

Monitoring der Energiewende in Baden-Württemberg



Schwerpunkte
Versorgungssicherheit und Effizienztrends

Statusbericht 2016



Baden-Württemberg

MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT

Im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Klima
und Energiewirtschaft Baden-Württemberg

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

(Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg ZSW)

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
Dr. Birgit Fais, Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg

GESTALTUNG

Layoutlounge – Brandmair & Bausch GbR, Filderstadt

DRUCK

Druckerei Laubengaier, Leinfelden-Echterdingen
Klimaneutral gedruckt. Das verwendete Papier ist mit dem Umweltzeichen „Blauer Engel“ zertifiziert.

BILDMATERIAL

Layoutlounge – Brandmair & Bausch GbR
Pixabay

AUFLAGE

300 Stück

Dezember 2016



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. Schwerpunkt des Berichts sind die Themenfelder Versorgungssicherheit und die Entwicklung der Energieeffizienz.

Die Hauptaussagen des vorliegenden Berichts lassen sich wie folgt zusammenfassen:

ENTWICKLUNG DER STROMERZEUGUNGSKAPAZITÄT

Die Inbetriebnahme der Steinkohlekraftwerksblöcke in Mannheim und Karlsruhe hat in den Jahren 2014 und 2015 neben dem Ausbau zentraler Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen zu einem Zuwachs an aktiv am Strommarkt agierenden konventionellen Stromerzeugungskapazitäten in Baden-Württemberg geführt. Die statische Analyse des Kraftwerksparks zeigt erst nach 2019, mit der Stilllegung des Kernkraftwerks Philippsburg 2, wesentliche Veränderungen in Baden-Württemberg auf.

Mit dem Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarkts sollen die Marktmechanismen gestärkt und Anreize zur Flexibilisierung geschaffen werden. Dabei wird die Versorgungssicherheit im Strommarkt 2.0 in Form der Netz- und Kapazitätsreserve sowie der Sicherheitsbereitschaft abgesichert.

Eine aktuelle Studie im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft zeigt, dass die Versorgungssicherheit in Baden-Württemberg als Teil des deutschen und europäischen Stromverbundes trotz abnehmender Erzeugungsleistungen kurz- bis mittelfristig aller Voraussicht nach weiterhin gewährleistet sein wird, da umfangreiche Reserven eingeführt werden. Auch die Bundesnetzagentur sieht auf Basis der Systemanalyse der Übertragungsnetzbetreiber kurz- bis mittelfristig keine Gefährdung der Versorgungssicherheit.

FLEXIBILITÄTSOPTIONEN IM KRAFTWERKSPARK

Mit der partiellen Sonnenfinsternis am 20. März 2015 hat das Stromsystem den ersten Stresstest in puncto Flexibilität und Systemstabilität erfolgreich bestanden. Nichtsdestotrotz nimmt der Anpassungsdruck auf das Versorgungssystem stetig zu. Dies zeigt nicht zuletzt der sprunghafte Anstieg der Redispatchmaßnahmen im Jahr 2015, der den Bedarf für einen zügigen Netzausbau abermals unterstreicht. Während der Neubau von Pumpspeicherkraftwerken im gegen-



wärtigen Marktumfeld kaum wirtschaftlich darstellbar ist, nimmt die Zahl dezentraler Solarstromspeicher weiter zu. Allein im Jahr 2015 belief sich der Zubau in Deutschland auf mehr als 19.000 Einheiten, wovon rund 2.600 auf Baden-Württemberg entfielen. Um die bestehenden Flexibilitätspotenziale vollständig ausschöpfen zu können, bedarf es nicht zuletzt auch einer Anpassung der regulatorischen Rahmenbedingungen. Mit dem Strommarktgesetz, dem EEG 2017 und dem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende hat die Bundesregierung den Anfang gemacht.

ERNEUERBARE ENERGIEN

Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung lag im Jahr 2015 bei rund 23 %. Tragende Säulen der erneuerbaren Stromerzeugung im Land sind Wasserkraft- und Photovoltaikanlagen, die jeweils rund ein Drittel des erneuerbaren Stroms bereitstellen. Während der Zubau von Photovoltaikanlagen weiterhin rückläufig ist, wurden im Jahr 2015 zahlreiche neue Windenergieanlagen mit einer Gesamtleistung von rund 150 MW in Baden-Württemberg installiert. Bis Ende September 2016 wurden bereits 95 Neuanlagen mit rund 260 MW errichtet, so dass die Windenergie für Baden-Württembergs Stromerzeugung an Bedeutung gewinnt. Im Wärmebereich konnten sich die erneuerbaren Energien mit rund 15 % am Endenergieverbrauch zur Wärmebereitstellung (ohne Strom) weiterhin behaupten.

ZUSAMMENSPIEL VON ERZEUGUNG UND VERBRAUCH IM STROMSEKTOR

Die Bruttostromerzeugung in Baden-Württemberg legte nach ersten Schätzungen mit einem Plus von 5,9 % auf gut 64 TWh im Jahr 2015 im Vergleich zum Vorjahr kräftig zu. Im Wesentlichen ist dies auf die Mehrererzeugung in Steinkohlekraftwerken (+2,4 TWh) und Kernkraftwerken (+0,9 TWh) zurückzuführen. Beim Stromverbrauch ist nach ersten Schätzungen eine leichte Zunahme im Jahr 2015 zu beobachten. Die Netto-Stromimporte sind aufgrund der deutlichen Zunahme der Stromproduktion bei gleichzeitig wesentlich geringerer Verbrauchssteigerung rückläufig und liegen mit 12 TWh etwa 2 TWh unter dem Vorjahresniveau.

ENTWICKLUNG DER INFRASTRUKTUR – AUSBAUSTAND DER ÜBERTRAGUNGS- UND VERTEILNETZE IM STROM- UND GASBEREICH

Im Bereich der Stromnetze ist auf Übertragungsebene der in den Netzentwicklungsplänen vorgesehene Startnetzausbau in Baden-Württemberg weitestgehend abgeschlossen. Die im Bundesbedarfsplan für Baden-Württemberg vorgesehenen Maßnahmen des Zubaunetzes kommen voran, jedoch nach wie vor mit Verzögerungen. Im Verteilernetz sind ebenfalls umfangreiche Netzausbaumaßnahmen in Planung. Die Versorgungszuverlässigkeit liegt in Deutschland im europaweiten Vergleich nach wie vor auf dem höchsten Niveau. Auch die Entwicklung der Spannungseinbrüche mit einer Dauer unter

Zusammenfassung



3 Minuten ist weiterhin unauffällig. Eine Beeinträchtigung durch den fortschreitenden Ausbau der erneuerbaren Energien ist überdies nicht erkennbar. Zur Gewährleistung der Systemstabilität sind jedoch in stark zunehmendem Umfang Steuerungsmaßnahmen (sog. Redispatch) notwendig. Ein ebenfalls starker Anstieg zeigt sich bei der Abschaltung von erneuerbaren Erzeugungsanlagen (Einspeisemanagement), wenn auch, im bundesweiten Vergleich, auf niedrigem Niveau.

Der Gasnetzausbau erfolgt planmäßig; so wurde 2016 als ein zentrales Vorhaben der Bau der Nordschwarzwaldleitung abgeschlossen. Weitere geplante Maßnahmen werden die Versorgungssicherheit im Land weiter erhöhen. Auch im Gasnetz ist die Versorgungszuverlässigkeit mit einer durchschnittlichen Ausfallzeit von 1,7 Minuten pro Jahr deutschlandweit sehr hoch. Die Ausfallzeit ist zwar gegenüber dem Vorjahr gestiegen, befindet sich aber immer noch unter dem langjährigen Mittelwert von 1,8 Minuten pro Jahr.

ENTWICKLUNG DES ENERGIEVERBRAUCHS UND DER ENERGIEEFFIZIENZ

Der Endenergieverbrauch im Jahr 2015 liegt nach ersten Schätzungen um 2,6 % über dem Vorjahresniveau. Neben der kühleren Witterung im Vergleich zum Vorjahr ist dies im Wesentlichen auf das starke Wirtschaftswachstum und die Bevölkerungsentwicklung zurückzuführen. Die Primär- und Endenergieproduktivität, Indikatoren für die gesamtwirtschaftliche Energieeffizienz, haben sich seit 1991 temperaturbereinigt um 40 % bzw. 33 % erhöht. So überkompensiert

die positive Entwicklung der Energieeffizienz die verbrauchssteigernde Wirkung des gesamtwirtschaftlichen Wachstums und der Bevölkerungsentwicklung. Auch die Entwicklung der Stromproduktivität ist positiv, wenn auch im Vergleich zur Primär- und Endenergieproduktivität mit geringeren Produktivitätssteigerungen. Hier überlagern sich verbrauchssteigernde Effekte wie neue Anwendungen und Reboundeffekte mit den Effizienzsteigerungen und einem gestiegenen Verbraucherbewusstsein. Die sektorale Betrachtung zeigt sowohl für die Industrie als auch für den Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen einen deutlichen Anstieg der Endenergieproduktivität seit 1991. Im gleichen Zeitraum zeigt sich eine deutliche Reduktion des spezifischen Verbrauchs zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser in Haushalten. Die spezifischen Effizienzgewinne werden absolut gesehen von steigenden Wohnflächen pro Kopf und der Bevölkerungsentwicklung kompensiert. Im Gegensatz zum spezifischen Verbrauch im Wärmesektor zeigt sich für den Endenergieverbrauch von Strom bei den privaten Haushalten heute ein gegenüber dem Jahr 1991 unverändertes Pro Kopf-Niveau.

ENTWICKLUNG DER STROMPREISE

Die Strompreise an der europäischen Börse EPEX Spot für das deutsch-österreichische Marktgebiet gaben auch im Jahr 2015 weiter nach. Der durchschnittliche Marktpreis lag mit 31,66 €/MWh etwa 3,4 % unter dem Vorjahresniveau. Zu den Treibern zählen der Ausbau der erneuerbaren Energien, sinkende Energierohstoffpreise, Überkapazitäten im europäischen



Strommarkt sowie die sich kaum erholenden CO₂-Zertifikatspreise. Nach den anhaltenden Preissteigerungen der Vorjahre profitierten im Jahr 2015 erstmals auch die Haushaltskunden von den rückläufigen Strompreisen im Großhandel. Der durchschnittliche Haushaltsstrompreis fiel von 29,1 ct/kWh im Jahr 2014 auf 28,7 ct/kWh im Jahr 2015. Bezüglich der zukünftigen Entwicklung sind verschiedene, teils gegenläufige Trends zu berücksichtigen. Während die Preise im Börsenhandel zunächst weiter nachgeben dürften, wirken sich steigende Netzentgelte und der vorerst weitere Anstieg der EEG-Umlage preiserhöhend auf die Endkundenpreise aus.

Die Analyse der gesamtwirtschaftlichen Kosten zeigt, dass der Anteil der Letztverbraucherausgaben für Strom bezogen auf das Bruttoinlandsprodukt in Baden-Württemberg weiterhin unterhalb von 2,5 % liegt und damit aktuell noch unterhalb des Niveaus von 1991. Vor diesem Hintergrund ist weiterhin von einer generellen Bezahlbarkeit von Strom auszugehen, auch wenn die Lasten teilweise ungleich verteilt sind. Entgegen der öffentlichen Wahrnehmung zeigt der Bezug zum Bruttoinlandsprodukt, dass nicht die Ausgaben für Strom, sondern die für Wärmedienstleistungen gesamtwirtschaftlich betrachtet an erster Stelle stehen. Dabei ist die Energiewende im Wärmesektor im Vergleich zum Stromsektor erst wenig vorangeschritten. Ein Einfluss der Energiewende auf die Preisentwicklung für Kraftstoffe und Wärmedienstleistungen kann nicht identifiziert werden.

BESCHÄFTIGUNGSEFFEKTE

Insgesamt können in den Jahren 2013 und 2014 insgesamt rund 60.000 bzw. 56.000 Arbeitsplätze in Baden-Württemberg den Investitionen und wirtschaftlichen Aktivitäten in energiewenderelevanten Handlungsfeldern zugerechnet werden. Bezogen auf die Gesamtbeschäftigung in Baden-Württemberg ist damit jeder 100. Arbeitsplatz direkt oder indirekt mit der Energiewende in Verbindung zu bringen. Mit 37.000 Arbeitsplätzen trägt der Ausbau der erneuerbaren Energien mit Abstand am meisten zu den Beschäftigungseffekten bei, gefolgt von rund 15.600 Arbeitsplätzen im Bereich der energetischen Sanierung von Wohngebäuden.



Inhaltsverzeichnis

| | |
|---|----|
| Zusammenfassung | 4 |
| Inhaltsverzeichnis | 8 |
| 1 Hintergrund | 10 |
| 2 Auswirkungen der Energiewende auf die Stromerzeugung | 12 |
| 2.1 Konventioneller Kraftwerkspark – Kurz- und Mittelfristprognose | 12 |
| 2.2 Erneuerbarer Kraftwerkspark | 18 |
| 2.3 Flexibilitätsoptionen | 21 |
| 2.4 Entwicklung von Bruttostromerzeugung und -verbrauch | 24 |
| 2.5 Entwicklung des Stromaustauschs (Import-Export-Saldo) | 25 |
| 3 Entwicklung der Infrastruktur infolge der Energiewende | 28 |
| 3.1 Stromnetze | 28 |
| 3.1.1 Systemstabilität | 28 |
| 3.1.2 Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze | 29 |
| 3.1.3 Netzqualität | 35 |
| 3.2 Erdgasinfrastruktur | 37 |
| 3.3 Wärmenetze als Baustein der Energiewende | 40 |
| 4 Entwicklung des Energieverbrauchs und der Energieeffizienz in Baden-Württemberg | 42 |
| 4.1 Entwicklung des Endenergieverbrauchs | 42 |
| 4.2 Entwicklung der Energieeffizienz | 44 |
| 4.2.1 Entwicklung der gesamtwirtschaftlichen Energieeffizienz | 45 |
| 4.2.2 Sektorale Entwicklung der Energieeffizienz | 49 |
| 4.3 Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung in Baden-Württemberg | 53 |
| 4.4 Entwicklung der erneuerbaren Energien im Wärmesektor | 56 |
| 5 Ausgewählte ökonomische Aspekte der Energiewende | 58 |
| 5.1 Entwicklung der Energiepreise und -kosten | 58 |
| 5.1.1 Zeitreihen zur Energiepreisentwicklung | 58 |
| 5.1.2 Energiewirtschaftliche Gesamtrechnung | 64 |
| 5.1.3 EEG-Umlage und -Verteilungswirkungen | 71 |
| 5.2 Beschäftigungseffekte | 75 |
| Literaturverzeichnis | 78 |
| Abbildungsverzeichnis / Tabellenverzeichnis | 92 |



1

Hintergrund



Die Energiewende, die mit dem Energiekonzept 2010 und den Beschlüssen aus dem Sommer 2011 weiter vorangetrieben wurde, 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 Energiever-

sorgung Baden-Württembergs in ihrer Wirkung analysiert, um bei unerwünschten Entwicklungen unmittelbar Gegenmaßnahmen anstoßen zu können.

Im vorliegenden vierten Statusbericht, der das Jahr 2015 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 das Inkrafttreten des Strom-



marktgesetzes und des EEG 2017 eingeordnet. Daneben dokumentiert der Bericht den laufenden Entwicklungsprozess im Bereich der Infrastrukturen, der einerseits die Energiewende flankiert, dessen Fortschritt andererseits 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. 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 Landeskonzept 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 wird im vorliegenden Bericht die Entwicklung der Energieeffizienz auf gesamtwirtschaftlicher und auf sektoraler Ebene sowie vertieft der Ausbaustatus der Kraft-Wärme-Kopplung in Baden-Württemberg dargestellt und analysiert.

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 gesamtwirtschaftliche Perspektive eingenommen, 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 Jahr 2022 zum Ziel hat, löst auch in der Energieversorgung in Baden-Württemberg deutliche Transformationsprozesse aus. Dies steht auch im Zusammenhang mit der Einbindung Baden-Württembergs in das bundesdeutsche Stromversorgungssystem und spiegelt die unmittelbare Einflussnahme technischer und ökonomischer Entwicklungen auf Bundesebene. Zudem wird Baden-Württemberg als Teil des europäischen Stromversorgungssystems mit direkter Vernetzung in die benachbarten Länder Frankreich, Schweiz und Österreich auch von energiepolitischen Entwicklungen auf europäischer Ebene und in den Nachbarländern beeinflusst.

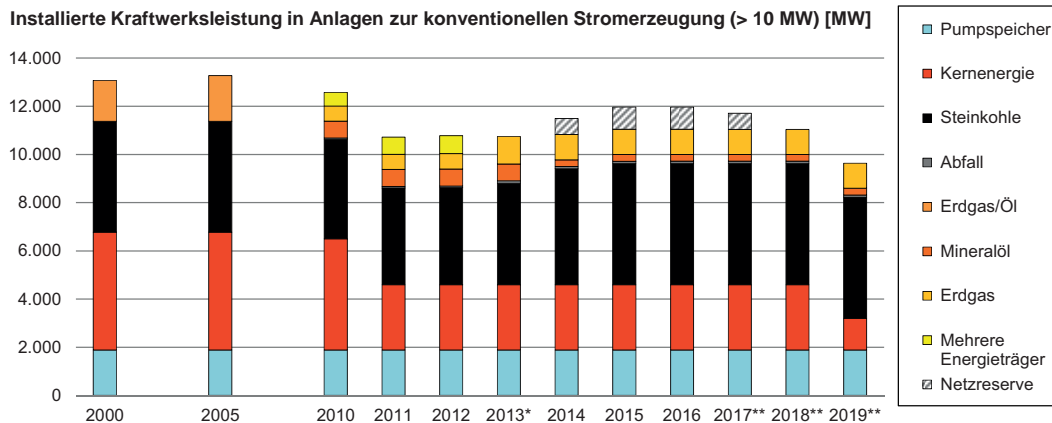
Die Stilllegung mehrerer Kernkraftwerke im Rahmen des Atom-Moratoriums 2011, davon drei in Baden-Württemberg und Bayern, führte zu einer deutlichen Reduktion der konventionellen Erzeugungsleistung im süddeutschen Raum. Um möglichen regionalen Engpässen, insbesondere in den Wintermonaten, zu begegnen und die Versorgungssicherheit bis zur Fertigstellung des notwendigen Netzausbaus zu gewährleisten, wurde die bis zum 31. Dezember 2017 befristete Reservekraftwerksverordnung nach dem Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz) des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie verlängert.¹

Sind Kraftwerke zur Wahrung der Systemstabilität zwingend erforderlich, kann die Bundesnetzagentur 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 sieben Kraftwerksblöcke mit einer Nettoleistung von 918 MW in der Netzreserve.

Zunächst wird die Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks größer 10 MW in Baden-Württemberg im Sinne einer statischen Analyse der verfügbaren Kraftwerkskapazität dargestellt (siehe Abbildung 1). Die Wirkung des Atomausstiegs in Baden-Württemberg zeigt sich als deutlicher Leistungsrückgang im Jahr 2011. Eine gewisse Entwicklungsdynamik ist in den Jahren 2014 und 2015 zu verzeichnen: Im Bereich der steinkohlebasierten Kraftwerksleistung ging 2014 der Block 8 des Rheinhafendampfkraftwerkes in Karlsruhe mit einer Leistung von 842 MW ans Netz, während das Kraftwerk Walheim (244 MW) in die Netzreserve überführt wurde. Bei den erdgasbasierten Kraftwerken wurde das Heizkraftwerk Stuttgart-Gaisburg (55 MW) stillgelegt. Außerdem wurden die drei Blöcke des mit Mineralöl betriebenen Heizkraftwerks Marbach mit einer Leistung von 424 MW in die Netzreserve überführt. Die Systemrelevanz der Kraftwerksblöcke in Marbach und Walheim wurde erneut bis März 2018 bestätigt [2].

¹ Von Seiten des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie wird Ende 2022 geprüft, inwieweit die Netzreserveverordnung über den 31. Dezember 2023 hinaus zur Gewährleistung der Systemstabilität notwendig ist.





* Geänderte Zuteilung der Erfassung „mehrere Energieträger“ zum jeweiligen Hauptenergieträger durch die BNetzA
 ** Darstellung entsprechend Systemrelevanz-Ausweisungen. Netzreserververordnung über den 31. Dezember 2017 (Strommarktgesetz) verlängert, eine Verlängerung der Netzreserve in Baden-Württemberg ist also möglich.

| 2014 | 2015 | 2016-2017 | 2019 |
|--|---|---------------------------------------|--|
| <u>Inbetriebnahme:</u> + 842 MW Steinkohle <u>Stilllegung:</u> - 55 MW Erdgas <u>Übergang in Netzreserve:</u> 424 MW Mineralöl 244 MW Steinkohle | <u>Inbetriebnahme:</u> + 843 MW Steinkohle <u>Stilllegung:</u> - 405 MW Steinkohle <u>Übergang in Netzreserve:</u> 250 MW Steinkohle | <u>Stilllegung:</u> - 11 MW Erdgas | <u>Stilllegung:</u> - 1402 MW Kernenergie |

Abbildung 1: Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks (> 10 MW) in Baden-Württemberg bis 2019 (Stand Mai 2016). Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [3 – 5].

Im Jahr 2015 wurden die Mitte 2014 zur Stilllegung angezeigten Heizkraftwerksblöcke Heilbronn 5 und 6 (jeweils 125 MW) in die Netzreserve überführt², da sie durch die Bundesnetzagentur als systemrelevant eingestuft wurden. Dies führte zu einer Reduktion der am Strommarkt aktiven Steinkohlekapazität um 250 MW. In Abbildung 1 ist die Netzreserve entsprechend der derzeitigen Ausweisung der Systemrelevanz dargestellt.

Zusätzlich wurden Mitte Mai 2015 die Blöcke 3 und 4 (jeweils 202,5 MW) des Großkraftwerks

Mannheim endgültig stillgelegt, da die Inbetriebnahme des steinkohlebasierten Blocks 9 (843 MW) am selben Standort dies nach Maßgabe der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung erforderlich machte. Somit ergab sich insgesamt im ersten Halbjahr 2015 eine Erhöhung der Kraftwerkskapazität auf Steinkohlebasis in Baden-Württemberg um 188 MW (netto). Weiterer Zubau in Höhe von etwa 45 MW war im Bereich der kleinen Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (<10 MW) größtenteils auf Erdgasbasis zu verzeichnen. Somit ergibt sich ein Zuwachs an aktiv am Strommarkt agierender Kraftwerksleistung

² Die Genehmigung läuft am 10.04.2017 aus. Eine erneute Prüfung der Systemrelevanz steht derzeit noch aus.

2. Auswirkungen der Energiewende auf die Stromerzeugung

von knapp 233 MW im Jahr 2015. Für den Zeitraum 2016 bis 2017 sind derzeit entsprechend der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur keine größeren Veränderungen angezeigt. Ende des Jahres 2018 ist die Fertigstellung der Modernisierung des Heizkraftwerks Stuttgart-Gaisburg geplant. Bei Beibehaltung der elektrischen Leistung findet ein Energieträgerwechsel von Steinkohle zu Erdgas statt [6]. 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 erneut um 1.400 MW sinken. 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 Übertragungsnetzbetreiber und der Bundesnetzagentur anzeigen. Besteht nach Prüfung durch den verantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber keine Gefährdung der Versorgungssicherheit, können Anlagen auch vor Ablauf der 12-monatigen Frist stillgelegt werden.

Im Jahr 2014 zeigte eine Studie im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, dass es ab dem Jahr 2018 in Süddeutschland sowie in anderen Teilen des Bundesgebietes zu Versorgungsengpässen kommen könnte [7]. In einer Folgestudie, in deren Rahmen neben einer Aktualisierung

auch die Methodik maßgeblich weiterentwickelt wurde, haben die Autoren ihre Ergebnisse mittlerweile im Kern bestätigt [8].

Betrachtet wurden dabei zwei Szenarien. Das pessimistische Szenario unterstellt erhebliche Verzögerungen beim Umbau des Energiesystems: Lastmanagementpotentiale werden nicht weiter erschlossen, und der Netzausbau verzögert sich. Außerdem werden Kraftwerke frühzeitig stillgelegt, und die Stromerzeugung aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen fällt – bei gleichzeitig hoher Stromnachfrage – unterdurchschnittlich aus. Als Folge dieser ungünstigen Entwicklung ergibt sich bereits im Jahr 2020 eine maximale Deckungslücke von 8,8 GW sowie eine mittlere Unterdeckung von 1,36 GW. Wird ein Lastjahr mit besseren Ausgleichseffekten bei der Stromnachfrage im europäischen Binnenmarkt berücksichtigt³ verringert sich das Maximum auf 4,4 GW. Die mittlere Unterdeckung sinkt auf 0,85 GW. Damit würden zumindest Teile der Reserve zum Lastausgleich benötigt. Ohne diese ergibt sich im pessimistischen Szenario eine Lastausgleichswahrscheinlichkeit von lediglich 97 %. Zum Vergleich: Nationale Standards in Frankreich und Großbritannien geben eine Lastausgleichswahrscheinlichkeit von 99,97 % vor.

Im optimistischen Szenario verläuft der Umbau des Energiesystems dagegen planmäßig. Die Deckungslücke beträgt im Mittel 1,2 GW und steigt je nach Wetter- und Lastjahr auf maximal 3,3 GW im Jahr 2025 an.

³ Demgegenüber verwendet das pessimistische Szenario in seiner Basisvariante das reale Lastjahr 2012 in dem die Spitzenlasten verschiedener Länder gleichzeitig auftreten.

Nach gegenwärtigem Stand besteht jedoch insgesamt keine Gefährdung der Versorgungssicherheit, da eine Absicherung in Form von Reservekapazitäten besteht. Ein häufiger Einsatz der Reservekapazitäten könnte jedoch zu deutlich steigenden Kosten führen, die wiederum negative Auswirkungen auf die Strompreise hätten.

Auch die Bundesnetzagentur sieht auf Basis der Systemanalyse der Übertragungsnetzbetreiber kurz- bis mittelfristig keine Gefährdung der Versorgungssicherheit [9, 10]. Entsprechende Analysen wurden für den nächsten Winter 2016/17 sowie im Rahmen der 2-Jahresprognose durchgeführt. Dabei wurden die zur Wahrung der Systemstabilität erforderlichen Reservekapazitäten in extremen Belastungssituationen⁴ bestimmt.

Die Systemanalyse der Übertragungsnetzbetreiber hatte für den Winter 2015/16 in Abhängigkeit der Kraftwerksstandorte einen Reservekraftwerksbedarf von 6,7 GW bis 7,8 GW ergeben [11]. Tatsächlich wurden 7,5 GW kontrahiert, davon 4,5 GW im Ausland. Im Winter 2015/16 kamen Anlagen aus der Reserveleistung an insgesamt 93 Tagen zum Einsatz. Die maximal angeforderte Reserveleistung betrug 3,5 GW. Auslöser war das Sturmtief Philipp, das am 4. Dezember 2015 über Deutschland hinweg zog [10]. Im Vergleich zum Vorjahr mit 7 Einsatztagen und einer maximal angeforderten Reserveleistung von ebenfalls 3,5 GW ist vor allem eine deutliche Zunahme der Einsatzhäufigkeit zu beobachten. Neben der Wetterlage und der Wind einspeisung, die den Einsatz maßgeblich bestimmen, ist dies auch auf eine geänderte Methodik zurückzuführen. Unter anderem werden seit November 2015 Effizienzgesichtspunkte bei der Bestimmung der Einsatzreihenfolge der Reservekraftwerke gegenüber den am Markt agierenden Kraftwerken berücksichtigt. Ziel ist die

Verringerung der zu bewegendenden Kraftwerkskapazitäten beim Redispatch und damit des operativen Risikos. Die Einsatzreihenfolge ergibt sich aus der Effektivität zur Behebung des Netzengpasses aufgrund des Standortes des Kraftwerks.

Zudem stand kurzzeitig in Süddeutschland nur eine reduzierte Redispatchkapazität zur Verfügung. Verantwortlich hierfür waren unter anderem die niedrigen Pegelstände des Rheins bis Mitte November, die den Schiffsverkehr beeinträchtigten und zu vorübergehenden Lieferengpässen bei Steinkohle führten. Einschränkungen traten auch beim Abruf der Netzreserve in Italien auf, weil Intraday-Kapazitäten an der schweizerisch-italienischen Grenze nur unzureichend vorhanden waren.

Für den kommenden Winter 2016/17 hat die Bundesnetzagentur einen Reservebedarf von 5,4 GW ausgewiesen [10]. Gegenüber dem Vorjahr mit 6,7 bis 7,8 GW [11] ist der Bedarf somit rückläufig. Die erforderlichen Kapazitäten konnten bereits vollständig vertraglich gesichert werden – 4,5 GW davon in Deutschland. Der Rückgang ist im Wesentlichen auf netztopologische Maßnahmen zurückzuführen, insbesondere auf die Inbetriebnahme der Südwestkuppelleitung (Thüringen-Bayern) bis zum 1. Oktober 2016, die baubedingte Abschaltung der 220-kV-Leitung Vierraden-Krajnik sowie die Inbetriebnahme der Phasenschieber an der Grenze zu Polen und Tschechien. Dazu kommt die Überführung des ersten Braunkohlekraftwerks in Niedersachsen mit einer Nettoleistung von 352 MW in die Sicherheitsbereitschaft zum 1. Oktober 2016.

Da die hohen Exporte von Windstrom nach Österreich zu Überlastungen des Netzes in Deutschland, Österreich und den Transitländern Polen und Tschechien führen, soll bis Juni 2018

⁴ Bedarfsdimensionierend ist der „Starkwind-Starklast-Fall“, der durch eine hohe Stromnachfrage bei gleichzeitig maximaler Windenergieeinspeisung und keiner PV-Einspeisung gekennzeichnet ist. Außerdem wird die Kombination einer hohen Stromnachfrage mit hoher Windenergieeinspeisung und um den Faktor zwei höherer PV-Einspeisung in Norddeutschland als in Süddeutschland („Übergangsszenario“) untersucht.

2. Auswirkungen der Energiewende auf die Stromerzeugung

eine Engpassbewirtschaftung durch Gebotszonenrennung zwischen der deutschen und österreichischen Grenze eingeführt werden [12, 13]. Damit wird der Stromhandel, entsprechend der Vorgehensweise in den anderen Nachbarstaaten (mit Ausnahme von Luxemburg), auf die zur Verfügung stehenden Transportkapazitäten begrenzt. Einschränkungen des Stromhandels bestehen nur in Ausnahmefällen, in denen das Handelsvolumen die Transportkapazitäten übersteigt. Mit Einführung der Engpassbewirtschaftung beträgt der Reservekraftwerksbedarf im Winter 2018/2019 lediglich 1,9 GW [10]. Ein Interessenbekundungsverfahren wurde nicht eingeleitet, da ausreichend potentielle nationale Netzreservekraftwerke zur Verfügung stehen.

Mittelfristig, über den Zeitraum 2018/19 hinaus, ist wieder mit einem Anstieg des Redispatchbedarfs zu rechnen. Ursächlich sind der Vollzug des Ausstiegs aus der Kernenergie, von dem vor allem Kraftwerkskapazitäten in Süddeutschland betroffen sind, der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien, insbesondere der Windenergie in Norddeutschland, die Stilllegung von konventionellen Kraftwerken und der damit einhergehende Wegfall des marktbasieren Redispatchpotentials in Deutschland, die Inbetriebnahme weiterer grenzüberschreitender Leitungen, die Verstärkung des europäischen Stromhandels sowie höhere Handelsüberschüsse im Fall Starklast/Starkwind.

Neben dem Umbau des Kraftwerksparks und dem Ausbau der erneuerbaren Energien bedarf es der Weiterentwicklung und Anpassung der gesetzlichen Rahmenbedingungen. Mit den Beschlüssen des Bundestags und Bundesrats vom 8. Juli 2016 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz 2017 (EEG), dem Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes und dem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende wurden wesentliche Weichenstellungen für den Transformationsprozess des Energiesystems auf Bundesebene vorgenommen.

Unter dem Titel „Ein Strommarkt für die Energiewende“ hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie im Herbst 2014 eine öffentliche Konsultation zur Weiterentwicklung des Marktdesigns eingeleitet [14]. Auf das Grünbuch folgte im Juli 2015 ein Weißbuch [15], das die wesentlichen Ergebnisse des Diskussionsprozesses zusammenfasste. Im Zentrum der Diskussion stand dabei die Frage, ob die Weiterentwicklung des bestehenden Strommarktgefüges genügt, um auch zukünftig eine sichere, kostengünstige und umweltverträgliche Versorgung mit Strom zu gewährleisten oder ob der Strommarkt um einen Kapazitätsmarkt zu ergänzen ist.⁵ Diese Grundsatzfrage wurde ebenso wie die verschiedenen Kapazitätsmarktmodelle kontrovers diskutiert.

Mit dem am 8. Juli 2016 verabschiedeten Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz)⁶ wird der bestehende Energy-only-

⁵ Während bislang nahezu ausschließlich die Erzeugung von Strom vergütet wird (ct/kWh), beziehen Kraftwerksbetreiber auf einem Kapazitätsmarkt auch für die Vorhaltung von Kraftwerksleistung eine Vergütung (ct/kW).

⁶ Dabei handelt es sich um ein sogenanntes Mantelgesetz, das verschiedene bestehende Gesetze u.a. das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), die Reservekraftwerksverordnung sowie das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) ändert.

Markt – abgesichert durch verschiedene Reserven – weiterentwickelt. Zur Begründung heißt es, der Strommarkt 2.0 sei insgesamt kostengünstiger und ermögliche darüber hinaus Innovation und Nachhaltigkeit [16].

Der Fokus der Reform liegt auf einer Stärkung der Marktmechanismen. Eine freie Preisbildung ohne regulatorische Eingriffe soll die Refinanzierung von Kraftwerken ermöglichen und gleichzeitig Anreize zur Flexibilisierung schaffen. Dazu sollen vor allem temporäre Preisspitzen in Engpasssituationen beitragen. Außerdem sollen stärkere Anreize zur viertelstündlichen Bilanzkreistreue zu einer frühzeitigen Absicherung von Lieferverträgen führen, was die Refinanzierung der erforderlichen Kapazitäten ebenfalls begünstigen würde.

Teil des Gesetzes sind außerdem die sogenannten „Sowieso-Maßnahmen“ des Grünbuchs, die auf einen effizienten und umweltverträglichen Einsatz von Stromerzeugungsanlagen und flexiblen Verbrauchern abzielen. Hierzu zählt unter anderem die stärkere Öffnung der Regelleistungsmärkte für flexible Erzeuger (z. B. Windenergieanlagen), steuerbare Lasten und Speicher. Ein entsprechendes Festlegungsverfahren zur Weiterentwicklung der Ausschreibungsbedingungen wurde bereits am 23. November 2015 von der Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur eröffnet.

Im Bereich der Elektromobilität soll die Einordnung des Strombezugs der Ladepunkte als Letztverbrauch die Rechts- und Investitionssicherheit verbessern und damit den erforderlichen Rahmen für den Aufbau der Ladeinfrastruktur schaffen. Ziel ist es, mit der Integration der Ladeinfrastruktur in das Versorgungssystem die Flexibilitätspotenziale der Elektromobilität zu erschließen.

Die vorgesehene Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte für dezentrale Erzeugungsanlagen, die ab dem 1. Januar 2021 in Betrieb gehen [16], ist im beschlossenen Strommarktgesetz nicht

enthalten, da es hierzu eine umfassende Reform im Herbst 2016 geben soll.

Trotz der grundsätzlichen Ablehnung gegenüber der Einführung eines Kapazitätsmarktes wird die Versorgungssicherheit im Strommarkt 2.0 in Form der Netz- und Kapazitätsreserve sowie der Sicherheitsbereitschaft durch drei verschiedene Instrumente abgesichert. Bereits im Mai bzw. August 2016 konnte die Bundesregierung eine Einigung mit der EU-Kommission zu beihilferechtlichen Fragestellungen erzielen. Lediglich für den Bau von Netzstabilitätsanlagen (siehe unten) steht noch eine beihilferechtliche Prüfung der EU-Kommission aus [17].

Dem Strommarktgesetz entsprechend werden also die bestehenden Regelungen zur Netzreserve über den 31. Dezember 2017 hinaus verlängert und die Kostenerstattung angepasst. Durch eine bessere regionale Steuerung des EE-Zubaus, die Intensivierung der Zusammenarbeit mit Nachbarländern beim Redispatch, dem verstärkten Einsatz von abschaltbaren Lasten und einem insgesamt effizienteren Redispatch von EE- und KWK-Anlagen soll der Umfang der Netzreserve nach Auffassung der EU-Kommission jedoch mittelfristig um 1,5 GW reduziert werden.

Das im Entwurf zum Strommarktgesetz vorgesehene Ausschreibungsverfahren für 2 GW zusätzliche Leistung in Bayern und Baden-Württemberg zum Erhalt der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems wurde im Gesetzesbeschluss [18] durch die mögliche Errichtung von Netzstabilitätsanlagen im Umfang von bis zu 2 GW als besondere netztechnische Betriebsmittel durch die Übertragungsnetzbetreiber ersetzt. Diese sind nunmehr in der Pflicht, entsprechende Standorte zu identifizieren und Anlagen zu errichten, die jedoch ausschließlich zum Redispatch und zur Netzstabilisierung eingesetzt werden und nicht am Strommarkt agieren. Dies wurde, wie oben dargestellt, beihilferechtlich noch nicht genehmigt.

2. Auswirkungen der Energiewende auf die Stromerzeugung

Außerdem ist eine Prüfung des Bedarfs einer Kapazitätsreserve für Herbst 2016 vorgesehen. Die Kapazitätsreserve soll der Absicherung dienen, falls Angebot und Nachfrage nicht zum Ausgleich gebracht werden können. Wird der Bedarf bestätigt, erfolgt die Ausschreibung Mitte 2017. Sie wird maximal eine Erzeugungsleistung von 2 GW umfassen. Die Reserven werden für 2 Jahre gebunden, wobei neben Erzeugungsanlagen grundsätzlich auch steuerbare Lasten teilnehmen können. Erzeugungsanlagen steht eine wiederholte Teilnahme an den Ausschreibungen frei, sie dürfen jedoch nicht mehr am Strommarkt teilnehmen (Vermarktungsverbot) und sind im Anschluss endgültig stillzulegen (Rückkehrverbot). Für Lasten bezieht sich das Rückkehrverbot nur auf Märkte mit einer Vergütung der Kapazität, wie nach der Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV). Das Vermarktungsverbot gilt für sie nicht. Die Vergütung deckt alle Kosten der Betreiber ab und summiert sich nach Schätzungen des BMWi bei einer Kapazitätsreserve von 5 % der Jahreshöchstlast zur Vorhaltung der Reserve auf 130-260 Mio. Euro pro Jahr. Diese Kosten werden über die Netzentgelte gewälzt.

Von Oktober 2016 bis ins Jahr 2019 werden zusätzlich schrittweise fünf Braunkohlekraftwerke mit einer Kapazität von 2,7 GW (13 % der gesamten Braunkohlekapazitäten) für vier Jahre vorläufig stillgelegt und in die Sicherheitsbereitschaft überführt. Ein Abruf dieser Kraftwerke muss jedoch mit einer Vorlaufzeit von zehn Tagen möglich sein. Im Anschluss sind die Kraftwerke endgültig stillzulegen. Neben der Absicherung von vorhersehbaren Extremsituationen kann so

der Treibhausgasausstoß um voraussichtlich 12,5 Mio. t CO₂ reduziert werden. Die Vergütung der Anlagen in der Sicherheitsbereitschaft orientiert sich an der Höhe der Erlöse, die am Strommarkt erzielt worden wären, abzüglich der kurzfristigen variablen Erzeugungskosten. Insgesamt belaufen sich die Kosten der Sicherheitsbereitschaft auf 230 Mio. Euro im Jahr, diese werden über die Netzentgelte gewälzt [16]. Da in Baden-Württemberg keine Braunkohle zur Stromerzeugung eingesetzt wird, fallen aus Baden-Württemberg keine Erzeugungsanlagen unter diese Regelung.

2.2 ERNEUERBARER KRAFTWERKSPARK

Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung in Baden-Württemberg erreicht im Jahr 2015 rund 23 %. In Relation zum Bruttostromverbrauch ergibt sich ein EE-Anteil von rund 19 % aus baden-württembergischen Erzeugungsanlagen. Die Wasserkraft trägt dabei zu einem Drittel zur EE-Stromerzeugung bei. Zur zweiten tragenden Säule hat sich die Photovoltaik entwickelt, die ebenfalls ein Drittel des EE-Stroms generiert.

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. Auf Landesebene sollen die erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2020 weiter ausgebaut werden, um 38 % der Stromerzeugung bereitzustellen. Die Regelungen des EEG stellen die wesentliche Einflussgröße zum Erreichen dieses Ziels auf Landesebene dar.

Der Zubau von Photovoltaik-Anlagen in Baden-Württemberg war im Jahr 2015 das fünfte Jahr in Folge rückläufig und erreicht nunmehr lediglich rund 160 MW (Zubau 2010: 1.100 MW, 2014: 260 MW). Rechnerisch müssten bis 2020 zur Zielerfüllung (12 % Photovoltaik-Strom an der Stromerzeugung) jährlich mehr als 500 MW zugebaut werden. Die erforderliche Trendwende ist jedoch aktuell nicht erkennbar, nicht zuletzt da sich die wesentlichen Rahmenbedingungen kaum verändern. Dem rückläufigen Zubau von Photovoltaikanlagen steht ein deutlicher Aufwuchs an Windenergieanlagen gegenüber. So wurden im Jahr 2015 Neuanlagen mit insgesamt rund 150 MW in Baden-Württemberg installiert. Bis Ende September 2016 wurden bereits 95 Neuanlagen mit rund 260 MW errichtet. Für das laufende Jahr 2016 ist insgesamt von einem Zubau von 300 MW Windenergieanlagen auszugehen, womit der Jahresendbestand rund 1.000 MW erreicht.

Auch im Bereich Windenergie ist zur Zielerfüllung (10 % Wind-Strom im Jahr 2020, entspricht einer installierten Leistung von ca. 3.500 MW) ein erheblicher Neuanlagenzubau erforderlich. Nachdem bis 2014 gemessen an der Zielsetzung nur in geringem Maße Neuanlagen errichtet wurden, konnte mit den Neuinstallationen im Jahr 2015 und dem voraussichtlich weiteren Wachstum in 2016 der Zielpfad eingeschlagen werden. Die Landesregierung hat mit der Änderung des Landesplanungsgesetzes und der damit veranlassenen Neugestaltung der planungsrechtlichen Grundlagen die Basis für den Ausbau der Windenergie in Baden-Württemberg geschaffen. Flankierend unterstützt die Landesregierung diesen Prozess mit weiteren Maßnahmen. Zu nennen sind insbesondere der Windenergieerlass sowie der Potenzial- bzw. Energieatlas Baden-Württemberg. Darüber hinaus stellt das Land Informationsmaterial und Handreichungen zur Verfügung, um Investoren und Genehmigungsbehörden im Planungs- und Genehmigungsver-

fahren zu unterstützen. Außerdem wurden bei den Regierungspräsidien, der Landesanstalt für Umwelt, Messungen und Naturschutz Baden-Württemberg und bei den Regionalverbänden Kompetenzzentren eingerichtet, die Ansprechstellen für die Kommunen sind.

Einen Unsicherheitsfaktor stellt die geplante Umstellung des Fördersystems auf Ausschreibungen dar. Grundsätzlich sieht das EEG 2017 vor, dass Anlagen über 750 kW (150 kW bei Biomasseanlagen) nicht mehr über administrativ festgelegte Vergütungen gefördert werden, sondern über die Teilnahme an wettbewerblichen Ausschreibungen. Für Windenergieanlagen an Land werden zunächst 2.800 MW/a brutto (anstelle des im EEG 2014 vorgesehenen, deutlich höheren Ausbaupfads von 2.500 MW/a netto), für Photovoltaikanlagen 600 MW/a ausgeschrieben. Für Windenergieanlagen an Land wird das bislang zweistufige von einem einstufigen Referenzertragsmodell abgelöst. Damit sollen vergleichbare Wettbewerbsbedingungen für Standorte mit unterschiedlicher Windhöflichkeit geschaffen werden, gleichzeitig aber Anreize für den Bau von Anlagen an windhöflichen Standorten gewährleistet werden. Mit der Begründung einer verstärkten kurzfristigen Verzahnung des EE-Ausbaus mit dem Netzausbau soll in Regionen mit Netzengpässen, den so genannten Netzausbaubereichen, die Zubaumenge für Windkraftanlagen auf 58 % des durchschnittlichen Zubaus der Jahre 2013 bis 2015 begrenzt werden. Der tatsächliche Zuschnitt der Netzausbaubereiche soll bis März 2017 in einer Rechtsverordnung festgelegt werden.

Im Rahmen der Ausschreibungen für große Photovoltaikanlagen, für die bereits mehrere Ausschreibungsrunden durchgeführt wurden, existieren keine Maßnahmen für einen Standortausgleich. Bisher richtete sich die regionale Verteilung der bezuschlagten Anlagen primär nach der Flächenverfügbarkeit im Rahmen der

2

2. Auswirkungen der Energiewende auf die Stromerzeugung

zulässigen Flächenkulisse. Mit der im EEG 2017 vorgesehenen Länderöffnungsklausel können Länder Acker- und Grünlandflächen in benachteiligten Gebieten für die Teilnahme am Ausschreibungssystem zulassen. Baden-Württemberg plant, die Länderöffnungsklausel umzusetzen.

Anders als zunächst geplant werden nun auch für Biomasseanlagen Ausschreibungen durchgeführt (ab einer Größe von 150 kW, Ausschreibungsmengen von 150 MW bis 2019, 200 MW danach). Bestandsanlagen können teilnehmen, um eine Anschlussförderung für 10 Jahre zu erhalten.

Bei der Umstellung der Förderung auf Ausschreibungen werden zusätzliche Risiken auf die Bieter bzw. Investoren von EE-Anlagen übertragen. Dies kann für kleine Akteure größere Hürden darstellen als für große Projektentwickler, was in

der Folge die Chancen kleiner Akteure mindern und die Akteursvielfalt einschränken kann. Dazu wurde im EEG 2017 eine Ausnahmeregelung für Bürgerenergieprojekte festgelegt: diese können die BImSchG-Genehmigung nach der Gebotsabgabe nachreichen und erhalten nicht den Wert ihres Gebots, sondern den Wert des höchsten noch bezuschlagten Gebots in der jeweiligen Ausschreibungsrunde und werden damit finanziell bessergestellt.

Durch die Absenkung der anzustrebenden jährlichen Ausbaumengen und der fehlenden Regionalisierung der Ausschreibung besteht, nach dem zuletzt deutlich angestiegenen Zubau von Windenergieanlagen, die Gefahr eines Fadenrisses beim weiteren Ausbau der Windenergie in Baden-Württemberg.

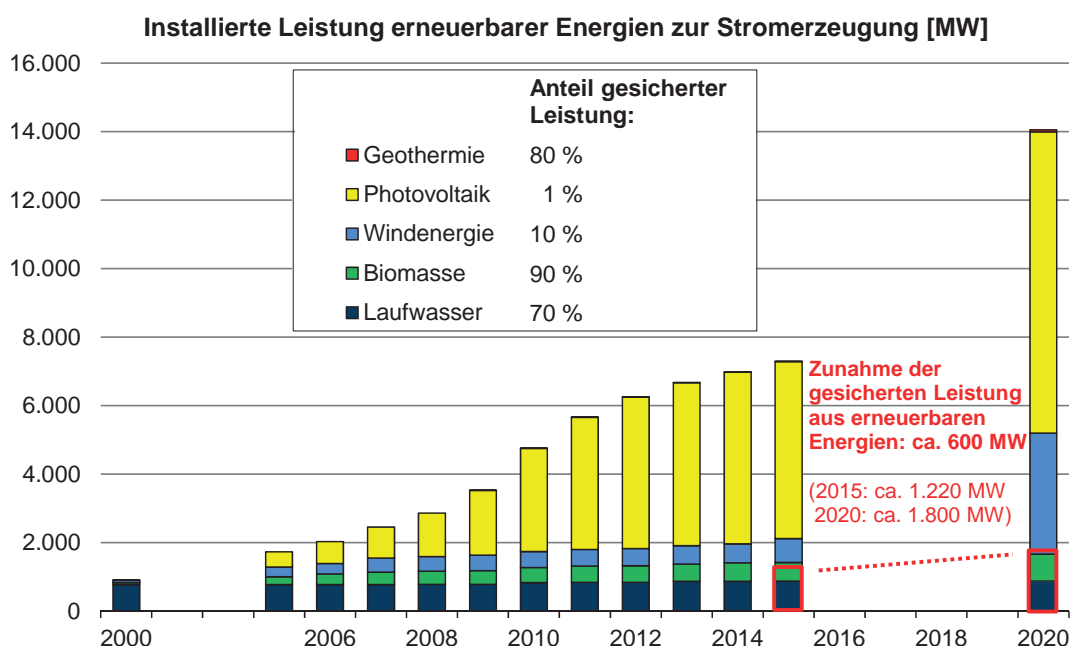


Abbildung 2: Entwicklung der Erzeugungsleistung erneuerbarer Energien von 2000 bis 2015, Ausblick bis 2020 sowie gesicherte Leistung 2015 und im Ausblick. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [19].

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 7,3 GW mit 1,22 GW nur ein Teil der gesicherten Leistung zuzurechnen (vgl. Abbildung 2). Davon entfällt mit 90 % der Großteil auf Wasserkraft- und Biomasseanlagen.

2.3 FLEXIBILITÄTSOPTIONEN

Mit steigendem Anteil erneuerbarer Energien wächst der Anpassungsdruck auf das Versorgungssystem. Die schwankende Stromerzeugung aus Windenergie- und Solaranlagen erfordert sowohl von den konventionellen Kraftwerken als auch den Endverbrauchern ein höheres Maß an Flexibilität. Zusätzliche Speicher und der überregionale Ausgleich durch den Ausbau der Netzinfrastuktur helfen zudem den Angebots- und Nachfrageschwankungen zu begegnen. Die Zunahme beteiligter Akteure und das gestiegene Aufkommen dezentraler Anlagen erhöhen darüber hinaus den Koordinationsbedarf und stellen neue Anforderungen an die Mess- und Kommunikationssysteme.

Die Flexibilisierung des Versorgungssystems war daher eines der leitenden Motive hinter den Maßnahmen und Neuregelungen, die am 8. Juli 2016 mit dem Strommarktgesetz, der Reform des EEG und dem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende im Bundestag verabschiedet wurden (zu den Maßnahmen im Rahmen des Strommarktgesetzes siehe Abschnitt 2.1).

Einen Vorgeschmack auf den zukünftigen Flexibilitätsbedarf vermittelte die partielle Sonnenfinsternis in den Vormittagsstunden des 20. März

2015. Der Schatten des Mondes ließ die Stromerzeugung aus rund eineinhalb Millionen Photovoltaikanlagen in Deutschland vorübergehend um 7.000 MW einbrechen und nur wenig später um 13.000 MW ansteigen. Das Naturereignis galt als Stresstest für das Versorgungssystem. Dank der intensiven Vorbereitung der für die Versorgungssicherheit verantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber blieb das Netz zu jedem Zeitpunkt stabil.⁷

Ebenso wichtig war der Beitrag der Pumpspeicherkraftwerke. Sie haben sich als Anbieter von Systemdienstleistungen bewährt und sorgen im Tagesverlauf für einen kostengünstigen Ausgleich von Angebot und Nachfrage. Die in Deutschland installierte Netto-Nennleistung beläuft sich auf 6.185 MW, wovon 1.873 MW auf Baden-Württemberg entfallen (Stand: Mai 2016). Dazu kommen Pumpspeicherkraftwerke in Österreich und Luxemburg mit einer Gesamtleistung von 3.083 MW, die ebenfalls in das deutsche Stromnetz einspeisen [4]. Trotz zahlreicher Projekte in der Planungsphase gingen seit 2012 keine neuen Pumpspeicherkraftwerke mehr in Betrieb. Ein Grund hierfür sind die seit Jahren sinkenden Börsenstrompreise, in dessen Folge auch die Preisunterschiede zwischen Hoch- und Niedrigpreisphasen stark zurückgegangen sind. Pumpspeicherkraftwerke finanzieren sich maßgeblich über den An- und Verkauf von Strom zu unterschiedlichen Zeitpunkten und sind somit auf die Preisspreads angewiesen.

Gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie und die KfW Bankengruppe geht der Ausbau dezentraler Batteriespeichersysteme unterdessen weiter voran. Mit zinsgünstigen Krediten und Tilgungszuschüssen reizt das Förderprogramm, das am 1. März 2016 in die zweite Runde ging, Investitionen in Solarstromspeicher im Kilowatt-Maßstab an.

⁷ Mehr zur partiellen Sonnenfinsternis und dessen Auswirkungen findet sich im letztjährigen Statusbericht [20] sowie in einer Kurzstudie von Energy Brainpool zur Ressourcenkoordination während des Ereignisses [21].

2. Auswirkungen der Energiewende auf die Stromerzeugung

Doch auch außerhalb der Förderung nimmt die Zahl der PV-gekoppelten Batteriespeicher zu. So gingen bis Januar 2016 rund 34.000 dezentrale Speicher mit einer nutzbaren Kapazität von mehr als 200 MWh in Betrieb. Davon wurden etwas mehr als die Hälfte über das KfW-Programm gefördert. Allein im Jahr 2015 belief sich der Zubau auf mehr als 19.000 Einheiten, wovon rund 2.600 auf Baden-Württemberg entfielen. Der Anteil der PV-Anlagen, die in Kombination mit einem Batteriespeicher errichtet wurden, legte von knapp 14 % im Jahr 2014 auf 41 % im Jahr 2015 zu. Da der Systemnutzen stationärer Batteriespeicher stark von dessen Betriebsweise abhängt, ist die Förderung an technische Bedingungen geknüpft, unter anderem an die netzdienliche Begrenzung der Einspeiseleistung auf 50 % der Modulleistung [22].

Ebenfalls auf dem Weg zur Etablierung sind stationäre Batteriespeicher im Megawatt-Maßstab. Durch ihr hohes Flexibilitätspotential eignen sich die Großspeicher insbesondere für den Einsatz am Primärregelenergiemarkt. Erste Anlagen nehmen bereits erfolgreich teil. Einen innovativen Ansatz verfolgen der Automobilhersteller Daimler und der Energieversorger enercity, die rund 3.000 Fahrzeugbatterien zu einem Großspeicher bündeln und als „Ersatzteillager“ nutzen wollen [23]. Durch die Vermarktung am Regelenergiemarkt und die damit einhergehende Verdrängung konventioneller Kraftwerke tragen die Batteriespeicher ferner zu einer Reduzierung des inflexiblen Stromerzeugungssockels („Must-Run-Kapazitäten“) bei. Mit rund 25 bis 30 GW gilt die konventionelle Mindest-

erzeugung in Deutschland allgemein als Hindernis für eine effiziente Integration erneuerbarer Energien [24]. Das im März 2015 vom Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg aufgelegte Förderprogramm „Demonstrationsprojekte Smart Grids und Speicher“ fördert Projekte, bei denen der netzdienliche Einsatz von Speichertechnologien im Mittelpunkt steht. Stand September 2016 werden bis dato sieben Projektvorhaben gefördert. Das Programm läuft noch bis 2019 mit jeweils zwei Ausschreibungsrunden im Jahr.

Zu einer Substitution konventioneller Kraftwerke am Regelenergiemarkt führt auch die wachsende Zahl an Power-to-Heat-Anlagen, die von Regionalversorgern und Industrieunternehmen gleichermaßen als strategische Ergänzung ihres Technologieportfolios betrieben werden. Die installierte Leistung von Anlagen über 5 MW beträgt heute bundesweit rund 500 MW [25]. Im Rahmen des EEG 2017 sollen nun über eine Verordnung zu zuschaltbaren Lasten zusätzliche Anreize zum Ausbau der Technologie in den sogenannten Netzausbaugebieten (im Umfang von maximal 2 GW) geschaffen werden. Im Rahmen der marktbezogenen Maßnahmen nach § 13 Absatz 1 Nr. 2 EnWG dürfen die Übertragungsnetzbetreiber zur Wahrung der Versorgungssicherheit zukünftig auch den Einsatz von Power-to-Heat-Anlagen vergüten. Die Förderregelung richtet sich an Betreiber von KWK-Anlagen und soll die Verwertung überschüssiger Strommengen im Wärmesektor stärken. Kritische Stimmen gibt es im Hinblick auf den fehlenden wettbewerblichen Charakter des Vergütungssystems, die bestehende

Bindefrist von fünf Jahren – die insbesondere Industrieunternehmen abschrecken könnte – und die Beschränkung des Adressatenkreises auf Betreiber von KWK-Anlagen [26, 27].

Für eine stärkere Flexibilisierung der Nachfrage fehlten bislang die Anreize. Lastmanagement, das heißt die gezielte Verlagerung des Stromverbrauchs, wird in der Industrie zwar schon längere Zeit betrieben, die bisherigen Anreize führten jedoch eher zu einer möglichst gleichmäßigen Stromabnahme. Dies soll sich künftig ändern – unter anderem durch die Weiterentwicklung der Ausschreibungsbedingungen am Regelleistungsmarkt, mit der die Zugangshürden für flexible Verbraucher abgebaut werden (vgl. Abschnitt 2.1). Ferner hat der Gesetzgeber die Erarbeitung eines Zielmodells für staatlich veranlasste Preisbestandteile und Netzentgelte angekündigt, die als wesentliches Hindernis für eine flexiblere Reaktion der Endverbraucher gelten. Im Gegenzug wurden die Informationspflichten für Anbieter von Lastmanagementmaßnahmen ausgeweitet. Sie müssen den Netzbetreibern in Zukunft auf deren Verlangen Informationen zur Verfügung stellen, die für die Wahrung der Netzstabilität relevant sind.

Die Lastverschiebepotenziale von Unternehmen stehen auch im Fokus des Pilotprojekts Demand Side Management (DSM) Baden-Württemberg, das mit Unterstützung des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft von der Deutschen Energie-Agentur geleitet wird. Anhand von ausgewählten Unternehmen aus verschiedenen Branchen sollen praktische Erfahrungen mit der Erschließung und Vermarktung von Lastmanagementpotenzialen gesammelt werden. Dazu zählt auch die gezielte Erarbeitung von Informationsmaterialien für den Know-How-Aufbau in Unternehmen.⁸

Mit dem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende wurde der gesetzliche Rahmen für die Einführung intelligenter Messsysteme („Smart Meter“) geschaffen [30, 31]. Grundlage des Gesetzes ist die EU Richtlinie 2009/72/EG (Strom), die bis zum Jahr 2020 die Ausstattung von 80 % der Verbraucher mit intelligenten Messsystemen und Zählern vorsieht. Mit Blick auf das Kosten-Nutzen-Verhältnis hat sich Deutschland für einen differenzierteren Rollout entschieden und macht damit von den Sonderregelungen der Richtlinie Gebrauch.

Die Ausstattung beginnt 2017 für alle Letztverbraucher mit einem Jahresstromverbrauch von mehr als 10.000 kWh und für Anlagenbetreiber mit einer installierten Leistung über 7 kW. Ab 2020 wird der Grenzwert für Letztverbraucher auf 6.000 kWh abgesenkt, bei einem noch niedrigeren Jahresverbrauch liegt der Rollout fortan im Ermessen des Messstellenbetreibers. Das Gesetz sieht zudem nach Verbrauchergruppen differenzierte und zeitlich gestaffelte Preisobergrenzen vor. Ferner wurden Regelungen und technische Vorgaben zum Datenschutz erarbeitet und im Gesetz verankert.

Bestehend aus einem digitalen Stromzähler mit integrierter Kommunikationseinheit bilden die intelligenten Messsysteme die Grundlage für eine sichere und standardisierte Kommunikation, auf der verschiedene Anwendungen, wie z. B. die Steuerung flexibler Lasten und variable Stromtarife, aufbauen. Mit einem höheren Maß an Transparenz sollen zudem Einsparungspotenziale offengelegt werden.

Insgesamt lässt sich festhalten, dass mit dem am 2. September 2016 in Kraft getretenen Digitalisierungsgesetz wichtige Schritte zur Flexibilisierung des Versorgungssystems angestoßen wurden. Um auch bei weiter steigenden Anteilen

⁸ Weitere Informationen zu DSM in Unternehmen sowie zu den gesetzlichen Rahmenbedingungen finden sich im Endbericht des parallel laufenden Projekts DSM Bayern [28] sowie in einem von der DENA beauftragten Rechtsgutachten [29].

2

2. Auswirkungen der Energiewende auf die Stromerzeugung

erneuerbarer Energien flexibel auf Angebots- und Nachfrageschwankungen reagieren zu können, bedarf es jedoch weiterer Anstrengungen. Hierzu zählt insbesondere die angekündigte Erarbeitung eines Zielmodells für staatlich bedingte Preisbestandteile und Netzentgelte, die nach wie vor eine wesentliche Hürde im Zusammenhang mit der Erschließung von Flexibilitätpotenzialen – insbesondere im Bereich der Sektorenkopplung – darstellen.

2.4 ENTWICKLUNG VON BRUTTOSTROM-ERZEUGUNG UND -VERBRAUCH

Mit gut 64 TWh (+5,9 % gegenüber dem Vorjahr) liegt die Bruttostromerzeugung in Baden-Würt-

temberg deutlich über dem Niveau der Vorjahre 2011 bis 2014. Der Anstieg im Jahr 2015 ist hauptsächlich auf die Mehrerzeugung in Steinkohlekraftwerken zurückzuführen, in denen im Jahr 2015 gut 13 % mehr Strom als im Vorjahr erzeugt wurde (+2,4 TWh). In den Kernkraftwerken Baden-Württembergs stieg die Erzeugung um 0,9 TWh gegenüber dem Vorjahr (+4 %). Tendenziell entspricht die Entwicklung in Baden-Württemberg damit dem Bundestrend einer Steigerung der Stromerzeugung, die auf Bundesebene 2,8 % betrug. Jedoch resultiert die Steigerung auf Bundesebene ausschließlich aus einem deutlichen Zuwachs der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien um 25 TWh [32].

Bruttostromerzeugung bzw. -verbrauch [TWh/a]

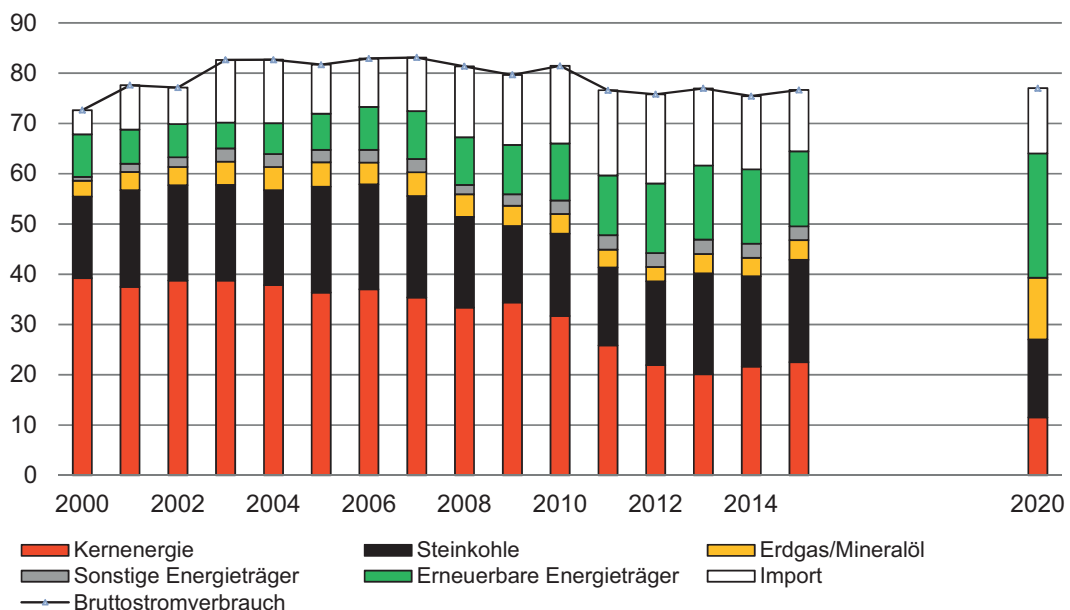


Abbildung 3: Entwicklung des Bruttostromverbrauchs sowie der Bruttostromerzeugung im Zeitraum von 2000 bis 2015 in Baden-Württemberg und Ausblick auf 2020.⁹ Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [33–35]. Ab 2011 geänderte Erfassungsmethode des Bruttostromverbrauchs privater Haushalte. 2014 Bruttostromverbrauch im Vergleich zu Daten des Statistischen Landesamt angepasst (siehe Fußnote 10). 2015 Bruttostromerzeugung (teilweise), Bruttostromverbrauch sowie Import geschätzt.

In Baden-Württemberg ist die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien insgesamt nur moderat gewachsen, da die Mehrerzeugung aus Windenergie- (+27 %) und Photovoltaikanlagen (+6 %) durch das schlechte Wasserjahr (-10 %) weitgehend kompensiert wurde. Trotz des hohen Zuwachses der installierten Leistung von Windenergieanlagen von 146 MW ist die Mehrerzeugung primär dem guten Windjahr zuzurechnen. Die neuen Windenergieanlagen wurden fast ausschließlich im vierten Quartal 2015 in Betrieb genommen, so dass sie noch keinen nennenswerten Beitrag zur Stromerzeugung in Baden-Württemberg leisten konnten. Insgesamt erzeugten die erneuerbaren Energien in Baden-Württemberg im Jahr 2015 knapp 15 TWh, was gut 23 % der Stromerzeugung entspricht.

Der Bruttostromverbrauch in Baden-Württemberg hat sich in den vergangenen Jahren auf einem Niveau von 75,5 bis 77 TWh stabilisiert. Gegenüber dem Vorjahr zeigt sich 2015 nach ers-

ten Schätzungen eine leichte Zunahme um 1,6 % auf 76,6 TWh¹⁰. Zusammen mit der deutlich höheren Stromerzeugung im Land verminderte sich der Netto-Import somit um etwa 2 TWh gegenüber dem Vorjahr auf 12,2 TWh. Der Anteil der Netto-Stromimporte betrug damit in 2015 rund 16 % des Bruttostromverbrauchs in Baden-Württemberg, im Vergleich zu 19 % im Vorjahr. Die Importe stammen größtenteils nicht aus dem Ausland, sondern aus den benachbarten Bundesländern (vgl. Abschnitt 2.5).

2.5 ENTWICKLUNG DES STROMAUSTAUSCHS (IMPORT-EXPORT-SALDO)

Die grenzüberschreitenden Lastflüsse zwischen Baden-Württemberg und dem benachbarten Ausland werden laufend vom zuständigen Übertragungsnetzbetreiber erfasst und veröffentlicht. Aus den viertelstündlichen Leistungswerten lassen sich die länderspezifischen Import- und Exportsalden berechnen.

Physikalische Lastflüsse [TWh]

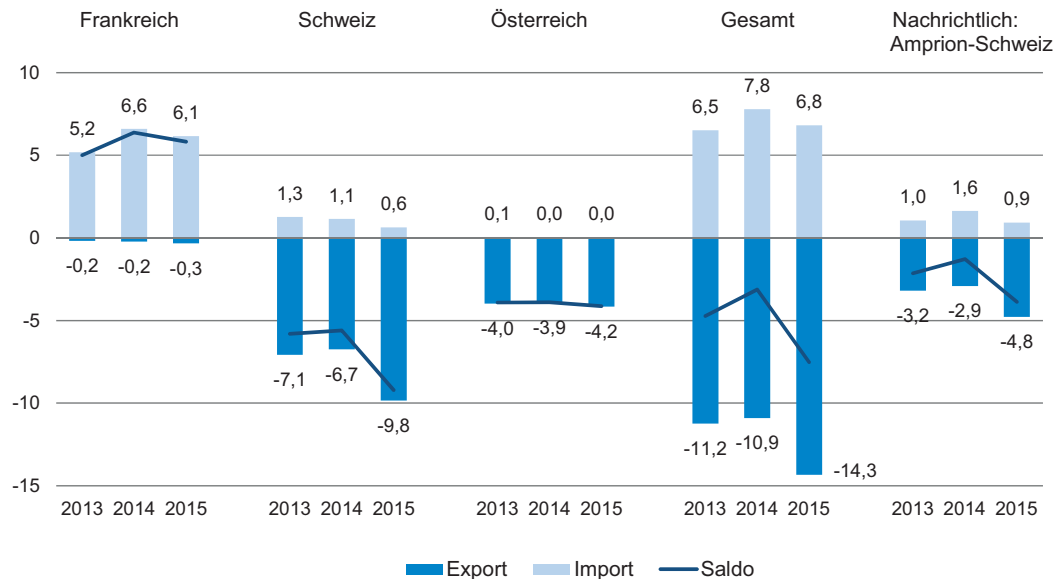


Abbildung 4: Grenzüberschreitende physikalische Lastflüsse von und nach Baden-Württemberg in den Jahren 2013 bis 2015. Eigene Berechnung auf Basis von der TransnetBW [37] und Amprion [38].

⁹ Im Szenario 2020 sind „Sonstige“ und Steinkohle zusammengefasst.

¹⁰ Im vorliegendem Bericht wurde der Bruttostromverbrauch im Vergleich zur amtlichen Statistik [36] im Jahr 2014 um 1,4 TWh erhöht, da ein Rückgang um 2,6 TWh bzw. 3,4 % im Vergleich zum Vorjahr bei gleichzeitig niedrigem Ausgangsniveau seit 2011 nicht plausibel erscheint.

2. Auswirkungen der Energiewende auf die Stromerzeugung

Per Saldo wird in Baden-Württemberg deutlich mehr Strom in das benachbarte Ausland exportiert als importiert. So stieg der Exportsaldo von 3,1 TWh im Jahr 2014 auf 7,5 TWh in 2015 (siehe Abbildung 4). Insgesamt flossen im Jahr 2015 14,3 TWh aus dem Übertragungsnetz der TransnetBW GmbH in das benachbarte Ausland und 6,8 TWh aus dem Ausland nach Baden-Württemberg¹¹. Die Steigerung des Stromexports bzw. des Exportsaldos mit dem benachbarten Ausland im Jahr 2015 ist im Wesentlichen den höheren Exportflüssen in die Schweiz zuzurechnen. Im Gegenzug ist im Austausch mit Frankreich ein leicht rückläufiger Importsaldo zu beobachten, während Österreich geringfügig mehr Strom bezog.

Die physikalischen Lastflüsse weichen teilweise erheblich von den grenzüberschreitenden Handelsflüssen ab (vgl. Abbildung 5). Die grenzüberschreitenden Handelsflüsse zeigen den Fahrplan der Übertragungsnetzbetreiber auf Basis der Meldungen der Bilanzkreise. Dahingegen stellen physikalische Lastflüsse Messwerte dar, welche zudem Transit- und Ringflüsse beinhalten.

Der Saldo der Handelsflüsse zeigt entsprechend der physikalischen Lastflüsse ein deutliches Exportplus mit 9,4 TWh im Jahr 2015 gegenüber 5,6 TWh im Vorjahr. Wie Abbildung 5 zeigt, ist die Entwicklung auf geringere Bezüge aus der Schweiz und Frankreich bei gleichzeitiger Zu-

nahme des Exports in alle drei Nachbarländer Baden-Württembergs zurückzuführen. 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 [39].

Die beständig hohen Last- und Handelsflüsse zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern sind im Wesentlichen auf das vergleichsweise niedrige Preisniveau im deutschen Marktgebiet zurückzuführen. Die relativ geringen Grenzkosten von Kern- und Kohlekraftwerken (auch infolge des niedrigen Zertifikatspreises im Europäischen Emissionshandelssystem), der preismindernde Einfluss von erneuerbaren Energien und der leichte Rückgang des Stromverbrauchs führen zu einem hohen Angebot von Erzeugungskapazitäten mit niedrigen Grenzkosten in Deutschland, in dessen Folge das Preisniveau im hiesigen Marktgebiet stärker sank als im umliegenden Ausland [40]. Die Preiskonvergenz, die in den ersten Jahren nach der Einführung der impliziten Marktkopplung einsetzte, ist bereits seit 2012 rückläufig [41], was in den Nachbarländern den Import von günstigerem Strom aus Deutschland anreizt.

¹¹ Die Auswertung bezieht sich auf die unter [37] veröffentlichten viertelstündlichen Summen des grenzüberschreitenden Lastflusses. Die tatsächlichen Im- und Exportflüsse können höher ausfallen, falls diese zeitgleich in einem der Nachbarländer auftreten. Neben TransnetBW betreibt Amprion Grenzkuppelstellen mit der Schweiz in Baden-Württemberg. Von Amprion werden die tatsächlichen viertelstündlichen Import- und Exportströme veröffentlicht, aufgrund der unterschiedlichen Bilanzierungsweise finden jedoch nur die Daten der TransnetBW Eingang in die folgende textliche Betrachtung. In Abbildung 4 sind die Daten von Amprion nachrichtlich ausgewiesen.

Handelsflüsse [TWh]

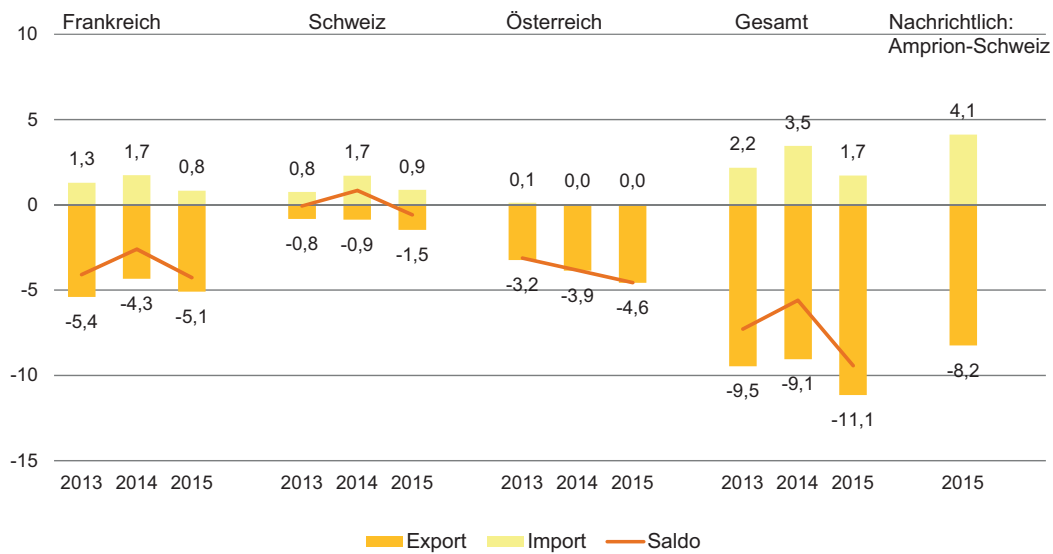


Abbildung 5: Grenzüberschreitende Handelsflüsse zwischen Baden-Württemberg und dem benachbarten Ausland in den Jahren 2013 bis 2015. Eigene Berechnung auf Basis von Daten der TransnetBW [37] und Amprion [38].¹²

Der grenzübergreifende Stromaustausch gewinnt durch die Umsetzung des europäischen Energiebinnenmarkts weiter an Bedeutung. Derzeit sind die Strommärkte von 19 europäischen Ländern gekoppelt [42]. Ziel ist die effiziente Nutzung der Übertragungsnetzkapazitäten und somit eine Annäherung der Strompreise. Die am 20. Mai 2015 eingeführte lastflussbasierte Marktkopplung, eine Methodik zur lastflussbasierten Bestimmung der Grenzkuppelkapazitäten in Zentralwesteuropa (der deutsch/österreichische Strommarkt, Frankreich und die Benelux-Staaten), optimiert die zur Verfügung stehenden Leitungskapazitäten. Somit steht ein größeres Potenzial zum grenzüberschreitenden Stromaustausch bereit [43]. Von der in Kapitel 2.1 diskutierten Engpassbewirtschaftung zwischen Deutschland und Österreich sind für die hier betrachtete Jahressumme der grenzüberschreitenden Handelsflüsse nur geringe Auswirkungen zu erwarten, da die zur Verfügung stehenden Grenzkuppelkapazitäten nur in Extremsituationen überschritten werden.

Durch den Nettoexport von Strom konnten per Saldo 2,1 Milliarden Euro¹³ im Jahr 2015 in Deutschland erwirtschaftet werden [44]. Die Erlöse für den Export betragen im Durchschnitt 42,12 €/MWh, während für den Import 42,23 €/MWh anfielen [45]. Das Jahr 2015 stellt zusammen mit dem Jahr 2009 in diesem Kontext eine Ausnahme dar, da in den übrigen Jahren für den exportierten Strom die Marktpreise stets höher lagen, als die spezifischen Bezugskosten für Strom aus dem Ausland [45].

Für den innerdeutschen Stromaustausch zwischen den Bundesländern werden keine Daten erfasst. Der bereits weiter oben dargestellte Importbedarf von 12 TWh in 2015 aus anderen Bundesländern verdeutlicht jedoch die Notwendigkeit einer gut ausgebauten Netzinfrastruktur (siehe Abschnitt 3).

¹² Die in Kapitel 2.1 gezeigte Überschreitung der Grenzkuppelkapazitäten nach Österreich im Starkwindfall (hoher Export von Windstrom aus Norddeutschland nach Österreich) kann hier nicht abgebildet werden. Die Darstellung zeigt Jahressummen, worin sich die jeweiligen einzelnen Extremfälle nicht widerspiegeln.

¹³ Die Erlöse für den Export belaufen sich auf 3,6 Mrd. Euro, dem gegenüber stehen 1,5 Mrd. Euro für Stromflüsse aus dem Ausland [44].

3 Entwicklung der Infrastruktur infolge der Energiewende



3.1 STROMNETZE

3.1.1 SYSTEMSTABILITÄT

Um einen stabilen Netzbetrieb zu gewährleisten, müssen Stromnachfrage und -angebot zu jedem Zeitpunkt ausgeglichen sein. Im täglichen Ablauf kann es dabei zu kleinen Abweichungen kommen, die durch den Einsatz von Regelenergie bzw. Ausgleichsenergie innerhalb kurzer Zeit behoben werden. Kommt es hingegen zu größeren Abweichungen im Netz, kann dies zur Gefährdung der Systemstabilität führen. Die Verantwortung für die System- und Netzstabilität liegt bei den Übertragungsnetzbetreibern, die durch die steigende Anzahl an kleinen, dezentralen Erzeugungsanlagen zunehmend mit neuen Herausforderungen konfrontiert werden.

Der Umbau des Kraftwerksparks führt zu erheblichen Änderungen bei den Lastflüssen. Dem gegenüber steht der Netzausbau, der bisher nicht die gleiche Dynamik aufweisen konnte wie der Ausbau der erneuerbaren Energien. Als Folge steigt der Bedarf an Maßnahmen des Engpassmanagements und zur Kompensation fehlender Blindleistung. Dabei hat sich der Trend der letzten Jahre bezüglich spannungs- und strombedingter Eingriffe ins Netz durch die Übertragungsnetzbetreiber 2014 fortgesetzt und 2015 deutlich

verstärkt (vgl. Tabelle 1). Dies führte 2014 zu 8.453 Stunden mit Redispatchmaßnahmen sowie 2015 zu 15.811 Stunden. Die damit verbundenen Kosten beliefen sich auf 187 Mio. € bzw. auf 403 Mio. € [46, 47]. Die Gründe für den starken Anstieg 2015 liegen in der vorzeitigen Abschaltung des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld, einem hohen Zubau an Windkraftanlagen bei vergleichsweise hohem Windaufkommen, der Verzögerung bei Netzausbaumaßnahmen, vorübergehenden Außerbetriebnahmen von Netzteilen aufgrund von Baumaßnahmen und hohen Stromexporten [47].

Aus den Veröffentlichungen aller Redispatchmaßnahmen durch die Übertragungsnetzbetreiber [50] lassen sich die Eingriffe auf Regelzonenebene auswerten. Wie in den Vorjahren zeigt sich dabei, dass der Anteil der Maßnahmen, die durch Engpässe im baden-württembergischen Netz verursacht wurden, als gering einzustufen ist. 2015 wurden durch TransnetBW in 80 Fällen Redispatch-Maßnahmen angefordert (2014: 37), im ersten Halbjahr 2016 bereits in 78 Fällen. Eingriffe, die aufgrund von Engpässen in anderen Regelzonen durch die jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber im Netzgebiet der TransnetBW angefordert wurden, sind im Vergleich mit 1.480

Tabelle 1: Bundesweite Entwicklung der Stundenanzahl mit Redispatchmaßnahmen sowie der Kosten für Redispatch [46–49].

| | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 |
|-----------------|-------|-------|-------|-------|--------|
| Anzahl Stunden | 5.030 | 7.160 | 7.965 | 8.453 | 15.811 |
| Kosten [Mio. €] | | | 132,6 | 186,7 | 402,5* |

* vorläufige Schätzung



Fällen in 2015 und 342 Fällen im ersten Halbjahr 2016 deutlich häufiger. Die Kosten für die im Jahr 2015 im Netzgebiet der TransnetBW durchgeführten Redispatchmaßnahmen betragen rund 105 Mio. €, davon entfällt rund 1 Mio. € auf die durch TransnetBW angeforderten Maßnahmen [51].

Trotz des deutlichen Anstiegs an Redispatch-Maßnahmen in 2015, sowohl auf Bundes- als auch auf Landesebene, sind keine Ereignisse bekannt, die auf eine Gefährdung der Systemstabilität hindeuten. Der weitere starke Anstieg an Eingriffen zeigt jedoch die Dringlichkeit einer schnellen Umsetzung der geplanten Netzausbau- und verstärkungsvorhaben.

3.1.2 AUSBAU DER ÜBERTRAGUNGS- UND VERTEILNETZE

Ein Ausbaubedarf im Übertragungsnetz (Höchstspannungsebene) wurde bereits vor den Energie-wendebeschlüssen 2011 mit dem Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (Energieleitungs-ausbaugesetz – EnLAG) im Jahr 2009 festgestellt. Der über die EnLAG-Vorhaben hinausgehende Ausbaubedarf des Übertragungsnetzes wird seit 2012 von den Übertragungsnetzbetreibern innerhalb der nationalen Netzentwicklungspläne (NEP) ermittelt. Die bisher jährliche Erstellung des NEP wurde mit Beginn des Jahres 2016 auf einen zweijährigen Rhythmus umgestellt [52]. Damit wird eine zielgerichtete Arbeit am aktuellen NEP ermöglicht, da die parallele Arbeit an den Szenarien für den darauf folgenden NEP wegfällt. Gleichzeitig entfällt der Nachteil, dass

die Szenarien des künftigen NEP entwickelt werden, bevor die Rückmeldung zum aktuellen NEP vorliegt.

Von den in den Netzentwicklungsplänen ab 2012 für Baden-Württemberg vorgesehenen 12 Startnetzmaßnahmen sind zwischenzeitlich die meisten Projekte abgeschlossen. Zwei Maßnahmen (TNG 006, TNG 012) befinden sich derzeit noch in der Umsetzung mit geplanter Fertigstellung im Frühjahr 2017.

Um der fortschreitenden Entwicklung der Energiewende gerecht zu werden und die Systemstabilität weiter zu gewährleisten, sind zusätzlich zum Startnetzausbau weitere Maßnahmen notwendig. Der Bedarf für den weiteren Netzzubau wird von den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern in den Netzausbauszenarien des NEP-Entwurfs untersucht und anschließend in konkrete Projekte überführt. Die Bundesnetzagentur prüft den Entwurf des Netzentwicklungsplans und untersucht die vorgeschlagenen Maßnahmen hinsichtlich ihrer Notwendigkeit und ihrer Umweltauswirkungen. Die dabei bestätigten Netzausbaumaßnahmen werden in den endgültigen Netzentwicklungsplan aufgenommen, welcher Eingang in das Bundesbedarfsplangesetz findet.

Das Bundesbedarfsplangesetz umfasst derzeit 47 Vorhaben, die gemäß Gesetz energiewirtschaftlich notwendig und zur Gewährleistung eines sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs erforderlich sind. Davon entfallen neun Ausbauvorhaben auf Baden-Württemberg.

3

3. Entwicklung der Infrastruktur infolge der Energiewende

Das Vorhaben Nr. 2, auch bekannt unter dem Namen ULTRANET, gehört zu den drei großen Transitleitungen, die mittels Hochspannung-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) die Erzeugungsschwerpunkte im Norden und Nordosten mit den Stromverbrauchszentren im Süden Deutschlands verbinden sollen. Sie dienen insbesondere dem Transport der hohen Windenergieerzeugung im Norden und der Sicherung der Versorgung im Süden nach dem endgültigen Vollzug des Ausstiegs aus der Kernenergie. ULTRANET bzw. die im Bundesbedarfsplangesetz als Maßnahme Nr. 2 bezeichnete, ca. 340 km lange HGÜ-Strecke Osterath – Philippsburg soll eine Übertragungsleistung von 2 GW haben und zu einem Großteil auf bestehenden Trassen realisiert werden. Davon entfallen rund 40 km auf Baden-Württemberg. Seitens der Übertragungsnetzbetreiber war die Inbetriebnahme ursprünglich im Jahr 2019 avisiert, um dann die Abschaltung des Kernkraftwerksblocks Philippsburg 2 am Jahresende zu kompensieren. Aufgrund von Änderungen im Genehmigungsverfahren und Verzögerungen bei der Standort-suche für die benötigten Konverterstationen [53] ist die Inbetriebnahme derzeit für das Jahr 2021 geplant. Der Standort für die südliche Konverterstation in Philippsburg wurde zwischenzeitlich auf dem Gelände des Kernkraftwerks Philippsburg festgelegt. Veranstaltungen zur Information und Beteiligung der Bürger finden seit dem Frühjahr 2015 statt. Im Rahmen der Bundesfachplanung haben die Antragskonferenzen zu den durch Baden-Württemberg verlaufenden Abschnitten A (Riedstadt – Mannheim-Wallstadt) und B (Mannheim-Wallstadt – Philipps-

burg) im Frühjahr 2015 stattgefunden. Im Anschluss wurde der Untersuchungsrahmen für die Antragstellung nach § 8 NABEG durch die BNetzA förmlich festgelegt und veröffentlicht. Die Antragskonferenzen für die Abschnitte außerhalb Baden-Württembergs (Abschnitte C bis E) wurden zwischen Januar und April 2016 durchgeführt.

Das Vorhaben Nr. 3, das auch unter dem Namen SuedLink firmiert, war von den im Frühjahr 2015 insbesondere in Bayern intensiv geführten Diskussionen um die Notwendigkeit des Netzausbaus, insbesondere der Nord-Süd-Verbindungen, stark betroffen. Das auch als Reaktion zur stärkeren Akzeptanzschaffung Ende 2015 verabschiedete Gesetz zur Änderung von Bestimmungen des Rechts des Energieleitungsbaus (EnLBRÄndG) beinhaltet einen grundsätzlichen Vorrang für Erdkabel bei Gleichstromleitungen. Dies führte dazu, dass die Planung für SuedLink grundlegend überarbeitet werden musste. Einerseits eröffnet sich dadurch die Möglichkeit, die Akzeptanz bei den Bürgern vor Ort zu erhöhen, andererseits führt die Neuplanung zu Verzögerungen, weswegen die geplante Inbetriebnahme vom Jahr 2022 auf 2025 verschoben wurde. Am 27.09.2016 wurde durch die beteiligten Übertragungsnetzbetreiber TenneT und TransnetBW ein Trassenkorridorsegmentnetz (TKS-Netz) für die als „SuedLink“ bezeichneten Bundesbedarfsplanvorhaben vorgelegt. Die Einreichung des Vorhabens in die Bundesfachplanung ist für Frühjahr 2017 angekündigt [54]. Vorab zum offiziellen Beteiligungsverfahren im Rahmen der Bundesfachplanung wurde auf Initiative des Um-

weltministeriums ein vorgezogenes Dialogverfahren zu SuedLink gestartet. Ziel des Dialogverfahrens ist eine frühzeitige Information und Beteiligung der Öffentlichkeit bei der Trassenkorridorfindung. Das informelle Dialogverfahren beinhaltet zwei Phasen: Fach- und Bürgerdialoge. In der ersten Phase wurden 2015 mit verschiedenen Multiplikatoren drei Fachdialoge sowie eine Fachkonferenz durchgeführt. Diese waren explizit an Expertinnen und Experten, Planerinnen und Planer, Gemeinde- und Kreisvertreterinnen und -vertreter, Behörden, Träger öffentlicher Belange, Verbände und Vertreterinnen und Vertretern von Bürgerinitiativen gerichtet. Es wurde über übergeordnete Aspekte der Trassenplanung und besonders spezifische Themen wie beispielsweise das Planungsverfahren und die Beteiligungsmöglichkeiten innerhalb der Bundesfachplanung oder Erdverkabelung informiert und diskutiert. Diese Veranstaltungen fanden bereits vor dem öffentlichen Dialog mit den Bürgern statt, ohne dass be-

reits konkrete Trassenvorschläge vorlagen. Ziel war es, eine gemeinsame Wissensbasis und ein gemeinsames Verständnis für das Planungsverfahren zum SuedLink zu entwickeln.

In der zweiten Phase fanden die öffentlichen Bürgerdialoge statt. Sie informierten interessierte Bürgerinnen und Bürger, Anwohner der möglichen Trassenvarianten, Bewohner der umliegenden Gemeinden und andere Interessierte über die Planungen und Hintergründe zum SuedLink, erläuterten das Planungsverfahren und stellten Einflussmöglichkeiten in den jeweiligen Verfahrensschritten vor. Das Konzept sah dezentrale Bürgerveranstaltungen entlang der geplanten Trasse bzw. im Untersuchungsraum der Trasse, in unmittelbarer Nähe der Wohnorte der Betroffenen vor, womit eine umfassende Information und Diskussion mit allen Interessierten – ungeachtet ihres Vorwissens – gewährleistet war. Das Umweltministerium Baden-Württemberg und

Tabelle 2: Umsetzungsstander Netzausbauvorhaben des Bundesbedarfsplangesetzes im Verantwortungsbereich der Transnet BW und der durch andere Übertragungsnetzbetreiber durchzuführenden Maßnahmen in Baden-Württemberg (Stand: 07/2016).

| Nr. | Vorhaben aus BBPIG | Vorhabens-träger | Inbetrieb-nahme | Stand |
|-----|--|---------------------|-----------------|--|
| 2 | HGÜ-Verbindung Korridor A Osterath-Philippsburg | Amprion, TransnetBW | 2021 | Lfd. Bundesfachplanung; Antragskonferenzen gestartet, Untersuchungsrahmen festgelegt für Abschnitt A und B |
| 3 | HGÜ-Verbindung Korridor C Brunsbüttel-Großgartach | TenneT, TransnetBW | 2025 | Bundesfachplanung in Vorbereitung, informelles Dialogverfahren gestartet |
| 19 | 380-kV-Netzverstärkung Weinheim-Daxlanden | TransnetBW, Amprion | 2022 | Bundesfachplanung in Vorbereitung |
| 20 | 380-kV-Netzverstärkung Grafenheinfeld-Kupferzell-Großgartach | TenneT, TransnetBW | 2022 | Bundesfachplanung in Vorbereitung |
| 21 | 380-kV-Netzverstärkung Daxlanden-Kuppenheim-Bühl-Eichstetten | TransnetBW | 2021 | Genehmigungsverfahren in Vorbereitung, RPK Verzicht auf ROV, RPF noch in Prüfung |
| 24 | 380-kV-Netzverstärkung Rommelsbach-Herbertingen | Amprion | 2019 | Planfeststellung in Vorbereitung, Einleitung nach der Sommerpause |
| 25 | 380-kV-Netzverstärkung Wullenstetten-Niederwangen | Amprion | 2020 | Interne Planung |
| 35 | 380-kV-Netzausbau Birkenfeld-Mast 115 A | TransnetBW | 2019 | Planfeststellung in Vorbereitung |
| 40 | 380 kV-Netzverstärkung Punkt Neuravensburg-Punkt Bundesgrenze (AT) | Amprion | 2023 | Interne Planung |



3

3. Entwicklung der Infrastruktur infolge der Energiewende

die Deutsche Umwelthilfe veranstalteten, in Kooperation mit dem Regionalverband Heilbronn Franken und mit Beteiligung des Vorhabenträgers TransnetBW, fünf öffentliche Informations- und Diskussionsveranstaltungen [55].

Die weiteren Vorhaben des Bundesbedarfsplangesetzes sind Vorhaben im Drehstromnetz.

Wie auch Tabelle 2 bestätigt, schreitet der Ausbau des Übertragungsnetzes in Baden-Württemberg – sowohl hinsichtlich des Startnetzes als auch hinsichtlich des Zubaunetzes sukzessive voran, wobei es bei einigen Vorhaben Verzögerungen gibt.

Der laufende Ausbau des Übertragungsnetzes ist gleichzeitig durch den Ausbau und die Weiterentwicklung der Verteilnetze hin zu intelligenten Netzen zu flankieren, um die Versorgungssicherheit in Baden-Württemberg dauerhaft zu gewährleisten. Die Herausforderungen liegen insbesondere in der Integration der fluktuierenden Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern und dem steigenden Anteil dezentraler Stromerzeugung aus der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). Durch die Dezentralität der Einspeisepunkte muss das Netz der Zukunft auch einen Stromtransport von den unteren auf die höheren Spannungsebenen erlauben. Um diesen stetig wachsenden Anforderungen zukünftig gerecht zu werden, sind erhebliche Investitionen in den Ausbau und die Modernisierung der Stromnetze erforderlich. Um hierbei stärkere Anreize für Verteilnetzbetreiber zu schaffen, wurde am 03. August 2016 von der Bundesregierung eine

Änderung der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) beschlossen, die zum 02.09.2016 in Kraft getreten ist. Wesentlicher Inhalt ist eine Änderung in der Refinanzierung der Verteilnetzbetreiber. Der bisherige Ansatz mit einem Budget für die 5-jährige Regulierungsperiode wird dabei durch einen jährlichen Abgleich der Kapitalkosten abgelöst. Investitionen können dadurch ohne Zeitverzug über eine Erhöhung der Erlösobergrenzen der Netzbetreiber – und damit über die Netzentgelte – refinanziert werden. Umgekehrt werden Abschreibungen auf Anlagegüter ebenfalls direkt mindernd auf die Erlösobergrenzen angerechnet. Zusätzliche Neuerungen bestehen in einer verkürzten Frist zum Erreichen von Effizienzzielen im Abgleich zwischen den Netzbetreibern und in der Erhöhung der Transparenz bezüglich Entscheidungen der Bundesnetzagentur, sowie Kosten und Erlösen der Netzbetreiber [56].

Von den in Baden-Württemberg tätigen etwa 140 Verteilnetzbetreibern haben einige, u. a. die Netze BW GmbH, die Stadtwerke Karlsruhe Netzservice GmbH und die Netrion GmbH (Mannheim), den Ausbaubedarf ihrer Netze bereits in eigenen Studien untersucht. Um insbesondere kleinere Netzbetreiber bei der Analyse des Ausbaubedarfs ihrer Netze aktiv zu unterstützen, hat das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft eine Verteilnetzstudie Baden-Württemberg beauftragt, deren Ergebnisse voraussichtlich im 1. Quartal 2017 vorliegen.

Weitere Aussagen zur Aufnahmefähigkeit des Stromnetzes lassen sich auch aus der Notwendigkeit bzw. der Häufigkeit des Ergreifens von Maßnahmen zum Einspeisemanagement (EinsMan) und weiteren resultierenden Parametern (Höhe der abgeregelten Leistung, verlorene elektrische Arbeit, Höhe der gezahlten Entschädigungszahlungen) ableiten. Mit Einspeisemanagement wird dabei die vorhersehbare Abregelung von Erneuerbare-Energien-Anlagen aufgrund von Netzüberlastungssituationen bezeichnet. In der Statistik der Bundesnetzagentur wird auf Bundesebene 2015 die Ursache für rund 11 Prozent der entstandenen Ausfallarbeit auf Verteilnetzebene angegeben [57] (2014: 42% [58]). Die Zuweisung der Ausfallarbeit zu einer verursachenden Netzebene lässt jedoch nur bedingt Rückschlüsse auf vorhandene Netzengpässe zu. In der Realität treten gleichzeitige Engpässe auf Übertragungs- und Verteilnetzebene auf, die statistisch nicht erfasst werden und deren Zuweisung zur Netzebene von der zeitlichen Reihenfolge abhängt, in der eine Abregelung angefordert wurde. Sämtliche 2015 in Baden-Württemberg durchgeführten EinsMan-Maßnahmen erfolgten auf der Verteilnetzebene, wobei auf Bundeslandebene keine Angaben vorliegen, inwiefern die Ursachen auf Verteilnetz- oder Übertragungsebene liegen. Die verursachte Ausfallarbeit ist mit ca. 1,7 GWh bzw. den damit verbundenen Entschädigungsansprüchen von ca. 160.000 € im Vergleich zu den bundesweiten Zahlen (4.722 GWh bzw. rund 478 Mio. €) [47] als sehr gering anzusehen.

Genauere Angaben liegen seitens der Netze BW GmbH – Baden-Württembergs größtem Verteilnetzbetreiber – zu ihrem Netzgebiet vor. Die Anzahl netzbezogener Maßnahmen (Schaltmaßnahmen im Netz um Engpässe zu vermindern) ist dort seit 2012 von 2 auf 25 im Jahr 2015 gestiegen. Ein deutlich stärkerer Anstieg zeigt sich beim Einspeisemanagement, wo 2013 nur dreimal eingegriffen wurde, während die Anzahl der

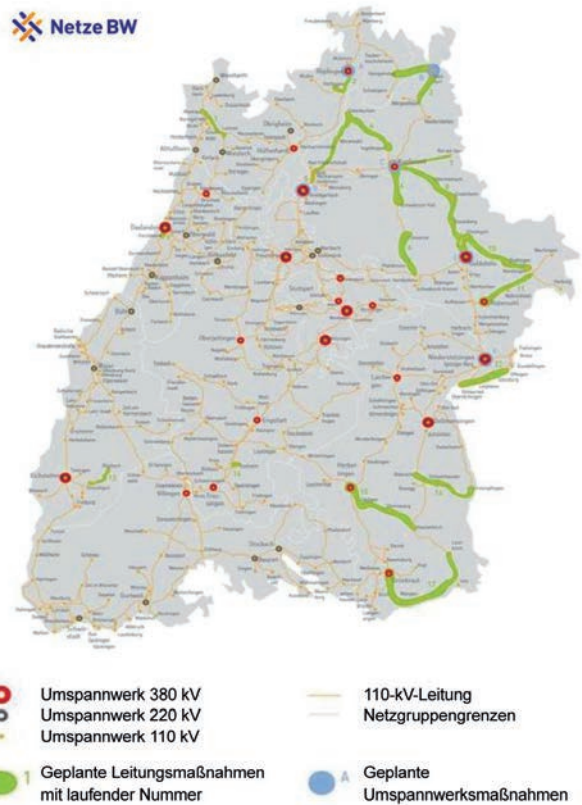
Eingriffe im Jahr 2015 auf 150 gestiegen ist. Die Ursachen dafür liegen mit der Überlastung von Transformatoren und Leitungen ausschließlich im Verteilnetzbereich. Zudem lässt sich eine Häufung in den Regionen feststellen, in denen ein großer Zubau von Erneuerbare-Energien-Anlagen vorliegt [59]. Daten zu anderen Netzgebieten liegen nicht vor. Es kann jedoch davon ausgegangen werden, dass dort eine ähnliche Entwicklung mit zunehmendem Einspeisemanagement stattfindet. Trotz des starken Anstiegs von Netzeingriffen auf Verteilnetzebene bewegt sich die Diskrepanz zwischen Verteilnetzausbau und dem Ausbau der dezentralen Stromerzeugung im bundesweiten Vergleich immer noch auf einem niedrigen Niveau.

Der starke Anstieg von Einspeisemanagementmaßnahmen bei der Netze BW GmbH im Zusammenhang mit den weiteren Ausbauplänen für die fluktuierend einspeisenden Windenergie- und Photovoltaikanlagen in Baden-Württemberg verdeutlicht jedoch die Notwendigkeit einer strategischen Ausbauplanung auch auf Verteilnetzebene. Die geplante Verteilnetzstudie Baden-Württemberg wird hierfür insbesondere für kleinere Verteilnetzbetreiber eine entsprechende Hilfestellung bieten. Die Netze BW GmbH hat für die Hochspannungsebene – oder auch 110-kV-Ebene – aufbauend auf den Ergebnissen ihrer Netzstudie bereits einen Netzausbauplan 2014 vorgelegt [60, 61]. Dieser sieht 15 Leitungsaus- und zwei Leitungsneubauvorhaben sowie die Erweiterung von sechs Umspannwerken vor, die in Tabelle 3 konkret benannt sind. Der Aus- bzw. Neubau dieser Trassen ist dabei entweder durch eine Zunahme der Last, also eine erhöhte Nachfrage, oder durch den Ausbau der erneuerbaren Energien und die damit verbundene gesteigerte Erzeugung in der jeweiligen Region begründet.

3. Entwicklung der Infrastruktur infolge der Energiewende

Tabella 3: Netzaus- und -neubauvorhaben der Netze BW GmbH auf 110-kV-Ebene in Baden-Württemberg gemäß Netzausbauplan 2014.

| Nr. | Bezeichnung Gesamtprojekt | Art des Vorhabens | Anlass | Länge |
|-----|------------------------------|-------------------------|-------------|-------|
| 1 | Leimen - Rheinau | Leistungsverstärkung | EEG | 15km |
| 2 | Hettingen - Höpfingen | Leistungsverstärkung | EEG | 15km |
| 3 | Anbindung Stalldorf | Leistungsverstärkung | EEG | 33km |
| 4 | Heilbronn - Ingelfingen | Leistungsverstärkung | EEG | 61km |
| 5 | Heilbronn - Neckarsulm | Leistungsverstärkung | Lastzuwachs | 2km |
| 6 | Kupferzell - Schwäbisch Hall | Leistungsverstärkung | EEG | 36km |
| 7 | Kupferzell - Rot am See | Leistungsneubau | EEG | 25km |
| 8 | Goldshöfe - Kupferzell | Leistungsverstärkung | EEG | 69km |
| 9 | Daxlanden - Forchheim | Leistungsverstärkung | Lastzuwachs | 2km |
| 10 | Goldshöfe - Nördlingen | Leistungsverstärkung | EEG | 42km |
| 11 | Reimlingen - Rothensohl | Leistungsverstärkung | EEG | 26km |
| 12 | Oberelchingen - Offingen | Leistungsverstärkung | EEG | 23km |
| 13 | Denzlingen - Bleibach | Leistungsverstärkung | EEG | 10km |
| 14 | Zweitanschluss Gosheim | Leistungsneubau | Lastzuwachs | 5km |
| 15 | Haisterkirch - Herbertingen | Leistungsverstärkung | EEG | 65km |
| 16 | Biberach - Unteropfingen | Leistungsverstärkung | EEG | 32km |
| 17 | Grünkraut - Leutkirch | Leistungsverstärkung | EEG | 58km |
| A | Höpfingen | Erweiterung Umspannwerk | EEG | |
| B | Stalldorf | Erweiterung Umspannwerk | EEG | |
| C | Kupferzell | Erweiterung Umspannwerk | EEG | |
| D | Großgartach | Erweiterung Umspannwerk | Lastzuwachs | |
| E | Goldshöfe | Erweiterung Umspannwerk | EEG | |
| F | Niederstotzingen | Erweiterung Umspannwerk | EEG | |



Während sich die meisten Vorhaben des Netzausbauplans in der internen Planungsphase befinden, sind derzeit vier Projekte weiter fortgeschritten.

Im Rahmen des Neubauprojekts einer Hochspannungsleitung zwischen Kupferzell und Rot am See (Vorhaben Nr. 7) wurden nach der frühen Öffentlichkeitsbeteiligung die bevorzugten Trassenkorridore festgelegt und diese der Öffentlichkeit im April 2016 vorgestellt. Das Projekt befindet sich aktuell im Raumordnungsverfahren. Der Baubeginn erfolgt voraussichtlich 2019.

Im Vorhaben Nr. 10 (Netzverstärkung Ostalbkreis zwischen Hüttlingen bzw. Hohenberg, Ellwangen und Nördlingen) fand 2015 die Information der Bürger in den betroffenen Gemeinden statt. Derzeit wird der Antrag für das Planfeststellungsverfahren vorbereitet.

Die Erneuerung der 110-kV-Hochspannungsleitung zwischen Rheinau und Leimen (Nr. 1) beinhaltet neben dem altersbedingten Austausch von Masten eine Erhöhung des Leitungsquerschnitts, wodurch die Übertragungskapazität steigt. Zudem wird der Leitung ein

Lichtwellenleiter hinzugefügt, der zur netzinternen Datenkommunikation dient. Die Bürgerinformation zum Vorhaben wurde im Frühjahr 2016 gestartet. Die Unterlagen für das Genehmigungsverfahren sollen im zweiten Halbjahr 2016 eingereicht werden.

Vorhaben Nr. 2 umfasst den Ersatzneubau der 110-kV-Hochspannungsleitung zwischen Hettlingen und Höpfingen. Im öffentlichen Scoping-Termin im November 2015 wurden die Anforderungen an die Umweltverträglichkeitsprüfung und den Inhalt der Antragsunterlagen festgelegt. Derzeit wird der Planfeststellungsantrag bearbeitet, der voraussichtlich Ende 2016 eingereicht werden soll.

Neben den im Netzausbauplan 2014 enthaltenen Maßnahmen befindet sich mit der Netzverstärkung zwischen Rotensohl und Wechingen derzeit ein weiteres Projekt in der Vorbereitung des Planfeststellungsverfahrens. Geplant ist ein Ersatzneubau bestehender Masten und eine Kapazitätserhöhung der bestehenden Stromkreise. Mit der Umsetzung soll ab 2018 begonnen werden.

Der Ausbau der 110-kV-Ebene in Baden-Württemberg erfolgt nach derzeitigen Erkenntnissen im Einklang mit den energiepolitischen Zielen der Landesregierung und weist entsprechende Fortschritte auf. Zur Entwicklung auf den unteren Netzebenen liegen aktuell keine flächendeckenden Daten vor. Es gibt jedoch auch keine Hinweise auf nennenswerte Fehlentwicklungen.

Neben dem reinen Ausbau von Kapazitäten zur Stromübertragung gewinnt die informationstechnische Vernetzung und Steuerung von Erzeugern, Verbrauchern und Netzelementen in intelligenten Netzen („Smart Grids“) mit dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien zunehmend an Bedeutung. Ziel dieses Ansatzes ist eine bessere Integration der fluktuierenden Ein-

speisung, wodurch größere Mengen an erneuerbarem Strom ins Netz aufgenommen werden können und ein Ausbau des Netzes ggf. vermieden wird. In Baden-Württemberg gibt es zahlreiche Projekte, die sich mit der Erforschung und Umsetzung von Smart Grids befassen. Ein Beispiel dafür ist das „Netzlabor BW“ der Netze BW GmbH, in dem in verschiedenen Teilprojekten bspw. der Einsatz von Lastmanagement für Elektrofahrzeuge, regelbaren Ortsnetztransformatoren, oder die preis- und netzorientierte Wärmeerzeugung aus Strom getestet wird [62]. Die vom Umweltministerium geförderte Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg e.V. bietet einen Überblick über bestehende Projekte im Land [63].

3.1.3 NETZQUALITÄT

Zur Messung der Netzqualität, insbesondere der Zuverlässigkeit des Netzes, gibt es verschiedene international gängige Kennzahlen. Von der Bundesnetzagentur (BNetzA) wird jährlich der „System Average Interruption Duration Index“ (SAIDI) veröffentlicht. Der SAIDI ist ein Maß für die durchschnittliche Unterbrechungsdauer der Stromversorgung der Endkunden auf Bundesebene. Bundesländerspezifische Daten werden nicht erhoben. Der SAIDI-Wert ist als Bewertungskriterium für die Qualität des Nieder- und Mittelspannungsnetzes ausgelegt. Daher werden ausschließlich Ereignisse berücksichtigt, die eine Aussage über die Qualität des Netzes zulassen. Geplante Unterbrechungen werden deshalb ebenso wenig in die Berechnung einbezogen wie Ereignisse aufgrund höherer Gewalt (z. B. Naturkatastrophen). Eingang finden ungeplante Unterbrechungen, die auf atmosphärische Einwirkungen wie Gewitter, auf Einwirkungen Dritter (z.B. Baggerschäden), auf Rückwirkungen aus anderen Netzen oder auf andere Störungen im Verantwortungsbereich der Netzbetreiber zurückzuführen sind [64]. Im Rahmen des SAIDI werden ausschließlich Unterbrechungen berücksichtigt, die länger als drei Minuten dauern.

3. Entwicklung der Infrastruktur infolge der Energiewende

Gemäß den Angaben der Bundesnetzagentur zur bundesweiten Entwicklung ist die gemittelte Unterbrechungsdauer von etwa 21,53 Minuten pro Jahr im Jahr 2006 bis zum Jahr 2009 auf 14,63 Minuten pro Jahr zurückgegangen. In den Jahren von 2009 bis 2013 war insgesamt ein leichter Anstieg auf 15,32 Minuten pro Jahr zu verzeichnen [64]. Im Jahr 2014 wurde mit einer gemittelten Unterbrechungsdauer von 12,28 Minuten pro Jahr der bislang niedrigste Wert innerhalb des Berichtszeitraums der Bundesnetzagentur erreicht. Dieser wurde mit dem zweitniedrigsten Wert von 12,70 Minuten pro Jahr 2015 nur knapp nicht erreicht (vgl. Abbildung 6 links).

Für Gewerbekunden ist insbesondere der Wert auf Mittelspannungsebene interessant, da diese meist auf der Spannungsebene von 10 kV bis

30 kV angeschlossen sind. Die gemittelte Ausfalldauer lag im Jahr 2015 bei 10,45 Minuten pro Jahr und ist im Vergleich zu 2014 (10,09 Min/a) nur leicht gestiegen. Im Niederspannungsnetz auf der Spannungsebene 400 V bzw. 230 V gab es ebenfalls einen leichten Anstieg der gemittelten Ausfalldauer von 2,19 Minuten auf 2,25 Minuten. Im europäischen Vergleich weist Deutschland hinsichtlich der anhand des SAIDI-Wertes gemessenen Netzqualität eine der höchsten Netzqualitäten mit den kürzesten Unterbrechungsdauern auf (vgl. Abbildung 6 rechts). Die gezeigte Erfassung der Versorgungsunterbrechungen von mehr als 3 Minuten erlaubt gesicherte Aussagen zur Situation der Versorgungszuverlässigkeit, da kürzere Unterbrechungen nicht wesentlich zur Nichtverfügbarkeit der Stromversorgung beitragen [65].

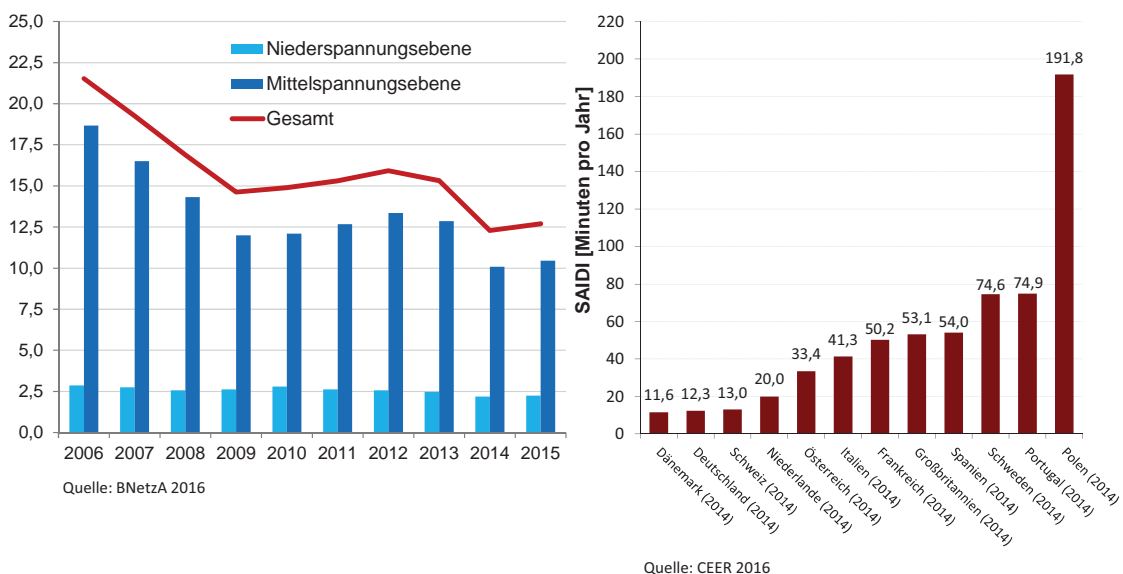


Abbildung 6: Entwicklung des SAIDI in Deutschland im Zeitraum von 2006 bis 2015 (links) sowie im europäischen Vergleich für das Jahr 2014 (rechts). Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [64, 66].

Ausfälle von einer Dauer unter 3 Minuten sind Spannungseinbrüche, die seitens der Bundesnetzagentur nicht erfasst werden. Das Forum Netztechnik/Netzbetrieb (FNN) im VDE führt jedoch auf Bundesebene eine repräsentative Störungsstatistik, in der auch diese kurzen Spannungseinbrüche erfasst werden. Wie Abbildung 7 verdeutlicht, ist die Häufigkeit der Ereignisse, die zu einem Spannungseinbruch führen, über die vergangenen Jahre trotz des dynamischen Ausbaus der erneuerbaren Energien stabil geblieben. In der Tendenz sind sie sogar eher rückläufig. Die häufig geäußerte Befürchtung einer Zunahme von Spannungseinbrüchen im Zusammenhang mit der Energiewende hat sich somit weiterhin nicht bestätigt.

Zukünftig wird die stärkere Verbreitung von intelligenten Netzen und die Verfügbarkeit entsprechender Messdaten in diesem Zusammenhang die Transparenz weiter erhöhen.

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. Der Eintritt eines tatsächlichen Versorgungsengpasses im Februar 2012 hat auch das Erdgasnetz in den Fokus der Versorgungssicherheitsdiskussion gerückt. Seither wurden zahlreiche Maßnahmen ergriffen, die das Risiko einer Wiederholung einer derartigen Situation stark mindern (siehe [67]).

Zudem wird auch im Erdgassektor gemäß dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) jährlich ein gemeinsamer, deutschlandweiter Netzentwicklungsplan von den Fernleitungsbetreibern erarbeitet. Im derzeitigen Entwurf des Netzentwicklungsplan

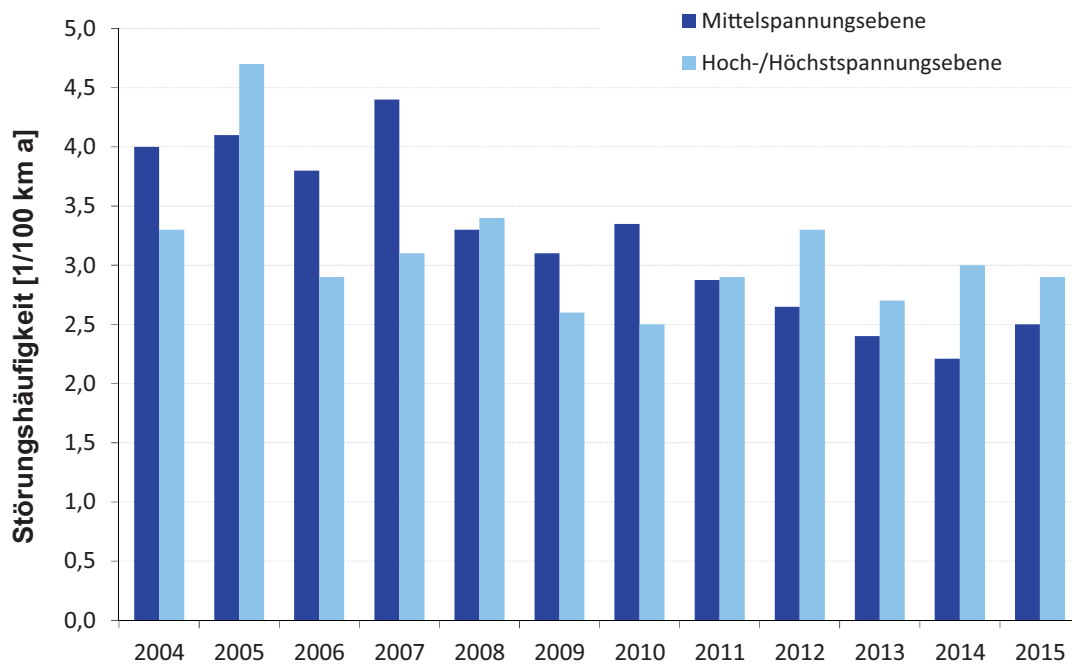


Abbildung 7: Zeitliche Entwicklung der auf die Stromkreislänge bezogenen kurzschlussartigen Fehler aus der FNN-Statistik [65].

3

3. Entwicklung der Infrastruktur infolge der Energiewende

2016 [68] sind insgesamt sieben Maßnahmen enthalten, die Baden-Württemberg betreffen. Als ein zentrales Vorhaben wurde im Jahr 2016 der Bau der Nordschwarzwaldleitung abgeschlossen. Weitere geplante Maßnahmen (z. B. Leitungsneubauvorhaben Anbindung Heilbronn/Querspange Raum Pforzheim-Bietigheim, Aus- und Neubau von Verdichterstationen und Gas-Druckregel- und Messanlagen) werden die Versorgungssicherheit im Land weiter erhöhen.

Eine weitere Komponente des Erdgasversorgungssystems sind Speicher. In Baden-Württemberg sind die Möglichkeiten der Erdgas-Speicherung jedoch sehr begrenzt, so dass derzeit lediglich zwei kleinere Speicher in Sandhausen und Fronhofen in Betrieb sind. Baden-Württembergs Erdgasversorgung hängt daher von der Nutzung der Speicherkapazitäten außerhalb des Landes ab. Wie Abbildung 8 zeigt, sind die Speicherfüllstände trotz eines sehr milden Winters im Frühjahr 2015 auf ca. 30 % und damit den niedrigsten Wert seit dem außergewöhnlich kalten Winter 2012/13 gefallen [69]. Im Frühjahr 2016 lagen die Füllstände bei über 40 %. Da die Erdgasspeicher kommerziell betrieben werden, sind die niedrigen Speicherfüllstände vor allem ökonomisch bedingt, was die tatsächliche Verbrauchssituation überlagern kann. In Erwartung fallender Erdgaspreise wurden im Frühjahr 2015 zunächst die Speicher geleert, wobei aufgrund der temperaturbedingt niedrigen Inlandsnachfrage auch europäische Nachbarländer beliefert wurden [70]. Dennoch stellt sich aus energiepolitischer Sicht die Frage, ob es weitergehender

Regulierungen bedarf, um die Versorgungssicherheit mit Erdgas dauerhaft zu gewährleisten. Füllstände von durchschnittlich 30 % mögen am Ende des Winters auskömmlich erscheinen. Doch ein geringes Restrisiko für die Versorgungssicherheit ist damit dennoch verbunden. Im Rahmen eines Gutachtens zur „Verbesserung der Gasversorgungssicherheit“ wurde eine wissenschaftliche Bewertung durchgeführt und mögliche Handlungsoptionen erarbeitet [71]. Als Konsequenz hieraus hat das Bundeswirtschaftsministerium im Dezember 2016 zur weiteren Stärkung der Versorgungssicherheit im Erdgasbereich zwei konkrete Maßnahmen ergriffen, die, ohne den gesetzlichen Rahmen anpassen zu müssen, umgesetzt werden können. Eine Maßnahme zielt darauf ab, den Marktgebietsverantwortlichen im Fall von außergewöhnlichen regionalen Engpass-Situationen zukünftig die Kontrahierung eines größeren Volumens bereits bestehender Vorsorgeprodukte zu ermöglichen. Vorsorgeprodukte stellen dabei eine Reserve dar, die eingesetzt wird, wenn der Regelenergiebedarf der Marktgebietsverantwortlichen nicht mehr über den regulären kurzfristigen Regelenergiemarkt gedeckt werden kann. Als zweite Maßnahme wird ein neues Regelenergieprodukt eingeführt, das es auch Industriekunden ermöglicht, durch eine freiwillige Gasnachfragereduktion (Demand-Side Management) einen Beitrag zur Versorgungssicherheit zu leisten [72]. Darüber hinaus wird von Seiten des Bundes derzeit keine Notwendigkeit für steuernde Eingriffe gesehen.

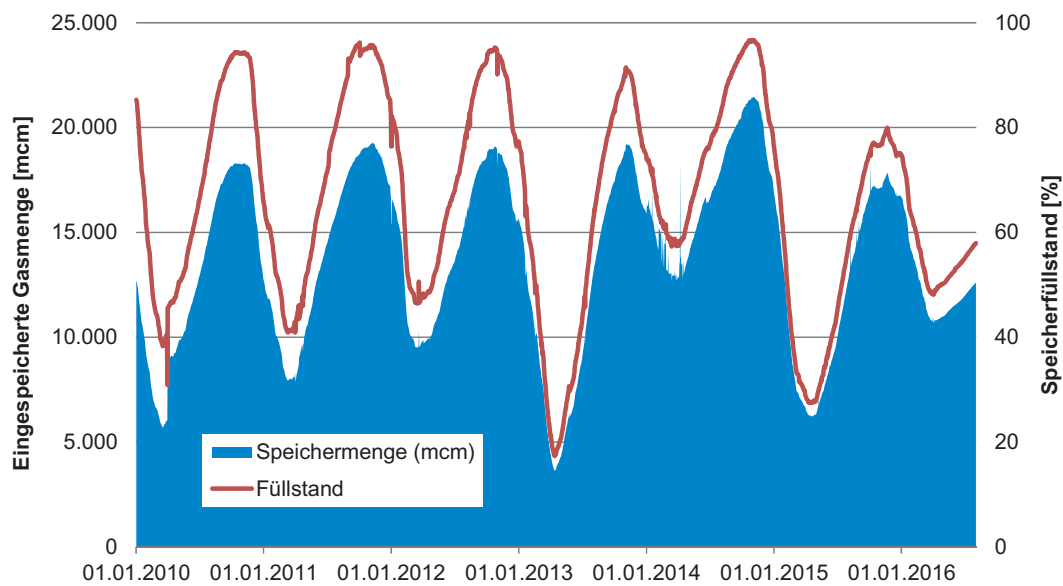


Abbildung 8: Entwicklung des Speicherfüllstandes der Erdgasspeicherkapazitäten in Deutschland im Zeitraum von 2010 bis Juli 2016 [69].

Die Versorgungsqualität der Gasversorgung wird ähnlich wie im Stromsektor über den „System Average Interruption Duration Index“ (SAIDI) bewertet (siehe Abbildung 9). Im Jahr 2015 lag die durchschnittliche Unterbrechungsdauer über alle Druckstufen hinweg bei deutschlandweit 1,7 Minuten. Auf Großverbraucher (Druckstufe > 100 mBar) entfielen davon 0,76 Minuten, auf Haushalts- und Kleinverbraucher 0,94 Minuten [73]. Damit hat sich zwar die durchschnittliche Unterbrechungsdauer im Vergleich zu den Vorjahren 2013 und 2014 weiter erhöht, insgesamt liegt sie aber weiterhin im Rahmen der Ausfallzeiten der vergangenen zehn Jahre und unter dem langjährigen Mittel von 1,8 Minuten. Die Versorgungsqualität der Gasversorgung ist deshalb weiterhin als sehr gut einzuschätzen.

Im Jahr 2014 kam es zu einem schweren Unfall bei den Bauarbeiten an einer Hochdruckleitung, woraufhin sie temporär außer Betrieb genommen werden musste. Die betroffenen Industriekunden konnten durch die Umlegung von Einspeisungen und Brennstoffumstellungen schnell wieder versorgt werden. Wird der Unfall im SAIDI berücksichtigt, betrug dieser im Jahr 2014 16,8 Minuten.

3. Entwicklung der Infrastruktur infolge der Energiewende

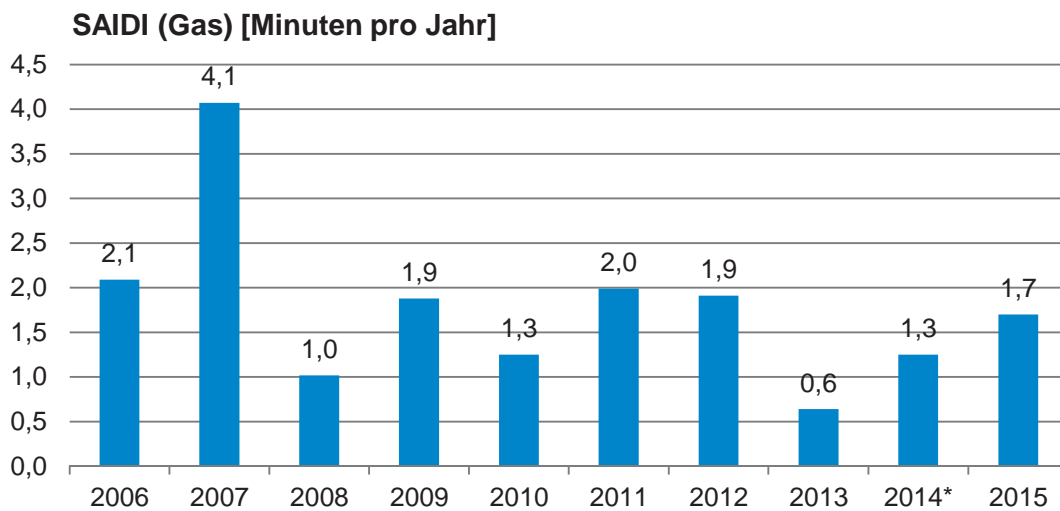


Abbildung 9: Entwicklung des System Average Interruption Duration Index (SAIDI) im Bereich der Erdgasversorgung in Deutschland im Zeitraum von 2006 bis 2015. (* 2014 ohne Unfall; Wert mit Unfall: 16,8)

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 Aussagen zum Gesamtbestand der Wärmenetze in Baden-Württemberg zurzeit nicht getroffen werden können.

Da der Ausbau von Wärmenetzen nicht zuletzt aus Gründen des Klimaschutzes erklärtes politisches Ziel ist, wird der Neubau seit einigen Jah-

ren durch die Bereitstellung von Fördergeldern im Rahmen des Marktanzreizprogramms (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 abschätzbar (Tabelle 4).

Seit 2009 wurden rund 1.150 Trassenkilometer Wärmenetze in Baden-Württemberg neu gebaut. Eine kontinuierliche Ausbaudynamik in den vergangenen Jahren ist erkennbar. Für die vorliegende Auswertung wurden aktuelle BAFA-Daten mit Stand Mitte September 2016 verwendet, weshalb sich gegenüber dem letztjährigen Monitoringbericht Änderungen ergeben haben. Darüber hinaus konnten im Vorgängerbericht für 2014 noch keine geförderten Netze angegeben werden, da die Zulassungen zum Zeitpunkt der Berichterstellung noch nicht er-

teilt wurden. Diese liegen nun für das Inbetriebnahmejahr 2014 vor. Ähnlich verhält es sich mit den Wärmenetzen, die im Jahr 2015 in Betrieb genommen wurden. Die Förderanträge befinden sich derzeit noch in der Bearbeitung, so dass zum Stand Mitte September erst für einen kleinen Teil der Netze eine Förderzusage vorliegt. Für das Jahr 2015 wurde deshalb die Trassenlänge der beantragten Wärmenetze eingetragen.

Bis zum Jahr 2013 konnten Wärmenetze, die über das KWKG gefördert wurden, eine zusätzliche Förderung von der KfW aus dem Marktanzreizprogramm erhalten. Ein großer Teil dieser Parallelförderung entfiel auf Wärmenetze, die mit Wärme aus Biogasanlagen gespeist wurden. Seit dem Jahr 2014 ist diese Doppelförderung nicht mehr möglich. Die ab 2014 ausgewiesene Trassenlänge für die KWKG-Förderung durch das BAFA enthält somit ab 2014 auch Netze, die mit Wärme aus Biogas- und Biomasse-KWK-Anlagen gespeist werden.

Der Zubau von Wärmenetzen ist im Jahr 2015 im Vergleich zu den Jahren 2012 bis 2014 deutlich zurückgegangen. Dies ist einerseits darauf zurückzuführen, dass im Jahr 2015 weniger KWK-Anlagen im Leistungsbereich bis 10 MW_{el} in Baden-Württemberg zugebaut wurden (vgl. Abschnitt 4.3). Andererseits kam mit dem Inkrafttreten des EEG 2014 (August 2014) der Zubau von Biogasanlagen in Deutschland und Baden-Württemberg nahezu zum Erliegen. Der Rückgang bei der Neuinstallation von fossil oder biogen betriebenen KWK-Anlagen schlägt sich folglich direkt in den Neuinbetriebnahmen von Wärmenetzen nieder.

Tabelle 4: Geförderte Trassenkilometer von Wärmenetzen in Baden-Württemberg nach Förderjahren. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [74–76].

| [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 | 48 |

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

** Trassenlänge der beantragten Wärmenetze (wenige Förderzulassungen liegen bereits vor)

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 September 2016 wurden im Rahmen des Investitionsförderprogramms Zuwendungsbescheide für Wärmenetze mit einer Trassenlänge von 28,5 km verschickt. Weitere Bausteine des Förderprogramms umfassen die Erstellung von kommunalen Wärmeplänen bzw. Beratungsinitiativen.

4

Entwicklung des Energieverbrauchs und der Energieeffizienz in Baden-Württemberg



4.1 ENTWICKLUNG DES ENDEENERGIEVERBRAUCHS

Energieeffizienz und Energieeinsparung stellen neben dem Ausbau der erneuerbaren Energien einen wesentlichen Bestandteil dar, um die mit dem Klimaschutzgesetz Baden-Württemberg (KSG BW) und dem Integrierten Energie- und Klimaschutzkonzept (IEKK) avisierten Ziele zu erreichen. So ist u.a. der Endenergieverbrauch bis 2050 gegenüber dem Ausgangsjahr 2010 zu halbieren. Zur Umsetzung dieses ambitionierten Minderungsziels ist es nicht nur erforderlich, den spezifischen Energieverbrauch zu senken, sondern insbesondere den absoluten Verbrauch zu reduzieren.

Die sektorale Entwicklung des Endenergieverbrauchs in Baden-Württemberg ist in Abbildung 10 dargestellt. Bis einschließlich 2014 liegen amtliche Daten des Statistischen Landesamtes vor, die aktuellen Entwicklungen für das Jahr 2015 wurden anhand von Schätzungen ergänzt.

Gegenüber dem Vorjahr ist der Endenergieverbrauch in Baden-Württemberg im Jahr 2015 um rund 2,6 % (auf 286 TWh) gestiegen. Im Wesentlichen ist der Zuwachs auf die kühlere Witterung im Vergleich zum Vorjahr zurückzuführen. Darüber hinaus wirkten sich das starke Wirtschaftswachstum – mit 3,1 % deutlich über dem Wachstum auf Bundesebene [80] – und die Zunahme

Endenergieverbrauch [TWh/a]

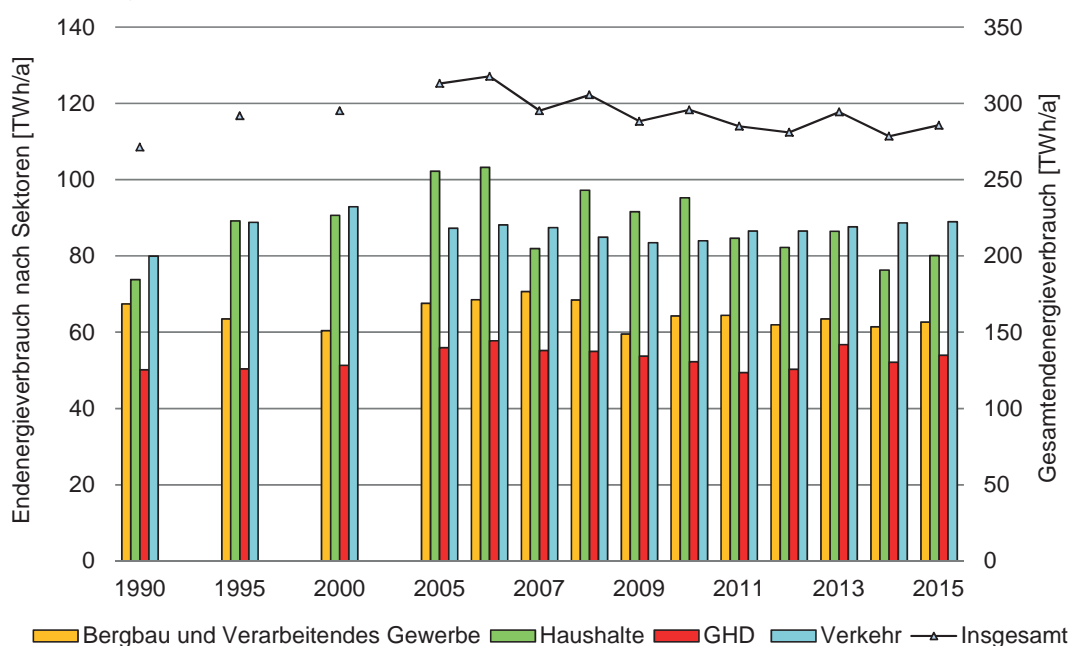
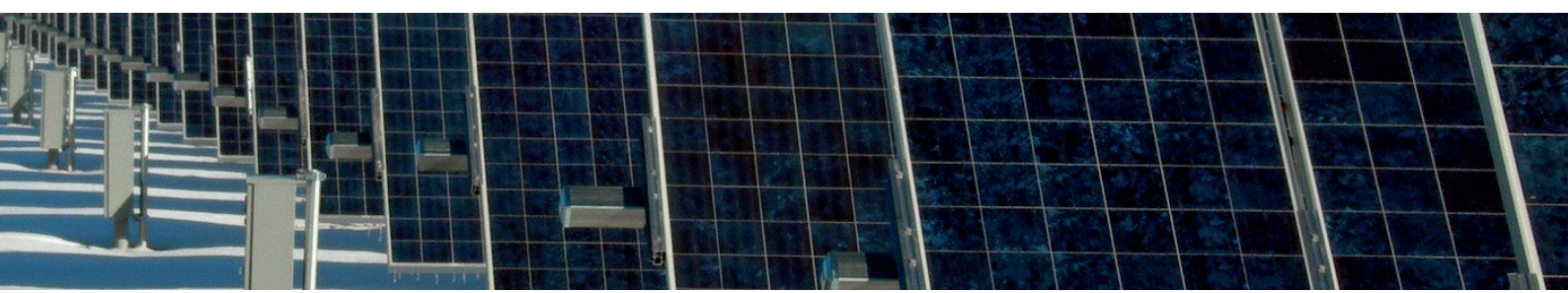


Abbildung 10: Entwicklung des Endenergieverbrauchs in Baden-Württemberg insgesamt und nach Sektoren im Zeitraum von 1990 bis 2015. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [36, 77–79]. Werte 2014 vorläufig, 2015 geschätzt.



der Bevölkerung um 1,5 % [81] verbrauchssteigernd aus. Die im Vergleich zum Vorjahr kühlere Witterung hat in den Sektoren GHD und insbesondere im Haushaltssektor starken Einfluss, da der Anteil der Raumwärme am Endenergieverbrauch relativ hoch ist.

Der Endenergieverbrauch im Verkehrssektor verbleibt auf hohem Niveau. Gegenüber 2010 ist eine Zunahme des Verbrauchs um rund 6 % zu verzeichnen. Der steigende Fahrzeugbestand und die Zunahme der Verkehrsleistung¹⁴ überkompensieren derzeit Effizienzgewinne und führen

insgesamt zu einem gestiegenen Endenergieverbrauch im Verkehrssektor.

Die Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern in Baden-Württemberg zeigt Abbildung 11. Der Mineralölverbrauch befindet sich seit einigen Jahren auf einem relativ konstanten Niveau. Hier überlagern sich zum einen der im Trend steigende Kraftstoffverbrauch und zum anderen der witterungsbedingt schwankende Einsatz von Heizöl zur Bereitstellung von Raumwärme.

Endenergieverbrauch nach Energieträgern [TWh/a]

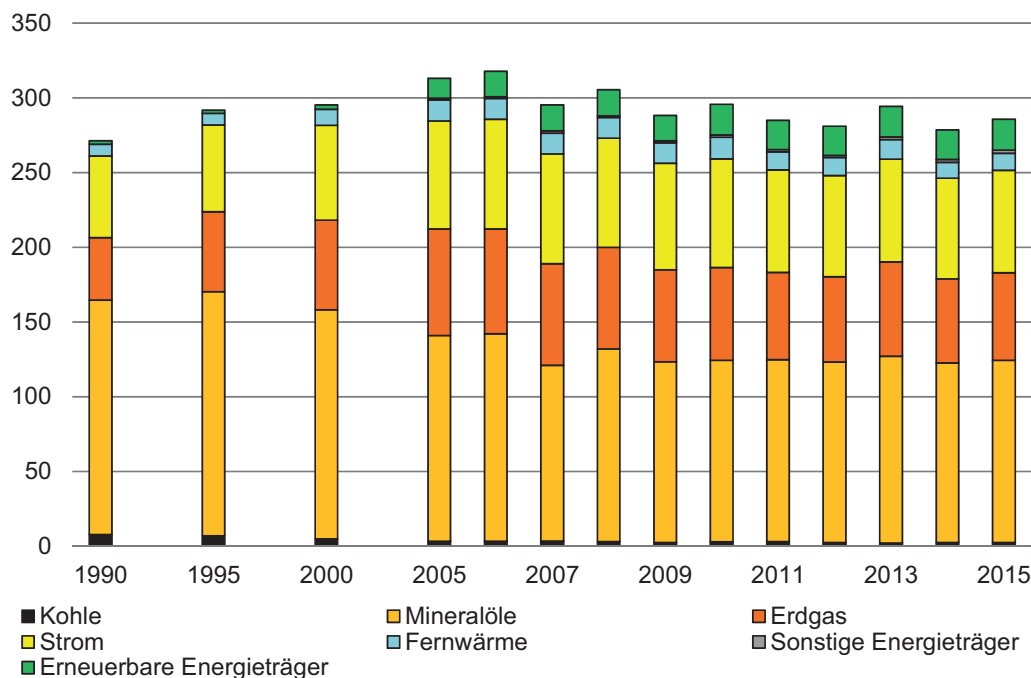


Abbildung 11: Entwicklung des Endenergieverbrauchs in Baden-Württemberg nach Energieträgern im Zeitraum 1990 bis 2015. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [36]. Werte 2014 vorläufig, 2015 geschätzt.

¹⁴ Zunahme der Jahresfahrleistungen im Straßenverkehr in Baden-Württemberg um knapp 28 % ggü. 1990, dominierende Größe ist der Pkw mit einem Anteil von 87 % im Jahr 2014 [82]. Der Kraftfahrzeugbestand stieg ggü. 1990 in einer ähnlichen Größenordnung wie die Jahresfahrleistungen (+28 %) [83].

4. Entwicklung des Energieverbrauchs und der Energieeffizienz in Baden-Württemberg

Der Erdgasverbrauch liegt im Jahr 2015 über dem Vorjahresniveau, primär bedingt durch die kühlere Witterung im Vergleich zum Vorjahr. Auch der Endenergieverbrauch von Strom¹⁵ zeigt eine leicht steigende Tendenz im Jahr 2015, da die Anzahl der Anwendungen von Strom und der Ausstattungsgrad der Haushalte bei gleichzeitig steigendem Trend zu kleineren bzw. Single-Haushalten weiter steigt, auch wenn dem Einsatz effizienter(er) Technik zumeist der Vorzug gegeben wird. 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 „Reduktion“ des Stromverbrauchs¹⁶, da diese nicht erfasst werden können.

4.2 ENTWICKLUNG DER ENERGIEEFFIZIENZ

Energieeffizienz bildet einen entscheidenden Bestandteil der Energiewende, national wie auch auf Landesebene. Auf Bundesebene besteht die übergeordnete Zielsetzung im Effizienzbereich in einer Minderung des Primärenergieverbrauchs um 20 % bis zum Jahr 2020 bzw. langfristig um 50 % bis zum Jahr 2050 gegenüber dem Ausgangsjahr 2008. Mit dem Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) wurden auf Bundesebene Einzelmaßnahmen mit Fokus auf die Zielerreichung 2020 ergriffen. Außerdem stellt das im August 2016 veröffentlichte Grünbuch Ener-

gieeffizienz die Diskussionsgrundlage eines öffentlichen Konsultationsprozesses zur Effizienzstrategie bis 2050 dar. Effizienzanstrengungen sind auch in Baden-Württemberg erforderlich, um einen wesentlichen Beitrag zu den im Integrierten Energie- und Klimaschutzkonzept Baden-Württemberg (IEKK) festgelegten Zielsetzungen zu leisten.

Vor diesem Hintergrund 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.

Baden-Württemberg hat sich mit dem am 14. Juli 2015 vom Ministerrat verabschiedeten Landeskonzept Kraft-Wärme-Kopplung 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 sich dem aktuellen Stand der Kraft-Wärme-Kopplung im Land widmet. Abschließend erfolgt in Abschnitt 4.4 ein kurzer Blick auf den Beitrag erneuerbarer Energien im Wärmesektor.

¹⁵ Hier ist der Endenergieverbrauch Strom dargestellt, dieser entspricht der an die Letztverbraucher gelieferten Strommenge.

Der Bruttostromverbrauch (Kapitel 2.4) umfasst im Gegensatz dazu auch Netzverluste und Eigenverbrauch im Umwandlungsbereich.

¹⁶ Siehe hierzu auch Fußnote 10.

4.2.1 ENTWICKLUNG DER GESAMTWIRTSCHAFTLICHEN ENERGIEEFFIZIENZ

Die gesamtwirtschaftliche Energieeffizienz wird anhand der Indikatoren Primärenergieproduktivität, Endenergieproduktivität und Stromproduktivität analysiert. Mit Hilfe einer Komponentenzerlegung werden zusätzlich die wesentlichen lang- und kurzfristigen Einflussfaktoren auf die Veränderung des Primärenergieverbrauchs bzw. des Bruttostromverbrauchs abgebildet.

Wie Abbildung 12 zeigt, hat sich die temperaturbereinigte Primärenergieproduktivität¹⁷ im Zeitraum 1991 bis 2015 (Schätzwert) um 40 % erhöht, dies entspricht einer Steigerung von 206 €/GJ im Jahr 1991 auf rund 290 €/GJ. Im Vergleich dazu beträgt die temperaturbereinigte Primärenergieproduktivität auf Bundesebene knapp 200,7 €/GJ (bereinigt um Temperatur- und Lagerbestandseffekte) im Jahr 2014 [84].

Die temperaturbereinigte Endenergieproduktivität hat sich weitgehend parallel zur Primärenergieproduktivität in den vergangenen Jahren positiv entwickelt. Sie beträgt im Jahr 2015 nach ersten Schätzungen rund 400 €/GJ. Im Vergleich zu 1991 entspricht dies einer Steigerung um 33 %. Auch die Endenergieproduktivität liegt in Baden-Württemberg damit deutlich über dem Bundesniveau (bereinigt um Temperatur- und Lagerbestandseffekte 302,8 €/GJ im Jahr 2014 [84]).

Das höhere Niveau der Primär- und Endenergieproduktivität in Baden-Württemberg ist im Wesentlichen durch unterschiedliche Wirtschaftsstrukturen zu erklären, siehe hierzu auch die Ausführungen im Monitoringbericht 2015, Seite 43 [20].

Energieproduktivität [€ BIP real/GJ]

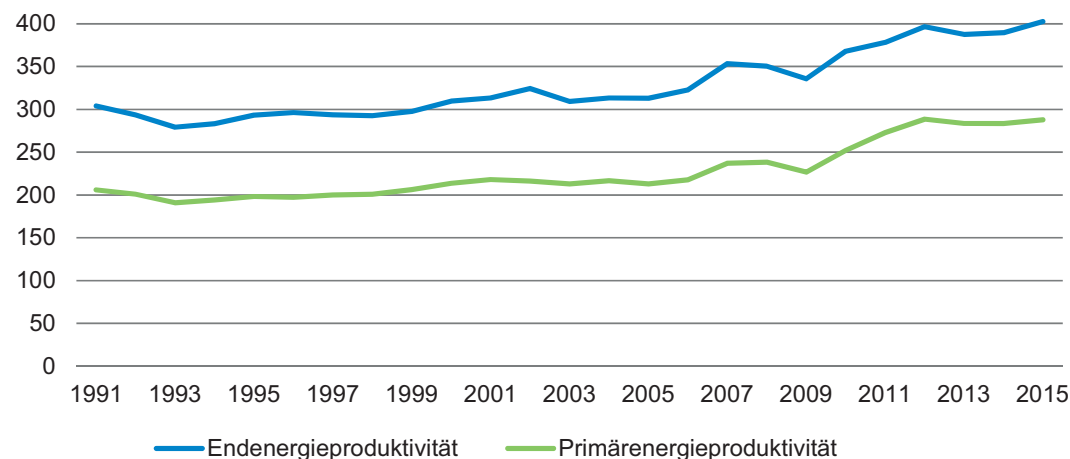


Abbildung 12: Entwicklung der temperaturbereinigten gesamtwirtschaftlichen Primär- und Endenergieproduktivität in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [85–87]. Primär- und Endenergieverbrauch 2014 vorläufig, 2015 geschätzt.

¹⁷ Definiert als Quotient aus dem preisbereinigten und verketteten (realen) Bruttoinlandsprodukt mit Referenzjahr 2010 und dem temperaturbereinigten Primärenergieverbrauch. Für Baden-Württemberg sind Angaben zum preisbereinigten und verketteten (realen) Bruttoinlandsprodukt erst ab 1991 verfügbar. Da aktuelle Angaben auf Bundesebene teilweise nur für 1990 vorliegen wird hier 1990 auf Bundes- mit 1991 auf Landesebene verglichen.

4. Entwicklung des Energieverbrauchs und der Energieeffizienz in Baden-Württemberg

Langfristig betrachtet ergeben sich auf Landesebene mittlere jährliche Wachstumsraten von 1,4 % der Primärenergieproduktivität bzw. 1,2 % der Endenergieproduktivität. Im Bund beträgt die Steigerung der Primär- bzw. Endenergieproduktivität seit 1991 bis 2014 im Durchschnitt 1,6 % bzw. 1,4 % pro Jahr [84]. Insbesondere in der letzten Dekade des vorhergehenden Jahrtausends konnten auf Bundesebene aufgrund der Wiedervereinigung ausgehend von einem niedrigeren Niveau höhere Effizienzgewinne erzielt werden. Im Folgezeitraum zeigt Baden-Württemberg deutliche Effizienzfortschritte, sodass im Zeitraum 2000-2015 die durchschnittlichen Wachstumsraten auf Landesebene über dem Ergebnis auf Bundesebene liegen.

Das Abflachen der Primärenergieproduktivitätskurve im Jahr 2015 im Vergleich zur Endenergieproduktivität ist im Wesentlichen auf die deutlich gestiegene Stromerzeugung aus Steinkohle (vgl. Kapitel 2.4) bei gleichzeitig geringeren Stromimporten zurückzuführen¹⁸. Deutlich erkennbar sind die Einschnitte der Produktivitätskurven im Jahr 2009, die auf die Wirtschaftskrise zurückzuführen sind. Auch führt die Konvention der Wirkungsgradmethode mit steigender Durchdringung der erneuerbaren Energien zur Steigerung der Primärenergieproduktivität. In Baden-Württemberg fällt dieser Effekt stärker ins Gewicht, da der Anteil an Kernenergie im Vergleich zu Gesamtdeutschland deutlich größer ist [88, 89].

Mit einer Komponentenzerlegung können Aussagen über den Beitrag einzelner Einflussfaktoren auf die Veränderung der betrachteten Größe, wie den Primärenergieverbrauch, getroffen werden. Dabei sind hier die wichtigsten Einflussfaktoren die Witterung, die Bevölkerungsentwicklung, das Bruttoinlandsprodukt (BIP) je Einwohner und die Energieintensität (Primärenergieverbrauch pro Einheit Bruttoinlandsprodukt).

Die temperaturbereinigten Veränderungen seit 1991 zeigen den maßgeblichen Einfluss der gesunkenen Energieintensität (d.h. der gestiegenen Energieeffizienz). So überkompensiert derzeit die Entwicklung der Primärenergieintensität die verbrauchssteigernde Wirkung der Bevölkerungszunahme und der positiven Wirtschaftsentwicklung seit 1991. Im Gesamtzeitraum seit 1991 geht von der positiven Wirtschaftsentwicklung eine weit aus stärkere verbrauchssteigernde Wirkung als von der demographischen Komponente aus (Abbildung 13).

Im Vergleich zur Bundesebene¹⁹ konnte der temperaturbereinigte Primärenergieverbrauch zwischen 1991 und 2015 mit 1,4 % bzw. -21 PJ auf Landesebene deutlich weniger stark reduziert werden.

¹⁸ Entsprechend internationaler Konventionen werden Energieträger ohne Heizwert (z. B. erneuerbarer Strom aus Windenergie und Photovoltaik, Solarthermie, Umweltwärme) mit der sogenannten Wirkungsgradmethode bilanziert. Erneuerbare Energien und Stromimporte werden daher in der Primärenergiebilanz mit einem Wirkungsgrad von 100 % berücksichtigt, Kernenergie mit 33 %.

¹⁹ Bund 2015 im Vergleich zu 1990: 1601 PJ bzw. 10,6 % [90].

Veränderungen des Primärenergieverbrauchs [PJ]

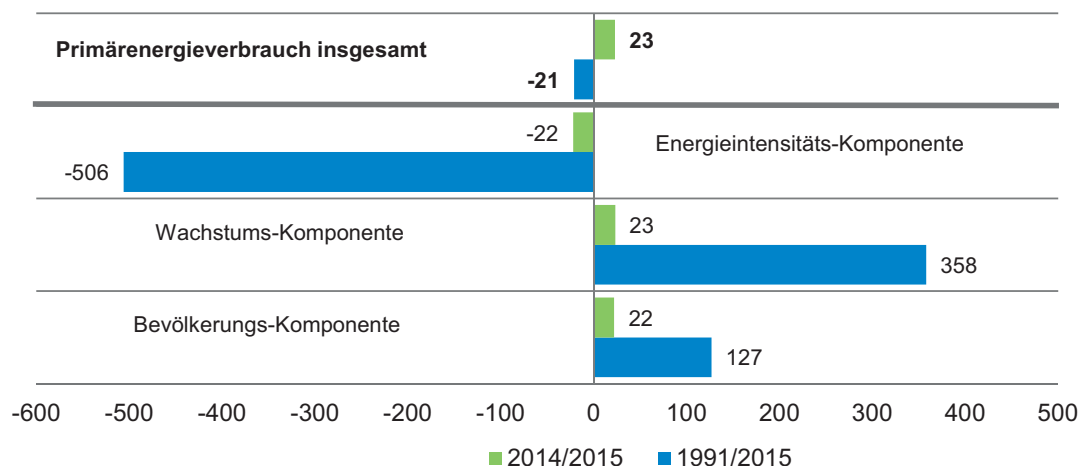


Abbildung 13: Einflussfaktoren auf die Veränderung des temperaturbereinigten Primärenergieverbrauchs in Baden-Württemberg. Eigene Berechnung und Darstellung auf Basis von Daten aus [81, 85, 86]. Primärenergieverbrauch 2014 vorläufig, 2015 geschätzt.

Auf Bundesebene haben die Primärenergieverbrauchseinsparungen bisher überwiegend in der Energiewirtschaft stattgefunden. Ein Unterschied besteht beispielsweise beim Beitrag der erneuerbaren Energien im Stromsektor, der auf Bundesebene deutlich höher ist.

Insgesamt ist festzuhalten, dass die positive Entwicklung der Energieeffizienz die verbrauchssteigernde Wirkung des gesamtwirtschaftlichen Wachstums überkompensiert. Die demographische Komponente fällt im Vergleich nicht stark

ins Gewicht, obwohl beispielsweise Haushaltsgrößen und Wohnflächen insbesondere im Wärmebereich einen signifikanten Einfluss haben (vgl. Abschnitt 4.2.2).

Die Entwicklung der Stromproduktivität zeigt – analog zur Entwicklung auf Bundesebene – einen zunehmenden Trend zur Entkopplung von Wirtschaftswachstum und Stromverbrauch (Abbildung 14). Im Vergleich zu einem Niveau von 4,7 € BIP/kWh 1991/92 wird heute bereits ein Niveau von über 5,5 € BIP/kWh erreicht.

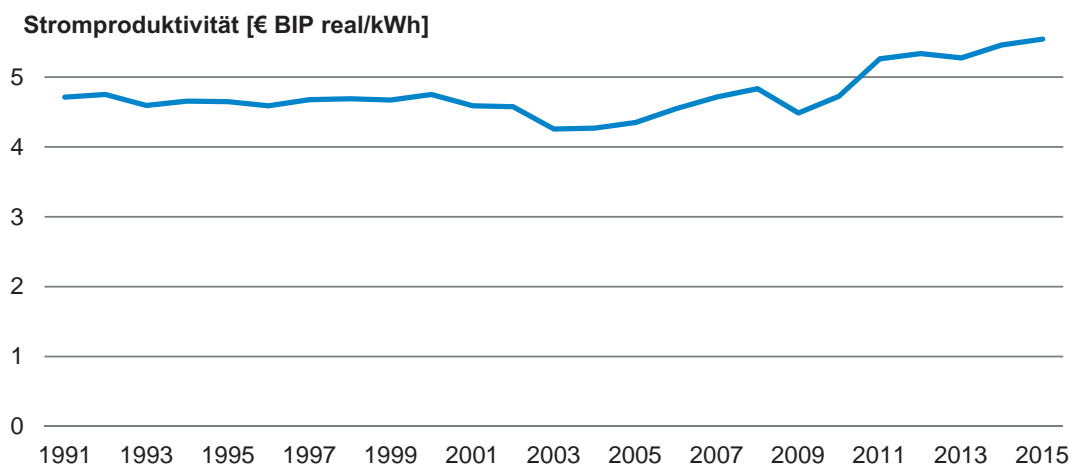


Abbildung 14: Entwicklung der gesamtwirtschaftlichen Stromproduktivität in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [34, 85]. Bruttostromverbrauch 2014 angepasst (siehe Fußnote 9), 2015 geschätzt.

4. Entwicklung des Energieverbrauchs und der Energieeffizienz in Baden-Württemberg

Im Vergleich zur Entwicklung der Primär- und Endenergieproduktivität sind die Produktivitätssteigerungen im Bereich des Stromverbrauchs jedoch eher gering. So beträgt die Steigerung der Stromproduktivität in knapp zweieinhalb Dekaden rund 18 %. Der Stromverbrauch sinkt durch effizientere Produkte, den steigenden Anteil des weniger stromintensiven Dienstleistungssektors am Bruttoinlandsprodukt und den bewussteren Umgang der Verbraucher mit Energie – nicht zuletzt aufgrund der Strompreissteigerungen der vergangenen Jahre [91]. Dem gegenüber stehen Einflussfaktoren, die zu einem höheren Stromverbrauch führen wie eine zunehmende Anzahl von Stromanwendungen, die demographische Entwicklung (mehr Singlehaushalte) oder Rebound-Effekte²⁰ [92].

Die Effizienzsteigerung reicht demnach auch nicht aus, um die verbrauchssteigernden Effekte der wachsenden Wirtschaftskraft (BIP/Kopf) und der Bevölkerungsentwicklung zu kompensieren, wie die Komponentenzerlegung der Veränderung des Bruttostromverbrauchs zeigt (siehe Abbildung 15). Im Vergleich zu 1991 liegt eine Stromverbrauchssteigerung um 11 TWh bzw. 17 % vor. Im gesamten Zeitraum stellt sich die wachsende Wirtschaftskraft als deutlich stärkerer Treiber als die Bevölkerungsentwicklung dar, während im Vergleich 2014/15 beide Komponenten jeweils gut 1 TWh zur Stromverbrauchssteigerung beigetragen haben.

Veränderungen des Bruttostromverbrauchs [TWh]

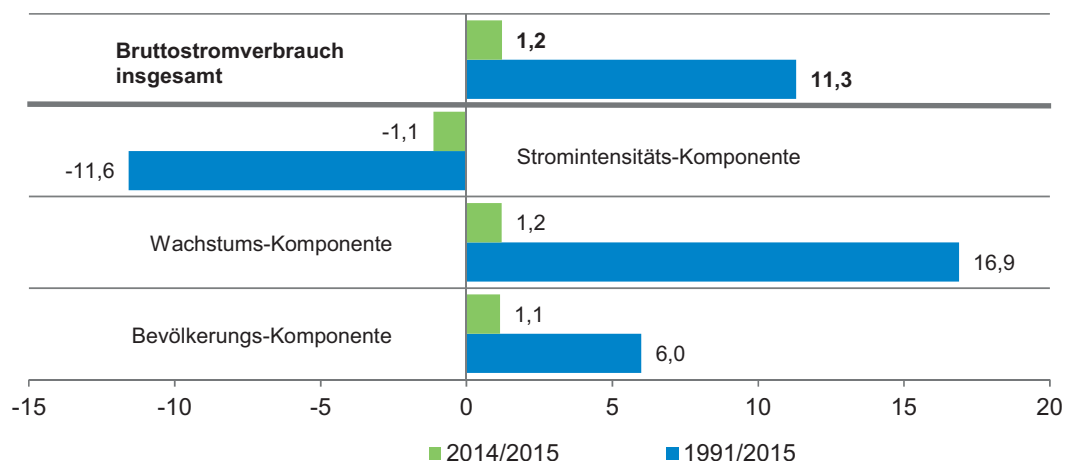


Abbildung 15: Einflussfaktoren auf die Veränderung des Bruttostromverbrauchs in Baden-Württemberg in TWh. Eigene Berechnung und Darstellung auf Basis von Daten aus [34, 81, 85]. Bruttostromverbrauch 2014 angepasst (siehe Fußnote 10), 2015 geschätzt.

²⁰ Der Reboundeffekt beschreibt das Paradox, dass effizientere Produkte oder Dienstleistungen aufgrund der Kosteneinsparung zu einer verstärkten Nutzung führen. Durch effizientere Produkte oder Dienstleistungen kann sich das Verhalten der Nutzer ändern, z. B. indem mit Energiesparlampen länger das Licht angelassen wird.

Trotz des erfreulichen Wirtschaftswachstums und erkennbarer Effizienz- bzw. Produktivitätssteigerungen sind mit Blick auf das Minderungsziel – einer Reduktion des Endenergieverbrauchs um 50 % bis 2050 im Vergleich zu 2010 – weitere erhebliche Anstrengungen erforderlich. Anhand der vorliegenden Indikatorik können etwaige negative Trends identifiziert werden und bei Bedarf zielgerichtete Maßnahmen entwickelt werden.

4.2.2 SEKTORALE ENTWICKLUNG DER ENERGIEEFFIZIENZ

Für die Sektoren Gewerbe, Handel und Dienstleistungen sowie Industrie wird im Folgenden die Entwicklung der Endenergieproduktivität dargestellt. Für den Bereich der privaten Haushalte wird zunächst die Raumwärme- und Warmwasserbereitung betrachtet (Entwicklung des Endenergieverbrauchs sowie Komponentenzerlegung nach Einflussfaktoren), gefolgt von einer Analyse der Entwicklung des Stromverbrauchs pro Kopf.

Wie Abbildung 16 zeigt, entwickelt sich die Endenergieproduktivität²¹ in der Industrie wie auch im GHD-Sektor seit 1991 positiv. Beide Indikatoren sind stark von der jeweiligen wirtschaftlichen Entwicklung beeinflusst. Insbesondere in der Industrie zeigt sich der konjunkturelle Einbruch aufgrund der Wirtschaftskrise im Jahr 2009 besonders deutlich.

Aufgrund der hohen Relevanz des vergleichsweise wenig energieintensiven Maschinen- und Fahrzeugbaus in Baden-Württemberg weist das Land mit 624 € BWS/GJ (temperaturbereinigt) im Vergleich zur Bundesebene (rund 260 € BWS/GJ (nicht temperaturbereinigt) [85, 89]) fast die dreifache Energieproduktivität im Industriesektor auf. Zur Verbesserung der Energieproduktivität tragen u.a. auch die zunehmende Nutzung von KWK-Anlagen (vgl. dazu auch Abschnitt 4.3) sowie allgemein der Trend zur Prozessoptimierung und die weitere Verringerung des Energieeinsatzes zur Senkung der Energiekosten in der Produktion bei.

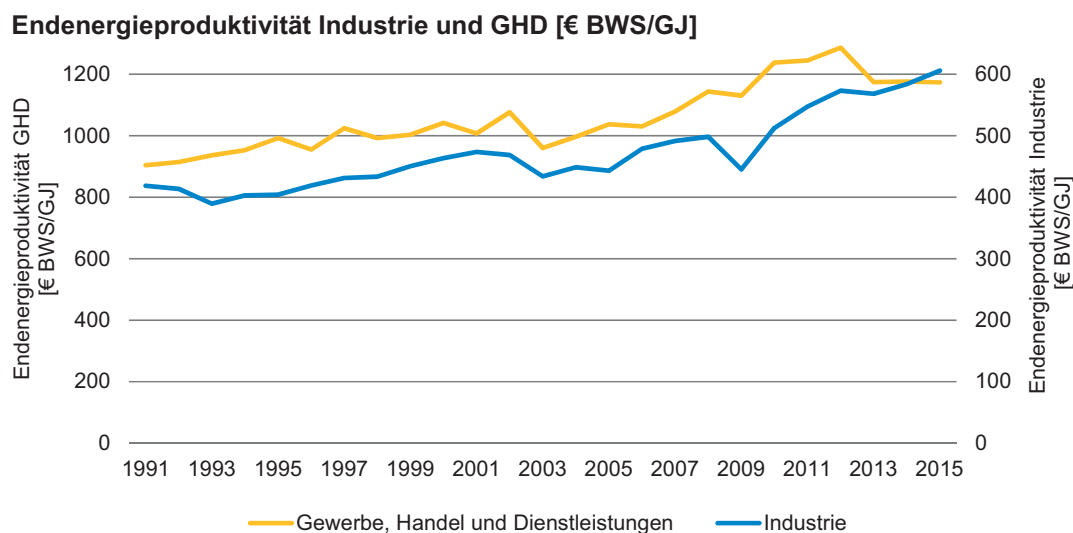


Abbildung 16: Entwicklung der temperaturbereinigten Endenergieproduktivität im Sektor Industrie und im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [85, 87]. Endenergieverbrauch 2014 vorläufig, 2015 geschätzt.

²¹ Die Endenergieproduktivität für Industrie und GHD ist jeweils berechnet als Quotient aus der preisbereinigten und verketteten Bruttowertschöpfung mit Bezugsjahr 2010 und dem temperaturbereinigten Endenergieverbrauch.

4. Entwicklung des Energieverbrauchs und der Energieeffizienz in Baden-Württemberg

Im GHD-Sektor bewegt sich die Energieproduktivität mit rund 1210 € BWS/GJ auf etwa gleichem Niveau wie auf Bundesebene. Insgesamt betrachtet besteht, wie auch im Sektor Industrie, eine positive Entwicklungstendenz mit verbesserten und effizienteren Prozessen und Maschinen, wenngleich im Jahr 2013 im GHD-Sektor ein relativ starker Rückgang der Energieproduktivität zu verzeichnen war. Hier ist bei nahezu stagnierender wirtschaftlicher Entwicklung im GHD-Sektor eine deutliche temperaturbereinigte Verbrauchssteigerung zu beobachten. Mögliche Ursachen konnten bislang nicht identifiziert oder hinreichend belegt werden. Im Hinblick auf die langfristige Entwicklung der Energieproduktivität im GHD-Sektor ist jedoch nach wie vor ein positiver Trend zu erkennen.

Mit den über EFRE geförderten Regionalen Kompetenzstellen des Netzwerks Energieeffizienz (KEFF) wurde im Jahr 2016 in Baden-Württemberg eine Struktur geschaffen, mit deren Hilfe insbesondere kleinen und mittelständischen Unternehmen flächendeckend von der Energieberatung bis hin zur Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen individuell unterstützt und begleitet werden können. Es werden dadurch mittel- und langfristig spürbare Effizienzsteigerung in Unternehmen erwartet.

Im Sektor private Haushalte zeigt die langfristige Entwicklung des spezifischen Endenergieverbrauchs zur Bereitstellung von Raumwärme und

Warmwasser (Endenergieverbrauch bezogen auf die Wohnfläche) seit 1991 einen erfreulich deutlichen rückläufigen Trend (vgl. Abbildung 17 links). So konnte der spezifische Verbrauch (temperaturbereinigt) von rund 180 kWh/m² im Jahr 1991 bis heute auf rund 140 kWh/m² reduziert werden. Pro Jahr entspricht dies einem Rückgang von durchschnittlich 1,1 %. Während bis zu Beginn des neuen Jahrtausends geringe spezifische Einsparungen erreicht werden konnten, ist der spezifische Verbrauch im folgenden Zeitraum erkennbar rückläufig²². Seit 2012 ist eine Stagnation des spezifischen temperaturbereinigten Verbrauchs zu verzeichnen und kein weiterer Reduktionsfortschritt mehr zu beobachten.

Wie Abbildung 17 rechts zeigt, steht der hohen Reduktion des spezifischen Verbrauchs ein weniger starker Rückgang des absoluten Energieverbrauchs der privaten Haushalte zur Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung seit 1991 gegenüber.

Die Analyse der unterschiedlichen Einflussfaktoren für die Veränderung des temperaturbereinigten Endenergieverbrauchs privater Haushalte zur Raumwärme und Warmwasserbereitung zeigt (siehe Abbildung 18), dass die demographische Entwicklung und die Steigerung der Pro-Kopf-Wohnfläche (Wohnflächen-Komponente) den verbrauchsmindernden Effekt der Intensitätskomponente, d. h. der Reduktion des spezifischen Endenergieverbrauchs, derzeit überkompensieren. Dabei fällt der Einfluss der wachsenden Pro-Kopf-

²² Mit Blick auf das Jahr 2007 ist darauf hinzuweisen, dass die vorliegende starke Schwankung Lagerbestandeffekten (Sondereffekte bei lagerfähigem Heizöl) zuzurechnen ist [93]. Eine um Lagerbestandeffekte bereinigte Zeitreihe liegt allerdings auf Landesebene nicht vor.

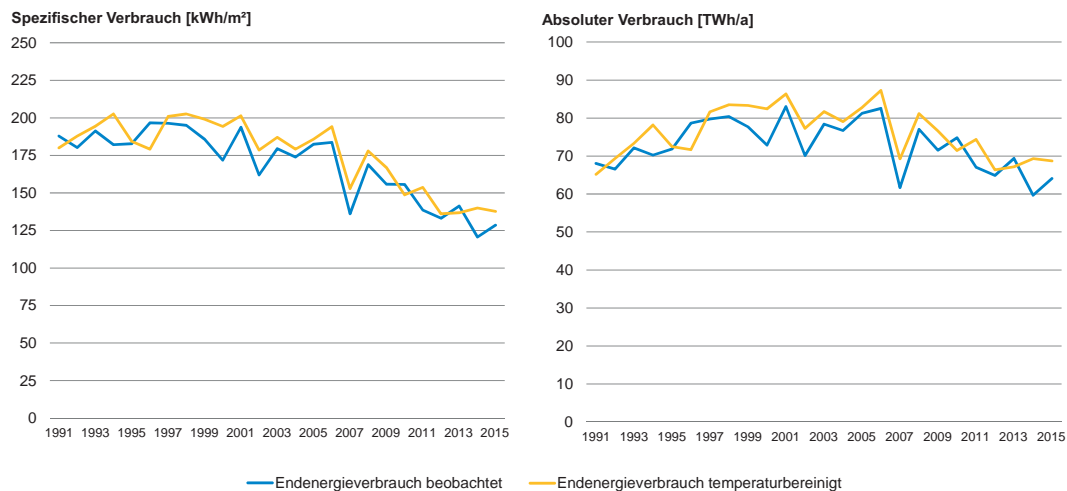


Abbildung 17: Entwicklung des spezifischen und absoluten Endenergieverbrauchs privater Haushalte zur Raumwärme- und Warmwasserbereitung in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [87, 94]. Endenergieverbrauch 2014 vorläufig, 2015 geschätzt.

Wohnfläche im Gesamtzeitraum weitaus stärker ins Gewicht als die verbrauchssteigernde Wirkung der demographischen Komponente. Seit dem Jahr 1991 zeigt sich eine Zunahme der Wohnfläche um rund 38 %, bezogen auf die Einwohnerzahl Baden-Württembergs beträgt die Steigerung pro Kopf immerhin 27 % [81, 94]. Dies ist neben steigenden Komfortansprüchen auch demographischen Veränderungen und der steigenden Anzahl von Single-Haushalten zuzurechnen.

Die Analyse der Veränderungen von 2014 auf 2015 zeigt einen verbrauchsmindernden Einfluss der Wohnflächen-Komponente. Dies ist vermutlich weniger auf eine Trendwende zu sinkenden Pro-Kopf-Wohnflächen zurückzuführen, sondern auf den Zuwanderungseffekt im vergangenen Jahr.

Veränderungen des Endenergieverbrauchs der Haushalte für Wärme [TWh]

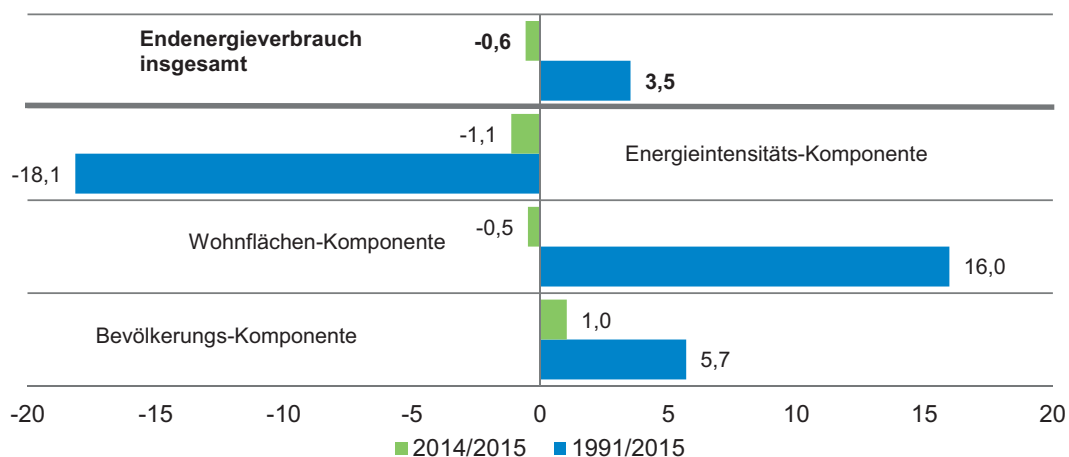


Abbildung 18: Einflussfaktoren auf die Veränderung des temperaturbereinigten Endenergieverbrauchs privater Haushalte zur Raumwärme- und Warmwasserbereitung in Baden-Württemberg. Eigene Berechnung und Darstellung auf Basis von Daten aus [81, 87, 94]. Endenergieverbrauch 2014 vorläufig, 2015 geschätzt.

4. Entwicklung des Energieverbrauchs und der Energieeffizienz in Baden-Württemberg

Hinsichtlich des Stromverbrauchs stehen die privaten Haushalte für rund ein Viertel des landesweiten Endenergieverbrauchs. Dabei befindet sich der Pro-Kopf-Verbrauch auf einem gegenüber dem Jahr 1990 unverändertem Niveau (Abbildung 19). Zwar weist die Zeitreihe des Stromverbrauchs der privaten Haushalte in Baden-Württemberg seit dem Jahr 2011 einen starken Rückgang auf, dieser ist jedoch primär in einer geänderten Erfassungsmethode begründet und kann nicht auf ein verändertes Verbraucherverhalten zurückgeführt werden. So wurde ab dem Erhebungsjahr 2011 die Erfassung privater Haushalte gemäß der Definition von Haushaltskunden nach dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) geändert. Der damit verbundene Sprung ist deutlich in der untenstehenden Abbildung zu

erkennen. Zu Vergleichszwecken wurde daher die auf Bundesebene vorliegende Zeitreihe zur Stromverbrauchsentwicklung gegenübergestellt.

Insgesamt ist eine Tendenz zu einem rückläufigen Pro-Kopf Stromverbrauch zu erkennen. Treiber dieser Entwicklung ist neben dem technologischen Fortschritt auch die Kombination aus EU-Ökodesign-Richtlinie (umweltgerechte Mindestanforderungen, Verkaufsverbote) und der EU-Energiekennzeichnungsrichtlinie (Verbraucherinformation). Effizienzfortschritte werden jedoch zu Teilen von dem Trend zu kleinen Haushalten, einer hohen Gerätevielfalt, hohen Ausstattungsgraden und Nutzungsdauern kompensiert [95].

Spezifischer Stromverbrauch privater Haushalte [kWh/Kopf]

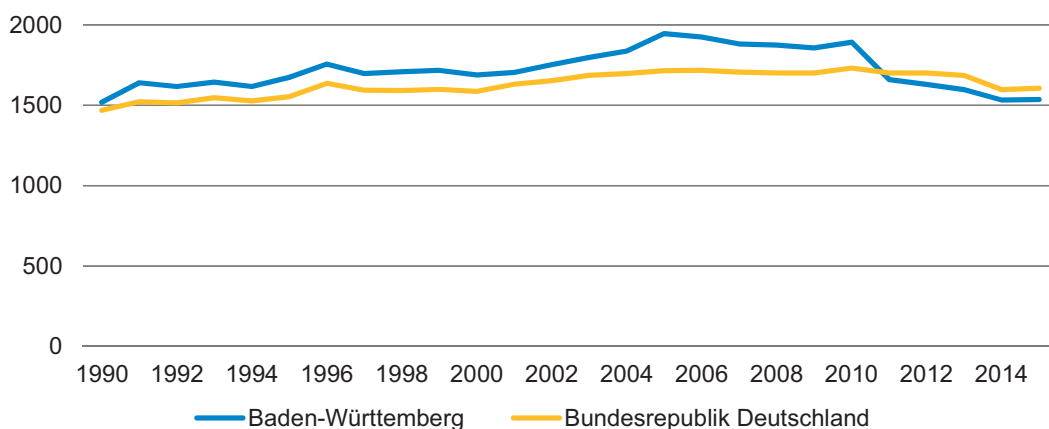


Abbildung 19: Entwicklung des spezifischen Stromverbrauchs privater Haushalte in Deutschland und Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [34, 81, 89]. Ab 2011 veränderte Erhebung Stromverbrauch in Baden-Württemberg. Stromverbrauch in Baden-Württemberg 2014 angepasst, 2015 geschätzt.

Effizienzmaßnahmen zielten bislang zumeist auf die Senkung des spezifischen Verbrauchs (Wärmeverbrauch pro m² Wohnfläche, Kraftstoffein- satz pro Kilometer) ab. Rebound-Effekte können dazu führen, dass absolut nur ein Teil der spezi- fischen Minderung erreicht wird. Zudem hemmt das derzeit niedrige Preisniveau Investitionen in Effizienztechnologien und -maßnahmen und damit die Umsetzung von Einsparpotenzialen. Um diesen und anderen Herausforderungen bei der Umsetzung der Energieeinsparziele zu bege- genen, wird derzeit auf Bundesebene im Grünbuch Energieeffizienz u.a. die Weiterentwicklung der Instrumentarien der derzeitigen Energieeffizienz- politik diskutiert. Baden-Württemberg wird sich in diese Diskussion aktiv einbringen.

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

Der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) kommt in den nächsten Jahren aufgrund ihrer hohen Effi- zienz bei der gekoppelten Strom- und Wärme- bereitstellung, ihrer Flexibilität und ihrem Bei- trag zur Versorgungssicherheit eine wichtige Rolle in Baden-Württembergs Energieversor- gung zu. Vor diesem Hintergrund hat die Lan- desregierung Baden-Württemberg im Juli 2015 ein Landeskonzept Kraft-Wärme-Kopplung ver- abschiedet, das mit konkreten Maßnahmen den Ausbau der KWK im Land maßgeblich unter- stützen soll. Im Hinblick auf die KWK als Effi- zienztechnologie wird nachfolgend der aktuelle Ausbaustand in Baden-Württemberg erläutert.

Abbildung 20 zeigt die Entwicklung der in Baden-Württemberg installierten KWK-Anlagen, die im Rahmen des KWKG gefördert werden.

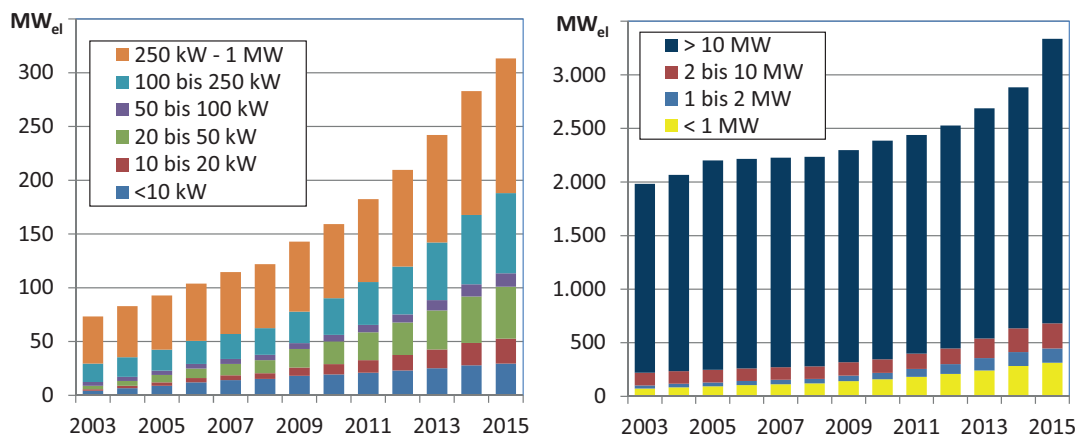


Abbildung 20: Entwicklung der installierten KWK-Leistung nach Größenklassen von 2003 bis 2015 in Baden-Württemberg (KWKG-Anlagen²³); links: Anlagen bis 1 MW_{el}, rechts: alle Anlagen. Eigene Auswertung und Darstellung auf Basis von Daten aus [97].

²³ Die über das KWKG geförderte Leistung setzt sich fast ausschließlich aus fossil befeuerten Anlagen zusammen, lediglich ein sehr geringer Teil entfällt auf Biomasseanlagen (da Biomasseanlagen in der Regel über das EEG gefördert werden), vgl. auch [96].

4. Entwicklung des Energieverbrauchs und der Energieeffizienz in Baden-Württemberg

Im Jahr 2015 ist der Bestand an KWK-Anlagen im Land deutlich gewachsen. Dazu trägt maßgeblich die Inbetriebnahme von Block 9 im Großkraftwerk Mannheim bei, der bis zu 500 MW Fernwärmeleistung auskoppelt. Gegenüber dem Vorjahr weniger stark gewachsen sind die Neuinstallationen im Leistungsbereich kleinerer Anlagen bis 1 MW. Dort dürfte die mit dem EEG 2014 eingeführte Belastung von Eigenversorgungsanlagen mit einem Teil der EEG-Umlage zur Investitionszurückhaltung beigetragen haben. Darüber hinaus war auch im Leistungssegment 1 bis 10 MW ein deutlicher Rückgang bei den Neuinstallationen zu verzeichnen. In dieser Leistungsklasse ist das anhaltend niedrige Börsenpreisniveau für Strom als Hauptgrund für den rückläufigen Anlagenneubau anzuführen.

Die Entwicklung der Stromerzeugung aus KWK-Anlagen, einschließlich der Biomasse-

KWK-Anlagen, zeigt Tabelle 5. Nach dem maßgeblich durch die höhere Erzeugung aus Steinkohlekraftwerken bedingten Anstieg der KWK-Stromerzeugung in der allgemeinen Versorgung im Jahr 2014, war 2015 ein deutlicher Rückgang zu verzeichnen. Gleichzeitig wurde in der allgemeinen Versorgung mehr Wärme aus Steinkohle KWK-Anlagen ausgekoppelt. Es ist davon auszugehen, dass die Stromerzeugung zu Gunsten der Wärmeerzeugung und Einspeisung in Fernwärmenetze zurückgefahren wurde.

Die KWK-Erzeugung in der Industrie ist leicht gewachsen und im fossilen Kleinanlagensegment war aufgrund des Zuwachses an BHKW-Anlagen ein Plus von gut 10 % zu verzeichnen. Insgesamt ging die KWK-Stromerzeugung in Baden-Württemberg jedoch auf 8,25 TWh zurück. Der Anteil an der Bruttostromerzeugung sinkt damit auf 12,9 % (Tabelle 5, Abbildung 21).

Tabelle 5: Entwicklung der KWK-Nettostromerzeugung nach Erzeugungsbereichen und des KWK-Anteils in Baden-Württemberg. Basierend auf Daten aus [96–98] sowie eigenen Berechnungen.

| [GWh/a] | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015* |
|--|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Allgemeine Versorgung | 4.718 | 4.806 | 4.080 | 4.027 | 3.810 | 4.442 | 3.981 | 3.705 | 4.335 | 4.493 | 3.939 |
| Industrie >1 MW | 1.915 | 1.883 | 1.849 | 1.856 | 1.413 | 1.658 | 1.490 | 2.020 | 2.058 | 2.315 | 2.344 |
| fossile Anlagen < 1 MW | 344 | 384 | 422 | 449 | 523 | 580 | 662 | 760 | 838 | 1.006 | 1.121 |
| Biomasse <1 MW | 101 | 243 | 221 | 372 | 564 | 634 | 609 | 658 | 707 | 838 | 849 |
| SUMME | 7.077 | 7.316 | 6.573 | 6.703 | 6.310 | 7.313 | 6.743 | 7.142 | 7.937 | 8.651 | 8.253 |
| Anteil an der Bruttostromerzeugung (%) | 9,8 | 10,0 | 9,1 | 10,0 | 9,6 | 11,1 | 11,3 | 12,3 | 12,9 | 14,2 | 12,8 |
| Anteil am Bruttostromverbrauch (%) | 8,7 | 8,8 | 7,9 | 8,2 | 7,9 | 9,0 | 8,8 | 9,4 | 10,2 | 11,5 | 10,8 |

* Angaben zur allg. Versorgung vom Statistischen Landesamt, andere Zahlen geschätzt

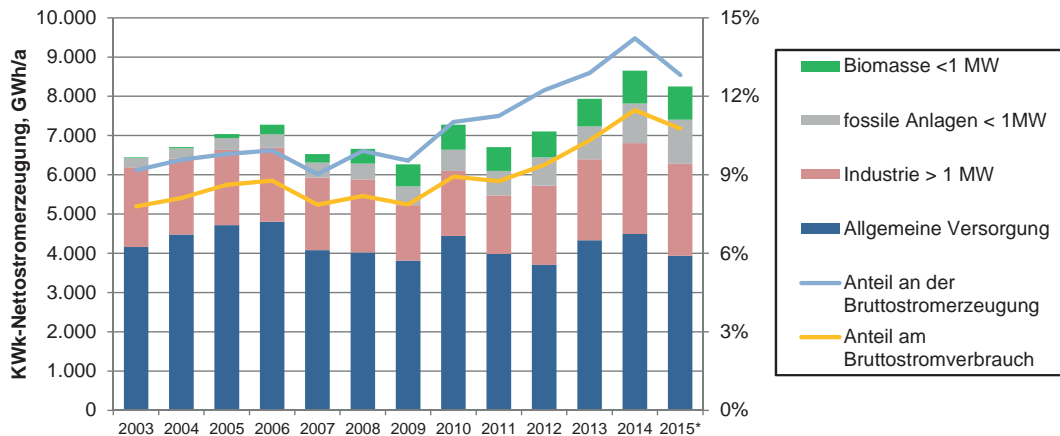


Abbildung 21: Entwicklung der KWK-Nettostromerzeugung nach Erzeugungsbereichen und des KWK-Anteils in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [97, 98] sowie eigenen Berechnungen.

* Daten für 2015 vorläufig/geschätzt.

Im Gegensatz zur rückläufigen Stromerzeugung ist die Wärmeauskopplung aus KWK-Anlagen im Jahr 2015 leicht angestiegen (Abbildung 22). Im Wesentlichen geht dies auf die erhöhte Wärmeauskopplung aus Steinkohlekraftwerken in

der Allgemeinen Versorgung zurück. Analog zur Stromseite stellten fossile und biogene KWK-Anlagen unter 1 MW mehr Wärme bereit, während die Wärmeauskopplung in der Industrie nach ersten Schätzungen nur leicht stieg.

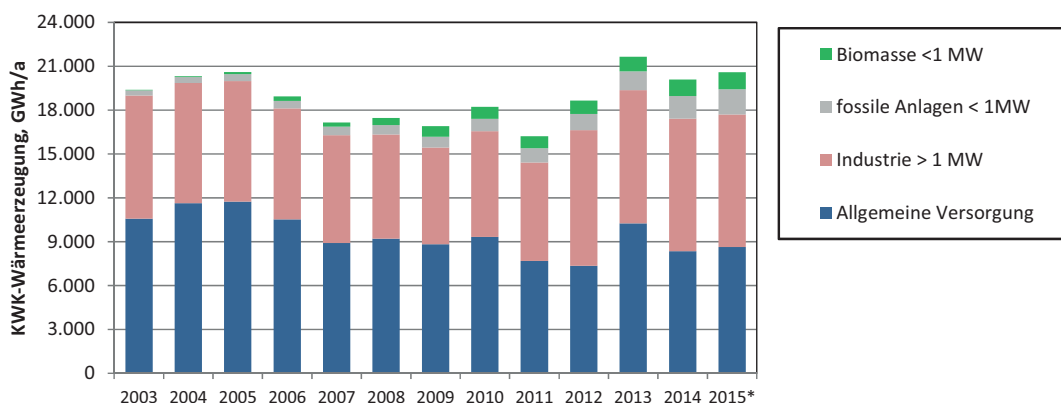


Abbildung 22: Entwicklung der KWK-Wärmeerzeugung nach Erzeugungsbereichen in Baden-Württemberg.

Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [96–98] sowie eigenen Berechnungen.

* Daten für 2015 vorläufig/geschätzt.

Für den weiteren Ausbau der KWK in Baden-Württemberg ist von großer Bedeutung, ob das novellierte KWKG, das am 1.1.2016 in Kraft getreten ist, Impulse für einen weiteren zielgerichteten Ausbau der KWK im Land setzt. Bis zur beihilferechtlichen Verständigung mit der EU-Kommission (Ende August 2016) bestanden Unsicherheiten bezüglich der EU-Notifizierung des

KWKG. Eine Analyse möglicher Verzögerungen in die Investition von KWK-Anlagen in Baden-Württemberg kann erst im kommenden Monitoringbericht auf Basis der Angaben zur Inanspruchnahme des KWKG im Jahr 2016 erfolgen. Ab 2017 soll die Förderung von KWK-Anlagen zwischen einem und 50 MW_{el} auf ein Ausschreibungsverfahren umgestellt werden.

4. Entwicklung des Energieverbrauchs und der Energieeffizienz in Baden-Württemberg

4.4 ENTWICKLUNG DER ERNEUERBAREN ENERGIEN IM WÄRMESEKTOR

Neben den notwendigen Aktivitäten zur Reduktion des Wärmebedarfs ist die Substitution fossiler Energieträger und der zugehörigen Heizsysteme durch den Einsatz der erneuerbaren Energien ein wichtiger Teil der Energiewende und der Klimaschutzpolitik im Wärmesektor. Nach einem witterungsbedingten Verbrauchsrückgang ist die Nutzung von erneuerbaren Energien im Wärmebereich wieder gestiegen und erreichte 19,2 TWh im Jahr 2015 und damit einen Anteil von rund 15% am Endenergieverbrauch zur Wärmebereitstellung (Abbildung 23) [19].

Im Jahr 2016 erfolgte eine Umstellung der Bezugsgröße, anhand derer der Anteil der erneuer-

baren Energien im Wärmesektor ausgewiesen wird. In Angleichung an die Bundesmethodik, die im Nachgang zum Erfahrungsbericht zum EEWärmeG umgestellt wurde, enthält der Bezugswert „Endenergieverbrauch zur Wärmebereitstellung“ nun nicht mehr den im Wärmesektor verbrauchten Strom. Damit wird neben der Sicherstellung der Vergleichbarkeit zur Bundesebene nun auch die Konsistenz zum Integrierten Energie- und Klimaschutzkonzept Baden-Württemberg hergestellt.

Die Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärmebereitstellung ist nach wie vor vom Einsatz von Biomasse dominiert, der größte Teil (rd. 87 %) entfällt dabei auf die direkte Verfeuerung von Holz (Stückholz, Pellets, Hackschnitzel, etc.).

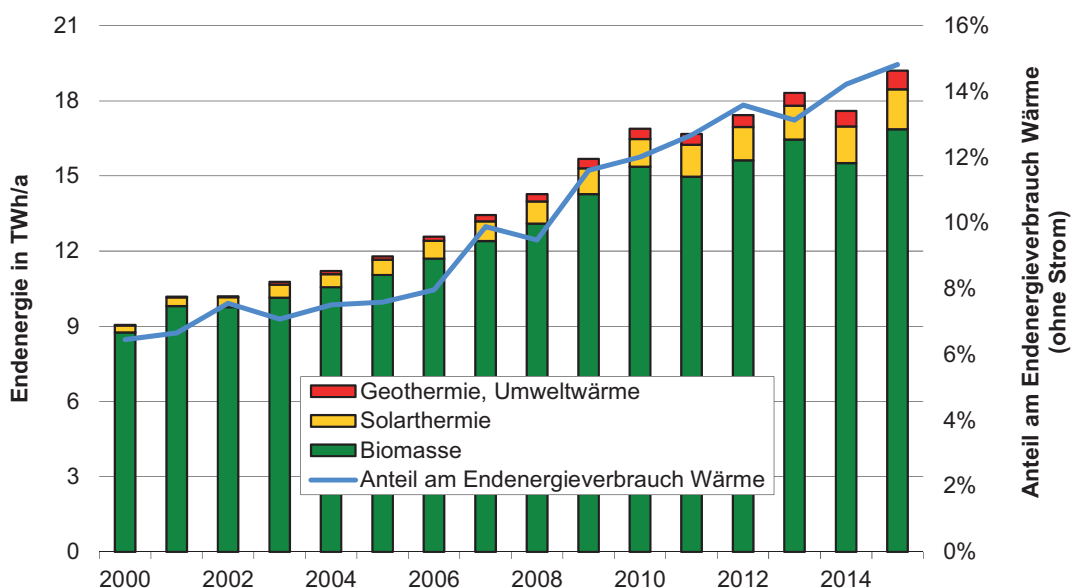


Abbildung 23: Entwicklung des Beitrags der erneuerbaren Energien zur Wärmebereitstellung im Zeitraum von 2000 bis 2015 in absoluten Werten (Säulen) sowie als Anteil am gesamten Endenergieverbrauch zur Wärmebereitstellung ohne Strom (Linie). Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [99].

Die Nutzung von Wärme aus Biogasanlagen nimmt zu, wenngleich weiterhin ein unzureichender Wärmenutzungsgrad der Biogasanlagen zu konstatieren ist, da lediglich rund ein Drittel des Biogasstroms im Kraft-Wärme-Kopplungsbetrieb erzeugt wird [100]. Da sich der Neubau von Biogasanlagen mit dem EEG 2014 stark abgeschwächt hat, kommt der nachträglichen Steigerung der Wärmenutzung von Bestandsanlagen eine wichtige Rolle mit Blick auf die Erfüllung der Ausbauziele für die erneuerbaren Energien im Wärmesektor zu.

Der Zubau von Solarwärmeanlagen 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 führte der deutlich gesunkene Ölpreis zu sinkender Attraktivität der solarthermischen Alternativen. Solarthermie muss jedoch angesichts der begrenzten Verfügbarkeit von Biomasse zukünftig zu einem wesentlich stärkeren Teil zur erneuerbaren Wärmebedarfsdeckung beitragen. Bislang werden Solarwärmeanlagen in Deutschland und Baden-Württemberg fast ausschließlich (rd. 95 % der installierten Kollektorfläche) im Kleinanlagensegment errichtet. Solare Großanlagen mit Einbindung in Wärmenetze konnten bislang nur in wenigen Fällen im Land realisiert werden. Sie stellen jedoch perspektivisch einen unerlässlichen Baustein der Wärmewende im Land dar.

Mit der Novellierung des Erneuerbare-Wärme-Gesetzes (EWärmeG) 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, d. h. es bestehen unterschiedliche Optionen zur Erfüllung der Anforderungen (mind. 15 % Anteil erneuerbarer Energien), 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.

Auf Bundesebene ist geplant, die Energieeinsparverordnung (EnEV) und das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) zusammenzulegen. Details dazu sind derzeit jedoch noch nicht bekannt, eine Bewertung möglicher positiver Impulse für den Wärmemarkt und Implikationen für Baden-Württemberg ist deshalb zum jetzigen Zeitpunkt nicht möglich.

5

Ausgewählte ökonomische Aspekte der Energiewende



5.1 ENTWICKLUNG DER ENERGIEPREISE UND -KOSTEN

5.1.1 ZEITREIHEN ZUR ENERGIEPREIS-ENTWICKLUNG

Für den Industriestandort Baden-Württemberg spielt die wirtschaftliche Tragfähigkeit der Energieversorgung eine ebenso wichtige Rolle wie die Wahrung der Versorgungssicherheit. Bezahlbare Energiepreise sind eine wichtige Voraussetzung, um die internationale Wettbewerbsfähigkeit des Standortes einerseits und den Rückhalt für die Energiewende in der Bevölkerung andererseits gewährleisten zu können. Auch wenn die Möglichkeiten zur Einflussnahme seitens des Landes begrenzt sind, stellt die Auswertung der Energiepreisentwicklung und der daraus resultierenden Kostenbelastungen einen wichtigen Bestandteil des jährlichen Energiewende-Monitorings dar.

Die Einfuhrpreise für die Energieträger Steinkohle, Erdöl und Erdgas weisen seit 2012/13 einen rückläufigen Trend auf. Diese Entwicklung setzte sich auch im Betrachtungsjahr 2015 und in der ersten Jahreshälfte 2016 weitgehend fort (vgl. Abbildung 24). So gab der Einfuhrpreisindex für Erdgas von Dezember 2014 bis Juni 2016 bei nominaler Betrachtung um mehr als 34 Prozentpunkte nach. Die Indizes für Steinkohle und Erdöl fielen im gleichen Zeitraum um 14,7 und 16,8 Prozentpunkte. Nach einem 12-Jahres-Tief im Februar 2016 war bei den Erdölpreisen bis zur Jahresmitte jedoch eine leichte Erholung zu beobachten. Insgesamt liegen die Einfuhrpreise für Steinkohle, Erdöl und Erdgas im Juni 2016 nahezu einheitlich 26 bis 28 Prozentpunkte unter dem Niveau des Jahres 2010. Die starken Preisanstiege ab 2005 sowie in den Jahren nach der globalen Finanz- und Wirtschaftskrise 2008 und 2009 sind damit weitgehend egalisiert.

Index der Einfuhrpreise
2010 = 100

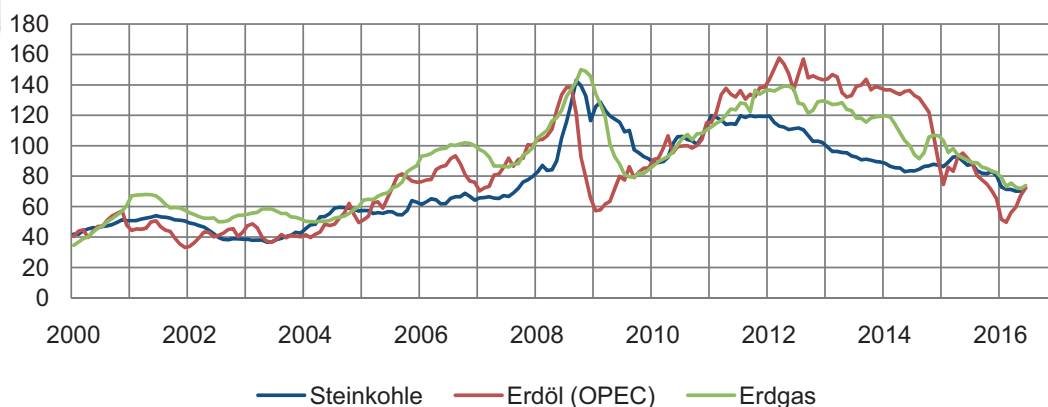


Abbildung 24: Entwicklung der nominalen Preisindizes für die Einfuhr fossiler Energieträger von Januar 2000 bis Juni 2016. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [105].



Die durchschnittlichen Grenzübergangspreise für Erdgas betragen in der ersten Jahreshälfte 2016 14,9 €/MWh, gegenüber 20,6 €/MWh in 2015 und 23,5 €/MWh in 2014 [101]. Der mittlere Importpreis für Drittlandskohle (außerhalb der EU gewonnene Steinkohle) lag im ersten Quartal 2016 bei 56,87 €/t SKE. In den Jahren 2015 und 2014 lagen die Preise beim Übergang nach Deutschland noch bei 67,90 €/t SKE bzw. 72,94 €/t SKE [102]. Die Einfuhr einer Tonne Rohöl kostete in der ersten Jahreshälfte 2016 256,73 € [103]. In den Vorjahren bezahlten die Händler hierfür noch 355,93 €/t (2015) bzw. 554,85 €/t (2014) [104].

Der starke Einbruch der Rohölpreise ab 2014 ist in erster Linie auf die weltweit steigenden Fördermengen fossiler Energieträger zurückzuführen. Insbesondere die USA haben im Zuge des Fracking-Booms der vergangenen Jahre ihre Förderleistung spürbar gesteigert und damit ihre Abhängigkeit von Energieimporten reduziert. Sogar das seit den 70er Jahren bestehende Ausfuhrverbot für Öl wurde Ende 2015 aufgehoben [106]. Unterdessen bemühen sich mehrere Förderländer in- und außerhalb der OPEC um ein Abkommen zur Beschränkung der weltweiten Fördermengen – bislang jedoch ohne signifikanten Erfolg. Die zukünftige Entwicklung der Erdölpreise dürfte maßgeblich vom Erfolg bzw. Misserfolg eines solchen Abkommens abhängen.

Auch der anhaltende Preisrückgang bei Steinkohle ist eine Folge globaler Überkapazitäten.

Dabei verzeichnete die weltweite Kohleproduktion im Jahr 2015 mit –221 Mio. t ihren bisher größten Rückgang in absoluten Zahlen seit der ersten Erfassung durch die Internationale Energieagentur im Jahr 1971.²⁴ Doch auch der weltweite Kohleverbrauch ging im Jahr 2015 um 206 Mio. t zurück und kompensierte damit die rückläufige Produktionsmenge.²⁵ Die stärksten Verbrauchsrückgänge wurden in den USA und China verzeichnet [107]. Die Internationale Energieagentur rechnet damit, dass noch vor 2020 eine Erholung des Preisniveaus für Kraftwerkskohle einsetzen dürfte [108]. Den größten Einfluss haben dabei voraussichtlich die Entwicklungen in China und Indien. Indien wurde 2015 zum weltweit größten Kohleimporteur und steht beim Verbrauch auf Platz 2 hinter China.

Die Entwicklung der Erdgaspreise in Europa wird zunehmend durch den Handel am Spotmarkt bestimmt. Die Zeiten der starren Ölpreisbindung sind damit weitgehend vorüber. Neben dem pipelinegebundenen Handel, nimmt – weltweit betrachtet – insbesondere der Handel mit Flüssigerdgas (LNG) zu. Dies führte nicht zuletzt zu einer signifikanten Annäherung der Preise auf den verschiedenen Märkten seit 2010 [108].

Von den sinkenden Importpreisen für Erdgas profitieren Kraftwerksbetreiber derzeit am stärksten (vgl. Abbildung 25). Gegenüber dem Basisjahr 2010 reduzierten sich ihre Bezugspreise bis Juni 2016 um rund 16 Prozentpunkte, gegenüber

²⁴ Veränderung der weltweiten Kohleproduktion zwischen 2014 und 2015: Kraftwerkskohle –194,8 Mio. t, Kokskohle –17,7 Mio. t, Braunkohle –8,5 Mio. t [107].

²⁵ Veränderung des weltweiten Kohleverbrauchs zwischen 2014 und 2015: Kraftwerkskohle –179,6 Mio. t, Kokskohle –14,1 Mio. t, Braunkohle –11,8 Mio. t [107].

5. Ausgewählte ökonomische Aspekte der Energiewende

2014 um mehr als 30 Prozentpunkte. Im GHD-Sektor (inkl. Wohnungswirtschaft) und bei den privaten Haushalten zeigt sich bedingt durch die Beschaffungsstruktur eine deutlich trägere und weniger volatile Entwicklung. Während auch diese Verbrauchergruppen von den jüngsten Preisrückgängen profitieren konnten (-7,5 bzw. -4,0 Prozentpunkte gegenüber 2014), zeigen die Preisindizes für Juni 2016 mit 107,2 % bzw. 107,9% gegenüber dem Basisjahr 2010 insgesamt einen Anstieg des Preisniveaus um 7 % bis 8 %.

Aufgrund einer vergleichsweise geringen Belastung mit staatlich bedingten Preisbestandteilen lagen die Gaspreise der Haushaltskunden in Deutschland im Jahr 2015 rund 4,5 % unterhalb des europäischen Durchschnitts. Bei den Industriekunden fällt das Bild geteilt aus. Während

Unternehmen mit einem Jahresverbrauch von 2.778 MWh (10 TJ) bis 27.778 MWh (100 TJ) im Schnitt rund 2 % mehr zahlten als der Durchschnitt der europäischen Konkurrenz, lagen die Endkundenpreise der übrigen Verbrauchergruppen leicht unterhalb des europäischen Schnitts. Beim innerdeutschen Vergleich reihen sich die Endkundenpreise der Haushalt- und Industriekunden in Baden-Württemberg geringfügig über dem Bundesdurchschnitt ein [109].

Die Preise an der europäischen Strombörse EPEX Spot für das deutsch-österreichische Marktgebiet gaben auch im Jahr 2015 weiter nach. Der Börsenpreisindex Phelix Day Base, der die Auktionsergebnisse aller Einzelstunden eines Tages reflektiert, betrug im Durchschnitt 31,66 €/MWh und lag damit erneut 1,12 €/MWh bzw. 3,4 %

Erdgas-Preisindizes
2010 = 100

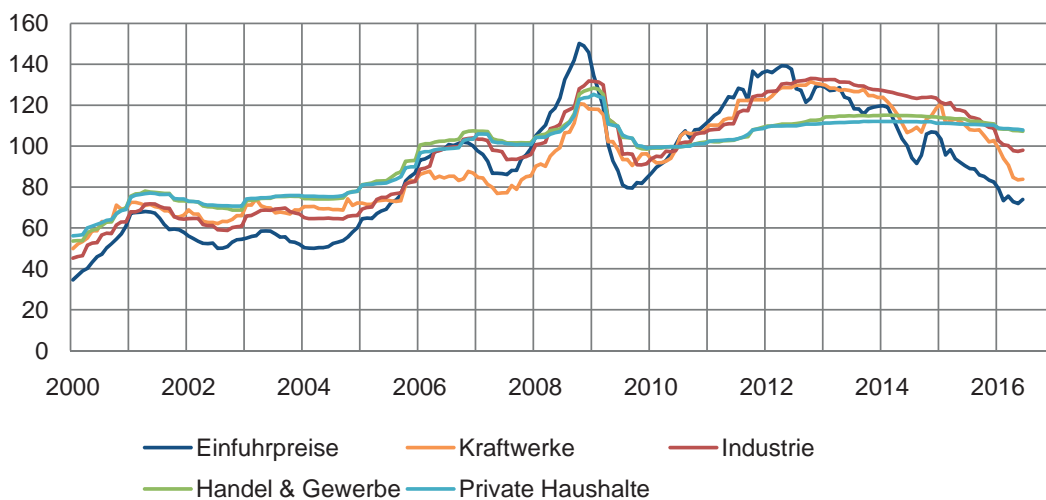


Abbildung 25: Entwicklung der Preisindizes für Erdgas von Januar 2000 bis Juni 2016. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [105].

unter dem Vorjahresniveau. Der Phelix Day Peak, der das Preisniveau der Stunden 9 bis 20 widerspiegelt, sank von 36,82 €/MWh in 2014 um 4,7 % auf 35,11 €/MWh [110].

Auch an den Terminmärkten der European Energy Exchange (EEX), die die Erwartungen der Marktakteure bezüglich der zukünftigen Preisentwicklung reflektieren, hielt der Abwärtstrend 2015 an. Der Phelix Base Year Future wurde im Schnitt für 30,96 €/MWh gehandelt und gab damit gegenüber dem Vorjahr um 11,8 % nach (2014: 35,09 €/MWh). Mit 12,1 % fiel der Rückgang beim Phelix Peak Year Future sogar noch etwas größer aus. Sein Preis lag 2015 im Schnitt bei 39,04 €/MWh (2014: 44,40 €/MWh) [110].

Zu den Treibern des seit mehreren Jahren anhaltenden Preistrends zählen unter anderem der Ausbau der erneuerbaren Energien, die sinkenden Energierohstoffpreise, die derzeitigen Überkapazitäten im europäischen Strommarkt sowie die sich kaum erholenden CO₂-Zertifikatspreise. Letztere brachen von durchschnittlich 12,94 €/t CO₂ im Jahr 2011 auf 4,47 €/t CO₂ im Jahr 2013

ein. Die Zertifikatspreise zogen in der Folge zwar wieder spürbar an – 2015 erreichten sie im Mittel 7,68 €/t CO₂ –, zum Jahreswechsel 2015/16 folgte jedoch ein erneuter Einbruch der Preise auf unter 5 €/t CO₂ [110, 111].

Von den sinkenden Großhandelsstrompreisen profitieren die verschiedenen Verbrauchergruppen in unterschiedlichem Umfang. Am direktesten spiegelt sich die Entwicklung in den Strombezugskosten energieintensiver Industrieunternehmen wider, die die Beschaffung entweder selbst übernehmen oder über eng an die Börse gekoppelte Lieferverträge verfügen. Durch umfangreiche Ausnahmeregelungen sind sie zudem von einem Großteil der zusätzlich anfallenden Steuern, Abgaben und Umlagen, die bei privaten Haushalten mittlerweile mehr als 50 % des Endkundenstrompreises ausmachen, befreit.²⁶ Für industrielle Großabnehmer mit einem Jahresverbrauch von 100 GWh und einer maximalen Entlastung lagen die Strombezugskosten im Jahr 2015 zwischen 4,0 und 4,5 ct/kWh (2014: 4,2 bis 4,7 ct/kWh) [113].

Bandbreite der Industriestrompreise für Großabnehmer in ct/kWh

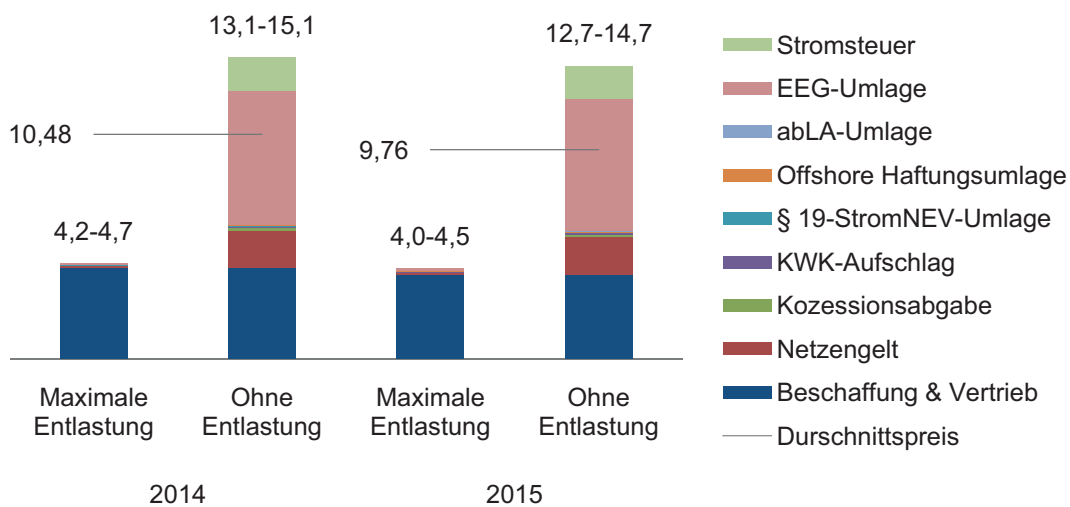


Abbildung 26: Bandbreite des Strompreises für industrielle Großabnehmer bei maximal möglicher Entlastung und ohne Möglichkeit zur Nutzung von Entlastungsregelungen bei 100 GWh/a. Eigene Darstellung auf Basis von [113].

²⁶ Eine ausführliche Darstellung der Ausnahmeregelungen für Industriekunden bei den Energiepreisbestandteilen kann der Informations-Broschüre „Industriestrompreise“ [112] des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) entnommen werden.

5. Ausgewählte ökonomische Aspekte der Energiewende

Für all jene Unternehmen, die nicht von den Begünstigungen profitieren, zeichnet sich ein etwas anderes Bild ab. Die durchschnittlichen Industriestrompreise für Abnehmer mit einem Jahresverbrauch zwischen 160 und 20.000 MWh zogen – nach einem vorübergehenden Rückgang im Zuge der Strommarktliberalisierung – seit der Jahrtausendwende spürbar an. Während dies zunächst auf steigende Beschaffungskosten, inklusive der Kosten für die Netznutzung und den Vertrieb, zurückzuführen war, nahm zuletzt vor allem der Anteil der staatlich bedingten Preisbestandteile zu. Hierzu zählen die EEG-Umlage (2015: 6,17 ct/kWh), die Stromsteuer (2015: 1,537 ct/kWh), die Umlage nach § 19 Absatz 2 der Stromnetzentgeltverordnung (Befreiung der energieintensiven Industrie von der Zahlung der Netzentgelte; 2015: 0,15 ct/kWh),

die Konzessionsabgabe (2015: 0,11 ct/kWh) der KWK-Aufschlag (2015: 0,08 ct/kWh), die Umlage für abschaltbare Lasten (2015: 0,006 ct/kWh) und die Offshore-Haftungsumlage (2015: – 0,01 ct/kWh). Den Börsenstrompreisen folgend gaben die Beschaffungskosten unterdessen wieder nach. Im Jahr 2015 betrug sie durchschnittlich 7,19 ct/kWh und damit 3,51 ct/kWh weniger als noch im Jahr 2008.

Im Jahr 2015 wurden die Preissteigerungen für Endkunden erstmals wieder durchbrochen. Der mittlere Strompreis für Industriekunden sank gegenüber 2014 um rund 0,6 % auf 15,2 ct/kWh. Ursache des Preisrückgangs war unter anderem die leicht sinkende EEG-Umlage (2014: 6,24 ct/kWh, 2015: 6,17 ct/kWh) und die in Folge von Nachverrechnungen negative Offshore-Haftungsum-

Durchschnittlicher Industriekunden-Strompreis
in ct/kWh

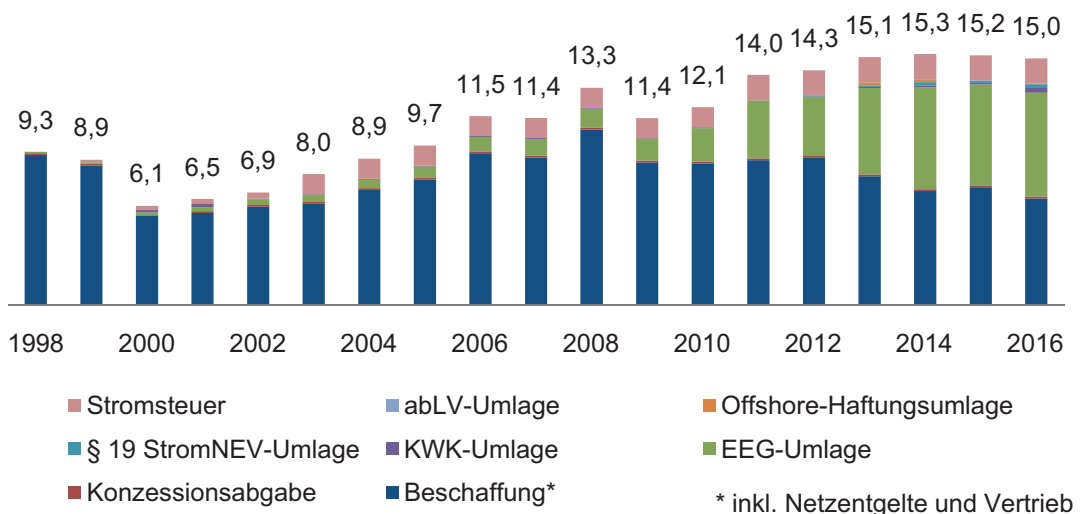


Abbildung 27: Entwicklung der durchschnittlichen Industriekunden-Strompreise und deren Bestandteile bei einem Jahresverbrauch von 160 bis 20.000 MWh (Mittelspannungsseitige Versorgung; Abnahme 100 kW / 1.600 h bis 4.000 kW / 5.000 h; 2016: Werte zu Jahresbeginn). Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [113].

lage. Mit Stand Mai 2016 weist der BDEW für das laufende Jahr einen weiteren Rückgang um 0,2 ct/kWh aus. Stärkster Treiber sind die um rund 10 % geringeren Beschaffungskosten. Die EEG-Umlage stieg indes auf 6,354 ct/kWh und erreichte damit ihren bisherigen Höchststand.

In einem vom IE Leipzig durchgeführten Bundesländervergleich auf Basis statistischer Daten zum Stromabsatz im Industriesektor und den daraus erwirtschafteten Erlösen belegte Baden-Württemberg im Jahr 2014 Rang 7 von 15 und ordnete sich damit bei den Industriestrompreisen im Mittelfeld ein [109].²⁷

Auch die durchschnittlichen Haushaltskundenstrompreise waren nach den anhaltenden Preissteigerungen der Vorjahre im Jahr 2015 erstmals

leicht rückläufig. Sie verringerten sich von 29,1 ct/kWh im Jahr 2014 auf 28,7 ct/kWh im Jahr 2015. Während die Beschaffungs- und Vertriebskosten im laufenden Jahr 2016 um 12 % (-0,87 ct/kWh) nachgaben, blieben die Endkundenstrompreise insgesamt nahezu konstant. Dies ist zum einen auf den Anstieg der staatlich bedingten Steuern, Abgaben und Umlagen um 4 % zurückzuführen und zum anderen auf steigende Netzentgelte. Sie legten im Vergleich zum Vorjahr um 5 % zu und haben damit aktuell einen Anteil von rund 25 % an den Endkundenpreisen der Haushalte (EEG-Umlage: 22 %, Beschaffung & Vertrieb: 21 %).

Ein Anstieg der Netzentgelte war auch die Ursache dafür, dass die Endkundenstrompreise für Haushalte in Baden-Württemberg im Jahr 2015

Durchschnittlicher Haushaltskunden-Strompreis in ct/kWh

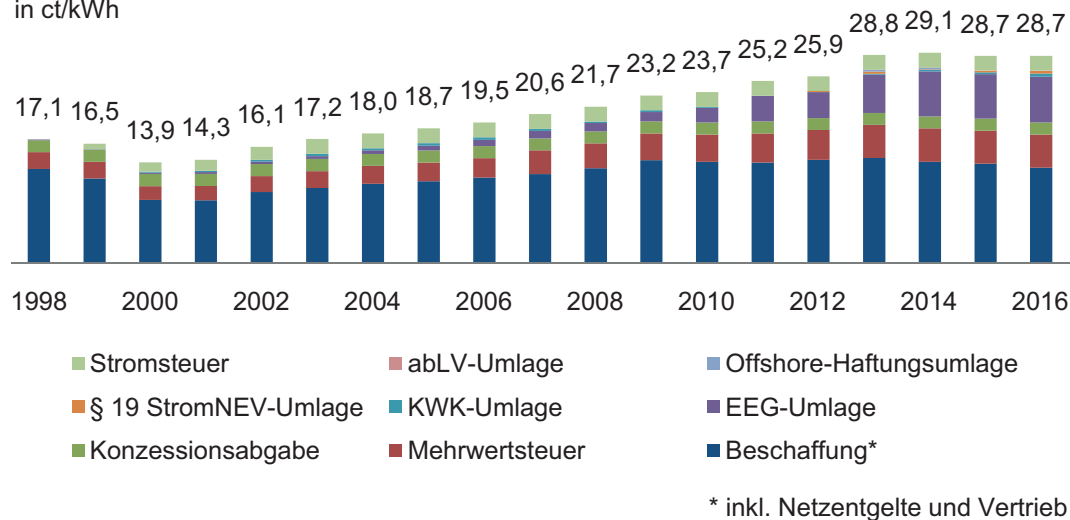


Abbildung 28: Entwicklung der durchschnittlichen Haushaltskunden-Strompreise und deren Bestandteile bei einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh (2016: Werte zu Jahresbeginn). Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [113].

über den bundesdeutschen Durchschnitt rutschen. Die regional sehr unterschiedlichen Entgelte legten in Baden-Württemberg gegenüber dem Vorjahr um 8,1 % auf durchschnittlich 6,26 ct/kWh zu. Trotz des deutlichen Anstiegs bewegt sich Baden-Württemberg damit nach wie vor im Mittelfeld (Platz 6 von 16). Mit durchschnittlich 5,0 ct/kWh zahlen Kunden in Bremen mit Ab-

stand am wenigsten für die Netznutzung. Am stärksten werden dagegen Verbraucher in Brandenburg belastet. Sie zahlten 2015 im Schnitt rund 8,5 ct/kWh (vgl. Abbildung 29). Doch auch innerhalb Baden-Württembergs variieren die Netznutzungsentgelte erheblich. In einer vom IE Leipzig durchgeführten Stichprobenerhebung ergab sich eine Bandbreite von 5,5 bis 7,8 ct/kWh [109].

²⁷ Zum Bundesland Bremen lagen keine Daten vor.

5. Ausgewählte ökonomische Aspekte der Energiewende

Netznutzungsentgelte für Haushaltskunden in ct/kWh

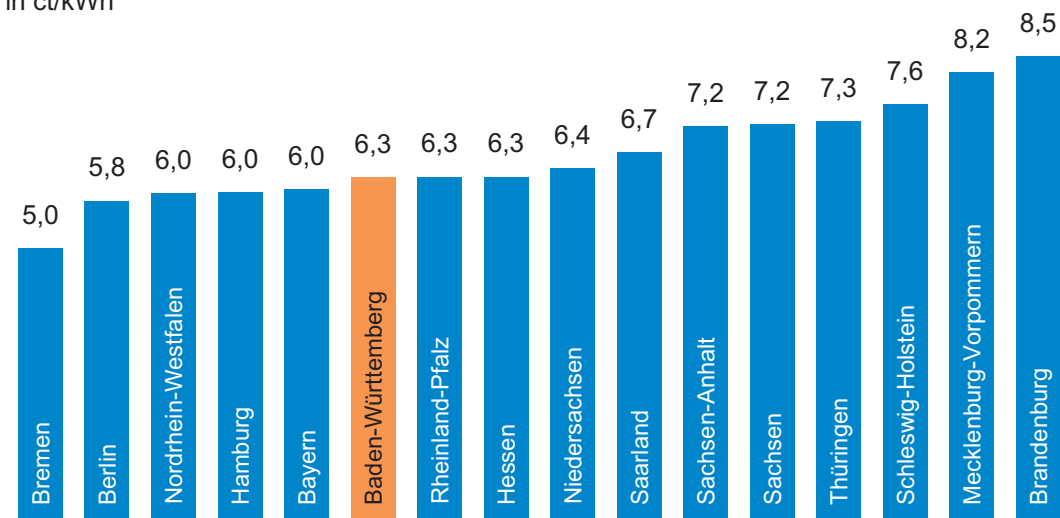


Abbildung 29: Netznutzungsentgelte für Haushaltskunden nach Bundesland im Jahr 2015. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [109].

Bezüglich der zukünftigen Entwicklung der Strompreise in Deutschland und Baden-Württemberg sind verschiedene, teils gegenläufige Trends zu berücksichtigen. Während die Preise im Börsenhandel bedingt durch den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien und die bestehenden Überkapazitäten zunächst weiter nachgeben dürften, wirken sich die vorerst weiter steigende EEG-Umlage und anziehenden Netzentgelte preiserhöhend auf die Endkundenpreise aus. Bei realer Betrachtung könnten sich die Strombezugskosten privater Haushalte und mittelständischer Industrieunternehmen so bis zum Jahr 2022 auf dem Niveau des Jahres 2015 stabilisieren. Nominal rechnet das IE Leipzig mit einem Preisanstieg von 12–13 % bis 2022 [109].

5.1.2 ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE GESAMTRECHNUNG

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 – soweit möglich – auf Baden-Württemberg übertragen bzw. angepasst und erweitert. Dieser Ansatz soll eine Betrachtung der Kostenwirkungen der Energiewende aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive ermöglichen.

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.

Aggregierte Letztverbraucherausgaben für Strom

Als Grundlage für die Darstellung der aggregierten Letztverbraucherausgaben für Strom wurden die Angaben des Statistischen Landesamtes zum Stromabsatz und den damit verbundenen Erlösen herangezogen [115].²⁸ Sie enthalten die Arbeits-, Leistungs- und Verrechnungsentgelte sowie die Stromsteuer und Abgaben nach EEG und KWKG, Mehrwertsteuer und die rückwirkenden Stromsteuerrückerstattungen für begünstigte Stromabnehmer sind dagegen nicht enthalten. Da landesspezifische Angaben zu den Entlastungen nach dem Stromsteuergesetz nicht verfügbar sind, erfolgt die Bereinigung der Letztverbraucherausgaben über eine Abschätzung.²⁹ Für die Jahre bis einschließlich 1995 wurde der sogenannte Kohlepfennig hinzugerechnet.

Bislang wurde Strom, der nicht aus dem Netz bezogen, sondern selbst erzeugt und verbraucht wird, aufgrund der fehlenden Erfassung nicht in den Stromabsatzzahlen für die Berechnung der aggregierten Letztverbraucherausgaben berücksichtigt. Für die vorliegende Ausgabe des Monitorings erfolgte deshalb eine Abschätzung zur Entwicklung des selbst verbrauchten Stroms in Baden-Württemberg. Die Abschätzung basiert auf Angaben zum Energieverbrauch der Industrie³⁰,

dem Eigenverbrauch in Kläranlagen mit Stromerzeugung, einer Schätzung des selbst verbrauchten Stroms für KWK-Anlagen unter 1 MW_{el}³¹, sowie einer ZSW-Schätzung des Eigenverbrauchs von Photovoltaikanlagen [96, 116, 117]. Insgesamt sind somit dem geschätzten Letztverbraucherabsatz 2015 von 60,3 TWh rund 3,7 TWh selbst genutzter Strom hinzuzurechnen.

Anlagen zur Eigenerzeugung werden regelmäßig dann errichtet und genutzt, wenn die Stromerzeugung damit günstiger ist, als der Strombezug aus dem Netz. Der Vorteil resultiert aus der Vermeidung von Umlagen, Entgelten und der Stromsteuer. Dabei stellt sich der spezifische Vorteil durchaus unterschiedlich dar. Während in der Industrie aufgrund von Befreiungen oder Ermäßigungen geringere Einsparungen vorherrschen, so ist die Differenz zwischen Netzbezug und Eigenerzeugung in Haushalten mit Photovoltaikanlagen deutlich höher. Hinzu kommt, dass je nach Erzeugungsart und Anlagengröße sehr unterschiedliche Stromerzeugungskosten vorliegen können. Als Näherung wird die Zeitreihe zum Eigenverbrauch mit den spezifischen Letztverbraucherausgaben der Industrie monetär bewertet. Mit dieser Näherung soll einerseits abgebildet werden, dass 70 bis 90 % des selbst verbrauchten Stroms der Industrie zuzurechnen sind. Andererseits soll damit abgebildet werden, dass gerade in Haushalten und im GHD-Sektor durch Eigenversorgung relativ große Bestandteile des Strombezugspreises vermieden werden können. Deshalb erscheint es angebracht, die Eigenversorgung von Haushalts- oder GHD-Kunden eher mit niedrigeren spezifischen Letztverbraucherausgaben zu bewerten.

²⁸ Nicht berücksichtigt in diesen Angaben sind die Strommengen (bzw. die entsprechenden Erlöse für die Strommengen), die von Letztverbrauchern direkt an der Strombörse oder im Ausland gekauft wurden, sowie die Eigenerzeugung.

²⁹ Auf Basis der Bundeswerte (Subventionsberichte der Bundesregierung) wird für die Jahre ab 2001 die bundesspezifische Entlastung von der Stromsteuer in ct/kWh ermittelt und damit die Entlastungen für Baden-Württemberg hochgerechnet.

³⁰ Amtlich erfasst wird die Nettostromerzeugung sowie Strombezug und Stromabgabe für Betriebe der Industrie ab definierten Betriebsgrößen. Für die Schätzung des Eigenverbrauchs wurde angesetzt, dass die Hälfte der Stromabgabe aus Eigenerzeugungsanlagen stammt und somit von der Nettostromerzeugung abgezogen werden muss. Die Jahre vor 2004 wurden anhand der Bruttowertschöpfung in der Industrie geschätzt.

³¹ Die Stromerzeugung aus KWK-Anlagen unterhalb 1 MW_{el} wird nicht amtlich erfasst. Auf Basis der in [96] angegebenen Stromerzeugung dieser Anlagen sowie einer Fort- und Rückschreibung der Zeitreihe wurde angesetzt, dass die Hälfte des Stroms selbst verbraucht wird.

5. Ausgewählte ökonomische Aspekte der Energiewende

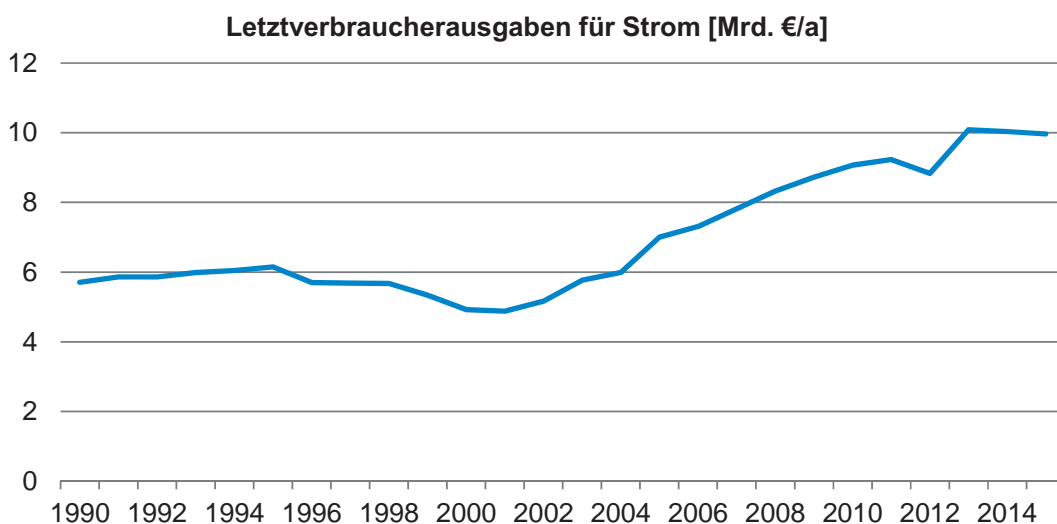


Abbildung 30: Aggregierte Letztverbraucherausgaben für Strom.³² Eigene Berechnung und Darstellung auf Basis von Daten aus [96, 115–117].

Abbildung 30 zeigt die Entwicklung der Letztverbraucherausgaben für Strom in Baden-Württemberg im Zeitraum von 1990 bis 2015. 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 (insbesondere Kohle und Erdgas), die Preiswirkung des Emissionshandels sowie die zunehmende Anzahl und Höhe von Umlagen (EEG, KWKG, etc.) zurückzuführen ist. Der im Jahr 2012 zu erkennende deutliche Rückgang der Letztverbraucherausgaben dürfte einen statistischen Effekt darstellen, da die Angaben für das Jahr 2013 wieder gut zu dem zwischen 2005 und 2010 zu beobachtenden Trend passen. Insgesamt überstiegen die Letztverbraucherausgaben für Strom im Jahr 2013 erstmals die Marke von 10 Mrd. Euro pro Jahr. Nach ersten

Berechnungen sind die Letztverbraucherausgaben für Strom im Jahr 2015 bei rund 10 Mrd. Euro verharret. Die Einordnung mittels des Bezugs auf die Entwicklung des Bruttoinlandsprodukts erfolgt am Ende des Abschnitts 5.1.2.

Aggregierte Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen

Im vorliegenden Bericht werden anstelle der bislang angeführten Letztverbraucherausgaben für Gas erstmals die Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen in Baden-Württemberg ermittelt. Damit werden bisherige Überschneidungen beseitigt (Nutzung von Gas zur Stromerzeugung), das Bild vervollständigt (die Letztverbraucherausgaben für Heizöl und EE im Wärmesektor wurden bislang nicht betrachtet) und schließlich wird damit auch die Vergleichbarkeit zu den Ergebnissen auf Bundesebene hergestellt.

³² Letztverbraucherausgaben abzüglich für Baden-Württemberg hochgerechneter Stromsteuervergünstigungen nach dem Stromsteuergesetz. Der bis 1995 erhobene Kohlepennig wurde pauschal mit einem durchschnittlichen Aufschlag von 8 % berechnet.

Strom im Wärmesektor ist – wie auch Strom im Verkehrssektor – in den oben angeführten Letztverbraucherausgaben für Strom enthalten.

Methodisch und konzeptionell basiert der Berechnungsansatz auf demjenigen der Stellungnahme der Expertenkommission zum vierten Monitoring-Bericht der Bundesregierung [118]. Die dort vorgestellten Ansätze wurden aufgegriffen und – soweit möglich – auf Baden-Württemberg übertragen bzw. angepasst und erweitert. Mit diesem Ansatz soll – zusammen mit den bereits vorliegenden Ergebnissen für Strom und Kraftstoffe – eine Betrachtung der gesamten Letztverbraucherausgaben für Energie in Baden-Württemberg aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive ermöglicht werden.

Für Baden-Württemberg existiert im Gegensatz zur Bundesebene [119, 120] keine Anwendungsbilanz, die energieträgerscharf und nach Sektoren den Endenergieverbrauch im Wärmesektor bilanziert, so dass auf eine näherungsweise Berechnung zurückgegriffen wird³³. Grundlage dafür sind die Energiebilanz Baden-Württemberg [121], die Zeitreihen der Erneuerbaren Energien in Baden-Württemberg [99] sowie die im Rahmen des vorliegenden Monitorings erstellten Schätzungen zur Entwicklung des Energieverbrauchs in Baden-Württemberg im Jahr 2015 (vgl. Kapitel 4). Grundsätzlich ist darauf hinzuweisen, dass der gesamte Stromverbrauch im obigen Absatz „Aggregierte Letztverbraucher- ausgaben für Strom“ enthalten ist, unabhängig davon, ob der Strom im

Wärme- oder Verkehrsbereich genutzt wurde.

Die energiebedingten Letztverbraucherausgaben für Wärme stellen die aggregierten Zahlungen der vom Letztverbraucher bezogenen Brennstoffe zur Wärmeerzeugung (abzüglich Umsatzsteuer) dar. Dabei werden Investitions-, Wartungs- und Unterhaltsausgaben nicht dem Energiesystem zugeordnet. Zusätzlich berücksichtigt werden Maßnahmen zur energetischen Gebäudesanierung und Mehrkosten von Heizungssystemen auf Basis erneuerbarer Energien.

Mit der Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien wie z. B. Solarthermie, elektrischen Wärmepumpen und Holzpellet-Heizungen steigen die Investitionskosten, während die Ausgaben für den Energiebezug im Vergleich zu konventionellen Heizungen sinken. In der Berechnung der Letztverbraucherausgaben würde dies fälschlicherweise zu einer günstigeren Energieversorgung führen. Tatsächlich werden Ausgaben für den Energiebezug durch höhere Investitionskosten ersetzt. Diese Mehrkosten werden in der Berechnung als Letztverbraucherausgaben für die Wärmeversorgung berücksichtigt.

Neben den Ausgaben für die Energieträger und Mehrkosten für innovative Heizungssysteme werden die Investitionsausgaben für die energetische Sanierung [122] berücksichtigt³⁴. Dazu gehören Maßnahmen wie die Wärmedämmung von Dach und Fassade oder der Austausch von Fenstern und Außentüren. Hierbei werden die

³³ Für die vorliegende Berechnung wird der Endenergieverbrauch zur Bereitstellung von Wärme definiert als der gesamte Endenergieverbrauch in den Sektoren private Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen und Industrie abzüglich des jeweiligen Stromverbrauchs. Der Vergleich mit der Anwendungsbilanz auf Bundesebene [119, 120] zeigt, dass Mineralöle insbesondere im Sektor GHD zur Erzeugung von mechanischer Energie (Anteil von knapp 8 % am Endenergieverbrauch des GHD) eingesetzt werden. In der Industrie und in den privaten Haushalten ist der Anteil deutlich geringer bzw. wird ausschließlich Strom zur Erzeugung von mechanischer Energie eingesetzt. Folglich wird der Einsatz von Mineralöl für Wärme in der vorliegenden Berechnung geringfügig überschätzt.

³⁴ Regionale Angaben der Investitionsausgaben für die energetische Sanierung im Bestand liegen für Süddeutschland (Baden-Württemberg und Bayern) für das Jahr 2013 vor [123]. Auf Basis dieser Angaben und der Statistik des DIW [122] zur Gesamtsumme der energetisch bedingten Sanierungsmaßnahmen in Deutschland wurde eine Zeitreihe für Süddeutschland ab 2010 generiert. Die Aufteilung in Baden-Württemberg und Bayern wird anhand des Anteils an der Wohnfläche bzw. des Rauminhalts der Baugenehmigungen im Nichtwohnungsbau vorgenommen.

5. Ausgewählte ökonomische Aspekte der Energiewende

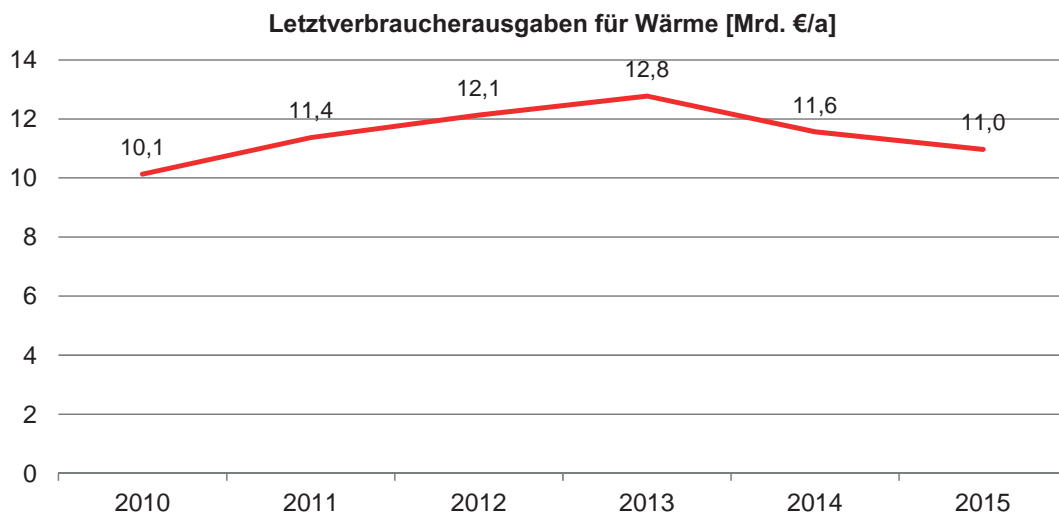


Abbildung 31: Entwicklung der Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen in Baden-Württemberg. Eigene Berechnung auf Basis von Daten aus [120, 121, 123–128]. 2015 vorläufig / geschätzt.

Ausgaben des jeweiligen Berichtsjahrs betrachtet³⁵. Analog zur Bundesebene werden dem Energiesystem die Ausgaben nicht zugeordnet, die für ein konventionelles Heizungssystem angefallen wären. Auch die in den energetischen Sanierungsmaßnahmen enthaltenen Ausgaben für die Photovoltaik werden nicht berücksichtigt. Des Weiteren sind bezogene staatliche Fördermittel von den Investitionsausgaben abzuziehen. Hierbei berücksichtigt wurden die Förderprogramme Energieeffizient Sanieren und Bauen der KfW, Energieeffizient Sanieren der L-Bank sowie das Marktanreizprogramm.

Im Ergebnis zeigt sich, dass die Letztverbraucherausgaben für Wärme einschließlich energetischer Sanierungsmaßnahmen im Jahr 2015 rund 11 Mrd. Euro betragen (Abbildung 31). Aufgrund

der gesunkenen Energiepreise (insb. Heizöl) und dem witterungsbedingten Verbrauchsrückgang sind die Letztverbraucherausgaben ab 2014 deutlich gesunken.

Der Anteil der Kosten der energetischen Sanierungen und der Mehrkosten für innovative Heizungssysteme belaufen sich hierbei auf gut 5 Mrd. Euro im Jahr 2015. Die Letztverbraucherausgaben für Effizienz stellen somit auch unter Berücksichtigung der Unschärfen in der Berechnung einen beachtlichen Anteil der Ausgaben für Wärme dar. Weiterhin zeigen die Ergebnisse, dass die Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen von 11 Mrd. Euro die Ausgaben für Strom von 10,2 Mrd. Euro sogar leicht übertreffen. Gegenüber dem Stromsektor ist die Energiewende im Wärmebereich allerdings noch

³⁵ Tatsächlich werden energetische Sanierungen über einen längeren Zeitraum abgeschrieben. So wären die annuisierten Investitionskosten des Berichtsjahres sowie der letzten 30 Jahre zu betrachten. Diese Daten sind jedoch nicht verfügbar, daher wird – wie auf Bundesebene – vereinfachend das jeweilige Berichtsjahr herangezogen.

weniger weit fortgeschritten. Die weitere Entwicklung der Letztverbraucher Ausgaben für Wärmedienstleistungen sollte also aufmerksam beobachtet werden, insbesondere auch im Hinblick auf möglicherweise wieder steigende Preise für Energieträger.

Aggregierte Letztverbraucher Ausgaben für Kraftstoffe im Straßenverkehr

Der Energieverbrauch im Verkehrssektor in Baden-Württemberg basiert mit insgesamt rund 90 % nach wie vor überwiegend auf Diesel- und Ottokraftstoff. Die restlichen 10 % setzen sich aus Strom, Flugzeugkraftstoffen und sonstigen Energieträgern (Steinkohlen, Braunkohlen, Heizöl leicht und schwer, andere Mineralölprodukte, Flüssiggas, Erdgas und Biotreibstoffe) zusammen [129]. Zur Vermeidung von Doppelzählungen wird – wie bei der Berechnung der Letztverbraucher Ausgaben für Wärmedienstleistungen – der Stromverbrauch im Verkehrssektor an dieser Stelle nicht berücksichtigt, da dieser in den oben dargestellten Letztverbraucher Ausgaben für Strom bereits enthalten ist.

Vernachlässigt werden zudem Investitionsmehrkosten für Fahrzeuge mit alternativen Antriebstechnologien, die – teilweise zusätzlich zu Benzin oder Diesel, teilweise aber auch vollständig –

Erdgas oder Strom nutzen. Aufgrund des derzeit noch geringen Bestandes von Erdgas- und Elektrofahrzeugen im Vergleich zum gesamten Fahrzeugbestand verfälscht dies die im Folgenden angestellten Berechnungen und die resultierenden Ergebnisse nicht.

Unter Berücksichtigung der Preisentwicklung für Kraftstoffe ohne Mehrwertsteuer und der entsprechenden Verbrauchsmengen ergibt sich die in Abbildung 32 dargestellte Entwicklung der aggregierten Letztverbraucher Ausgaben für Kraftstoffe in Baden-Württemberg. Während sich der Verbrauch von Ottokraftstoff in den vergangenen vier Jahren auf konstantem Niveau bewegte, wuchs der Dieserverbrauch seit dem Jahr 2007 kontinuierlich. Mit den seit 2013 sinkenden Endverbraucherpreisen zeigt sich ein deutlicher Rückgang der Letztverbraucher Ausgaben für Kraftstoffe. Insgesamt belaufen sich die Letztverbraucher Ausgaben für mineralische und biogene Kraftstoffe im Jahr 2015 auf rund 9,4 Milliarden Euro. Davon entfallen rd. 5 Milliarden Euro auf Dieselmotorkraftstoff, 3,7 Mrd. Euro auf Ottokraftstoff und 0,7 Mrd. Euro auf biogene und sonstige Kraftstoffe.

Die Entwicklung der Letztverbraucher Ausgaben für Kraftstoffe ist weitgehend unabhängig von der Energiewende.

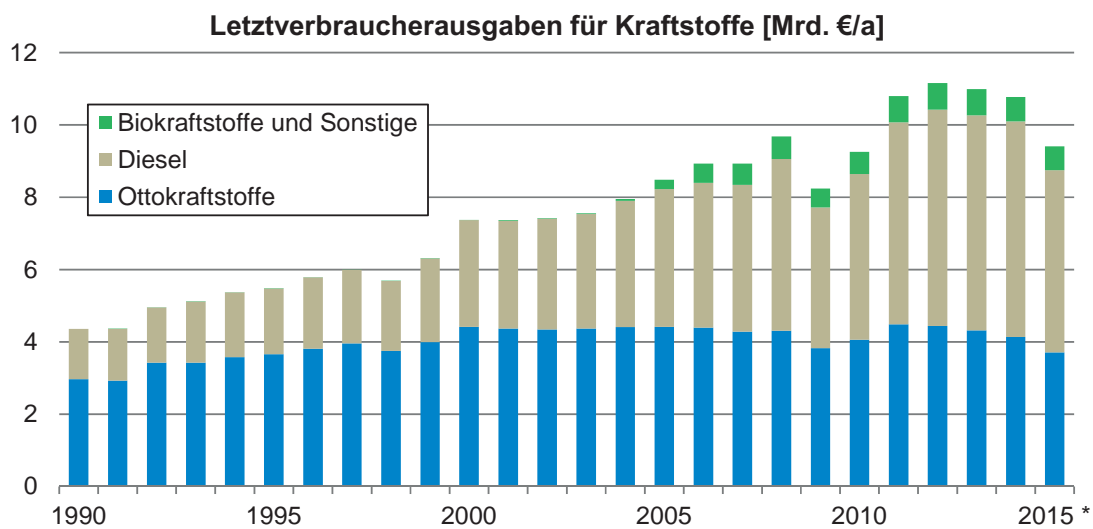


Abbildung 32: Entwicklung der aggregierten Letztverbraucher Ausgaben für Kraftstoffe. Eigene Berechnung und Darstellung auf Basis von Daten aus [120, 129]. * Werte für 2015 geschätzt.

5. Ausgewählte ökonomische Aspekte der Energiewende

Anteil der aggregierten Letztverbraucher- ausgaben für Energie am Bruttoinlandsprodukt in Baden-Württemberg

Bezieht man nunmehr die aggregierten Letztverbraucher- ausgaben für Strom, Wärme und Kraft- stoffe auf das nominale Bruttoinlandsprodukt Baden-Württembergs, erhält man die in Abbil- dung 33 dargestellten Anteile. Für Strom liegt der Anteil weiterhin unter 2,5 % und befindet sich damit unterhalb des Niveaus von 1991.

Analog zu den Entwicklungen auf Bundesebene [114] ist somit festzustellen, dass der Anstieg der aggregierten Ausgaben für Strom weit weniger stark ausgeprägt war, als dies oftmals in der öffent- lichen Diskussion anklingt. Die weitere Entwick- lung muss jedoch aufmerksam beobachtet werden, insbesondere vor dem Hintergrund zusätzlicher Kosten, die in den kommenden Jahren zu erwar- ten sind (weiterer EE-Ausbau, Offshore-Wind- parks und deren Anbindung, Netzausbau, etc.).

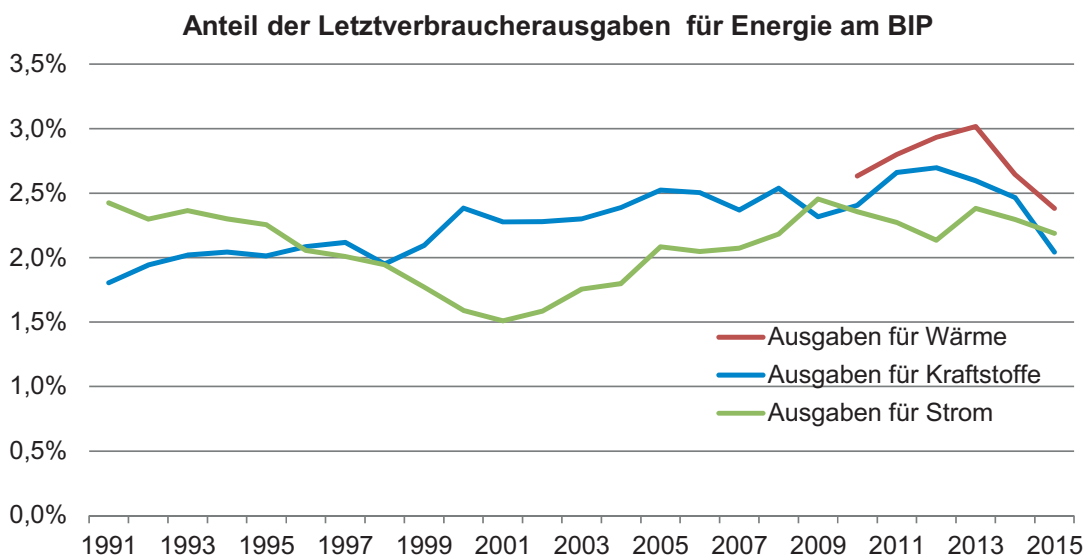


Abbildung 33: Anteil der Letztverbraucher- ausgaben für Strom, Wärme und Kraftstoffe am nominalen Bruttoinlandspro- dukt. Eigene Berechnung und Darstellung. Werte für 2015 vorläufig / geschätzt.

Bei den Letztverbraucher- ausgaben für Kraft- stoffe bezogen auf das Bruttoinlandsprodukt Baden-Württembergs zeigt sich bis 2012 insge- samt eine steigende Tendenz. Mit dem Rückgang der Kraftstoffpreise ab dem Jahr 2013 ging der Anteil am BIP jedoch stark zurück und lag im Jahr 2015 bei lediglich rund 2,0 %, was dem Ni- veau vor der Jahrtausendwende entspricht.

Bezieht man die aggregierten Letztverbraucher- ausgaben für Wärmedienstleistungen einschließ- lich Maßnahmen zur energetischen Sanierung auf das BIP, ergibt sich ein Anteil von aktuell rund 2,5 % (Abbildung 33). Entgegen der öffentlichen Wahrnehmung zeigt der Bezug zum BIP, dass nicht die Ausgaben für Strom, sondern die für Wärmedienstleistungen gesamtwirtschaftlich be-

trachtet an erster Stelle stehen. Dabei ist die Energiewende im Wärmesektor im Vergleich zum Stromsektor erst wenig vorangeschritten.

Insgesamt betrachtet gilt auch für Baden-Württemberg 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 unter 7,0 % geringer ausfallen.

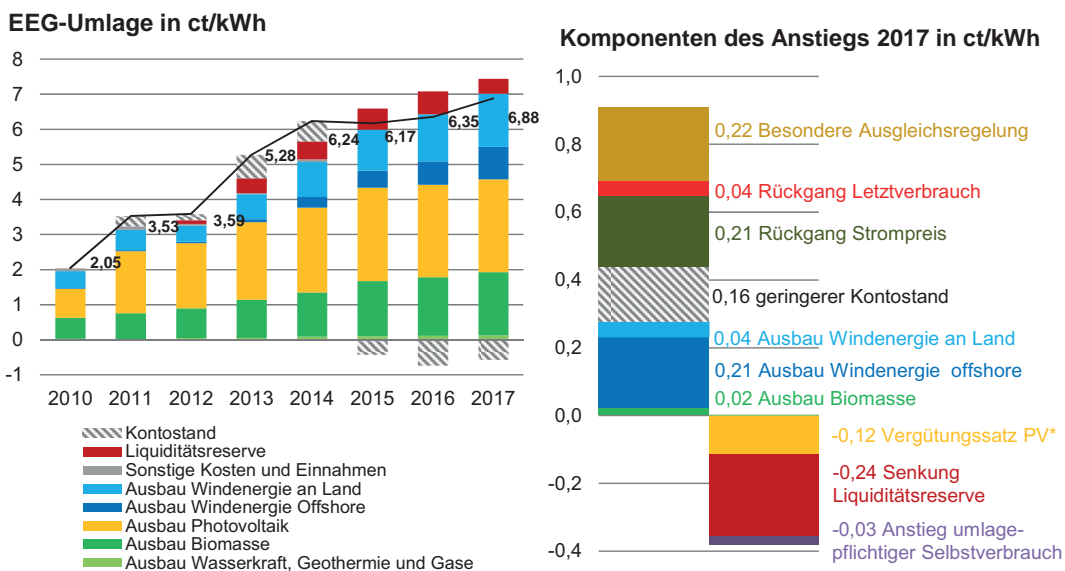
5.1.3 EEG-UMLAG UND -VERTEILUNGSWIRKUNGEN

Die Transformation des Energiesystems soll langfristig die Risiken steigender Energiepreise minimieren und die Energiekosten stabilisieren. Vorübergehend führen jedoch der Ausbau der erneuerbaren Energien, der Umbau des konventionellen Kraftwerkparcs und der Netzausbau zu zusätzlichen Kosten für die 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 die EEG-Umlage, deren Ent-

wicklung nachfolgend näher analysiert wird. Darüber hinaus werden die Verteilungswirkungen durch die Begünstigungen der Besonderen Ausgleichsregelung betrachtet.

Die EEG-Umlage wälzt die Mehrkosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf die Stromverbraucher in Deutschland. Der Anstieg der am 14. Oktober 2016 von den Übertragungsnetzbetreibern bekanntgegebenen EEG-Umlage für das Jahr 2017 beläuft sich gegenüber dem Vorjahr auf 0,53 ct/kWh bzw. 8,3 % [130]. Insgesamt hat sich die Umlage (ohne MwSt.) damit ausgehend von 2,05 ct/kWh im Jahr 2010 mehr als verdreifacht. Wesentlicher Einflussfaktor ist neben dem Ausbau der erneuerbaren Energien und der Ausweitung der Ausnahmen für stromintensive Industrieunternehmen der sinkende Börsenstrompreis. Während zur Berechnung der Umlage 2013 noch ein Börsenstrompreis von 51,2 €/MWh in der Prognose angesetzt wurden, wird derzeit nur noch mit gut der Hälfte (26,8 €/MWh) gerechnet. Die Wechselwirkung zwischen der Entwicklung des Strompreises und der EEG-Umlage wird anhand der Kombination aus EEG-Umlage und Börsenstrompreis deutlich: So ist die Summe ausgehend von einem Höchststand von 10,55 ct/kWh im Jahr 2013 im Folgezeitraum gesunken und mit voraussichtlich 9,56 ct/kWh im Jahr 2017 weiterhin rückläufig [131].

5. Ausgewählte ökonomische Aspekte der Energiewende



*Die rückläufigen durchschnittlichen Vergütungssätze und die niedrigere prognostizierte Stromerzeugung aus PV führen zu einem senkenden Einfluss auf die Umlage.

Abbildung 34: Entwicklung der EEG-Umlage in den Jahren 2010 bis 2017 (links) und ihrer Komponenten im Jahr 2017 im Vergleich zu 2016 (rechts) [130, 132].

Zerlegt man den Anstieg der EEG-Umlage im Jahr 2017 im Vergleich zu 2016 in die einzelnen Einflussfaktoren (Komponentenzerlegung) (Abbildung 34), fällt zunächst auf, dass ein stärkerer Anstieg der Umlage durch die Absenkung der Liquiditätsreserve von 10 auf 6 % verhindert wurde. Vom Ausbau der erneuerbaren Energien geht insgesamt eine Umlagesteigerung von 0,16 ct/kWh aus. Zu den Treibern zählen hier vor allem die Windenergie auf See mit 0,21 ct/kWh sowie im weitaus geringeren Maß der Ausbau der Windenergie an Land mit 0,04 ct/kWh. Ausschlaggebend ist primär der höhere Zuwachs aus der

Stromerzeugung von Windenergie auf See bei gleichzeitig deutlich höheren durchschnittlichen Vergütungssätzen im Vergleich zur Windenergie an Land. Dagegen ist mit dem Ausbau der Stromerzeugung aus Biomasse, Wasserkraft, Geothermie und Gasen kein nennenswerter Effekt mehr verbunden. Bei Photovoltaik ergibt sich ein dämpfender Effekt auf die EEG-Umlage von 0,12 ct/kWh, da die Vergütungssätze weiter rückläufig sind und in der Prognose von 2017 von einer geringeren PV-Stromerzeugung als noch 2016 ausgegangen wird.³⁶

³⁶ Dies darf nicht damit gleichgesetzt werden, dass der weitere Photovoltaikausbau keine (oder sogar negative) zusätzlichen Kosten verursacht. So lange Differenzkosten für neue PV-Anlagen anfallen (Vergütung höher als Börsenerlös für den PV-Strom), wirkt dies steigend auf die EEG-Umlage – wenngleich aufgrund der heute vergleichsweise niedrigen Vergütungssätze nur noch in geringem Maße.

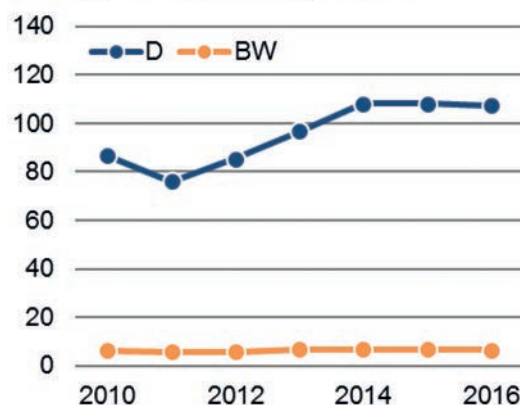
Mit knapp 112 TWh waren im Jahr 2015 deutlich größere Strommengen tatsächlich in der Besonderen Ausgleichsregelung³⁷ privilegiert, als noch in der Vorjahresprognose zur EEG-Umlage 2016 (104 TWh) angenommen. Die Prognose für die Umlage 2017 unterstellt aufgrund eines leichten Wirtschaftswachstums eine weitere Zunahme auf 114 TWh. Umlagesteigernde Einflussfaktoren stellen außerdem die weiterhin rückläufige Prognose des Future-Strompreises und die damit einhergehenden geringeren Einnahmen aus der Vermarktung und der rückläufige Letztverbrauch dar. Mit 1,9 Mrd. Euro ist der Kontostand zum 30.09.2016 wie auch schon in den Vorjahren positiv, jedoch fällt der Überschuss im Vergleich zum Vorjahr (2,5 Mrd. Euro) deutlich geringer aus.

Die Regelungen der Besonderen Ausgleichsregelung wurden in der Vergangenheit mehrfach überarbeitet. Nach einer deutlichen Ausweitung der Begünstigungen im Zuge des EEG 2012 folgte mit dem EEG 2014 nach einer intensiven Kostendebatte in Deutschland und einer Auseinandersetzung mit der EU-Kommission zum Tatbestand der Beihilfe die erneute Begrenzung. Die in Abbildung 35 dargestellte Entwicklung

der privilegierten Strommengen bezieht sich auf die dem Bescheidverfahren zugrundeliegenden Mengen. Sie können von den tatsächlich in Anspruch genommenen Strommengen abweichen, sofern sich der Stromverbrauch einzelner Unternehmen gegenüber dem Nachweiszeitraum verändert. Die tatsächliche Inanspruchnahme wird von den Übertragungsnetzbetreibern im Rahmen der EEG-Jahresabrechnung bestimmt und ausgewiesen.

Deutlich zu erkennen ist der Anstieg der Begünstigungen zwischen 2011 und 2014. Die privilegierte Strommenge legte von rund 76,0 TWh auf 108,2 TWh zu – ein Plus von mehr als 42 % innerhalb von drei Jahren. Seit 2014 hat sich der Umfang der Begünstigungen schließlich stabilisiert. Der auf Baden-Württemberg entfallende Anteil nahm in der Gesamtschau leicht von 7,1 % (2010) auf 6,2 % (2016) ab. Damit rangiert Baden-Württemberg auf Platz 5 hinter Hessen, Niedersachsen, Bayern und Nordrhein-Westfalen (vgl. Abbildung 36).

Privilegierte Strommenge in TWh



Privilegierte Abnahmestellen

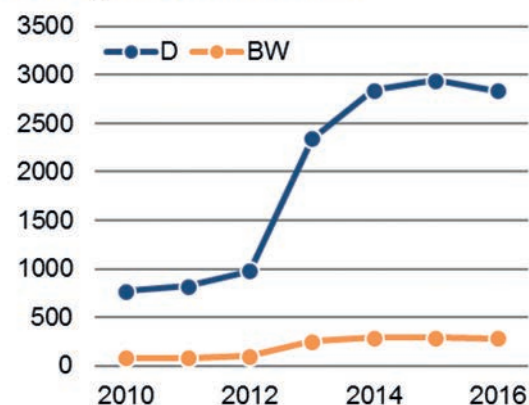


Abbildung 35: Inanspruchnahme der Besonderen Ausgleichsregelung im Bescheidverfahren in Deutschland und Baden-Württemberg im Zeitraum von 2010 bis 2016. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [133–135].

³⁷ Mit der Besonderen Ausgleichsregelung werden stromkostenintensive Unternehmen und Schienenbahnen von einem Teil der durch die EEG-Umlage entstehenden Belastungen befreit. Hierdurch soll die internationale Wettbewerbsfähigkeit der begünstigten Unternehmen des produzierenden Gewerbes sowie die Wettbewerbsfähigkeit von Schienenbahnen gegenüber anderen Verkehrsmitteln gewahrt werden.

5. Ausgewählte ökonomische Aspekte der Energiewende

Die Anzahl der privilegierten Abnahmestellen gestieg mit der Neufassung der Besonderen Ausgleichsregelung im EEG 2012 überproportional an. Dies ist in erster Linie auf die Absenkung der Stromverbrauchsschwelle zurückzuführen, ab der Unternehmen bzw. einzelne Unternehmens-

teile seither von den Ausnahmeregelungen Gebrauch machen können. Sie wurde von 10 GWh auf 1 GWh heruntersgesetzt. Seit 2014 hat sich jedoch auch die Zahl der privilegierten Abnahmestellen weitgehend stabilisiert.

Privilegierte Strommenge in TWh

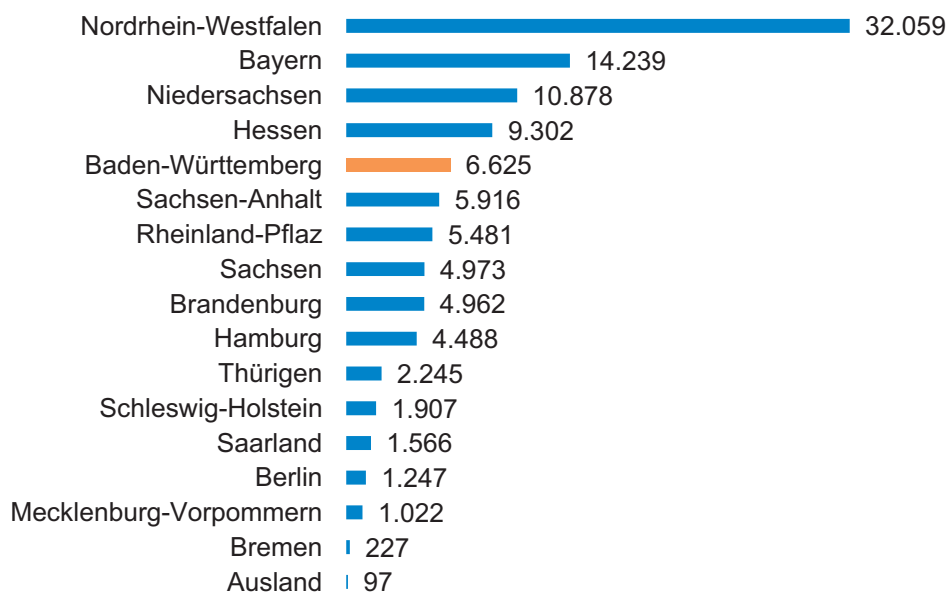


Abbildung 36: Im Rahmen der Besonderen Ausgleichsregelung privilegierte Strommengen für das Begrenzungsjahr 2016 nach Bundesland. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [135].³⁸

Die rückwirkende Aufnahme von zwei weiteren Wirtschaftszweigen in den Kreis der Begünstigten im Jahr 2015 hat nach Angaben des für die Prüfung und Bewilligung der Anträge zuständigen Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) nur zu geringfügigen Mehrbelastungen geführt. Die Mehrheit der Unterneh-

men hatte bereits im Rahmen der Übergangsbestimmungen einen Antrag auf Begünstigung gestellt. Der Umfang der privilegierten Strommenge, der auf die beiden Wirtschaftszweige entfällt, betrug für das Begrenzungsjahr 2015 697 GWh. Für das Begrenzungsjahr 2016 erfolgte keine separate Ausweisung.

³⁸ Die aufgeführten Abnahmestellen im Ausland betreffen Schienenbahnen, die das deutsche Streckennetz bedienen, ihren Sitz jedoch im Ausland haben.

Insgesamt sorgt die Besondere Ausgleichsregelung zu einer voraussichtlichen Entlastung der begünstigten Unternehmen von 4,7 Mrd. € im Jahr 2016. Die tatsächliche Höhe wird erst im Rahmen der EEG-Jahresabrechnung im Folgejahr festgestellt.

5.2 BESCHÄFTIGUNGSEFFEKTE

Die Auswirkungen der Energiewende auf die Beschäftigung in Baden-Württemberg wurden in einer aktuellen Studie im Detail für die Bereiche erneuerbare Energien, konventionelle Stromerzeugung, Energieeffizienz im Gebäudebereich und in Unternehmen sowie Netzausbau untersucht [136].

So waren im Bereich der erneuerbaren Energien im Jahr 2014 rund 37.000 Arbeitsplätze (2013: 40.000) den erneuerbaren Energien im Strom-, Wärme- und Verkehrsbereich zuzurechnen (inklusive indirekter Beschäftigungswirkungen durch Vorleistungsverflechtungen). Tendenziell ist wie auch auf Bundesebene ein rückläufiger Trend zu verzeichnen, der primär auf die Konsolidierung der Photovoltaikbranche und die gesunkene Nachfrage nach PV-Anlagen zurückgeht. Ein positiver gegenläufiger Effekt ist in den jüngsten Entwicklungen im Windenergiebereich zu erkennen (vgl. Abschnitt 2.2).

Für die konventionelle Stromwirtschaft liegen keine vergleichbaren Beschäftigungszahlen vor. Allerdings wird festgestellt, dass sich die Zahl der Beschäftigten in der Elektrizitätswirtschaft insgesamt nicht deutlich verringert hat. Auf Basis von Untersuchungen auf Bundesebene lässt sich für Baden-Württemberg feststellen, dass die Nettoeffekte im Stromsektor maßgeblich davon abhängen, wie sich Investitionsdifferenzen, Preissteigerungen und Exportchancen in der Gesamtbetrachtung darstellen. So kann auf Basis von Bundesergebnissen tendenziell davon ausgegangen werden, dass ausgehend von erhöhten Exportchancen von EE-Technologien und dem

Ausbau von neuen Geschäftsfeldern auch für Baden-Württemberg langfristig mit positiven Beschäftigungseffekten gerechnet werden kann. Die energetische Sanierung von Gebäuden führte im Jahr 2014 zu einer zusätzlichen Beschäftigungswirkung von rund 15.600 Arbeitsplätzen (2013: 14.500), die sich seit dem Jahr 2011 nicht nennenswert verändert hat. Diese Zahlen müssen als absolute Mindestzahlen gesehen werden, da sie nur die Beschäftigungswirkung der vom Land unterstützten KfW-Programme zur Energieeffizienzfinanzierung berücksichtigen. Zukünftig ist davon auszugehen, dass durch steigende Investitionstätigkeiten auch ein wachsender Beschäftigungsimpuls ausgeht. In der gesamtwirtschaftlichen Betrachtung wird durchweg mit positiven Arbeitsplatzeffekten gerechnet, insbesondere angesichts der finanziellen Entlastung der Haushalte durch die langfristigen Energieeinsparungen.

Die Beschäftigungswirkung im Bereich der Energieeffizienz in der Industrie und der kommunalen Infrastruktur beläuft sich im Jahr 2014 auf rund 2.800 Arbeitsplätze (2013: 4.800). Auch diese Zahlen müssen als absolute Untergrenze der Beschäftigungswirkung angesehen werden, da sie nur die Effekte der vom Land unterstützten KfW-Programme miteinbeziehen. Zukünftig liegen hier große Potenziale für Baden-Württemberg durch die Herstellung und Ausfuhr von Effizienztechnologien vor.

Mit einem Beschäftigungseffekt von rund 600 zusätzlichen Arbeitsplätzen fallen die Wirkungen im Bereich der Stromnetze eher gering aus. In den nächsten Jahren dürften aufgrund der in den Netzentwicklungsplänen vorgesehenen Ausbaumaßnahmen zunehmende Investitionen und Beschäftigungseffekte ausgelöst werden.

5. Ausgewählte ökonomische Aspekte der Energiewende

Insgesamt können in den Jahren 2013 und 2014 insgesamt rund 60.000 bzw. 56.000 Arbeitsplätze den Investitionen und wirtschaftlichen Aktivitäten in energiewenderelevanten Handlungsfeldern zugerechnet werden. Bezogen auf die Gesamtbeschäftigung in Baden-Württemberg ist damit jeder 100. Arbeitsplatz direkt oder indirekt mit der Energiewende in Verbindung zu bringen. Mit 37.000 Arbeitsplätzen trägt der Ausbau der erneuerbaren Energien mit Abstand am meisten zu den Beschäftigungseffekten bei, gefolgt von rund 15.600 Arbeitsplätzen im Bereich der energetischen Sanierung von Wohngebäuden (Abbildung 37).

Insgesamt profitiert Baden-Württemberg im Hinblick auf die Beschäftigungseffekte sehr stark von den Lieferungen von Vorleistungen für die EE-Branche. Der zukünftige Erfolg hängt damit stark vom internationalen EE-Ausbau, der Wettbewerbsfähigkeit auf internationalen Märkten und der Innovationskraft aller baden-württembergischen Industriebranchen ab.

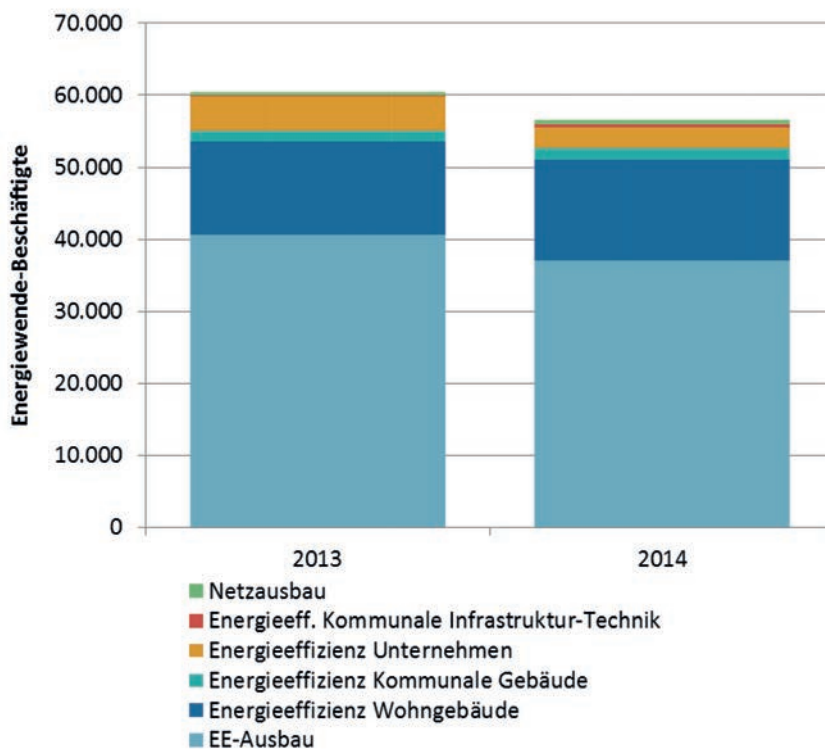


Abbildung 37: Beschäftigungsvolumen in Baden-Württemberg durch die Energiewende [136].




Literaturverzeichnis

- 
- [1] Klimaschutzgesetz Baden-Württemberg (KSG BW) [online]. 23. Juli 2013. Verfügbar unter: <http://www.landesrecht-bw.de/jportal/?quelle=jlink&query=KlimaSchG+BW&psml=bsba-wueprod.psml&max=true&aiz=true#jlr-KlimaSchGBWpP9>
 - [2] BNETZA. Genehmigungsbescheid der Bundesnetzagentur gemäß §13a Abs. 2 EnWG zur Systemrelevanzausweisung von Kraftwerksblöcken in Marbach und Walheim [online]. 2015. [Zugriff am: 24. Oktober 2016]. Verfügbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/Shared-Docs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/systemrelevante_KW/Bescheid_Transnet_15_09_2015.pdf?__blob=publicationFile&v=2
 - [3] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Kraftwerksliste Bundesnetzagentur zum erwarteten Zu- und Rückbau 2016 bis 2019 – Stand: 10.05.2016 [online]. Bonn, 2016. Verfügbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1412/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html
 - [4] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur – Stand: 10.05.2016 [online]. Bonn, 2016. Verfügbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1412/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html
 - [5] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Kraftwerksstilllegungsanzeigenliste (KWSAL) – Stand: 23.05.2016 [online]. Bonn, 2016. Verfügbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1412/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/KWSAL/KWSAL_node.html;sessionid=CF3E61640C5E7D8CDAA5EDE43D7DA45C
 - [6] BUBECK, Hans und VAN DEN BERGH, Diana. Modernisierung des Heizkraftwerks Stuttgart-Gaisburg [online]. Präsentation. Energie Baden-Württemberg (EnBW), 2015. [Zugriff am: 13. Juli 2015]. Verfügbar unter: https://www.enbw.com/media/konzern/docs/energie-erzeugung/praesentation_modernisierung-gaisburg.pdf
 - [7] BORGGREFE, Frieder, PREGGER, Thomas, GILS, Hans Christian, CAO, Karl-Kien, DEISENROTH, Marc, BOTHOR, Sebastian, BLES, Markus, FAHL, Ulrich, STEURER, Martin und WIESMETH, Michael. Kurzstudie zur Kapazitätsentwicklung in Süddeutschland bis 2025 unter Berücksichtigung der Situation in Deutschland und den europäischen Nachbarstaaten im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg [online]. Stuttgart : Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, 2014. Verfügbar unter: https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/5_Energie/Versorgungssicherheit/Kurzstudie_Kapazitaetsentwicklung_Sueddeutschland.pdf

-
- [8] GILS, Hans Christian, CAO, Karl-Kien, BORGGREFE, Frieder und BOTHOR, Sebastian. Szenarien der Versorgungssicherheit in Deutschland und Süddeutschland für das baden-württembergische Landesministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft – Zusammenfassung der Methodik und Ergebnisse [online]. 2016. Verfügbar unter: http://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/5_Energie/Versorgungssicherheit/160315_Szenarien_der_Versorgungssicherheit_in_D_und_Sueddeutschland.pdf
- [9] 50 HERTZ, AMPRION, TENNET und TRANSNETBW. Systemanalyse der deutschen ÜNB gemäß Reservekraftwerksverordnung. [online]. 29. April 2016. [Zugriff am: 4. Mai 2016]. Verfügbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/Systemanalyser_UeNB_1617_1819.pdf;jsessionid=9C2A4574BE81E9C2867283B4D61619EC?__blob=publicationFile&v=2
- [10] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2016/2017 sowie das Jahr 2018/2019 [online]. 2016. [Zugriff am: 4. Mai 2016]. Verfügbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/Feststellung_Reservekraftwerksbedarf_1617_1819.pdf;jsessionid=9C2A4574BE81E9C2867283B4D61619EC?__blob=publicationFile&v=2
- [11] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2015/2016 sowie die Jahre 2016/2017 und 2019/2020 und zugleich Bericht über die Ergebnisse der Prüfung der Systemanalysen. Bonn, 2015.
- [12] BUNDEMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWI). Deutsche Übertragungsnetzbetreiber sollen Engpassbewirtschaftung an der deutsch-österreichischen Grenze einführen. [online]. 28. Oktober 2016. [Zugriff am: 31. Oktober 2016]. Verfügbar unter: <http://bmwi.de/DE/Presse/pressemitteilungen,did=787466.html>
- [13] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bundesnetzagentur fordert Engpassmanagement an der deutsch-österreichischen Grenze. [online]. 28. Oktober 2016. [Zugriff am: 31. Oktober 2016]. Verfügbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1411/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2016/161028_DE_AU.html?nn=265778
- [14] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWI). Ein Strommarkt für die Energiewende - Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch). Berlin, 2014.
- [15] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWI). Ein Strommarkt für die Energiewende – Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch). Berlin, 2015.
- [16] DEUTSCHER BUNDESTAG. Drucksache 18/7317: Gesetzesentwurf der Bundesregierung – Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz) [online]. 2016. [Zugriff am: 19. Juli 2016]. Verfügbar unter: <http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/18/073/1807317.pdf>
- [17] BMWI. Überblick über die erzielte Verständigung mit der EU-Kommission zum Energiepaket [online]. 2016. [Zugriff am: 31. August 2016]. Verfügbar unter: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/energiepaket-ueberblick-verstaendigung-eu-kommission,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>

Literaturverzeichnis

- 
- [18] BUNDES RAT. Drucksache 356/16: Gesetzesbeschluss des deutschen Bundestages: Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz) [online]. 2016. [Zugriff am: 19. Juli 2016]. Verfügbar unter: http://www.bundesrat.de/SharedDocs/drucksachen/2016/0301-0400/356-16.pdf?__blob=publicationFile&v=1
- [19] MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG. Erneuerbare Energien in Baden-Württemberg 2014 – Erste Abschätzung, Stand April 2015. Stuttgart, 2015.
- [20] 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 2015 [online]. Stuttgart, 2015. Verfügbar unter: https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2_Presse_und_Service/Publikationen/Energie/Monitoring_Energiewende_2015.pdf
- [21] ENERGY BRAINPOOL. Elchtest für die Strommarktflexibilität – Ressourcenkoordination im Rahmen der Sonnenfinsternis [online]. Berlin, 2015. [Zugriff am: 18. August 2015]. Verfügbar unter: <http://www.energybrainpool.com/news-details/datum/2015/04/20/elchtest-fuer-die-strommarktflexibilitaet-ressourcenkoordination-im-rahmen-der-sonnenfinsternis.html>
- [22] KAIRIES, Kai-Philipp, HABERSCHUSZ, David, VON OUWERKERK, Jonas, STREBEL, Jan, WESSELS, Oliver, MAGNOR, Dirk, BADEDA, Julia und SAUER, Dirk Uwe. Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher - Jahresbericht 2016 [online]. Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe der RWTH Aachen, 2016. [Zugriff am: 24. Mai 2016]. Verfügbar unter: http://www.speichermonitoring.de/fileadmin/user_upload/Speichermonitoring_Jahresbericht_2016_Kairies_web.pdf
- [23] ENERCITY. Kooperation von Daimler, ACCUMOTIVE und enercity erweitert Wertschöpfungskette elektroautomobiler Batterien - Daimler und enercity machen Ersatzteillager zum Energiespeicher [online]. Pressemitteilung. Hannover/Stuttgart, 2016. [Zugriff am: 6. Juni 2016]. Verfügbar unter: <https://www.enercity.de/presse/pressemeldungen/2016/2016-02-01-batteriespeicher/>
- [24] CONSENTEC. Konventionelle Mindestenerzeugung - Einordnung, aktueller Stand und perspektivische Behandlung [online]. Aachen, 2016. [Zugriff am: 30. Mai 2016]. Verfügbar unter: http://www.netztransparenz.de/de/file/Consentec_UeNB_MinErz_Ber_AP1_2_20160415.pdf
- [25] MEYER, Jens-Peter. Enerstorage kritisiert geplante Power-to-Heat-Förderung. Sonne Wind & Wärme [online]. 22. Juli 2016. [Zugriff am: 22. August 2016]. Verfügbar unter: <http://www.sonnewindwaerme.de/panorama/enerstorage-kritisiert-geplante-power-to-heat-foerderung>
- [26] ENERSTORAGE. Geplante Sektorkopplung droht in die Förderfalle zu laufen. [online]. 25. Juli 2016. [Zugriff am: 22. August 2016]. Verfügbar unter: <http://enerstorage.de/unternehmen/>

-
- [27] ALTROCK, Martin. Stellungnahme zum Entwurf eines Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien (Eneuerbare-Energien-Gesetz EEG 2016) [online]. Becker Büttner Held (BBH), 2016. [Zugriff am: 22. August 2016]. Verfügbar unter: https://www.bundestag.de/blob/434104/7d5de54ec557afb811b472c4c33664f/sv_altrock_bbh-data.pdf
- [28] GRUBER, Anna, VON ROON, Serafin und FÄTTLER, Steffen. Wissenschaftliche Projektbegleitung des Projekts DSM Bayern [online]. München : Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft, 2016. [Zugriff am: 23. August 2016]. Verfügbar unter: http://www.dsm-bayern.de/fileadmin/content/Downloads/Begleitforschung/160809_Wissenschaftliche_Projektbegleitung_DSM-Bayern_final.pdf
- [29] Übersicht gesetzlicher Rahmenbedingungen für Demand Side Management [online]. 2016. [Zugriff am: 23. August 2016]. Verfügbar unter: http://www.dsm-bayern.de/fileadmin/content/Downloads/Begleitforschung/160301_Kuehling-Klein-Gutachten-DSM-14-12-22-aktualisiert.pdf
- [30] BUNDESRAT. Drucksache 349/16: Gesetzesbeschluss des Deutschen Bundestages - Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende [online]. 2016. [Zugriff am: 2. August 2016]. Verfügbar unter: https://www.bundesrat.de/SharedDocs/drucksachen/2016/0301-0400/349-16.pdf?__blob=publicationFile&v=1
- [31] BUNDESREGIERUNG. Drucksache 18/7555: Entwurf eines Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende [online]. 2016. [Zugriff am: 2. August 2016]. Verfügbar unter: <http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/18/075/1807555.pdf>
- [32] AG ENERGIEBILANZEN (AGEB). Bruttostromerzeugung in Deutschland ab 1990 nach Energieträgern [online]. 2016. [Zugriff am: 4. August 2016]. Verfügbar unter: http://www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=20160802_brd_stromerzeugung1990-2015.pdf
- [33] LÄNDERARBEITSKREIS ENERGIEBILANZEN. Primärenergieverbrauch in Terajoule. [online]. 27. Juli 2016. [Zugriff am: 8. August 2016]. Verfügbar unter: [http://lak-energiebilanzen.de/dseiten/dseite2.cfm?tabelle=e100&titelname=Prim%C3%A4renergieverbrauch%20in%20Terajoule%20\(Stand%2027.07.2016\)](http://lak-energiebilanzen.de/dseiten/dseite2.cfm?tabelle=e100&titelname=Prim%C3%A4renergieverbrauch%20in%20Terajoule%20(Stand%2027.07.2016))
- [34] STATISTISCHES LANDESAMT BADEN-WÜRTTEMBERG. Strom- und Gasverbrauch nach ausgewählten Verbrauchergruppen. [online]. März 2016. [Zugriff am: 29. Juli 2016]. Verfügbar unter: <http://www.statistik.baden-wuerttemberg.de/Energie/Energiebilanz/LRt1001.jsp>
- [35] STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG. Bruttostromerzeugung seit 2003 nach Herkunft. [online]. 2016. [Zugriff am: 8. August 2016]. Verfügbar unter: <http://www.statistik.baden-wuerttemberg.de/Energie/ErzeugVerwend/EN-BS-HK.jsp>
- [36] LÄNDERARBEITSKREIS ENERGIEBILANZEN. Energiebilanzen für Baden-Württemberg, Endenergieverbrauch nach Energieträgern in Terajoule – Stand Juli 2016. 2016.
- [37] TRANSNETBW. Grenzüberschreitende Lastflüsse. [online]. [Zugriff am: 4. August 2016]. Verfügbar unter: <https://www.transnetbw.de/de/kennzahlen/lastdaten/grenzueberschreitende-lastfluesse>
- [38] ENTSOE – TRANSPARENCY PLATFORM. Scheduled Commercial exchanges. [online]. [Zugriff am: 4. August 2016]. Verfügbar unter: <https://transparency.entsoe.eu/transmission-domain/r2/scheduledCommercialExchangesDayAhead/show>

Literaturverzeichnis

- 
- [39] BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT (BDEW). Stromaus-
tausch mit dem Ausland – Hintergrundinformationen zu den physikalischen Lastflüssen
Deutschlands mit dem Ausland im europäischen Kontext. Berlin, 2014.
- [40] BANTLE, Christian. Alles im Fluss: Stromaustausch in Europa. *Energiewirtschaftliche
Tagesfragen*. 2014. Jg. 64, Nr. 7.
- [41] CONNECT ENERGY ECONOMICS, CONSENTEC, FRAUNHOFER ISI und R2B
ENERGY CONSULTING. Englisch (Vereinigte Staaten). Leitstudie Strommarkt-Arbeits-
paket Optimierung des Strommarktdesigns. 2014.
- [42] EPEX SPOT. *Market Coupling - A Major Step Towards Market Integration*. Englisch (Verei-
nigte Staaten). [online]. [Zugriff am: 27. August 2015]. Verfügbar unter: [http://www.epex-
spot.com/en/market-coupling](http://www.epex-spot.com/en/market-coupling)
- [43] AGORA ENERGIEWENDE. Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2015.
Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2016. [online]. 2016. [Zu-
griff am: 30. März 2016]. Verfügbar unter: [http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Pro-
jekte/2016/Jahresauswertung_2016/Agora_Jahresauswertung_2015_web.pdf](http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Pro-
jekte/2016/Jahresauswertung_2016/Agora_Jahresauswertung_2015_web.pdf)
- [44] STATISTISCHES BUNDESAMT. Außenhandel - Zusammenfassende Übersichten für den
Außenhandel (vorläufige Ergebnisse) - Jahr 2015 [online]. Wiesbaden, 2016. [Zugriff am: 1.
August 2016]. Verfügbar unter: [https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Aus-
senhandel/Gesamtentwicklung/ZusammenfassendeUebersichtenJvorlaeufig2070100158004.p
df?__blob=publicationFile](https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Aus-
senhandel/Gesamtentwicklung/ZusammenfassendeUebersichtenJvorlaeufig2070100158004.p
df?__blob=publicationFile)
- [45] FRAUNHOFER ISE. Jährliche Außenhandelsstatistik elektrischer Strom - Energy charts.
[online]. 19. Juli 2016. [Zugriff am: 5. August 2016]. Verfügbar unter: [https://www.energy-
charts.de/trade_de.htm](https://www.energy-
charts.de/trade_de.htm)
- [46] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA) und BUNDESKARTELLAMT. *Monitoringbericht
2015* [online]. Bonn, 2016. [Zugriff am: 16. August 2016]. Verfügbar unter: [http://www.bun-
desnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikatio-
nen/Berichte/2015/Monitoringbericht_2015_BA.pdf?__blob=publicationFile&v=4](http://www.bun-
desnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikatio-
nen/Berichte/2015/Monitoringbericht_2015_BA.pdf?__blob=publicationFile&v=4)
- [47] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). 3. Quartalsbericht 2015 zu Netz- und Systemsi-
cherheitsmaßnahmen – Viertes Quartal 2015 sowie Gesamtjahresbetrachtung 2015 [online].
Bonn, 2016. [Zugriff am: 17. August 2016]. Verfügbar unter: [https://www.bundesnetzagen-
tur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versor-
gungssicherheit/Stromnetze/System-_u_Netzesicherheit/Quartalsbericht_Q4_2015.pdf?__blob=
publicationFile&v=1](https://www.bundesnetzagen-
tur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versor-
gungssicherheit/Stromnetze/System-_u_Netzesicherheit/Quartalsbericht_Q4_2015.pdf?__blob=
publicationFile&v=1)
- [48] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA) und BUNDESKARTELLAMT. *Monitoringbericht
2014* [online]. Bonn, 2014. [Zugriff am: 11. September 2015]. Verfügbar unter:
[http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetz-
agentur/Publikationen/Berichte/2014/Monitoringbericht_2014_BF.pdf](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetz-
agentur/Publikationen/Berichte/2014/Monitoringbericht_2014_BF.pdf)

-
- [49] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA) und BUNDESKARTELLAMT. Monitoringbericht 2013 [online]. Bonn, 2014. [Zugriff am: 11. September 2015]. Verfügbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2013/131217_Monitoringbericht2013.pdf
- [50] 50 HERZ TRANSMISSION, AMPRION, TENNET TSO und TRANSNET BW. Redispatch Maßnahmen. [online]. 17. August 2016. [Zugriff am: 17. August 2016]. Verfügbar unter: <http://www.netztransparenz.de/de/Redispatch.htm>
- [51] TRANSNET BW GMBH. Angaben der TransnetBW GmbH zu Kosten für Redispatch. 2016.
- [52] Erstes Gesetz zur Änderung des Energieverbrauchskennzeichnungsgesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts vom 10. Dezember 2015 [online]. 1. Januar 2016. [Zugriff am: 18. August 2016]. Verfügbar unter: http://www.bgbl.de/xaver/bgbl/media/72919D280AB9DF4B65BBC4E8D5EB3BDC/bgbl115s2194_136551.pdf
- [53] MANNHEIMER MORGEN. Netzagentur verteidigt Erdkabel. [online]. 8. Juni 2016. [Zugriff am: 19. August 2016]. Verfügbar unter: <http://www.morgenweb.de/nachrichten/wirtschaft/wirtschaft/netzagentur-verteidigt-erdkabel-1.2812719>
- [54] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Netzausbau – BBPlG 3: Brunsbüttel – Großgartach (SuedLink). [online]. 2016. [Zugriff am: 19. August 2016]. Verfügbar unter: http://www.netzausbau.de/leitungsvorhaben/bbplg/03/de.html?cms_vhTab=2
- [55] MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG. Dialogverfahren Suedlink: Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg. [online]. 2016. [Zugriff am: 19. August 2016]. Verfügbar unter: <http://um.baden-wuerttemberg.de/de/energie/versorgungssicherheit/netzausbau/dialogverfahren-suedlink/>
- [56] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWi). Entwurf der Zweiten Verordnung zur Änderung der Anreizregulierungsverordnung [online]. 2016. [Zugriff am: 11. Oktober 2016]. Verfügbar unter: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/XYZ/zweite-verordnung-aenderung-anreizregulierung-bundesregierungsverordnung,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>
- [57] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen – Erstes Quartal 2016 [online]. Bonn, 2016. [Zugriff am: 29. November 2016]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2016/Quartalsbericht_Q1_2016.pdf?__blob=publicationFile&v=2
- [58] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). EEG in Zahlen 2014 [online]. Bonn, 2015. [Zugriff am: 12. November 2015]. Verfügbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEGINZahlen_2014_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=4
- [59] NETZTE BW GMBH. Angaben der Netze BW GmbH zum Einspeisemanagement. 2016.
- [60] NETZE BW GMBH. Netzausbauplan 2014 – Ausbau des 110-kV-Netzes der Netze BW GmbH [online]. Stuttgart, 2015. [Zugriff am: 16. September 2015]. Verfügbar unter: https://www.netze-bw.de/media/unternehmen/docs/netzebw_broschuere_netzausbauplan_05_2015.pdf

Literaturverzeichnis

- 
- [61] NETZE BW GMBH. Netzausbauplan 2014 & aktuelle 110-kV-Projekte. [online]. 2016. [Zugriff am: 9. September 2016]. Verfügbar unter: <https://www.netze-bw.de/unternehmen/aktuelles-und-projekte/netzausbauplan-2014-aktuelle-110-kv-projekte/index.html>
- [62] NETZE BW GMBH. NETZlabor BW. [online]. 2016. [Zugriff am: 20. September 2016]. Verfügbar unter: <https://www.netze-bw.de/unternehmen/aktuelles-und-projekte/netzlabor-bw/index.html>
- [63] Routenplanung: SmartGrids BW. [online]. [Zugriff am: 20. September 2016]. Verfügbar unter: <http://www.smartgrids-bw.net/smart-grids-route/routenplanung/>
- [64] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Versorgungsqualität – SAIDI-Werte 2006-2015. [online]. 17. August 2016. [Zugriff am: 20. Oktober 2016]. Verfügbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Stromnetze/Versorgungsqualitaet/Versorgungsqualitaet-node.html
- [65] FORUM NETZTECHNIK/NETZBETRIEB IM VDE. Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik – Berichtsjahr 2015. Berlin, 2016.
- [66] COUNCIL OF EUROPEAN ENERGY REGULATORS (CEER). Englisch (Vereinigte Staaten). 6th CEER Benchmarking Report on the Quality of Electricity and Gas Supply [online]. Brüssel, 2016. [Zugriff am: 10. Oktober 2016]. Verfügbar unter: http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Cross-Sectoral
- [67] SCHMIDT, Maike, KELM, Tobias und JACHMANN, Henning. Monitoring der Energiewende in Baden-Württemberg – Schwerpunkt Versorgungssicherheit – Statusbericht 2014 [online]. Stuttgart : Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), 2014. [Zugriff am: 11. August 2015]. Verfügbar unter: https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2_Presse_und_Service/Publikationen/Energie/Monitoring_Energiewende_2014.pdf
- [68] FNB GAS (Hrsg.). Anlage Maßnahmen-Steckbriefe zum Netzentwicklungsplan Gas 2016. [online]. 1. April 2016. Verfügbar unter: http://www.fnb-gas.de/files/2016_04_01-anlage_nep-gas-2016-massnahmensteckbriefe.pdf
- [69] GAS INFRASTRUCTURE EUROPE (GIE). Historical Data Germany. [online]. 15. September 2015. [Zugriff am: 15. September 2015]. Verfügbar unter: <http://transparency.gie.eu/index.php/historical?code=09>
- [70] WETZEL, Daniel. Das Rätsel um die verschwundenen Gas-Reserven. Welt Online [online]. 1. April 2015. [Zugriff am: 16. September 2015]. Verfügbar unter: <http://www.welt.de/wirtschaft/energie/article138981493/Das-Raetsel-um-die-verschwundenen-Gas-Reserven.html>
- [71] DÄUPER, Dr. Olaf, THOLE, Christian, KIRSCHNICK, Dr. Stephan, LENZE, Anja, SCHULTE, Nico und MÜLLER-KIRCHENBAUER, Prof. Dr.-Ing. Joachim. Möglichkeit zur Verbesserung der Gasversorgungssicherheit und der Krisenvorsorge durch Regelung der

-
- (Speicher (strategische Reserve, Speicherverpflichtungen), einschließlich der Kosten sowie der wirtschaftlichen Auswirkungen auf den Markt [online]. Berlin : Becker Büttner Held (BBH), 2015. [Zugriff am: 14. Oktober 2015]. Verfügbar unter: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/moeglichkeiten-zur-verbesserung-der-gasversorgungssicherheit-und-der-krisevorsorge-durch-regelungen-der-speicher,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>
- [72] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE. Maßnahmen zur weiteren Steigerung der Erdgasversorgungssicherheit. Eckpunktepapier. [online]. 16. Dezember 2015. [Zugriff am: 8. November 2016]. Verfügbar unter: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eckpunkte-gasversorgungssicherheit,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>
- [73] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Versorgungsqualität – SAIDI-Wert 2014. [online]. [Zugriff am: 16. September 2015]. Verfügbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1412/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Gasnetze/Versorgungsqualitaet/Versorgungsqualitaet_node.html
- [74] 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.
- [75] 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.
- [76] 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.
- [77] STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG. Endenergieverbrauch privater Haushalte je Einwohner. [online]. 2016. [Zugriff am: 1. August 2016]. Verfügbar unter: http://www.statistik.baden-wuerttemberg.de/Energie/Energiebilanz/EN-EB_verbrauchHaushalte.jsp
- [78] STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG. Endenergieverbrauch des Verkehrs nach Energieträgern und Verkehrszweigen. [online]. 18. März 2016. [Zugriff am: 1. August 2016]. Verfügbar unter: <http://www.statistik.baden-wuerttemberg.de/Energie/Energiebilanz/LRt1507.jsp>
- [79] STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG. Endenergieverbrauch im Bergbau und Verarbeitenden Gewerbe. [online]. 18. März 2016. [Zugriff am: 1. August 2016]. Verfügbar unter: <http://www.statistik.baden-wuerttemberg.de/Energie/Energiebilanz/LRt1006.jsp>
- [80] STATISTISCHES LANDESAMT BADEN-WÜRTTEMBERG. Umweltökonomische Gesamtrechnung in Baden-Württemberg. Stuttgart, 2015.
- [81] STATISTISCHES LANDESAMT BADEN-WÜRTTEMBERG. Gebiet und Bevölkerungsdichte. [online]. 2016. [Zugriff am: 8. August 2016]. Verfügbar unter: <http://www.statistik.baden-wuerttemberg.de/BevoelkGebiet/GebietFlaeche/01515020.tab?R=LA>
- [82] STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG. Fahrleistungen im Straßenverkehr. [online]. November 2015. [Zugriff am: 1. August 2016]. Verfügbar unter: <http://www.statistik.baden-wuerttemberg.de/Verkehr/KFZBelastung/v5c01.jsp>

Literaturverzeichnis

- 
- [83] STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG. Kraftfahrzeugbestand und Kraftstoffverbrauch im Straßenverkehr. [online]. 18. März 2016. [Zugriff am: 1. August 2016]. Verfügbar unter: <http://www.statistik.baden-wuerttemberg.de/Verkehr/KFZBelastung/LRt1506.jsp>
- [84] AG ENERGIEBILANZEN E.V. (AGEB). Energieintensität in Deutschland – Ausgewählte Kennziffern als Zeitreihe von 1990 bis 2014 [online]. 2015. [Zugriff am: 29. November 2016]. Verfügbar unter: <http://www.ag-energiebilanzen.de/38-0-Effizienzindikatoren.html>
- [85] STATISTISCHE ÄMTER DER LÄNDER. Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung der Länder: Bruttoinlandsprodukt, Bruttowertschöpfung in den Ländern der Bundesrepublik 1991 bis 2015 – Berechnungsstand August 2015/Februar 2016. 2016.
- [86] LÄNDERARBEITSKREIS ENERGIEBILANZEN. Temperaturbereinigter Primärenergieverbrauch in Terajoule - Stand August 2016. [online]. Juli 2016. Verfügbar unter: [http://lak-energiebilanzen.de/dseiten/dseite2.cfm?tabelle=e700&titelname=Temperaturbereinigter%20Prim%C3%A4renergieverbrauch%20in%20Terajoule%20\(Stand%2024.08.2016\)](http://lak-energiebilanzen.de/dseiten/dseite2.cfm?tabelle=e700&titelname=Temperaturbereinigter%20Prim%C3%A4renergieverbrauch%20in%20Terajoule%20(Stand%2024.08.2016))
- [87] STATISTISCHES LANDESAMT BADEN-WÜRTTEMBERG. Endenergieverbrauch (temperaturbereinigt) in Baden-Württemberg seit 1990 nach Verbrauchssektoren insgesamt sowie Endenergieverbrauch der privaten Haushalte zur Raumwärme und Warmwasserbereitung seit 1990 – Stand Frühjahr 2016. 2016.
- [88] LÄNDERARBEITSKREIS ENERGIEBILANZEN. Energiebilanzen für Baden-Württemberg, Primärenergieverbrauch – Stand Juli 2016. 2016.
- [89] AG ENERGIEBILANZEN (AGEB). Auswertungstabellen [online]. 2016. [Zugriff am: 15. August 2016]. Verfügbar unter: http://www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=ausw_28072016_ovk.pdf
- [90] AG ENERGIEBILANZEN (AGEB). Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2015 [online]. 2016. [Zugriff am: 2. August 2016]. Verfügbar unter: http://www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=ageb_jahresbericht2015_20160317_final.pdf
- [91] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWI). Die Energie der Zukunft – Erster Fortschrittsbericht zur Energiewende. Berlin, 2014.
- [92] BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT (BDEW). Entwicklung des Stromverbrauchs in Deutschland – Basisdaten und Einflussfaktoren auf den Stromverbrauch. Berlin, 2015.
- [93] STATISTISCHE ÄMTER DER LÄNDER. Umweltökonomische Gesamtrechnungen der Länder – Band 3: Analysen und Berichte Klima und Energie. 2014.
- [94] STATISTISCHES LANDESAMT BADEN-WÜRTTEMBERG. Langfristige Entwicklung des Gebäude- und Wohnungsbestands seit 1950. [online]. 2016. [Zugriff am: 20. Juli 2016]. Verfügbar unter: <http://www.statistik.baden-wuerttemberg.de/Wohnen/GebaeudeWohnungen/GW-Bestand-LR.jsp>

-
- [95] BDEW (BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT. Energie-Info: Stromverbrauch im Haushalt [online]. 2016. [Zugriff am: 8. August 2016]. Verfügbar unter: [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/0D6D0C20786B2929C1257FE90030A849/\\$file/BDEW_Str omverbrauch%20im%20Haushalt_Stand_Juli%202016.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/0D6D0C20786B2929C1257FE90030A849/$file/BDEW_Str omverbrauch%20im%20Haushalt_Stand_Juli%202016.pdf)
- [96] KELM, Tobias, VOGEL-SPERL, Antje, SCHMIDT, Maike, CAPOTA, Michael, SPERBER, Evelyn, HUSENBETH, Christoph und NITSCH, Joachim. Studie Landeskonzept Kraft-Wärme-Kopplung Baden-Württemberg [online]. 2014. [Zugriff am: 9. Oktober 2015]. Verfügbar unter: http://www.zsw-bw.de/uploads/media/2014_Studie_KWK-Konzept_BW.pdf
- [97] BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE. Nach KWKG zugelassene KWK-Anlagen in Baden-Württemberg. Eschborn, 2015.
- [98] STATISTISCHES LANDESAMT BADEN-WÜRTTEMBERG. Nettostromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) nach Energieträgern. [online]. 2015. [Zugriff am: 3. August 2015]. Verfügbar unter: http://www.statistik.baden-wuerttemberg.de/UmweltVerkehr/Landesdaten/EN_ET_NS.asp
- [99] MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG. Erneuerbare Energien in Baden-Württemberg 2015 – Stand Oktober 2016. Stuttgart, 2016.
- [100] KELM, Tobias und TAUMANN, Michael. Entwicklung der gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung aus Biomasse in Baden-Württemberg [online]. Stuttgart : Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), 2013. [Zugriff am: 15. September 2015]. Verfügbar unter: http://www.zsw-bw.de/uploads/media/Biomasse_KWK_BW.pdf
- [101] BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE. Aufkommen und Export von Erdgas - Entwicklung der Grenzübergangspreise seit 1991 [online]. Eschborn, 2016. [Zugriff am: 18. August 2016]. Verfügbar unter: http://www.bafa.de/bafa/de/energie/erdgas/ausgewaehlte_statistiken/egasmon.pdf
- [102] BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE. Drittlandskohlepreis. [online]. 2016. [Zugriff am: 18. August 2016]. Verfügbar unter: <http://www.bafa.de/bafa/de/energie/steinkohle/drittlandskohlepreis/>
- [103] BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE. EnergieINFO – Rohölimporte 06/2016 [online]. Eschborn, 2016. [Zugriff am: 18. August 2016]. Verfügbar unter: http://www.bafa.de/bafa/de/energie/mineraloel_rohoel/energieinfo_rohoel/2016/juni.pdf
- [104] BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE. EnergieINFO – Rohölimporte 12/2015 [online]. Eschborn, 2016. [Zugriff am: 18. August 2016]. Verfügbar unter: http://www.bafa.de/bafa/de/energie/mineraloel_rohoel/energieinfo_rohoel/2015/dezember.pdf
- [105] STATISTISCHES BUNDESAMT. Daten zur Energiepreisentwicklung – Lange Reihen bis Juni 2016 [online]. Wiesbaden, 2016. [Zugriff am: 12. August 2016]. Verfügbar unter: <https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Preise/Energiepreise/Energiepreisentwicklung>
- [106] DEUTSCHE WELLE. Acht Gründe, warum der Erdölpreis im freien Fall ist. [online]. 10. Februar 2016. [Zugriff am: 15. August 2016]. Verfügbar unter: <http://www.dw.com/de/acht-gr%C3%BCnde-warum-der-erd%C3%B6lpreis-im-freien-fall-ist/a-19037750>
- [107] INTERNATIONALE ENERGIEAGENTUR (IEA). Key Coal Trends – Excerpt from Coal Information [online]. Paris, 2016. [Zugriff am: 16. August 2016]. Verfügbar unter: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyCoalTrends.pdf>

Literaturverzeichnis

- 
- [108] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (Hrsg.). World energy outlook 2015. Paris : OECD, 2015. ISBN 978-92-64-24365-1.
- [109] BOHNENSCHÄFER, Werner, EBERT, Marcel, LOUCA, Kyriakos und REICHMUTH, Matthias. Energiepreisbericht für Baden-Württemberg 2015 [online]. Leipzig : Leipziger Institut für Energie, 2016. [Zugriff am: 12. August 2016]. Verfügbar unter: https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2_Presse_und_Service/Publikationen/Energie/Energiepreisbericht-2015.pdf
- [110] BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT (BDEW). Entwicklung der Energieversorgung 2015 [online]. Berlin, 2016. [Zugriff am: 16. August 2016]. Verfügbar unter: [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/8E837547F4624594C1257F7D0057694A/\\$file/Entwicklung%20der%20Energieversorgung%202015.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/8E837547F4624594C1257F7D0057694A/$file/Entwicklung%20der%20Energieversorgung%202015.pdf)
- [111] EUROPEAN ENERGY EXCHANGE. European Emission Allowances (EUA). [online]. 2016. [Zugriff am: 18. August 2016]. Verfügbar unter: <https://www.eex.com/en/market-data/emission-allowances/spot-market/european-emission-allowances#!/2016/08/18>
- [112] BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT (BDEW). Industriestrompreise – Ausnahmeregelungen bei Energiepreisbestandteilen (Aktualisierte Fassung) [online]. Berlin, 2015. [Zugriff am: 17. August 2016]. Energie-Info. Verfügbar unter: [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/23AB0D60851F2923C1257E88002EFA3E/\\$file/BDEW_Energie-Info_Industriestrompreise_160715_final_ohne_AP.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/23AB0D60851F2923C1257E88002EFA3E/$file/BDEW_Energie-Info_Industriestrompreise_160715_final_ohne_AP.pdf)
- [113] BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT (BDEW). BDEW-Strompreisanalyse Mai – Haushalte und Industrie [online]. 2016. [Zugriff am: 16. August 2016]. Verfügbar unter: [https://www.bdew.de/internet.nsf/res/886756C1635C3399C1257FC500326489/\\$file/160524_BDEW_Strompreisanalyse_Mai2016.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/res/886756C1635C3399C1257FC500326489/$file/160524_BDEW_Strompreisanalyse_Mai2016.pdf)
- [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] STATISTISCHES LANDESAMT BADEN-WÜRTTEMBERG. Stromabsatz und Erlöse nach Verbrauchergruppen. [online]. 2015. [Zugriff am: 5. Juni 2014]. Verfügbar unter: https://www.statistik-bw.de/UmweltVerkehr/Landesdaten/EN_EV_SA.asp
- [116] STATISTISCHE ÄMTER DES BUNDES UND DER LÄNDER. Energieverbrauch des Verarbeitenden Gewerbes, Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden in Baden-Württemberg. [online]. [Zugriff am: 10. August 2016]. Verfügbar unter: https://www.destatis.de/GPStatistik/receive/BWserie_serie_00000468
- [117] STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG. Kläranlagen mit Klärgasgewinnung und Stromerzeugung seit 1980 nach Art der Verwendung. [online]. [Zugriff am: 10. August 2016]. Verfügbar unter: http://www.statistik-bw.de/Energie/ErzeugVerwend/EN_Klaergas.jsp

-
- [118] LÖSCHEL, Andreas, ERDMANN, Georg, STAIß, Frithjof und ZIESING, Hans-Joachim. Stellungnahme zum vierten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2014. [online]. 26. November 2015. Verfügbar unter: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/M-O/monitoringbericht-energie-der-zukunft-stellungnahme-2014,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>
- [119] ARBEITSGEMEINSCHAFT ENERGIEBILANZEN E. V. (AGEB). Anwendungsbilanz für die Endenergiesektoren in Deutschland in den Jahren 2011 und 2012 mit Zeitreihen von 2008 bis 2012 – Studie beauftragt vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie [online]. Berlin, 2013. [Zugriff am: 26. Oktober 2015]. Verfügbar unter: http://www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=ageb_endbericht_anwendungsbilanzen_2011-2012_endg.pdf
- [120] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWI). Zahlen und Fakten Energiedaten – Nationale und Internationale Entwicklung [online]. 2016. [Zugriff am: 6. April 2016]. Verfügbar unter: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/Binaer/energie-daten-gesamt,property=blob,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.xls>
STATISTISCHES LANDESAMT BADEN-WÜRTTEMBERG. Energieflussbilder und Energiebilanzen Baden-Württemberg. [online]. Verfügbar unter: <http://www.statistik.baden-wuerttemberg.de/Energie/Energiebilanz/Energiebilanzen-BW.jsp>
- [121] STATISTISCHES LANDESAMT BADEN-WÜRTTEMBERG. Energieflussbilder und Energiebilanzen Baden-Württemberg. [online]. Verfügbar unter: <http://www.statistik.baden-wuerttemberg.de/Energie/Energiebilanz/Energiebilanzen-BW.jsp>
- [122] BUNDESINSTITUT FÜR BAU-, STADT- UND RAUMFORSCHUNG (BBSR) IM BUNDESAMT FÜR BAUWESEN UND RAUMORDNUNG (BBR). Strukturdaten zur Produktion und Beschäftigung im Baugewerbe. Berechnungen für das Jahr 2014 [online]. Bonn, 2015. [Zugriff am: 3. Mai 2016]. BBSR-Online Publikation 17/2015. Verfügbar unter: http://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/Veroeffentlichungen/BBSROnline/2015/DL_ON172015.pdf?_blob=publicationFile&v=3
- [123] BUNDESINSTITUT FÜR BAU-, STADT- UND RAUMFORSCHUNG (BBSR) IM BUNDESAMT FÜR BAUWESEN UND RAUMORDNUNG (BBR). Struktur der Bestandsinvestitionen 2014. Investitionstätigkeit in den Wohnungs- und Nichtwohnungsbeständen [online]. Bonn, 2016. [Zugriff am: 4. Mai 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
- [124] MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG und TOBIAS KELM. Erneuerbare Energien in Baden-Württemberg 2014. [online]. Oktober 2015. [Zugriff am: 27. April 2016]. 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
- [125] BUNDESREGIERUNG. 25. Subventionsbericht [online]. 2015. [Zugriff am: 3. Mai 2016]. Verfügbar unter: https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Standardartikel/Themen/Oeffentliche_Finzen/Subventionspolitik/2015-08-26-subventionsbericht-25-vollstaendig.pdf?_blob=publicationFile&v=2

Literaturverzeichnis

- 
- [126] MINISTERIUM FÜR FINANZEN UND WIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG. Staatshaushaltsplan für Baden-Württemberg. [online]. [Zugriff am: 4. Mai 2016]. Verfügbar unter: <http://www.statistik-bw.de/shp/2015-16/>
- [127] INSTITUT FÜR WOHNEN UND UMWELT und FRAUNHOFER IFAM. Monitoring der KfW-Programme „Energieeffizient Sanieren“ und „Energieeffizient Bauen“ 2014 [online]. 2015. [Zugriff am: 4. Mai 2016]. Verfügbar unter: https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/Konzernthemen/Research/PDF-Dokumente-alle-Evaluationen/Monitoringbericht_EBS_2014.pdf
- [128] FICHTNER ET AL. Evaluierung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt (Marktanreizprogramm) für den Zeitraum 2012 bis 2014. [online]. Juli 2014. [Zugriff am: 4. Mai 2016]. Verfügbar unter: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/evaluierung-marktanreizprogramm.pdf?__blob=publicationFile&v=4
- [129] STATISTISCHES LANDESAMT BADEN-WÜRTTEMBERG. Endenergieverbrauch des Verkehrs. [online]. Verfügbar unter: <http://www.statistik.baden-wuerttemberg.de/Umwelt-Verkehr/Landesdaten/LRt1507.asp>
- [130] 50 HERTZ, AMPRION, TENNET und TRANSNETBW. Prognose der EEG-Umlage 2017 nach AusglMechV [online]. 2016. [Zugriff am: 20. Oktober 2016]. Verfügbar unter: http://www.netztransparenz.de/de/file/20161014_Veroeffentlichung_EEG-Umlage_2017.pdf
- [131] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWi). EEG-Umlage 2017: Fakten und Hintergründe [online]. 2016. [Zugriff am: 8. November 2016]. Verfügbar unter: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eeg-umlage-2017-fakten-hintergruende,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>
- [132] ZENTRUM FÜR SONNENENERGIE- UND WASSERSTOFF-FORSCHUNG BADEN-WÜRTTEMBERG (ZSW). EEG-Umlage 2017 – Komponentenzerlegung, interne Arbeiten. Stuttgart, 2016.
- [133] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWi) und BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE (BAFA). Hintergrundinformation zur Besonderen Ausgleichsregelung – Antragsverfahren 2013 auf Begrenzung der EEG-Umlage 2014. 2014.
- [134] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWi) und BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE (BAFA). Hintergrundinformation zur Besonderen Ausgleichsregelung – Antragsverfahren 2014 auf Begrenzung der EEG-Umlage 2015. 2015.
- [135] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWi) und BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE (BAFA). Hintergrundinformationen zur Besonderen Ausgleichsregelung – Antragsverfahren 2015 auf Begrenzung der EEG-Umlage 2016 [online]. Berlin, 2016. [Zugriff am: 23. August 2016]. Verfügbar unter:

<https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/H/hintergrundinformationen-zur-besonderen-ausgleichsregelung-antragsverfahren-2015,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>

- [136] LÖCKENER, Rald, SUNDMACHER, Torsten, TIMMER, Birgit, VORDERWÜLBECKE, Arne, ULRICH, Philip, LEHR, Ulrike und SCHMIDT, Maiko. Energiewende in Baden-Württemberg. Auswirkungen auf die Beschäftigung. Düsseldorf: Hans-Böckler-Stiftung, 2016. ISBN 978-3-86593-252-5.




Abbildungsverzeichnis / Tabellenverzeichnis

| | | |
|---------------|---|----|
| Abbildung 1: | Entwicklung des konventionellen Kraftwerkparks (> 10 MW) in Baden-Württemberg bis 2019 (Stand Mai 2016) | 13 |
| Abbildung 2: | Entwicklung der Erzeugungsleistung erneuerbarer Energien von 2000 bis 2015, Ausblick bis 2020 sowie gesicherte Leistung 2015 und im Ausblick | 20 |
| Abbildung 3: | Entwicklung des Bruttostromverbrauchs sowie der Bruttostromerzeugung im Zeitraum von 2000 bis 2015 in Baden-Württemberg und Ausblick auf 2020 | 24 |
| Abbildung 4: | Grenzüberschreitende physikalische Lastflüsse von und nach Baden-Württemberg in den Jahren 2013 bis 2015 | 25 |
| Abbildung 5: | Grenzüberschreitende Handelsflüsse zwischen Baden-Württemberg und dem benachbarten Ausland in den Jahren 2013 bis 2015 | 27 |
| Abbildung 6: | Entwicklung des SAIDI in Deutschland im Zeitraum von 2006 bis 2015 (links) sowie im europäischen Vergleich für das Jahr 2014 (rechts) | 36 |
| Abbildung 7: | Zeitliche Entwicklung der auf die Stromkreislänge bezogenen kurzschlussartigen Fehler aus der FNN-Statistik | 37 |
| Abbildung 8: | Entwicklung des Speicherfüllstandes der Erdgasspeicherkapazitäten in Deutschland im Zeitraum von 2010 bis Juli 2016 | 39 |
| Abbildung 9: | Entwicklung des System Average Interruption Duration Index (SAIDI) im Bereich der Erdgasversorgung in Deutschland im Zeitraum von 2006 bis 2015 | 40 |
| Abbildung 10: | Entwicklung des Endenergieverbrauchs in Baden-Württemberg insgesamt und nach Sektoren im Zeitraum von 1990 bis 2015 | 42 |
| Abbildung 11: | Entwicklung des Endenergieverbrauchs in Baden-Württemberg nach Energieträgern im Zeitraum 1990 bis 2015 | 43 |
| Abbildung 12: | Entwicklung der temperaturbereinigten gesamtwirtschaftlichen Primär- und Endenergieproduktivität in Baden-Württemberg | 45 |
| Abbildung 13: | Einflussfaktoren auf die Veränderung des temperaturbereinigten Primärenergieverbrauchs in Baden-Württemberg | 47 |
| Abbildung 14: | Entwicklung der gesamtwirtschaftlichen Stromproduktivität in Baden-Württemberg | 47 |
| Abbildung 15: | Einflussfaktoren auf die Veränderung des Bruttostromverbrauchs in Baden-Württemberg in TWh | 48 |

| | | |
|---------------|--|----|
| Abbildung 16: | Entwicklung der temperaturbereinigten Endenergieproduktivität im Sektor Industrie und im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) in Baden-Württemberg | 49 |
| Abbildung 17: | Entwicklung des spezifischen und absoluten Endenergieverbrauchs privater Haushalte zur Raumwärme- und Warmwasserbereitung in Baden-Württemberg | 51 |
| Abbildung 18: | Einflussfaktoren auf die Veränderung des temperaturbereinigten Endenergieverbrauchs privater Haushalte zur Raumwärme- und Warmwasserbereitung in Baden-Württemberg | 51 |
| Abbildung 19: | Entwicklung des spezifischen Stromverbrauchs privater Haushalte in Deutschland und Baden-Württemberg | 52 |
| Abbildung 20: | Entwicklung der installierten KWK-Leistung nach Größenklassen von 2003 bis 2015 in Baden-Württemberg (KWKG-Anlagen); links: Anlagen bis 1 MW _e , rechts alle Anlagen | 53 |
| Abbildung 21: | Entwicklung der KWK-Nettostromerzeugung nach Erzeugungsbereichen und des KWK-Anteils in Baden-Württemberg | 55 |
| Abbildung 22: | Entwicklung der KWK-Wärmeerzeugung nach Erzeugungsbereichen in Baden-Württemberg | 55 |
| Abbildung 23: | Entwicklung des Beitrags der erneuerbaren Energien zur Wärmebereitstellung im Zeitraum von 2000 bis 2015 in absoluten Werten (Säulen) sowie als Anteil am gesamten Endenergieverbrauch zur Wärmebereitstellung ohne Strom (Linie) | 56 |
| Abbildung 24: | Entwicklung der nominalen Preisindizes für die Einfuhr fossiler Energieträger von Januar 2000 bis Juni 2016 | 58 |
| Abbildung 25: | Entwicklung der Preisindizes für Erdgas von Januar 2000 bis Juni 2016 | 60 |
| Abbildung 26: | Bandbreite des Strompreises für industrielle Großabnehmer bei maximal möglicher Entlastung und ohne Möglichkeit zur Nutzung von Entlastungsregelungen bei 100 GWh/a | 61 |
| Abbildung 27: | Entwicklung der durchschnittlichen Industriekunden-Strompreise und deren Bestandteile bei einem Jahresverbrauch von 160 bis 20.000 MWh (Mittelspannungsseitige Versorgung; Abnahme 100 kW / 1.600 h bis 4.000 kW / 5.000 h; 2016: Werte zu Jahresbeginn) | 62 |
| Abbildung 28: | Entwicklung der durchschnittlichen Haushaltskunden-Strompreise und deren Bestandteile bei einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh (2016: Werte zu Jahresbeginn) | 63 |
| Abbildung 29: | Netznutzungsentgelte für Haushaltskunden nach Bundesland im Jahr 2015 | 64 |
| Abbildung 30: | Aggregierte Letztverbraucherausgaben für Strom | 66 |
| Abbildung 31: | Entwicklung der Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen in Baden-Württemberg | 68 |

Abbildungsverzeichnis / Tabellenverzeichnis



| | | |
|---------------|---|----|
| Abbildung 32: | Entwicklung der aggregierten Letztverbraucherausgaben für Kraftstoffe | 69 |
| Abbildung 33: | Anteil der Letztverbraucherausgaben für Strom, Wärme und Kraftstoffe am nominalen Bruttoinlandsprodukt | 70 |
| Abbildung 34 | Entwicklung der EEG-Umlage in den Jahren 2010 bis 2017 (links) und ihrer Komponenten im Jahr 2017 im Vergleich zu 2016 (rechts) | 72 |
| Abbildung 35: | Inanspruchnahme der Besonderen Ausgleichsregelung im Bescheidverfahren in Deutschland und Baden-Württemberg im Zeitraum von 2010 bis 2016 | 73 |
| Abbildung 36: | Im Rahmen der Besonderen Ausgleichsregelung privilegierte Strommengen für das Begrenzungsjahr 2016 nach Bundesland | 74 |
| Abbildung 37: | Beschäftigungsvolumen in Baden-Württemberg durch die Energiewende | 76 |
| | | |
| Tabelle 1: | Bundesweite Entwicklung der Stundenanzahl mit Redispatchmaßnahmen sowie der Kosten für Redispatch | 28 |
| Tabelle 2: | Umsetzungsstand der Netzausbauvorhaben des Bundesbedarfsplangesetzes im Verantwortungsbereich der Transnet BW und der durch andere Übertragungsnetzbetreiber durchzuführenden Maßnahmen in Baden-Württemberg (Stand: 07/2016) | 31 |
| Tabelle 3: | Netzaus- und -neubauvorhaben der Netze BW GmbH auf 110-kV-Ebene in Baden-Württemberg gemäß Netzausbauplan 2014 | 34 |
| Tabelle 4: | Geförderte Trassenkilometer von Wärmenetzen in Baden-Württemberg nach Förderjahren | 41 |
| Tabelle 5: | Entwicklung der KWK-Nettostromerzeugung nach Erzeugungsbereichen und des KWK-Anteils in Baden-Württemberg | 54 |





Baden-Württemberg

MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT