich einer Folgenabschätzung zu den ökologischen, sozialen und wirtschaftlichen Wirkungen vorgesehen. Ebenfalls wird eine Folgenabschätzung der Sektorziele durchgeführt, auf deren Basis diskutiert und ggf. angepasst werden kann. Die Fortschreibung des Klimaschutzplans erfolgt alle fünf Jahre übereinstimmend zur Überprüfung der nationalen Klimaschutzbeiträge des Pariser Klimaabkommens, erstmals Ende 2019 bzw. Anfang 2020.

Im Handlungsfeld Energiewirtschaft (vor allem Strom- und Fernwärmeerzeugung) des Klimaschutzplans sollen bis zum Jahr 2030 61 bis 62 % der Emissionen gegenüber 1990 gemindert werden. Dies entspricht einer Halbierung der Emissionen im Vergleich zu 2014. Hierzu wurde Anfang Juni 2018 die Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ mit Mitgliedern aus Verbänden, Wissenschaft und Politik eingesetzt. Im Klimaschutzplan war die Kommission erstmals unter dem Namen „Wachstum, Strukturwandel und Regionalentwicklung“ vorgesehen. Im Koalitionsvertrag der Bundesregierung wurde die Aufgabenstellung der Kommission konkretisiert. Auftrag der Kommission ist es, ein Aktionsprogramm mit Maßnahmen der Energiewirtschaft zur Verringerung der Lücke zum Klimaziel bis 2020 und die Zielerreichung im Jahr 2030 sicherstellen sowie einen schrittweisen Kohleausstiegs-

pfad inklusiv eines Abschlussdatums vorzulegen. Zudem sollen Maßnahmen, die die soziale und strukturpolitische Entwicklung sowie die finanzielle Absicherung in den Braunkohleregionen sicherstellen, erarbeitet werden. Die Empfehlungen zu den Begleitmaßnahmen der Braunkohleregionen sowie zu ihrer finanziellen Absicherung sollen Ende 2018 vorliegen, die Empfehlungen zum 2020-Ziel rechtzeitig vor der UN-Klimakonferenz Anfang Dezember 2018 und der Endbericht Ende 2018.

Im Koalitionsvertrag der Bundesregierung ist zudem ein Klimaschutzgesetz vorgesehen, das mit der Verabschiedung im Jahr 2019 erstmals einen rechtlich verbindlichen Rahmen für das Treibhausgas-Minderungsziel im Jahr 2030 schaffen soll.

Im April 2018 ist die umfassende Reform des EU-Emissionshandels in Kraft getreten. Demnach wird die Zahl der handelbaren Zertifikate in der 4. Handelsperiode (2021–2030) um jährlich 2,2 % statt wie bisher 1,74 % gesenkt. Zudem wird die Zuführungsrate der Marktstabilitätsreserve im Zeitraum 2019–2024 von 12 % der Vorjahresüberschüsse auf 24 % verdoppelt und beginnend im Jahr 2023 werden über die Versteigerungsmenge des Vorjahres hinausgehende Zertifikate gelöscht. Neu ist zudem, dass Mitgliedsstaaten bei Kraftwerksstilllegungen aufgrund zusätzlicher nationaler Klimaschutzmaßnahmen die entsprechenden Zertifikate löschen können.

Ebenfalls auf EU-Ebene stellte die EU-Kommission Ende November 2016 das umfassende Maßnahmenpaket „Saubere Energie für alle Europäer“ vor. Darin enthalten sind Gesetzesvorschläge, die den Rahmen der EU-Energiepolitik bis 2030 prägen sollen. Die Gebäudeeffizienz-Richtlinie ist bereits in Kraft, für die Effizienz-Richtlinie, Erneuerbaren Richtlinie und Governance-Richtlinie konnte eine Einigung erzielt werden [14].



Das sogenannte zweite Teilpaket umfasst die Themen zum Strommarktdesign: die Strombinnenmarkt-Richtlinie sowie drei Verordnungen (Strommarkt-Verordnung, ACER-Verordnung, Risikovorvorsorge-Verordnung).

Dabei zielt die Überarbeitung auf die Flexibilisierung des Strommarkts, eine verbesserte Integration erneuerbarer Energien und die Stärkung der Verbraucher ab. So soll der Zugang ausländischer Stromerzeuger erleichtert und dynamische Stromtarife eingeführt werden. Außerdem ist die Relativierung des Einspeisevorrangs für erneuerbare Energien Teil des EU-Legislativpakets, Ausnahmen für EE-Bestandsanlagen und Kleinanlagen sind vorgesehen. Angedacht ist zudem eine verstärkte Zusammenarbeit der europäischen ÜNB, insbesondere durch die Einführung von Regional Operational Centres (regionaler Betriebszentren), die künftig bindende Vorgaben zur operativen Systemführung machen können sollen (insb. zur Kapazitätsberechnung und Bestimmung der Reserven). Strittig ist die Überarbeitung der Strommarktverordnung, darunter das Verfahren zur Neuordnung von Strompreiszonen und die EU-weite Vorgabe eines CO₂-Grenzwertes von Kapazitätsmechanismen von 550 g CO₂/kWh, womit Kohlekraftwerke von Kapazitätsmechanismen ausgeschlossen wären. Eine Einigung soll noch bis Ende 2018 im Rahmen der österreichischen Ratspräsidentschaft erzielt werden [15].

2.2 ERNEUERBARER KRAFTWERKSPARK

Der Beitrag der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung in Baden-Württemberg hat sich in den vergangenen Jahren kontinuierlich erhöht. Während zunächst primär Photovoltaikanlagen einen Großteil des Aufwuchses beisteuerten, konnte ab 2015 auch die Stromerzeugung aus Windenergie zunehmend gesteigert werden. Insgesamt lag der Anteil der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung im Jahr 2017 bei 27,5 %. Bezogen

auf den Bruttostromverbrauch, der zusätzlich die in Baden-Württemberg verbrauchten Netto-Stromimporte beinhaltet, beträgt der Anteil der baden-württembergischen Strombereitstellung aus erneuerbaren Energien rund 22 %.

Die Anreize zur Errichtung von Erneuerbare-Energien-Anlagen zur Stromerzeugung werden primär von den Regelungen auf Bundesebene gesetzt. Erneuerbare Energien sollen bis zum Jahr 2025 in Deutschland 40 % bis 45 % des Bruttostromverbrauchs bereitstellen. Auch auf Landesebene sollen die erneuerbaren Energien in den kommenden Jahren und Jahrzehnten weiter ausgebaut werden. Dabei stellen die Regelungen des EEG die wesentliche Einflussgröße dar. Mit Blick auf die ambitionierten Zielsetzungen zum Ausbau der erneuerbaren Energien im IEKK muss aus heutiger Sicht festgestellt werden, dass der Zielwert für 2020 von 38 % an der Bruttostromerzeugung aller Voraussicht nach nicht erreicht wird.

Einerseits wurde nach einem kontinuierlichen Zubaurückgang nach 2010 im Jahr 2017 mit gut 200 MW erstmals wieder mehr PV-Leistung als im Vorjahr installiert. Andererseits droht nach einem Rekordzubau in 2017 von rund 390 MW bzw. mehr als 120 Windenergieanlagen ab 2018 ein Fadenriss. Dieser geht auf die Einführung von deutschlandweiten Ausschreibungen im EEG 2017 zurück.

In den Jahren 2017 und 2018 wird der Zubau allerdings noch von Projekten bestimmt, die unter die Übergangsregelungen des EEG 2017 fallen. Diese sehen vor, dass Anlagen, die vor dem 1. Januar 2017 genehmigt wurden und bis zum 31. Dezember 2018 in Betrieb gehen, von der Teilnahmepflicht an den neu eingeführten Ausschreibungen ausgenommen sind. Ihre Vergütung richtet sich wie bisher nach den im EEG verankerten Sätzen in Verbindung mit einer zubauabhängigen Degression. Akteure, die eine Ausschreibungsteil-

nahme präferieren, mussten bis zum 28. Februar 2017 durch eine schriftliche Erklärung gegenüber der Bundesnetzagentur von ihrem gesetzlich bestimmten Zahlungsanspruch zurücktreten.

Im ersten Halbjahr 2018 gingen in Baden-Württemberg 28 Windenergieanlagen mit einer Gesamtleistung von rund 93 MW neu ans Netz. Gegenüber dem Vorjahreszeitraum entspricht dies einem Einbruch von knapp 31 %. Bezogen auf das Gesamtjahr dürfte der Zubaurückgang nochmals stärker ausfallen. So lassen die bereits im Anlagenregister erfassten Projekte für das laufende Jahr einen Bruttozubau in der Größenordnung von 225 MW erwarten.

In den ersten Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land dominierten im Jahr 2017 Bürgerenergiegesellschaften das Ausschreibungs-geschehen. Sie profitierten dabei von umfassenden Ausnahmeregelungen im EEG, darunter eine um 24 Monate verlängerte Realisierungsfrist und ein Verzicht auf die bundesimmissionsschutzrechtliche Genehmigung als Teilnahmevoraussetzung. Zwar sanken die Zuschlagswerte spürbar, die wettbewerbsverzerrende Wirkung der Sonderregelungen, die ungewissen Realisierungsaussich-

ten der noch wenig vorangeschrittenen Projekte sowie die ausgelöste Fadenrissproblematik haben die Bundesregierung dazu bewogen, die Privilegien weitgehend aufzuheben. Mit der Aufhebung sank im Jahr 2018 das Wettbewerbsniveau. So blieben die Zuschlagsmengen in der zweiten und dritten Runde des Jahres 2018 jeweils knapp unter dem Ausschreibungsvolumen zurück. Die mittleren Zuschlagswerte legten deutlich zu und lagen in der August-Ausschreibung nur noch knapp unter dem zulässigen Höchstwert von 6,3 ct/kWh.

Für Baden-Württemberg fällt die Bilanz nach fast zwei Jahren im Ausschreibungssystem ernüchternd aus. Nachdem im Jahr 2017 kein einziger Zuschlag in den Südwesten ging, verbesserte sich die Situation im Jahr 2018 zwar leicht. Mit einem Gesamtanteil an den bisher erteilten Zuschlägen in Höhe von 2,7 % (130 MW) kann sich das Land vor dem Hintergrund der hoch gesteckten Ziele jedoch kaum zufriedengeben. Eine Abhilfe könnte die im Koalitionsvertrag angekündigte Einführung einer Mindestquote für den süddeutschen Raum bringen. Die finale Einigung der Regierungsparteien steht hierzu – wie auch zu weiteren Änderungen am EEG – jedoch noch aus.

Tabelle 1: Übersicht über die EEG-Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land (Datenquelle: [16])

Gebots-termin	Deutschland			Baden -Württemberg			
	Gebote [MW]	Zu-schläge [MW]	Zu-schlags - quote	Gebote [MW]	Zu-schläge [MW]	Zu-schlags - quote	Anteil Zu-schläge BW an D
01.05.2017	2.137	807	38 %	88	0	0 %	0 %
01.08.2017	2.927	1.013	35 %	68	0	0 %	0 %
01.11.2017	2.591	1.000	39 %	76	0	0 %	0 %
01.02.2018	989	709	72 %	58	23	40 %	3,3 %
01.05.2018	604	604	100 %	35	35	100 %	5,8 %
01.08.2018	709	666	94 %	72	72	100 %	10,8 %
Summe / Mittelwert		4.799			130		2,7 %



Die bislang umfangreichsten Erfahrungen mit Ausschreibungen für erneuerbare Energien in Deutschland liegen im Photovoltaikbereich vor, wo bereits seit April 2015 Freiflächenanlagen bzw. Großanlagen nur noch über ein wettbewerbliches Verfahren gefördert werden. Tabelle 2

zeigt die bisherigen Ausschreibungsergebnisse für Deutschland und Baden-Württemberg. Insgesamt zeigt sich, dass die Zuschlagsquote, das heißt der Anteil der erfolgreichen Gebote (= Zuschläge), für Anlagen in Baden-Württemberg mit 38 % leicht höher als im Bundesmittel mit 33 % liegt.

Tabelle 2: Übersicht über die EEG-Ausschreibungen für Photovoltaikanlagen (Datenquelle: [17])

	Deutschland			Baden-Württemberg			
	Gebote [MW]	Zuschläge [MW]	Zuschlagsquote	Gebote [MW]	Zuschläge [MW]	Zuschlagsquote	Anteil Zuschläge BW an D
15.04.2015	714	157	22 %	10,6	1,8	16 %	1,1 %
01.08.2015	558	160	29 %	11,3	5,3	47 %	3,3 %
01.12.2015	562	204	36 %	15,9	10,0	63 %	4,9 %
01.04.2016	540	128	24 %	13,9	1,5	11 %	1,2 %
01.08.2016	311	130	42 %	6,5	6,5	100 %	5,0 %
01.12.2016	423	163	38 %	11,0	0,0	0 %	0,0 %
01.02.2017	488	200	41 %	13,8	7,4	54 %	3,7 %
01.06.2017	646	201	31 %	27,3	10,0	37 %	5,0 %
01.10.2017	754	222	29 %	7,7	1,7	22 %	0,8 %
01.02.2018	546	201	37 %	16,9	3,5	20 %	1,7 %
01.06.2018	360	183	51 %	15,7	6,7	42 %	3,6 %
01.10.2018	551	192	35 %	10,6	6,3	59 %	3,3 %
Summe / Mittel	6.453	2141	33 %	161	61	38 %	2,8 %

Der Anteil Baden-Württembergs an den bundesweiten Zuschlägen bewegte sich zwischen 0 % und 5 %. Der bisher höchste Zuschlagsanteil mit 5 % konnte in der Ausschreibungsrunde vom 1. Juni 2017 realisiert werden. In dieser Runde wurde bislang auch am meisten Leistung für Anlagen in benachteiligten Gebieten in Baden-Württemberg geboten (26 MW) und bezuschlagt (10 MW). Ein großer Anteil der in Baden-Württemberg seit Juni 2017 erzielten Zuschläge geht auf die im März 2017 in Kraft getretene Freiflächenöffnungsverordnung zurück.

Eine der zugrunde liegenden Ursachen ist die zögerliche Flächenausweisung, insbesondere in benachteiligten Gebieten. Deshalb unterstützt die Landesregierung mit einem Hinweisschreiben an die Planungsbehörden sowie mit einem Planungsleitfaden die Freiflächenöffnungsverordnung, um so die Nutzung von Flächen in benachteiligten Gebieten in Baden-Württemberg für Photovoltaikanlagen zu befördern.

Mit der im Koalitionsvertrag des Landes verankerten Solaroffensive sollen die Potenziale der Solarenergie besser ausgeschöpft werden. Die Solaroffensive setzt sich aus mehreren verschiedenen Bausteinen zusammen und adressiert neben der Photovoltaik auch die thermische Solarenergienutzung. Neben der bereits genannten Freiflächenöffnungsverordnung sollen Maßnahmen im Bereich Öffentlichkeitsarbeit, Motivation und Vernetzung von Akteuren umgesetzt werden. Dazu dient insbesondere das Förderprogramm „Regionale Photovoltaiknetzwerke“, mit dem in den zwölf Regionen Baden-Württembergs jeweils eine Beratungs- und Netzwerkinitiative gefördert wird. Mit einem weiteren Förderprogramm werden netzdienliche PV-Batteriespeicher im Zusammenhang mit der Installation einer neuen PV-Anlage gefördert (vgl. Kapitel 2.3). Weiterhin sollen verstärkt auch große Solarwärmeanlagen gefördert werden (vgl. Kapitel 4.4).

Die Rahmenbedingungen für Mieterstromprojekte haben sich mit dem Mieterstromgesetz der Bundesregierung verbessert. Im Gesetz ist geregelt, dass Strom aus Solaranlagen, der auf dem Dach eines Wohngebäudes erzeugt und an Letztverbraucher (insbesondere Mieter) in diesem Gebäude oder in Wohngebäuden und Nebenanlagen im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang ohne Netzdurchleitung geliefert wird, mit einem Zuschlag gefördert wird. Der von den Mietern nicht verbrauchte Strom wird nach den Regelungen des EEG vergütet. Mit der Förderung sollen Mieter unmittelbar an der Energiewende beteiligt werden und Anreize für PV-Anlagen auf größeren Wohngebäuden geschaffen werden. Seit Beginn der Mieterstromförderung bis Ende August 2018 wurden bundesweit 220 Mieterstromanlagen mit insgesamt 5.060 kW gefördert. Davon entfallen 48 Anlagen bzw. rund 1.110 kW auf Anlagen in Baden-Württemberg.

Zum 1. September 2017 wurde die erste Ausschreibungsrunde für Strom aus Biomasseanlagen durchgeführt. Im Gegensatz zu den Ausschreibungen für Windenergie- und Photovoltaikanlagen können auch Bestandsanlagen an den Ausschreibungen teilnehmen und sich somit einen Anspruch auf die Förderung des Weiterbetriebs über 20 Jahre hinaus sichern (für 10 Jahre). Die erste Ausschreibungsrunde für Biomasseanlagen war von einer geringen Wettbewerbsintensität gekennzeichnet. In der zweiten Ausschreibungsrunde vom 1. September 2018 ist zwar das Gebotsvolumen auf 76,5 MW deutlich gestiegen, aufgrund der höheren Ausschreibungsmenge (225,8 MW) war die Wettbewerbsintensität jedoch so gering wie in der Ausschreibungsrunde des Jahres 2017. Von den in beiden Ausschreibungsrunden insgesamt bezuschlagten 103 Anlagen entfallen 13 auf Baden-Württemberg mit einer Gesamtleistung von 7,0 GW.

Die erneuerbaren Energien leisten neben dem Beitrag zur Stromerzeugung auch einen Beitrag zur gesicherten Leistung. Letzterer ist aufgrund der fluktuierenden Einspeisecharakteristik von Photovoltaik- und Windkraftanlagen jedoch vergleichsweise gering. So ist von der derzeit in Baden-Württemberg installierten Gesamtleistung erneuerbarer Energien im Stromsektor von rund 8,3 GW mit 0,6 GW nur ein Teil der gesicherten Leistung zuzurechnen (vgl. Abbildung 2), der fast ausschließlich auf Wasserkraft- und Biomasseanlagen zurückzuführen ist.



Installierte Leistung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung [MW]

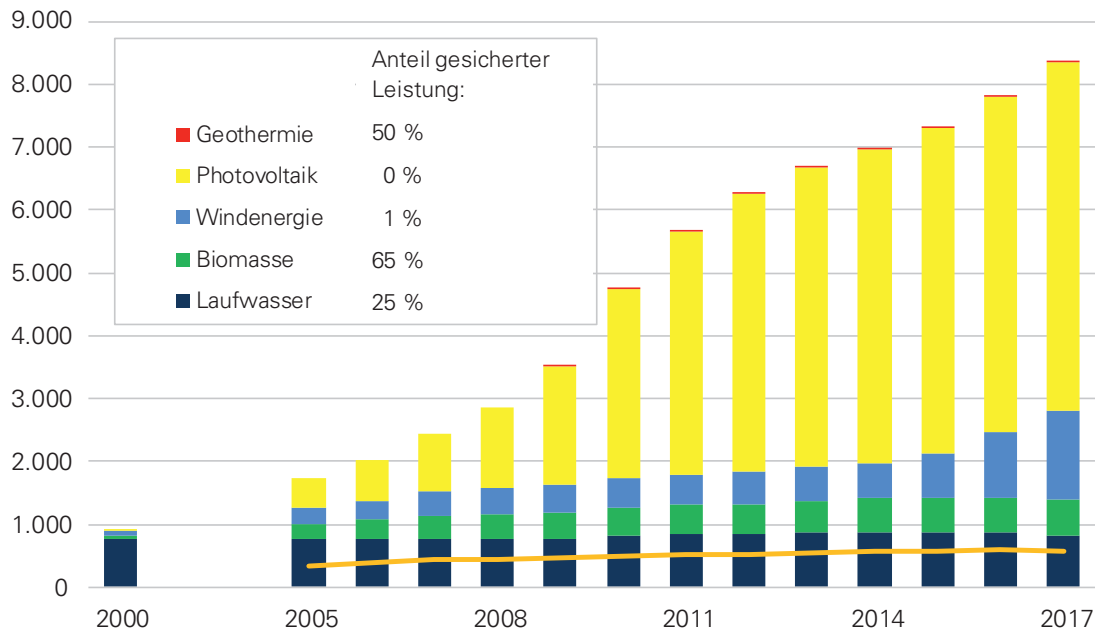


Abbildung 2: Entwicklung der Erzeugungsleistung erneuerbarer Energien (Säulen) sowie der gesicherten Leistung (Linie) von 2000 bis 2017 in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [18]

2.3 FLEXIBILITÄTSOPTIONEN

Die Integration hoher Anteile erneuerbarer Energien erfordert ein Versorgungssystem, das flexibel auf die im Tages- und Jahresverlauf schwankende Stromerzeugung aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen reagieren kann. Dabei nimmt das Ausmaß der kurzfristig auszugleichenden Leistungsänderungen mit fortschreitendem Ausbau der erneuerbaren Energien sukzessive zu. Das Angebot an Flexibilitätsoptionen ist vielseitig und reicht vom Aus- und Umbau der Netzinfrastruktur, der Ausweitung des europäischen Binnenhandels, der Flexibilisierung konventioneller Kraftwerke bis hin zum Ausbau von Speichern sowie der intelligenten Einbindung der Nachfrageseite. Zusätzliche Potenziale können sich ferner aus der verstärkten Kopplung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr ergeben.

Ein akutes Flexibilitätsdefizit besteht nach Auffassung der Bundesnetzagentur [19] allerdings nicht. Im Gegenteil, Flexibilität sei heute sowohl

in ausreichendem Umfang als auch sehr preiswert verfügbar. Gleichwohl besteht nach wie vor Klärungsbedarf, wie sich die verschiedenen Flexibilitätsoptionen langfristig effizient in das bestehende System einbinden lassen. So gilt es, vor allem bestehende Hemmnisse und Fehlanreize auszuräumen sowie einen möglichst diskriminierungsfreien Marktzugang für alle Optionen zu ermöglichen.

Grundsätzlich lässt sich zwischen dem marktseitig induzierten und dem netzseitig induzierten Flexibilitätsbedarf unterscheiden [19]. Marktseitig resultiert dieser vor allem aus der Notwendigkeit, das Angebot und die Nachfrage zu jeder Zeit in Einklang zu bringen. Mit der Entscheidung für den Strommarkt 2.0 hat die Bundesregierung ihren Willen bekräftigt, in diesem Zusammenhang auch in Zukunft an den grundlegenden Marktmechanismen festhalten zu wollen bzw. diese weiter zu stärken. Hierzu zählen insbesondere die freie Preisbildung am Strommarkt sowie die Lieferver-

pflichtungen im Rahmen des Bilanzkreismanagements. Netzseitig resultiert der Bedarf in erster Linie aus Engpässen, wenn also die Netzkapazitäten nicht ausreichen, um ein bestimmtes Marktergebnis mit den sich daraus ergebenden Lastflüssen abzubilden. In diesem Kontext war in den letzten Jahren ein deutlicher Anstieg der Redispatch- und Einspeisemanagementmaßnahmen zu beobachten (zu Redispatch vgl. auch 3.1.1).

FLEXIBILISIERUNG KONVENTIONELLER

KRAFTWERKE

Ein Teil des konventionellen Kraftwerksparks reagiert nach wie vor nur eingeschränkt auf die Preissignale des Börsenhandels und erzeugt auch dann noch Strom, wenn die Preise im Stromhandel negative Werte annehmen. Dies belegen Zahlen, die die Bundesnetzagentur im Frühjahr 2017 in ihrem ersten Bericht zur Mindesterzeugung [20] präsentierte. In den analysierten Stunden⁶ mit negativen Strompreisen belief sich die Stromerzeugung aus konventionellen Anlagen auf 23,4 GW bis 28,1 GW. Lediglich 3,2 GW bis 4,6 GW der Einspeiseleistung waren dabei direkt einem netztechnischen Grund bzw. einer Systemdienstleistung zuordenbar. Der weitaus überwiegende Teil (18,8 GW bis 23,6 GW) des unflexiblen Sockels entfiel dagegen auf Anlagen, die aus anderen Gründen ihre Einspeisung nicht einsenkten. Die im Rahmen der Untersuchung befragten Kraftwerksbetreiber gaben hierfür vor allem technische Gründe sowie die am Wärmebedarf orientierte Fahrweise der Kraftwerke an. Kernenergie- und Braunkohlekraftwerke stellten mit mehr als zwei Drittel der Leistung (69 % bis 73 %) den größten Anteil des preisunelastischen Sockels. Neben der schrittweisen Übernahme von Systemverantwortung durch erneuerbare Energien können Investitionen in die Flexibilisierung des konventionellen Kraftwerksparks einen wertvollen Beitrag zur Reduzierung der bestehenden

Inflexibilität leisten. Der bereits beschlossene Ausstieg aus der Kernenergienutzung wird sich diesbezüglich ebenfalls positiv auswirken. Eine tiefergehende Untersuchung der außermärklichen Erlösoptionen könnte nach Einschätzung der Bundesnetzagentur darüber hinaus weitere Potenziale offenbaren. Relevante Themenfelder seien hier insbesondere die Eigenversorgung, vermiedene Netzentgelte sowie die KWK-Förderung.

STROMSPEICHERUNG

Pumpspeicherkraftwerke dominieren in Deutschland nach wie vor das Segment der Großspeicher. Ihre Zahl blieb gegenüber dem letzten Berichtszeitraum jedoch stabil. Die Nettonennleistung beläuft sich nach Angaben der Bundesnetzagentur [3] auf 6.357 MW, wovon 1.873 MW auf Standorte in Baden-Württemberg entfallen. Hinzu kommen Anlagen in Österreich und Luxemburg mit einer Gesamtleistung von 3.095 MW, die ebenfalls mit dem deutschen Stromnetz verbunden sind. Zusammengenommen kommen die Pumpspeicherkraftwerke auf eine Speicherkapazität von rund 40 GWh [21]. Nachdem bereits im letzten Monitoring-Bericht von der Einstellung des Großprojektes Atdorf berichtet wurde, kündigten im Jahr 2018 weitere Unternehmen den Rückzug von ihren Neubauplänen an, darunter die Stadtwerkekooperation Trianel mit zwei Projekten in Nordrhein-Westfalen und Thüringen [22]. Als Begründung für den Rückzug verweist der Konzern auf die schwierigen wirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen für Pumpspeicher. Im Bau bzw. Umbau befinden sich dagegen das Pumpspeicherkraftwerk Obervermuntwerk II, das aktuell unter Beteiligung von der EnBW Energie Baden-Württemberg in Österreich entsteht, sowie das Pumpspeicherkraftwerk Rönhausen in Nordrhein-Westfalen, das im Jahr 2018 für 25 Millionen Euro saniert und erweitert wird [23]. Zudem plant die EnBW den Ausbau des bestehenden Pump-

⁶ Für die Untersuchung wurden einzelne Stunden an fünf verschiedenen Tagen aus der zweiten Jahreshälfte 2015 ausgewählt.



speicherkraftwerkes in Forbach. Eine finale Investitionsentscheidung steht hierzu jedoch noch aus.

Deutlich mehr Dynamik ist dagegen beim Ausbau von Batteriespeichersystemen zu beobachten. Sowohl im Bereich der Großspeicher zur Netzstabilisierung als auch im Segment der Heimspeicher, die vor allem in Verbindung mit Photovoltaikanlagen errichtet werden, nimmt die Zahl der installierten Einheiten von Jahr zu Jahr zu. Wie aus dem Jahresbericht 2018 zum Speichermonitoring [24] hervorgeht, wurden allein im Jahr 2017 etwa 31.700 neue Solarstromspeicher in Betrieb genommen, davon 5.435 (rund 17 %) in Baden-Württemberg, was den Gesamtbestand zum Jahresende auf rund 85.000 Einheiten ansteigen ließ. Die nutzbare Speicherkapazität legte um 246 MWh auf rund 600 MWh zu. Der Markt profitierte dabei vor allem von der Wiederbelegung des PV-Ausbaus und der hohen Zahlungsbereitschaft der Käufer. So knüpft nur etwas mehr als die Hälfte der Akteure (55 %) eine Gewinnerwartung an ihre Investitionsentscheidung [24]. Die Bedeutung des KfW-Förderprogramms, das zum 31. Dezember 2018 auslaufen wird, ging unterdessen weiter zurück. Nur noch jeder fünfte Heimspeicher wurde 2017 unter Inanspruchnahme der Förderung errichtet. Im Segment der Großbatteriespeicher stieg die installierte Leistung im Jahr 2017 auf 178 MW an (2016: 143 MW) [25]. Für das Jahr 2018 wird ein weiterer Anstieg auf rund 320 MW prognostiziert. Zusammen mit der Schätzung für den Heimspeichermarkt (2018: 385 MW) stiege die kumulierte Batteriespeicherleistung bis Ende des laufenden Jahres damit auf rund 700 MW an.

Der Batteriespeicherboom ist nicht unumstritten. Dies gilt zumindest für die Fälle, in denen die Speicher – begünstigt durch entsprechende Privilegien – ausschließlich zur Steigerung der Selbstverbrauchsquoten dienen und damit keinen markt- bzw. netzdienlichen Zweck erfüllen. Daher werden im Rahmen des Landesförderpro-

gramms „Netzdienliche PV-Batteriespeicher“ nur Batteriespeicher gefördert, die sich netzdienlich verhalten oder sogar erzeugungs-/verbrauchsprognostiziert agieren. Seit März 2018 sind 1600 Anträge/Vorhaben mit einem Volumen von rund 4,1 Millionen Euro bewilligt bzw. bereits abgeschlossen. Insgesamt werden diese Vorhaben eine Speicherkapazität von rund 12,7 MWh sowie eine installierte PV-Leistung von rund 18,2 MWp aufweisen. 77 % der Vorhaben nehmen den Bonus für prognosebasierte Batteriemanagementsysteme in Anspruch [26].

FLEXIBILISIERUNG DER NACHFRAGE

Stromkunden können durch die flexible Anpassung ihres Verbrauchsverhaltens einen aktiven Beitrag zur Integration der erneuerbaren Energien in das Versorgungssystem leisten. Voraussetzung hierfür ist jedoch, dass entsprechend wirkungsvolle (Preis-)Signale beim Kunden ankommen. Dies ist heute vielfach nicht gegeben. Ein wichtiges Handlungsfeld ist diesbezüglich die Überarbeitung der Netzentgeltsystematik, die in ihrer jetzigen Form ein markt- bzw. netzdienliches Verhalten nur unzureichend fördert. So setzt unter anderem die Bemessung der Leistungspreiskomponente an der Jahreshöchstlast einen starken Anreiz, Lastspitzen generell und damit unabhängig von der tatsächlichen Markt- bzw. Netzsituation zu vermeiden. In der Kritik steht zudem die aktuelle Ausgestaltung der individuellen Netzentgelte nach § 19 StromNEV. Im Fall der Regelungen für stromintensive Netznutzer spricht die Bundesnetzagentur sogar von einer „flexibilitätsfeindlichen“ Wirkung und wirbt in diesem Zusammenhang für eine grundlegende Anpassung [19]. Auch die Deutsche Energie-Agentur (dena) beteiligte sich jüngst mit einem Diskussionsbeitrag zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik [27]. An oberster Stelle des 12 Punkte umfassenden Maßnahmenkatalogs steht die Forderung, dass netzdienliches Verhalten nicht zu höheren Netzentgelten führen dürfe. Dieser Grundsatz müsse

bei Teilnahme an allen relevanten Marktfeldern gelten, wozu neben dem Regelleistungsmarkt aktuell auch die Regelungen zu zu- bzw. abschaltbaren Lasten und das Redispatch zählen.

DIGITALISIERUNG DER ENERGIEWIRTSCHAFT

Die Energiewende ist ohne moderne Informations- und Kommunikationssysteme nicht zu bewältigen, nimmt doch die Komplexität und der Koordinationsbedarf mit der wachsenden Zahl dezentraler Einheiten und der volatilen Erzeugung aus Windenergie- und Solaranlagen stetig zu. Die kontinuierliche Auswertung von Erzeugungs- und Verbrauchsdaten in Echtzeit ist dabei ebenso wichtig wie die unmittelbare Weitergabe von Preissignalen an Verbraucher. Der Smart Meter Rollout – Herzstück des zum 1. Januar 2017 in Kraft getretenen Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende – soll hierzu die technischen Voraussetzungen schaffen. Dabei soll die analoge Zählerinfrastruktur schrittweise durch moderne Messeinrichtungen bzw. intelligente Messsysteme ersetzt werden. Letztere verfügen zusätzlich zu ihrer Zähler-Funktionalität über eine Kommunikationsschnittstelle, das sogenannte Smart-Meter-Gateway, über die sich die Messdaten automatisiert zum Messstellenbetreiber übertragen lassen. Da sich die Zertifizierung der Smart-Meter-Gateways nach wie vor hinzieht, verzögert sich der Rollout der intelligenten Messsysteme, der eigentlich schon zum 1. Januar 2017 starten sollte, weiter. Marktexperten rechnen inzwischen damit, dass der Rollout erst im Jahr 2019 beginnen kann [28].

2.4 ENTWICKLUNG VON BRUTTOSTROM-ERZEUGUNG UND -VERBRAUCH

Die Bruttostromerzeugung in Baden-Württemberg ist 2017 mit rund 59,8 TWh (-4,6% gegenüber dem Vorjahr) um 2,9 TWh deutlich zurückgegangen. Hauptsächlich ist dies auf die geringere

Erzeugung in Kernkraftwerken zurückzuführen, in denen im Jahr 2017 15% weniger produziert wurde (-3,3 TWh). So wurde Ende Dezember 2016 das Kernkraftwerk Philippsburg 2 aus Sicherheitsgründen vom Netz genommen, Mitte Mai 2017 nahm das Kraftwerk den Betrieb wieder auf. Zudem wurde in den Steinkohlekraftwerken Baden-Württembergs 2,9% weniger Strom als im Vorjahr erzeugt (-0,5 TWh).

Auf Bundesebene ist die Erzeugung aus Steinkohle (-17%) und Kernenergie (-10%) ebenfalls deutlich rückläufig, während Erdgas einen Anstieg um 6% aufweist. Hintergrund ist die Stilllegung von Steinkohlekraftwerken und die verbesserte Wettbewerbssituation von Gaskraftwerken. Zuwächse insbesondere bei Windenergie an Land und auf See können die rückläufige konventionelle Stromerzeugung kompensieren, sodass bundesweit insgesamt ein Anstieg der Bruttostromerzeugung um 0,6% vorliegt [29].

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Baden-Württemberg ist im Jahr 2017 um 0,7 TWh gewachsen. Dazu tragen insbesondere Windenergieanlagen bei. Mit einem Zubau von rund 720 MW in den Jahren 2016 und 2017 hat sich die installierte Leistung von Windenergieanlagen in Baden-Württemberg zum Jahresende 2017 innerhalb von zwei Jahren auf 1,4 GW verdoppelt. Gewachsen ist auch die Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen (+0,2 TWh), während in den Wasserkraftanlagen weniger Strom erzeugt wurde (-0,3 TWh). Insgesamt leisteten die erneuerbaren Energien in Baden-Württemberg im Jahr 2017 einen Beitrag von 16,5 TWh bzw. 27,5% zur Stromerzeugung. Da der Bruttostromverbrauch in Baden-Württemberg deutlich höher als die Bruttostromerzeugung ist, ist der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch mit 22,2% deutlich geringer.



Bruttostromerzeugung bzw. -verbrauch [TWh/a]

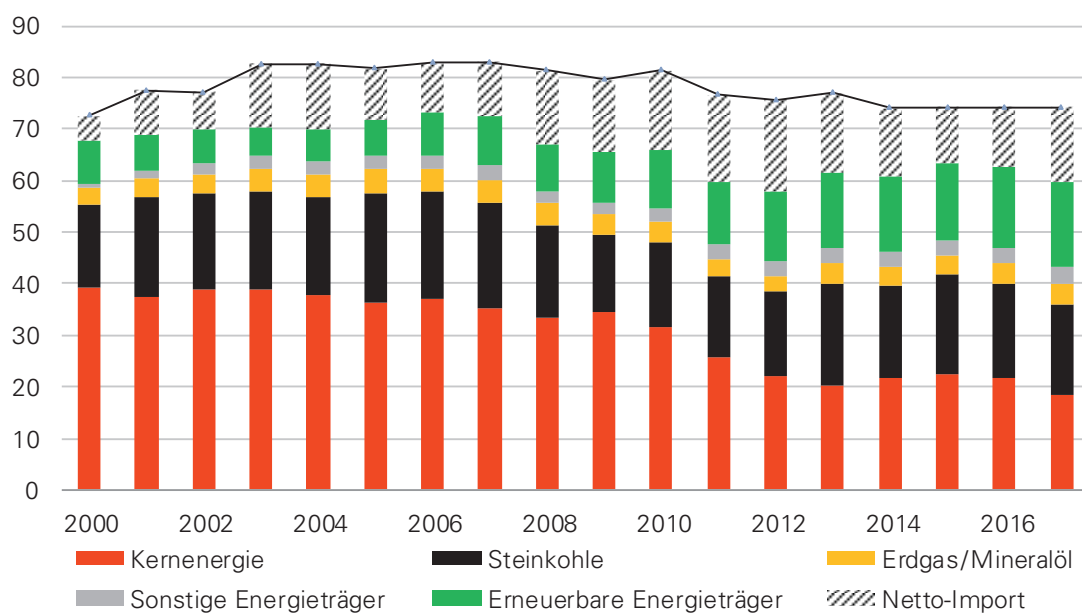


Abbildung 3: Entwicklung der Bruttostromerzeugung nach Energieträgern sowie des Bruttostromverbrauchs im Zeitraum von 2000 bis 2017 in Baden-Württemberg (2017 vorläufig/teilweise geschätzt). Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [30, 31]

Der Bruttostromverbrauch in Baden-Württemberg hat sich in den vergangenen Jahren auf einem Niveau von etwa 74 TWh stabilisiert. Zusammen mit der deutlich geringeren Stromerzeugung im Land sind die Nettoimporte gegenüber dem Vorjahr um 3,0 TWh auf 14,5 TWh gestiegen.



Exkurs: Ausgewählte Tage des baden-württembergischen Kraftwerkparks

Am Sonntag, den 6. Mai 2018 wurde ein Anteil von 99 % erneuerbaren Energien am Verbrauch in der Regelzone der TransnetBW GmbH¹ erreicht. Ursächlich war die hohe Solarstromeinspeisung mit einer Leistung von bis zu 3,8 GW bei gleichzeitig vergleichsweise niedrigem Stromverbrauch aufgrund des Wochenendes (vgl. Abbildung 4). Bundesweit betrug der PV-Maximalwert 31 GW. Die Steinkohlekraftwerke hatten bundesweit bereits am Vortag die Erzeugung weitgehend einge-

stellt, Braunkohlekraftwerke trugen noch zur Erzeugung bei. Der Börsenstrompreis (Day-ahead) spiegelt ebenfalls in umgekehrter Weise die PV-Einspeisekurve wieder. Zukünftig ist aufgrund des zunehmenden Ausbaus der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, primär Photovoltaik und Windenergie, häufiger mit der vollständigen Deckung des Stromverbrauchs durch erneuerbare Energien zu rechnen.

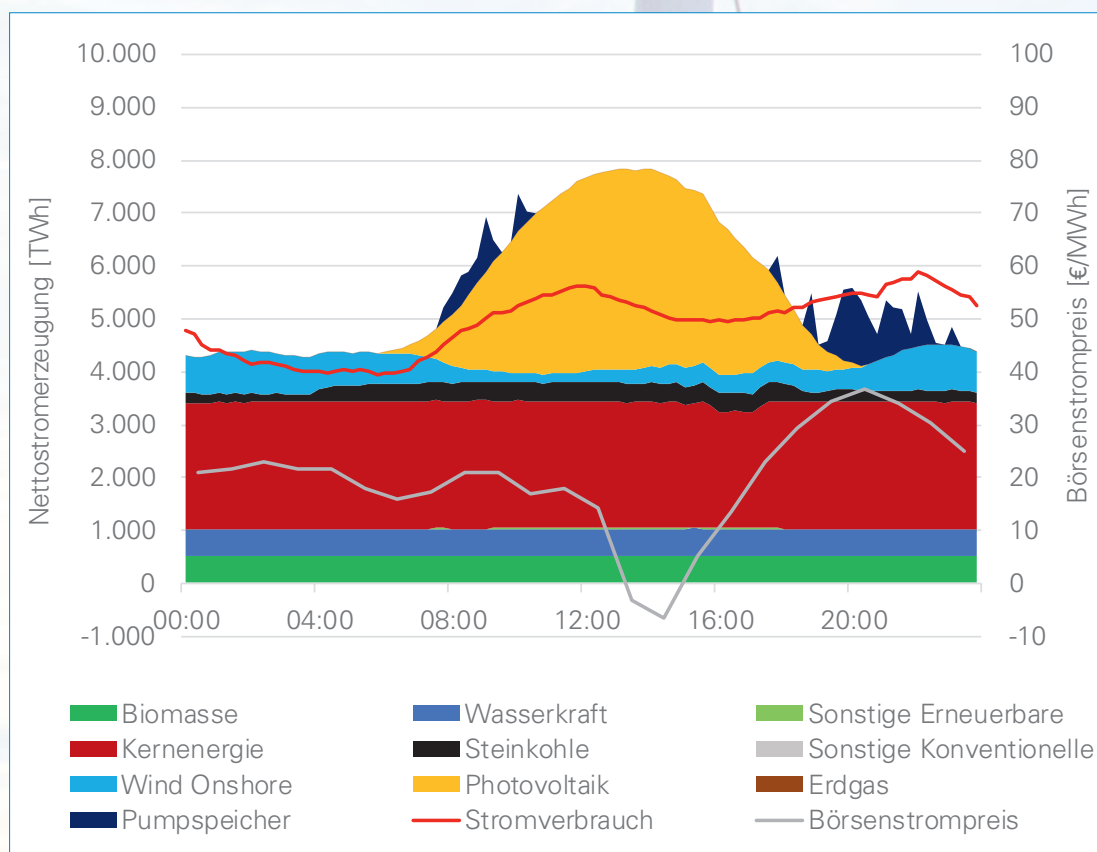


Abbildung 4: Anteil von 99 % erneuerbarer Energien am Verbrauch in der Regelzone der TransnetBW GmbH am 6. Mai 2018. Quelle der Daten: www.smard.de

¹ Die Regelzone der TransnetBW GmbH ist weitgehend deckungsgleich zu Baden-Württemberg. Abweichungen bestehen unter anderem in der Zuordnung des Großkraftwerk Mannheims, dieses wird in Teilen der Regelzone der Amprion GmbH zugeordnet. So wurden in der Jahressumme 2016 10,1 TWh Strom aus Steinkohle in der Regelzone der TransnetBW GmbH erzeugt (Baden-Württemberg 2016 16,7 TWh). Ebenso weicht Stromerzeugung aus Erdgas deutlich ab (0,05 TWh zu 3,4 TWh).

Aufgrund des fluktuierenden Charakters der Stromerzeugung aus Windenergie und Photovoltaik können auch Situationen eintreten, in denen die Erzeugung aus erneuerbaren Energien sehr gering ausfällt. Am 10. und am 11. Januar 2018 herrschte bundesweite eine sogenannte „Dunkelflaute“. Der Stromverbrauch wurde weitgehend über den Einsatz von Kohlekraftwerken gedeckt. Dabei war der Stromverbrauch mit 9,1 GW im

Land auf hohem Niveau. Der Börsenstrompreis stieg auf bis zu 57,50 €/MWh an. Deutlich wird, dass ein zunehmend auf Erzeugung durch erneuerbare Energien basierendes System zur Deckung der Nachfrage auch über ausreichend Flexibilität (Lastmanagement) und ebenfalls erzeugungsseitig (Kraftwerke, Speicher) bzw. über die Transportkapazität des Netzes verfügen muss.

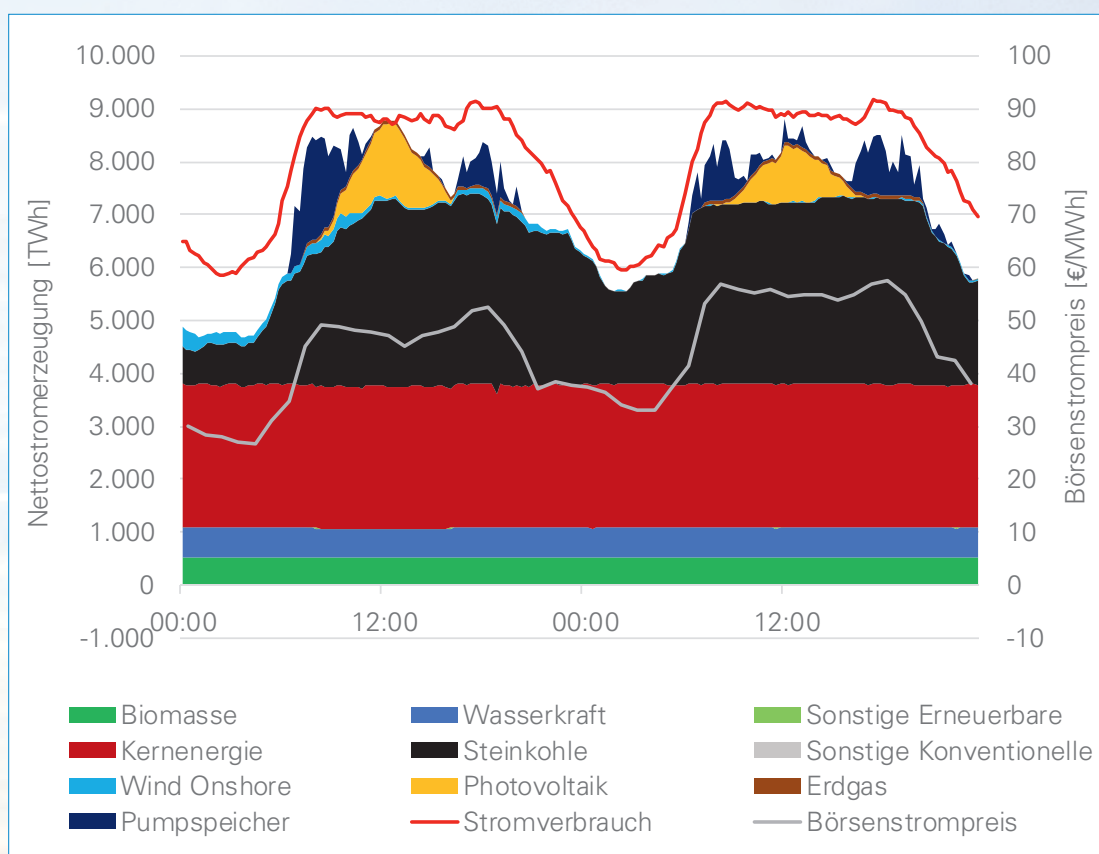


Abbildung 5: Dunkelflaute in der Regelzone der TransnetBW GmbH am 10. und 11. Januar 2018. Quelle der Daten: www.smard.de

2.5 ENTWICKLUNG DES STROMAUSTAUSCHS (IMPORT-EXPORT-SALDO)

Im Saldo zeigt sich mit 17,5 TWh ein weiterer Anstieg der Stromflüsse von Baden-Württemberg in das benachbarte Ausland. Dies ist primär auf höhere Stromflüsse in die Schweiz zurückzuführen. Im Vergleich zum Vorjahr sind im Saldo 3,1 TWh höhere Exporte zu verzeichnen. Vor allem im ersten Halbjahr ist dies auf die geringe Verfügbarkeit der Wasserkraft in den Alpenländern bei niedrigen Strompreisen in Deutschland zurückzuführen [32]. Aus Frankreich ist der Strombezug rückläufig. Hintergrund ist die geringe Stromerzeugung der Kernkraftwerke im ersten Quartal 2017. Zudem sind Exporte nach Österreich rückläufig.

Auf Bundesebene erreicht der Saldo der grenzüberschreitenden physischen Lastflüsse wie bereits in den Vorjahren ein Rekordniveau: Mit 55 TWh ist der Saldo geringfügig höher im Vergleich zum Vorjahr (53,7 TWh). Hintergrund ist der mit 2,6 TWh größere Anstieg der Exportflüsse im Vergleich zum Import (+1,4 TWh) [29].

Physische Lastflüsse [TWh]

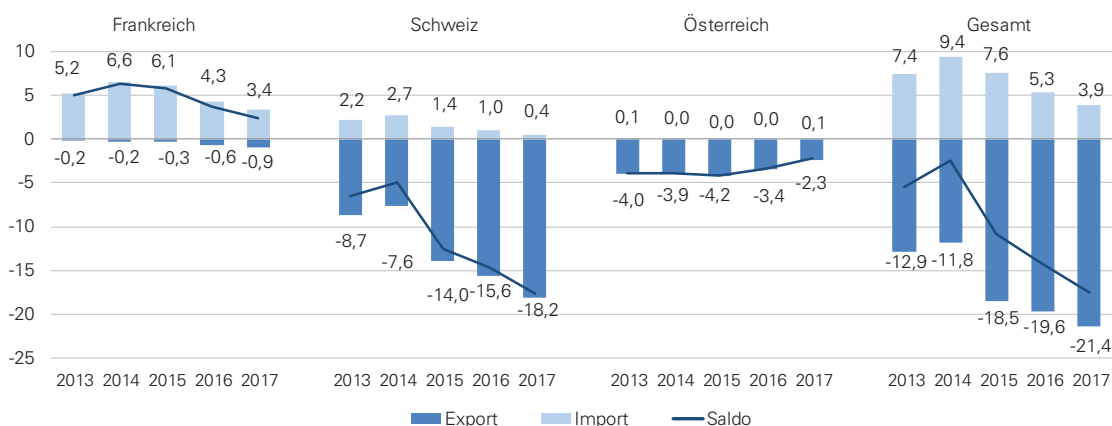


Abbildung 6: Grenzüberschreitende physische Lastflüsse von und nach Baden-Württemberg in den Jahren 2013 bis 2017⁷. Eigene Auswertung auf Basis von Daten aus [35–37]

Die physischen Lastflüsse weichen teilweise erheblich von den grenzüberschreitenden kommerziellen Stromhandelsflüssen ab (vgl. Abbildung 7). Die grenzüberschreitenden Handelsflüsse zeigen

den Fahrplan der ÜNB auf Basis der Meldungen der Bilanzkreise. Dahingegen stellen physische Lastflüsse Messwerte dar, welche zudem Transit- und Ringflüsse beinhalten.

⁷ Die Auswertung für Frankreich und Österreich bezieht sich auf die unter [33] veröffentlichten viertelstündlichen Summen der grenzüberschreitenden Lastflüsse. Neben der TransnetBW GmbH betreibt die Amprion GmbH Grenzkuppelstellen mit der Schweiz in Baden-Württemberg. Aufgrund identischer Bilanzierungsweise in [34] sind die Lastflüsse der Amprion GmbH und der TransnetBW GmbH als Summen dargestellt und werden im Unterschied zum Statusbericht 2016 nicht mehr separat ausgewiesen.

Handelsflüsse [TWh]

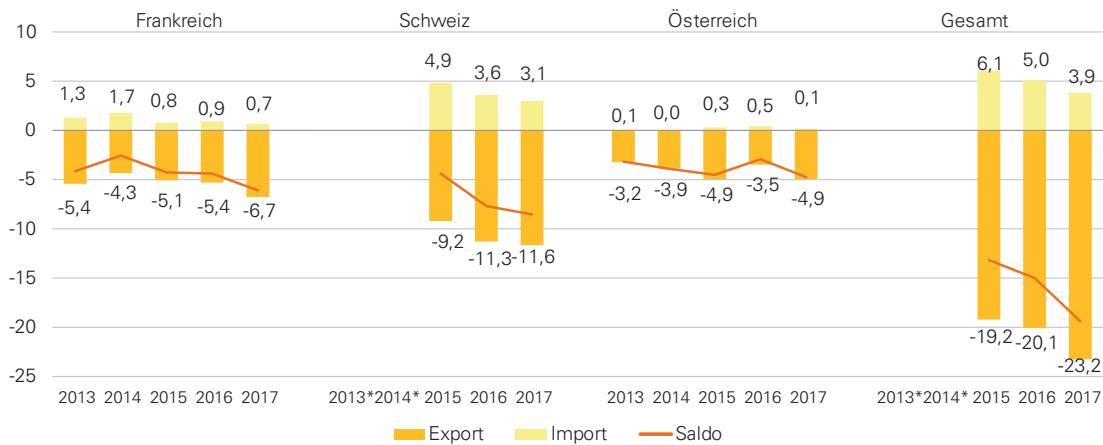


Abbildung 7: Grenzüberschreitende Handelsflüsse zwischen Baden-Württemberg und dem benachbarten Ausland in den Jahren 2013 bis 2017⁸. Eigene Berechnung auf Basis von Daten aus [35–37]

* Für das Jahr 2013/2014 liegen die Handelsflüsse mit der Schweiz nicht in geeigneter Form vor.

Der Saldo der Handelsflüsse weist ebenfalls einen Anstieg der Exportüberschüsse um 4,3 TWh gegenüber dem Vorjahr auf, damit wird ein Rekordüberschuss von 19,4 TWh erreicht (Abbildung 7). Nach Frankreich und Österreich stiegen die Exporte, während die Importe geringfügig zurückgingen. Wie bereits erläutert bezog Frankreich mehr Strom aufgrund der geringen Verfügbarkeit der Kernkraftwerke. Österreich importierte ebenfalls stärker aufgrund der geringen Stromerzeugung aus Wasserkraft. Unterstützt wurden die steigenden Handelsexporte durch rückläufige Handelsströme der Schweiz nach Baden-Württemberg. Große Abweichungen zu den tatsächlichen Lastflüssen finden sich im Austausch zwischen Baden-Württemberg und Frankreich sowie zwischen Baden-Württemberg und der Schweiz. Hierbei handelt es sich überwiegend um Transitflüsse, die unter anderem über die Schweiz nach Italien fließen [38].

Auf Bundesebene ist eine ähnliche Entwicklung zu beobachten: Der Exportsaldo (Handelsflüsse) stieg um 4,1 TWh auf 60,2 TWh. Treiber der Entwick-

lung sind unter anderem Frankreich und Österreich. Die Importe aus Dänemark und Schweden stiegen aufgrund des guten Windjahrs und der besseren Situation der Wasserkraft an [32].

Die Erlöse aus dem Stromexport belaufen sich nach vorläufigen Berechnungen auf 2,8 Milliarden Euro. Dem gegenüber stehen Importkosten nach Deutschland von 1,0 Milliarden Euro [39]. Für den Export konnte im Mittel ein etwas höheres Preisniveau erzielt werden: So kostete der Import von Strom durchschnittlich 28,1 €/MWh, während für die Exporte von den Abnehmern 29,3 €/MWh bezahlt wurden⁹.

Für den innerdeutschen Stromaustausch zwischen den Bundesländern werden keine Daten erfasst. Der bereits weiter oben dargestellte Importbedarf von rund 14,5 TWh in 2017, der bilanziell aus anderen Bundesländern stammt, verdeutlicht jedoch die Notwendigkeit einer gut ausgebauten Netzinfrastruktur (siehe Abschnitt 3).

⁸ Die Bilanzierung der Handelsflüsse mit der Schweiz und ab 2015 mit Österreich zeigt die tatsächlichen Handelsflüsse, also Import- und Exportmengen. Für Frankreich und Österreich (bis einschließlich 2014) sind jedoch aufgrund der Datenverfügbarkeit nur die stündlichen Saldowerte dargestellt, also die Summenwerte aus Import und Export.

⁹ Quotient aus Erlösen (Aufwendungen) und Handelsflüssen des Exports (Imports) in Höhe von 96,6 TWh (36,7 TWh) [32, 39].

3

Entwicklung der Infrastruktur infolge der Energiewende

3.1 STROMNETZE

3.1.1 SYSTEMSTABILITÄT

Da das Stromnetz keine Speicherfähigkeit aufweist, müssen Erzeugung und Verbrauch zu jedem Zeitpunkt gleich groß sein, um die Netz- und Systemstabilität zu gewährleisten. Dies sicherzustellen ist die Aufgabe des jeweiligen ÜNB – in Baden-Württemberg der TransnetBW GmbH. Ungeplant auftretende Schwankungen werden dabei im täglichen Netzbetrieb kurzfristig durch den Einsatz von Regel- bzw. Ausgleichsenergie behoben. Kommt es zu größeren Abweichungen, die sich nicht beheben lassen, wird die Netzstabilität gefährdet.

Neben der Reaktion auf ungeplante Schwankungen gehört es zu den Aufgaben der ÜNB sicherzustellen, dass die aus dem Stromhandel resultierenden Lastflüsse die physikalischen Grenzen des Stromnetzes nicht überschreiten. Führt der geplante Einsatz der Kraftwerke (Dispatch) zu Überlastungen in einzelnen Netzabschnitten, greifen die ÜNB ein, indem sie die Minderung oder Erhöhung der Leistung einzelner Kraftwerke anordnen (Redispatch). Dabei wird zwischen spannungs- und strombedingtem Redispatch unterschieden. Beim strombedingten Redispatch werden Engpässe in Leitungen oder Umspannstationen vermieden oder beseitigt, indem Erzeugungskapazitäten vor und hinter dem Engpass in ihrer Leistung entsprechend angepasst werden. Beim spannungsbedingten Redispatch wird dagegen zusätzliche Blindleistung bereitgestellt, um die Spannung in einem Netzgebiet aufrecht zu erhalten.

Die Bereitstellung von Redispatch erfolgt durch am Markt agierende Kraftwerke im Rahmen von vertraglichen oder gesetzlichen Schuldverhältnissen sowie durch Netzreservekraftwerke, falls die Leistung der Marktkraftwerke nicht ausreicht. Bei der Anforderung des Redispatch ist zwischen der Anforderung durch einen einzelnen ÜNB und der gemeinsamen Anforderung durch alle vier ÜNB auf Basis von Modellierungsergebnissen zu unterscheiden. [40] Der zunehmende Ausbau Erneuerbarer-Energie-Anlagen (insbesondere die räumliche Verteilung von Windkraftanlagen), die Abschaltung konventioneller Kraftwerke (bislang vornehmlich Kernenergie) sowie Verzögerungen beim Netzausbau (vgl. Abschnitt 3.1.2) haben in den vergangenen Jahren den Redispatchbedarf zum Teil stark ansteigen lassen.

Nach einem zwischenzeitlichen Rückgang des bundesweiten Redispatchbedarfs im Jahr 2016 auf rund 12.700 GWh (Marktkraftwerke: 11.475 GWh, Netzreserve: 1.209 GWh; vgl. Tabelle 3) sind die Redispatchmengen im Jahr 2017 mit rund 20.600 GWh erneut deutlich angestiegen (Marktkraftwerke 18.456 GWh, Netzreserve 2.129 GWh) [40]. Als Ursache für den Anstieg wird unter anderem das gute Windjahr 2017 angeführt, welches ein Allzeithoch der Einspeisung von Windstrom zur Folge hatte. Daneben spielt insbesondere die Entwicklung im ersten Quartal 2017 eine große Rolle, in dem mengenmäßig rund die Hälfte des Redispatch des Gesamtjahres durchgeführt wurde [40]. Ursache waren dabei erhöhte Lastflüsse in Richtung Frankreich, wo

Tabelle 3: Bundesweite Entwicklung der Redispatchmengen und -kosten [40, 43–45]

Marktkraftwerke	2013	2014	2015	2016	2017*
Strommenge [GWh] ¹	4.604	5.197	15.436	11.475	18.456
Kosten [Mio. €]	133	187	412	223	397
Netzreserve					
Strommenge [GWh] ²			551	1.209	2.129
Kosten Vorhaltung [Mio. €]			162	183	233
Kosten Abrufe [Mio. €]			66	103	182
Countertrading ¹⁰					
Kosten [Mio. €]			24	12	27
Gesamt					
Strommenge [GWh]			15.987	12.684	20.585
Kosten [Mio. €]			663	520	838

¹ Einspeisereduzierungen und -erhöhungen

* vorläufige Angaben

² Erhöhungen, inkl. Probestarts und Testfahrten

es aufgrund einer Kältewelle erhöhten Strombedarf durch elektrische Heizungen gab, während gleichzeitig mehrere Kernkraftwerke abgeschaltet waren. Niedrigwasser führte zudem zu Lieferengpässen in der Kohleversorgung süddeutscher Kraftwerke [41, 42].

Die Anforderung des Redispatch erfolgte bei rund 14.400 GWh als Einzelmaßnahme durch einen ÜNB, während bei rund 6.000 GWh eine Anforderung durch alle vier ÜNB erfolgte. Angaben zur Verteilung der Redispatchmengen auf die Regelzonen liegen nur für die Einzelmaßnahmen vor.

In der Regelzone der TransnetBW GmbH hat sich der Redispatch im Jahr 2017 im Vergleich zum Vorjahr mehr als verdreifacht (vgl. Tabelle 4).

Nach einer Eingriffsdauer von 430 Stunden und einer Redispatchmenge von 158 GWh im Jahr 2016 lag der Bedarf 2017 bei 556 GWh und einer Dauer von 1.174 Stunden. Die Kosten beliefen sich dabei auf rund 11 Millionen Euro (2016: rund 4 Millionen Euro). Als Ursachen für den durchgeführten Redispatch werden neben der genannten zum Teil angespannten Netzsituation im ersten Quartal 2017 ein Brand im Umspannwerk Daxlanden bei gleichzeitiger Revision der Kernkraftwerke Philippsburg und Neckarwestheim genannt sowie ein Anstieg des spannungsbedingten Redispatch in Schwachlastzeiten [42]. Mit knapp 4 % der Mengen der Einzelmaßnahmen ist der Redispatchbedarf in der Regelzone der TransnetBW GmbH im bundesweiten Vergleich jedoch nach wie vor gering.

Tabelle 4: Redispatchbedarf in der Regelzone der TransnetBW GmbH (nur Einzelmaßnahmen)

	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Dauer [h]	0	108	119	126	430	1.174
Strommenge [GWh] ¹			25	31	158	556
Kosten [Mio. €]				2	4	10,9*

* vorläufige Angaben

¹ Einspeisereduzierungen und -erhöhungen

¹⁰ Zur Behebung von Engpässen zwischen Gebotszonen können durch die ÜNB gebotszonenübergreifende Handelsgeschäfte durchgeführt werden, die einem Engpass entgegenwirken.

3.1.2 AUSBAU DER ÜBERTRAGUNGS- UND VERTEILNETZE

Bereits vor den Energiewendebeschlüssen 2011 wurde, unter anderem aufgrund des steigenden Anteils erneuerbarer Energien im Stromnetz, die Notwendigkeit zum Ausbau des Übertragungsnetzes gesehen, welche 2009 zum Beschluss des Gesetzes zum Ausbau von Energieleitungen (Energieleitungsausbaugesetz – EnLAG) führte. Der über die EnLAG-Vorhaben hinausgehende Ausbaubedarf des Übertragungsnetzes wird seit 2012, zunächst in jährlichem, seit 2016 in zweijährigem Rhythmus in einer rollierenden Planung von den ÜNB in den jeweiligen Netzentwicklungsplänen (NEP) ermittelt. Von den in den Netzentwicklungsplänen für Baden-Württemberg vorgesehenen Startnetzmaßnahmen sind mit der Fertigstellung der beiden letzten Maßnahmen (Netzverstärkung Hoheneck-Rommelsbach, Neubau 380/110 kV-Schaltanlage in Stalldorf) im April bzw. August 2017 alle Projekte abgeschlossen.

Die fortschreitende Entwicklung der Energiewende wird von den ÜNB in den Netzausbauszenarien des NEP-Entwurfs untersucht, wobei zusätzlich notwendige Maßnahmen ermittelt werden, die als konkrete Projekte in den NEP-Entwurf eingehen. Die Bundesnetzagentur prüft diese Maßnahmen und bestätigt sie gegebenenfalls, bevor diese in den endgültigen Netzentwicklungsplan aufgenommen werden, und schließlich Eingang in das Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) finden.

Von den derzeit 43 Vorhaben im Bundesbedarfsplangesetz entfallen neun Maßnahmen auf Baden-Württemberg. Zwei Maßnahmen davon sind Teil der drei geplanten, großen Nord-Süd-Trassen mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ), die eine Übertragungsleistung von insgesamt 8 GW umfassen: „A-Nord“ / „Ultranet“ (2 GW), „SuedLink“ (zwei mal 2 GW) und „SuedOstLink“ (2 GW). Vorhaben Nr. 2, die rund

340 km lange Leitung von Osterath nach Philippsburg, auch „Ultranet“ genannt, verläuft rund 40 km durch Baden-Württemberg. Sie wird zum Großteil auf bestehenden Freileitungstrassen realisiert und sollte ursprünglich die Abschaltung des Kraftwerksblocks Philippsburg 2 im Jahr 2019 kompensieren. Die geplante Inbetriebnahme wurde im vergangenen Jahr von 2021 auf das Jahr 2023 verschoben. Neben verschiedenen Verzögerungen im Genehmigungsverfahren [46] gestaltet sich die Suche nach dem Standort der nördlichen Konverterstation der Leitung als schwierig. Der südliche Standort wurde mit dem Gelände des Kernkraftwerks Philippsburg inzwischen festgelegt, während der nördliche Standort derzeit weiter umstritten ist [47]. Das Vorhaben Nr. 3 ist mit der Leitungsstrecke von Brunsbüttel nach Großgartach, neben der Strecke von Wilster nach Grafenrheinfeld (Bayern), die zweite Leitung der „SuedLink“-Verbindung. Die ursprünglich geplante Inbetriebnahme der Leitung im Jahr 2022 wurde auf das Jahr 2025 verschoben, weil aufgrund des 2015 beschlossenen Erdkabelvorrrangs bei Gleichstromleitungen (Gesetz zur Änderung von Bestimmungen des Rechts des Energieleitungsbaus, EnLB-RÄndG) eine grundlegende Überarbeitung der ursprünglichen Planung notwendig wurde. Für alle Leitungsabschnitte wurde im Rahmen der Bundesfachplanung im vierten Quartal 2017 der Untersuchungsrahmen durch die Bundesnetzagentur festgelegt. Mit der Einreichung der erforderlichen Unterlagen für die raumordnerische Beurteilung sowie die strategische Umweltprüfung (§ 8 Netzausbaubeschleunigungsgesetz, NABEG) durch die ÜNB wird im ersten Quartal 2019 gerechnet [48]. Tabelle 5 gibt einen Überblick über den Stand aller Vorhaben des Bundesbedarfsplangesetzes in Baden-Württemberg.

Tabelle 5: Umsetzungsstand der Netzausbauvorhaben des Bundesbedarfsplangesetzes im Verantwortungsbereich der TransnetBW GmbH und durch andere ÜNB durchzuführende Maßnahmen in Baden-Württemberg (Stand 07/2018)

Nr.	Vorhaben aus BBPIG	Vorhaben - träger	Stand	zuständig
2	HGÜ-Verbindung Korridor A Osterath-Philippensburg „Ultranet“ (Abschnitt B)	TransnetBW GmbH	§ 8 11/17 § 10: 07/18	BNetzA
	„Ultranet“ (Abschnitt A)	Ampriion GmbH	§ 9; § 10: 06/18	
3	HGÜ-Verbindung Korridor C Brunsbüttel-Großgartach „SuedLink“ (Abschnitt E)	TransnetBW GmbH	§ 7 (4) NABEG	BNetzA
	Konverter Leingarten	TransnetBW GmbH	Antrag nach BlmSchG	
19	380-kV-Netzverstärkung Weinheim-Daxlanden	TransnetBW GmbH	12.17 § 6-Antr.; 02.18 ö. Antr.k.	BNetzA
20	380-kV-Netzverstärkung Rittershausen-Kupferzell	TransnetBW GmbH	§ 6 NABEG i. V.	BNetzA
	Kupferzell-Großgartach	TransnetBW GmbH	§ 8 NABEG	
21	380-kV-Netzverstärkung Daxlanden-Kuppenheim- Bühl-Eichstetten	TransnetBW GmbH	ROV i. V. bzw. PFV i. V.	RP Ka und RP Fb
24	380-kV-Netzverstärkung Rommelsbach-Herbertingen	Ampriion GmbH	PFB 11.12.17	RP Tü
25	380-kV-Netzverstärkung Wullenstetten-Niederwangen	Ampriion GmbH	§ 6 i.V. § 11, § 7: 4.7.18	BNetzA
35	380-kV-Netzausbau Birkenfeld-Mast 115 A	TransnetBW GmbH	PFV i. V.	RP Ka
40	380 kV-Netzverstärkung Punkt Neuravensburg-Punkt Bundesgrenze (AT)	TransnetBW GmbH, Ampriion GmbH	Interne Planung	BNetzA



Vergleicht man die ursprünglich geplanten Fertigstellungstermine der BBPIG-Vorhaben in Baden-Württemberg mit dem derzeitigen Planungsstand, zeigen sich zum Teil Verzögerungen, die

dazu führen, dass die Vorhaben in Baden-Württemberg voraussichtlich zwei Jahr später als geplant abgeschlossen sind (vgl. Abbildung 8).

Fertigstellung [km]

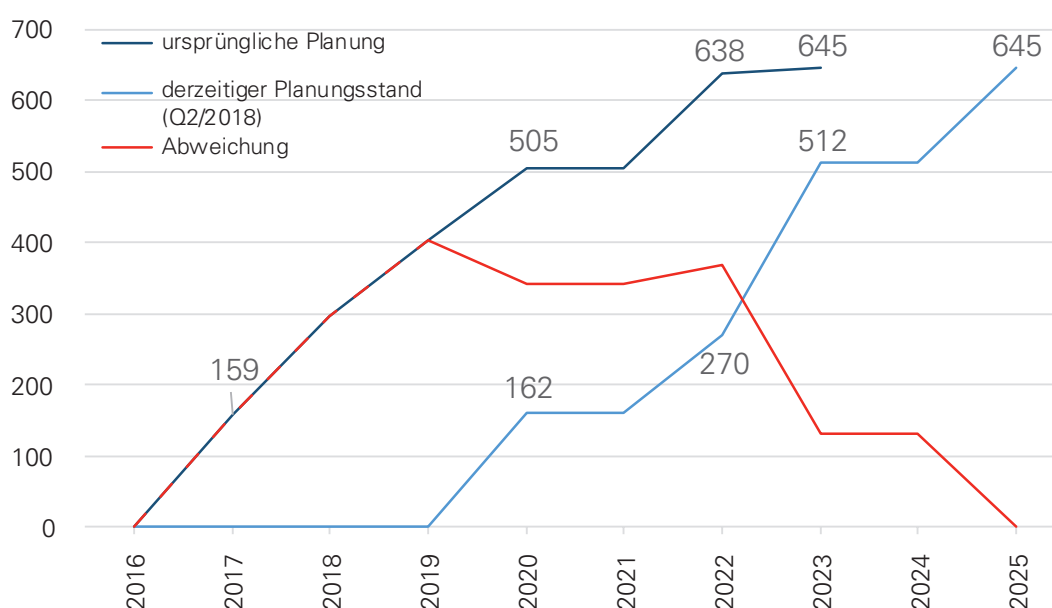


Abbildung 8: Ursprüngliche Planung und derzeitiger Planungsstand der Netzausbauvorhaben gemäß BBPIG in Baden-Württemberg (Stand Q2/2018) [49–51]

Da für die Versorgungssicherheit in hohem Maße der Übertragungsnetzausbau außerhalb Baden-Württembergs relevant ist, sind die bundesweiten Entwicklungen ebenfalls von Bedeutung. Der bundesweite Ausbau der Übertragungsnetze weist gegenüber der ursprünglichen Planung zum Teil deutliche Verzögerungen auf, was sich in Netzengpässen und einem damit steigenden Bedarf an Redispatch (vgl. Abschnitt 3.1.1) bemerkbar

macht. Der derzeitige Ausbaustand (Q4/2017) der Vorhaben gemäß EnLAG liegt mit 756 km um 920 km hinter der ursprünglichen Planung zurück (vgl. Abbildung 9). Geht man von der derzeitigen Ausbauplanung aus, wird der vollständige Ausbau der EnLAG-Vorhaben im Jahr 2025 und damit sieben Jahre später als ursprünglich geplant abgeschlossen sein.

Fertigstellung [km]

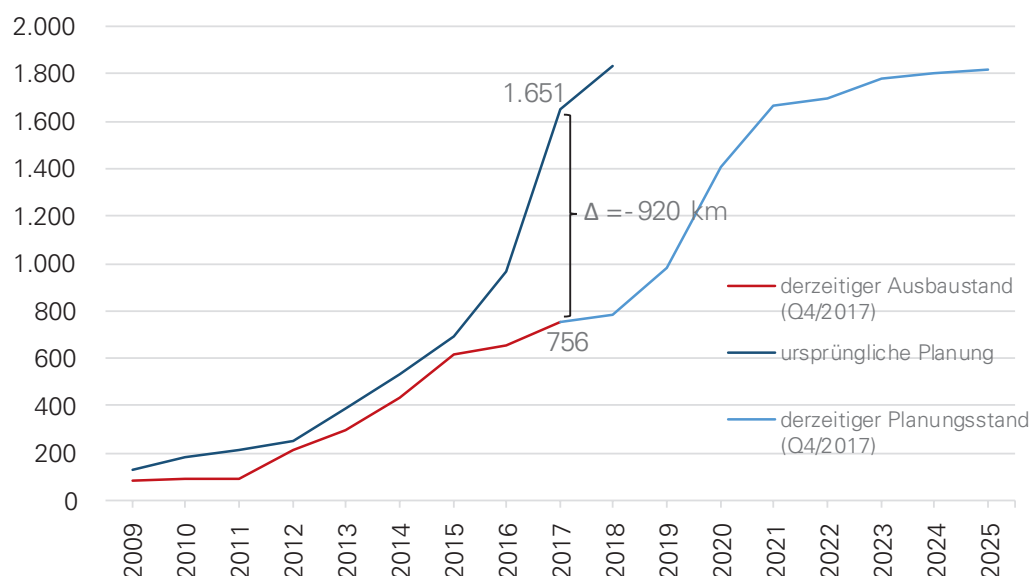


Abbildung 9: Ursprüngliche Planung, derzeitiger Ausbau- und Planungsstand der Netzausbauvorhaben gemäß EnLAG (Stand Q4/2017) [52, 53]

Ähnliche Tendenzen zeigen die Vorhaben des Bundesbedarfsplangesetzes. Von den ursprünglich geplanten rund 6.100 km sollen nach Stand der derzeitigen Planung noch rund 5.900 km realisiert werden. Der Ausbaustand zum Jahresende 2017 lag mit 133 km rund 1.300 km hinter der Ur-

sprungsplanung des NEP 2012 zurück. Nach derzeitigem Planungsstand wird der Netzausbau der BBPIG-Vorhaben mit fünf Jahren Verzögerung gegenüber der ursprünglichen Planung im Jahr 2030 abgeschlossen sein.

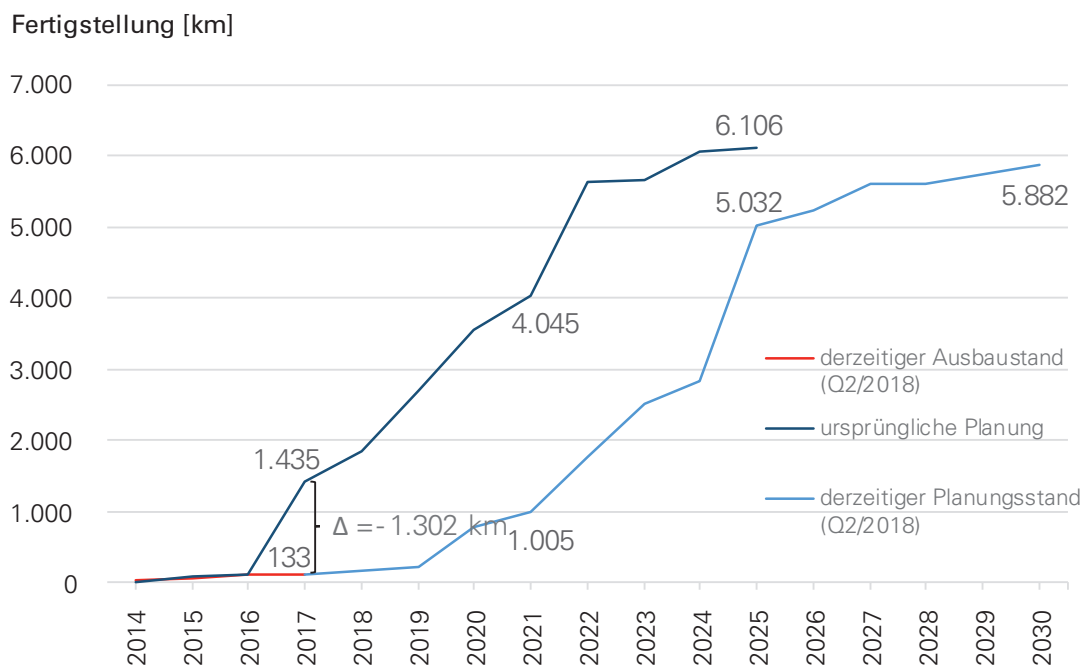


Abbildung 10: Ursprüngliche Planung, derzeitiger Ausbau- und Planungsstand der Netzausbauvorhaben gemäß BBPIG (Stand Q2/2018) [49, 54]

Zur dauerhaften Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Baden-Württemberg ist neben dem Übertragungsnetzausbau gleichzeitig auch der Ausbau der Verteilnetze sowie deren Entwicklung hin zu intelligenten Netzen notwendig. Durch den weiteren Anschluss dezentraler Erzeuger sowohl von erneuerbaren Energien als auch dezentraler Kraft-Wärme-Kopplung muss zunehmend der Transport von Strommengen von unteren auf höhere Spannungsebenen ermöglicht werden. Entsprechende Projekte befinden sich in der Planung bzw. Umsetzung. Bei Baden-Württembergs größtem Verteilnetzbetreiber – Netze BW GmbH – haben sich dabei gegenüber der letzten

Netzausbauplanung zusätzlich zu den bisher geplanten 16 Leitungsvorhaben zwölf weitere Vorhaben zur Netzverstärkung ergeben sowie zwei zusätzliche Erweiterungen von Umspannwerken (vgl. Tabelle 6) [55]. Von den geplanten Projekten sind aktuell (Stand 07/2018) zwei Projekte zur Netzverstärkung sowie zwei Erweiterungen von Umspannwerken abgeschlossen. Ein bisher geplantes Projekt (Netzverstärkung Leimen-Rheinau) ist entfallen, da der Ausbau aufgrund eines gegenüber der ursprünglichen Prognose veränderten Zubaus erneuerbarer Energien nicht mehr erforderlich ist [56].

Tabelle 6: Umsetzungsstand der Netzausbaumaßnahmen im Verteilnetz der Netze BW (Stand 07/2018)

Nr.	Vorhaben aus NAP	Art des Vorhabens	Stand	zuständig
1	Leimen-Rheinau	Verstärkung	Entfallen	RP KA
2	Hettingen-Höpfingen	Verstärkung	ÖB (PFV)	RP KA
3	Anbindung Stalldorf	Verstärkung	Planfestgestellt (RPS)	RP S + RU
4	Heilbronn-Ingelfingen	Verstärkung	(PFV)	RP S + RP KA
5	Heilbronn-Neckarsulm	Verstärkung	fertig	RP S
6	Kupferzell-Schwäbisch Hall und Unterrot-Lindach	Verstärkung	ÖB (PFV)	RP S
7	Kupferzell-Rot am See	Neubau	ÖB (ROV)	RP S
8	Goldshöfe-Kupferzell	Verstärkung	ÖB (PFV)	RP S
9	Daxlanden-Forchheim	Verstärkung (Kabel)	Anzeigeverfahren	Stadt KA
10	Goldshöfe-Nördlingen	Verstärkung	PFV	RP S + RS
11	Reimlingen-Rothensohl	Verstärkung	ÖB (PFV)	RP S + RS
12	Oberelchingen-Offingen	Verstärkung	ÖB (PFV)	Bayern (RS)
13	Denzlingen-Bleibach	Verstärkung	Vorplanung (PGV)	RP FR
14	Zweitanschluss Gosheim	Neubau	Im Bau	RP FR
15	Haisterkirch-Herbertingen	Verstärkung	PFV	RP TÜ
16	Biberach-Unteropfingen	Verstärkung	Anhörung	RP TÜ
17	Grünkraut-Leutkirch	Verstärkung	Planung	RP TÜ + RS
18	Königshofen - Schweigern	Verstärkung	fertig	RP S
19	Leimen-Östringen	Verstärkung	Interne Planung	RP KA
20	Anbindung Altlußheim	Verstärkung	Interne Planung	RP KA
21	Graudenzstr.-Weier	Verstärkung	Interne Planung	RP FR
22	Eichstetten-Denzlingen	Verstärkung	Interne Planung	RP FR
23	Nehren-Trochtelfingen	Verstärkung	Interne Planung	RP TÜ
24	Dellmensingen-Ringen	Verstärkung	Interne Planung	RP TÜ
25	Dellmensingen-Biberach	Verstärkung	Interne Planung	RP TÜ
26	Herbertingen-Winterlingen	Verstärkung	Interne Planung	RP TÜ
27	Haisterkirch-Ochsenhausen	Verstärkung	Interne Planung	RP TÜ
28	Pfullendorf-Weildorf	Verstärkung	Interne Planung	RP TÜ
29	Beuren-Messkirch	Verstärkung	Interne Planung	RP TÜ + FR



Nr.	Vorhaben aus NAP	Art des Vorhabens	Stand	zuständig
A	Höpfingen	Erweiterung USW	fertig	LRA NOK
B	Stalldorf	Erweiterung USW	fertig	Bayern (RU)
C	Kupferzell	Erweiterung USW	Im Umbau	LRA HIK
D	Großgartach	Erweiterung USW	im Umbau	LRA Hb
E	Goldshöfe	Erweiterung USW	im Umbau	LRA OaK
F	Niederstotzingen	Erweiterung USW	Umbau i.V.	LRA HdH
G	Kuppenheim	Erweiterung USW		LRA RA
H	Dellmensingen	Erweiterung USW		LRA AdK

Um, neben den größeren Verteilnetzbetreibern, die ihren Netzausbaubedarf zum Teil schon in eigenen Studien untersucht haben, die zahlreichen kleinen und mittleren Verteilnetzbetreiber in Baden-Württemberg bei der Analyse des Netzausbaus zu unterstützen, wurde vom Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg eine Verteilnetzstudie in Auftrag gegeben, die im April 2017 veröffentlicht wurde [57]. In der Studie wird, ausgehend von drei verschiedenen Szenarien zur Entwicklung des Ausbaus erneuerbarer Energien, der Netzausbaubedarf für die Jahre 2020 und 2030 berechnet. Neben einer Basisbetrachtung wird dabei in Varianten auch der Einfluss von Spitzenkappung, regelbaren Ortsnetztransformatoren, Flexibilitätsoptionen wie Elektromobilität, PV-Batteriespeicher und Wärmepumpen sowie der Sektorkopplung auf den Netzausbaubedarf untersucht.

Aussagen zur Aufnahmefähigkeit des Stromnetzes lassen sich auch aus der Entwicklung des Einspeisemanagements ziehen. Dabei können Netzbetreiber unter bestimmten Voraussetzungen Erneuerbare-Energien-Anlagen, KWK- sowie Grubengas-Anlagen abregeln, sofern die vorhandene Netzkapazität nicht zum Abtransport des erzeugten Stroms ausreicht. Bundesweit wurden 2017 rund 5.520 GWh Strom abgeregelt und dadurch geschätzte Entschädigungskosten von rund 610 Millionen Euro verursacht. Gegenüber 2016 liegt damit ein Anstieg um 1.775 GWh bzw. 237 Millionen Euro vor, der zum einen durch die allgemein sehr hohe Windeinspeisung im Jahr 2017 verursacht wurde und zum anderen durch den Zubau bei der Offshore-Windenergie. Da die überwiegende Leistung erneuerbarer Energien auf Verteilnetzebene angeschlossen ist, wurden bundesweit rund 84 % (Baden-Württemberg 100%)



der Ausfallarbeit auf Verteilnetzebene abgeregelt, jedoch lag nur bei 11 % der abgeregelten Arbeit auch die Ursache im Verteilnetz (für Baden-Württemberg liegt hierzu keine Angabe vor). [40]

Die in Baden-Württemberg abgeregelte Arbeit lag bei 4,45 GWh und ist damit im Vergleich zum Vorjahr (3,24 GWh) weiter angestiegen, wobei sie auf sehr niedrigem Niveau verbleibt. Die geschätzten Kosten belaufen sich auf rund 385.000 Euro (2016: rund 306.000 Euro), machen jedoch, ebenso wie die Ausfallarbeit, im bundesweiten Vergleich weniger als 0,1 % der Gesamtkosten bzw. Ausfallarbeit aus [40]. Als Hauptursache für das Einspeisemanagement im Netzgebiet der Netze BW wird der fortschreitende Zubau von erneuerbaren Energien angegeben, der zusätzliche Netzengpässe verursacht. Zusätzlich kommt es durch Ausbaumaßnahmen im Netz zur vorübergehenden Abschaltung von Netzabschnitten, die im betroffenen Zeitraum zu weiteren Engpässen führen [58]. Von den Abschaltungen im Rahmen des Einspeisemanagements sind im Netzgebiet der Netze BW GmbH dabei mit 97,5 % der Ausfallarbeit fast ausschließlich Windkraftanlagen betroffen, demgegenüber weisen Photovoltaik (2 %) sowie Biomasse (0,5 %) nur geringe Anteile auf [58].

3.1.3 NETZQUALITÄT

Als Kennzahl zur Netzqualität wird von der Bundesnetzagentur (BNetzA) der „System Average Interruption Duration Index“ (SAIDI) veröffentlicht, der anhand von Daten, die durch die Netzbetreiber bereitgestellt werden, ermittelt wird. Der SAIDI dient dabei als Maß für die durchschnittliche Unterbrechungsdauer der Stromversorgung der Endkunden und spiegelt somit die Qualität des Nieder- und Mittelspannungsnetzes wider. Da nur Ereignisse berücksichtigt werden, die eine Aussage über die Qualität des Netzes zulassen, gehen sowohl geplante Unterbrechungen als auch Ereignisse aufgrund höherer Gewalt (z.B. Naturkatastrophen) nicht in die Berechnung

ein. Darüber hinaus gehen Unterbrechungen erst ab einer Dauer von drei Minuten in die Ermittlung des Index ein. Berücksichtigt werden ungeplante Unterbrechungen die auf atmosphärische Einwirkungen (z.B. Gewitter), Einwirkungen Dritter (z.B. Baggerschäden), auf Rückwirkungen aus anderen Netzen, oder auf sonstige Störungen im Verantwortungsbereich der Netzbetreiber zurückzuführen sind [59]. Im Jahr 2017 lag die mittlere Unterbrechungsdauer bei 15,1 Minuten und ist somit gegenüber dem Vorjahr (12,8 Minuten) vergleichsweise deutlich angestiegen. Als Ursache für den Anstieg wird eine starke Zunahme extremer Wetterereignisse, beispielsweise Stürme, Hochwasser oder Schnee, angegeben, die im Vergleich zum Vorjahr mehr als doppelt so oft zu Ausfallzeiten geführt haben [60]. Im langjährigen Vergleich seit dem Jahr 2006 liegt dieser Wert dennoch im Rahmen des Durchschnitts (vgl. Abbildung 11 links). Innerhalb Europas weist Deutschland einen der niedrigsten SAIDI-Werte bzw. eine der höchsten Netzqualitäten mit den kürzesten Unterbrechungsdauern auf (vgl. Abbildung 11 rechts).

Da Gewerbekunden häufig auf der Spannungsebene zwischen 10 kV und 30 kV angeschlossen sind, ist für diese vor allem die Unterbrechungsdauer auf Mittelspannungsebene relevant. 2017 lag die mittlere Unterbrechungsdauer hier bei 12,9 Minuten und ist ausgehend von 10,7 Minuten im Jahr 2016 ebenfalls angestiegen. Auf der Niederspannungsebene gab es dagegen nur einen leichten Anstieg von 2,1 Minuten im Jahr 2016 auf 2,2 Minuten im Jahr 2017 (vgl. Abbildung 11 links).

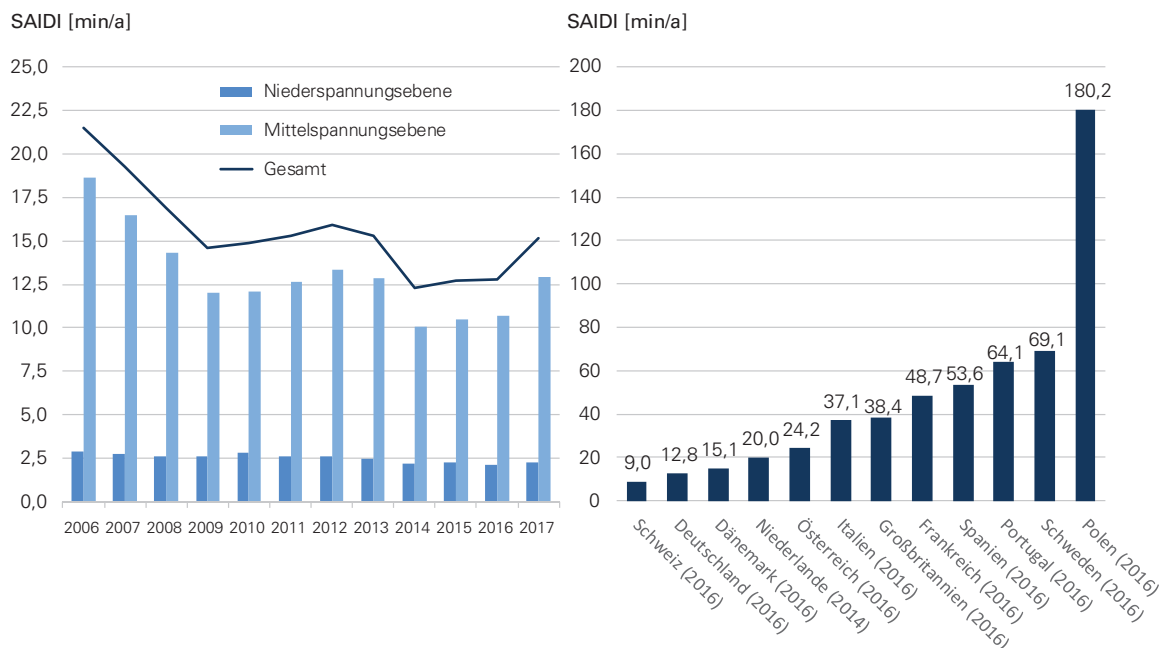


Abbildung 11: Entwicklung des SAIDI in Deutschland im Zeitraum von 2006 bis 2017 (links) sowie Vergleich der SAIDI-Werte europäischer Länder aus dem Jahr 2016 (rechts). Eigene Darstellung basierend auf [59, 61]

Seit dem Jahr 2017 werden von der Bundesnetzagentur auch die SAIDI-Werte je Bundesland veröffentlicht. Dabei ist zu beachten, dass die Betrachtung der Daten auf Ebene der Stromnetze erfolgt, die nicht in allen Fällen mit den Grenzen der Bundesländer übereinstimmen. Mit einer Unterbrechungsdauer rund 17 Minuten lag Baden-Württemberg im Jahr 2017 knapp zwei Mi-

nuten über dem Bundesdurchschnitt [59]. In der Rückschau der Werte seit 2008 (vgl. Abbildung 12) wird deutlich, dass die Unterbrechungsdauer der Einzeljahre in Baden-Württemberg sowohl unterhalb als auch oberhalb des Bundesdurchschnitts liegt, insgesamt jedoch nicht wesentlich davon abweicht.

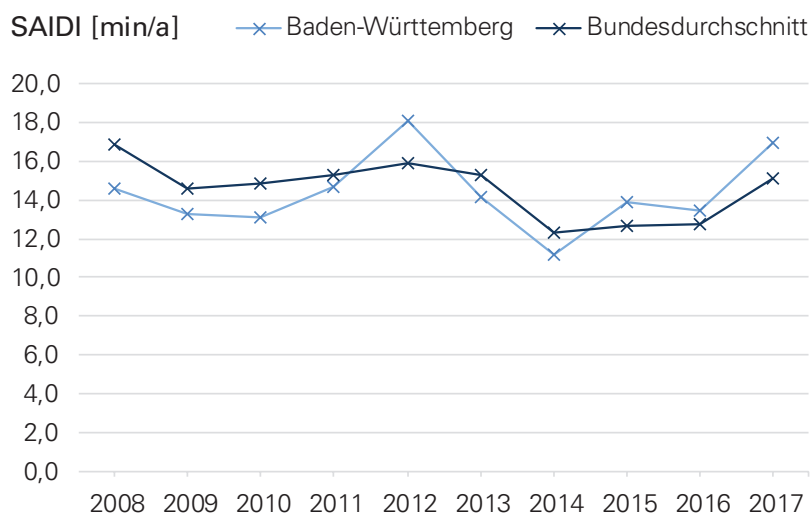


Abbildung 12: Entwicklung des SAIDI in Baden-Württemberg und im Bundesdurchschnitt seit 2008



Ausfälle mit einer Dauer unter drei Minuten werden in der Statistik der Bundesnetzagentur nicht erfasst. Hierbei handelt es sich um Spannungseinbrüche. Diese werden durch das Forum Netztechnik/Netzbetrieb (FNN) im VDE in einer repräsentativen Störungsstatistik ausgewertet [62]. Dabei zeigt sich, dass sich das Auftreten von Spannungseinbrüchen in den letzten Jahren trotz des steigenden Anteils erneuerbarer Energien auf

einem konstanten Niveau bewegt (vgl. Abbildung 13). In der Mittelspannungsebene wurde 2016 mit durchschnittlich zwei Störungen je 100 km Stromkreislänge der niedrigste Wert seit Beginn der Statistik im Jahr 2004 erreicht, während es in der Hoch-/Höchstspannungsebene einen leichten Anstieg gab. Eine Zunahme von Spannungseinbrüchen im Zusammenhang mit der Energiewende ist nicht erkennbar.

Störungshäufigkeit [1/100 km a]

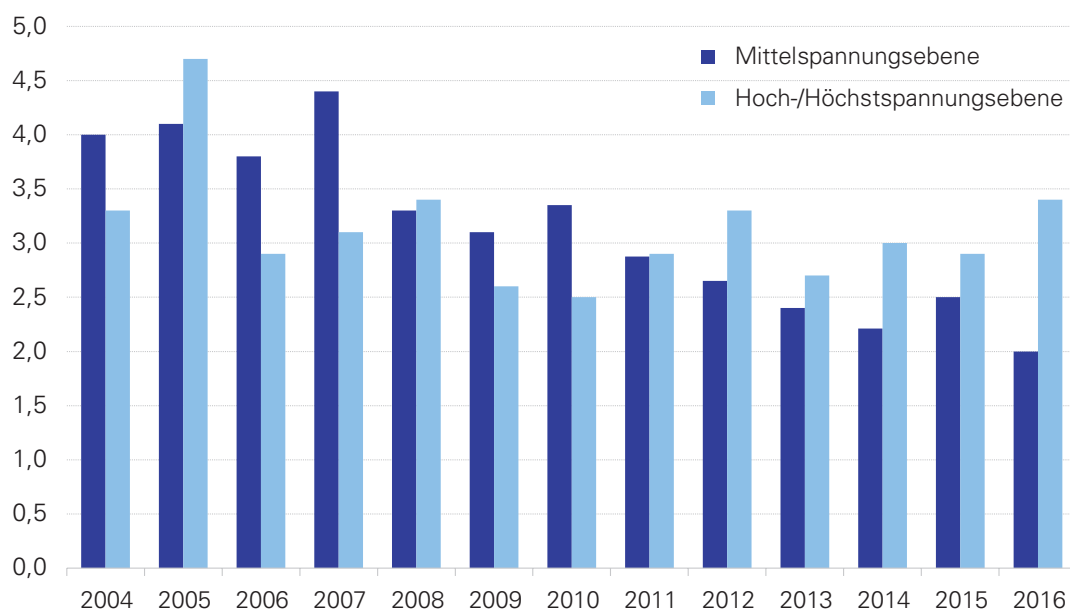


Abbildung 13: Zeitliche Entwicklung der auf die Stromkreislänge bezogenen kurzschlussartigen Fehler gemäß FNN-Statistik [62]. Zum Zeitpunkt der Berichterstellung lagen die Werte für 2017 nicht vor.

Um die aus der Industrie geäußerte Kritik aufzugreifen, nach der es zunehmende Probleme in der Stromversorgung der Unternehmen gebe, fand im Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft im Mai 2017 ein Workshop zur Qualität der Stromversorgung in Baden-Württemberg statt, bei dem Vertreter von Industrieverbänden und -unternehmen, Netzbetreibern und des Ministeriums die relevanten Themen diskutierten. Als Ergebnis des Workshops haben Verbände und Netzbetreiber unter der Moderation des Ministeriums eine „Orientierungshilfe für Verbesserungen bei einer Beeinträchtigung der Stromversorgungsqualität“ erstellt. Die Orientierungshilfe

wurde im November 2018 veröffentlicht und soll Unternehmen und Netzbetreibern das Beheben von auftretenden Problemen erleichtern. In dem Papier wird unter anderem verdeutlicht, dass eine frühzeitige und kontinuierliche Kommunikation zwischen stromabnehmenden Unternehmen und Netzbetreibern wesentlich dazu beitragen kann, die Ursachen von Veränderungen der Stromversorgungsqualität und der Ansprüche der Unternehmen besser zu analysieren und die jeweils angemessenen Abhilfemaßnahmen zu vereinbaren. Die Orientierungshilfe soll regelmäßig überprüft und auf Basis möglicher neuer Erkenntnisse angepasst werden.

3.2 ERDGASINFRASTRUKTUR

Ähnlich wie das Stromnetz bildet auch das Erdgasnetz ein Rückgrat des Energieversorgungssystems in Baden-Württemberg. Es setzt sich dabei aus dem Fernleitungsnetz, das vor allem von der terranets bw GmbH betrieben wird, und den nachgelagerten Erdgasverteilnetzen zusammen. Die erforderlichen Infrastrukturen sind bedarfsorientiert ohne große Reserven ausgelegt.

Auch im Erdgassektor wird gemäß dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) alle zwei Jahre ein gemeinsamer, deutschlandweiter Netzentwicklungsplan (NEP) von den Fernleitungsbetreibern erarbeitet. Die finale Fassung des Netzentwicklungsplans Gas 2016–2026 [63] wurde am 16. Oktober 2017 veröffentlicht und am 2. Februar 2018 durch ein Addendum [64] in Verbindung mit der deutschen Genehmigung für die Nord Stream 2 ergänzt. Die bestätigte Fassung enthält insgesamt zwölf Maßnahmen, die Baden-Württemberg unmittelbar betreffen, darunter drei Leitungsneubauvorhaben mit einer Gesamtlänge von 136 km. Die Nordschwarzwaldleitung mit einer Trassenlänge von 71 km zählt dabei zu den Startnetzmaßnahmen und wurde bereits 2015/16 fertig gestellt. Mit ihr erhielt Baden-Württemberg einen weiteren Anschluss an die Trans-Europa-Naturgas-Pipeline (TENP), die sich von den Niederlanden bis nach Italien erstreckt [65]. Die Inbetriebnahme der beiden übrigen Trassen (Anbindung Heilbronn sowie dessen Verlängerung) soll bis Ende 2021 erfolgen.

Derweil dauern die Untersuchungen und Wartungsarbeiten an einer der beiden als Doppelstrang ausgeführten Ferngasleitungen des TENP-Systems weiter an. Die zuständigen Fernleitungsnetzbetreiber Open Grid Europe GmbH und Fluxys TENP GmbH hatten die Leitung bereits im Herbst 2017 nach der Feststellung von Korrosionsschäden auf dem deutschen Teilstück zwischen Bocholtz (dt./niederl. Grenze) und

Wallbach (dt./schweiz. Grenze) außer Betrieb nehmen müssen. Geplant ist nach aktuellem Stand die Arbeiten bis zum 30. September 2020 abzuschließen. Da eine Verlängerung theoretisch denkbar ist wurde der Szenariorahmen zum NEP 2018–2028 vorsorglich um eine Versorgungssicherheitsvariante ergänzt, in der die aktuellen Kapazitätseinschränkungen dauerhaft fortgeschrieben werden [66], so dass hieraus resultierende Ausbaunotwendigkeiten für das Gasnetz bereits im NEP 2018 adressiert werden konnten. Die durch die TENP-Problematik resultierenden Einschränkungen (zum Beispiel Kapazitätsreduktion um 50 %) haben auf die Versorgungssituation in Baden-Württemberg selbst keinen Einfluss. Die Einschränkungen bestehen für die Versorgung im weiteren Leitungsverlauf (zum Beispiel Italien).

Für den Winter 2018/19 sehen die Fernleitungsnetzbetreiber daher die Versorgungssicherheit im Gasfernleitungsnetz in Süddeutschland trotz der eingeschränkten Verfügbarkeit der TENP und einer weiter gestiegenen Kapazitätsnachfrage, insbesondere aus Baden-Württemberg, als weitgehend gesichert an [67]. Die Situation erfordert jedoch weiterhin die Kontrahierung von Lastfluszusagen zur Erhöhung der Einspeisung sowie in Form von Abschaltverträgen.

Eine weitere Komponente des Erdgasversorgungssystems sind Speicher. In Baden-Württemberg sind die Möglichkeiten der Erdgas-Speicherung jedoch sehr begrenzt. So stehen der terranets bw GmbH derzeit lediglich zwei kleinere Speicher in Sandhausen und Fronhofen-Illensee mit einem Arbeitsgasvolumen von 30 und 12 Millionen m³ zur Verfügung. Baden-Württemberg ist damit zur Absicherung der Erdgasversorgung auch auf die Nutzung von Speicherkapazitäten außerhalb des Landes angewiesen. Wie Abbildung 14 zeigt, sind die verfügbaren Speicherkapazitäten in Deutschland in den vergangenen Jahren sukzessive auf ein Niveau von 230 TWh gestiegen. Ebenfalls zu er-



kennen ist der charakteristische Verlauf der Speicherfüllstände mit Maximalwerten zu Beginn und Minimalwerten zum Ende der jeweiligen Heizperiode. Die niedrigen Reserven im Spätwinter

2017/18 waren dabei nicht zuletzt die Folge einer Kältewelle, die im Februar über Europa hereinbrach und in Deutschland für Temperaturen bis minus 30 Grad sorgte [68].

Speicherkapazität und Speicherfüllstand in TWh

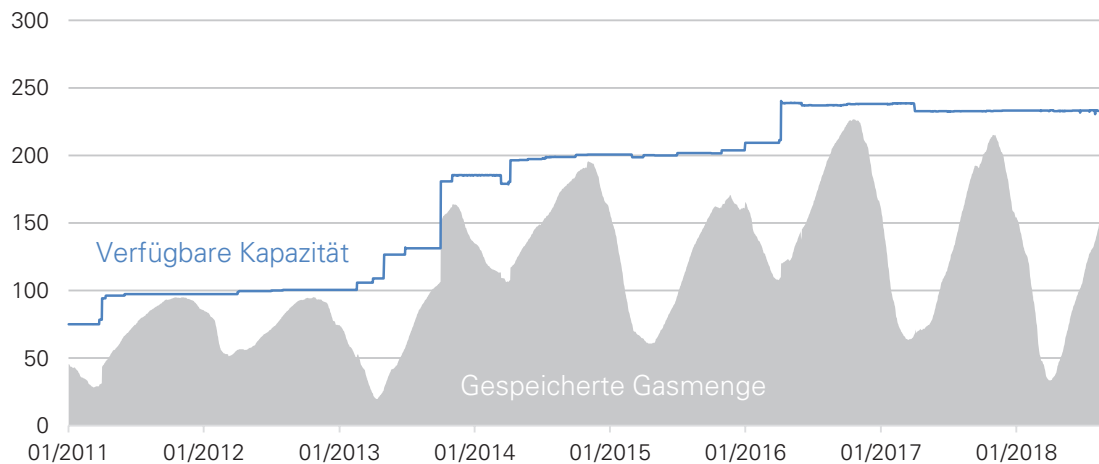


Abbildung 14: Entwicklung des Speicherfüllstandes und der Erdgasspeicherkapazität in Deutschland im Zeitraum von Januar 2011 bis einschließlich August 2018. Datenquelle: [69]

Die Versorgungsqualität der Gasversorgung wird ähnlich wie im Stromsektor über den „System Average Interruption Duration Index“ (SAIDI) bewertet, der die durchschnittliche Dauer ungeplanter Unterbrechungen innerhalb eines Jahres in Minuten wiedergibt. Im Jahr 2017 lag diese in Deutschland über alle Druckstufen hinweg bei 0,99 Minuten (siehe Abbildung 15). Auf Großver-

braucher (Druckstufe > 100 mbar) entfielen davon 0,02 Minuten, auf Haushalts- und Kleinverbraucher 0,97 Minuten. Die Ausfallzeiten stabilisierten sich damit auf dem Vorjahresniveau und lagen deutlich unter dem langjährigen Mittel in Höhe von 1,65 Minuten. Die Versorgungsqualität der Gasversorgung in Deutschland ist deshalb weiterhin als sehr gut einzuschätzen.

SAIDI Gas in min/a

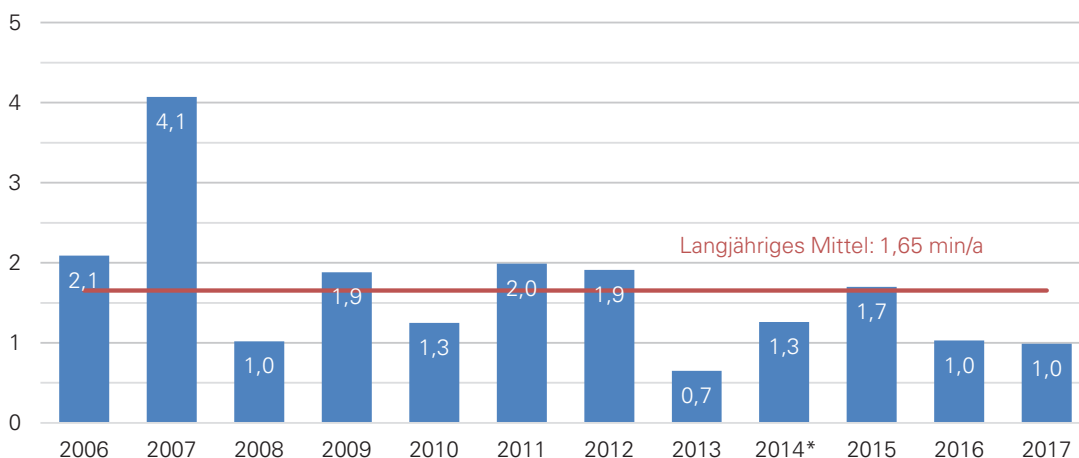


Abbildung 15: Entwicklung des System Average Interruption Duration Index (SAIDI) im Bereich der Erdgasversorgung in Deutschland im Zeitraum von 2006 bis 2016. (*2014 ohne Unfall, sonst 16,8). Datenquelle: [70]

3.3 WÄRMENETZE ALS BAUSTEIN DER ENERGIEWENDE

Ein weiteres wichtiges Element der Energieversorgung, das zukünftig im Rahmen der Energiewende im Wärmesektor noch deutlich an Bedeutung gewinnen wird, sind Wärmenetze. Die Dokumentation der vorhandenen Infrastruktur ist in diesem Bereich jedoch weiterhin unzureichend. Lediglich zum Absatz von Fernwärme liegen bundeslandspezifische Daten vor, die durch das Statistische Landesamt erhoben werden. Aufgrund der Erfassungsgrenzen der amtlichen Statistik wird der Bereich der dezentralen Nahwärmenetze statistisch nicht erfasst, weshalb keine Aussagen zum Gesamtbestand der Wärmenetze in Baden-Württemberg getroffen werden können.

Da der Ausbau von Wärmenetzen nicht zuletzt aus Gründen des Klimaschutzes erklärtes politisches Ziel ist, wird der Neubau seit einigen Jahren durch die Bereitstellung von Fördergeldern

im Rahmen des Marktanreizprogramms (MAP) der KfW-Bankengruppe sowie im Rahmen der KWKG-Förderung (BAFA) unterstützt. Auf Basis der im Rahmen der Förderanträge erfassten Daten ist zumindest die Zubauentwicklung der vergangenen Jahre für Baden-Württemberg darstellbar (Tabelle 7).

Seit 2009 wurden rund 1.400 Trassenkilometer Wärmenetze in Baden-Württemberg neu gebaut. Der Zubau von Wärmenetzen ist nach ersten Zahlen im Jahr 2017 im Vergleich zum Vorjahr gesunken. Der Rückgang geht auf beide Förderbereiche – Marktanreizprogramm (KfW-Programm Erneuerbare Energien Premium) und KWKG-Förderung – zurück.

Tabelle 7: Geförderte Trassenkilometer von Wärmenetzen in Baden-Württemberg nach Förderjahren.
Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [71–73]

[km]	MAP (KfW)	KWKG (BAFA)*
2009	118	17
2010	100	53
2011	130	36
2012	100	69
2013	121	65
2014	115	112
2015	58	65
2016	59	82
2017**	38	54

* bis 2013 ohne Biomasse/Biogas, da zum Großteil parallele Förderung KfW + BAFA; ab 2014 keine Parallelförderung mehr möglich

** Trassenlänge der beantragten Wärmenetze

Das Land Baden-Württemberg fördert ergänzend zu den oben angeführten Bundesförderprogrammen die Installation von Wärmenetzen mit zusätzlich Mitteln bzw. Informationsangeboten. Mit einem im Februar 2016 aufgelegten Programm fördert das Land Baden-Württemberg Investitionen in energieeffiziente Wärmenetze unter Nutzung von erneuerbaren Energien, industrieller Abwärme und hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung. Zum Stand Oktober 2018 wurden im Rahmen des Investitionsförderprogramms Zuwendungsbescheide für Wärmenetze mit einer Trassenlänge von 116 km verschickt. Weitere Bausteine des Förderprogramms umfassen die Erstellung von kommunalen Wärmeplänen bzw. Beratungsinitiativen. Darüber hinaus werden im Rahmen des Wettbewerbs „Klimaschutz mit System“ un-

ter anderem auch Wärmenetze im kommunalen Rahmen gefördert. Bis zum Stand Oktober 2018 wurden mit dem Programm „Klimaschutz mit System“ für 12 Projekte im Bereich Wärmenetze insgesamt 13,5 Millionen Euro Fördersumme bewilligt. Weiterhin unterstützt das Kompetenzzentrum Wärmenetze der Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg (KEA) die stärkere Verbreitung der netzgebundenen Wärmeversorgung. In diesem Zusammenhang werden neben Informationsmaterial für Bürger/Kunden sowie Wärmenetzbetreiber auch kostenfreie Initialberatungen angeboten, um verschiedenen Optionen und Techniken einer netzgebundenen Wärmeversorgung aufzuzeigen und die Entscheidungsfindung zu unterstützen.



4

Entwicklung des Energieverbrauchs und der Energieeffizienz in Baden-Württemberg

Auf EU-, Bundes- und Landesebene sind Energieeffizienzziele fester Bestandteil von Energie- und Klimaschutzstrategien. Im Juni 2018 konnte im Rahmen des Pakets „Saubere Energie für alle Europäer“ eine Einigung zur europaweiten Energieeffizienz-Richtlinie erzielt werden: Demnach soll der Primärenergieverbrauch bis 2030 um 32,5% gegenüber einer prognostizierten Referenzentwicklung gemindert werden. Das Ziel ist unverbindlich, jedoch sind von den Mitgliedsstaaten jährliche Endenergieeinsparungen von 0,8% pro Jahr zu leisten. Die bisherige Einsparquote war mit 1,5% zwar höher veranschlagt, konnte aber mit zahlreichen Ausnahmen erfüllt werden. Zudem ist bereits im Juli 2018 die EU-Gebäuderichtlinie in Kraft getreten. Teil der Richtlinie sind neben Vorgaben zur Energieeffizienz auch die Vorhaltung von Ladepunkten für die Elektromobilität im Gebäudebereich. Die Richtlinie muss innerhalb von 20 Monaten in nationales Recht umgesetzt werden.

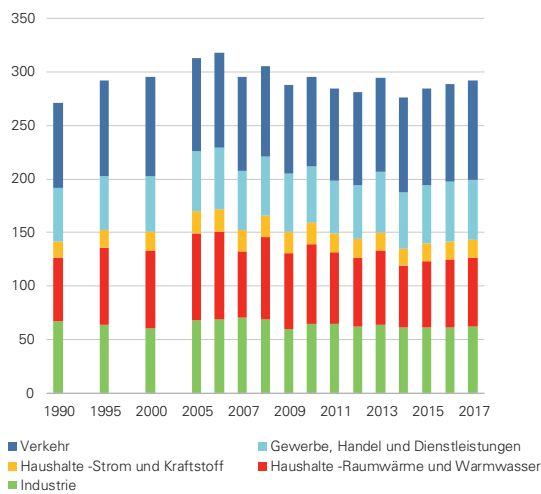
Auf Bundesebene besteht die übergeordnete Zielsetzung im Effizienzbereich in einer Halbierung des Primärenergieverbrauchs bis 2050 bzw. einer Minderung um 20% bis zum Jahr 2020 gegenüber dem Ausgangsjahr 2008. Mit dem Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) und dessen Fortführung wurden auf Bundesebene Einzelmaßnahmen mit Fokus auf die Zielerreichung 2020 ergriffen. Zudem wurden mit dem Konsulta-

tionsprozess des Grünbuchs eine mittel- bis langfristige Effizienzstrategie entwickelt. Im Ergebnis wird ein Dreiklang aus Energieeffizienz, dem direkten Einsatz erneuerbarer Energien und dem Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien in den Verbrauchssektoren postuliert. Dabei soll der Strom in möglichst effizienten Technologien eingesetzt werden, um den Bedarf an Strom aus erneuerbaren Energien zu begrenzen. Auf Basis der NAPE-Maßnahmen, die bereits quantifiziert sind, konnten im Jahr 2016 rund 140 PJ Primärenergie bzw. 11 Millionen t CO₂ eingespart werden. Für das Jahr 2020 wird eine Minderung von 19–26 Millionen t CO₂ erwartet. Dies liegt etwas unter der anvisierten Minderungswirkung von 25–30 Millionen t CO₂ [74]. Umfassende Effizienzanstrengungen sind auch in Baden-Württemberg erforderlich, um einen wesentlichen Beitrag zu den Bundes- und EU-Zielen zu leisten.

4.1 ENTWICKLUNG DES ENDENERGIE- VERBRAUCHS

Die Entwicklung des Endenergieverbrauchs in Baden-Württemberg ist in Abbildung 16 nach Sektoren (links) und nach Energieträgern (rechts) dargestellt. Bis einschließlich 2016 liegen amtliche Daten des Statistischen Landesamtes vor, die aktuellen Entwicklungen für das Jahr 2017 wurden anhand von Schätzungen ergänzt.

Endenergieverbrauch nach Sektoren [TWh/a]



Endenergieverbrauch nach Energieträgern [TWh/a]

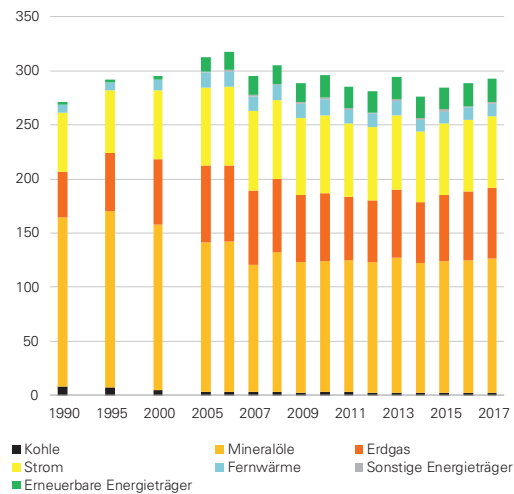


Abbildung 16: Entwicklung des Endenergieverbrauchs in Baden-Württemberg nach Sektoren (links) und nach Energieträgern (rechts) im Zeitraum von 1990 bis 2017. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [75]. Werte 2016 vorläufig, 2017 geschätzt

Der Endenergieverbrauch im Jahr 2017 liegt nach ersten Schätzungen rund 1,2 % über dem Vorjahresniveau. Der weitere Anstieg auf 293 TWh ist primär dem Verkehrssektor, dem Erdgasabsatz im Gebäudebereich und der positiven Wirtschaftsentwicklung des Landes zuzurechnen.

Im Verkehrssektor ist 2017 nach ersten Schätzungen abermals ein Verbrauchsanstieg zu verzeichnen. Gegenüber dem Jahr 2010 wird damit ein mittlerweile um 11 % höheres Niveau erreicht. Auf Bundesebene¹¹ nahm die Beförderungsleistung des Straßenverkehrs im Vergleich zum Vorjahr weiter zu (+3,1 %), während die Schiene ein Minus um 3,4 % verzeichnete [76]. Im Flugverkehr weist das Personen- und Frachtgeschäft ein deutliches Wachstum auf, so sind die Passagier- und Frachtzahlen in den wichtigsten Flughäfen in Baden-Württemberg gestiegen [77].

Im Raumwärmemarkt liegt nach dem witterungsbedingten starken Rückgang im Jahr 2014 im

dritten Jahr in Folge eine Absatzsteigerung vor. Insbesondere der Verbrauch des primär zur Beheizung von Gebäuden eingesetzten Erdgases nimmt stetig zu. Neben der Witterung ist dies auf den zunehmenden Energieträgerwechsel im Wärmebereich zurückzuführen. Mit 33 % stellen Erdgasheizungen die zweithäufigste Heizenergie nach den erneuerbaren Energien in Neubauten im Jahr 2016 dar [78].

Der Stromverbrauch bleibt auf konstantem Niveau; ein Anstieg aus der guten konjunkturellen Entwicklung konnte durch Einsparmaßnahmen kompensiert werden. Hinsichtlich der statistischen Erfassung des Stromverbrauchs ist anzumerken, dass diese zunehmend ungenauer wird. Die wachsende Eigenerzeugung aus kleinen Kraft-Wärme-Kopplungs- und Photovoltaik-Anlagen sowie direkt an der Strombörse und im Ausland beschaffte Strommengen führen in der amtlichen Erfassung zu einer „Lücke“ im Stromverbrauch, da diese nicht erfasst werden.

¹¹ Aktuelle landesspezifische Werte lagen zum Zeitpunkt der Berichterstellung nicht vor.

4.2 ENTWICKLUNG DER ENERGIEEFFIZIENZ

Neben der Entwicklung des absoluten Energieverbrauchs wird im vorliegenden Monitoringbericht die Entwicklung der Energieeffizienz auf gesamtwirtschaftlicher (Abschnitt 4.2.1) und sektoraler Ebene (Abschnitt 4.2.2) in Baden-Württemberg näher analysiert. Bei der Interpretation von Effizienzindikatoren ist zu beachten, dass kurzfristig statistische Effekte den Verlauf der Indikatoren beeinträchtigen können. Stabile Effizienztrends können erst über einen längerfristigen Betrachtungszeitraum aufgezeigt werden.

Mit dem im Juli 2015 vom Ministerrat verabschiedeten Landeskonzept Kraft-Wärme-Kopplung hat sich das Land Baden-Württemberg zur Effizienztechnologie KWK und einem weiteren deutlichen Ausbau von KWK-Anlagen in Baden-Württemberg bekannt. Vor diesem Hintergrund werden die Ausführungen zur Entwicklung der Energieeffizienz mit dem Abschnitt 4.3 ergänzt, der den aktuellen Stand der Kraft-Wärme-Kopplung im Land darstellt. Abschließend erfolgt in Abschnitt 4.4 ein kurzer Blick auf den Beitrag erneuerbarer Energien im Wärmesektor.

4.2.1 ENTWICKLUNG DER GESAMTWIRTSCHAFTLICHEN ENERGIEEFFIZIENZ

Der Primärenergieverbrauch in Baden-Württemberg ist im Jahr 2017 nach ersten Schätzungen mit -0,9 % leicht rückläufig im Vergleich zum Vorjahr. Ursächlich ist insbesondere die rückläufige Stromerzeugung aus Kernenergie und Steinkohle. Gleichzeitig sind gegenläufige verbrauchssteigernde Effekte aus dem Endenergieverbrauch (s. o.) zu beobachten. Die erneuerbaren Energien trugen nach ersten Schätzungen mit 13,4 % zum Primärenergieverbrauch im Land bei.

Gegenüber 1991 konnten primär- und end-energetisch nur geringe absolute Einsparungen erreicht werden, während die zugehörigen Produktivitäten¹² einen positiven Trend aufweisen (siehe Tabelle 8 und Abbildung 17). Dabei wird allerdings auch auf Landesebene die Bundeszielsetzung einer Steigerung der Endenergieproduktivität um 2,1 % pro Jahr im Zeitraum 2008 bis 2050 mit 1,9 % ebenfalls verfehlt. Auf Bundesebene fielen die Produktivitätssteigerungen mit 1,0 % pro Jahr (nicht temperaturbereinigt) deutlich geringer aus [79].

Index Energieproduktivität [2010 = 100]

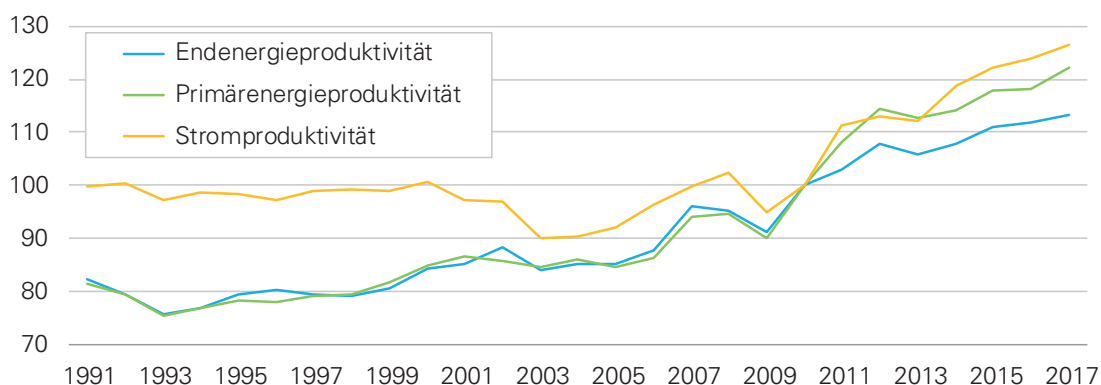


Abbildung 17: Entwicklung der temperaturbereinigten Primär- und Endenergieproduktivität sowie Stromproduktivität in Baden-Württemberg (Index 2010 = 100). Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [80, 81]. Energieverbrauch 2016 vorläufig, 2017 geschätzt

¹² Definiert als Quotient aus dem preisbereinigten und verketteten (realen) Bruttoinlandsprodukt mit Referenzjahr 2010 und dem temperaturbereinigten Primär- bzw. Endenergieverbrauch. Für Baden-Württemberg sind Angaben zum preisbereinigten und verketteten (realen) Bruttoinlandsprodukt erst ab 1991 verfügbar.

Tabelle 8: Entwicklung der gesamtwirtschaftlichen Energieeffizienz in Baden-Württemberg von 1991 bis 2017. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [80–83]

	Einheit	1991	2000	2010	2015	2016 ¹	2017 ²	Veränderung in %/a		
								1991-2017	2010-2017	2016-2017
Bruttoinlandsprodukt (preisbereinigt, 2010=100)	Mrd. €	308	345	385	429	434	444	1,4	2,1	2,3
Bevölkerung ³	Mio.	10,0	10,5	10,8	10,9	11,0	11,0	0,4	0,4	0,7
Wohnfläche ³	Mio. m ²	362	424	481	499	503	507	1,3	0,8	0,8
Jahresfahrleistung ⁴	Mrd. km	76,7	88,8	88,7	92,9	94,3	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Primärenergieverbrauch	PJ	1.515	1.561	1.548	1.418	1.443	1.430	-0,2	-1,1	-0,9
Primärenergieverbrauch, temperaturbereinigt	PJ	1.497	1.611	1.523	1.441	1.455	1.440	-0,1	-0,8	-1,0
Bruttostromverbrauch	TWh	65,3	72,6	81,4	74,2	74,2	74,3	0,5	-1,3	0,1
Endenergieverbrauch	PJ	1.031	1.063	1.065	1.025	1.041	1.053	0,1	-0,2	1,2
Endenergieverbrauch, temperaturbereinigt	PJ	1.014	1.111	1.043	1.047	1.052	1.062	0,2	0,3	1,0
Primärenergieproduktivität	€ BIP/GJ	206	214	253	298	299	309	1,6	2,9	3,3
Stromproduktivität	€ BIP/MWh	4,7	4,8	4,7	5,8	5,9	6,0	0,9	3,4	2,2
Endenergieproduktivität	€ BIP/GJ	304	311	369	410	413	418	1,2	1,8	1,3

¹ Vorläufige Werte; ² Teilweise geschätzt; ³ Stand zum 31.12.; ⁴ Straßenverkehr

Die Entwicklung der Stromproduktivität zeigt – entsprechend des Bundestrends – eine zunehmende Entkopplung von Wirtschaftswachstum und Stromverbrauch (siehe Tabelle 8 und Abbildung 17). Im Rahmen der Sektorenkopplung soll in Gebäuden und Verkehr zunehmend (vor allem erneuerbarer) Strom eingesetzt werden. Dabei muss der Strom in möglichst effizienten Technologien eingesetzt werden, um den zusätzlichen

Bedarf an Strom und mittel- bis langfristig den erforderlichen Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu begrenzen. Dies gilt auch für den klassischen Stromverbrauch. Maßnahmen des NAPE wie die Nationale Top-Runner-Initiative und das Programm STEP up! sowie die EU-Ökodesignrichtlinie zielen auf die Steigerung der Stromeffizienz.

4.2.2 SEKTORALE ENTWICKLUNG DER ENERGIEEFFIZIENZ

Auch sektoral betrachtet zeigt sich ein zur gesamtwirtschaftlichen Entwicklung ähnlicher Trend. Der Verlauf der Endenergieproduktivität¹³ in der Industrie wie auch im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) ist seit 1991 positiv

(Tabelle 9 und Abbildung 18). Dabei liegt die absolute Endenergieverbrauchsentwicklung deutlich dahinter zurück; im Sektor GHD ist sogar eine Verbrauchssteigerung im Betrachtungszeitraum zu verzeichnen.

Tabelle 9: Entwicklung der sektoralen Energieeffizienz in Baden-Württemberg von 1991 bis 2017. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [80, 81]

	Einheit	1991	2000	2010	2015	2016 ¹	2017 ²	Veränderung in %/a		
								1991-2017	2010-2017	2016-2017
Industrie										
Bruttowertschöpfung (preisbereinigt, 2010 = 100)	Mrd. €	103	103	118	140	139	142	1,2	2,7	2,1
Endenergieverbrauch (tempb.)	PJ	246	221	230	223	221	223	-0,4	-0,5	0,6
Endenergieproduktivität	€ BWS/GJ	419	464	513	626	627	637	1,6	3,1	1,6
Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD)										
Bruttowertschöpfung (preisbereinigt, 2010 = 100)	Mrd. €	168	204	228	246	251	257	1,7	1,7	2,4
Endenergieverbrauch (tempb.)	PJ	187	195	184	202	204	205	0,3	1,6	0,3
Endenergieproduktivität	€ BWS/GJ	898	1.043	1.244	1.214	1.230	1.257	1,3	0,2	2,2
Private Haushalte										
Raumwärme und Warmwasser (tempb.)	TWh	65	82	71	65	66	67	0,1	-0,8	1,6
Spezifischer Verbrauch Raumwärme/ Warmwasser (tempb.)	kWh/m ²	180	193	147	131	130	132	-1,2	-1,6	0,9

¹ Vorläufige Werte; ² Teilweise geschätzt

¹³ Die Endenergieproduktivität für Industrie und GHD ist jeweils berechnet als Quotient aus der preisbereinigten und verketteten Bruttowertschöpfung mit Bezugsjahr 2010 und dem temperaturbereinigten Endenergieverbrauch.



Mit einer Energieproduktivität von rund 640 € BWS/GJ im Industriesektor weist das Land aufgrund der hohen Bedeutung des vergleichsweise wenig energieintensiven Maschinen- und Fahrzeugbaus in Baden-Württemberg im Vergleich zur Bundesebene fast die zweieinhalbfache Energie-

produktivität auf (Bund: rund 266 € BWS/GJ im Jahr 2016 [74]). Im GHD-Sektor bewegt sich die Energieproduktivität mit rund 1260 € BWS/GJ auf etwa dem gleichen Niveau wie auf Bundesebene (1330 € BWS/GJ, unbereinigt [79]).

Endenergieproduktivität Industrie und GHD [€ BWS/GJ]

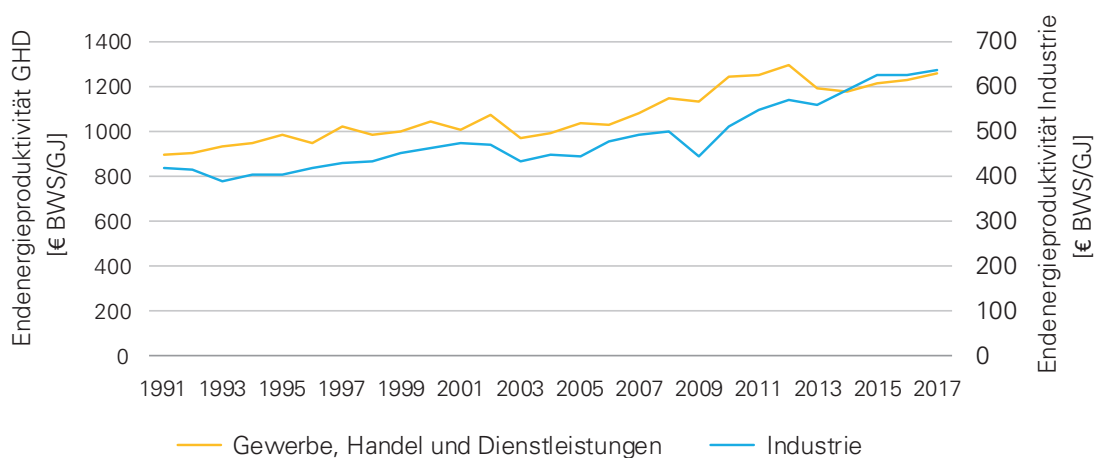


Abbildung 18: Entwicklung der temperaturbereinigten Endenergieproduktivität im Sektor Industrie und im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [80, 81]. Endenergieverbrauch 2016 vorläufig, 2017 geschätzt

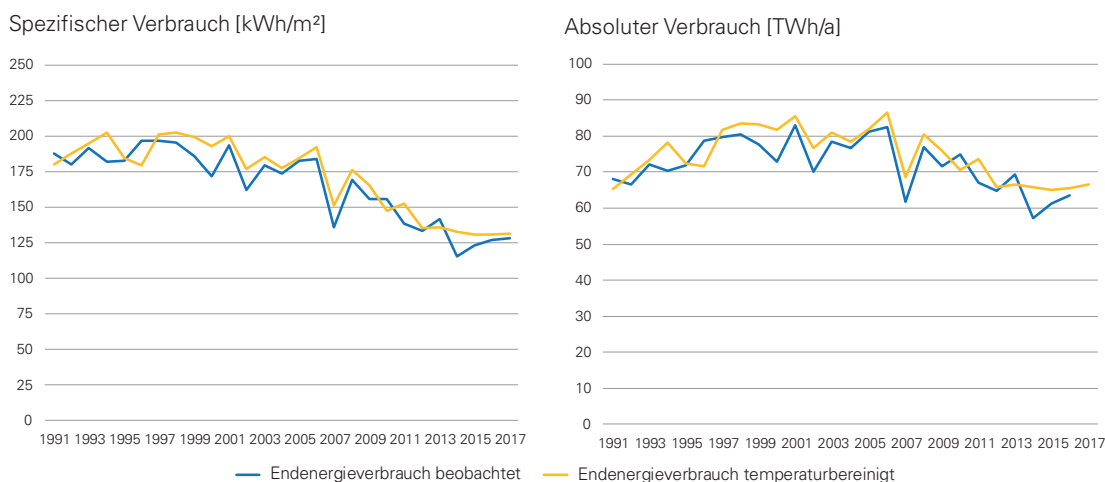


Abbildung 19: Entwicklung des spezifischen und absoluten Endenergieverbrauchs privater Haushalte zur Raumwärme- und Warmwasserbereitung in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [81, 82]. Endenergieverbrauch 2016 vorläufig, 2017 geschätzt

Im Sektor private Haushalte zeigt die langfristige Entwicklung des spezifischen Endenergieverbrauchs zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser¹⁴ (Endenergieverbrauch bezogen auf die Wohnfläche) seit 1991 einen erfreulich deutlichen rückläufigen Trend (vgl. Abbildung 19 links). Absolut betrachtet ist das Verbrauchsniveau jedoch nahezu unverändert zu 1991 (Abbildung 19 rechts). Ursächlich ist primär die stetige Zunahme der Wohnfläche um rund 40 % gegenüber 1991. Bezogen auf die Einwohnerzahl Baden-Württembergs beträgt die Steigerung pro Kopf 27 % [82, 83]. Die Zunahme der spezifischen Wohnfläche ist neben steigenden Komfortansprüchen auch demographischen Veränderungen und der steigenden Anzahl von Single-Haushalten zuzurechnen.

Effizienzmaßnahmen zielten bislang zumeist auf die Senkung des spezifischen Verbrauchs (Wärmeverbrauch pro Quadratmeter Wohnfläche, Kraftstoffeinsatz pro Kilometer). Absolut konnte jedoch aufgrund von Rebound-Effekten nur ein

Teil der spezifischen Minderung erreicht werden. Zudem erschwert das niedrige Preisniveau für fossile Energieträger die Erschließung von Einsparpotenzialen.

Erstmals dargestellt ist nachfolgend die Inanspruchnahme von bundesweiten Förderprogrammen im Effizienzbereich in Baden-Württemberg. Diese geben die Aktivitäten in Anteilen an der Inanspruchnahme der bundesweiten Förderung wieder (Abbildung 20). Das CO₂-Gebäudesanierungsprogramm umfasst unter anderem die KfW-Förderprogramme „Energieeffizienz Bauen und Sanieren“. Hier ist der Anteil Baden-Württembergs an der Inanspruchnahme des Bundes etwa auf dem zu erwartenden Niveau des Bevölkerungsanteils. Die Energieberatungen für Wohngebäude und für Unternehmen gehen deutlich darüber hinaus und weisen insbesondere in den Jahren 2016 und 2017 einen hohen anteiligen Inanspruchnahme auf. Für die Energieberatungen im Mittelstand gilt dies in ähnlicher Weise, hier sind jedoch Daten erst ab dem Förderjahr 2015 verfügbar.

Inanspruchnahme [Anteil an Bund]

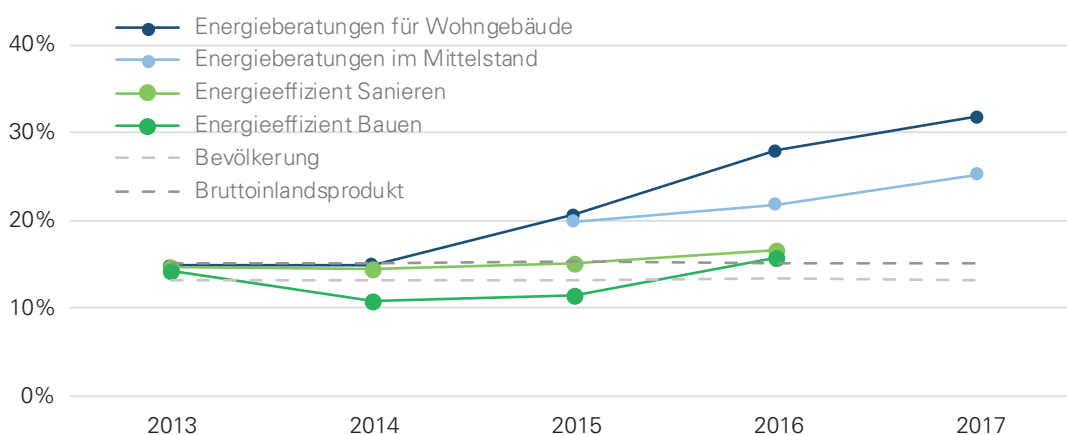


Abbildung 20: Inanspruchnahme von geförderten Bundesberatungen und -förderprogrammen in Baden-Württemberg bezogen auf die bundesweite Inanspruchnahme. Eigene Darstellung auf Basis der Daten aus [80, 83–87]

¹⁴ Dargestellt ist der Endenergieverbrauch privater Haushalte abzüglich des Strom- und Kraftstoffverbrauchs, demnach wird die zunehmende Durchdringung von Wärmepumpen nicht berücksichtigt. Nach eigener Abschätzung liegt der Stromverbrauch von Wärmepumpen derzeit in einer Größenordnung von knapp 1 TWh.

Auf Basis der betrachteten Förderprogramme ist davon auszugehen, dass Baden-Württemberg im Bereich der Beratungen vergleichsweise gut aufgestellt ist. In Zukunft gilt es dieses Monitoring auszubauen, um hier zu einer umfassenderen Einschätzung zu gelangen.

4.3 ENTWICKLUNG DER KRAFT-WÄRME-KOPPLUNG IN BADEN-WÜRTTEMBERG

Der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) kommt aufgrund ihrer hohen Effizienz bei der gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung, ihrer Flexibilität und ihrem Beitrag zur Versorgungssicherheit sowie zur Sektorenkopplung eine wichtige Rolle in Baden-Württembergs Energieversorgung zu. Vor diesem Hintergrund hat die Landesregierung Baden-Württemberg im Juli 2015 ein Landeskonzept Kraft-Wärme-Kopplung verabschiedet,

das mit konkreten Maßnahmen den Ausbau der KWK im Land maßgeblich unterstützen soll. Im Hinblick auf die KWK als Effizienztechnologie wird nachfolgend der aktuelle Stand der KWK in Baden-Württemberg erläutert.

In Tabelle 10 ist die Entwicklung der Stromerzeugung aus KWK-Anlagen, einschließlich der Biomasse-KWK-Anlagen, dargestellt. In der allgemeinen Versorgung ist die KWK-Stromerzeugung im Jahr 2017 leicht zurück gegangen. In der Industrie bewegt sich die KWK-Stromerzeugung nach ersten Schätzungen auf dem Niveau des Vorjahres. Insgesamt verharrt die KWK-Stromerzeugung in Baden-Württemberg damit bei 9,3 TWh. Der Anteil an der Bruttostromerzeugung erhöhte sich aufgrund der rückläufigen Bruttostromerzeugung auf 15,5% (Tabelle 10, Abbildung 21).

Tabelle 10: Entwicklung der KWK-Nettostromerzeugung nach Erzeugungsbereichen und des KWK-Anteils in Baden-Württemberg. Basierend auf Daten aus [88–90] sowie eigenen Berechnungen

[GWh/a]	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017*
Allgemeine Versorgung	4.080	4.027	3.810	4.442	3.981	3.705	4.335	4.493	3.918	4.275	4.155
Industrie >1 MW	1.849	1.856	1.413	1.658	1.490	2.020	2.058	2.315	2.263	2.792	2.822
fossile Anlagen < 1 MW	422	449	523	580	662	760	838	1.006	1.121	1.308	1.395
Biomasse <1 MW	221	372	564	634	609	658	707	838	919	920	928
SUMME	6.573	6.703	6.310	7.313	6.743	7.142	7.937	8.651	8.221	9.295	9.300
Anteil an der Bruttostromerzeugung (%)	9,0	9,9	9,5	11,0	11,2	12,2	12,9	14,2	13,0	14,8	15,5
Anteil am Bruttostromverbrauch (%)	7,9	8,2	7,9	8,9	8,8	9,4	10,3	11,7	11,1	12,5	12,5

* Im Jahr 2017 Angaben zur allg. Versorgung vom Statistischen Landesamt, weitere Werte geschätzt

KWK-Nettostromerzeugung, GWh/a

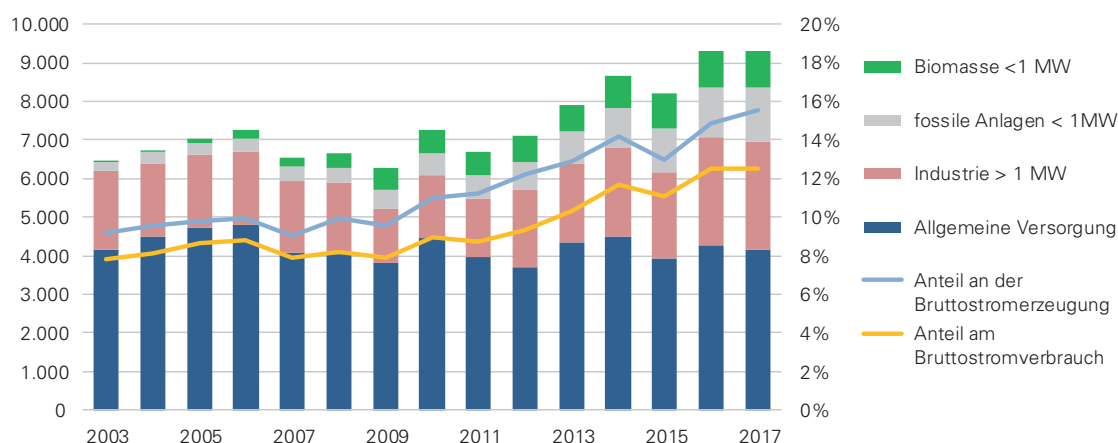


Abbildung 21: Entwicklung der KWK-Nettostromerzeugung nach Erzeugungsbereichen und des KWK-Anteils in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [88–90] sowie eigenen Berechnungen.

* Daten für 2017 vorläufig/geschätzt

Die Wärmeauskopplung aus KWK-Anlagen legte insgesamt leicht zu (Abbildung 22). Dies ist hauptsächlich auf den Beitrag der kleinen, fossil betriebenen KWK-Anlagen unter 1 MW zurück-

zuführen. Insgesamt wurden im Jahr 2017 gut 21 TWh KWK-Wärme in Baden-Württemberg bereitgestellt.

KWK-Nettowärmeerzeugung, GWh/a

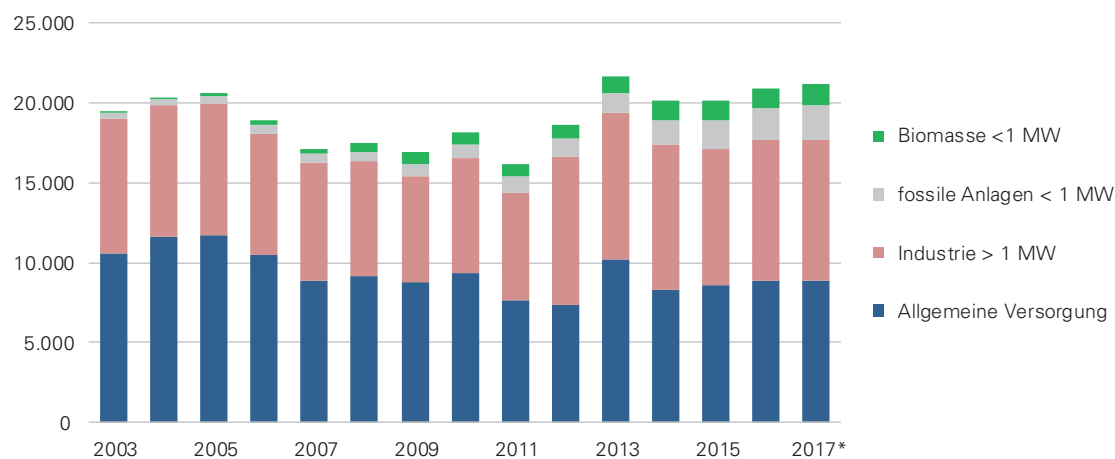


Abbildung 22: Entwicklung der KWK-Wärmeerzeugung nach Erzeugungsbereichen in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [88–90] sowie eigenen Berechnungen

* Daten für 2017 vorläufig/geschätzt

Auf Bundesebene wurde im Jahr 2017 rund 5% mehr KWK-Strom bereitgestellt. Gestiegen ist insbesondere die KWK-Stromerzeugung von Steinkohlekraftwerken in der Allgemeinen Versorgung. Ein weiterer Anstieg war bei der gasbefe-

erten KWK-Stromerzeugung in der Allgemeinen Versorgung sowie in der Industrie festzustellen. Damit erreicht der KWK-Anteil an der Nettostromerzeugung bundesweit bereits 20%.

Für neue KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung zwischen 1 und 50 MW wird die Höhe der finanziellen Förderung seit Dezember 2017 (Ausschreibungsvolumen 100 MW im Startjahr 2017) im Rahmen eines Ausschreibungsverfahrens ermittelt. Jährlich werden ab 2018 insgesamt 200 MW ausgeschrieben, wovon eine jährlich wachsende Teilmenge für innovative KWK-Anlagen (zum Beispiel flexible Anlagen oder Anlagen mit Solarthermie bzw. Wärmepumpen) vorgesehen ist. Für innovative KWK-Anlagen ist zudem ein „Wärmetransformationsplan“ zu erstellen. Dieser soll zum Beispiel im Falle eines Anschlusses der KWK-Anlagen an ein Wärmenetz nachvollziehbar darstellen, mit welchen Maßnahmen der Betreiber das innovative KWK-System in das Wärmenetz integrieren und die Dekarbonisierung des mit dem innovativen KWK-System verbundenen Wärmenetzes in den ersten zehn Betriebsjahren im Sinn des Klimaschutzes und einer sicheren Wärmeversorgung voranbringen will. Der in den

KWK-Anlagen erzeugte Strom darf grundsätzlich nicht zur Eigenversorgung genutzt werden, sondern muss vollständig eingespeist werden.

Im Rahmen der ersten beiden KWK-Ausschreibungen (1. Dezember 2017 und 1. Juni 2018) wurde in beiden Ausschreibungsrunden jeweils eine Anlage in Baden-Württemberg bezuschlagt.

4.4 ENTWICKLUNG DER ERNEUERBAREN ENERGIEN IM WÄRMESEKTOR

Der Ausbau der erneuerbaren Energien ist neben Aktivitäten zur Minderung des Heizwärmebedarfs ein wichtiger Teil der Energiewende und Klimaschutzpolitik im Wärmesektor. Abgesehen von witterungsbedingten Schwankungen ist der Beitrag der erneuerbaren Energien in den vergangenen Jahren tendenziell gewachsen und deckt nun fast 16% des Endenergieverbrauchs zur Wärmebereitstellung (Abbildung 23).

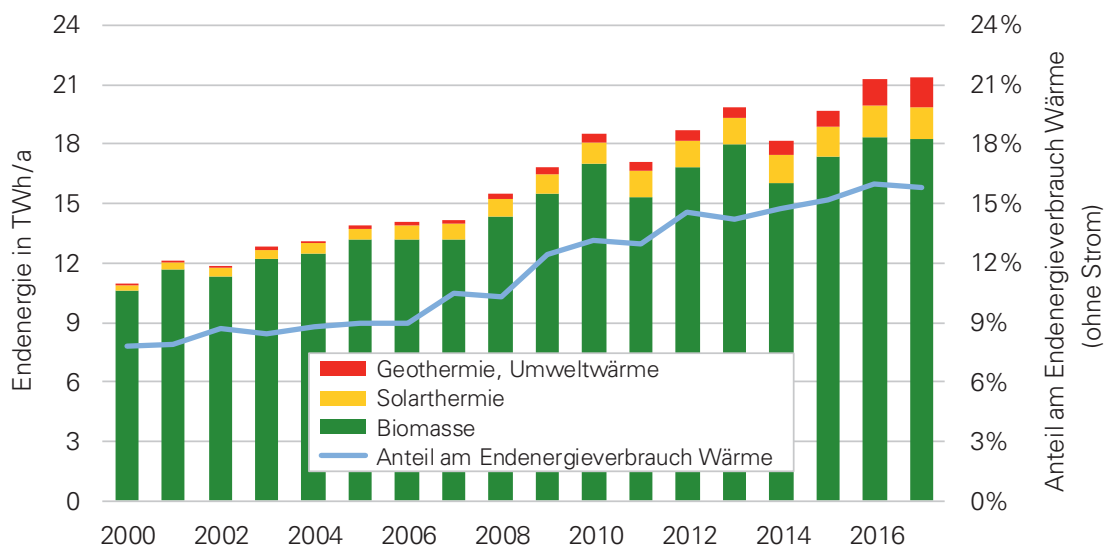


Abbildung 23: Entwicklung des Beitrags der erneuerbaren Energien zur Wärmebereitstellung im Zeitraum von 2000 bis 2017 in absoluten Werten (Säulen) sowie als Anteil am gesamten Endenergieverbrauch zur Wärmebereitstellung ohne Strom (Linie). Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [91]

Die Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärmebereitstellung ist nach wie vor vom Einsatz von Biomasse dominiert, der größte Teil entfällt dabei auf die direkte Verfeuerung von Holz (Stückholz, Pellets, Hackschnitzel, etc.). Die nachträgliche Steigerung der Wärmenutzung von Bestandsanlagen zur Stromerzeugung aus Biogas kann einen zusätzlichen Beitrag zur verstärkten Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmesektor leisten.

Der Zubau von Solarwärmanlagen ist gegenüber dem Vorjahr erneut zurückgegangen. Insgesamt ist die Ausbaudynamik in diesem Bereich weiterhin unzureichend, sowohl hinsichtlich des Beitrags zum Klimaschutzziel als auch hinsichtlich des vorhandenen Potenzials. Dies ist einerseits durch fehlende Preissenkungen bzw. ökonomische Anreize aus Sicht der Endkunden durch unverändert hohe Anschaffungskosten zu begründen. Andererseits führten die deutlich gesunkenen Öl- und

Gaspreise zu sinkender Attraktivität der solarthermischen Alternative. Solarthermie muss jedoch angesichts der begrenzten Verfügbarkeit von Biomasse zukünftig zu einem wesentlich stärkeren Teil zur Wärmebereitstellung beitragen. Bislang werden Solarwärmanlagen in Deutschland und Baden-Württemberg fast ausschließlich im Kleinanlagensegment errichtet. Zu beobachten sind jedoch zunehmende Aktivitäten im Großanlagensegment. So sind in Baden-Württemberg mittlerweile Anlagen zur Nutzung von solarer Nah- und Fernwärme mit einer Kollektorfläche von insgesamt rund 22.000 m² installiert. Dies entspricht fast der Hälfte der deutschlandweit in diesem Segment verbauten Kollektorfläche (Abbildung 24). Weitere drei Großanlagen in Baden-Württemberg mit insgesamt über 5.000 m² Kollektorfläche befinden sich im konkreten Planungs- bzw. Realisierungsstadium.

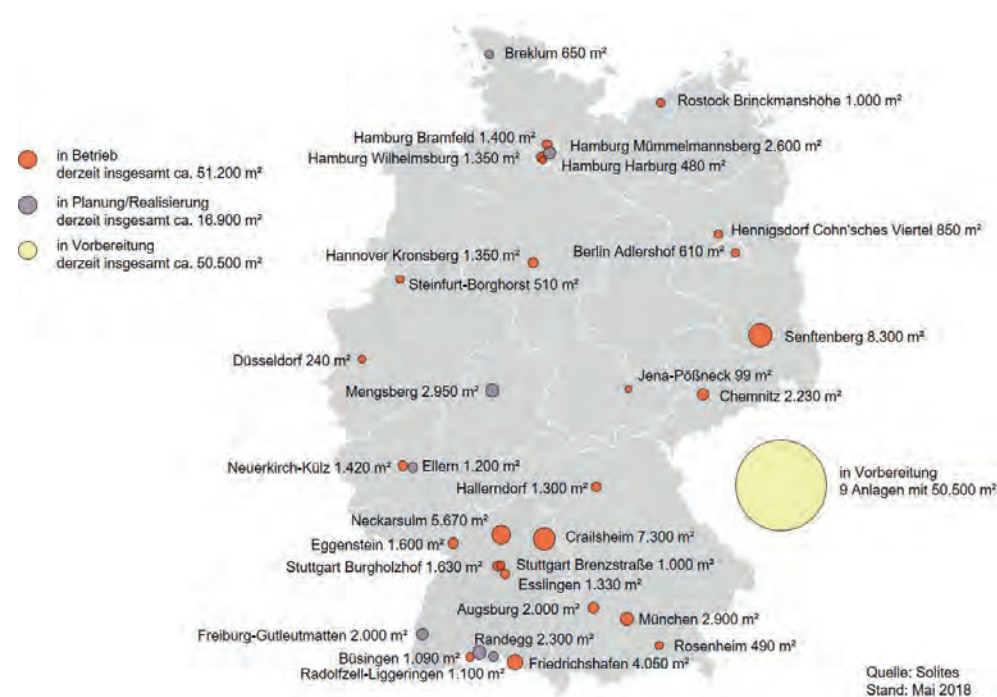


Abbildung 24: Anlagen zur Nutzung solarer Nah- und Fernwärme in Deutschland, Quelle [92]



Die Landesregierung unterstützt den weiteren Ausbau der solaren Nah- und Fernwärme im Rahmen des Förderprogramms „Energieeffiziente Wärmenetze“. Sofern ein Mindestanteil von 10 % Solarwärme eingesetzt wird, sieht das Förderprogramm einen Bonus von bis zu 50.000 Euro pro Projekt vor.

Mit der Novellierung des Erneuerbare-Wärme-Gesetzes (EWärmeG) im Jahr 2015 hat die Landesregierung ihren ordnungsrechtlichen Ansatz erweitert, um bei einem Austausch der zentralen Wärmeerzeuger mehr erneuerbare Energien im gesamten Gebäudebestand zum Einsatz zu bringen. Das novellierte EWärmeG adressiert dabei erstmals neben Wohn- auch Nichtwohngebäude. Baden-Württemberg ist mit dem EWärmeG bundesweit Vorreiter im gebäudebezogenen Klimaschutz. Das EWärmeG 2015 gilt für vor dem 1. Januar 2009 errichtete Gebäude, bei denen ab dem 1. Juli 2015 die Heizungsanlage ausgetauscht wird. Es ist technologieoffen gestaltet, das heißt es bestehen unterschiedliche Optionen zur Erfüllung der Anforderungen (mind. 15 % Anteil erneuerbarer Energien oder Ersatzmaßnahmen), die auch untereinander kombinierbar sind. Hierzu zählt der direkte Einsatz von erneuerbarer Wärme (Solarthermie, Geothermie, Umweltwärme, Biomasse) ebenso wie baulicher Wärmeschutz (Dämmung), der Einsatz von KWK-Anlagen, der Anschluss an ein Wärmenetz, die Errichtung einer Photovoltaikanlage sowie die Erstellung eines gebäudeindividuellen energetischen Sanierungsfahrplans. Die Maßnahmen werden jeweils entsprechend ihrem Anteil am Wärmeenergiebedarf oder ihrem Erfüllungsgrad angerechnet.

Bei Nichtwohngebäuden kann ein Sanierungsfahrplan zur vollständigen (ersatzweisen) Erfüllung der gesetzlichen Vorgaben (EWärmeG) herangezogen werden. Der Sanierungsfahrplan zeigt auf, wie im jeweiligen Gebäude unter Berücksichtigung von baulichen, baukulturellen und persönlichen Ausgangsbedingungen des Gebäudeeigentümers bzw. -nutzers die langfristigen Erfordernisse der Energieeinsparung erreicht werden können. Der Sanierungsfahrplan soll für eine energetische Gebäudesanierung sensibilisieren und motivieren. Der Bund hat zum 1. Juli 2017 einen dem baden-württembergischen Modell sehr ähnlichen individuellen Sanierungsfahrplan eingeführt (iSFP). Dieser erfüllt die Anforderungen einer BAFA-vor-Ort-Beratung.

Auf Bundesebene ist geplant, das Energieeinsparungsgesetz (EnEG), die Energieeinsparverordnung (EnEV) und das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) in einem neuen Gebäudeenergiegesetz (GEG) zusammenzuführen. Damit soll ein einheitliches Anforderungssystem für gebäudebezogene Effizienz und erneuerbare Energien geschaffen werden. Seitens der EU-Gebäuderichtlinie ist gefordert, dass bis Ende 2018 nationale Regelungen zum Niedrigstenergiestandard für neu errichtete Nichtwohngebäude der öffentlichen Hand bzw. bis Ende 2020 für private Neubauten vorliegen. Die geplante Verabschiedung innerhalb der Legislaturperiode 2013–2017 ist jedoch gescheitert. Es ist zu erwarten, dass das Gesetz in 2019 verabschiedet wird. [93]

5

Sektorenkopplung

Der Einsatz von erneuerbarem Strom soll im Wärmebereich und Verkehrssektor einen wichtigen Beitrag zur Erreichung ambitionierter Klimaschutzziele leisten. Zudem werden neue und bekannte sektorübergreifende Anwendungen unter dem Begriff „Sektorenkopplung“ gefasst. Bereits etabliert ist die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) als Bindeglied zwischen Strom- und Wärmesektor. Ergänzt wird die KWK von einer stetig zunehmenden Zahl von Wärmepumpen und zuletzt auch vermehrt Power-to-Heat (PtH)-Anwendungen, die beim Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien ebenfalls zum Ersatz fossiler Energieträger im Wärmesektor beitragen. Auch im Verkehrssektor sollen Elektromobilität, Brennstoffzellenfahrzeuge und Power-to-Liquid (PtL) auf Basis von EE-Strom mittel- bis langfristig einen wichtigen Beitrag zur Dekarbonisierung leisten. Parallel dazu stellt die Erzeugung (Elektrolyse) und Speicherung von Wasserstoff bzw. synthetischem Methan langfristig eine vielversprechende Lösung für den saisonalen Ausgleich des Stromangebots aus erneuerbaren Energien und der Nachfrage dar. Mit Blick auf die Dekarbonisierung außerhalb von Energiebereitstellung und -verbrauch kann regenerativer Wasserstoff als Grundstoff für die Herstellung von Ammoniak, Methanol, Erdölprodukten, hydrierte Kohlenwasserstoffe, Stahlherzeugung etc. zum Einsatz kommen.

5.1 STROMEINSATZ IM VERKEHR

Die strombasierten Dekarbonisierungsoptionen im Verkehr weisen hinsichtlich Stromeinsatz, Energiedichte und Speicherung spezifische Vor- und Nachteile auf. Dabei stellt der direkte Einsatz von Strom in einem Elektrofahrzeug (Batterie und Elektromotor) die energieeffizienteste Lösung mit den geringsten Energieverlusten dar (vgl. Abbildung 25). Dabei ist es erforderlich, die gesamte Kette von der Herstellung des Kraftstoffs bis hin zur Effizienz der Fahrzeuge zu berücksichtigen. Brennstoffzellen-Fahrzeuge, die mit einer Brennstoffzelle und einem Elektromotor ausgestattet sind, benötigen einen knapp dreifachen Strombedarf gemessen an einer Einheit mechanischer Energie. Am stromintensivsten sind synthetische Kraftstoffe (Verbrennungsmotor mit Power-to-Gas oder Power-to-Liquid). Obwohl synthetische Kraftstoffe mit einem deutlich höheren Strombedarf einhergehen, bestehen Einsatzbereiche, die hohe Energiedichten erfordern (bspw. im Flugverkehr). Gleichzeitig stellt die Speicherung von Wasserstoff langfristig eine vielversprechende Lösung für den saisonalen Ausgleich des Stromangebots aus erneuerbaren Energien und der Nachfrage dar.

Energieeinsatz pro kWh mechanischer Energie

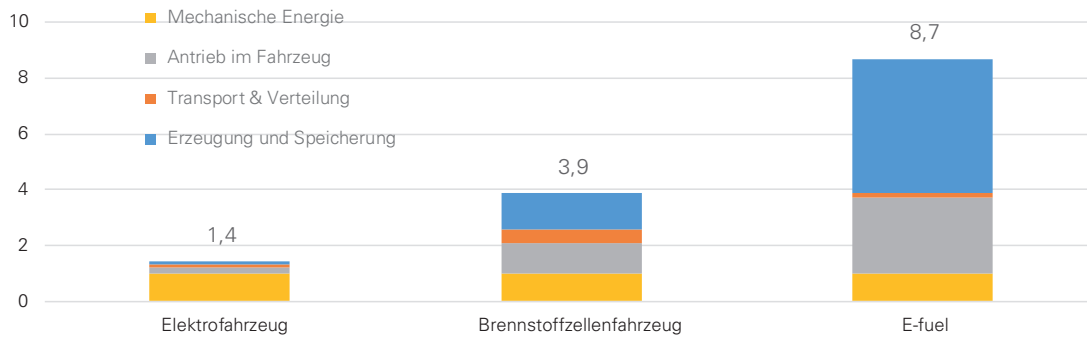


Abbildung 25: Energieeinsatz pro kWh mechanischer Energie der verschiedenen Optionen im Pkw Verkehr. Angaben dienen der Einordnung von Größenordnungen. Eigene Darstellung und Berechnung auf Basis der Daten aus [94, 95]

Zum Jahresende 2017 waren in Baden-Württemberg rund 20.000 mehrspurige Elektrofahrzeuge zugelassen, davon 10.600 Elektro-Pkw und 8.500 extern aufladbare Hybride [96]. Die Entwicklung der Elektrofahrzeuge weist knapp eine Verdreifachung gegenüber 2012 auf (Abbildung 26). Jedoch befinden sich die Zahlen der Elektrofahrzeuge immer noch auf sehr niedrigem Niveau: der Anteil an der Pkw-Bestandsflotte in Baden-Württemberg liegt bei lediglich 0,3% [96]. An den Pkw-Neuzulassungen im Jahr 2017 beträgt der

Anteil 2,1% [97]. Damit liegt die Fahrzeugdurchdringung über dem Bundesniveau (0,2% bei rund 98.000 Fahrzeugen). Neben mehrspurigen Elektrofahrzeugen werden auch zunehmend Zweiräder mit Elektroantrieb eingesetzt (in Abbildung 26 sind ausschließlich Zweiräder mit Kennzeichen¹⁵ erfasst). Mit 27 GWh bzw. einem Anteil von unter einem Promille am Bruttostromverbrauch liegt der Stromverbrauch der Elektrofahrzeuge heute noch auf vernachlässigbar niedrigem Niveau.

Stromverbrauch und Anzahl von Elektrofahrzeugen in BW in GWh bzw. 1.000

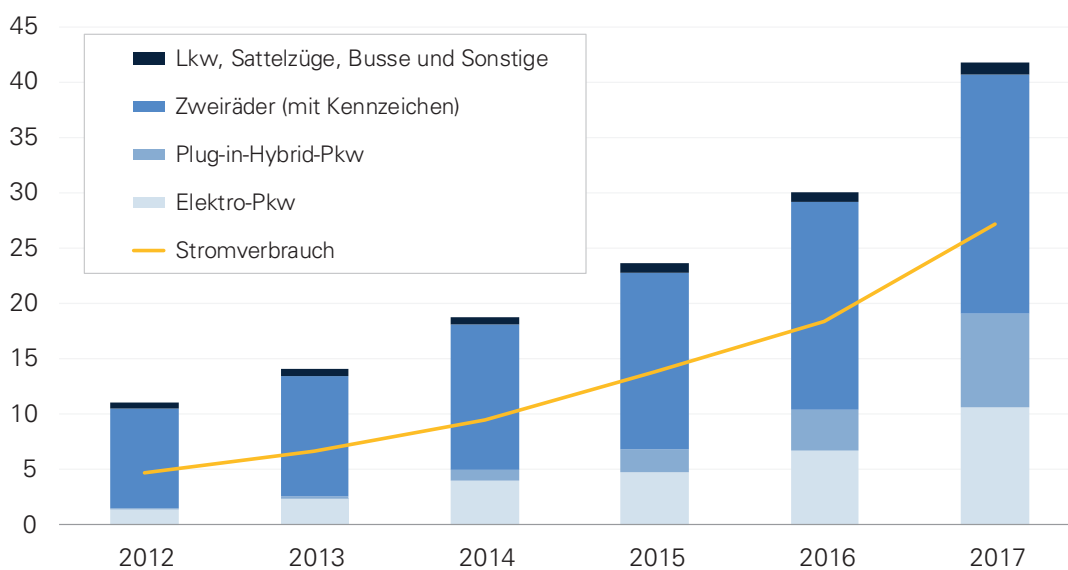
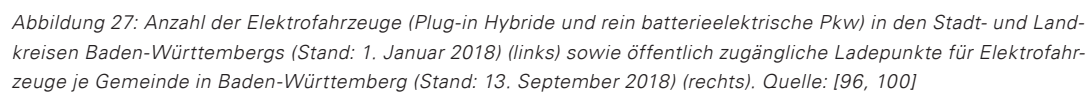


Abbildung 26: Entwicklung der Elektrofahrzeuge und des Stromverbrauchs in Baden-Württemberg. Eigene Berechnungen auf Basis von [98]

¹⁵ Sogenannte E-Bikes, im Unterschied zum Pedelec ist die Motorunterstützung nicht auf 25 km/h und der Motor nicht auf 250 W begrenzt.

gen zu beobachten, aber mit 85% weniger stark ausgeprägt. Die Anzahl der Ladepunkte je Gemeinde zeigt insbesondere in den Städten eine Häufung der Ladestationen auf, gleichzeitig bestehen im ländlichen Raum durchaus „weiße Flecken“. Insgesamt sind nach Angaben des BDEW rund 1.800 öffentlich zugängliche Ladepunkte in Baden-Württemberg installiert. Die Anzahl der Wasserstofftankstellen in Baden-Württemberg ist ebenfalls lückenhaft und beläuft sich derzeit auf 12 Tankstellen in Baden-Württemberg [99].



Im Gegensatz zum Verkehrssektor ist der Stromeinsatz im Wärmesektor bereits weiter fortgeschritten. Der Stromeinsatz erfolgt jedoch überwiegend noch in Form ineffizienter Direktheizungen (Nachtspeicherheizungen). Aktuelle Zahlen zu Nachtspeicherheizungen liegen nicht vor. Ältere Angaben aus dem Jahr 2007 weisen jedoch aus, dass in mehr als 300.000 Wohneinheiten in Baden-Württemberg Elektroheizungen genutzt werden. Wesentlich effizienter als der Einsatz von direktelektrischen Heizungen sind

Wärmepumpen. Zur Bereitstellung einer kWh Nutzwärme benötigen diese heute weniger als ein Drittel des Strombedarfs einer direktelektrischen Heizung (vgl. Abbildung 28). Noch ineffizienter als direktelektrische Heizungen ist jedoch die Nutzung von synthetischem Gas. Diese Option der direkten Beheizung mit synthetischem Gas stellt nur langfristig und im Falle von ausreichend hohen Erzeugungskapazitäten aus erneuerbaren Energien eine energie- und klimapolitisch zielführende Option im Wärmemarkt dar.

Stromeinsatz zur Bereitstellung von 1 kWh Nutzwärme

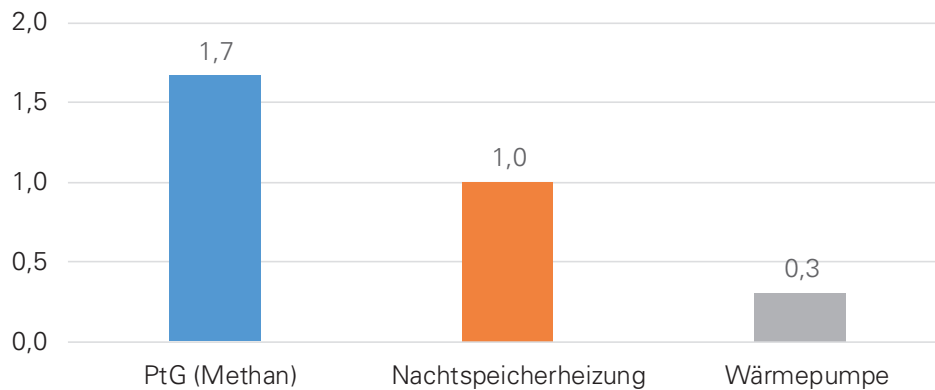


Abbildung 28: Energieeinsatz pro kWh Nutzwärme für verschiedene Beheizungsarten mit Strom. Eigene Darstellung und Berechnung auf Basis der Daten aus [74]

Deutschlandweit sind zum Stand Ende 2017 rund 800.000 Heizungswärmepumpen in Betrieb. Auf Baden-Württemberg entfallen nach Hochrechnungen des ZSW rund 130.000 Wärmepumpen. Der damit verbundene Stromverbrauch im Zuge des Hochlaufs des Wärmepumpenmarktes ist in

Abbildung 29 dargestellt. Die Strommenge von knapp 1 TWh, die zum Betrieb der Wärmepumpen in Baden-Württemberg genutzt wird, entspricht einem Anteil von gut 1 % des Bruttostromverbrauchs im Land.

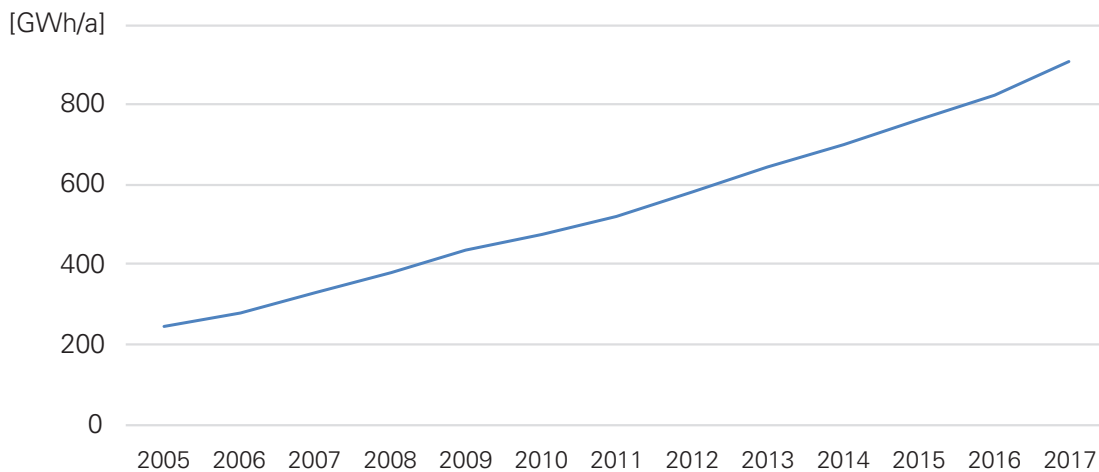


Abbildung 29: Entwicklung des Stromverbrauchs von Wärmepumpen in Baden-Württemberg (Berechnungen ZSW)

6

Ausgewählte ökonomische Aspekte der Energiewende

6.1 ENERGIEPREISENTWICKLUNG

EINFUHRPREISE FOSSILER ENERGIETRÄGER

Trotz der Erfolge beim Ausbau der erneuerbaren Energien bleibt Baden-Württemberg vorerst weiter auf Energieimporte angewiesen. Dies gilt insbesondere für die fossilen Energieträger Erdöl, Erdgas und Steinkohle. Der Bedarf an Kernbrennstoffen, auf die im Jahr 2016 noch 16,4 % des Primärenergieverbrauchs entfiel, geht dagegen langsam zurück. Mit der Stilllegung des letzten Kraftwerksblocks zum Jahresende 2022 entfällt er schließlich vollständig.

Der Durchschnittspreis für eine Tonne Rohöl frei deutsche Grenze betrug im Jahr 2017 rund 358 €/t [101] und lag damit knapp 25 % (real 22 %) über dem Vorjahresniveau. Die seit Frühjahr 2016 zu beobachtende Erholung der Preise setzte sich damit im Berichtsjahr fort. Die Grenzübergangspreise für Erdgas legten ebenfalls zu. Ausgehend von 4.275 €/TJ im Jahr 2016 stieg der mittlere Importpreis 2017 auf 4.729 €/TJ an – ein Plus von 11 % (real 9 %) [102]. Nach einem deutlichen Anstieg gegenüber 2016 blieben die Einfuhrpreise für Steinkohle im Berichtsjahr 2017 weitgehend stabil. Abbildung 30 stellt die monatliche Entwicklung der Einfuhrpreise für Erdöl, Erdgas und Steinkohle seit Januar 2000 in Form von nominalen Preisindizes gegenüber.

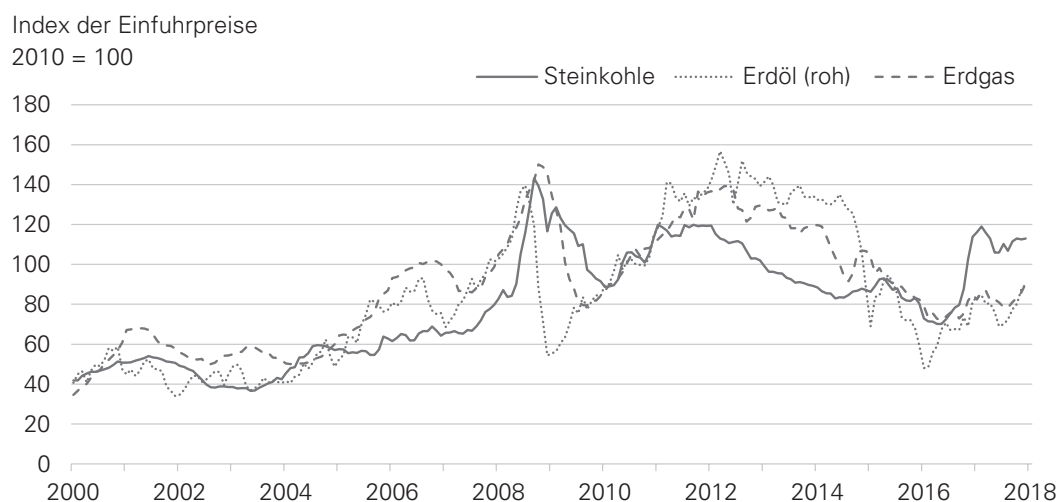


Abbildung 30: Monatliche Einfuhrpreisindizes für fossile Energieträger von 2000 bis 2017. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [103]



STROMMARKT

Die Strompreise an den Spot- und Terminmärkten setzten getrieben von den Entwicklungen an den Rohstoffmärkten im Jahr 2017 zu einer leichten Erholung an. In den Day-ahead-Auktionen der EPEX Spot lag das Preisniveau mit durchschnittlich 34 €/MWh erstmals seit 2011 wieder über dem Vorjahreswert (2016: 29 €/MWh) [104]. Zudem führten Kraftwerksausfälle in Frankreich zum Jahreswechsel 2016/17 zu deutlichen Preisspitzen von bis zu 164 €/MWh [104]. Im Terminhandel stieg der Preis des Phelix Base Year Future im Jahresmittel auf 32,38 €/MWh. Gegenüber dem Vorjahreswert von 26,58 €/MWh zeigte sich damit ein deutliches Plus von 22% (real 20%) [105]. In den ersten drei Quartalen des laufenden Jahres setzte sich der Preistrend fort. Die Preise im Kurzfristhandel legten weiter zu und erreichten im Mittel ein Niveau von 42 €/MWh. Neben dem Anstieg der Brennstoffpreise war hierfür auch die Belebung des Emissionshandels verantwortlich. Nach einem Anstieg der Zertifikatspreise von zunächst rund 5 €/t auf 7,5 €/t im Jahr 2017 setzten die Preise im Jahr 2018 zum Höhenflug an und durchbrachen im August erstmals die Marke von 20 €/t.

Die durchschnittlichen Strompreise für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh legten gegenüber dem Vorjahr um 1,7% auf 29,3 ct/kWh zu [105]. Während die Kosten für Beschaffung und Vertrieb von 6,3 ct/kWh auf 5,7 ct/kWh weiter sanken, zeigten sich vor allem die Anhebung der EEG-Umlage (+0,526 ct/kWh) und Netzentgelte (+0,5 ct/kWh) für die Preissteigerung verantwortlich. Der auf Steuern, Abgaben und Umlagen entfallende Anteil der Haushaltsstrompreise (ohne Netzentgelte) erreichte ein Niveau von 55% und legte damit abermals leicht zu (+0,9% gegenüber 2016). Für das laufende Jahr rechnet der BDEW Stand Mai 2018 mit einer geringfügigen Anhebung der Bezugspreise auf 29,4 ct/kWh.

Endkunden in Baden-Württemberg zahlten für ihren Strom im Jahr 2017 rund 1,4% mehr als der Bundesdurchschnitt. Zu diesem Ergebnis kommt das Leipziger Institut für Energie in dem vom Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg beauftragten Energiepreisbericht [106]. Das Land Baden-Württemberg landete damit im Ranking der Bundesländer auf Platz 8. Einer der Hauptgründe für das durchschnittliche Abschneiden sind die Netzentgelte, die bundesweit stark variieren.

Durchschnittliche Strompreise für Haushaltskunden
in ct/kWh

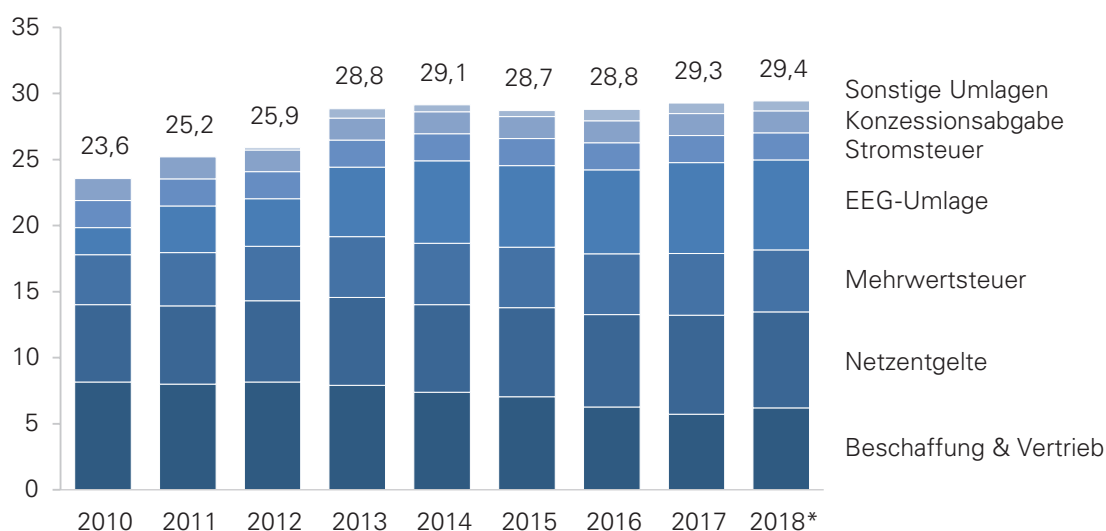


Abbildung 31: Entwicklung der durchschnittlichen Strompreise (nominal) und deren Bestandteile für Haushalte mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [105]

Gewerbliche und industrielle Kunden profitieren in Deutschland in der Regel von günstigeren Bezugskonditionen. Abbildung 32 zeigt hierzu die Entwicklung der durchschnittlichen Strompreise ohne Mehrwertsteuer und erstattungsfähige Steuern und Abgaben für die verschiedenen Verbrauchergruppen außerhalb des Haushaltskunden-segments. Die Spanne der von Eurostat ausgewiesenen Preise reichte im Jahr 2017 von 22,1 ct/kWh für Unternehmen mit einem Jahresverbrauch von weniger als 20 MWh bis hin zu 9,3 ct/kWh bei einem Verbrauch zwischen 20 und 150 GWh.

Bei den industriellen Großabnehmern sorgen zudem umfassende Entlastungsregelungen für erheblichen Preisdifferenzen innerhalb der Verbrauchergruppe. Nach Erhebungen des BDEW lag die maximale Bandbreite bei Kunden mit einem Jahresverbrauch von 100 GWh im Jahr 2017 zwischen 4,0 bis 4,7 ct/kWh bei maximaler Entlastung und 13,4 bis 16,0 ct/kWh bei voller Belastung [105].

Durchschnittliche Strompreise für Nichthaushaltskunden in ct/kWh

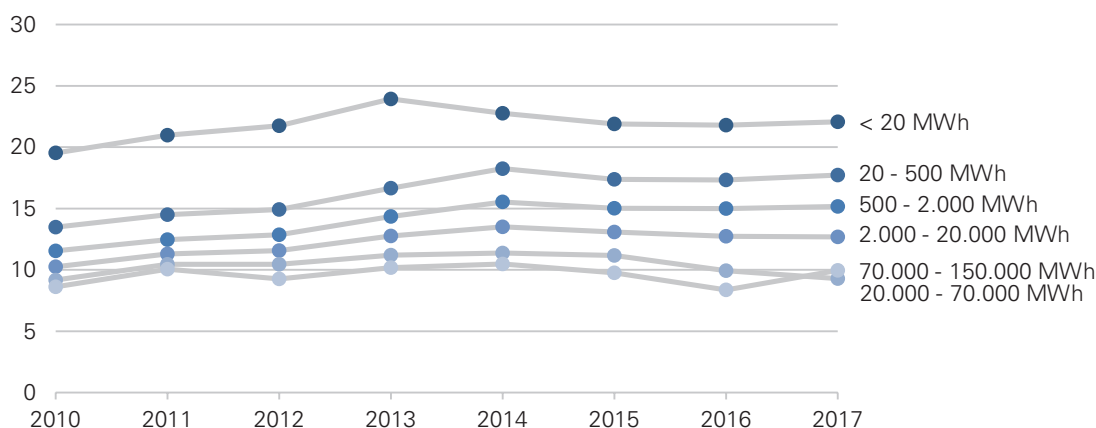


Abbildung 32: Entwicklung der durchschnittlichen Strompreise (nominal) für Nichthaushaltskunden nach unterschiedlichen Verbrauchergruppen (ohne MwSt. und erstattungsfähige Steuern und Abgaben). Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [107]

Bezüglich der Entwicklung der Strompreise bis zum Jahr 2024 prognostizieren die Autoren des Energiepreisberichts [106] trotz nominaler Zuwächse für die meisten Verbrauchgruppen leichte Entlastungen auf realer Basis. Mit minus 2,8% und minus 2,9% gegenüber 2017 fielen diese bei den privaten und gewerblichen Stromkunden in Baden-Württemberg am stärksten aus. Für die mittelständische Industrie rechnet der Bericht mit einer realen Preissenkung um 1,3%, während die Preise für die energieintensiven Unternehmen inflationsbereinigt annähernd konstant blieben.

GASMARKT

Mit einem heimischen Förderanteil von rund 7% (2016) ist der Gasmarkt in Deutschland stark von Importen und den dabei aufgerufenen Preisen abhängig. Die Entwicklung der Grenzübergangspreise (siehe Abbildung 30) spiegelt sich damit auch in den Verbraucherpreisen wider. Abbildung 32 zeigt hierzu die vom BAFA aufbereiteten Preisindizes für verschiedene Abnehmer seit dem Jahr 2000. Die höhere Preisvolatilität bei den industriellen Abnehmern und Kraftwerksbetreibern ist zum einen auf die kurzfristigeren Bezugsstrategien der Großabnehmer und zum anderen auf die



geringere Belastung der Großabnehmerpreise mit Steuern und Abgaben zurückzuführen. So erklärt sich auch, dass die Preisentwicklungen im Jahr 2017 je nach Verbrauchergruppe unterschiedliche Vorzeichen aufwiesen. Während Haushalt, Handel und Gewerbe noch mit einiger Verzögerung von den Rohstoffpreissenkungen der Vorjahre

profitierten – ihre Bezugspreise gaben gegenüber dem Vorjahr um 3,3 % (Haushalte) beziehungsweise 3,7 % (Handel und Gewerbe) nach – spürten Industriekunden und Kraftwerksbetreiber bereits die seit 2016 zu beobachtende Erholung der Importpreise. Die Gaspreise der Industrie legten um 1,2 % zu, die der Kraftwerksbetreiber gar um 3,9 %.

Erdgas - Preisindex nach Abnehmer 2010 = 100

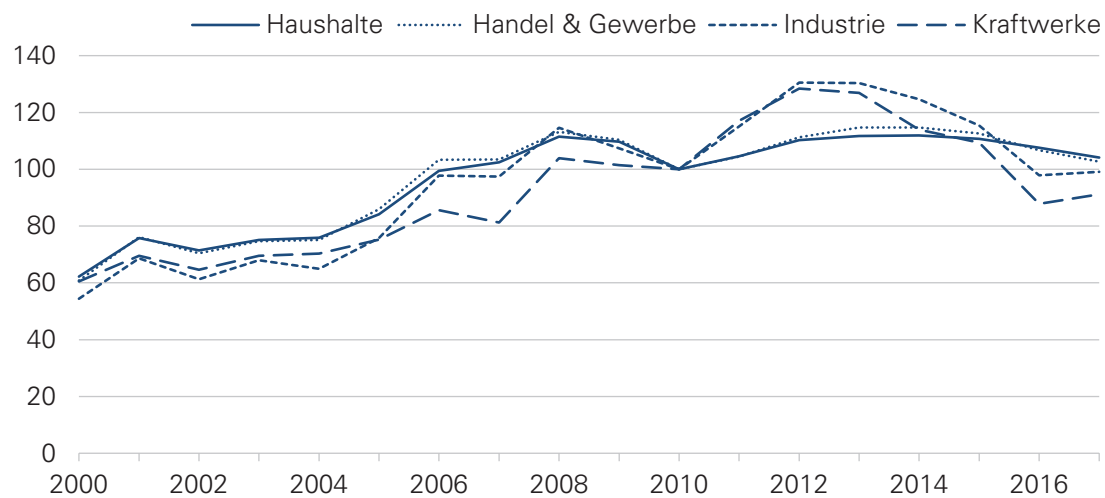


Abbildung 33: Entwicklung der jährlichen Erdgas-Preisindizes nach Abnehmern. Eigene Darstellung basierend auf Daten aus [103]

Eine nähere Aufschlüsselung der Gaspreisbestandteile liefert der gemeinsame Monitoringbericht 2017 von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt [108]. Bei Privathaushalten mit einem Jahresverbrauch zwischen 5.556 kWh und 55.556 kWh entfiel demnach knapp die Hälfte (49,1 %) des Gaspreises in Höhe von 6.15 ct/kWh auf die Energiebeschaffung und den Vertrieb (3,02 ct/kWh). Daneben schlugen die Netzentgelte mit 23,4 % (1,44 ct/kWh) und die Umsatzsteuer mit 15,9 % (0,98 ct/kWh) am stärksten zu Buche. Die Gassteuer, die für alle Verbrauchergruppen einheitlich 0,55 ct/kWh beträgt, machte noch rund 8,9 % des Endkundenpreises aus. Industriekunden mit einer jährlichen Abnahme von 116 GWh zahlten der Untersuchung zufolge im Schnitt nur

2,69 ct/kWh. Die Energiebeschaffung und der Vertrieb stehen hier für mehr als zwei Drittel (69,1 %) des Endpreises. Die Netzentgelte fielen mit 0,28 ct/kWh 80 % niedriger aus als bei den Haushalten und machten damit noch einen Anteil von 10,4 % aus.

Ausgehend von den Future-Preisen im Terminhandel prognostiziert der Energiepreisbericht [106] für das Jahr 2024 einen realen Rückgang der Gasgroßhandelspreise von 19 % gegenüber dem Ausgangsjahr 2017. Unter der Annahme, dass alle anderen Preisbestandteile stabil bleiben, ergäbe sich daraus eine reale Preissenkung in Höhe von 15 % für Industriekunden sowie in Höhe von 8 % für Haushalte.

Gaspreisbestandteile nach Verbrauchergruppen in ct/kWh

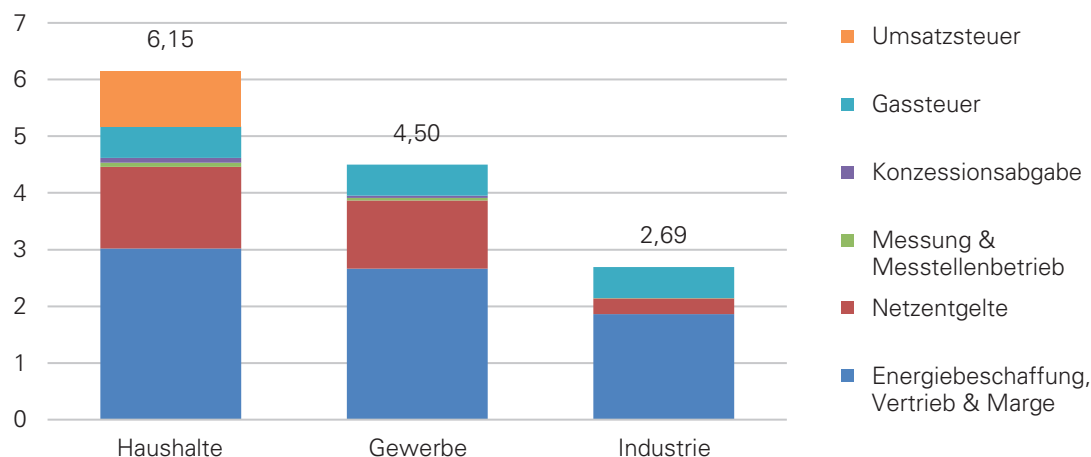


Abbildung 34: Gaspreise und Bestandteile für verschiedene Verbrauchergruppen zum Stichtag 1. April 2017 (Haushalte: 5.556 kWh/a bis 55.556 kWh/a; Gewerbe: 116 MWh/a; Industrie: 116 GWh/a). Eigene Darstellung basierend auf Daten aus [108]

6.2 EEG-UMLAGE SOWIE ABGABEN UND UMLAGEN

Staatlich veranlasste Preisbestandteile machen für die meisten Letztverbrauchergruppen einen Großteil des Strompreises aus. Der Ausbau der erneuerbaren Energien, der Umbau des konventionellen Kraftwerkparks und der Netzausbau führen derzeit zu zusätzlichen Kosten für den Verbraucher. Im Sinne einer nachhaltigen Entwicklung sind diese Lasten möglichst gleichmäßig zu verteilen, gleichzeitig aber auch Überlastungen einzelner Akteursgruppen zu vermeiden. Im Fokus der Diskussion steht seit einigen Jahren die EEG-Umlage, deren Entwicklung nachfolgend näher analysiert wird. Darüber hinaus werden der Diskussionsstand zur Reform der staatlich veranlassten Preisbestandteile sowie die Änderungen durch das Netzentgeltmodernisierungsgesetz aufgezeigt.

Die EEG-Umlage wälzt die Mehrkosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf die Stromverbraucher in Deutschland. Mit 6,405 ct/kWh ist die von den ÜNB am 15. Oktober 2018 für das Jahr 2019 bekanntgegebene EEG-Umlage 0,387 ct/kWh bzw. 5,7% niedriger im Vergleich zum Vorjahr (s.a. Abbildung 35 links). Mit rund 1 ct/kWh trägt der Kontostand zum 30. September 2018 mit einem Plus von 3,7 Milliarden Euro wesentlich zur Entlastung der EEG-Umlage bei. Demnach wurden mit den Zahlungen der EEG-Umlage 2018 bereits Vorleistungen für das 2019 erbracht. Im Vergleich zum Vorjahr ist der Kontostand 0,3 Milliarden Euro höher, diesen Einfluss gibt die Komponentenzerlegung (Abbildung 35 rechts) wieder.

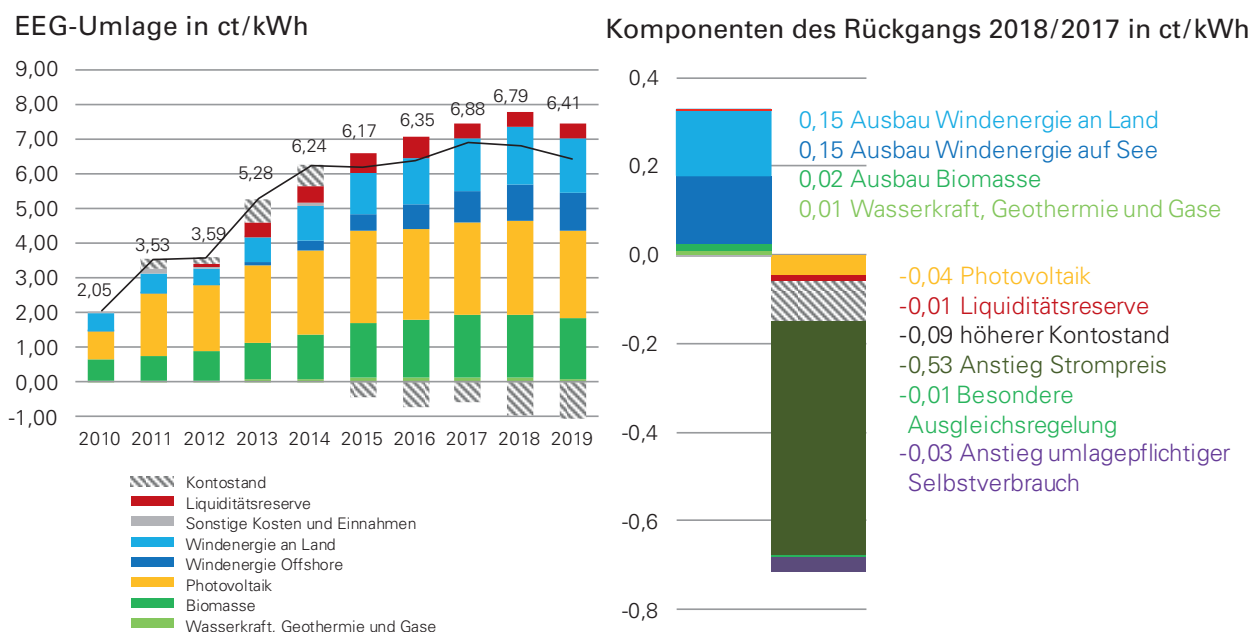


Abbildung 35: Entwicklung der EEG-Umlage in den Jahren 2010 bis 2019 (links) und ihrer Komponenten¹⁶ im Jahr 2019 im Vergleich zu 2018 (rechts) [109, 110]

Vom Ausbau der erneuerbaren Energien geht insgesamt eine Umlagesteigerung von 0,28 ct/kWh bei einer angenommenen Zunahme der Stromerzeugung auf 217 TWh aus. Dazu trägt insbesondere der Ausbau der Stromerzeugung aus Windenergie an Land (+6,1 TWh¹⁷) und auf See (+3,9 TWh) bei. Wesentlicher Einflussfaktor ist neben dem Ausbau der erneuerbaren Energien der Börsenstrompreis. Hier ist ein Anstieg des Börsenstrompreises auf 46,3 €/MWh bzw. um 14,1 €/MWh im Vergleich zu den Prognoseannahmen des Vorjahres hinterlegt. Dieser führt zu höheren Einnahmen aus der Vermarktung.

Neben der EEG-Umlage wird der Stromverbrauch von Haushalten und der Industrie mit weiteren Abgaben, Umlagen und Steuern belastet (vgl. Ab-

bildung 31). Bei Heizöl, Erdgas und Kraftstoffen fallen, bezogen auf den Energie- und CO₂-Gehalt, hingegen deutlich geringere staatlich veranlasste Preisaufschläge im Vergleich zum Strom an [111]. Abbildung 36 stellt die staatlich veranlassten Belastungen bezogen auf den Energiegehalt je kWh dar: So fallen auf den Stromverbrauch privater Haushalte mit 17,8 ct/kWh weitaus höhere Aufschläge im Vergleich zu den Kraft- und Heizstoffen an. Die Darstellung untergliedert zusätzlich zu den einzelnen Preisbestandteilen danach, ob diese der Finanzierung von Infrastrukturen bzw. des Staatshaushaltes dienen oder einen klimapolitischen Bezug aufweisen. Unter letztere Kategorie fallen insbesondere EEG-Umlage, KWK-Umlage und der EU-Emissionshandel.

¹⁶ Die rückläufigen durchschnittlichen Vergütungssätze für PV führen zu einem senkenden Einfluss auf die Umlage.

¹⁷ Angaben beziehen sich auf Vorjahresprognose.

Staatlich veranlasste Preisbestandteile in ct/kWh

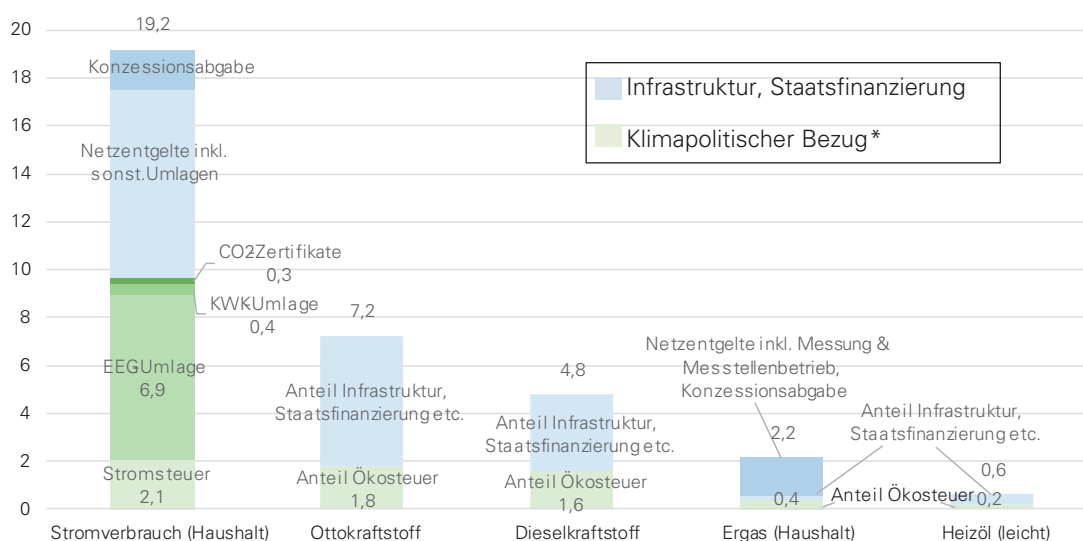


Abbildung 36: Steuern, Abgaben, Umlagen und Entgelte in Deutschland im Jahr 2017 im Vergleich (Energiegehalt). Ohne Umsatzsteuer. Eigene Berechnung auf Basis von [111], Aktualisierung auf Basis der Daten aus [105, 108]

* Der Anteil der Ökosteuer an der Energiesteuer und damit der klimapolitische Anteil wurde entsprechend der Vorgehensweise in [111] aus der Ökosteuerreform 1999-2003 abgeleitet, diese hatte explizit die Förderung des Klimaschutzes zum Ziel.

Um jeweils den effizientesten Energieträger einzusetzen gilt es, diese Verzerrung aufzuheben – insbesondere vor dem Hintergrund, dass der Ersatz von fossilen Energieträgern durch Strom aus erneuerbaren Energien in Bereichen, in denen erneuerbare Energien nicht oder nur in begrenztem Maße direkt eingesetzt werden können, zur Emissionsminderung erforderlich ist (vgl. hierzu auch die Ausführungen in Kapitel 5).

Aufgrund des fortwährend niedrigen Börsenpreinsniveaus für Strom ist eine weitere Förderung für die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien erforderlich. Zudem spiegelt der aktuelle Zertifikatspreis für CO₂ mit im Schnitt 5,8 €/t CO₂ im Jahr 2017 bzw. zuletzt bei 16,35 €/t CO₂ (Monatsmittel Juli 2018) bei weitem nicht die zu erwartenden Schadenskosten wider. Da eine Weiterentwicklung des europäischen Emissionshandels nicht absehbar ist und das Preissignal des ETS mittelfristig nicht ausreicht, um nationale Klimaschutzziele zu erreichen, wurden verschiedene Varianten einer CO₂-basierten Bepreisung vorge-

legt. Die Expertenkommission zum Monitoring der Energiewende befasste sich ebenfalls mit der Thematik und empfiehlt eine allgemeine CO₂-Bepreisung anstatt des bestehenden kleinteiligen Anreizsystems. Zusätzliche Instrumente sind nur zur Adressierung von Marktunvollkommenheiten vorgesehen [112].

Mit der „Verordnung zur schrittweisen Einführung bundeseinheitlicher Übertragungsnetzentgelte“ wurden die Voraussetzungen für die im Netzentgeltmodernisierungsgesetz (NEMoG) vorgesehene stufenweise Vereinheitlichung der Übertragungsnetzentgelte geschaffen. Hintergrund der Verordnungsmächtigung sind die mit zunehmender Tendenz uneinheitlichen Netzentgelte: höhere Netzentgelte fallen im ländlichen Raum insbesondere in den neuen Bundesländern, aber auch in Baden-Württemberg an. Zum einen entstehen Kosten zur Integration von Erneuerbare-Energien-Anlagen im Verteilnetz, zum anderen laufen die Übertragungsnetzentgelte unter anderem aufgrund der Kosten für Redispatch- und Einspeise-



managementmaßnahmen auseinander. Entsprechend der Verordnung werden die Kosten für die Nutzung der Übertragungsnetze zwischen den vier Regelzonen in fünf Schritten beginnend mit dem 1. Januar 2019 bis zum 1. Januar 2023 bundesweit angeglichen. Im ersten Schritt werden für 20 % der Kosten der ÜNB ein einheitliches Entgelt ermittelt, im Folgezeitraum wird der Anteil um jeweils 20 Prozentpunkte gesteigert. In Baden-Württemberg ist infolge der Vereinheitlichung mit geringfügig höheren Netzentgelten zu rechnen [113]. Eine Vereinheitlichung der Netzentgelte auf Verteilnetzebene ist nicht vorgesehen. Weiterhin werden ab dem Jahr 2019 die Kosten für den Ausbau des Offshore-Netzes in der Nord- und Ostsee, die bislang über die Netzentgelte gewälzt wurden, in die Offshore-Netzumlage (bisher Offshore-Haftungsumlage) einbezogen.

Außerdem wird das Privileg der vermiedenen Netzentgelte abgeschmolzen: Die Zahlungen von vermiedenen Netzentgelten für Bestandsanlagen werden ab 2018 auf dem Niveau von 2016 festgehalten. Zudem werden für volatil einspeisende Bestandsanlagen die Zahlungen in drei Schritten beginnend im Jahr 2018 abgeschmolzen. Steuerbare Neuanlagen (zum Beispiel KWK) erhalten ab 2023, volatil einspeisende Neuanlagen (zum Beispiel PV, Wind)¹⁸ ab 2018 keine Zahlungen mehr. Hintergrund ist die zunehmend dezentrale Stromerzeugung, die nicht vor Ort verbraucht werden kann und damit die Flussrichtung des Stroms umkehrt und in die höheren Netzebenen einspeist.

6.3 ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE GESAMT-RECHNUNG

Die nachfolgend dargestellte energiewirtschaftliche Gesamtrechnung basiert methodisch und konzeptionell auf den für die Bundesebene durchgeführten Berechnungen im Rahmen der

Stellungnahme der Expertenkommission zum zweiten Monitoring-Bericht der Bundesregierung [114] sowie deren Fortschreibung. Die dort vorgestellten Ansätze wurden aufgegriffen und auf Baden-Württemberg übertragen bzw. angepasst und erweitert. Mit dem Ansatz werden die Kostenwirkungen der Energiewende aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive betrachtet.

Kern dieses Ansatzes ist die Verknüpfung der Entwicklung der Letztverbraucherausgaben für Energie mit der Entwicklung des nominalen Bruttoinlandsprodukts (BIP). Steigen die relativen Anteile der Letztverbraucherausgaben für Energie am BIP im Zeitverlauf nicht überproportional, ist prinzipiell davon auszugehen, dass die Bezahlbarkeit von Energie gegeben ist. Um diesbezüglich die Entwicklung zeitnah zu beobachten, wird die nachfolgend vorgestellte Indikatorik jährlich fortgeschrieben und weiter ergänzt. So können kritische Entwicklungen im Hinblick auf die gesamtwirtschaftlichen Ausgaben für Energie in Baden-Württemberg zeitnah identifiziert werden. Im Folgenden dargestellt sind die fortgeschriebenen aggregierten Letztverbraucherausgaben der Nutzung von Strom, Wärmedienstleistungen und Kraftstoffen im Verkehrssektor in Baden-Württemberg. Alle Angaben sind Nettoangaben ohne Mehrwertsteuer. Für weitere Informationen zur Methodik wird auf den Statusbericht 2016 verwiesen [115].

AGGREGIERTE LETZTVVERBRAUCHER-AUSGABEN FÜR STROM

Abbildung 37 zeigt die Entwicklung der Letztverbraucherausgaben für Strom in Baden-Württemberg im Zeitraum von 1990 bis 2017. Klar zu erkennen sind die infolge der Liberalisierung des Strommarkts 1998 zunächst rückläufigen Letztverbraucherausgaben. Ab dem Jahr 2000 ist jedoch ein Anstieg der Ausgaben zu verzeichnen, der auf gestiegene Preise für Energieträger (ins-

¹⁸ Für EEG-Anlagen wurden bzw. werden die vermiedenen Netznutzungsentgelte nicht ausgezahlt, sondern dem EEG-Konto gutgeschrieben.

besondere Kohle und Erdgas), die Preiswirkung des Emissionshandels sowie die zunehmende Anzahl und Höhe von Umlagen (EEG, KWKG, etc.) zurückzuführen ist. Insgesamt überstiegen die Letztverbraucherausgaben für Strom im Jahr 2013 erstmals die Marke von 10 Milliarden Euro pro Jahr. Nachdem die Letztverbraucherausgaben für

Strom weitgehend auf diesem Niveau verharrten, sind sie im Jahr 2017 nach ersten Berechnungen um rund 0,5 Milliarden Euro auf 10,7 Milliarden Euro gestiegen. Die Einordnung mittels des Bezugs auf die Entwicklung des Bruttoinlandsprodukts erfolgt am Ende des Kapitels.

Letztverbraucherausgaben für Strom [Mrd. €/a]

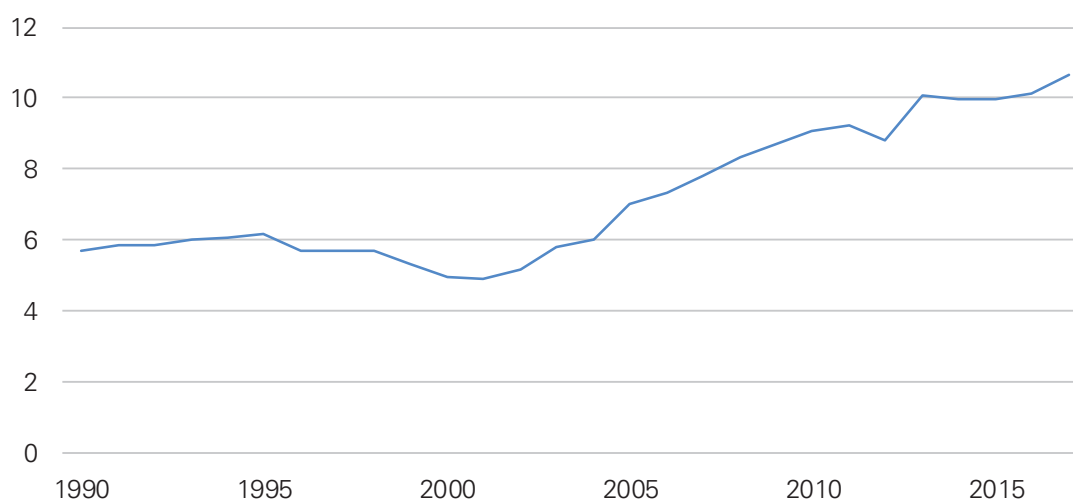


Abbildung 37: Aggregierte Letztverbraucherausgaben für Strom in Baden-Württemberg.¹⁹ Eigene Berechnung und Darstellung auf Basis von Daten aus [90, 116–118]. 2017 vorläufig/geschätzt

AGGREGIERTE LETZTVERBRAUCHER- AUSGABEN FÜR WÄRMEDIENSTLEISTUNGEN

Die energiebedingten Letztverbraucherausgaben für Wärme stellen die aggregierten Zahlungen der vom Letztverbraucher bezogenen Brennstoffe zur Wärmeerzeugung dar. Dabei werden Investitions-, Wartungs- und Unterhaltsausgaben nicht dem Energiesystem zugeordnet. Zusätzlich berücksichtigt werden jedoch die Kosten von Maßnahmen zur energetischen Gebäudesanierung und Mehrkosten von Heizungssystemen auf Basis erneuerbarer Energien. Aufgrund der Datenlage können die Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen auf Landesebene erst ab dem Jahr 2010 ermittelt und ausgewiesen werden. Weiterhin ist darauf hinzuweisen, dass der gesamte

Stromverbrauch im obigen Absatz „Aggregierte Letztverbraucherausgaben für Strom“ enthalten ist, unabhängig davon, ob der Strom im Wärme- oder Verkehrsbereich genutzt wurde.

Im Ergebnis zeigt sich, dass die Letztverbraucherausgaben für Wärme einschließlich energetischer Sanierungsmaßnahmen im Jahr 2017 rund 10,8 Milliarden Euro betrugen (Abbildung 38). Aufgrund der weiter gesunkenen Energiepreise (insb. Heizöl) und den Witterungsbedingungen sind die Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen zwischen 2014 und 2016 deutlich gesunken. Im Jahr 2017 zeigt sich das wieder gestiegene Preisniveau für fossile Energieträger.

¹⁹ Letztverbraucherausgaben abzüglich für Baden-Württemberg hochgerechneter Stromsteuervergünstigungen nach dem Stromsteuergesetz. Der bis 1995 erhobene Kohlepfennig wurde pauschal mit einem durchschnittlichen Aufschlag von 8 % berechnet.



Letztverbraucherausgaben für Wärme [Mrd. €/a]

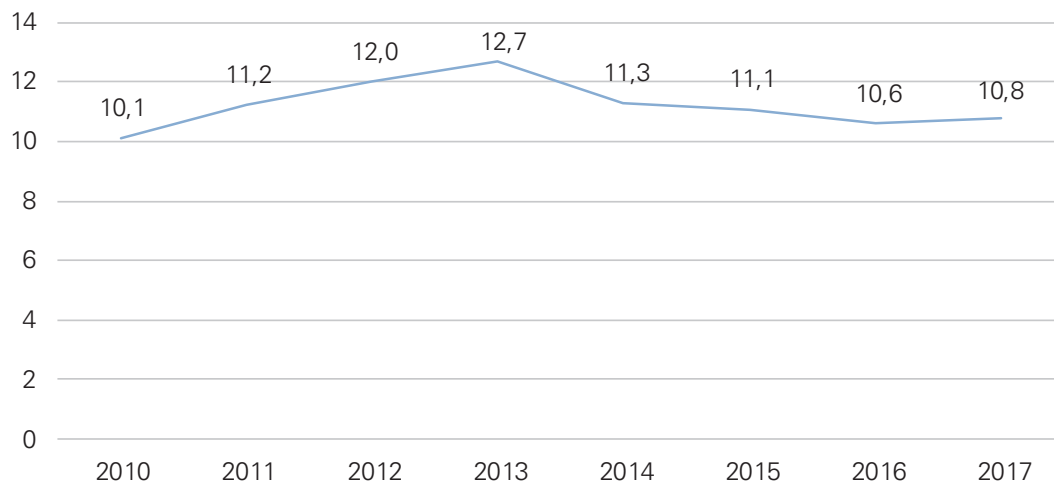


Abbildung 38: Entwicklung der Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen in Baden-Württemberg. Eigene Berechnung auf Basis von Daten aus [30, 119–125]. 2017 vorläufig/geschätzt

Der Anteil der Kosten der energetischen Sanierungen und der Mehrkosten für innovative Heizungssysteme belaufen sich hierbei auf rund 5 Milliarden Euro. Die Letztverbraucherausgaben für Effizienz stellen somit auch unter Berücksichtigung der Unschärfen in der Berechnung einen beachtlichen Anteil der Ausgaben für Wärme dar, führen jedoch langfristig zu einem erheblichen Rückgang der Wärmeausgaben. Weiterhin zeigen die Ergebnisse, dass die Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen von 10,8 Milliarden Euro in derselben Größenordnung liegen wie die Ausgaben für Strom. Gegenüber dem Stromsektor ist die Energiewende im Wärmebereich allerdings noch weniger weit fortgeschritten. Die weitere Entwicklung der Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen sollte also aufmerksam beobachtet werden, insbesondere auch im Hinblick auf möglicherweise weiter steigende Preise für Energieträger.

AGGREGIERTE LETZTVVERBRAUCHER-AUSGABEN FÜR KRAFTSTOFFE IM STRASSENVERKEHR

Wie bei der Berechnung der Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen ist zur Vermeidung von Doppelzählungen der Stromverbrauch im Verkehrssektor an dieser Stelle nicht berück-

sichtigt, sondern in den oben angeführten Letztverbraucherausgaben für Strom enthalten. Unter Berücksichtigung der Preisentwicklung für Kraftstoffe und der entsprechenden Verbrauchsmengen ergibt sich die in Abbildung 39 dargestellte Entwicklung der aggregierten Letztverbraucherausgaben für Kraftstoffe in Baden-Württemberg. Während sich der Verbrauch von Ottokraftstoff in den vergangenen vier Jahren auf konstantem Niveau bewegte, wuchs der Dieselverbrauch seit dem Jahr 2007 kontinuierlich. Mit den sinkenden Endverbraucherpreisen zeigt sich ein deutlicher Rückgang der Letztverbraucherausgaben für Kraftstoffe im Zeitraum 2013 bis 2016. Wie auch im Wärmebereich sind die Ausgaben im Jahr 2017 gegenüber dem Vorjahr aufgrund höherer Preise für fossile Energieträger wieder gestiegen. Insgesamt belaufen sich die Letztverbraucherausgaben für mineralische und biogene Kraftstoffe im Jahr 2017 auf rund 10,3 Milliarden Euro. Davon entfallen rund 5,9 Milliarden Euro auf Diesellostkraftstoff, 3,7 Milliarden Euro auf Ottokraftstoff und knapp 0,7 Milliarden Euro auf biogene und sonstige Kraftstoffe. Die Entwicklung der Letztverbraucherausgaben für Kraftstoffe ist weitgehend unabhängig von der Energiewende.

Letztverbraucherausgaben für Kraftstoffe [Mrd. €/a]

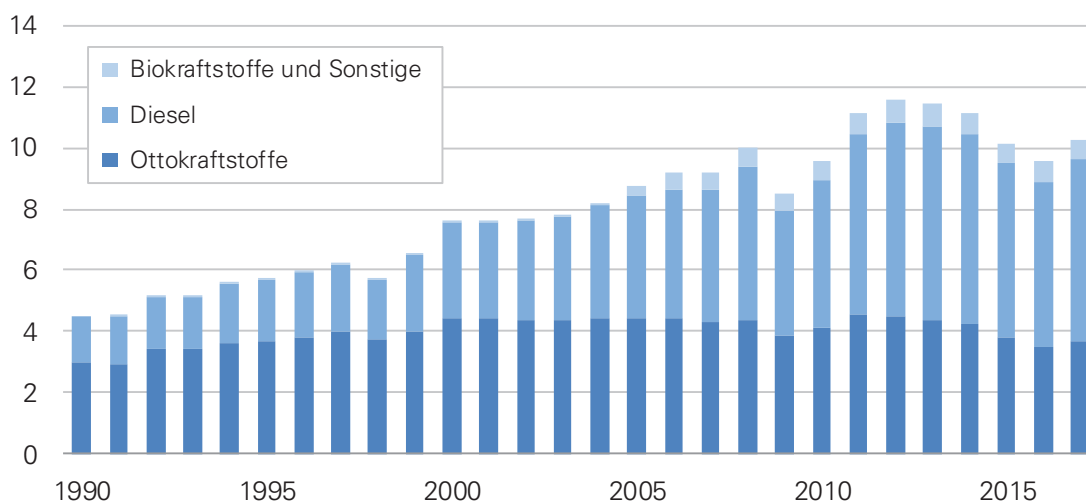


Abbildung 39: Entwicklung der aggregierten Letztverbraucherausgaben für Kraftstoffe in Baden-Württemberg. Eigene Berechnung und Darstellung auf Basis von Daten aus [121, 126]. 2017 vorläufig/geschätzt

ANTEIL DER AGGREGIERTEN LETZTVVERBRAUCHER- CHER AUSGABEN FÜR ENERGIE AM BRUTTOIN- LANDSPRODUKT IN BADEN-WÜRTTEMBERG

Bezieht man die aggregierten Letztverbraucherausgaben für Strom, Wärme und Kraftstoffe auf das nominale Bruttoinlandsprodukt Baden-Württembergs, erhält man die in Abbildung 40 dargestellten Anteile. Für Strom liegt der Anteil mit 2,2% weiterhin unterhalb des Niveaus von 1991 (2,4%).

Analog zu den Entwicklungen auf Bundesebene [114] ist somit festzustellen, dass der Anstieg der aggregierten Ausgaben für Strom weit weniger stark ausgeprägt ist, als dies oftmals in der öffentlichen Diskussion anklingt. Die weitere Entwicklung muss jedoch aufmerksam beobachtet werden, insbesondere vor dem Hintergrund zusätzlicher Kosten, die in den kommenden Jahren zu erwarten sind (weiterer Ausbau der erneuerbaren Energien, Netzausbau, Netz- und Systemintegration, etc.).

Anteil der Letztverbraucherausgaben für Energie am BIP

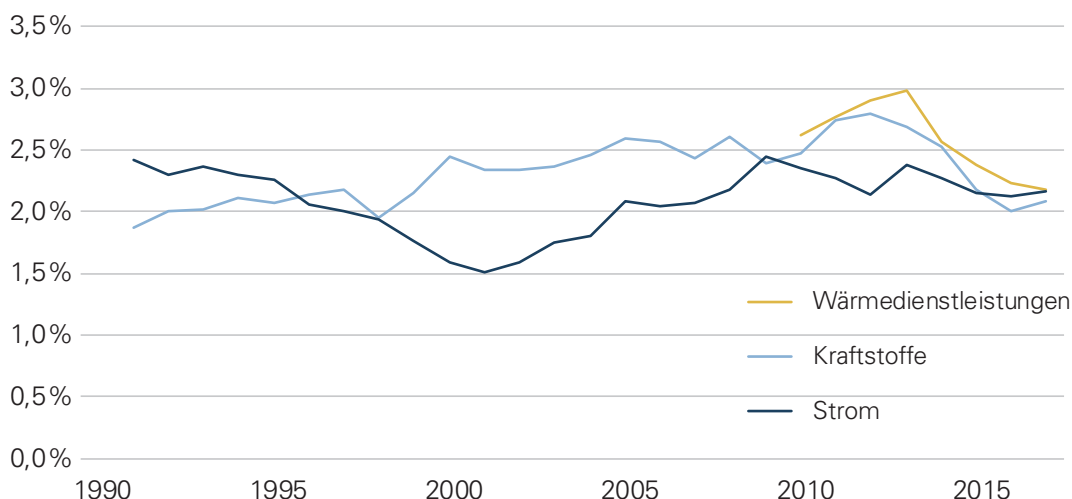


Abbildung 40: Anteil der Letztverbraucherausgaben für Strom, Wärme und Kraftstoffe am nominalen Bruttoinlandsprodukt in Baden-Württemberg. Eigene Berechnung und Darstellung. 2016 vorläufig/geschätzt



Bei den Letztverbraucherausgaben für Kraftstoffe bezogen auf das Bruttoinlandsprodukt Baden-Württembergs zeigte sich bis 2012 insgesamt eine steigende Tendenz. Mit dem Rückgang der Kraftstoffpreise ab dem Jahr 2013 ging der Anteil am BIP zwischenzeitlich stark zurück, ist jedoch im Jahr 2017 wieder um 0,1 Prozentpunkte auf 2,1 % gestiegen. Dies entspricht weiterhin dem Niveau vor der Jahrtausendwende.

Bezieht man die aggregierten Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen einschließlich Maßnahmen zur energetischen Sanierung auf das BIP, ergibt sich ein Anteil von aktuell rund 2,2 % (Abbildung 40). Entgegen der öffentlichen Wahrnehmung zeigt der Bezug zum BIP, dass die Ausgaben für Wärmedienstleistungen gesamtwirtschaftlich betrachtet auf demselben (und in den Vorjahren sogar einem höheren) Niveau wie Strom stehen.

Insgesamt betrachtet gilt auch für Baden-Württemberg weiterhin die Aussage der Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ auf Bundesebene aus ihrer Stellungnahme vom April 2014 [114]: „Solange die Gesamtausgaben [...] proportional zum BIP oder mit einer geringeren Rate ansteigen, kann die generelle Bezahlbarkeit der Energie insgesamt kaum ernsthaft in Zweifel stehen“, nicht zuletzt weil im Vergleich zum Bundesdurchschnitt die Anteile der Ausgaben für Energie am BIP in Baden-Württemberg mit weiterhin unter 7,0 % geringer als auf Bundesebene²⁰ ausfallen.

6.4 ENTWICKLUNG DER ARBEITSPLÄTZE IM BEREICH DER ERNEUERBAREN ENERGIEN

Ein zentrales Element der Energiewende ist der Ausbau der erneuerbaren Energien. Neben den direkten Wirkungen im Strom- und Wärmesektor sind mit diesem Transformationsprozess auch indirekte Wirkungen verbunden. So beeinflusst der Ausbau der erneuerbaren Energien auch die Beschäftigungsentwicklung in Baden-Württemberg. Ausgehend von rund 20.000 Beschäftigten im Bereich der erneuerbaren Energien im Jahr 2008 hat sich die Bruttobeschäftigung in den Jahren 2011 und 2012 auf über 43.000 Beschäftigte erhöht. In den Folgejahren ist die Beschäftigtenzahl bis auf ein relativ stabiles Niveau von insgesamt rund 33.000 gesunken (Abbildung 41).

Einen wesentlichen Einflussfaktor für die dynamische Entwicklung stellte die Beschäftigung im Bereich der Photovoltaik dar. Parallel zu den steigenden Zubauzahlen wuchs ab 2009 auch die Anzahl der Beschäftigten im PV-Bereich stark an. Mit der Marktkonsolidierung ab 2013 ging die Beschäftigtenzahl auf weniger als ein Drittel zurück.

²⁰ Zum Zeitpunkt der Berichtserstellung lagen keine Bundeszahlen für das Jahr 2017 vor. Der Vergleich der Anteile der vergangenen Jahre zeigt jedoch, dass die Anteile in Baden-Württemberg stets etwas niedriger als auf Bundesebene lagen (2016: Bund 7,3 %, Baden-Württemberg 6,4 %).

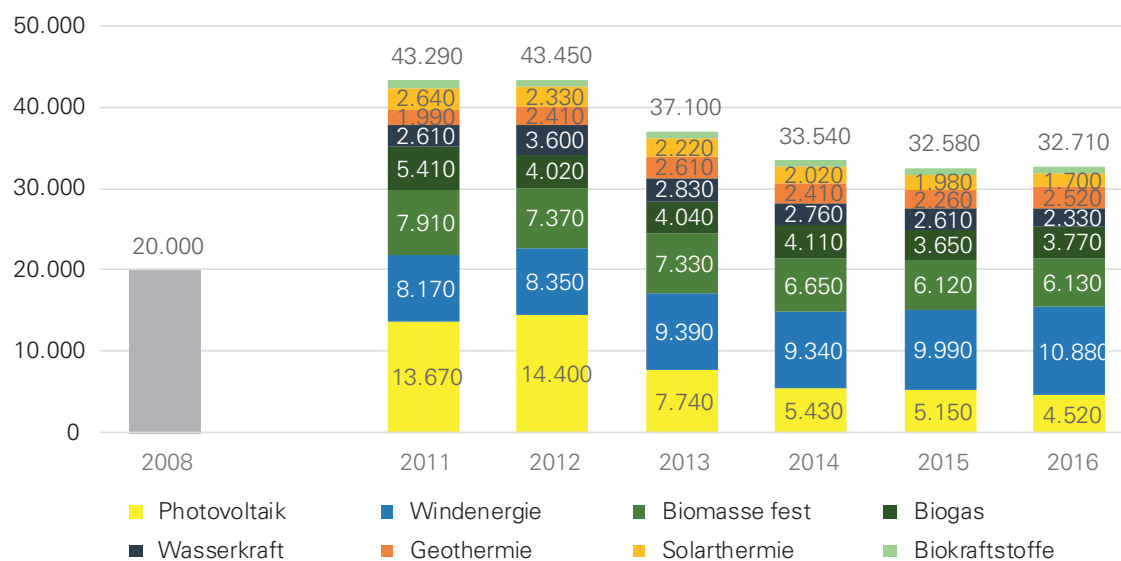


Abbildung 41: Entwicklung der Bruttobeschäftigung im Bereich erneuerbare Energien in Baden-Württemberg.
Eigene Darstellung basierend auf Daten aus [127, 128]

Auch im Biomassebereich ist die Zahl der Beschäftigten in den vergangenen Jahren tendenziell gesunken, ebenso wie im Bereich der Solarwärme. Ein sukzessiver Aufwuchs zeigte sich jedoch im Bereich Windenergie. Während im Photovoltaik- und Windbereich ein erheblicher Anteil der Beschäftigten auf die Installation von Neuanlagen zurückgeht, ist im Biomassebereich ein erheblicher Teil der Arbeitsplätze auf den Betrieb des Anlagenbestandes und die Bereitstellung von Brenn- und Kraftstoffen zurückzuführen.



Literaturverzeichnis

- [1] Klimaschutzgesetz Baden-Württemberg (KSG BW). 23. Juli 2013. Verfügbar unter: <http://www.landesrecht-bw.de/jportal/?quelle=jlink&query=KlimaSchG+BW&psml=bsbawueprod.psml&max=true&aiz=true#jlr-KlimaSchGBWpP9>
- [2] EUROPÄISCHE KOMMISSION. Staatliche Beihilfen: Kommission genehmigt deutsche Netzreserve zur Sicherung der Stromversorgung. Brüssel, 2016
- [3] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur – Stand: 19.11.2018. 2018. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html
- [4] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Kraftwerksliste Bundesnetzagentur zum erwarteten Zu- und Rückbau 2018 bis 2021 (Stand 27.04.2018). 2018
- [5] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Kraftwerksstilllegungsanzeigenliste der Bundesnetzagentur (Stand: 01.10.2018). 2018. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/KWSAL/KWSAL_2018_10.pdf?__blob=publicationFile&v=2
- [6] ZENTRUM FÜR SONNENENERGIE- UND WASSERSTOFF-FORSCHUNG BADEN-WÜRTTEMBERG (ZSW) und MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG. Monitoring der Energiewende in Baden-Württemberg – Statusbericht 2017. 2017. Verfügbar unter: https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2_Presse_und_Service/Publikationen/Energie/Monitoring-der-Energiewende-BW-2017.pdf
- [7] BUBECK, Hans und VAN DEN BERGH, Diana. Modernisierung des Heizkraftwerks Stuttgart-Gaisburg. Präsentation. Energie Baden-Württemberg (EnBW), 2015. Verfügbar unter: https://www.enbw.com/media/konzern/docs/energieerzeugung/presentation_modernisierung-gaisburg.pdf
- [8] ENTSO-E. Mid-Term Adequacy Forecast 2017 Edition. 2017. Verfügbar unter: https://docstore.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/MAF/MAF_2017_report_for_consultation.pdf
- [9] AMPRION GMBH, APG, CREOS, ELIA, 50 HERTZ TRANSMISSION GMBH, RTE, SWISS-GRID, TENNET TSO GMBH und TRANSNETBW GMBH. Pentilateral Energy Forum Support Group 2 Generation Adequacy Assessment. 2018. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/plef-sg2-generation-adequacy-assessment-2018.pdf?__blob=publicationFile&v=4

- [10] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2018/2019 sowie das Jahr 2020/2021 und zugleich Bericht über die Ergebnisse der Prüfung der Systemanalysen. Bonn, 2018. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/Shared-Docs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/Systemanalyse_UeNB_2018.pdf?__blob=publicationFile&v=2
- [11] TENNET TSO GMBH, TRANSNETBW GMBH und AMPRION GMBH. Auftragsbekanntmachung 2018/S 123-280659. 2018. Verfügbar unter: <https://ted.europa.eu/TED/notice/udl?uri=-TED:NOTICE:280659-2018:TEXT:EN:HTML&tabId=1>
- [12] ENERGATE MESSENGER. Netzbetreiber schreiben besondere netztechnische Betriebsmittel aus. 29. Juni 2018. Verfügbar unter: <https://www.energate-messenger.de/news/184297/netzbetreiber-schreiben-besondere-netztechnische-betriebsmittel-aus>
- [13] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWi). EU-Kommission genehmigt Reserve zur Absicherung des Strommarktes. 2018. Verfügbar unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2018/20180207-eu-kommission-genehmigt-reserve-zur-absicherung-des-strommarktes.html>
- [14] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWi). Europäische Energiepolitik. 2018. Verfügbar unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/europaeische-energie-politik.html>
- [15] ENERGATE MESSENGER. „Saubere Energie“ Österreich will Winterpaket abschließen. 2018
- [16] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Statistiken zum Ausschreibungsverfahren für Windenergieanlagen an Land. 2018. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Wind_Onshore/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen_node.html
- [17] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Statistiken zu den Ausschreibungsverfahren für Solaranlagen. 2018. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Solaranlagen/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen_node.html
- [18] 50 HERTZ, AMPRION, TENNET und TRANSNETBW. Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2016. 2016. Verfügbar unter: https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Ver%C3%B6ffentlichungen/Bericht_zur_Leistungsbilanz_2016.pdf
- [19] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Flexibilität im Stromversorgungssystem: Bestandsaufnahme, Hemmnisse und Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität. Diskussionspapier. Bonn, 2017. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/Shared-Docs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/BNetzA_Flexibilitaetspapier.pdf?__blob=publication-File&v=1
- [20] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bericht über die Mindesterzeugung. Bonn, 2017. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Mindesterzeugung/BerichtMindesterzeugung_2017.pdf;jsession-id=82EC3C0EAC0060F1C5D-CE89229605227?__blob=publicationFile&v=1
- [21] DEUTSCHER BUNDESTAG. WD 8-3000-083/16: Entwicklung der Stromspeicherkapazitäten in Deutschland von 2010 bis 2016. Berlin, 2017. Verfügbar unter: <https://www.bundestag.de/blob/496062/759f6162c9fb845aa0ba7d51ce1264f1/wd-8-083-16-pdf-data.pdf>

- [22] AKOTO, Philip. Trianel lässt Pumpspeicherpläne fallen. energate messenger plus. 31. Juli 2018
- [23] WILLNER (FOTOS), Carsten Menzel (Text) und Morris. Pumpspeicherwerk Rönkhausen wird für 25 Millionen saniert. 11. Mai 2018. Verfügbar unter: <https://www.wp.de/region/sauer-und-siegerland/pumpspeicherwerk-roenkhausen-wird-fuer-25-millionen-saniert-id214263725.html>
- [24] FIGGENER, Jan, HABERSCHUSZ, David, KAIRIES, Kai-Philipp, WESSELS, Oliver, TEPE, Benedikt und SAUER, Dirk Uwe. Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0 Jahresbericht 2018. Aachen: Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe der RWTH Aachen, 2018. Verfügbar unter: https://www.bves.de/wp-content/uploads/2018/07/Speichermonitoring_Jahresbericht_2018_ISEA_RWTH_Aachen.pdf
- [25] TEAM CONSULT. Bedeutung der Energiespeicherbranche für das Energiesystem und die Gesamtwirtschaft in Deutschland. Pressekonferenz. Düsseldorf, 2018. Verfügbar unter: https://www.bves.de/wp-content/uploads/2018/03/PK_ESE_Praesentation_2018.pdf
- [26] L-BANK. Auskunft zur Förderung netzdienlicher Photovoltaik-Batteriespeicher. 2018
- [27] DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR (DENA). Impulse zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik: Industrielles Verbrauchsverhalten im Rahmen der Energiewende netzdienlich gestalten. Berlin, 2018. Verfügbar unter: https://shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads_Dateien/esd/9238_Ergebnispapier_der_Taskforce_Netzentgelte_Impulse_zur_Weiterentwicklung_der_Netzentgeltsyst.pdf
- [28] Gateway-Zertifizierungen wohl erst 2019. energate messenger plus. 5. September 2018 n. Chr. Verfügbar unter: <https://www.energate-messenger.de/news/185833/gateway-zertifizierung-wohl-erst-2019>
- [29] AG ENERGIEBILANZEN (AGEB). Bruttostromerzeugung in Deutschland ab 1990 nach Energieträgern (2.02.2018). 2. Februar 2018. Verfügbar unter: <https://www.ag-energiebilanzen.de/>
- [30] STATISTISCHES LANDESAMT BADEN-WÜRTTEMBERG. Energieflussbilder und Energiebilanzen Baden-Württemberg. Verfügbar unter: <http://www.statistik.baden-wuerttemberg.de/Energie/Energiebilanz/Energiebilanzen-BW.jsp>
- [31] STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG. Bruttostromerzeugung nach Herkunft. Verfügbar unter: <http://www.statistik-bw.de/Energie/ErzeugVerwend/EN-BS-HK.jsp>
- [32] AGORA ENERGIEWENDE. Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2017. Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2018. 2018. Verfügbar unter: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2018/Jahresauswertung_2017/Agora_Jahresauswertung-2017.pdf
- [33] TRANSNETBW. Grenzüberschreitende Lastflüsse und Fahrpläne. 2017. Verfügbar unter: <https://www.transnetbw.de/de/kennzahlen/lastdaten/grenzueberschreitende-lastfluesse>
- [34] ENTSO-E TRANSPARENCY PLATFORM. Cross-Border Physical Flow. 2017. Verfügbar unter: <https://transparency.entsoe.eu/transmission-domain/physicalFlow/show>
- [35] TRANSNETBW GMBH. Kennzahlen. 2018. Verfügbar unter: <https://www.transnetbw.de/de/transparenz/marktdaten/kennzahlen>
- [36] ENTSO-E TRANSPARENCY PLATFORM. ENTSO-E Transparency Platform. 2018. Verfügbar unter: <https://transparency.entsoe.eu/>
- [37] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). SMARD Strommarktdaten. 2018. Verfügbar unter: https://www.smard.de/blueprint/servlet/page/home/downloadcenter/download_marktdaten/

- [38] BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT (BDEW). Strom-
austausch mit dem Ausland – Hintergrundinformationen zu den physikalischen Lastflüssen
Deutschlands mit dem Ausland im europäischen Kontext. Berlin, 2014
- [39] STATISTISCHES BUNDESAMT (DESTATIS). Außenhandel – Zusammenfassende Übersich-
ten für den Außenhandel Jahr 2017 (Vorläufige Ergebnisse). 2018. Verfügbar unter:
https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Aussenhandel/Gesamtentwicklung/ZusammenfassendeUebersichtenJvoraueufigPDF_2070100.pdf?__blob=publicationFile
- [40] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaß-
nahmen – Gesamtjahr und Viertes Quartal 2017. 2018. Verfügbar unter: https://www.bundes-netzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2018/Quartalsbericht_Q4_Gesamt_2017.pdf?__blob=publication-File&v=2
- [41] BDEW BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V. Redispatch
in Deutschland – Auswertung der Transparenzdaten April 2013 bis einschließlich Januar 2018.
2018. Verfügbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/Awh_20180212_Bericht_Redispach_Stand_Februar-2018.pdf
- [42] TRANSNETBW GMBH. Angaben der TransnetBW zum Redispatch. 2018
- [43] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA) und BUNDESKARTELLAMT. Monitoringbericht
2014. Bonn, 2014. Verfügbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2014/Monitoringbericht_2014_BF.pdf
- [44] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA) und BUNDESKARTELLAMT. Monitoringbericht
2015. Bonn, 2016. Verfügbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/Monitoringbericht_2015_BA.pdf?__blob=publicationFile&v=4
- [45] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA) und BUNDESKARTELLAMT. Monitoringbericht
2016. Bonn, 2016. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschUndMonitoring/Monitoring/Monitoringbericht2016.pdf?__blob=publicationFile&v=2
- [46] TRANSNETBW GMBH. Angaben der TransnetBW zum Netzausbau. 2018
- [47] ENERGATE-MESSENGER. Standortfrage – Neues Gutachten für Ultratnet-Konverter.
3. Juli 2017. Verfügbar unter: <http://www.energate-messenger.de/news/175428/neues-gutachten-fuer-ultranet-konverter>
- [48] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Netzausbau – Leitungsvorhaben. 2017. Verfügbar
unter: <https://www.netzausbau.de/leitungsvorhaben/de.html>
- [49] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). BBPIG-Monitoring – Stand des Stromnetz-Ausbaus
nach dem zweiten Quartal 2018. 2018. Verfügbar unter: https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Vorhaben/BBPIG/BBPIG-Bericht.pdf?__blob=publicationFile
- [50] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom 2012. 2012
- [51] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bedarfsermittlung 2024 – Bestätigung Netzentwick-
lungsplan Strom (Zieljahr 2024). 2015. Verfügbar unter: https://data.netzausbau.de/2024/NEP/NEP2024_Bestaetigung.pdf

- [52] DEUTSCHER BUNDESTAG. Drucksache 17/11871 – Unterrichtung durch die Bundesregierung – Bericht nach § 3 des Energieleitungsausbaugesetzes. 2012. Verfügbar unter: <http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/17/118/1711871.pdf>
- [53] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). EnLAG-Monitoring – Stand der Vorhaben aus dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) nach dem vierten Quartal 2017. 2018. Verfügbar unter: https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Vorhaben/EnLAG/EnLAG-Bericht.pdf?__blob=publicationFile
- [54] 50 HERTZ GMBH ET AL. Netzentwicklungsplan Strom 2012 – Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Verfügbar unter: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/nep_2012_1_entwurf_teil_1_kap_1_bis_8.pdf
- [55] NETZE BW GMBH. Netzausbauplan 2018 – Ausbau des 110-kV-Netzes der Netze BW GmbH. 2018. Verfügbar unter: https://assets.ctfassets.net/xytfb1vrn7of/2upzYS0EhiuuAU4yOYGKwi/b64c7c78c3c88d19b0c6f08ebc32a6a3/Netzausbauplan_2018.pdf
- [56] NETZE BW GMBH. Angaben der Netze BW GmbH zum Verteilnetzausbau. 2018
- [57] EF. RUHR GMBH und TECHNISCHE UNIVERSITÄT DORTMUND – INSTITUT FÜR ENERGIESYSTEME, ENERGIEEFFIZIENZ UND ENERGIEWIRTSCHAFT. Verteilnetzstudie für das Land Baden-Württemberg. 2017. Verfügbar unter: https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/5_Energie/Versorgungssicherheit/170413_Verteilnetzstudie_BW.pdf
- [58] NETZE BW GMBH. Angaben der Netze BW GmbH zum Einspeisemanagement. 2018
- [59] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Kennzahlen der Versorgungsunterbrechung Strom. 2017. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Versorgungsunterbrechungen/Auswertung_Strom/Versorgungsunterbrech_Strom_node.html
- [60] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Pressemitteilung vom 05.10.2018: Versorgungsunterbrechungen Strom 2017. 2018. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2018/20181005_SAIDI.html?nn=265778
- [61] COUNCIL OF EUROPEAN ENERGY REGULATORS (CEER). CEER Benchmarking Report 6.1 on the Continuity of Electricity and Gas Supply – Data update 2015/2016. 2018. Verfügbar unter: <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/963153e6-2f42-78eb-22a4-06f1552dd34c>
- [62] FORUM NETZTECHNIK/NETZBETRIEB IM VDE. Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik – Berichtsjahr 2016. 2017
- [63] FNB GAS. Netzentwicklungsplan Gas 2016–2026. Berlin, 2017. Verfügbar unter: https://www.fnb-gas.de/files/2017_10_16_nep-gas-2016-2026.pdf
- [64] FNB GAS. Netzentwicklungsplan Gas 2016–2026 – Addendum. Berlin, 2018. Verfügbar unter: https://www.fnb-gas.de/files/2018_07_02_addendum_nep-gas-2016-2026.pdf
- [65] TERRANETS BW GMBH. Nordschwarzwaldleitung. Verfügbar unter: <https://www.terra-nets-bw.de/de/gastransport/netzausbauprojekte/nordschwarzwaldleitung/>
- [66] FNB GAS. Versorgungssicherheitsvariante auf Basis der gegenwärtigen, temporären Einschränkung der Transportkapazität auf dem TENP – Leitungssystem. Berlin, 2018. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Gas/NEP_2018/VersorgungssicherheitsvarianteTENP.pdf?__blob=publicationFile&v=2

- [67] FNB GAS. Winterausblick 2018/19. Berlin, 2018. Verfügbar unter: https://www.fnb-gas.de/files/fnb_gas_winterausblick_2018_2019.pdf
- [68] FLAUGER, Jürgen. Kältewelle leert Gasspeicher und treibt Preise nach oben. Handelsblatt. 28. Februar 2018. Verfügbar unter: <https://www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/energiemarkt-kaeltewelle-leert-gasspeicher-und-treibt-preise-nach-oben/21012872.html?ticket=ST-14085541-vwuxbLLEvcZEF64OJsT-ap3>
- [69] AGSI. Storage Data. 2018. Verfügbar unter: <https://agsi.gie.eu/#/historical/DE>
- [70] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Kennzahlen der Versorgungsunterbrechungen Gas. 14. Juni 2018. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Versorgungsunterbrechungen/Auswertung_Gas/Versorgungsunterbr_Gas_node.html
- [71] BICKEL, Peter und KELM, Tobias. Evaluierung der inländischen KfW-Programme zur Förderung Erneuerbarer Energien im Jahr 2010. Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), 2011
- [72] BICKEL, Peter und KELM, Tobias. Evaluierung der inländischen KfW-Programme zur Förderung Erneuerbarer Energien im Jahr 2011. Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), 2012
- [73] BICKEL, Peter und KELM, Tobias. Evaluierung der inländischen KfW-Programme zur Förderung Erneuerbarer Energien im Jahr 2012. Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), 2013
- [74] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWi). Sechster Monitoring-Bericht zur Energiewende – Berichtsjahr 2016. 2018. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/sechster-monitoring-bericht-zur-energiewende.pdf?__blob=publicationFile&v=26
- [75] STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG. Energiebilanz. 2017. Verfügbar unter: <http://www.statistik-bw.de/Energie/Energiebilanz/>
- [76] STATISTISCHES BUNDESAMT (DESTATIS). Verkehr – Güterverkehr. 2018. Verfügbar unter: <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Wirtschaftsbereiche/TransportVerkehr/Gueterverkehr/Tabellen/GueterbefoerderungLR.html>
- [77] STATISTISCHES BUNDESAMT (DESTATIS). Verkehrsleistungstatistik im Luftverkehr. 2018. Verfügbar unter: https://www-genesis.destatis.de/genesis/online/data;sid=6CE7963B1C6A6D-D2735ECCAF8FD36B95.GO_1_1?operation=previous&levelindex=2&step=1&titel=Tabellen&le-velid=1535726864752&le-velid=1535726855601
- [78] STATISTISCHES LANDESAMT BADEN-WÜRTTEMBERG. Heizenergie in Neubauten. Verfügbar unter: http://www.statistik.baden-wuerttemberg.de/Wohnen/WkostenVerhaeltnis/BW-BT_neubautenEnergie.jsp
- [79] AG ENERGIEBILANZEN (AGEB). Auswertungstabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland 1990 bis 2017 (Stand Juli 2018). August 2018. Verfügbar unter: <https://ag-energiebilanzen.de/10-0-Auswertungstabellen.html>
- [80] VOLKSWIRTSCHAFTLICHE GESAMTRECHNUNG DER LÄNDER. Bruttoinlandsprodukt, Bruttowertschöpfung in den Ländern der Bundesrepublik Deutschland 1991 bis 2017. 2018

- [81] STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG. Daten zur Energiebilanz. 2018. Verfügbar unter: <https://www.statistik-bw.de/Energie/>
- [82] STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG. Langfristige Entwicklung des Gebäude- und Wohnungsbestands seit 1950. 2018. Verfügbar unter: <https://www.statistik-bw.de/Wohnen/GebaeudeWohnungen/GW-Bestand-LR.jsp>
- [83] STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG. Bevölkerung, Gebiet und Bevölkerungsdichte. 2018. Verfügbar unter: <https://www.statistik-bw.de/BevoelkGebiet/Bevoelkerung/01515020.tab?R=LA>
- [84] STATISTISCHES BUNDESAMT (DESTATIS). Staat & Gesellschaft – Bevölkerungsstand. 2018. Verfügbar unter: https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesellschaftStaat/Bevoelkerung/Bevoelkerungsstand/Tabellen/_lrbev03.html
- [85] INSTITUT FÜR WOHNEN UND UMWELT und FRAUNHOFER IFAM. Monitoring der KfW-Programme „Energieeffizient Sanieren“ und „Energieeffizient Bauen“ (2012–2016). 2018
- [86] BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE (BAFA). Energieberatungen im Mittelstand – Geförderte Beratungen nach Bundesländern (2015–2017). 2018
- [87] BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE (BAFA). Energieberatungen für Wohngebäude. Geförderte Beratungen nach Bundesländern und Wohneinheiten (2013–2017). 2018
- [88] BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE (BAFA). Nach KWKG zugelassene KWK-Anlagen in Baden-Württemberg. Eschborn, 2017
- [89] STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG. Nettostrom- und -wärmeerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) nach Energieträgern. 2016. Verfügbar unter: <http://www.statistik-bw.de/Energie/ErzeugVerwend/EN-WK.jsp>
- [90] KELM, Tobias, VOGEL-SPERL, Antje, SCHMIDT, Maike, CAPOTA, Michael, SPERBER, Evelyn, HUSENBETH, Christoph und NITSCH, Joachim. Studie Landeskonzept Kraft-Wärme-Kopplung Baden-Württemberg. 2014. Verfügbar unter: http://www.zsw-bw.de/uploads/media/2014_Studie_KWK-Konzept_BW.pdf
- [91] MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG. Erneuerbare Energien in Baden-Württemberg 2015 – Stand Oktober 2016. Stuttgart, 2016
- [92] SOLITES. Persönliche Information. 2017
- [93] ENERGATE MESSENGER. Ministerien geben grünes Licht für Gebäudeenergiegesetz. 7. November 2018. Verfügbar unter: <https://www.energate-messenger.de/news/187417/ministerien-geben-gruenes-licht-fuer-gebaeudeenergiegesetz>
- [94] PRICEWATERHOUSECOOPERS GMBH WIRTSCHAFTSPRÜFUNGSGESELLSCHAFT (PWC). From CO₂ neutral fuels to emission free driving. 2017
- [95] AGORA VERKEHRSWENDE und AGORA ENERGIEWENDE. Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe. 2018. Verfügbar unter: https://www.agora-energiawende.de/fileadmin2/Projekte/2017/SynKost_2050/Agora_SynCost-Studie_WEB.pdf
- [96] KRAFTFAHRT-BUNDESAMT. Bestand nach Zulassungsbezirken (FZ 1). 2018. Verfügbar unter: https://www.kba.de/DE/Statistik/Produktkatalog/produkte/Fahrzeuge/fz1_b_uebersicht.html
- [97] KRAFTFAHRT-BUNDESAMT. FZ 14 – Neuzulassungen von Kraftfahrzeugen nach Umwelt-Merkmalen Jahr 2017. 2018. Verfügbar unter: https://www.kba.de/SharedDocs/Publikationen/DE/Statistik/Fahrzeuge/FZ/2017/fz14_2017.pdf?__blob=publication-File&v=2

- [98] KRAFTFAHRT-BUNDESAMT. Daten der Statistik des Kraftfahrt-Bundesamt. Verfügbar unter: https://www.kba.de/DE/Statistik/statistik_node.html
- [99] H2 MOBILITY DEUTSCHLAND GMBH & CO. KG. H2. LIVE: Wasserstoff Tankstellen in Deutschland & Europa (Stand: 18.09.2018). H2 Mobility. September 2018. Verfügbar unter: <https://h2.live/>
- [100] BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT (BDEW) und ENERGY CODES & SERVICES GMBH. Ladesäulenregister (Stand: 13.09.2018). 2018. Verfügbar unter: <https://ladesaeulenregister.de>
- [101] BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE (BAFA). Entwicklung der Rohöleinfuhr (1991–2017). Eschborn, 2018. Verfügbar unter: http://www.bafa.de/DE/Energie/Rohstoffe/Rohoel/rohoel_node.html
- [102] BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE (BAFA). Aufkommen und Export von Erdgas sowie die Entwicklung der Grenzübergangspreise ab 1991. Eschborn, 2018. Verfügbar unter: http://www.bafa.de/DE/Energie/Rohstoffe/Erdgas/erdgas_node.html
- [103] STATISTISCHES BUNDESAMT. Daten zur Energiepreisentwicklung – Lange Reihen bis Mai 2018. Wiesbaden, 2018. Verfügbar unter: <https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Preise/Energiepreise/Energiepreisentwicklung.html>
- [104] EPEX SPOT. Marktdaten Day-ahead-Auktion. 2018. Verfügbar unter: <http://www.epexspot.com/de/marktdaten/dayaheadauktion>
- [105] BDEW-Strompreisanalyse Mai 2018 – Haushalte und Industrie. Berlin, 2018. Verfügbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/1805018_BDEW-Strompreisanalyse-Mai-2018.pdf
- [106] EBERT, Marcel, GANSLER, Johannes, LORENZ, Christian und REICHMUTH, Matthias. Preisbericht für den Energiemarkt in Baden-Württemberg 2017. Leipzig: Leipziger Institut für Energie, 2018. Verfügbar unter: https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2_Presse_und_Service/Publikationen/Energie/Energiepreisbericht_2017.pdf
- [107] EUROSTAT. Eurostat Energiestatistik. 2018. Verfügbar unter: <http://ec.europa.eu/eurostat/de/data/database>
- [108] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA) und BUNDESKARTELLAMT. Monitoringbericht 2017. Bonn, 2017. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2017/Monitoringbericht_2017.pdf?__blob=publicationFile&v=3
- [109] ZENTRUM FÜR SONNENENERGIE- UND WASSERSTOFF-FORSCHUNG BADEN-WÜRTTEMBERG (ZSW). EEG-Umlage 2019 – Komponentenzerlegung, interne Arbeiten. Stuttgart, 2018
- [110] 50 HERTZ TRANSMISSION GMBH, AMPRION GMBH, TENNET TSO GMBH und TRANSNETBW GMBH. Prognose der EEG-Umlage 2019 nach EEV – Prognosekonzept und Berechnungen der ÜNB. 2018. Verfügbar unter: https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/EEG-Umlage/EEG-Umlage%202019/20181015_Ver%c3%b6ffentlichung%20EEG-Umlage%202019.pdf
- [111] AGORA. Neue Preismodelle für Energie – Grundlagen einer Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Strom und fossile Energieträger. April 2017. Verfügbar unter: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2017/Abgaben_Umlagen/Agora_Abgaben_Umlagen_WEB.pdf

- [112] A. LÖSCHEL, F. STAIß, G. ERDMANN und H.-J. ZIESING. Stellungnahme zum sechsten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2016. Berlin, Münster, Stuttgart, 2018. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/stellungnahme-der-expertenkommission-zum-sechsten-monitoring-bericht.pdf?__blob=publicationFile&v=8
- [113] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Netzentgeltsystematik Elektrizität. Dezember 2015. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Netzentgeltsystematik/Bericht_Netzentgeltsystematik_12-2015.pdf?__blob=publicationFile&v=1
- [114] LÖSCHEL, A., ERDMANN, G., STAIß, F. und ZIESING, Hans-Joachim. Stellungnahme zum zweiten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2012 – Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“. 2014
- [115] MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG und ZENTRUM FÜR SONNENENERGIE- UND WASSERSTOFF-FORSCHUNG BADEN-WÜRTTEMBERG (ZSW). Monitoring der Energiewende in Baden-Württemberg – Statusbericht 2016. 2016. Verfügbar unter: https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2_Presse_und_Service/Publikationen/Energie/Monitoring-der-Energiewende-BW-2016.pdf
- [116] STATISTISCHES LANDESAMT BADEN-WÜRTTEMBERG. Stromabsatz und Erlöse nach Verbrauchergruppen. Verfügbar unter: https://www.statistik-bw.de/UmweltVerkehr/Landesdaten/EN_EV_SA.asp
- [117] STATISTISCHE ÄMTER DES BUNDES UND DER LÄNDER. Energieverbrauch des Verarbeitenden Gewerbes, Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden in Baden-Württemberg. Verfügbar unter: https://www.destatis.de/GPStatistik/receive/BWSerie_serie_00000468
- [118] STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG. Kläranlagen mit Klärgasgewinnung und Stromerzeugung seit 1980 nach Art der Verwendung. Verfügbar unter: http://www.statistik-bw.de/Energie/ErzeugVerwend/EN_Klaergas.jsp
- [119] BUNDESINSTITUT FÜR BAU-, STADT- UND RAUMFORSCHUNG (BBSR) IM LANDESAMT FÜR BAUWESEN UND RAUMORDNUNG (BBR). Struktur der Bestandsinvestitionen 2014. Investitionstätigkeit in den Wohnungs- und Nichtwohnungsbeständen. Bonn, 2016. BBSR-Online-Publikation 03/2016. Verfügbar unter: http://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/Veroeffentlichungen/BBSROnline/2016/bbsr-online-03-2016-dl.pdf?__blob=publicationFile&v=2
- [120] MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG und TOBIAS KELM. Erneuerbare Energien in Baden-Württemberg. Verfügbar unter: https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2_Presse_und_Service/Publikationen/Energie/Erneuerbare_Energien__2014_online.pdf
- [121] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWi). Zahlen und Fakten Energiedaten – Nationale und Internationale Entwicklung. 2017. Verfügbar unter: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/Binaer/energie-d0aten-gesamt,property=blog,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.xls>
- [122] BUNDESREGIERUNG. 25. Subventionsbericht. 2015. Verfügbar unter: https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Standardartikel/Themen/Oeffentliche_Finzen/Subventionspolitik/2015-08-26-subventionsbericht-25-vollstaendig.pdf?__blob=publicationFile&v=2

- [123] MINISTERIUM FÜR FINANZEN UND WIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG. Staatshaushaltsplan für Baden-Württemberg. Verfügbar unter: <http://www.statistik-bw.de/shp/2015-16/>
- [124] INSTITUT FÜR WOHNEN UND UMWELT und FRAUNHOFER IFAM. Monitoring der KfW-Programme „Energieeffizient Sanieren“ und „Energieeffizient Bauen“ 2014. 2015. Verfügbar unter: https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/Konzerntemen/Research/PDF-Dokumente-alle-Evaluationen/Monitoringbericht_EBS_2014.pdf
- [125] FICHTNER ET AL. Evaluierung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt (Marktanreizprogramm) für den Zeitraum 2012 bis 2014. Juli 2014. Verfügbar unter: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/evaluierung-marktanreizprogramm.pdf?__blob=publicationFile&v=4
- [126] STATISTISCHES LANDESAMT BADEN-WÜRTTEMBERG. Endenergieverbrauch des Verkehrs. Verfügbar unter: <http://www.statistik.baden-wuerttemberg.de/UmweltVerkehr/Landesdaten/LRt1507.asp>
- [127] ZENTRUM FÜR SONNENENERGIE- UND WASSERSTOFF-FORSCHUNG BADEN-WÜRTTEMBERG (ZSW). Verbesserte Abschätzung des in Baden-Württemberg wirksamen Investitionsimpulses durch die Förderung Erneuerbarer Energien. 2009. Verfügbar unter: [http://fachdokumente.lubw.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/94854/Endbericht%20Arbeitsplaetze%20BW%20\(2\).pdf](http://fachdokumente.lubw.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/94854/Endbericht%20Arbeitsplaetze%20BW%20(2).pdf)
- [128] PHILIP ULRICH und ULRIKE LEHR. Erneuerbar beschäftigt in den Bundesländern. GWS Research Report 2018/02. 2018. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/erneuerbar-beschaeftigt-in-den-bundeslaendern.pdf?__blob=publicationFile&v=8

Abbildungsverzeichnis / Tabellenverzeichnis

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1:	Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks (> 10 MW) in Baden-Württemberg bis 2020 (Stand April 2018).	17
Abbildung 2:	Entwicklung der Erzeugungsleistung erneuerbarer Energien (Säulen) sowie der gesicherten Leistung (Linie) von 2000 bis 2017 in Baden-Württemberg.	25
Abbildung 3:	Entwicklung der Bruttostromerzeugung nach Energieträgern sowie des Bruttostromverbrauchs im Zeitraum von 2000 bis 2017 in Baden-Württemberg (2017 vorläufig/teilweise geschätzt).	29
Abbildung 4:	Anteil von 99 % EE am Verbrauch in der Regelzone der TransnetBW GmbH am 6. Mai 2018.	30
Abbildung 5:	Dunkelflaute in der Regelzone der TransnetBW GmbH am 10. und 11. Januar 2018.	31
Abbildung 6:	Grenzüberschreitende physikalische Lastflüsse von und nach Baden-Württemberg in den Jahren 2013 bis 2017.	32
Abbildung 7:	Grenzüberschreitende Handelsflüsse zwischen Baden-Württemberg und dem benachbarten Ausland in den Jahren 2013 bis 2017.	33
Abbildung 8:	Ursprüngliche Planung und derzeitiger Planungsstand der Netzausbauvorhaben gemäß BBPlG in Baden-Württemberg (Stand Q2/2018).	37
Abbildung 9:	Ursprüngliche Planung, derzeitiger Ausbau- und Planungsstand der Netzausbauvorhaben gemäß EnLAG (Stand Q4/2017).	38
Abbildung 10:	Ursprüngliche Planung, derzeitiger Ausbau- und Planungsstand der Netzausbauvorhaben gemäß BBPlG (Stand Q2/2018).	39
Abbildung 11:	Entwicklung des SAIDI in Deutschland im Zeitraum von 2006 bis 2017 (links) sowie Vergleich der SAIDI-Werte europäischer Länder aus dem Jahr 2016 (rechts).	42
Abbildung 12:	Entwicklung des SAIDI in Baden-Württemberg und im Bundesdurchschnitt seit 2008.	42
Abbildung 13:	Zeitliche Entwicklung der auf die Stromkreislänge bezogenen kurzschlussartigen Fehler gemäß FNN-Statistik.	43
Abbildung 14:	Entwicklung des Speicherfüllstandes und der Erdgasspeicherkapazität in Deutschland im Zeitraum von Januar 2011 bis einschließlich August 2018.	45

Abbildung 15:	Entwicklung des System Average Interruption Duration Index (SAIDI) im Bereich der Erdgasversorgung in Deutschland im Zeitraum von 2006 bis 2016.	45
Abbildung 16:	Entwicklung des Endenergieverbrauchs in Baden-Württemberg nach Sektoren (links) und nach Energieträgern (rechts) im Zeitraum von 1990 bis 2017.	49
Abbildung 17:	Entwicklung der temperaturbereinigten Primär- und Endenergieproduktivität sowie Stromproduktivität in Baden-Württemberg (Index 2010 = 100).	50
Abbildung 18:	Entwicklung der temperaturbereinigten Endenergieproduktivität im Sektor Industrie und im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) in Baden-Württemberg.	53
Abbildung 19:	Entwicklung des spezifischen und absoluten Endenergieverbrauchs privater Haushalte zur Raumwärme- und Warmwasserbereitung in Baden-Württemberg.	53
Abbildung 20:	Inanspruchnahme von geförderten Bundesberatungen und -förderprogrammen in Baden Württemberg bezogen auf die bundesweite Inanspruchnahme.	54
Abbildung 21:	Entwicklung der KWK-Nettostromerzeugung nach Erzeugungsbereichen und des KWK-Anteils in Baden-Württemberg.	56
Abbildung 22:	Entwicklung der KWK-Wärmeerzeugung nach Erzeugungsbereichen in Baden-Württemberg.	56
Abbildung 23:	Entwicklung des Beitrags der erneuerbaren Energien zur Wärmebereitstellung im Zeitraum von 2000 bis 2017 in absoluten Werten (Säulen) sowie als Anteil am gesamten Endenergieverbrauch zur Wärmebereitstellung ohne Strom (Linie).	57
Abbildung 24:	Anlagen zur Nutzung solarer Nah- und Fernwärme in Deutschland.	58
Abbildung 25:	Energieeinsatz pro kWh mechanischer Energie der verschiedenen Optionen im Pkw Verkehr.	61
Abbildung 26:	Entwicklung der Elektrofahrzeuge und des Stromverbrauchs in Baden-Württemberg.	61
Abbildung 27:	Anzahl der Elektrofahrzeuge (Plug-in Hybride und rein batterieelektrische Pkw) in den Stadt- und Landkreisen Baden-Württembergs (Stand: 1. Januar 2018) (links) sowie öffentlich zugängliche Ladepunkte für Elektrofahrzeuge je Gemeinde in Baden-Württemberg (Stand: 13. September 2018) (rechts).	62
Abbildung 28:	Energieeinsatz pro kWh Nutzwärme für verschiedene Beheizungsarten mit Strom.	63
Abbildung 29:	Entwicklung des Stromverbrauchs von Wärmepumpen in Baden-Württemberg.	63
Abbildung 30:	Monatliche Einfuhrpreisindizes für fossile Energieträger von 2000 bis 2017.	64
Abbildung 31:	Entwicklung der durchschnittlichen Strompreise (nominal) und deren Bestandteile für Haushalte mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh.	65

Abbildung 32:	Entwicklung der durchschnittlichen Strompreise (nominal) für Nichthaushaltskunden nach unterschiedlichen Verbrauchergruppen (ohne MwSt. und erstattungsfähige Steuern und Abgaben).	66
Abbildung 33:	Entwicklung der jährlichen Erdgas-Preisindizes nach Abnehmern.	67
Abbildung 34:	Gaspreise und Bestandteile für verschiedene Verbrauchergruppen zum Stichtag 1. April 2017 (Haushalte: 5.556 kWh/a bis 55.556 kWh/a; Gewerbe: 116 MWh/a; Industrie: 116 GWh/a).	68
Abbildung 35:	Entwicklung der EEG-Umlage in den Jahren 2010 bis 2019 (links) und ihrer Komponenten im Jahr 2019 im Vergleich zu 2018 (rechts).	69
Abbildung 36:	Steuern, Abgaben, Umlagen und Entgelte in Deutschland im Jahr 2017 im Vergleich (Energiegehalt). Ohne Umsatzsteuer.	70
Abbildung 37:	Aggregierte Letztverbraucherausgaben für Strom. 2017 vorläufig/geschätzt.	72
Abbildung 38:	Entwicklung der Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen in Baden-Württemberg.	73
Abbildung 39:	Entwicklung der aggregierten Letztverbraucherausgaben für Kraftstoffe.	74
Abbildung 40:	Anteil der Letztverbraucherausgaben für Strom, Wärme und Kraftstoffe am nominalen Bruttoinlandsprodukt.	74
Abbildung 41:	Entwicklung der Bruttobeschäftigung im Bereich erneuerbare Energien in Baden-Württemberg.	76

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1:	Übersicht über die EEG-Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land. . . .	22
Tabelle 2:	Übersicht über die EEG-Ausschreibungen für Photovoltaikanlagen.	23
Tabelle 3:	Bundesweite Entwicklung der Redispatchmengen und -kosten.	35
Tabelle 4:	Redispatchbedarf in der Regelzone von TransnetBW GmbH (nur Einzelmaßnahmen).	35
Tabelle 5:	Umsetzungsstand der Netzausbauvorhaben des Bundesbedarfsplangesetzes im Verantwortungsbereich von TransnetBW GmbH und durch andere Übertragungsnetzbetreiber durchzuführende Maßnahmen in Baden-Württemberg (Stand 07/2018).	37
Tabelle 6:	Umsetzungsstand der Netzausbaumaßnahmen im Verteilnetz der Netze BW (Stand 07/2018).	40
Tabelle 7:	Geförderte Trassenkilometer von Wärmenetzen in Baden-Württemberg nach Förderjahren.	46
Tabelle 8:	Entwicklung der gesamtwirtschaftlichen Energieeffizienz in Baden-Württemberg von 1991 bis 2017.	51
Tabelle 9:	Entwicklung der sektoralen Energieeffizienz in Baden-Württemberg von 1991 bis 2017.	52
Tabelle 10:	Entwicklung der KWK-Nettostromerzeugung nach Erzeugungsbereichen und des KWK-Anteils in Baden-Württemberg.	55



Baden-Württemberg

MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT