

Monitoring der Energiewende in Baden-Württemberg

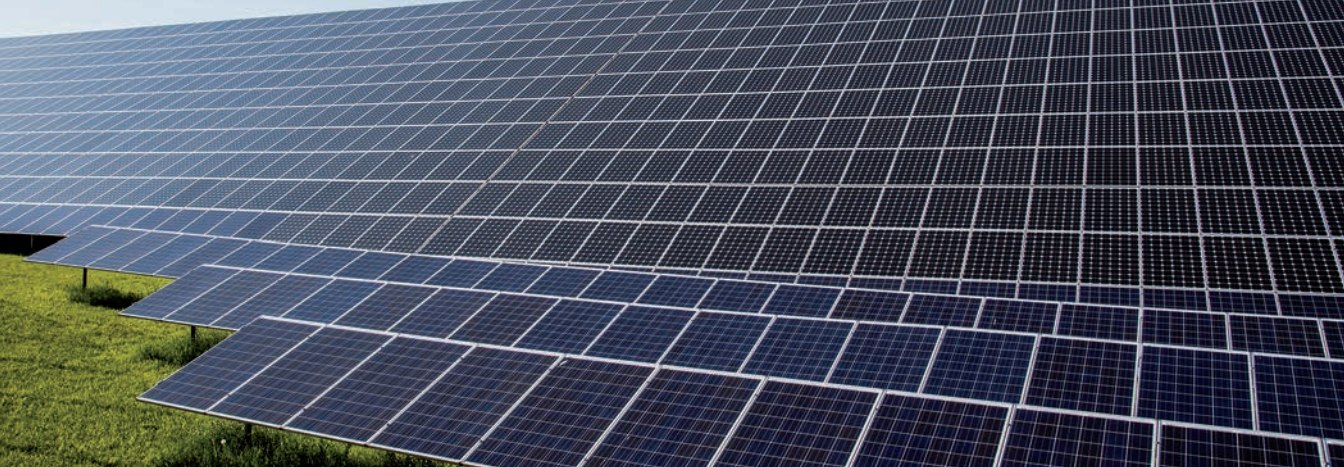


Schwerpunkte
Versorgungssicherheit und Effizienztrends
Statusbericht 2015



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
(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
Nadja Milkowski, 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

November 2015

Zusammenfassung

Die Energiewende ist mit einer umfassenden Umgestaltung des Energieversorgungssystems verbunden. Dabei gilt es, das energiepolitische Zieldreieck einer klimaverträglichen, sicheren und wirtschaftlichen Energieversorgung stets zu gewährleisten. 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 diesjährigen Berichts sind die Themenfelder Versorgungssicherheit und die Entwicklung der Energieeffizienz.

Die Hauptaussagen des vorliegenden Berichts lassen sich wie folgt zusammenfassen:

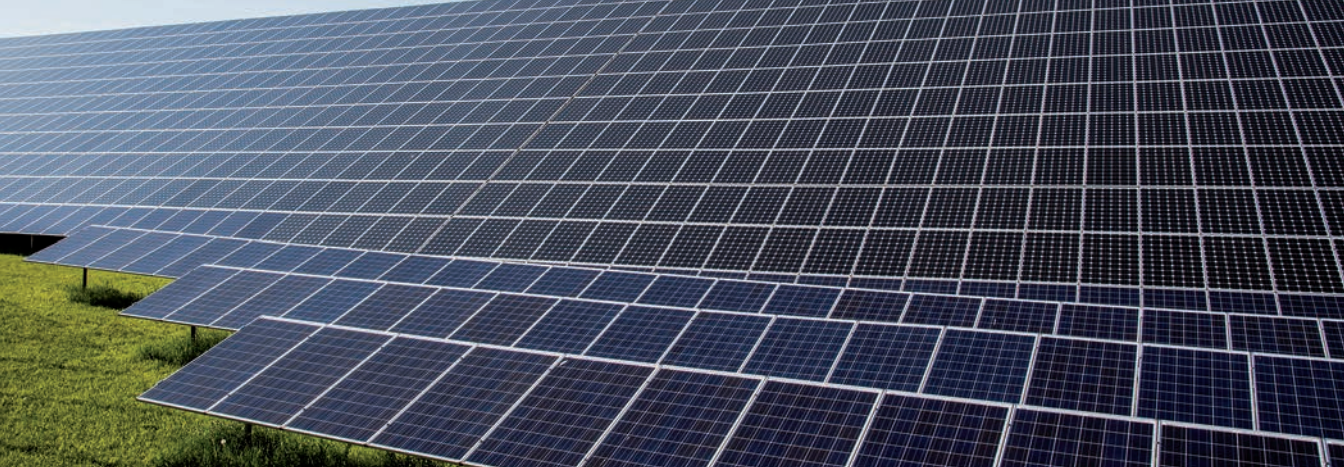
ENTWICKLUNG DER STROMERZEUGUNGSKAPAZITÄT

Die Inbetriebnahme der Steinkohlekraftwerksblöcke in Mannheim und Karlsruhe hat in den Jahren 2014 und 2015 neben dem Ausbau dezentraler Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK < 10 MW) zu einem Zuwachs an aktiv am Strommarkt agierenden konventionellen Stromerzeugungskapazitäten in Baden-Württemberg beigetragen. Die statische Analyse des Kraftwerksparks zeigt derzeit für den weiteren Zeitraum 2015 bis 2018 keine wesentlichen Veränderungen in Baden-Württemberg. Die Systemstabilität wird zusätzlich bis Ende 2017 über die Reservekraftwerke abgesichert. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie hat im September 2015 einen Referentenentwurf des Gesetzes zur

Weiterentwicklung des Strommarkts vorgelegt. Danach soll die bis zum 31. Dezember 2017 befristete Reservekraftwerksverordnung verlängert und mit einer geplanten Kapazitätsreserve und einer Sicherheitsbereitschaft verzahnt werden. Verschiedene aktuelle Studien zeigen, dass die Versorgungssicherheit in Baden-Württemberg als Teil des deutschen und europäischen Stromverbundes trotz abnehmender Erzeugungsleistungen mittelfristig weiterhin gewährleistet sein wird.

FLEXIBILITÄTSOPTIONEN IM KRAFTWERKSPARK

Mit der partiellen Sonnenfinsternis am 20. März 2015 hat das Stromsystem den ersten Stresstest in puncto Flexibilität erfolgreich bestanden. Einen wesentlichen Beitrag zum Ausgleich der auftretenden steilen Lastgradienten leisteten schnell regelfähige Pumpspeicherkraftwerke. Sie stellen weiterhin die einzige voll ausgereifte, großtechnische Speicheroption dar und haben sich als Anbieter von Systemdienstleistungen bewährt. Sie werden aber den steigenden Flexibilitätsbedarf allein nicht decken können. Im Jahr 2014 verzeichneten dezentrale Batteriespeicher mit einem Zubau von 1.525 Systemen und einer nutzbaren Kapazität von 10,5 MWh allein in Baden-Württemberg einen deutlichen Zuwachs. Eine stärkere Flexibilisierung der Nachfrageseite adressiert bspw. das Pilotprojekt Demand Side Management (DSM) Baden-Württemberg. Praktische Erfahrungen mit der Erschließung und Vermarktung von Lastmanagementpotenzialen zu sammeln – insbesondere in den Einsatzfeldern Regenergie und Netzengpassmanagement – steht hierbei im Vordergrund. Erste Ergebnisse werden zum Jahresende 2015 erwartet.



ERNEUERBARE ENERGIEN

Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung lag im Jahr 2014 bei rund 24 %. Tragende Säulen der erneuerbaren Stromerzeugung im Land sind Wasserkraft- und Photovoltaikanlagen, die jeweils rund ein Drittel des erneuerbaren Stroms bereitstellen. Während sich die Ausbaudynamik der Photovoltaik aufgrund der bundespolitischen Rahmenbedingungen (EEG) weiter abgeschwächt hat, sind im Bereich Windenergie rege Planungs- und Umsetzungsaktivitäten zu verzeichnen. So befinden sich zum Stand Mitte September 2015 121 Windenergieanlagen mit insgesamt rund 336 MW im Bau. Im Wärmebereich konnten sich die erneuerbaren Energien mit rund 11 % am Endenergieverbrauch zur Wärmebereitstellung weiterhin behaupten, wobei die Brennstoffverbräuche aufgrund der Witterungsbedingungen sowohl im erneuerbaren als auch im fossilen Bereich im Jahr 2014 deutlich rückläufig waren.

ZUSAMMENSPIEL VON ERZEUGUNG UND VERBRAUCH IM STROMSEKTOR

Die Bruttostromerzeugung ist in Baden-Württemberg – entsprechend der bundesweiten Entwicklung – rückläufig und beträgt nach ersten Schätzungen rund 59 TWh im Jahr 2014. Besonders deutlich ging die Stromerzeugung aus Steinkohle zurück und erreichte wieder das Niveau von 2012. Die Kernkraftwerke im Land erzeugten mehr Strom als im Vorjahr, während die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien witterungsbedingt nahezu unverändert 14 TWh betrug. Der leicht rückläufige Trend des Stromverbrauchs scheint sich fortzusetzen. Erste Schätzungen gehen

für 2014 von einem Stromverbrauch von 77 TWh aus. Da der Rückgang der Stromerzeugung insgesamt stärker ausfiel als der Rückgang im Verbrauch, stiegen die Nettoimporte im Vergleich zum Vorjahr um 2 TWh auf etwa 18 TWh.

ENTWICKLUNG DER INFRASTRUKTUR – AUSBAU- STAND DER ÜBERTRAGUNGS- UND VERTEILNETZE IM STROM- UND GASBEREICH

Im Bereich der Stromnetze ist auf Übertragungsebene der in den Netzentwicklungsplänen adressierte Startnetzausbau weitestgehend abgeschlossen. Die im Bundesbedarfsplan enthaltenen Maßnahmen des Zubaunetzes für Baden-Württemberg kommen voran, wenn auch langsamer als geplant. Auch im Verteilernetz laufen umfangreiche Netzausbauplanungen. Die Versorgungszuverlässigkeit im Stromnetz erreicht mit einer gemittelten Unterbrechungsdauer von 12,28 Minuten pro Jahr den bislang besten Wert innerhalb des Berichtszeitraums der Bundesnetzagentur und behauptet damit seinen Spitzenplatz in Europa. Auch die Entwicklung der Spannungseinbrüche mit einer Dauer unter 3 Minuten zeigt im Zeitverlauf keine Auffälligkeiten. Ein Zusammenhang mit der Energiewende ist weiterhin nicht erkennbar. Zur Gewährleistung der Systemstabilität ist allerdings eine stark steigende Anzahl von Steuerungsmaßnahmen (sog. Redispatch) im Stromnetz erforderlich.

Der Gasnetzausbau erfolgt planmäßig, so dass die Nordschwarzwaldleitung voraussichtlich Anfang 2016 in Betrieb genommen werden kann. Auch im Gasnetz ist die Versorgungszuverlässigkeit mit einer durchschnittlichen Ausfallzeit von nur 1,3 Minuten

pro Jahr deutschlandweit sehr hoch. Angesichts relativ niedriger Füllstände der bundesweit betriebenen Erdgasspeicher in der ersten Jahreshälfte wird seitens des Bundeswirtschaftsministeriums aktuell der Bedarf einer weitergehenden Regulierung geprüft, um die Versorgungssicherheit mit Erdgas dauerhaft zu gewährleisten.

ENTWICKLUNG DES ENERGIEVERBRAUCHS UND DER ENERGIEEFFIZIENZ

Der Endenergieverbrauch im Jahr 2014 liegt deutlich unter dem Vorjahresniveau. Primär ist die deutlich mildere Witterung im Vergleich zum Jahr 2013 für diese Entwicklung verantwortlich. Die Primär- und Endenergieproduktivität, Indikatoren für die gesamtwirtschaftliche Energieeffizienz, haben sich seit Beginn des neuen Jahrtausends temperaturbereinigt um fast 40 % bzw. 30 % erhöht. Im Vergleich zum Bund hat die Primär- und Endenergieproduktivität in Baden-Württemberg ein höheres Niveau, was im Wesentlichen durch Unterschiede in den Wirtschaftsstrukturen zu erklären ist. 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 / Dienstleistungen einen deutlichen Anstieg der Endenergieproduktivität in den letzten knapp eineinhalb Dekaden. 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 teilweise von steigenden Wohnflächen pro Kopf kompensiert. Im Gegensatz zum spezifischen Verbrauch im Wärmesektor zeigt sich für den Endenergieverbrauch von Strom bei den privaten Haushalten heute ein gegenüber dem Jahr 2000 unverändertes Pro-Kopf-Niveau.

ENTWICKLUNG DER STROMPREISE

Die Kosten für die Stromversorgung in den letzten Jahren entwickelten sich je nach Kundengruppe unterschiedlich. Während energieintensive industrielle Großverbraucher vor allem in Folge umfassender Entlastungsregelungen unmittelbar von den kontinuierlich sinkenden Großhandelsstrompreisen profitierten, waren die übrigen Verbrauchergruppen tendenziell eher steigenden Strompreisen ausgesetzt. Auch wenn das Jahr 2015 eine leichte Entspannung brachte, könnte sich der allgemein steigende Trend bei den Endkundenpreisen bis 2020 vorerst weiter fortsetzen, nicht zuletzt weil sich Steigerungen bei den Netzentgelten und bei der EEG-Umlage u.a. durch den Ausbau der Offshore-Windenergie abzeichnen.

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. Nachdem die Erdgas- und Kraftstoffkostenanteile bezogen auf das Bruttoinlandsprodukt seit Beginn der neunziger Jahre z.T. deutlich gestiegen waren, war in den vergangenen Jahren ein rückläufiger Trend zu verzeichnen. Ein Einfluss der Energiewende auf die Gas- und Kraftstoffpreisentwicklung kann nicht identifiziert werden.

ENTWICKLUNG DER ARBEITSPLÄTZE IM BEREICH DER ERNEUERBAREN ENERGIEN

Zum Stand der Berichterstellung lagen noch keine aktuellen Beschäftigungszahlen für Deutschland und Baden-Württemberg im Bereich der erneuerbaren Energien vor. Die Entwicklungen insbesondere in den Sparten Photovoltaik und Biogas deuten jedoch auf einen Rückgang der Beschäftigungsbasis hin.



Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	3
Inhaltsverzeichnis	6
1 Hintergrund	8
2 Auswirkungen der Energiewende auf die Stromerzeugung	10
2.1 Konventioneller Kraftwerkspark – Kurz- und Mittelfristprognose	10
2.2 Erneuerbarer Kraftwerkspark	17
2.3 Flexibilitätsoptionen	20
2.4 Entwicklung von Bruttostromerzeugung und -verbrauch	22
2.5 Entwicklung des Stromaustauschs (Import-Export-Saldo)	24
3 Entwicklung der Infrastruktur infolge der Energiewende	26
3.1 Stromnetze	26
3.1.1 Systemstabilität	26
3.1.2 Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze	27
3.1.3 Netzqualität	32
3.2 Erdgasinfrastruktur	34
3.3 Wärmenetze als Baustein der Energiewende	37
4 Entwicklung des Energieverbrauchs und der Energieeffizienz in Baden-Württemberg	38
4.1 Entwicklung des Endenergieverbrauchs	38
4.2 Entwicklung der Energieeffizienz	40
4.2.1 Entwicklung der gesamtwirtschaftlichen Energieeffizienz	40
4.2.2 Sektorale Entwicklung der Energieeffizienz	45
4.3 Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung in Baden-Württemberg	48
4.4 Entwicklung der erneuerbaren Energien im Wärmesektor	51
5 Ausgewählte ökonomische Aspekte der Energiewende	54
5.1 Entwicklung der Energiepreise und -kosten	54
5.1.1 Fortführung der Zeitreihen zur Energiepreisentwicklung als Faktenbasis	54
5.1.2 Energiewirtschaftliche Gesamtrechnung	59
5.1.3 Verteilungswirkungen der Energiewende	64
5.2 Entwicklung der Arbeitsplätze im Bereich der erneuerbaren Energien	68
Literaturverzeichnis	70
Abbildungsverzeichnis	80
Tabellenverzeichnis	82



1

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

tembergs in ihrer Wirkung analysiert, um bei unerwünschten Entwicklungen unmittelbar Gegenmaßnahmen anstoßen zu können.

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



den 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 erstmals 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

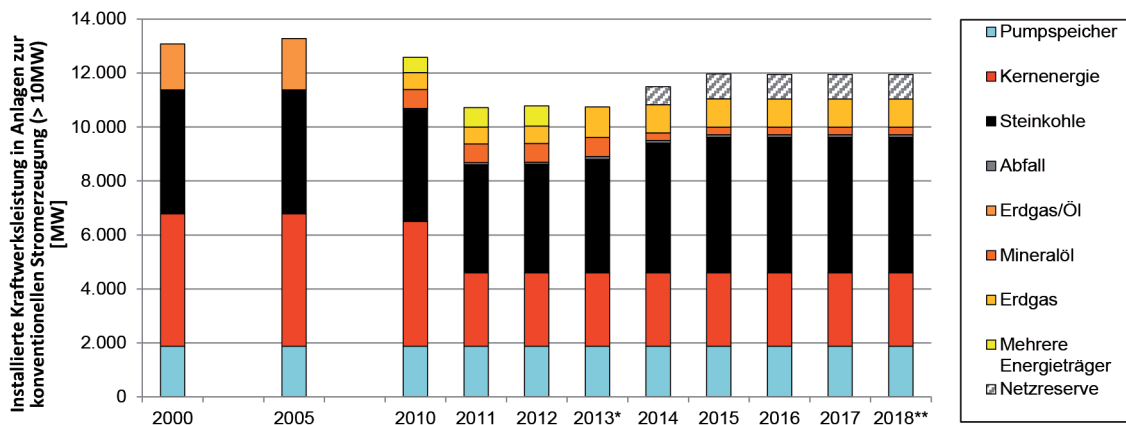
2.1 KONVENTIONELLER KRAFTWERKSPARK – KURZ- UND MITTELFRISTPROGNOSE

Die auf Bundesebene eingeleitete 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 unterstreicht die Einbindung Baden-Württembergs in das bundesdeutsche Stromversorgungssystem und die unmittelbare Einflussnahme durch technische und ökonomische Entwicklungen auf Bundesebene. Zudem ist Baden-Württemberg Teil des europäischen Stromversorgungssystems mit direkter Vernetzung in die benachbarten Länder Frankreich, Schweiz und Österreich.

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 hieraus resultierenden regionalen Engpässen, insbesondere in den Wintermonaten, entsprechend zu begegnen und eine zuverlässige Versorgung bis zur Fertigstellung des notwendigen Netzausbaus, insbesondere in der Nord-Süd-Richtung zu gewährleisten, reagierte die Bundesregierung mit der Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) vom 21. Dezember 2012 und der Umsetzung der Reservekraftwerksverordnung (ResKV) vom 27. Juni 2013. Das Risiko zusätzlicher, unerwarteter Kraftwerksstilllegungen wurde durch diese ordnungsrechtliche Maßnahme auf ein Minimum reduziert. Kraft-

werksbetreiber müssen seither mit einem Vorlauf von 12 Monaten die beabsichtigte Stilllegung von Kraftwerken beim Übertragungsnetzbetreiber und der Bundesnetzagentur anzeigen. Sind Kraftwerke zur Wahrung der Systemstabilität zwingend erforderlich, kann die Bundesnetzagentur die Stilllegung für bis zu zwei Jahre untersagen. Nach Ablauf dieser Frist erfolgt eine erneute Überprüfung der Bedeutung des jeweiligen Kraftwerks für die Systemstabilität. Systemrelevante Kraftwerke dürfen zwar aus dem regulären Strommarkt ausscheiden, werden jedoch in die Netzreserve überführt und sind gegen Entschädigung in betriebsfähigem Zustand zu halten. Die Netzreserve dient der Vermeidung bzw. Verringerung von Netzengpassituationen durch Redispatch.¹ Die bis zum 31. Dezember 2017 befristete Reservekraftwerksverordnung soll nach dem Gesetzesentwurf zum Strommarktgesetz des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie verlängert² und mit einer geplanten Kapazitätsreserve und einer Sicherheitsbereitschaft (s. u.) verzahnt werden. In Baden-Württemberg befinden sich gegenwärtig sieben Kraftwerksblöcke mit einer Nettoleistung von 918 MW in der Netzreserve.

Im Folgenden ist die Entwicklung des Kraftwerksparks in Baden-Württemberg dargestellt. Die konventionellen Kraftwerksleistungen oberhalb 10 MW bis 2018 zeigt Abbildung 1. In den Jahren 2012 und 2013 stieg die Kraftwerksleistung leicht an, insbesondere durch den Zubau kleiner Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen im Leistungsbereich unterhalb von 10 MW.



* Geänderte Zuteilung der Erfassung „mehrere Energieträger“ zum jeweiligen Hauptenergieträger durch die BNetzA
 ** Netzreserve entsprechend des Referentenentwurf zum Strommarktgesetz über den 31. Dezember 2017 verlängert

2013	2014	2015	2015-2017
Zubau: + 20 MW Erdgas Stilllegung: - 42 MW Erdgas	Inbetriebnahme: + 842 MW Steinkohle Stilllegung: - 55 MW Erdgas Übergang in Netzreserve: 424 MW Mineralöl 244 MW Steinkohle	Inbetriebnahme: + 843 MW Steinkohle Stilllegung: - 405 MW Steinkohle Übergang in Netzreserve: 250 MW Steinkohle	Stilllegung: - 11 MW Erdgas

Abbildung 1: Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks (> 10 MW) in Baden-Württemberg bis 2018 (Stand Juni 2015). Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [2–4].

Im Jahr 2014 ging im Bereich der steinkohle-basierten Kraftwerksleistung der Block 8 des Rhein-hafendampfkraftwerkes 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.

Im Jahr 2015 wurden die Mitte 2014 zur Stilllegung angezeigten Heizkraftwerksblöcke Heilbronn 5 und 6 (jeweils 125 MW) in die Netzreserve überführt, da sie durch die Bundes-netzagentur als systemrelevant eingestuft wurden. Dies führte zu einer Reduktion der am Strommarkt aktiven Steinkohlekapazität um 250 MW.

¹ Redispatch bezeichnet die kurzfristige Änderung der Kraftwerkseinsatzplanung (Dispatch) durch die Übertragungsnetzbetreiber zur Vermeidung von Netzengpässen. Hierbei wird die Leistung vor dem erwarteten Netzengpass aus Kraftwerken bzw. erneuerbarer Erzeugung gedrosselt, während hinter dem Netzengpass die Stromproduktion erhöht werden muss.

² 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.

2. Auswirkungen der Energiewende auf die Stromerzeugung

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 80 MW war im Bereich der kleinen Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (< 10 MW) zu verzeichnen. Somit bleibt ein Zuwachs an aktiv am Strommarkt agierender Kraftwerksleistung von knapp 270 MW im Jahr 2015. Für den Zeitraum 2015 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 [5]. 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.

Im letzten Jahr zeigte eine Studie im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg zur Entwicklung der Kraftwerksleistungen im süddeutschen Raum bis zum Jahr 2025, dass zwischen 2018 und 2022 Situationen eintreten könnten, in denen

die in Süddeutschland verfügbaren Kraftwerkskapazitäten zur Deckung der Nachfrage im Spitzenlastfall nicht mehr vollständig ausreichen [6]. Eine Aktualisierung der Studie und Erweiterung der Methodik hat gezeigt, dass die Berücksichtigung von Unsicherheiten wie bspw. stochastische Kraftwerks-Nichtverfügbarkeiten keine grundlegend anderen Ergebnisse bringt [7]. Die Problematik rückte in der Folge bundesweit stärker in den Fokus, so dass die mögliche Entwicklung der Versorgungssicherheit³ zusätzlich auf Bundesebene in den nachfolgend angeführten Studien untersucht wurde.

Diese kommen zu dem konträren Ergebnis, dass die Versorgungssicherheit in Baden-Württemberg auch im Energy-Only-Markt mittelfristig weiterhin gewährleistet sein wird. Hauptgrund hierfür ist die Tatsache, dass das Land Teil des deutschen und europäischen Stromverbundes ist. So haben Consentec und R2B Energy Consulting im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie die voraussichtliche Entwicklung der Versorgungssicherheit in Deutschland und seinen Nachbarländern bis 2025 untersucht [8]. Es konnte gezeigt werden, dass im Falle der „best guess“ Prognosen die Versorgungssicherheit mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit gewährleistet ist. Hinzu kommt, dass bei der länderübergreifenden Betrachtung durch die Berücksichtigung der unterschiedlichen Lastgänge und der regionalen Verfügbarkeit von erneuerbaren Energien Ausgleichseffekte in Höhe von mindestens 10 GW im Jahr 2015 und mindestens 20 GW im Jahr 2025 im Vergleich zur nationalen Betrachtung der residualen Höchstlast entstehen. Darüber hinaus

unterstreicht der Versorgungssicherheitsbericht des Pentalateralen Energieforums [9] den positiven Beitrag des grenzüberschreitenden Stromaustausches zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Allerdings ist zu diesen Studien kritisch anzumerken, dass sie kein Szenario des Verbands Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) mit vorsichtigeren Annahmen über die Entwicklung des Kraftwerksparks (weniger Zubau) aufgegriffen haben. Die Annahmen über den Zubau konventioneller Kraftwerksleistung sind aber entscheidend für das Ergebnis, ob eine uneingeschränkt sichere Versorgungslage vorliegt. So zeigt die oben genannte Studie im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg [6] unter vorsichtigeren Annahmen über die Entwicklung des Kraftwerksparks (kein Zubau geplanter Kraftwerke), dass es durchaus zu Einschränkungen der Versorgungssicherheit in Süddeutschland kommen könnte.

Auch die Bundesnetzagentur sieht auf Basis der Systemanalyse der Übertragungsnetzbetreiber kurz- bis mittelfristig keine Gefährdung der Versorgungssicherheit [10, 11]. Entsprechende Analysen wurden für den nächsten Winter sowie im Rahmen der 2-Jahresprognose und 4-Jahresprognose durchgeführt. Dabei wurden die zur Wahrung der Systemstabilität erforderlichen Reservekapazitäten in extremen Belastungssituationen⁴ bestimmt.

Für den Winter 2013/14 hatte die Bundesnetzagentur Erzeugungskapazitäten in Höhe von 2,54 GW für die Netzreserve kontrahiert. Im vergangenen Winter 2014/15 wurden 3,1 GW in Süddeutschland und Österreich verpflichtet [10]. Mit der frühzeitigen Einstellung des Leistungs-

betriebs des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld Ende Juni anstatt Ende des Jahres 2015 wurde eine außerordentliche Systemanalyse durchgeführt und eine Erhöhung des Reservebedarfs um 545 MW für das erste Quartal 2015 identifiziert. Die zusätzlichen Kraftwerkskapazitäten wurden über ein Interessenbekundungsverfahren in Italien gesichert.

Nachdem im Winter 2013/14 die kontrahierte Reservekraftwerksleistung nicht in Anspruch genommen wurde, kamen im Winter 2014/15 insgesamt an 7 Tagen Reservekraftwerke mit einer maximal angeforderten Reserveleistung von mehr als 3,5 GW zum Einsatz [10] – als Reaktion auf Netzengpass-Situationen und nicht aus Gründen zu geringen Angebots. Besonders kritisch war der Einsatz vom 31. März bis 2. April 2015. In diesem Zeitraum übertraf die Einspeisung aus Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen alle bisherigen Spitzenwerte. Zur Stabilisierung des Systems wurden große Mengen an Windenergie abgeregelt und in erheblichem Maße Reservekraftwerkskapazitäten in Süddeutschland sowie im südlichen Ausland mobilisiert. Dies unterstreicht die Notwendigkeit eines zügigen Netzausbaus, insbesondere großer Nord-Süd-Verbindungen, zur zukünftigen Gewährleistung der Versorgungssicherheit [11].

Das innerdeutsche Nord-Süd-Gefälle des Stromaustauschs nimmt aufgrund des Ausbaus der erneuerbaren Energien in Norddeutschland und dem Wegfall von konventionellen Erzeugungskapazitäten vor allem in Süddeutschland weiter zu. Zudem führt die hohe Windenergieeinspeisung zu niedrigen Marktpreisen und infolgedessen zu hohen Exporten in die südlichen Nachbarländer. Verstärkend auf den Transportbedarf

³ Versorgungssicherheit bezeichnet die Verfügbarkeit von ausreichend Erzeugungskapazität zum jederzeitigen Lastausgleich am Strommarkt. Die Bewertung erfolgt anhand der Lastausgleichswahrscheinlichkeit, d. h. der Wahrscheinlichkeit mit der die verfügbare Leistung nach Lastausgleich größer oder gleich null beträgt, bzw. der Loss of Load Expectation (LOLE), d. h. der Anzahl an Stunden im Jahr, in der die Last nicht ausgeglichen werden kann bzw. die verfügbare Leistung nach dem Lastausgleich kleiner null ist.

⁴ Bedarfsdimensionierend ist der „Starklast/Starkwind-Fall“, der durch eine hohe Stromnachfrage bei gleichzeitig hoher Windenergieeinspeisung gekennzeichnet ist. Außerdem wird die Kombination einer hohen Stromnachfrage mit fehlender Erzeugung der fluktuierenden erneuerbaren Energien Windenergie und Photovoltaik („Dunkelflaute“) untersucht.

2. Auswirkungen der Energiewende auf die Stromerzeugung

wirken die hohen Grenzkosten konventioneller Steinkohle- und Gaskraftwerke, die bewirken, dass diese Kraftwerke in Süddeutschland und den südlichen Nachbarländern nicht marktgetrieben einspeisen. Im Vergleich zu vorhergehenden Analysen ist die Stromnachfrage im bedarfsdimensionierenden „Starklast/Starkwind-Fall“ in Frankreich deutlich geringer, sodass höhere Lastflüsse in den Süden und Osten auftreten. Außerdem werden im betrachteten Zeitraum die zulässigen grenzüberschreitenden Lastflüsse nach Polen aufgrund von Transitflüssen über Polen und Tschechien nach Österreich überschritten. Um dem entgegenzuwirken, beabsichtigen die Übertragungsnetzbetreiber weiterhin Kraftwerke in Österreich zu kontrahieren sowie die Erschließung von Redispatch-Potenzialen in Polen und mittelfristig die Installation von Querregeltransformatoren⁵.

Für den kommenden Winter 2015/16 wird seitens der Bundesnetzagentur ein steigender Reservebedarf von mindestens 6,7 bis zu 7,8 GW ausgewiesen [10], was einer Verdoppelung des Reservebedarfs im Vergleich zum vergangenen Winter 2014/15 entspricht. Die Höhe des Reservebedarfs ist abhängig vom Standort des Kraftwerkes bzw. der netztechnischen Wirkung. So verringert sich der Reservebedarf, wenn nicht nur Kraftwerke in Italien und Österreich, sondern darüber hinaus auch in Polen zur Verfügung stehen. Bereits im April 2015 waren 3,1 GW in Deutschland und 3,4 GW ausländischer Kapazitäten vertraglich gesichert [10].

Im Winter 2016/17 wird von einem leichten

Rückgang des Reservekraftwerksbedarfs auf mindestens 6,6 GW ausgegangen [10]. Hierbei wird von der Fertigstellung der Südwestkuppelleitung oder „Thüringer Strombrücke“ von Sachsen-Anhalt nach Bayern ausgegangen. Die Inbetriebnahme ist von der BNetzA für das erste Quartal 2016 vorgesehen. Zusätzlich zu den bisher kontrahierten Kraftwerksleistungen⁶ sind noch weitere 3,2 bis 4,4 GW im Interessenbekundungsverfahren zu kontrahieren.

Mit Blick auf den Winter 2019/20, in dem in Baden-Württemberg mit dem Kraftwerk Philippsburg 2 ein weiteres Kernkraftwerk mit einer Leistung von 1,4 GW die Erzeugung einstellen wird, wird auf europäischer Ebene derzeit die Einführung einer Engpassbewirtschaftung zwischen dem deutschen und österreichischen Übertragungsnetz in Betracht gezogen. Mit einer Begrenzung der Handelsexporte von Deutschland nach Österreich auf 5,7 GW kann der Reservebedarf auf 1,6 GW im Jahr 2019/20 reduziert werden [10]. Findet keine Begrenzung statt, bleibt der Reservebedarf auf hohem Niveau bei 6,1 GW. Die Einhaltung der zulässigen Leistungsflüsse an der deutsch-polnischen Grenze wird zu diesem Zeitpunkt durch die Installation von Querregeltransformatoren gesichert.

Da die konventionelle Kraftwerksleistung in Deutschland rückläufig ist, zeigt die Analyse des „Dunkelflaute/Starklast-Falls“ ein steigendes Defizit der deutschen Kraftwerkskapazitäten zur Deckung der Höchstlast: von 2,1 GW im Winter 2015/16 zu 4,2 GW im Winter 2019/20 [10]. Die Beschaffung dieser Strommengen im Ausland

stellt keine ernste Gefährdung der Versorgungssicherheit dar, sondern entspricht einem nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten optimierten Vorgehen im europäischen Binnenmarkt. Dass Deutschland und seine „elektrischen Nachbarn“ bei der Gewährleistung der Versorgungssicherheit zukünftig stärker zusammenarbeiten wollen, haben die betreffenden Staaten mit ihrer gemeinsamen Erklärung vom 8. Juni 2015 bekräftigt [12].

Damit die Transformation der Energieversorgung gelingt, bedarf es neben dem Ausbau erneuerbarer Energien und dem Umbau des Kraftwerksparcs insbesondere einer Überarbeitung des Strommarktdesigns. 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 [13]. Auf das Grünbuch folgte im Juli 2015 ein Weißbuch [14], das die wesentlichen Ergebnisse des Diskussionsprozesses zusammenfasst. Im Zentrum der Diskussion steht 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.

Während im aktuellen Strommarkt vor allem die Erzeugung elektrischer Energie vergütet wird, beziehen Kraftwerksbetreiber auf einem Kapazitätsmarkt auch für die Vorhaltung von Kraftwerken eine Vergütung.

Diese Grundsatzfrage wurde ebenso wie die verschiedenen Modellansätze kontrovers diskutiert. Neben einigen Verbänden der Energiewirtschaft, wie dem Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) und dem Verband kom-

munaler Unternehmen (VKU), zählen insbesondere die Bundesländer Baden-Württemberg und Bayern zu den Befürwortern eines Kapazitätsmarktes.

Im Ergebnis spricht sich das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie im Referentenentwurf zum Strommarktgesetz jedoch für eine Weiterentwicklung des Energy-only-Markts, abgesichert durch eine Kapazitätsreserve und eine Sicherheitsbereitschaft, aus. Zur Begründung heißt es, der Strommarkt 2.0 sei insgesamt kostengünstiger und ermögliche darüber hinaus Innovation und Nachhaltigkeit [15]. Wesentlicher Teil des Gesetzes ist es, die Marktmechanismen zu stärken. Insbesondere die Garantie der Politik, auch in Engpasssituationen nicht in die Preisbildung einzugreifen, ist nach Ansicht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie für die Funktionsfähigkeit des Strommarkts 2.0 elementar. Temporäre Preisspitzen seien für die Refinanzierung notwendig und setzten gleichzeitig Anreize, bestehende Engpässe durch Investitionen in weitere Kapazitäten zu beseitigen. Stärkere Anreize zur Bilanzkreistreue könnten zudem zu einer frühzeitigen Absicherung von Lieferverträgen beitragen, was die Refinanzierung der erforderlichen Kapazitäten ebenfalls begünstige. Dissens verbleibt, inwieweit Preisspitzen das Preisniveau anheben und somit zu höheren Kosten für den Verbraucher führen könnten. So argumentieren Kritiker des Strommarkt 2.0, dass die Ausübung von Marktmacht und damit ermöglichte Preisschläge höchstwahrscheinlich zu deutlichen Mehrkosten führt [16]. Bei Preisspitzen muss zudem zwischen legitimen Preisaufschlägen zur Deckung der Fixkosten und Marktmissbrauch unterschieden werden. In der Praxis wird dies schwierig zu unterscheiden sein, wie die Monopolkommission in ihrem Sondergutachten feststellt [17].

⁵ In der Diskussion häufig auch als Phasenschieber (Transformator) bezeichnet.

⁶ Die bestehenden Reservekraftwerksleistungen in Baden-Württemberg sind bereits für den Winter 2016/2017 kontrahiert.

2. Auswirkungen der Energiewende auf die Stromerzeugung

Des Weiteren zielt das Strommarktgesetz darauf ab, die Stromversorgung sowohl auf nationaler als auch auf europäischer Ebene zu optimieren. Hierzu zählen beispielsweise die Weiterentwicklung der Regelleistungsmärkte, um den Zugang für neue Akteure zu erleichtern sowie verschiedene Ansätze zur Flexibilisierung des Versorgungssystems. Dabei stellt der Umfang staatlich veranlasster Preisbestandteile derzeit eines der größten Hemmnisse bei der Hebung bestehender Flexibilitätspotenziale dar.

Die Einführung einer Kapazitätsreserve und einer Sicherheitsbereitschaft soll als Sicherheitsnetz für die Fälle dienen, in denen das Angebot und die Nachfrage wider Erwarten nicht zum Ausgleich gebracht werden können.

In die Sicherheitsbereitschaft werden zur Erreichung der nationalen Klimaziele für 2020 ab dem Winter 2016/17 alte Braunkohlekraftwerke für jeweils vier Jahre überführt; danach müssen diese Kraftwerke stillgelegt werden. Bis zum Winter 2018/19 werden 2,7 GW in der Klimareserve vertraglich gebunden sein. Ab dem Jahr 2020 sollen so zusätzlich 12,5 Millionen Tonnen Kohlendioxidemissionen eingespart werden. Ist bis zum 30. Juni 2018 absehbar, dass dieses Einsparziel nicht erreicht werden kann, sind der Regierung weitere Vorschläge zu geeigneten Maßnahmen seitens der Betreiber von Braunkohlekraftwerken vorzulegen. Aufgrund bestehender Überkapazitäten stellt eine Studie von Energy Brainpool die Notwendigkeit einer Reserve bis 2023 in Frage. Des Weiteren haben Braunkohlekraftwerke vergleichsweise deutlich längere Startzeiten, sodass

bei einem unerwarteten Versorgungsengpass (wie einem Kraftwerksausfall) eine Reserve aus schnellstartfähigen Kraftwerken vorzuziehen wäre [18]. Inwieweit das Einsparziel erreicht werden kann bleibt abzuwarten, da zur Deckung eines unerwarteten Versorgungsengpasses mit der Sicherheitsbereitschaft Braunkohlekraftwerke auf Verdacht warmgehalten werden müssten.

Parallel zur Sicherheitsbereitschaft soll ab dem Winter 2019/20 eine technologieneutrale Kapazitätsreserve im wettbewerblichen Ausschreibungsverfahren kontrahiert werden. Umfang der Reserve wird ab dem Winter 2022/23 eine Reserveleistung von fünf Prozent der Jahreshöchstlast im Bundesgebiet sein [15]. Die Kosten zur Vorhaltung der Kapazitätsreserve belaufen sich auf etwa 110–220 Millionen Euro pro Jahr [15], für den nicht privilegierten Letztverbrauch bedeutet dies eine Kostenbelastung von bis zu 0,06 ct/kWh. Dazu kommen noch Kosten für den Einsatz der Kraftwerke bzw. der Aktivierung auf Verdacht.

Gleichzeitig sollen die Regelungen zur Netzreserve über den 31. Dezember 2017 verlängert und die Kostenerstattung angepasst werden. Anlagen in der Netzreserve können sich auch an der wettbewerblichen Ausschreibung des Kapazitätssegments beteiligen, so dass Kapazitätsreserve und Netzreserve miteinander verzahnt werden.

Im Rahmen der Netzreserve ist auch der Neubau von Anlagen von bis zu 2 GW für den Winter 2021/22 vorgesehen. Der Bedarf wird in der Systemanalyse der Übertragungsnetzbetreiber im

Jahr 2016 festgelegt. Diese sind nach Zustimmung der BNetzA von Übertragungsnetzbetreibern zu binden. Nach Schätzungen des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie betragen die reinen Vorhaltekosten von 2 GW Neuanlagen in der Netzreserve zwischen 100 bis 160 Millionen Euro pro Jahr [15]. Dazu kommen noch Kosten für den Einsatz. Ein regelmäßiges, langfristiges Monitoring der Versorgungssicherheit rundet das Gesetz ab. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie unterstreicht dabei nochmals die Notwendigkeit, Versorgungssicherheit in einem europäischen Kontext zu betrachten. Nach Anhörungen von Ländern und Verbänden zum Gesetzesentwurf soll noch im November 2015 der Entwurf zum Strommarktgesetz im Kabinett beschlossen und im Frühjahr 2016 das Gesetzgebungsverfahren abgeschlossen werden.

Im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg wurde von Seiten des Öko-Instituts und der LBD Beratungsgesellschaft die Leistungsfähigkeit des Energy-only-Marktes bzw. Strommarkts 2.0 untersucht. Die Fähigkeit des Strommarkts 2.0, ausreichend Investitionen anzureizen, wird kritisch eingeschätzt und damit einhergehende Kostenrisiken dargelegt. So werden Versorgungslücken, die im Zeitraum des Preissignals bis zur Inbetriebnahme der Kapazitäten entstehen, aufgezeigt. In diesem Zusammenhang wird in Frage gestellt, inwieweit sich neue Investitionen refinanzieren können, wenn sich durch ihren Markteintritt die Knappheitssituation auflöst. Vor allem für die zur Integration von erneuerbaren Energien benötigten Investitionen zur Flexibilisierung des Energiesystems im Spitzenlastsegment sei ein verlässliches Preissignal notwendig. Die Refinanzierung der Investition über Preis Spitzen im Energy-only-Markt führe auch zu einer höheren Risikoprämie und damit zu höheren Kapitalkosten neuer Kraftwerke im Vergleich zu Kapazitätsmechanismen mit gesicherten Einkommensströmen. Auch der aus Investorensicht

verlässliche Verzicht politischer Markteingriffe in die freie Preisbildung wird angezweifelt, da weitere politische Maßnahmen wie die KWKG-Novelle, Netzreserveverordnung und Klima- und Kapazitätsreserve durchaus den Markt beeinflussen. Außerdem zeige laut [19] die Analyse der dem Entscheidungsprozess zum Strommarktdesign zugrunde liegenden Gutachten [20, 21] einige methodische Mängel auf. So wird bspw. der Einsatz von perfect foresight Modellen, die perfekte Information und Vorschau unterstellen, kritisiert. [16, 19]

2.2 ERNEUERBARER KRAFTWERKSPARK

Im Jahr 2014 trugen die erneuerbaren Energien in Baden-Württemberg rund 24 % zur Bruttostromerzeugung bei. In Relation zum Bruttostromverbrauch ergibt sich ein EE-Anteil von rund 18 % 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 Voraussetzung zum Erreichen dieses Ziels auf Landesebene dar.

Mit der EEG-Novelle 2014 wurden einige einschneidende Änderungen verabschiedet, deren Wirkungen sich voraussichtlich erst in den Folgejahren in vollem Umfang zeigen werden. Zu nennen ist einerseits der im EEG festgelegte

2. Auswirkungen der Energiewende auf die Stromerzeugung

grundsätzliche Wechsel hin zu Ausschreibungssystemen und damit zu einer wettbewerblichen Ermittlung der Förderhöhen und weg von administrativ festgelegten Vergütungssätzen. Andererseits wurden bei der Förderung von Biomasseanlagen zur Stromerzeugung durch die Streichung der Einsatzstoffklassenvergütung starke Einschnitte vorgenommen. Darüber hinaus führt im Bereich Photovoltaik die Kombination von fortschreitenden Vergütungsabsenkungen, stagnierenden Preisen⁷, der Verpflichtung von Eigenversorgungskonzepten zur anteiligen Übernahme der EEG-Umlage sowie generelle Unsicherheiten zu einem weiteren starken Marktrückgang. Um die Zielsetzung des Landes für das Jahr 2020, die ein weiteres starkes Wachstum der solaren Stromerzeugung voraussetzt, zu erreichen, müssen diese bundespolitischen Rahmenbedingungen rasch korrigiert werden.

Der Zubau von Photovoltaik-Anlagen in Baden-Württemberg war im Jahr 2014 weiter rückläufig und erreicht nunmehr knapp 260 MW (Zubau 2013: 360 MW). Rechnerisch müssten bis 2020 zur Zielerfüllung (12 % Photovoltaik-Strom) jährlich mehr als 500 MW zugebaut werden, was angesichts des voraussichtlichen weiteren Marktrückgangs 2015 erhebliche Anstrengungen erfordert.

Auch im Bereich Windenergie ist zur Zielerfüllung (10 % Wind-Strom im Jahr 2020) ein erheblicher Neuanlagenzubau erforderlich. Die Landesregierung hat mit der Änderung des Landesplanungsgesetzes und der damit veranlassten 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 Genehmigungsverfahren 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.

Die EEG-Netzanschlussanfragen belegen die Planungsaktivitäten. So wurden in den zweieinhalb Jahren bis Mitte 2015 Netzanschlussanfragen für insgesamt knapp 2,3 GW Windenergieanlagen gestellt (Tabelle 1). Die untere Tabellenhälfte zeigt die Bereinigung um die nicht weiter verfolgten Projekte („davon storniert“), die sich auf insgesamt 832 MW belaufen. Konkret in der Realisierung (im Sinne einer Konkretisierung der Umsetzungen zwischen Einspeisewilligen und Netzbetreiber) befinden sich derzeit 174 MW. Damit verbleiben knapp 1,3 GW, die weiterhin reserviert sind.

Tabelle 1: Stand der Netzanschlussanfragen für Windenergieanlagen im Netzgebiet der Netze BW GmbH; [Quelle Netz BW GmbH].

Anfrageleistung	MW
2013	1.212
2014	829
1. HJ. 2015	239
Zwischensumme 2013-2015	2.279
davon in Realisierung	174
davon storniert	832
Summe (weiterhin reserviert)	1.273

Ende September 2015 waren 121 Anlagen mit einer Leistung von rund 330 MW im Bau. Insgesamt sind etwa 410 Anlagen bereits genehmigt oder beantragt. Zusammen mit den 47 Windenergieanlagen, die seit 2011 in Betrieb gegangen sind, entspricht dies rund der Hälfte der Leistung, die für das genannte Ausbauziel erforderlich ist.

Einen Unsicherheitsfaktor stellt die geplante Umstellung des Fördersystems auf Ausschreibungen dar. Aus Sicht Baden-Württembergs muss das Ausschreibungsdesign so entwickelt werden, dass auch zukünftig Windenergieanlagen in Süddeutschland errichtet und wirtschaftlich betrieben werden können.

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

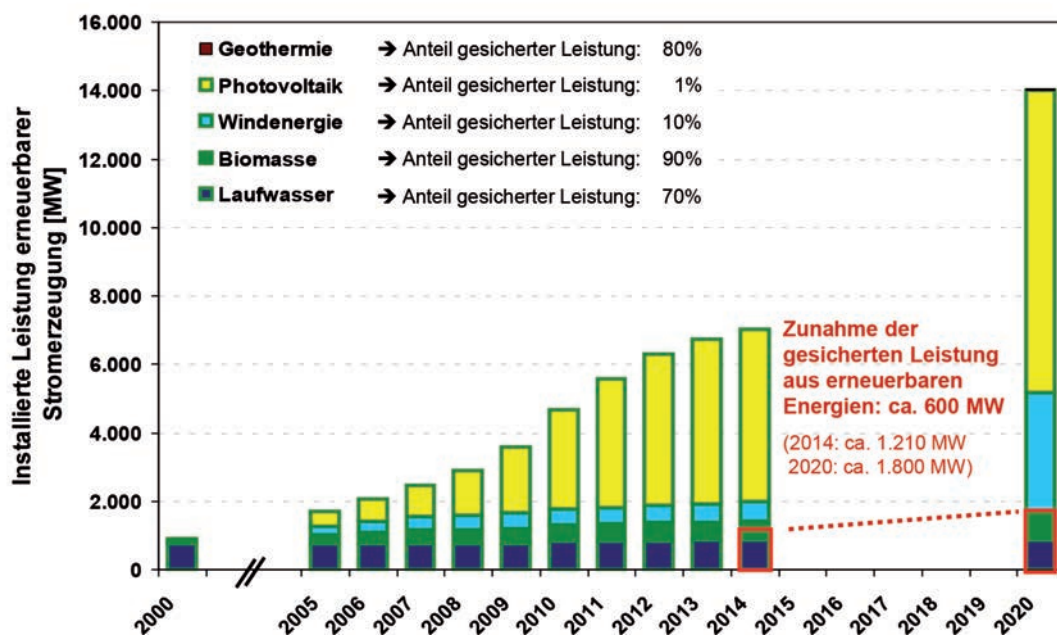


Abbildung 2: Entwicklung der Erzeugungsleistung erneuerbarer Energien von 2000 bis 2014, Ausblick bis 2020 sowie gesicherte Leistung 2014 und im Ausblick. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [22].

⁷ Im Rahmen der EU-Antidumping- und Antisubventionsmaßnahmen wurden Mindesteinfuhrpreise bzw. Strafzölle für PV-Module und -Zellen aus China festgelegt. Aufgrund dieser Maßnahmen bilden sich Preissenkungen nicht bzw. nur schwach ab.

2. Auswirkungen der Energiewende auf die Stromerzeugung

2.3 FLEXIBILITÄTSOPTIONEN

Die Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie unterliegt naturgemäß starken Schwankungen. Mit der Energiewende wächst folglich der Bedarf, flexibel auf kurz- und längerfristige Angebotschwankungen reagieren zu können.

Einen Eindruck des möglichen Flexibilitätsbedarfs 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. Mit abnehmender Verschattung stieg die Einspeisung wenig später um 13.000 MW an [23]. Der aufzufangende Lastgradient betrug mehr als 10 GW/h. Das Naturereignis galt als Stresstest für das Versorgungssystem und wurde von den vier für die Versorgungssicherheit verantwortlichen Übertragungsnetzbetreibern intensiv vorbereitet. Als Vorsichtsmaßnahme hatten diese unter anderem die Minutenreserve und Sekundärregelleistung auf insgesamt 8.000 MW verdoppelt.

Am Strommarkt waren die Auswirkungen der Sonnenfinsternis vor allem im Intraday-Handel zu erkennen. Der erhöhte Flexibilitätsbedarf äußerte sich in Form eines Preis-Spreads von knapp 2.000 EUR/MWh in zwei aufeinanderfolgenden Viertelstunden. Die Preisspanne einzelner Geschäfte im kontinuierlichen Handel reichte von -998 EUR/MWh bis 950 EUR/MWh [24].

Insgesamt zeigten sich die Übertragungsnetzbetreiber zufrieden. TransnetBW betonte, dass

während der Sonnenfinsternis keine Engpässe im Übertragungsnetz in Baden-Württemberg auftraten. Zudem sei das Netz zu jedem Zeitpunkt stabil gewesen [23].

Auswertungen zum Regelenergieeinsatz belegen ferner, dass sich die Ungleichgewichte zwischen Angebot und Nachfrage in einem alltäglichen Rahmen hielten und die zusätzlich kontrahierte Regelleistung ungenutzt blieb [25].

Einen wesentlichen Beitrag zum Ausgleich der steilen Lastgradienten leisteten schnell regelfähige Pumpspeicherkraftwerke. Sie stellen nach wie vor die einzige voll ausgereifte, großtechnische Speicheroption dar und haben sich als Anbieter von Systemdienstleistungen bewährt. In Baden-Württemberg sind derzeit sieben Pumpspeicherkraftwerke mit einer Nennleistung von 1.873 MW in Betrieb [26]. Deutschlandweit beläuft sich die zur Verfügung stehende Leistung auf etwas mehr als 6.000 MW. Dazu kommen Pumpspeicherkraftwerke in Luxemburg und Österreich mit einer Turbinenleistung von 2.900 MW, die ebenfalls in das deutsche Netzgebiet einspeisen. Das Potenzial für einen weiteren Ausbau ist prinzipiell vorhanden. Mehrere Vorhaben zum Aus- und Umbau befinden sich in der Planungsphase. Dazu zählt auch das Pumpspeicherkraftwerk Atdorf im südlichen Schwarzwald. Mit einer Turbinenleistung von 1.400 MW und einem Speichervermögen von 13 GWh wäre es bei Fertigstellung das größte Pumpspeicherkraftwerk Europas. Ein Planfeststellungsbeschluss für das 1,6 Milliarden Euro teure Projekt könnte im Jahr 2017 erfolgen.

Pumpspeicherkraftwerke allein werden den steigenden Flexibilitätsbedarf jedoch nicht decken können [27]. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie hat sich daher zum Ziel gesetzt, mit dem Strommarkt 2.0 die Flexibilisierung des Versorgungssystems voranzutreiben und einen fairen Wettbewerb zwischen den verschiedenen Flexibilitätsoptionen zu ermöglichen.

Die konsequente Weiterentwicklung des liberalisierten, europäischen Binnenmarktes und die stärkere Zusammenarbeit zwischen Deutschland und seinen „elektrischen Nachbarn“ bei der Gewährleistung der Versorgungssicherheit stellen einen ersten wichtigen Schritt in Richtung zusätzlicher Flexibilität dar. Denn mit einer Ausdehnung des Versorgungsgebiets wächst auch die Wahrscheinlichkeit, dass sich stochastische Angebots- und Nachfrageschwankungen ausgleichen.

Die geplante Öffnung der Regelenergiemärkte für neue Anbieter ist ein weiterer wichtiger Schritt. Dezentrale Speicher, flexible Verbraucher und erneuerbare Energien erhalten auf diese Weise ein zusätzliches finanzielles Standbein. Darüber hinaus reduzieren die neuen Anbieter den sogenannten „Must-Run“-Sockel. Damit ist der Umfang an konventionellen Kraftwerken gemeint, der zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen notwendigerweise in Betrieb gehalten wird.

Für eine stärkere Flexibilisierung der Nachfrage fehlten bislang die Anreize. In der Industrie wird Lastmanagement, das heißt die gezielte Verlagerung des Stromverbrauchs, zwar schon länger betrieben. Die bisherigen Anreize zielten jedoch eher in Richtung einer gleichmäßigeren Stromabnahme. Mit einer Anpassung der besonderen Netzentgelte für Großverbraucher und der Erarbeitung eines Zielmodells für staatlich veranlasste Preisbestandteile und Netzentgelte soll dies nun korrigiert werden.

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 (dena) geleitet wird. Anhand von ausgewählten Unternehmen aus verschiedenen Branchen sollen praktische Erfahrungen mit der Erschließung und Vermarktung von Lastmanagementpotenzialen gesammelt werden. Im Fokus stehen die Einsatzfelder Regelleistung und Netzengpassmanagement [28]. Zu den Vorreitern zählt unter anderem der Flughafen Stuttgart, der zusammen mit seinem Stromlieferanten EnBW für die Teilnahme am Projekt ausgewählt wurde [29]. Erste Erkenntnisse und Ergebnisse sollen im Dezember 2015 im Rahmen einer ganztägigen Konferenz der Öffentlichkeit präsentiert werden.

Dem Ausbau dezentraler Speichersysteme widmet sich seit Mai 2013 ein Förderprogramm, das das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie zusammen mit der KfW Bankengruppe durchführt. Mit zinsgünstigen Krediten und Tilgungszuschüssen sollen Investitionen in Batteriespeichersysteme für netzgekoppelte Photovoltaik-Anlagen angestoßen werden. Von dem Anreizprogramm verspricht sich die Bundesregierung vor allem Kostensenkungen und die Weiterentwicklung der Technologie. Zum Stichtag 31. März 2015 waren rund 3.700 Anlagen in der Datenbank des begleitenden Monitoring-Vorhabens erfasst [30]. Für weitere 5.800 Photovoltaik-Speicher hatte die KfW bereits Förderzusagen erteilt. Die nutzbare Speicherkapazität aller bisher geförderten Anlagen liegt bei knapp 60 MWh. Eine Auswertung zur regionalen Verteilung zeigt eine leichte Konzentration der bisher registrierten Batteriespeichersysteme in den sonnen- und bevölkerungsreichsten Bundesländern im Süden und Westen Deutschlands, die sich auch mit dem Ausbau der Photovoltaik deckt. Auf Baden-Württemberg entfielen zum Stichtag 544 der im Rahmen der KfW-Förderung registrierten Photovoltaik-Batteriespeicher, davon

2. Auswirkungen der Energiewende auf die Stromerzeugung

kamen 398 im Jahr 2014 hinzu. Da auch außerhalb des Förderprogramms Batteriespeicher errichtet wurden, ist für 2014 insgesamt von einem Zubau von 1.525 Batteriespeichern mit einer nutzbaren Kapazität von 10,5 MWh in Baden-Württemberg auszugehen.

Wie hoch der Nutzen stationärer Batteriespeicher für das Versorgungssystem ist, hängt maßgeblich von deren Betriebsweise ab. Erste Ansätze, lokale Batterien zu einem Schwarmstrom-Speicher zusammenzuschalten und so auch zur Stabilisierung des Stromnetzes einzusetzen, existieren bereits [31]. Auch 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.

Weitere Flexibilitätsoptionen mit erheblichen Potenzialen werden gegenwärtig unter dem Schlagwort „Power-to-X“ diskutiert. Der Begriff steht für die Nutzung von Strom in anderen Sektoren, wie dem Wärme- und dem Verkehrssektor. Auch in der Industrie könnte Strom aus erneuerbaren Energiequellen fossile Energieträger Schritt für Schritt ersetzen. Um die Potenziale heben zu können, sind jedoch sowohl weitere Investitionen in die Infrastruktur wie Ladesäulen oder Wasserstoff-Tankstellen im Verkehrssektor als auch Anpassungen der regulatorischen Rahmenbedingungen erforderlich. Dazu zählt die bereits erwähnte Überarbeitung der Entgelt- und Umlagesystematik.

Insgesamt lässt sich festhalten, dass die Möglichkeiten zur Flexibilisierung des Versorgungssystems vielfältig und die Potenziale grundsätzlich vorhanden sind. Mit der Sonnenfinsternis im März 2015 hat das Versorgungssystem zudem seinen ersten größeren Stresstest erfolgreich bestanden. Um auch bei weiter steigenden Anteilen erneuerbarer Energien flexibel auf Angebots- und Nachfrageschwankungen reagieren zu können, bedarf es jedoch weiterer Anstrengungen, insbesondere der konsequenten Umsetzung der im Weißbuch zum Strommarkt vorgestellten Maßnahmen zur Weiterentwicklung des Strommarktes. Ob diese tatsächlich zur Hebung der Potenziale ausreichen, ist allerdings umstritten. Fraglich ist insbesondere, ob DSM-Potenziale in ausreichendem Umfang ohne Kapazitätzahlungen gehoben werden können. Dies muss sich in der Zukunft zeigen. Gleiches gilt für den Ausbau von Speicherkapazitäten.

2.4 ENTWICKLUNG VON BRUTTOSTROM-ERZEUGUNG UND -VERBRAUCH

Nach dem deutlichen Anstieg der Bruttostromerzeugung in Baden-Württemberg im Jahr 2013, der vor allem durch den starken Zuwachs der Stromerzeugung aus Steinkohlekraftwerken bedingt war, setzte sich im Jahr 2014 der rückläufige Trend der Vorgängerjahre fort und die Bruttostromerzeugung ging entsprechend deutlich zurück (siehe Abbildung 3). Insgesamt wurden in Baden-Württemberg im Jahr 2014 nach ersten Schätzungen rund 59 TWh Strom erzeugt, was gegenüber dem Vorjahr einen Rückgang von mehr als 4 % bedeutet. Die Entwicklung in Baden-Württemberg entspricht dabei einem bundesweiten Trend,

denn auf Bundesebene zeigt sich ein ähnlich starker Rückgang der Stromerzeugung um 3% [32].

Nach der ungewöhnlich hohen Stromerzeugung aus Steinkohlekraftwerken im Jahr 2013 ging diese im Jahr 2014 wieder auf das Niveau von 2012 zurück. Im direkten Vergleich zum Vorjahr ist ein Rückgang von etwa 3 TWh bzw. knapp 17 % zu verzeichnen. Ursächlich dafür ist primär die deutschlandweit gestiegene Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, vgl. [32]. Dagegen ist die Stromerzeugung aus Kernenergie im Vergleich zum Jahr 2013 um 7 % auf knapp 22 TWh gestiegen. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien beträgt im Jahr 2014 rund 14 TWh bzw. 24 %. Hier überlagerten sich die Zunahme der Stromerzeugung aus Photovoltaik und Biomasse mit dem witterungsbedingten Rückgang der Erzeugung aus Wasserkraftanlagen [22].

Der Stromverbrauch in Baden-Württemberg zeigt seit 2008 auf Basis der amtlichen Daten eine sinkende Tendenz und ging im Jahr 2014 nach ersten Schätzungen moderat auf 77 TWh zurück. Der starke Rückgang des Stromverbrauchs 2011 ist im Wesentlichen einer geänderten Erfassungsmethodik zuzurechnen (siehe auch Abschnitt 4.2.2).

Mit der insgesamt rückläufigen Stromerzeugung im Jahr 2014 stiegen die Nettoimporte auf etwa 18,3 TWh im Vergleich zu 17,7 TWh im Jahr 2012 und 16,3 TWh im Jahr 2013.

Der Anteil der Netto-Stromimporte beträgt damit rund 24 % des Bruttostromverbrauchs in Baden-Württemberg. Die Importe stammen größtenteils nicht aus dem Ausland, sondern aus den benachbarten Bundesländern (vgl. Abschnitt 2.5).

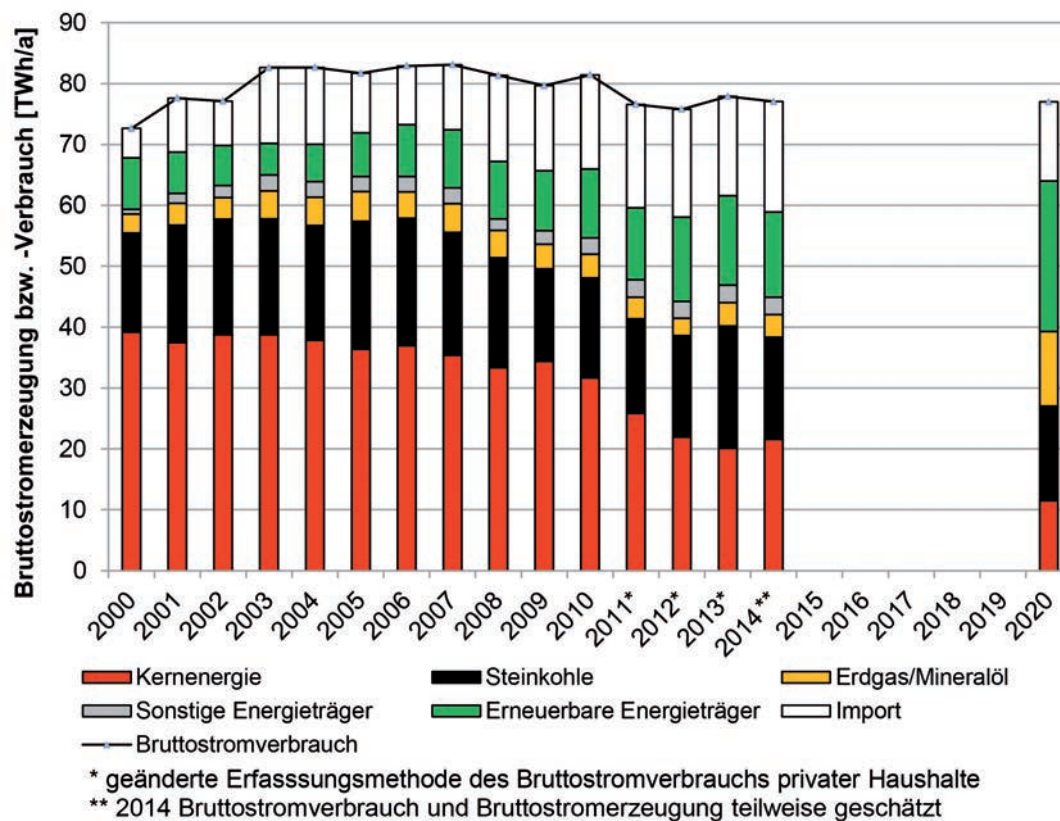


Abbildung 3: Entwicklung des Bruttostromverbrauchs sowie der Bruttostromerzeugung im Zeitraum von 2000 bis 2014 in Baden-Württemberg und Ausblick auf 2020.⁸ Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [33–36].

⁸ Im Szenario 2020 sind „Sonstige“ und Steinkohle zusammengefasst.

2. Auswirkungen der Energiewende auf die Stromerzeugung

2.5 ENTWICKLUNG DES STROMAUSTAUSCHS (IMPORT-EXPORT-SALDO)

Für das benachbarte Ausland wird der Stromaus-tausch mit Baden-Württemberg von dem zustän-digen Übertragungsnetzbetreiber laufend an den Grenzkuppelstellen erfasst und veröffentlicht. Auf Basis der viertelstündlichen Leistungswerte lassen sich die länderspezifischen Import- und Exportsalden berechnen sowie der zeitliche Ver-lauf der Salden nachvollziehen.

Wie im Vorjahr überwiegt der Export in die Schweiz und nach Österreich, während aus Frankreich mehr Strom bezogen wurde (siehe Ta-belle 2). Insgesamt ging der Nettoexport von 4,7 TWh im Jahr 2013 auf 3,1 TWh im Jahr 2014 zurück. Zum einen haben die Importe aus Frank-reich nach Baden-Württemberg nach vergleichs-weise niedrigen Werten im Jahr 2013 wieder ein ähnliches Niveau wie 2012 erreicht, zum anderen sind Exporte in die Schweiz leicht rückläufig. Auf Bundesebene stiegen die Nettoexporte im Jahr 2014 weiter auf 35,5 TWh (2013: 33 TWh). Gegenüber den Vorjahren fiel der Anstieg jedoch

etwas geringer aus [37].

Die beständig hohen Lastflüsse zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern sind im Wesentlichen auf das vergleichsweise niedrige Preisniveau im deutschen Marktgebiet zurückzu-führen. Die relativ geringen Grenzkosten von Kern- und Kohlekraftwerken, der preismin-dernde Einfluss von erneuerbaren Energien und der Rückgang des Stromverbrauchs führen zu einem hohen Angebot von Erzeugungskapazitä-ten mit niedrigen Grenzkosten in Deutschland, in dessen Folge das Preisniveau im hiesigen Marktgebiet stärker sank als im umliegenden Ausland [38]. Die Preiskonvergenz, die in den ersten Jahren nach der Einführung der impliziten Marktkopplung einsetzte, ist bereits seit 2012 rückläufig [39]. So konnten durch den Nettoex-port von Strom Rekordgewinne von 1,95 Milliar-den Euro im Jahr 2013 in Gesamtdeutschland erwirtschaftet werden (Angaben für 2014 liegen nicht vor). Die Erlöse für den Export betragen im Durchschnitt 5,2 ct/kWh, während für den Import 4,9 ct/kWh anfielen [40].

Tabelle 2: Grenzüberschreitende physikalische Lastflüsse von und nach Baden-Württemberg in den Jahren 2013 und 2014. Eigene Berechnung auf Basis von der TransnetBW⁹ [41].

		Frankreich		Schweiz		Österreich		Gesamt	
		2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014
Export	TWh	0,18	0,22	7,08	6,74	3,98	3,94	11,24	10,91
Import	TWh	5,18	6,59	1,27	1,15	0,06	0,05	6,51	7,78
Saldo	TWh	5,00	6,37	-5,81	-5,60	-3,92	-3,90	-4,73	-3,12

Der Stromaustausch weist in der Regel sowohl im Tagesverlauf als auch saisonal und situationsbedingt Schwankungen auf [42]. Über die Wintermonate fließt im Saldo Strom aus Baden-Württemberg in die Schweiz und nach Österreich. In den Sommermonaten nehmen die Exporte nach Österreich stark ab und es tritt zeitweise ein Nettoimport auf. Im Austausch mit der Schweiz fließt im gleichen Zeitraum größtenteils Strom nach Baden-Württemberg.

Die physikalischen Lastflüsse weichen teilweise erheblich von den grenzüberschreitenden Han-

delsflüssen ab (vgl. Tabelle 2 und Tabelle 3). Die grenzüberschreitenden Handelsflüsse zeigen den Fahrplan der Übertragungsnetzbetreiber auf Basis der Meldungen der Bilanzkreise. Hingegen stellen physikalische Lastflüsse Messwerte dar, welche zudem Transit- und Ringflüsse beinhalten. Große Abweichungen 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 [42].

Tabelle 3: Grenzüberschreitende Handelsflüsse zwischen Baden-Württemberg und dem benachbarten Ausland in den Jahren 2013 und 2014. Eigene Berechnung auf Basis von Daten der TransnetBW [41].

		Frankreich		Schweiz		Österreich		Gesamt	
		2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014
Export	TWh	5,40	4,33	0,83	0,87	3,23	3,85	9,46	9,05
Import	TWh	1,30	1,74	0,76	1,71	0,12	0,01	2,18	3,46
Saldo	TWh	-4,09	-2,59	-0,07	0,84	-3,12	-3,84	-7,28	-5,60

Der grenzübergreifende Stromaustausch gewinnt durch die Umsetzung des europäischen Energiebinnenmarkts weiter an Bedeutung. Derzeit sind die Strommärkte von 19 europäischen Ländern von Finnland bis Italien und Portugal bis Tschechien gekoppelt [43]. Ziel ist die effiziente Nutzung der Übertragungsnetzkapazitäten und somit eine Annäherung der Strompreise. Ende Mai 2015 wurde die lastflussbasierte Marktkopplung in Zentralwesteuropa (darunter unter anderen der deutsch/österreichische Strommarkt) eingeführt, ein wesentlicher Schritt um die Ausnutzung der Leitungskapazitäten zu verbessern [44].

Für den innerdeutschen Stromaustausch werden keine ähnlich detaillierten Daten erfasst. Der bereits weiter oben dargestellte Importbedarf in der Größenordnung von 20 TWh aus anderen Bundesländern verdeutlicht jedoch die Notwendigkeit einer gut ausgebauten Netzinfrastruktur (siehe Abschnitt 3).

⁹ Die grenzüberschreitenden Lastflüsse von Baden-Württemberg und der Schweiz sowie Baden-Württemberg und Österreich wurden von Seiten der TransnetBW vom 01. Januar 2010 bis zum 17. Februar 2015 angepasst. Im Vergleich zu den bisher verfügbaren Daten ergeben sich deutlich höhere Exportsalden in der Größenordnung von 2-3 TWh in die Schweiz

3

3. Entwicklung der Infrastruktur infolge der Energiewende

3.1 STROMNETZE

3.1.1 SYSTEMSTABILITÄT

Die wachsende Zahl kleiner, dezentraler Erzeugungsanlagen stellt die Übertragungsnetzbetreiber, denen die Wahrung der System- und Netzstabilität obliegt, vor neue Herausforderungen. Für einen stabilen Netzbetrieb sind die Erzeugung und der Verbrauch elektrischer Energie zu jedem Zeitpunkt in der Balance zu halten. Kleinere Abweichungen sind üblich und können durch den Einsatz von Ausgleichsenergie bzw. Regelleistung innerhalb von Sekunden bis wenigen Minuten ausgeglichen werden. Größere Abweichungen können dagegen zu einer Gefährdung der Systemstabilität führen.

Um eine unkontrollierte Abschaltung dezentraler Erzeugungsanlagen infolge der resultierenden Frequenzänderungen zu verhindern, trat am 14. März 2015 eine neue Fassung der Systemstabilitätsverordnung (SysStabV) in Kraft. Durch die technische Nachrüstung von rund 21.000 Windenergie-, Biomasse-, Biogas-, KWK- und Wasserkraftanlagen in den kommenden zwei Jahren soll vermieden werden, dass sich diese bei einer Unterschreitung der Sollfrequenz auf 49,5 Hz bzw. einer Überschreitung auf 50,2 Hz zeitgleich vom Netz trennen [45, 46]. Die Systemstabilitätsverordnung wurde erstmals 2012 erlassen und stieß bis Ende 2014 eine Anpassung der Frequenzschutzeinstellungen an mehr als 300.000 Photovoltaik-Anlagen an.

Der Umbau des Kraftwerksparks zieht darüber hinaus erhebliche Änderungen an den Lastflüssen nach sich. Da der Netzausbau bislang nicht

mit derselben Dynamik voranschreitet, gewinnt das Engpassmanagement zum Schutz vor Leistungsüberlastungen zunehmend an Bedeutung. Gleiches gilt für die Kompensation fehlender Blindleistung. Die Anzahl der Stunden, in denen die Übertragungsnetzbetreiber strom- und spannungsbedingt in die Erzeugung der Kraftwerke eingreifen, ist in den zurückliegenden Jahren kontinuierlich gestiegen. Deutschlandweit erhöhte sich die Anzahl von 5.030 Stunden im Jahr 2011 auf 7.965 Stunden im Jahr 2013 (2012: 7.160 Stunden) [47, 48]. Seit April 2013 veröffentlichen die Übertragungsnetzbetreiber alle Redispatch-Maßnahmen auf einer gemeinsamen Informationsplattform im Internet [49]. Die bereitgestellten Daten erlauben eine regelzonenscharfe Auswertung. Daraus geht hervor, dass der überwiegende Anteil der Maßnahmen nicht auf Engpässe im baden-württembergischen Netzgebiet zurückzuführen ist. Im Jahr 2014 sowie in den ersten acht Monaten des Jahres 2015 musste TransnetBW, als zuständiger Übertragungsnetzbetreiber in Baden-Württemberg, lediglich in 37 bzw. 41 Fällen Redispatch-Maßnahmen anfordern. Deutlich häufiger waren dagegen Eingriffe seitens TransnetBW, die auf Engpässe in den übrigen Regelzonen zurückzuführen waren. Von Januar bis August 2015 betraf dies 1.122 Redispatch-Maßnahmen, was einer Verdopplung gegenüber dem Vorjahreszeitraum entspricht (Januar bis August 2014: 573 Maßnahmen).

Trotz der zunehmenden Zahl an Eingriffen sind die Übertragungsnetzbetreiber im Stande, die Systemstabilität zu gewährleisten. Das gestiegene Aufkommen an Redispatch-Maßnahmen unter-



streicht jedoch abermals die Notwendigkeit für eine zügige Umsetzung der geplanten Netzausbau- und verstärkungsvorhaben.

3.1.2 AUSBAU DER ÜBERTRAGUNGS- UND VERTEILNETZE

Dass im Übertragungsnetz (Höchstspannungsebene) Ausbaubedarf besteht, damit es den zukünftigen Anforderungen gerecht werden kann, ist nicht erst seit den Energiewendeentschlüssen von 2011 bekannt. Bereits mit dem Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (Energieleitungsausbaugesetz – EnLAG) im Jahr 2009 wurde der

erforderliche Netzausbaubedarf auf Ebene der Übertragungsnetze adressiert. Zusätzlich zu den EnLAG-Vorhaben wird der weitere Ausbaubedarf des Übertragungsnetzes seit 2012 in einem jährlich von den Übertragungsnetzbetreibern zu erstellenden Szenariorahmen analysiert und im nationalen Netzentwicklungsplan (NEP) zusammengestellt. In den Netzentwicklungsplänen 2012, 2013 und 2024 (früher 2014) wurden für Baden-Württemberg zwölf Startnetzmaßnahmen adressiert. Tabelle 4 zeigt den Umsetzungsstand dieser Maßnahmen.

Tabelle 4: Stand der Umsetzung der Ausbau-/Verstärkungsmaßnahmen im Startnetz in Baden-Württemberg auf der Basis des Netzentwicklungsplans 2024.

Nr.	Startnetzmaßnahmen (Vorhabensträger: TransnetBW)	Inbetriebnahme	Stand
TNG 001	380-kV-Netzoptimierung und Netzverstärkung Goldshöfe- Dellmensingen	2015	fertiggestellt
TNG 002	Zubau Kondensator in 380-kV-Anlage Goldshöfe	2014	fertiggestellt
TNG 003	380-kV-Neubau Bünzwangen-Goldshöfe (EnLAG Nr. 24)	2020	im 2. Entwurf des NEP 2014 aus Startnetz gestrichen
TNG 004	380-kV-Netzverstärkung Großgartach-Hüffenhardt	2013	1. Ausbaustufe fertiggestellt, 2. Ausbaustufe noch ohne Genehmigung
TNG 005	380-kV-Netzverstärkung Großgartach-Mühlhausen (EnLAG Nr. 23)	2015	fertiggestellt
TNG 006	380-kV-Netzoptimierung und Netzverstärkung: Hoheneck- Rommelsbach (Netzbereinigung Mittlerer Neckar II)	2016	In Umsetzung
TNG 007	Neubau 380/110-kV-Umspannwerk Bruchsal-Kändelweg	2013	fertiggestellt
TNG 008	380-kV-Netzausbau Birkenfeld-Mast 115 A	2019	Maßnahme in BBPIG übertragen
TNG 009	Umrüstung 110 kV auf 380 kV Weier-Villingen (EnLAG Nr. 22)		Bedarf für Maßnahme entfallen
TNG 010	Zubau Drosselspule in 110-kV-Anlage Höpfingen	2013	fertiggestellt
TNG 011	Zubau Kondensator in 380-kV-Anlage Engstlatt	2013	fertiggestellt
TNG 012	Neubau 380/110-kV-Schaltanlage in Stalldorf	2016	In Umsetzung



3. Entwicklung der Infrastruktur infolge der Energiewende

Um den durch die Transformation der Energieversorgung permanent wachsenden Anforderungen gerecht werden zu können und zukünftig die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, ist der Startnetzausbau nur ein erster Schritt. Der weitere Ausbaubedarf wird von den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern im Rahmen der Netzausbauszenarien untersucht und in den resultierenden Entwürfen der Netzentwicklungspläne in konkrete Projekte und Maßnahmen überführt. Von der Bundesnetzagentur werden die Netzentwicklungsplanentwürfe in einem geregelten Verfahren überprüft. Die hierin bestätigten Netzausbaumaßnahmen finden dann Eingang in den jeweils endgültigen Netzentwicklungsplan. Dieser umfasst jeweils einen 10-Jahreshorizont. Die Bundesregierung plant ab 2016 den Turnus der Erstellung des Netzentwicklungsplans auf einen zweijährigen Rhythmus umzustellen [50]. Dies ermöglicht in Zukunft ein stringenteres Arbeiten am jeweiligen Netzentwicklungsplan ohne parallel bereits die Szenarien für den nächsten Plan entwickeln zu müssen.

Das im Juli 2013 in Kraft getretene Bundesbedarfsplangesetz mit insgesamt 36 Vorhaben, deren zeitnahe Umsetzung sowohl energiewirtschaftlich erforderlich als auch zur Gewährleistung eines sicheren und zuverlässigen Netzbetriebes zwingend notwendig erscheint, bildet dabei die Grundlage für den weiteren Netzausbau. Für Baden-Württemberg sind die in Tabelle 5 gezeigten Vorhaben aus dem Bundesbedarfsplangesetz relevant.

Das Vorhaben Nr. 2, auch bekannt unter dem

Namen ULTRANET, gehört zu den drei großen Transitleitungen, die mittels Hochspannungsgleichstrom-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 HGÜ-Strecke Osterath – Philippsburg soll eine Übertragungsleistung von 2 GW haben und zu einem Großteil auf bestehenden Trassen realisiert werden. Seitens der Übertragungsnetzbetreiber wird die Inbetriebnahme im Jahr 2019 avisiert, um dann die Abschaltung des Kernkraftwerksblocks Philippsburg 2 am Jahresende zu kompensieren. Mit entsprechenden Veranstaltungen zur Information und Beteiligung der Bürger wurde im Frühjahr 2015 begonnen. Im Rahmen der Bundesfachplanung haben die Antragskonferenzen zu Abschnitt A (Riedstadt – Mannheim – Wallstadt) und Abschnitt B (Mannheim – Wallstadt – Philippsburg) im Frühjahr 2015 stattgefunden. Im Anschluss wurde der Untersuchungsrahmen für die Antragstellung nach § 8 NABEG durch die BNetzA förmlich festgelegt.

Das Vorhaben Nr. 3, das auch unter dem Namen SuedLink firmiert, war von den im Frühjahr 2015 insbesondere in Bayern stark geschürten Diskussionen um die Notwendigkeit des Netzausbaus, insbesondere der Nord-Süd-Verbindungen, stark betroffen. Der auch als Reaktion zur stärkeren

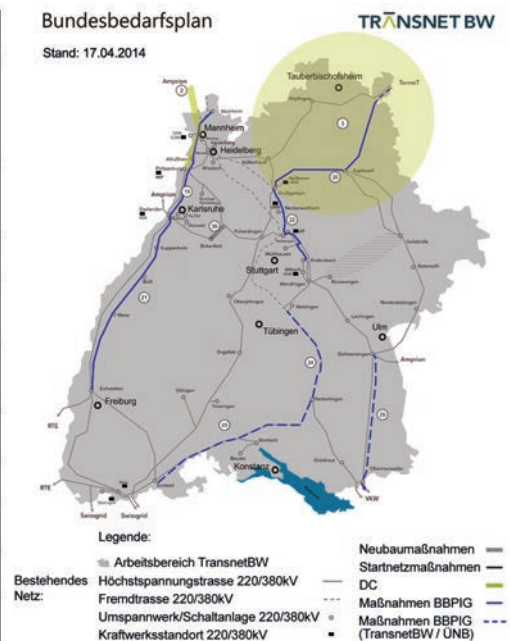
Akzeptanzschaffung seitens der Bundesregierung im Gesetzgebungsverfahren befindliche Entwurf eines Gesetzes zur Änderung von Bestimmungen des Rechts des Energieleitungsbaus wird erhebliche Änderungen für die Planung von SuedLink mit sich bringen. Dies gilt insbesondere für den Vorrang von Erdkabeln gegenüber Freileitungen. Dieser birgt einerseits die Möglichkeit, die Akzeptanz bei den Bürgern vor Ort zu verbessern. Allerdings gilt es, den aufgrund der Neuplanungen durch die Übertragungsnetzbetreiber entstehenden zeitlichen Verzug bei der Realisierung

von SuedLink möglichst gering zu halten [51]. Das Umweltministerium hat am 6. März 2015 mit der Unterzeichnung einer gemeinsamen Erklärung für ein Dialogverfahren zum Netzausbau (SuedLink) in Baden-Württemberg das Dialogverfahren SuedLink gestartet. Ziel des Dialogverfahrens ist eine frühzeitige Information und Beteiligung der Öffentlichkeit bei der Trassenkorridorfindung.

Die weiteren Vorhaben des Bundesbedarfsplangesetzes sind Vorhaben im Drehstromnetz.

Tabelle 5: Stand der Umsetzung der Netzausbauvorhaben des Bundesbedarfsplangesetzes im Verantwortungsbereich der Transnet BW und der durch andere Übertragungsnetzbetreiber durchzuführenden Maßnahmen in Baden-Württemberg.

Nr.	Vorhaben aus BBPIG	Vorhabens-träger	Inbetrieb-nahme	Stand
2	HGÜ-Verbindung Korridor A Osterath-Philippsburg	Amprion, TransnetBW	2019	Lfd. Bundesfachplanung; Antragskonferenzen gestartet, Untersuchungsrahmen festgelegt für Abschnitt A und B
3	HGÜ-Verbindung Korridor C Brunsbüttel-Großgartach	TenneT, TransnetBW	2022	Bundesfachplanung in Vorbereitung, informelles Dialogverfahren gestartet
19	380-kV-Netzverstärkung Weinheim-Daxlanden	TransnetBW, Amprion	2022	Bundesfachplanung in Vorbereitung
20	380-kV-Netzverstärkung Grafenrheinfeld-Kupferzell-Großgartach	TenneT, TransnetBW	2020	Bundesfachplanung in Vorbereitung
21	380-kV-Netzverstärkung Daxlanden-Kuppenheim-Bühl-Eichstetten	TransnetBW	2021	Genehmigungsverfahren in Vorbereitung
22	380-kV-Netzverstärkung Großgartach-Endersbach	TransnetBW	2018	Von BNetzA im NEP 2024 nicht bestätigt
23	380-kV-Netzverstärkung Herbertingen-Tiengen	Amprion	2020	Von BNetzA im NEP 2024 nicht bestätigt
24	380-kV-Netzverstärkung Rommelsbach-Herbertingen	Amprion	2018	Planfeststellung in Vorbereitung
25	380-kV-Netzverstärkung Wullenstetten-Niederwangen	Amprion	2020	Interne Planung
35	380-kV-Netzausbau Birkenfeld-Mast 115 A	TransnetBW	2019	Planfeststellung in Vorbereitung



Wie auch Tabelle 5 bestätigt, schreitet der Ausbau des Übertragungsnetzes in Baden-Württemberg – sowohl hinsichtlich des Startnetzes als auch hinsichtlich Zubaunetzes – voran, wenn auch langsamer als geplant.

Der laufende Ausbau des Übertragungsnetzes ist gleichzeitig durch den Ausbau und die Weiterentwicklung der Verteilnetze hin zu intelligenten Netzen zu flankieren, um die Versorgungssicher-

heit 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.

3. Entwicklung der Infrastruktur infolge der Energiewende

Um diesen stetig wachsenden Anforderungen zukünftig gerecht zu werden, sind erhebliche Investitionen in den Ausbau und die Modernisierung der Stromnetze erforderlich. Um dies auch im Verteilnetzbereich verstärkt anzureizen, hat das Bundeswirtschaftsministerium im März 2015 Eckpunkte für einen "Modernen Regulierungsrahmen für moderne Verteilernetze" [52] vorgelegt, deren Kernstück eine Novelle der Anreizregulierungsverordnung ist, die nach heutigem Kenntnisstand zum 1. Januar 2016 in Kraft treten wird [53].

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, beabsichtigt das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft eine Verteilnetzstudie Baden-Württemberg zu beauftragen. Hierzu wurde im August 2015 eine Ausschreibung auf den Weg gebracht. Eine Vergabe ist nach der Auswertung der eingehenden Angebote noch im Jahr 2015 vorgesehen. Ergebnisse werden im Herbst 2016 erwartet.

Weitere Aussagen zur Aufnahmefähigkeit des Verteilnetzes lassen sich auch aus der Notwendigkeit bzw. der Häufigkeit des Ergreifens von Maßnahmen zum Einspeisemanagement und weiteren resultierenden Parametern (Höhe der abgeregelten Leistung, verlorene elektrische Ar-

beit, Höhe der gezahlten Entschädigungszahlungen) ableiten. Mit Einspeisemanagement wird dabei die vorhersehbare Abschaltung von Erneuerbare-Energien-Anlagen aufgrund von Netzüberlastungssituationen bezeichnet. Da im Jahr 2013 70 % der Einspeisemanagementmaßnahmen ihre Ursache im Verteilnetz hatten [47], spiegelt die Entwicklung der genannten Größen vor allem die Fähigkeit des Verteilnetzes wider, die wachsende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien aufzunehmen. Somit lassen sich daraus auch Aussagen darüber ableiten, ob in den jeweiligen Regionen der Verteilnetzausbau mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien im Gleichklang erfolgt oder ob Defizite auftreten. In Baden-Württemberg liegen seitens der Netze BW GmbH – Baden-Württembergs größtem Verteilnetzbetreiber – vorläufige Daten vor. Während im Jahr 2013 lediglich drei Einspeisemanagementmaßnahmen erforderlich waren, stieg die Zahl im Jahr 2014 auf 19 Maßnahmen. Die damit verbundene Abregelung von 180 MWh Strom stellte aber noch einen sehr geringen Betrag an Verlustenergie dar. Im Jahr 2015 hat die Anzahl der erforderlichen Abregelungen ebenso wie die abgeregelte Strommenge u. a. aufgrund der Witterungsbedingungen erheblich zugenommen. Bis Ende September 2015 waren ca. 120 Eingriffe erforderlich. Die hierdurch verlorene Energie hat sich im Vergleich zum Vorjahr auf 1.800 MWh verzehnfacht [54]. Für andere Verteilnetzbetreiber liegen derzeit keine Daten vor, es ist jedoch davon auszugehen, dass auch sie zunehmend Einspeisemanagementmaßnahmen ergreifen müssen, um die Systemstabilität zu gewährleisten. Trotz der Tatsache, dass nun

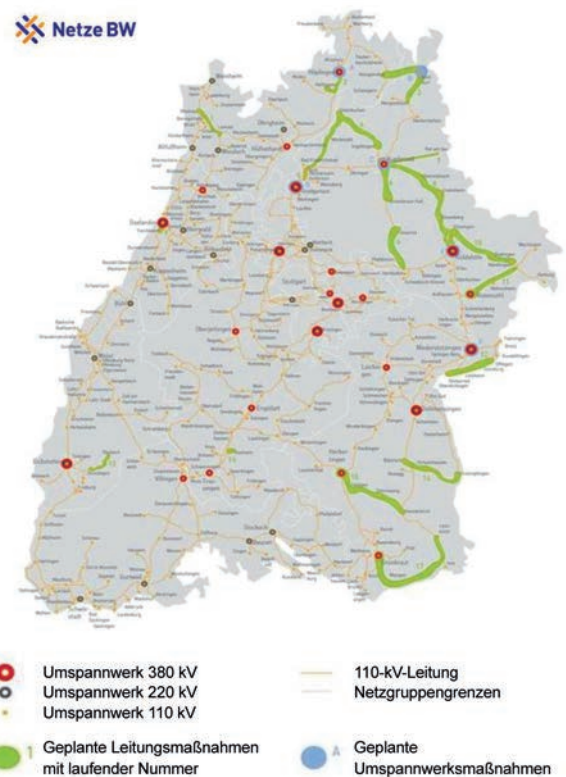
auch in Baden-Württemberg Einspeisemanagement erforderlich ist, kann noch konstatiert werden, dass kaum Diskrepanz zwischen dem Verteilnetzausbau und dem Ausbau der dezentralen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und KWK-Anlagen vorliegt.

Der erforderliche Einsatz von Einspeisemanagementmaßnahmen bei der Netze BW GmbH im Zusammenhang mit den 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 [55–57]. Dieser sieht 15 Leitungsaus- und zwei Leitungsneubauvorhaben sowie die Erweiterung von sechs Umspannwerken vor, die in Tabelle 6 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.

Tabelle 6: 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 - Unteropfinger	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	



3. Entwicklung der Infrastruktur infolge der Energiewende

Während sich die meisten Vorhaben in der internen Planungsphase befinden, sind zwei Projekte – das Neubauprojekt einer Hochspannungsebene zwischen Kupferzell und Rot am See (Nr. 7) und die Netzverstärkung im Ostalbkreis (Nr. 10) – schon weiter vorangeschritten:

Im Rahmen der Vorbereitung des Neubauprojekts (Nr. 7) haben bereits zahlreiche Veranstaltungen stattgefunden, um die Bürger zu informieren und das lokale Wissen zur Verbesserung der Trassenplanungen aufzunehmen. Dabei wurden sowohl die Gründe für den erforderlichen Netzausbau erläutert – in diesem Fall der Ausbau der erneuerbaren Energien in der Region – als auch Informationen zur Entscheidungsfindung hinsichtlich der Trassenführung transparent dargestellt und die Vor- und Nachteile von Erdverkabelungen und Freileitungen diskutiert. Aktuell werden seitens der Netze BW GmbH die erforderlichen Unterlagen für den Antrag zur Eröffnung des Raumordnungsverfahrens vorbereitet, um den Antrag bis Ende 2015 beim zuständigen Regierungspräsidium einzureichen. Mit der Realisierung des Vorhabens wird ab 2019 zu rechnen sein.

Im Rahmen des Netzverstärkungsvorhabens im Ostalbkreis ist geplant, das bestehende Hochspannungsnetz von Ellwangen nach Nördlingen, Hohenberg und Hüttlingen auszubauen. Dies soll soweit möglich durch das Auflegen eines weiteren 110 kV Stromkreises auf den vorhandenen Masten erfolgen. Teilweise ist ein Ersatzneubau der bestehenden Masten erforderlich. Auch hier wird ein zusätzlicher 110 kV Stromkreis auf-

gelegt. Mit der Information der Bürger wurde in entsprechenden Veranstaltungen begonnen. Die Unterlagen zur Eröffnung des Genehmigungsverfahrens sollen im Jahr 2016 eingereicht werden. Die Umsetzung des Vorhabens ist für 2018 geplant.

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. Die Entwicklung auf den unteren Netzebenen wird im weiteren Verlauf des Monitoring-Prozesses beobachtet.

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 [58]. Im Rahmen des SAIDI werden ausschließlich Unterbrechungen berücksichtigt, die länger als drei Minuten dauern. 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 [58]. Im Jahr 2014 wurde mit einer gemittelten Unterbrechungsdauer von 12,28 Minuten pro Jahr der bislang niedrigste Wert innerhalb des Berichtszeitraums der Bundesnetzagentur erreicht. Dies stellt gegenüber dem Vorjahr einen erheblichen Rückgang dar (vgl. Abbildung 4 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 2014 bei 10,09 Minuten pro Jahr und ist im Vergleich zu 2013 (12,85 Min/a) deutlich gesunken. Im Niederspannungsnetz auf der Spannungsebene 400 V bzw. 230 V sank die gemittelte Ausfalldauer auf 2,19 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 4 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 [59].

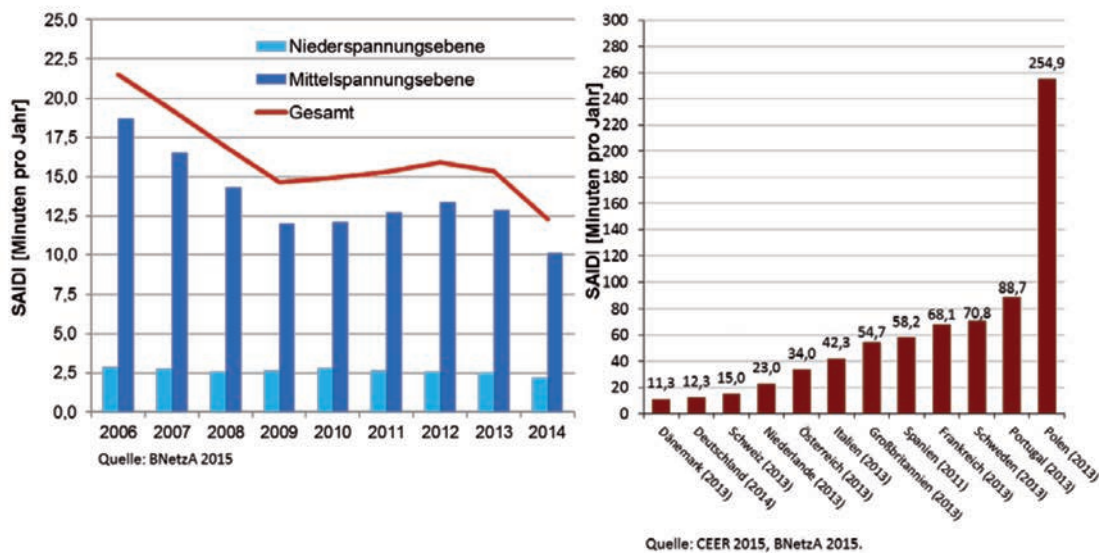


Abbildung 4: Entwicklung des SAIDI in Deutschland im Zeitraum von 2006 bis 2014 (links) sowie im europäischen Vergleich für das Jahr 2013 (rechts). Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [58, 60].

3. Entwicklung der Infrastruktur infolge der Energiewende

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 5 verdeutlicht, ist die Häufigkeit der Ereignisse, die zu einem Spannungseinbruch führen, über die vergangenen Jahre trotz des dynamischen Ausbaus der erneuerbaren Energien stabil geblie-

ben. 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.

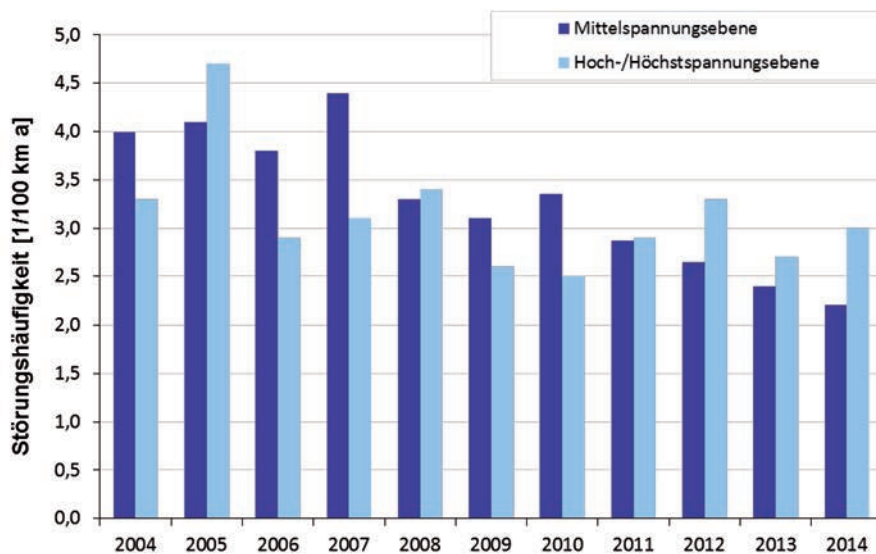


Abbildung 5: Zeitliche Entwicklung der auf die Stromkreislänge bezogenen kurzschlussartigen Fehler aus der FNN-Statistik [59].

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 bedarfs-

orientiert 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 [61]).

Zudem wird auch im Erdgassektor gemäß dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) jährlich ein gemeinsamer, deutschlandweiter Netzentwicklungsplan von den Fernleitungsbetreibern erarbeitet. Im geltenden Netzentwicklungsplan 2015 [62] sind für Baden-Württemberg weiterhin jene 11 Maßnahmen enthalten, die bereits im Monitoringbericht 2014 dargestellt wurden. Zentrales Vorhaben ist der Bau der Nordschwarzwaldleitung, deren erster Bauabschnitt mit einer Länge von rund 15 km von Au am Rhein nach Ettlingen bereits 2014 fertiggestellt wurde. Im September 2014 wurde die Genehmigung für den zweiten Abschnitt der Erdgashochdruckleitung erteilt. Abschnitt 2 der Leitung wird mit einer Länge von ca. 56 km von Ettlingen über Pforzheim in den Großraum Stuttgart nach Leonberg führen und befindet sich derzeit im Bau. Eine Inbetriebnahme ist für Anfang 2016 vorgesehen [63]. Der Erdgasnetzausbau schreitet erfolgreich voran und trägt zu einer sicheren Energieversorgung in Baden-Württemberg bei.

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 6 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 [64]. Da die Erdgasspeicher kommerziell betrieben werden, sind die niedrigen Speicherfüllstände vor allem ökonomisch bedingt. In Erwartung fallender Erdgaspreise wurden zunächst die Speicher geleert, wobei aufgrund der temperaturbedingt niedrigen Inlandsnachfrage auch europäische Nachbarländer beliefert wurden [65]. Dennoch stellt sich aus energiepolitischer Sicht die Frage, ob es weiterer 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

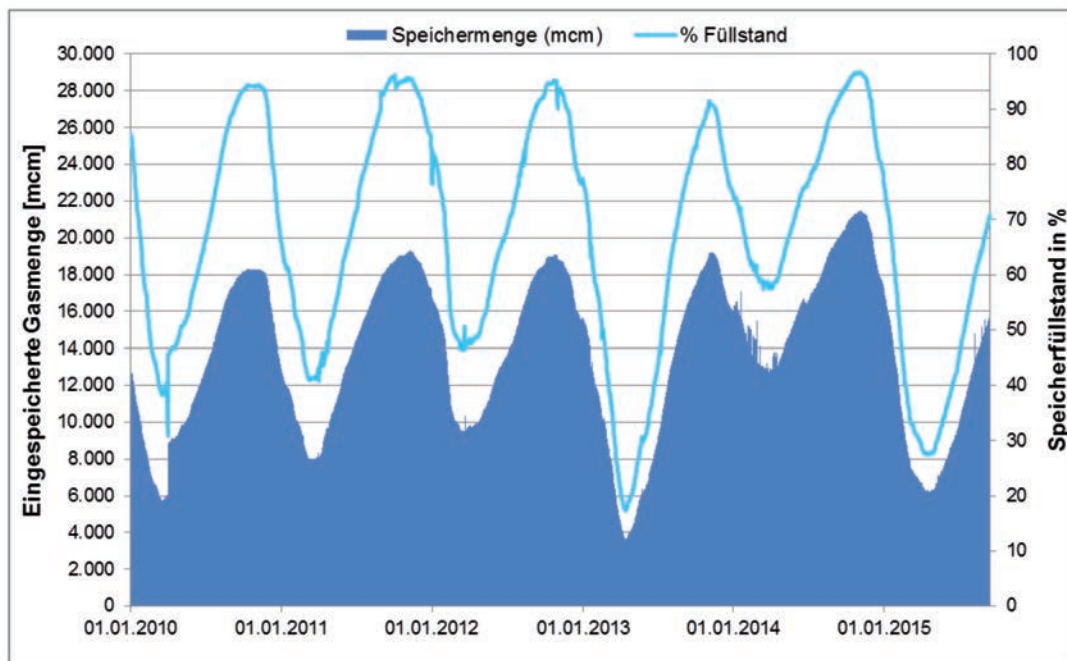


Abbildung 6: Entwicklung des Speicherfüllstandes der Erdgasspeicherkapazitäten in Deutschland im Zeitraum von 2010 bis September 2015.

3. Entwicklung der Infrastruktur infolge der Energiewende

verbunden. Eine diesbezügliche Kleine Anfrage von Bündnis 90/Die Grünen im Deutschen Bundestag wurde seitens der Bundesregierung entsprechend vorsichtig beantwortet: „Gänzlich ausschließen lässt sich eine regionale Engpass-situation beim Zusammentreffen von erheblichen Lieferunterbrechungen und großer Nachfrage nicht“ [66]. Das Bundeswirtschaftsministerium hat in der Folge eine Studie zur möglichen „Ver-besserung der Gasversorgungssicherheit“ in Auf-trag gegeben, die sich insbesondere mit den beiden Alternativen einer strategischen Erdgasre-serve und einer Speicherverpflichtung und den jeweiligen Konsequenzen auch für die Kosten-seite auseinandersetzt [111].

Die Versorgungsqualität der Gasversorgung wird ähnlich wie im Stromsektor über den „System Average Interruption Duration Index“ (SAIDI) bewertet (siehe Abbildung 7). Im Jahr 2014 lag die durchschnittliche Unterbrechungsdauer über alle Druckstufen hinweg bei deutschlandweit 1,57 Minuten. Auf Großverbraucher (Druckstufe > 100 mBar) entfielen davon knapp 23 Sekunden (0,38 Minuten) [67]. Damit hat sich zwar die durchschnittliche Unterbrechungsdauer im Ver-gleich zum Vorjahr verdoppelt, insgesamt liegt sie aber weiterhin auf sehr niedrigem Niveau. Die Versorgungsqualität der Gasversorgung ist auch in 2014 als sehr gut einzuschätzen.

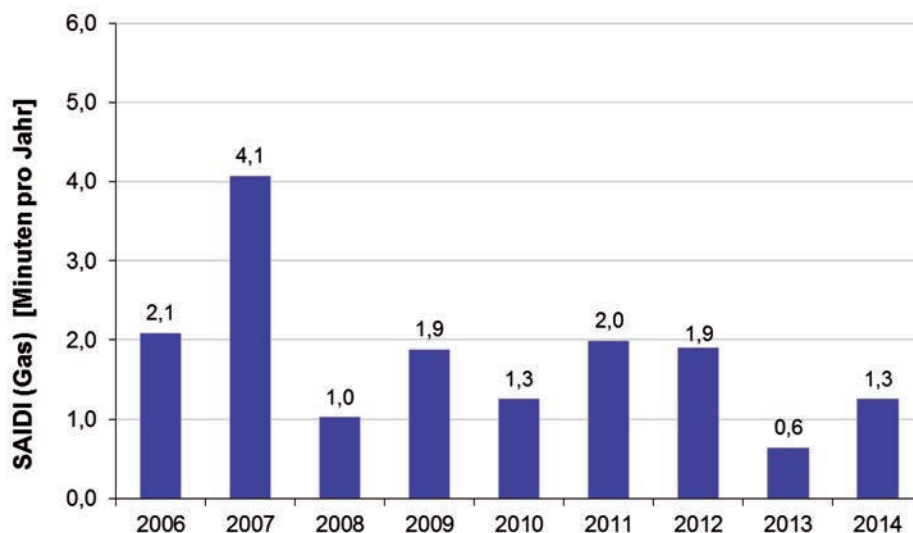


Abbildung 7: Entwicklung des System Average Interruption Duration Index (SAIDI) im Bereich der Erdgasversorgung in Deutschland im Zeitraum von 2006 bis 2014.

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

Seit 2009 wurden rund fast 1.000 Trassenkilometer Wärmenetze in Baden-Württemberg neu gebaut. Eine kontinuierliche Ausbaudynamik in den vergangenen Jahren ist erkennbar. Für die vorliegende Auswertung konnten aktuelle BAFA-Daten verwendet werden, weshalb sich gegenüber dem Monitoringbericht 2013 geringfügige Änderungen ergeben haben. Darüber hinaus konnten im Vorgängerbericht für 2013 noch keine geförderten Netze angegeben werden, da die Zulassungen zum Zeitpunkt der Berichterstellung noch nicht erteilt wurden. Diese liegen nun für das Inbetriebnahmejahr 2013 vor. Ähnlich verhält es sich mit den Wärmenetzen, die im

Jahr 2014 in Betrieb genommen wurden. Die Förderanträge befinden sich derzeit noch in der Bearbeitung, so dass zum Stand Anfang September erst für einen kleinen Teil der Netze eine Förderzusage vorliegt. Für das Jahr 2014 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 Marktanreizprogramm 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.

Tabelle 7: Geförderte Trassenkilometer von Wärmenetzen in Baden-Württemberg nach Förderjahren. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [68–70].

[km]	MAP [KfW]	KWKG [BAFA]*
2009	118	17
2010	100	53
2011	130	36
2012	100	69
2013	121	65
2014	115	46**

* 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)

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

4.1 ENTWICKLUNG DES ENDENERGIEVERBRAUCHS

Vor dem Hintergrund der Zielsetzung, bis zum Jahr 2050 den Endenergieverbrauch in Baden-Württemberg gegenüber dem Ausgangsjahr 2010 zu halbieren, ist ein kontinuierliches Monitoring des Energieverbrauchs unerlässlich. Zur Umsetzung dieses ambitionierten Minderungsziels ist es nicht nur erforderlich, den spezifischen Energieverbrauch zu senken, sondern insbesondere den absoluten Verbrauch zu reduzieren.

In Abbildung 8 ist die sektorale Entwicklung des Endenergieverbrauchs in Baden-Württemberg dargestellt. Bis einschließlich 2013 liegen amtliche Daten des Statistischen Landesamtes für die Verbrauchssektoren Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe (Industrie), Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD), Haushalte und Verkehr vor. Zur Veranschaulichung der aktuellen Entwicklungen wurden für das Jahr 2014 Schätzungen zum sektoralen Energieverbrauch vorgenommen.

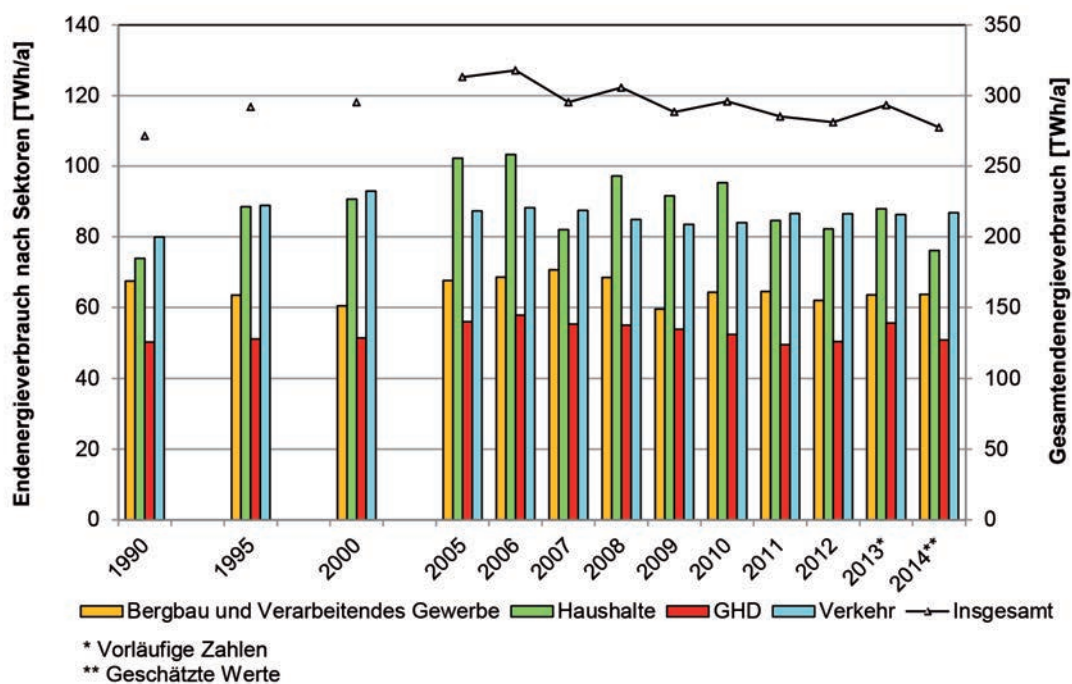


Abbildung 8: Entwicklung des Endenergieverbrauchs in Baden-Württemberg insgesamt und nach Sektoren im Zeitraum von 1990 bis 2014. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [71, 72].

Der Endenergieverbrauch 2014 in Baden-Württemberg liegt ersten Schätzungen zufolge mit einem Rückgang um 5,5 % deutlich unter dem Vorjahresniveau. Damit erreicht der Endenergie-

verbrauch mit rund 1000 PJ den niedrigsten Wert seit 1991. Primär ist der Rückgang auf die deutlich mildere Witterung im Jahr 2014 im Vergleich zum Vorjahr zurückzuführen.



Verbrauchssteigernd wirkte sich das starke Wirtschaftswachstum in der Industrie aus, das deutlich über dem Niveau des Bundes lag. In den Sektoren GHD und insbesondere im Haushaltssektor hat die mildere Witterung besonders starken Einfluss, da der Anteil der Raumwärme am Endenergieverbrauch relativ hoch ist. Im Verkehrssektor zeigt

sich eine steigende Tendenz, für Baden-Württemberg beträgt die Zunahme des Kraftstoffverbrauchs auf Basis erster Schätzungen rund 1 %. Der steigende Fahrzeugbestand und die Zunahme der Verkehrsleistung überkompensieren derzeit die Effizienzgewinne und führen zu einem gestiegenen Endenergieverbrauch im Verkehrssektor.

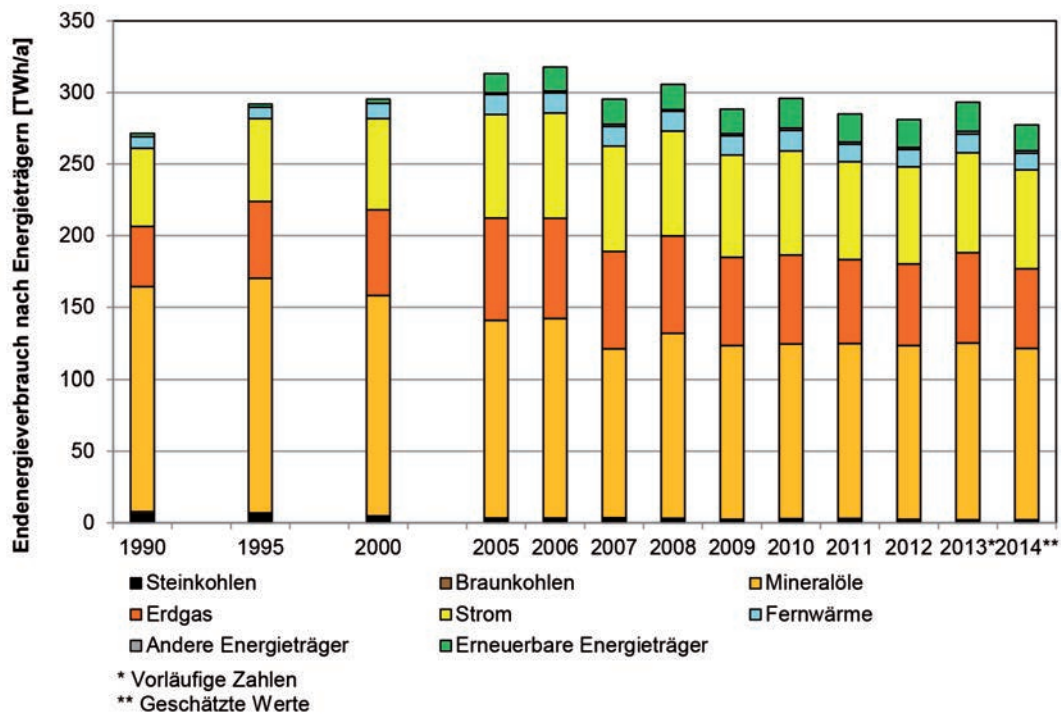


Abbildung 9: Entwicklung des Endenergieverbrauchs in Baden-Württemberg nach Energieträgern im Zeitraum 1990 bis 2014. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [73].

Die Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern in Baden-Württemberg zeigt Abbildung 9. Der Mineralölverbrauch befindet sich seit einigen Jahren auf einem konstanten Niveau. Hier überlagern sich zum einen der tendenziell steigende Kraftstoffverbrauch und zum anderen

der witterungsbedingt schwankende Einsatz von Heizöl zur Bereitstellung von Raumwärme. Der Erdgasverbrauch liegt im Jahr 2014 deutlich unter dem Vorjahresniveau primär durch die mildere Witterung vor allem in der Heizperiode. Auch der Endenergieverbrauch von Strom¹⁰ zeigt eine

¹⁰Hier 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.

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

rückläufige Tendenz. Hier führt die zunehmende Eigenerzeugung aus kleinen Kraft-Wärme-Kopplungs- und Photovoltaik-Anlagen sowie direkt an der Strombörse und im Ausland beschaffte Strommengen zu einer Lücke in der amtlichen Statistik, da diese nicht erfasst werden können. Außerdem sind gegenläufige Entwicklungen im Verbrauch zu beobachten: Neben dem Einsatz effizienter(er) Technik steigt die Anzahl der Anwendungen von Strom durch den steigenden Ausstattungsgrad der Haushalte und den gleichzeitig steigenden Trend zu kleineren bzw. Single-Haushalten. Trotz dieser Einflüsse ist in den vergangenen zehn Jahren eine insgesamt sinkende Tendenz beim absoluten Energieverbrauch festzustellen.

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 gegenüber dem Ausgangsjahr 2008. Bis zum Jahr 2050 soll der Primärenergieverbrauch um 50 % gesenkt werden. Entsprechende 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 erstmals die Entwicklung der Energieeffizienz in Baden-Württemberg näher

analysiert. Zunächst wird im Abschnitt 4.2.1 die Entwicklung der gesamtwirtschaftlichen Energieeffizienz aufgezeigt. Anschließend wird im Abschnitt 4.2.2 die Entwicklung für die Sektoren Industrie, GHD und Haushalte analysiert. Die Indikatorik zur Entwicklung der Energieeffizienz im Land beschränkt sich auf wesentliche und belastbare Indikatoren und wurde so aufgebaut, dass eine Vergleichbarkeit mit den Trends auf Bundesebene (Berichte zum Monitoring der Energiewende) gegeben ist. 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 ein kurzer Blick auf den Beitrag erneuerbarer Energien im Wärmesektor.

4.2.1 ENTWICKLUNG DER GESAMTWIRTSCHAFTLICHEN ENERGIEEFFIZIENZ

Die gesamtwirtschaftliche Energieeffizienz wird anhand der Indikatoren Primärenergieproduktivität, Endenergieproduktivität und Stromproduktivität analysiert. Diese Indikatoren stellen die

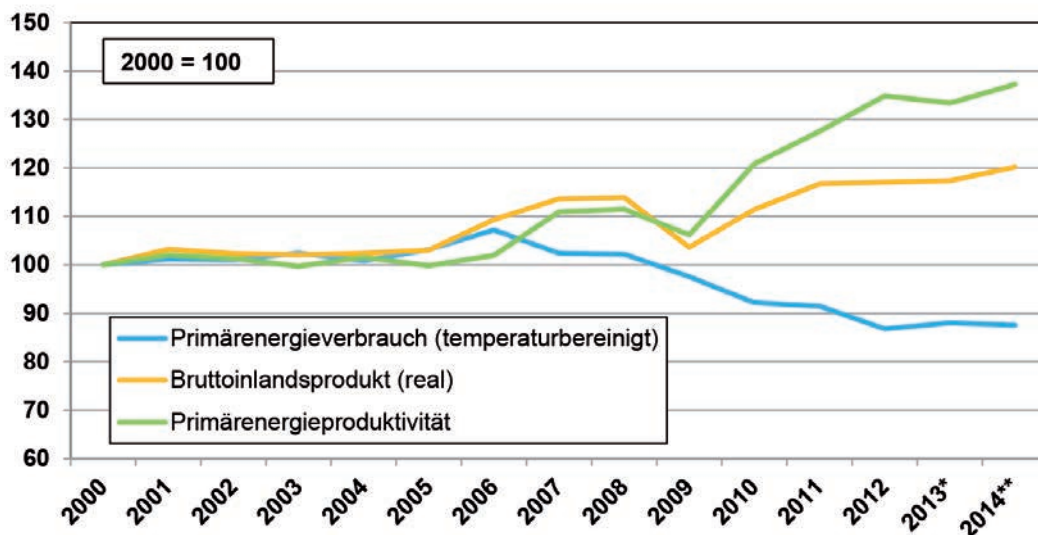
wichtigsten Kenngrößen zur Darstellung von Effizienztrends auf gesamtwirtschaftlicher Ebene dar. In die Primärenergieproduktivität eingehende Größen sind das Bruttoinlandsprodukt (BIP) und der Primärenergieverbrauch. Dieser besteht aus dem Endenergieverbrauch der Sektoren, dem nichtenergetischen Verbrauch sowie dem Verbrauch im Energiesektor. In diesen Indikator

gehen also Effizienzsteigerungen der Verbrauchssektoren, Stromerzeugung und der anderen Bereiche der Energieumwandlung ein.

Zur Interpretation von Energieproduktivitäten

Die im vorliegenden Bericht dargestellten Produktivitäten definieren sich jeweils als Quotient aus dem preisbereinigten und verketteten (realen) Bruttoinlandsprodukt (bzw. Bruttowertschöpfung der Sektoren) mit Referenzjahr 2010 und dem temperaturbereinigten Primär- und Endenergieverbrauch bzw. Bruttostromverbrauch (insgesamt bzw. nach Sektoren). In Abbildung 10 ist beispielhaft die Primärenergieproduktivität samt ihrer beiden Eingangsgrößen BIP und Primärenergieverbrauch dargestellt. Um die drei

Zeitreihen mit jeweils unterschiedlichen Einheiten in einer gemeinsamen Grafik darzustellen, wurden indexierte Kurven mit dem Basisjahr 2000 erstellt. Die Kurven zeigen, dass in den vergangenen zehn Jahren eine positive Wirtschaftsentwicklung (steigendes BIP) bei gleichzeitig sinkendem Primärenergieverbrauch realisiert werden konnte. Die deutlich ansteigende Kurve zur Primärenergieproduktivität veranschaulicht die zunehmende Entkopplung von Wirtschaftswachstum und Energieverbrauch.



*2013 Primär- und Endenergieverbrauch vorläufig
 **2014 Primär- und Endenergieverbrauch geschätzt

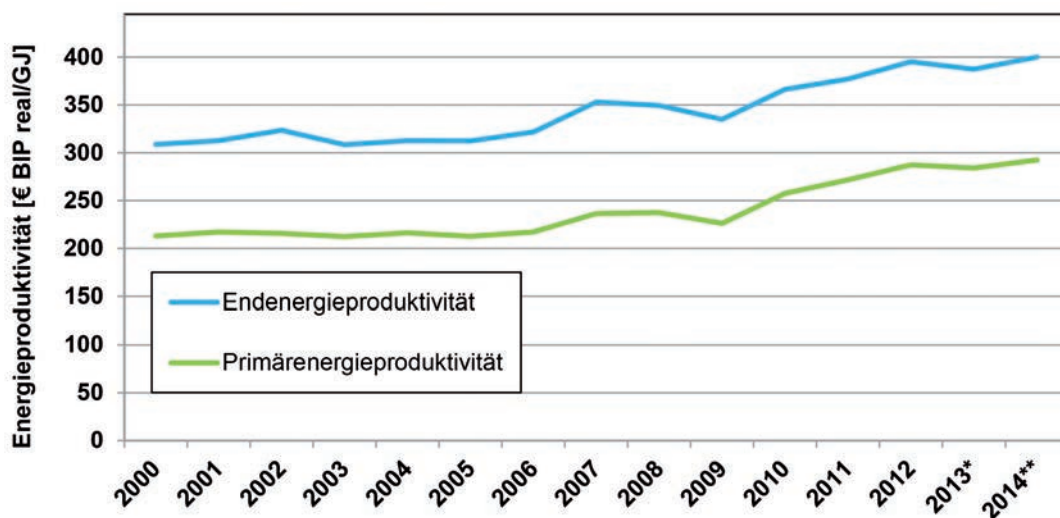
Abbildung 10: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs (temperaturbereinigt), des realen Bruttoinlandsprodukts und der Primärenergieproduktivität (Index mit Bezugsjahr 2000) in Baden-Württemberg.

Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [74–76].

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

Auf Basis erster Schätzungen hat sich die temperaturbereinigte Primärenergieproduktivität in Baden-Württemberg im Jahr 2014 deutlich verbessert mit einem Anstieg um 2,9 % gegenüber dem Vorjahreswert auf rund 295 €/GJ, wie Abbildung 11 zeigt. Auch auf Bundesebene konnten Effizienzsteigerungen von 2,7 % auf 200 €/GJ erreicht werden. Im Vergleich zur Primärenergie-

produktivität sind in der Endenergieproduktivität Effizienzsteigerungen im Umwandlungssektor nicht abgebildet. Die Annäherung der beiden Grafiken zeigt Effizienzgewinne im Energiesektor wie die Steigerung der Wirkungsgrade in der Stromerzeugung und der Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplung auf.



*2013 Primär- und Endenergieverbrauch vorläufig
**2014 Primär- und Endenergieverbrauch geschätzt

Abbildung 11: Entwicklung der temperaturbereinigten gesamtwirtschaftlichen Primär- und Endenergieproduktivität in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [74–76].

Auch führt mit steigender Durchdringung der erneuerbaren Energien ein rein statistischer Effekt¹¹ 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 [77, 78].¹²

Die Endenergieproduktivität hat sich weitgehend parallel zur Primärenergieproduktivität in den vergangenen Jahren positiv entwickelt. Sie beträgt im Jahr 2014 nach ersten Schätzungen rund 400 €/GJ und liegt damit deutlich über dem Bundesniveau (bereinigt um Temperatur- und Lagerbestandeffekte 303 €/GJ) [79].

Das höhere Niveau der Primär- und Endenergieproduktivität in Baden-Württemberg¹³ ist im Wesentlichen durch die Unterschiede in den Wirtschaftsstrukturen zu erklären. So ist in Baden-Württemberg der Anteil der Energieversorgung an der Wirtschaftsleistung vergleichsweise gering, womit sich der Stromimport positiv auf die Primärenergieproduktivität auswirkt. Außerdem tragen die weniger energieintensiven Wirtschaftszweige Maschinenbau und Fahrzeugbau im Vergleich zur Bundesebene einen hohen Anteil zum BIP des Landes bei, während im Land nur wenige energieintensive Wirtschaftszweige wie Bergbau, Mineralölverarbeitung, chemische Grundstoffindustrie und Stahlindustrie angesiedelt sind [81].

Langfristig betrachtet hat sich die bereinigte Primär- bzw. Endenergieproduktivität innerhalb von knapp eineinhalb Dekaden um fast 40 % bzw. 30 % erhöht. Deutlich erkennbar sind die Einschnitte im Jahr 2009, die auf die Wirtschaftskrise zurückzuführen sind. Pro Jahr ergeben sich mittlere jährliche Wachstumsraten von 2,3 % bzw. 1,9 % auf Landesebene. So konnten neben dem höheren Niveau im Vergleich zur Bundesebene auch höhere Effizienzgewinne erzielt werden. Im Bund beträgt die Steigerung der Primär- bzw. Endenergieproduktivität seit Beginn des neuen Jahrtausends im Durchschnitt 1,6 % bzw. 1,4 % pro Jahr. 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).

¹¹ 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 %.

¹² Auf Bundesebene beträgt der Anteil von Kernenergie am Primärenergieverbrauch 11 % im Jahr 2000 und 7,7 % im Jahr 2013 gegenüber 27 % (2000) bzw. 15 % (2013) in Baden-Württemberg. Der statistische Effekt war v. a. in den Jahren 2011 / 2012 zu verzeichnen und fiel in den Folgejahren kaum ins Gewicht. Da auf Landesebene keine Komponentenzersetzung zur Analyse der Einflussfaktoren vorliegt, wird auf die Auswertungen der AGEB für die Bundesebene [24], Seite 10, verwiesen.

¹³ Die Primärenergieproduktivität auf Bundesebene beträgt im Jahr 2000 etwa 150 €/GJ (BW: 210 €/GJ) und im Jahr 2014 etwa 200 €/GJ (BW: 295 €/GJ). Für die Endenergieproduktivität stellte es sich ähnlich dar mit 240 €/GJ (BW: 310 €/GJ) im Jahr 2000 und 300 €/GJ (BW: 400 €/GJ) im Jahr 2014 für Gesamtdeutschland. [79, 80]

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

Der Blick auf die Entwicklung der Stromproduktivität zeigt – analog zur Entwicklung auf Bundesebene – einen zunehmenden Trend zur Entkopplung von Wirtschaftswachstum und Stromverbrauch (Abbildung 12). Im Vergleich zu einem Niveau von 4,5 € BIP/kWh Anfang des Jahrtausends wird heute bereits ein Niveau von deutlich

über 5 € BIP/kWh erreicht. Zu berücksichtigen ist hierbei, dass die in die Berechnung einfließenden Stromverbrauchszahlen der amtlichen Statistik beispielsweise Lücken im Bereich der Eigenerzeugung aus Photovoltaik aufweisen, aber auch durch direkt beschaffte Strommengen an der Strombörse oder im Ausland Unschärfen bestehen.

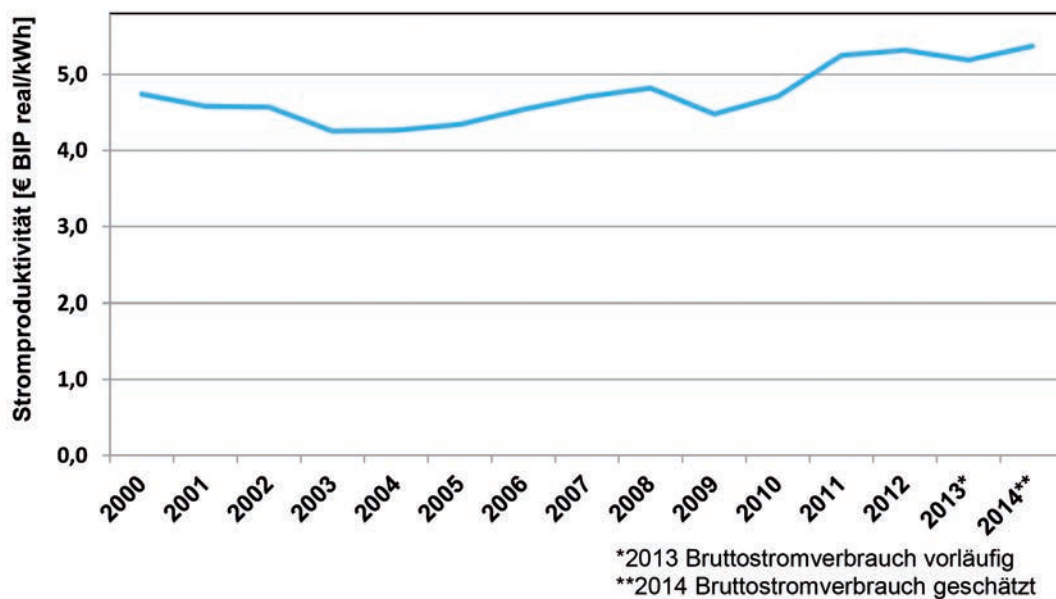


Abbildung 12: Entwicklung der gesamtwirtschaftlichen Stromproduktivität in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [74, 82].

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 eineinhalb Dekaden etwas mehr als 10 %. Der Stromverbrauch sinkt durch effizientere Produkte, den steigenden Anteil des weniger stromintensiven Dienstleistungssektors am Bruttoinlandsprodukt oder den

bewussteren Umgang der Verbraucher mit Energie – nicht zuletzt aufgrund der Strompreissteigerungen der vergangenen Jahre [83]. Dem gegenüber stehen Einflussfaktoren, die zu einem höheren Stromverbrauch führen wie neue Anwendungen (z. B. Wärmepumpen, Elektromobilität), die demographische Entwicklung (mehr Singlehaushalte) sowie Rebound-Effekte¹⁴ [84].

4.2.2 SEKTORALE ENTWICKLUNG DER ENERGIEEFFIZIENZ

Die Entwicklung der Energieeffizienz nach Sektoren wird anhand der Endenergieproduktivität in der Industrie und im GHD-Sektor analysiert. Im Bereich der Haushalte wird zunächst der Wohngebäudebereich anhand der Entwicklung des Endenergieverbrauchs privater Haushalte zur Raumwärme- und Warmwasserbereitung erläutert, gefolgt von der Analyse des Stromverbrauchs pro Kopf.

Seit Beginn des neuen Jahrtausends entwickelt sich die Endenergieproduktivität¹⁵ in der Industrie

wie auch im GHD-Sektor 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 stark. Der starke Rückgang der Endenergieproduktivität lässt sich darauf zurückführen, dass der Endenergieverbrauch nicht gleichermaßen abnahm wie die sinkende Wirtschaftsleistung. Grund sind unter anderem unausgelastete Produktionskapazitäten. In den Folgejahren konnten jedoch rasch weitere Fortschritte bei der Energieproduktivität erzielt werden (vgl. Abbildung 13).

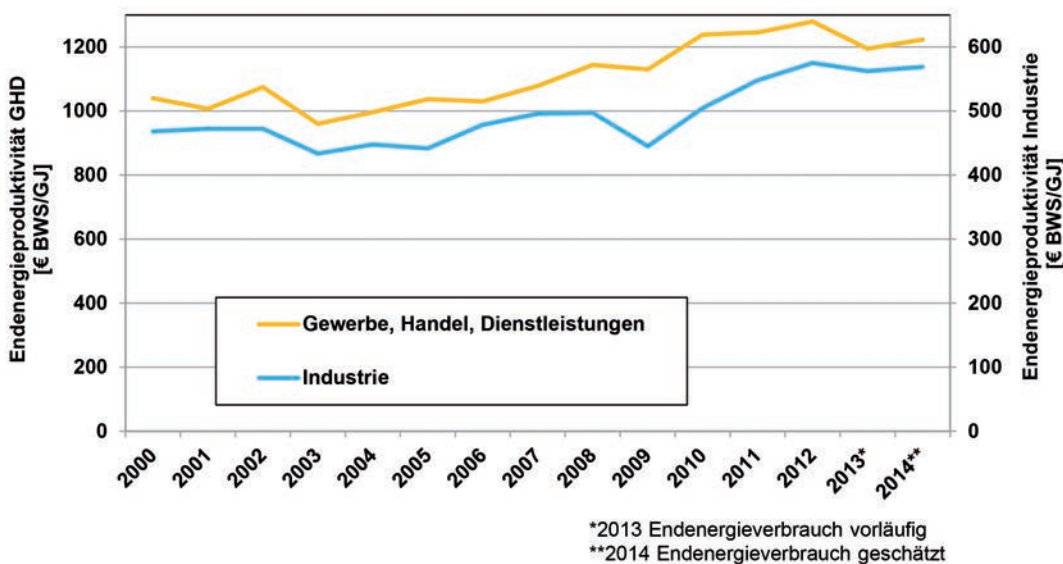


Abbildung 13: Entwicklung der Endenergieproduktivität im Sektor Industrie¹⁶ und Entwicklung der temperaturbereinigten Endenergieproduktivität im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [74, 76, 85].

Beim Vergleich des absoluten Niveaus der Endenergieproduktivität in der Industrie in Baden-Württemberg mit den Bundeswerten werden die bereits im vorangegangenen Abschnitt thematisierten strukturellen Unterschiede abermals deutlich. Im Ergebnis weist Baden-Württemberg aufgrund der hohen Relevanz des vergleichs-

weise wenig energieintensiven Maschinen- und Fahrzeugbaus mit 581 €/GJ im Vergleich zur Bundesebene (215 €/GJ[83]) fast die dreifache Energieproduktivität auf. Zur Verbesserung der Energieproduktivität tragen u. a. auch die zunehmende Nutzung von KWK-Anlagen in der Industrie (vgl. dazu auch Abschnitt 4.3) sowie

¹⁴Der Rebound-Effekt beschreibt das Paradox, dass effizientere Produkte oder Dienstleistungen 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.

¹⁵Die Endenergieproduktivität für Industrie und GHD ist jeweils berechnet als Quotient aus der preisbereinigten und verketteten Bruttowertschöpfung mit Bezugsjahr 2010 und dem Endenergieverbrauch.

¹⁶In der Industrie ist der Anteil zur Bereitstellung von Raumwärme (temperaturabhängig) am Endenergieverbrauch gering, so dass nichttemperaturbereinigte Daten in die Darstellung eingehen.

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

allgemein der Trend zur Prozessoptimierung und die weitere Verringerung des Energieeinsatzes zur Senkung der Energiekosten in der Produktion bei.

Im GHD-Sektor bewegt sich die Energieproduktivität mit rund 1.200 € BWS/GJ auf etwa gleichem Niveau wie auf Bundesebene. Im Zeitverlauf zeigt sich im Vergleich zur Bundesentwicklung im Mittel eine Stagnation in den ersten Jahren des neuen Jahrtausends.

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. Aktuell kann

nicht geklärt werden, ob diese Entwicklung auf statistische Effekte oder tatsächlich starke Verbrauchsveränderungen zurückzuführen ist. Im Hinblick auf die langfristige Entwicklung der Energieproduktivität im GHD-Sektor ist jedoch nach wie vor ein positiver Trend zu erkennen.

Im Sektor private Haushalte zeigt der Blick auf den spezifischen Endenergieverbrauch der Haushalte zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser (Endenergie bezogen auf die Wohnfläche) einen erfreulich rückläufigen Trend (vgl. Abbildung 14 links). So konnte der spezifische Verbrauch (temperaturbereinigt) von rund 200 kWh/m² zum Beginn des Jahrtausends bis heute auf rund 140 kWh/m² reduziert werden. Pro Jahr entspricht dies einem Rückgang von durchschnittlich 2,4 %.

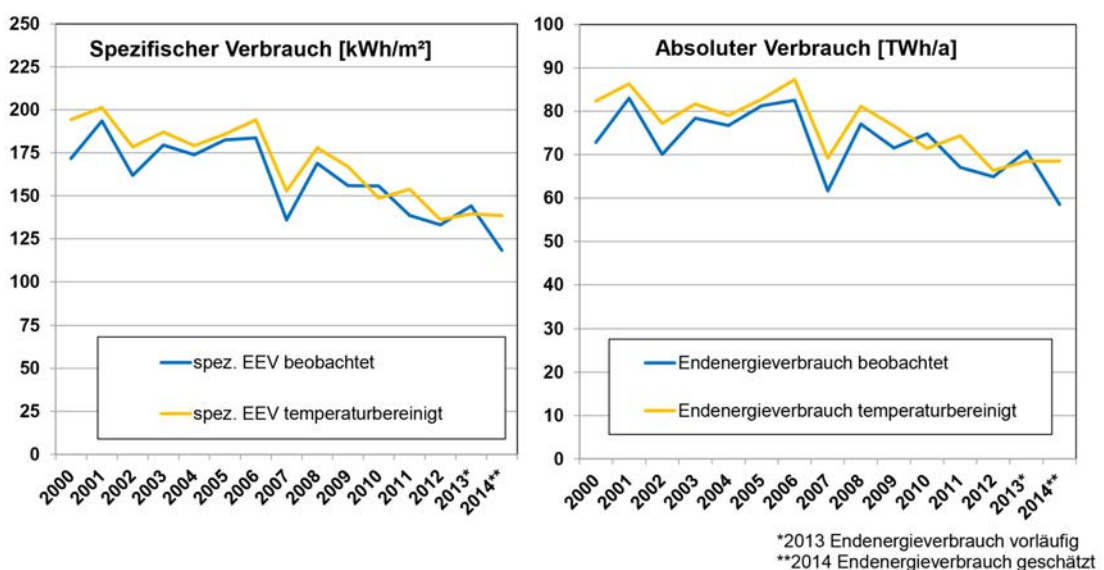


Abbildung 14: Entwicklung des spezifischen und absoluten Endenergieverbrauchs privater Haushalte zur Raumwärme- und Warmwasserbereitung in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [86, 87].

Der hohen Reduktion des spezifischen Verbrauchs steht ein deutlich geringerer Rückgang des absoluten Energieverbrauchs der privaten Haushalte zur Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung von 1,3 % pro Jahr gegenüber.

Einer der Hauptgründe für die geringeren absoluten Minderungsbeiträge liegt in der wachsenden Wohnfläche. Diese ist seit dem Jahr 2000 insgesamt um rund 17 % gestiegen. Bezogen auf die Einwohnerzahl Baden-Württembergs zeigt sich im selben Zeitraum eine Steigerung der Pro-Kopf-Wohnfläche um 15 %. Dies ist neben steigenden Komfortansprüchen auch demographischen Veränderungen und der steigenden Anzahl von Single-Haushalten zuzurechnen. Trotz des Trends hin zu größeren Wohnflächen wurde offenbar durch Dämmmaßnahmen und Aufklärung im Verbraucherverhalten in den letzten Jahren eine Entwicklung zur effizienteren Energienutzung im Wärmebereich eingeleitet.

Mit Blick auf die Jahre 2007 und 2011 ist darauf hinzuweisen, dass die vorliegenden starken Schwankungen der Witterung bzw. Lagerbestandeffekte (Sondereffekte bei lagerfähigem Heizöl) zuzurechnen sind [81]. Eine um Lager-

bestandeffekte bereinigte Zeitreihe liegt allerdings auf Landesebene nicht vor.

Im Gegensatz zum spezifischen Verbrauch im Wärmesektor zeigt sich für den Endenergieverbrauch von Strom bei den privaten Haushalten heute ein gegenüber dem Jahr 2000 unverändertes Pro-Kopf-Niveau (Abbildung 15). Zwar weist die Zeitreihe des Stromverbrauchs der privaten Haushalte in Baden-Württemberg seit dem Jahr 2011 einen starken Rückgang auf, dieser ist jedoch primär einer geänderten Erfassungsmethode zuzurechnen und kann nicht auf ein verändertes Verbrauchsverhalten 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. Blickt man auf den Langfristtrend in Baden-Württemberg seit dem Jahr 2000, so ist zu erkennen, dass das heutige spezifische Stromverbrauchsniveau privater Haushalte pro Kopf wieder unter dem Niveau des Jahres 2000 liegt.

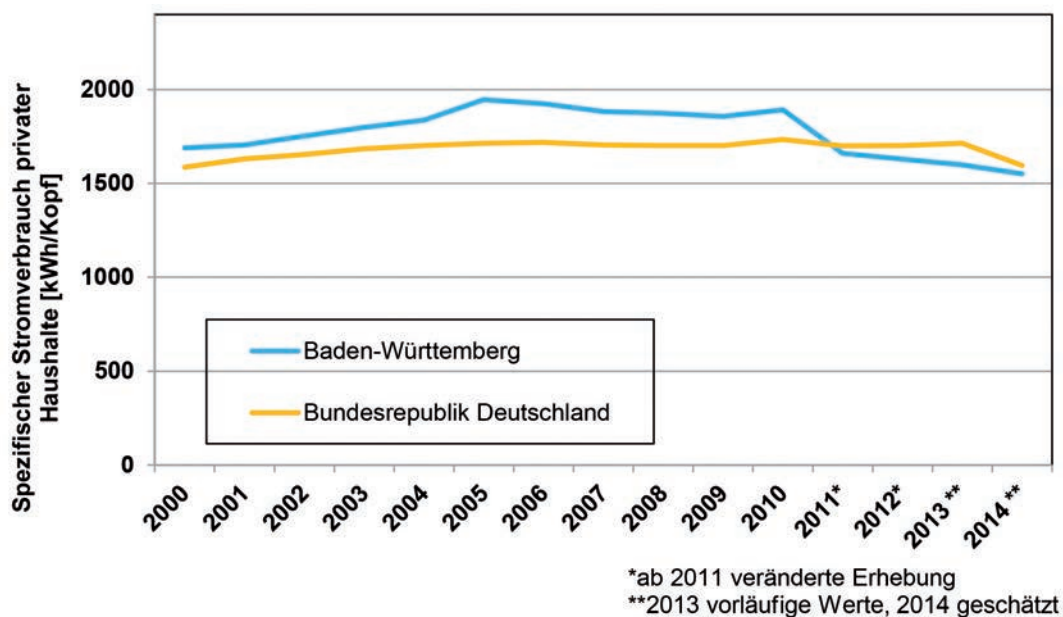


Abbildung 15: Entwicklung des spezifischen Stromverbrauchs privater Haushalte in Deutschland und Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [71, 74, 78, 88].

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

Wie auch im Bereich der Wärmeversorgung privater Haushalte sind diverse gegenläufige Einflüsse zu identifizieren. Einerseits wirken der Einsatz von effizienteren Geräten und Produkten, die steigenden Strompreise, das gewachsene Verbraucherbewusstsein und der Austausch von Elektroheizungen stromverbrauchsmindernd. Dem gegenüber stehen zunehmend kleinere Haushalte und die damit verbundene Ausstattung einer größeren Zahl von Haushalten mit Elektrogeräten, steigende Absatzzahlen von Heizungswärmepumpen (insbesondere im Neubau), Elektromobilität und Rebound-Effekte.

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 Wärmebereitstellung, ihrer Flexibilität und ihrem Beitrag zur Versorgungssicherheit eine wichtige Rolle in Baden-Württembergs Energieversorgung zu. Vor diesem Hintergrund hat die Landesregierung Baden-Württemberg im Juli 2015 ein Landeskonzept Kraft-Wärme-Kopplung verabschiedet, das mit konkreten Landesmaßnahmen den Ausbau der KWK im Land maßgeblich unterstützen soll. Im Hinblick auf die KWK als Effizienztechnologie wird nachfolgend der aktuelle Stand beim Ausbau der KWK im Rahmen der Effizienztrends in Baden-Württemberg erläutert.

Abbildung 16 zeigt die Entwicklung der in Baden-Württemberg installierten KWK-Anlagen, die im Rahmen des KWKG gefördert werden.

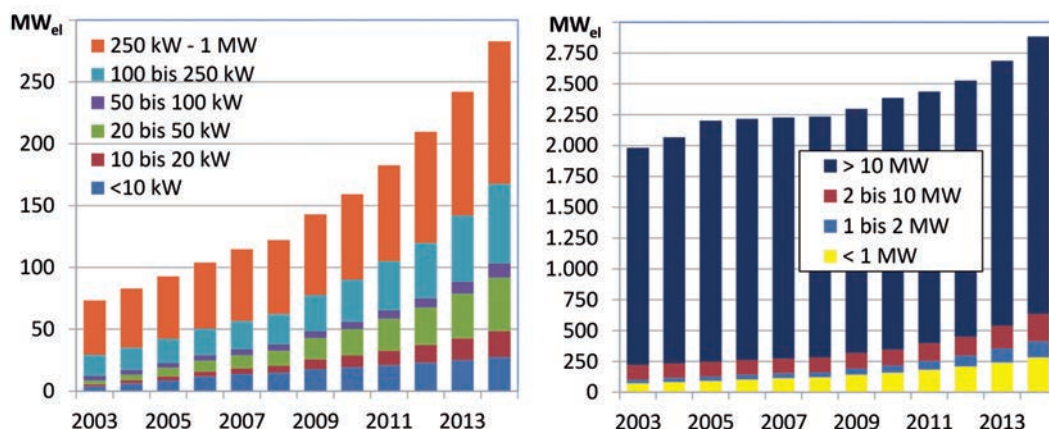


Abbildung 16: Entwicklung der installierten KWK-Leistung nach Größenklassen von 2003 bis 2014 in Baden-Württemberg (KWKG-Anlagen); links: Anlagen bis 1 MW_{el}, rechts: alle Anlagen. Eigene Auswertung und Darstellung auf Basis von Daten aus [89].

Ein entscheidender Treiber für die gestiegenen Installationszahlen im Jahr 2014, insbesondere im kleinen und mittleren Leistungsbereich, dürfte die Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) 2014 gewesen sein. Mit dem Inkrafttreten der EEG-Novelle zum 1. August 2014 wurde festgelegt, dass neue KWK-Anlagen zur Eigenstromerzeugung ab 10 kW_{el} bzw. 10 MWh/a anteilig an der Finanzierung der EEG-Umlage beteiligt werden. Dies führte zu erheblichen Vorzieheffekten, da Anlagenbetreiber bzw. Investoren ihre Projekte bis Ende Juli in Betrieb nehmen wollten. Die Installationszahlen des Jahres 2014 bestätigen dies eindrücklich: von den im Jahr 2014 insgesamt in Baden-Württemberg neu installierten KWK-Anlagen mit 240 MW_{el} wurden über 90 % vor dem 1. August 2014 in Betrieb genommen, wie aus den vorliegenden KWKG-Daten des Bundesamts für Ausfuhrkontrolle (BAFA) hervorgeht.

Die Entwicklung der Stromerzeugung aus KWK-Anlagen, einschließlich der Biomasse-KWK-Anlagen, zeigt Tabelle 8. Die Schätzungen zum Jahr 2013 aus dem KWK-Konzept wurden im vorlie-

genden Abschnitt 4.3 mit amtlichen Daten des Statistischen Landesamtes zur Allgemeinen Versorgung und großen Industrieanlagen ersetzt.

Nach einem deutlichen Anstieg der KWK-Erzeugung in der Allgemeinen Versorgung (etwa zur Hälfte der Mehrerzeugung aus Kohlekraftwerken zuzurechnen), war im Jahr 2014 ein Rückgang auf das Niveau des Jahres 2012 zu verzeichnen. Aufgrund des rund fünfzigprozentigen Anteils der Allgemeinen Versorgung an der KWK-Stromerzeugung schlägt sich der Rückgang entsprechend stark in der KWK-Gesamterzeugung nieder, die von 7,9 TWh in 2013 auf 7,5 TWh im Jahr 2014 gefallen ist. Die KWK-Stromerzeugung in der Industrie ist auf gleichem Niveau geblieben, während im Bereich der fossilen und biogenen Anlagen unter 1 MW ein weiteres Wachstum zu verzeichnen war. Der Anteil an der Bruttostromerzeugung sinkt insgesamt leicht von 12,9 % im Jahr 2013 auf 12,7 % im Jahr 2014 (Tabelle 8 unten, Abbildung 17 nächste Seite). Die vorläufigen Erzeugungszahlen für das Jahr 2013 aus dem KWK-Konzept wurden aktualisiert.

Tabelle 8: Entwicklung der KWK-Nettostromerzeugung nach Erzeugungsbereichen und des KWK-Anteils in Baden-Württemberg. Basierend auf Daten aus [89–91] sowie eigenen Berechnungen.

[GWh/a]	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014*
Allgemeine Versorgung	4.477	4.718	4.806	4.080	4.027	3.810	4.442	3.981	3.705	4.335	3.632
Industrie >1 MW	1.929	1.915	1.883	1.849	1.856	1.413	1.658	1.490	2.020	2.058	2.058
fossile Anlagen < 1 MW	310	344	384	422	449	523	580	662	760	838	1.004
Biomasse <1 MW	29	101	243	221	372	564	634	609	658	707	775
SUMME	6.745	7.077	7.316	6.573	6.703	6.310	7.313	6.743	7.142	7.937	7.469
Anteil an der Bruttostromerzeugung (%)	9,6	9,8	10,0	9,1	10,0	9,6	11,1	11,3	12,3	12,9	12,7
Anteil am Bruttostromverbrauch (%)	8,2	8,7	8,8	7,9	8,2	7,9	9,0	8,8	9,4	10,2	9,7

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

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

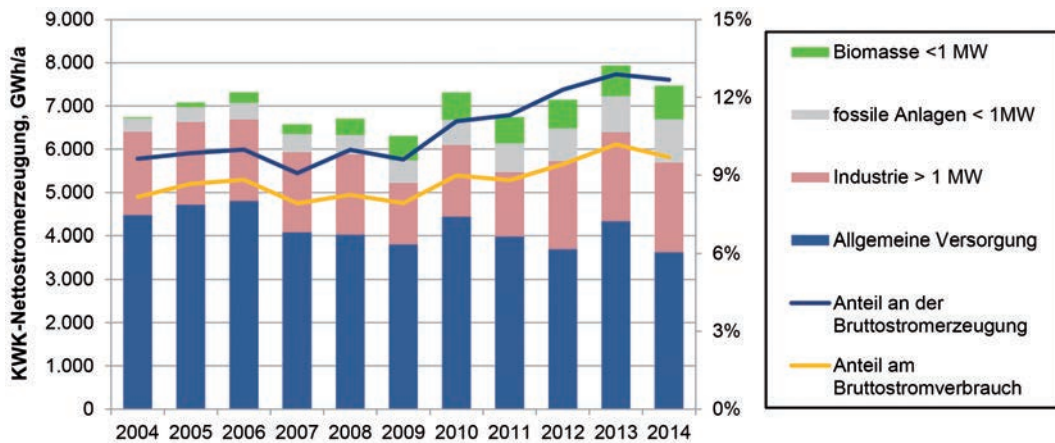


Abbildung 17: Entwicklung der KWK-Nettostromerzeugung nach Erzeugungsbereichen und des KWK-Anteils in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [89, 90] sowie eigenen Berechnungen. Daten für 2014 vorläufig / geschätzt.

Tendenziell ähnlich wie die Stromerzeugung hat sich die Wärmeerzeugung aus KWK-Anlagen im Jahr 2014 entwickelt (Abbildung 18). In der Allgemeinen Versorgung ist jedoch die Wärmeer-

zeugung weniger stark zurückgegangen als dies stromseitig der Fall war. Analog zur Stromseite stellten fossile und biogene KWK-Anlagen unter 1 MW mehr Wärme bereit, während die Wärmeauskopplung in der Industrie nach ersten

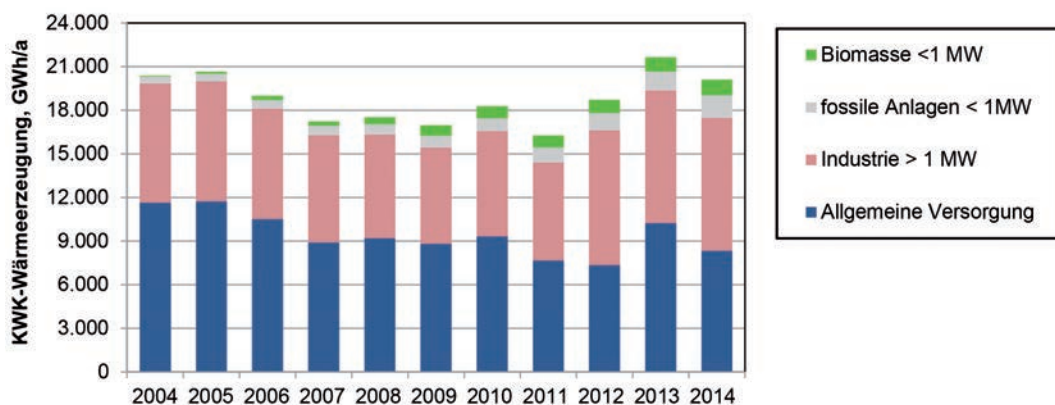


Abbildung 18: Entwicklung der KWK-Wärmeerzeugung nach Erzeugungsbereichen in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [89-91] sowie eigenen Berechnungen. Daten für 2014 vorläufig / geschätzt.

Schätzungen konstant blieb.

Wie bereits beschrieben führte die mit der EEG-Novelle 2014 eingeführte Belastung von Eigenverbrauchskonzepten zu starken Vorzieheffekten im Jahr 2014. Bis zum voraussichtlichen Inkrafttreten des novellierten KWKG im Jahr 2016 dürfte der Zubau von KWK-Anlagen vorübergehend stagnieren. Angesichts der ambitionierten Zielsetzungen in Baden-Württemberg, den KWK-Anteil an der Stromerzeugung auf 20 % bis 2020 zu steigern, ist es erforderlich, dass Anlagen in der Allgemeinen Versorgung sowie gasbetriebene Bestandsanlagen in der KWKG-Novelle angemessen berücksichtigt werden.

4.4 ENTWICKLUNG DER ERNEUERBAREN ENERGIEN IM WÄRMESSEKTOR

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 Energie- und der Klimaschutzpolitik im Wärmesektor. Im Jahr 2014 erreichte der Beitrag

der erneuerbaren Energien zur Wärmebereitstellung rund 16,7 TWh. Aufgrund des historisch milden Jahres 2014 ist der Energieverbrauch für die Wärmebereitstellung im Jahr 2014 insgesamt stark gesunken. Dies trifft auch für den Verbrauch der erneuerbaren Energien im Wärmesektor zu. Der Rückgang betrifft hier jedoch vorrangig den Einsatz von Biomasse. Solarthermie und Umweltwärme konnten ein leichtes Wachstum verzeichnen, so dass zusammen mit einem insgesamt deutlich gesunkenen Endenergieverbrauch zur Wärmebereitstellung der Anteil der erneuerbaren Energien von 10,5 % auf 11,1 % zulegen konnte (Abbildung 19) [22].

Der Beitrag der erneuerbaren Energien im Wärmesektor ist nach wie vor vom Einsatz der Nutzung von Biomasse dominiert, der größte Teil (rd. 87 %) entfällt dabei auf die direkte Verfeuerung von Holz (Stückholz, Pellets, Hackschnitzel, etc.). Die Nutzung von Wärme aus Biogasanlagen nimmt zu, wenngleich weiterhin ein unzureichender Wärmenutzungsgrad der Biogasanlagen zu konstatieren ist, da lediglich

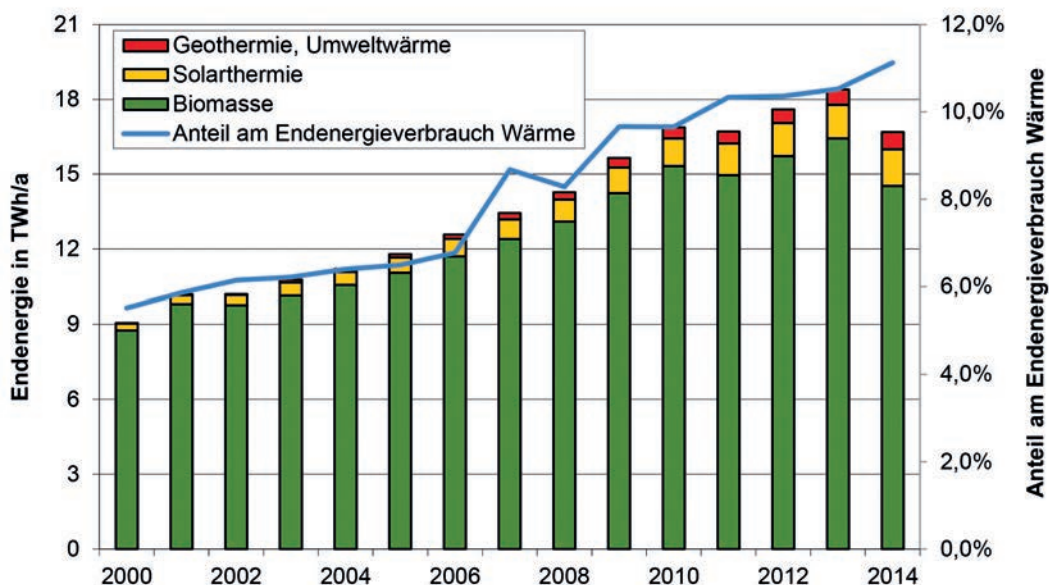


Abbildung 19: Entwicklung des Beitrags der erneuerbaren Energien zur Wärmebereitstellung im Zeitraum von 2000 bis 2014 in absoluten Werten (Säulen) sowie als Anteil am gesamten Endenergieverbrauch zur Wärmebereitstellung (Linie).

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

rund ein Drittel des Biogasstroms im Kraft-Wärme-Kopplungsbetrieb erzeugt wird [92]. Da sich der Neubau von Biogasanlagen durch die Novellierung des EEG 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.

Trotz der leichten Zunahme im Bereich der Solarwärmeanlagen 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 aus Sicht der Endkunden 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. 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 des 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.



5

5. Ausgewählte ökonomische Aspekte der Energiewende

5.1 ENTWICKLUNG DER ENERGIEPREISE UND -KOSTEN

5.1.1 FORTFÜHRUNG DER ZEITREIHEN ZUR ENERGIEPREISENTWICKLUNG ALS FAKTENBASIS

Für den Industriestandort Baden-Württemberg ist die wirtschaftliche Tragfähigkeit der Energieversorgung ebenso wichtig wie ein hohes Maß an Versorgungssicherheit. Bezahlbare Preise für Strom, Gas, Öl und sonstige Energieträger sind eine wichtige Voraussetzung, um die internationale Wettbewerbsfähigkeit der in Baden-Württemberg ansässigen Unternehmen 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 Baustein des Energiewende-Monitorings dar.

Die Einfuhrpreise für Mineralöl, Erdgas und Kohle in Deutschland wiesen in der ersten Dekade des neuen Jahrtausends einen steigenden Trend auf, der erst in Folge der globalen Finanz- und Wirtschaftskrise vorübergehend unterbrochen wurde (vgl. Abbildung 20). Auf den starken Preisrückgang in den Jahren 2008 und 2009 folgte bis ins Jahr 2012 hinein eine Phase der Erholung, in der die Preise erneut anstiegen. Der Einfuhrpreis für Rohöl aus den OPEC-Ländern erreichte im März 2012 einen Höchststand. In den Folgejahren waren die Preise für Mineralöl, Erdgas und Kohle erneut rückläufig. Im Juli 2015 lagen sie fast einheitlich zwischen 11 % und 12 % unter dem Niveau des Jahres 2010. Vor allem der Rohölpreis gab in der ersten Jahreshälfte 2015 gegenüber dem Durchschnittswert des Vorjahres um etwa ein Drittel nach.

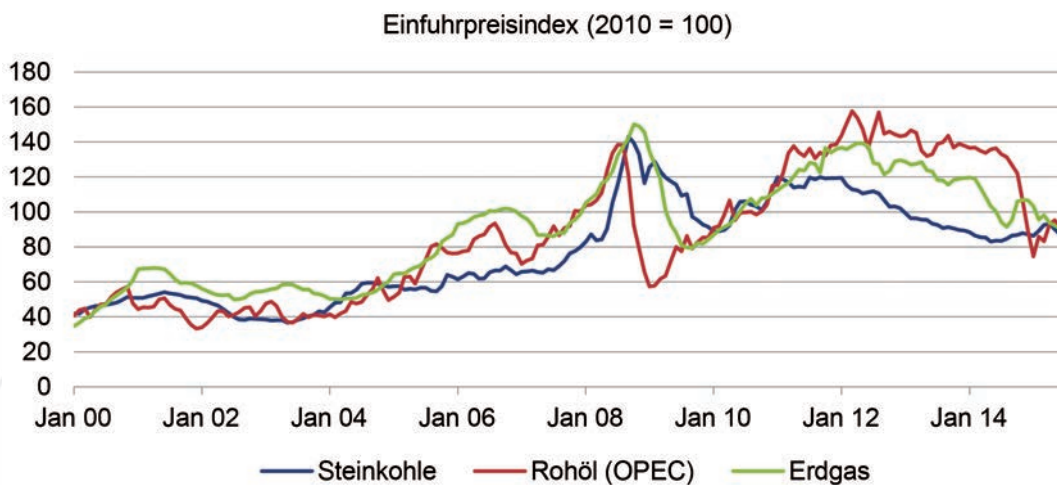


Abbildung 20: Entwicklung der Preisindizes für die Einfuhr fossiler Energieträger von Januar 2000 bis Juli 2015. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [94].



Zu berücksichtigen ist, dass sich die Entwicklung der Einfuhrpreise nicht in vollen Umfang in den Endkundenpreisen widerspiegelt. Beispielsweise lagen die Gaspreise für Haushalte 2014 trotz rückläufiger Einfuhrpreise über dem Vorjahresniveau [93], was auf steigende Vertriebskosten bzw. höhere Margen hindeutet, aber auch durch langfristige Beschaffungszyklen bzw. -verträge bedingt sein dürfte.

Die Einfuhrpreise für Energierohstoffe unterliegen maßgeblich den Einflüssen der weltweiten Konjunktorentwicklung sowie der Angebots- und Nachfragesituation auf den Weltmärkten. So ist der Einbruch der Rohölpreise im Jahr 2014 vor allem auf die schwache globale Nachfrage bei gleichzeitig steigenden Fördermengen – unter anderem in Folge des Fracking-Booms in den USA – zurückzuführen. Ein Angebotsüberhang ist auch der Grund für den Rückgang der Steinkohlepreise im Zeitraum zwischen 2012 und 2014 [95]. Ein direkter Zusammenhang zwischen den Rohstoffpreisen und der Energiewende in Deutschland ist dagegen nicht festzustellen.

Etwas anders stellt sich die Situation am Strommarkt dar. Der Ausbau erneuerbarer Energien führt zu einer Verdrängung konventionell erzeugten Stroms. Die Strompreise an den Spot- und Terminmärkten, die sich maßgeblich an den Betriebskosten des teuersten benötigten Kraftwerks orientieren, sind infolgedessen seit Jahren rückläufig. Verstärkt wird der Effekt durch die sinkenden Preise für Energierohstoffe, insbesondere für Steinkohle. Preisdämpfend wirkte zudem der Einbruch der CO₂-Zertifikatspreise

von durchschnittlich 12,94 €/t CO₂ im Jahr 2011 auf 4,47 €/t CO₂ im Jahr 2013. Zwar erholten sich die Preise in der Folge deutlich, mit durchschnittlich 7,35 €/t CO₂ in den Monaten Januar bis August 2015 notieren die CO₂-Zertifikate jedoch nach wie vor auf einem insgesamt niedrigen Niveau. Mit dem Beschluss zur Einführung der Marktstabilitätsreserve im Jahr 2018, die ab 01. Januar 2019 einsatzbereit sein soll, hat das europäische Parlament und der Rat auf das Überangebot an CO₂-Zertifikaten reagiert [96]. Überschreitet die Gesamtmenge der am Markt befindlichen Zertifikate eine bestimmte Schwelle, wird ein Teil der Zertifikate in die Reserve eingestellt, um die am Markt gehandelte Zertifikatmenge zu reduzieren und damit die CO₂-Zertifikatspreise zu stabilisieren. Bei Unterschreitung der Gesamtmenge werden Zertifikate aus der Reserve freigegeben. Außerdem werden die im Jahr 2014/2015 zurückgehaltenen 900 Millionen Zertifikate (Backloading) nicht 2019/20 in den Markt zurückgeführt, sondern in die Reserve überführt [96]. Die Bundesregierung und das Land Baden-Württemberg hatten sich für ein deutlich früheres Inkrafttreten der Marktstabilitätsreserve (ab dem Jahr 2017) ausgesprochen.

5. Ausgewählte ökonomische Aspekte der Energiewende

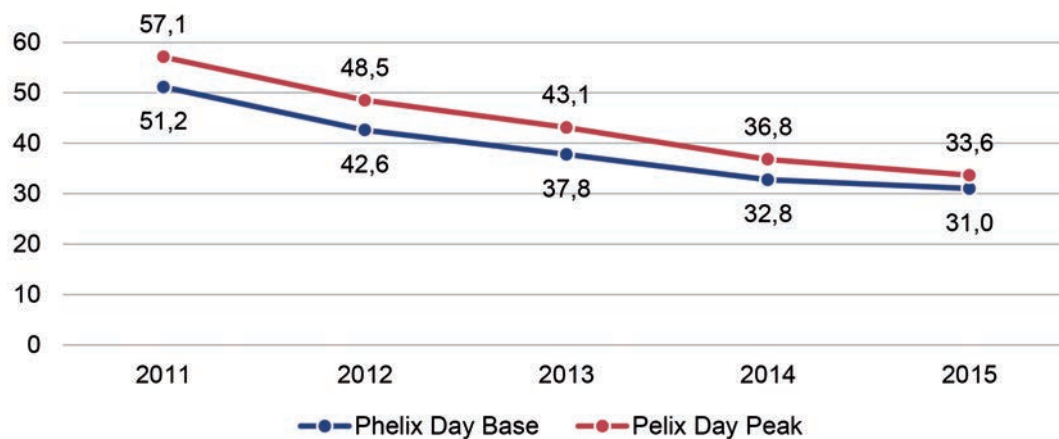


Abbildung 21: Entwicklung der durchschnittlichen Strompreise an der EPEX Spot seit 2011 (Phelix Day Base und Phelix Day Peak). Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [97].

Die Strompreise im kurzfristigen Handel an der europäischen Strombörse EPEX Spot gaben auch im Jahr 2014 weiter nach. Die mittleren Tagesindizes Phelix Day Base und Phelix Day Peak¹⁷ sanken gegenüber dem Vorjahr um 13,2 bzw. 14,6 % auf 32,76 bzw. 36,80 €/MWh (vgl. Abbildung 21). Der Abwärtstrend hielt auch in den ersten Monaten des Jahres 2015 weiter an. Ein ähnliches Bild zeigte sich 2014 im Terminhandel an der European Energy Exchange (EEX). Die Preise für Grund- und Spitzenlastprodukte lagen zwischen 10 und 11 % unter dem Vorjahresniveau. Auch sie gaben im Verlauf des Jahres 2015 weiter nach. Von Januar bis Mitte August 2015 wurde der Phelix Base Year Future im Schnitt zu einem Preis von 31,89 €/MWh gehandelt, der Phelix Peak Year Future zu 40,36 €/MWh [97]. Die Ergebnisse des Terminhandels spiegeln die Erwartungen der Marktakteure be-

züglich der zukünftigen Preisentwicklung wider.

Die sinkenden Großhandelsstrompreise kommen jedoch längst nicht bei allen Verbrauchern gleichermaßen an. Am stärksten profitieren energieintensive Industrieunternehmen, die entweder selbst als Nachfrager am Stromgroßhandel auftreten oder über eng an die Börsenstrompreise gekoppelte Lieferverträge verfügen. Zudem gelten für die stromintensive Industrie umfangreiche Ausnahmeregelungen, mit denen die begünstigten Unternehmen meist zur Wahrung der Wettbewerbsfähigkeit von einem Großteil der zusätzlich anfallenden Netzentgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen befreit werden.¹⁸ Wie Abbildung 22 zeigt, schlagen sich die rückläufigen Großhandelsstrompreise direkt auf die Endkundenpreise für industrielle Großabnehmer nieder.

¹⁷Die Tagesindizes Phelix Day Base und Phelix Day Peak spiegeln das Preisniveau für den am Spotmarkt gehandelten Strom wider. Sie werden als arithmetische Mittel aus den Auktionsergebnissen für die Einzelstunden 1 bis 24 (Phelix Day Base) bzw. 9 bis 20 (Phelix Day Peak) errechnet.

¹⁸Eine ausführliche Darstellung der aktuellen Ausnahmeregelungen für Industriekunden bei den Energiepreisbestandteilen kann der Informations-Broschüre „Industriestrompreise“ [98] des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) entnommen werden.

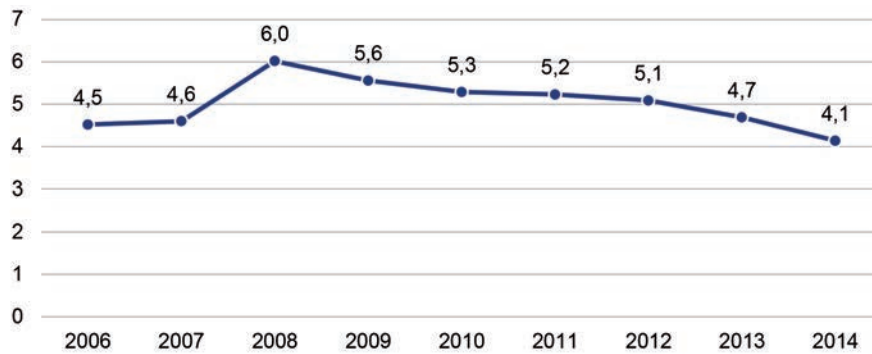


Abbildung 22: Entwicklung der Strompreise für industrielle Großabnehmer bei maximal möglicher Entlastung. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [98, 99].

Für all jene Unternehmen, die nicht von den Entlastungsregelungen profitieren, legten die Endkundenstrompreise seit der Jahrtausendwende deutlich zu (vgl. Abbildung 23). Grund hierfür waren in erster Linie die gestiegenen Belastungen durch staatlich beeinflusste Steuern, Abgaben und Umlagen, wie die EEG-Umlage, die Offshore-Haftungsumlage, die Umlage nach § 19 Absatz 2 der Stromnetzentgeltverordnung (Befreiung der energieintensiven Industrie von der Zahlung der Netzentgelte) und die Umlage für abschaltbare Lasten (abLa-Umlage). Während die durchschnittlichen Industriestrompreise für nicht begünstigte Unternehmen 2014

im Vergleich zum Vorjahr weiter um 1,3 % auf 15,3 ct/kWh anstiegen, zeichnete sich in der ersten Jahreshälfte 2015 eine leichte Entspannung ab [97]. Die mittleren Strompreise gaben unter anderem durch eine erstmals rückläufige EEG-Umlage (2014: 6,24 ct/kWh, 2015: 6,17 ct/kWh) und eine in Folge von Nachverrechnungen negative Offshore-Haftungsumlage um 0,5 % nach. Gemäß Auswertungen des IE Leipzig liegen die Industriestrompreise (Sondervertragskunden) in Baden-Württemberg leicht über dem bundesweiten Durchschnitt. Das Land belegt derzeit Platz 9 im Bundesländervergleich der Industriestrompreise [93].

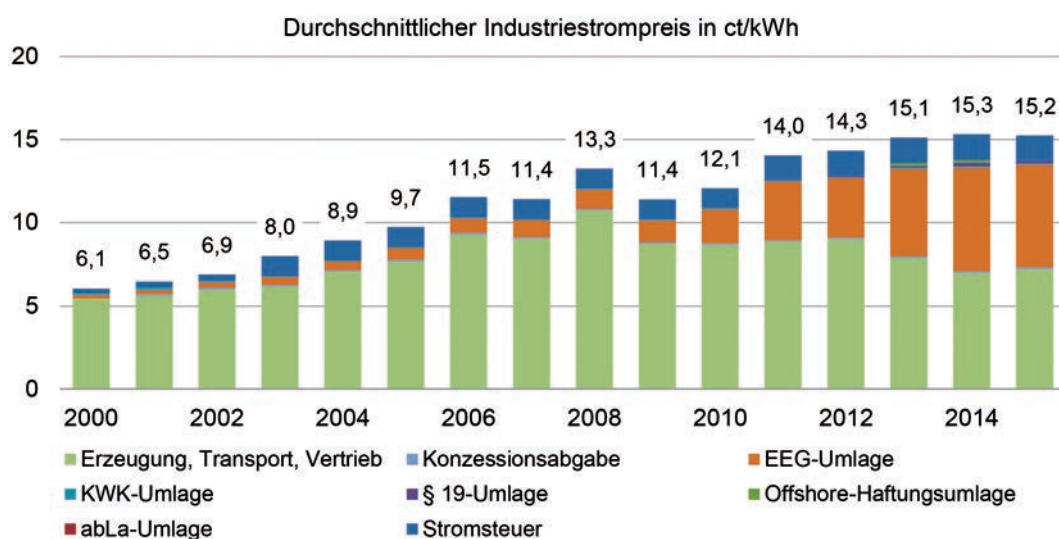


Abbildung 23: Entwicklung der durchschnittlichen Strompreise und deren Bestandteile für die Industrie bei einem Jahresverbrauch von 160 bis 20.000 MWh (Mittelspannungsseitige Versorgung; Abnahme 100kW/1.600h bis 4.000kW/5.000h). Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [97].

5. Ausgewählte ökonomische Aspekte der Energiewende

Auch die durchschnittlichen Haushaltsstrompreise weisen trotz zuletzt rückläufiger Großhandelspreise einen ansteigenden Trend auf (vgl. Abbildung 24). Zu den beschriebenen Umlagemechanismen kommt bei Haushaltskunden zusätzlich die Mehrwertsteuer zum Tragen, die ebenfalls für die einzelnen Umlagebestandteile wie die EEG-Umlage und die KWK-Umlage zu entrichten ist. Die Strompreise stiegen im Zeitraum von 2000 bis 2014 von 13,9 ct/kWh auf 29,1 ct/kWh. Der Anteil von Steuern, Abgaben und Umlagen lag zuletzt bei 52 %, 23 % entfallen auf Netzentgelte und lediglich 25 % auf die tatsächliche Erzeugung und den Vertrieb. Wie bei

den nicht privilegierten Industrieunternehmen zeichnete sich 2015 jedoch auch für Haushaltskunden erstmals eine leichte Entspannung ab. Die Preise gaben im Verlauf der ersten Jahreshälfte um 1,4 % nach. Im bundesweiten Vergleich fallen die Strompreise für Haushalte in Baden-Württemberg am geringsten aus [93], wozu unter anderem das im Schnitt relativ niedrige Niveau der Netzentgelte beitrug. Diese lagen mit 5,8 ct/kWh etwa 0,8 Cent unter dem Bundesdurchschnitt, wiesen jedoch auch zwischen den verschiedenen Netzgebieten innerhalb des Landes größere Differenzen auf. Die Spanne lag zwischen 4,04 und 6,13 ct/kWh.

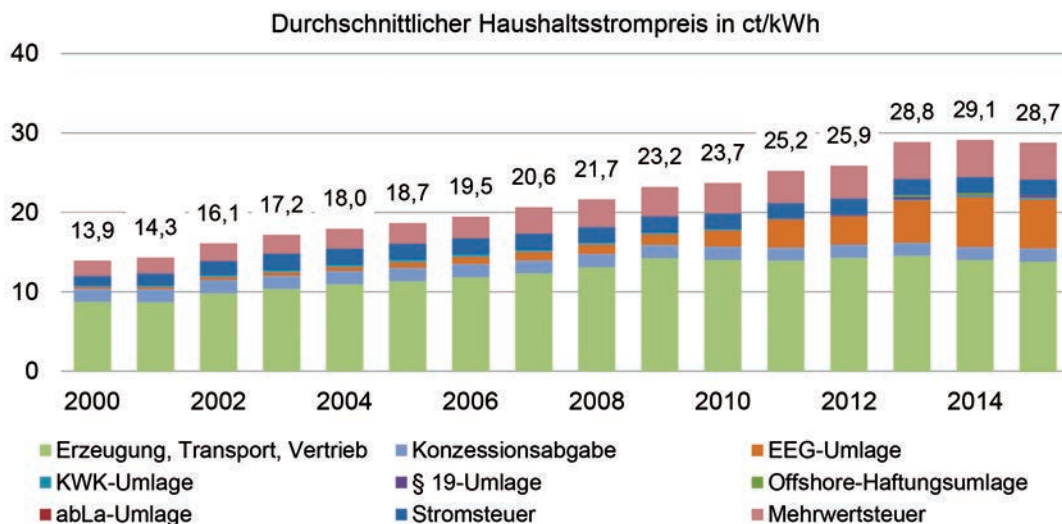


Abbildung 24: Entwicklung der durchschnittlichen Strompreise und deren Bestandteile für Haushalte bei einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh (2015: Werte zu Jahresbeginn). Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [97].

Insgesamt lässt sich festhalten, dass sich die Kosten für die Stromversorgung in den letzten Jahren je nach Kundengruppe durchaus unterschiedlich entwickelten. Während industrielle Großverbraucher vor allem in Folge umfassender

Entlastungsregelungen von sinkenden Großhandelsstrompreisen profitierten, waren die übrigen Verbrauchergruppen tendenziell steigenden Strompreisen ausgesetzt. Auch wenn das Jahr 2015 eine leichte Entspannung brachte, könnte

sich der allgemeine Trend bis 2020 vorerst weiter fortsetzen. So geht das IE Leipzig in seinem diesjährigen Energiepreisbericht für das Land Baden-Württemberg von einer mittleren jährlichen Steigerungsrate in Höhe von 3,4 % für Mittelstand und Industrie sowie von 2,6 % für private Haushalte aus (nominelle Betrachtung). Inflationsbereinigt entspricht dies einem moderaten Zuwachs von 1,0 bzw. 0,4 % pro Jahr.

5.1.2 ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE GESAMT-RECHNUNG

Die nachfolgend dargestellte energiewirtschaftliche Gesamtrechnung basiert methodisch und konzeptionell auf den für die Bundesebene durchgeführten Berechnungen im Rahmen der Stellungnahme der Expertenkommission zum zweiten Monitoring-Bericht der Bundesregierung [100]. 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 zukünftig 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 in Baden-Württemberg

Als Grundlage für die Darstellung der aggregierten Letztverbraucherausgaben für Strom wurden die Angaben des Statistischen Landesamtes zum Stromabsatz und den damit verbundenen Erlösen herangezogen [101].¹⁹ 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.²⁰ Für die Jahre bis einschließlich 1995 wurde der sogenannte Kohlepfeffig hinzugerechnet.

¹⁹ 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.

²⁰ 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.

5. Ausgewählte ökonomische Aspekte der Energiewende

Abbildung 25 zeigt die Entwicklung der Letztverbraucher­ausgaben für Strom in Baden-Württemberg im Zeitraum von 1990 bis 2014. 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 er-

kennende 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 und stabilisierten sich 2014 nach ersten Schätzungen auf dem Vorjahresniveau. Die Einordnung mittels des Bezugs auf die Entwicklung des Bruttoinlandsprodukts erfolgt am Ende des Abschnitts 5.1.2.

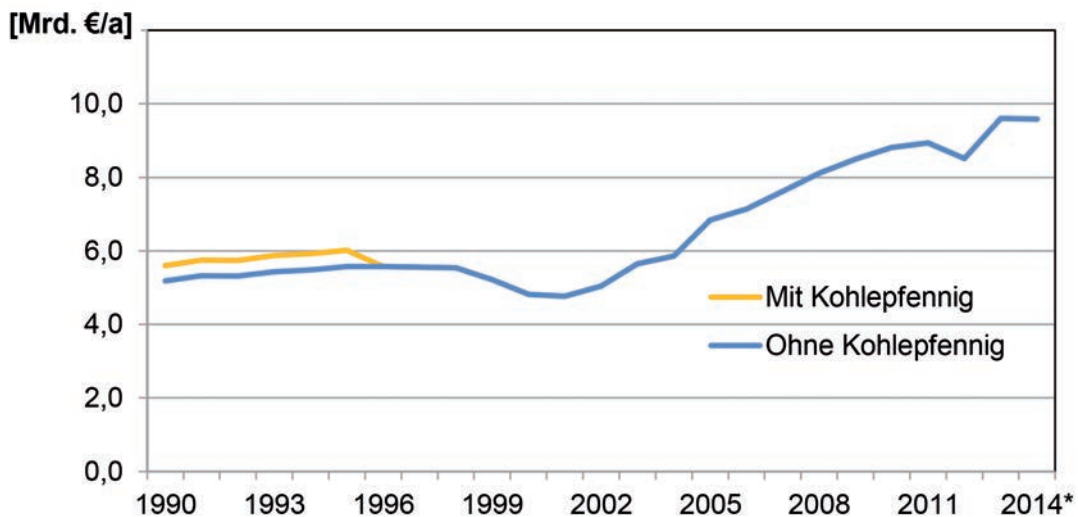


Abbildung 25: Aggregierte Letztverbraucher­ausgaben für Strom.²¹
Eigene Berechnung und Darstellung auf Basis von Daten aus [101]. * Werte für 2014 geschätzt.

²¹ Letztverbraucher­ausgaben abzüglich für Baden-Württemberg hochgerechneter Stromsteuervergünstigungen nach dem Stromsteuergesetz. Der bis 1995 erhobene Kohlepfennig wurde pauschal mit einem durchschnittlichen Aufschlag von 8 % berechnet.

Aggregierte Letztverbraucherausgaben für Erdgas

Die Datenlage hinsichtlich des Endenergieverbrauchs zur Wärmebereitstellung ist aktuell nicht geeignet, eine Berechnung der Letztverbraucher- ausgaben für den gesamten Wärmebereich zuzu- lassen. Auch Effizienzmaßnahmen (z.B. Wärme-

dämmung) können mangels belastbarer Daten aktuell nicht entsprechend berücksichtigt wer- den. Daher werden analog zur Bundesebene als Hilfsindikator für den Wärmesektor die Letzt- verbraucherausgaben für Erdgas dargestellt (Abbildung 26).

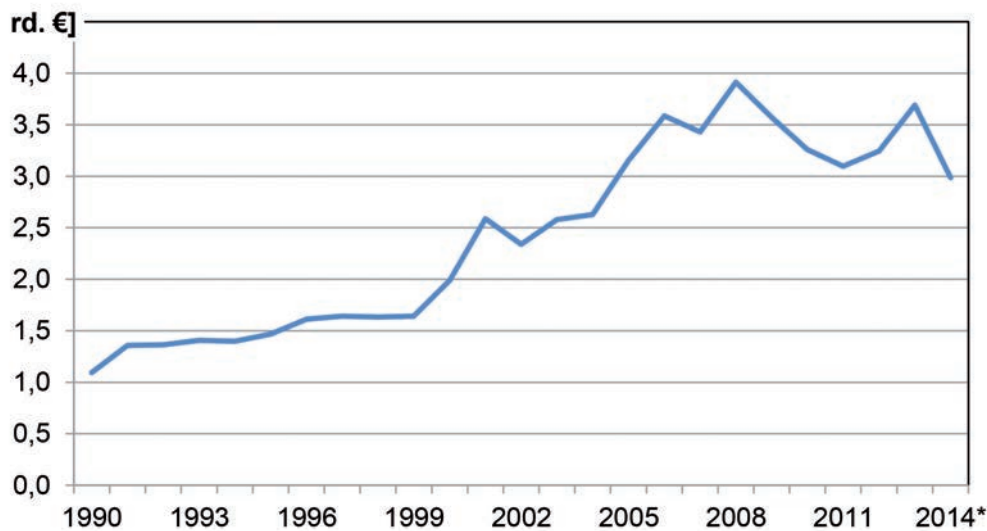


Abbildung 26: Entwicklung der aggregierten Letztverbraucherausgaben für Erdgas. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [102]. * Werte für 2014 geschätzt.

Es zeigt sich eine moderate Steigerung der Letzt- verbraucherausgaben in den neunziger Jahren, ab 2000 stiegen die Ausgaben stärker an, um im Jahr 2008 ihr bisheriges Maximum zu erreichen. Ab 2008 sind die Letztverbraucherausgaben für Gas wieder gesunken. Diese Entwicklung geht haupt- sächlich auf die gesunkene Absatzmenge zurück – wozu u. a. die zunehmende Nutzung erneuerbarer Energie beiträgt –, ist aber auch den gegenüber dem Hochpreisjahr 2008 wieder rückläufigen Prei- sen geschuldet. Seit 2012 ist ein steigender Trend zu beobachten, was im Jahr 2012 primär auf hö- here Preise und im Jahr 2013 auf eine Kombina- tion gestiegener Preise und eines höheren Absatzes (u. a. witterungsbedingt) zurückzuführen ist. Der umgekehrte Effekt war nach ersten Schät- zungen im Jahr 2014 zu beobachten, wo sich der witterungsbedingte Verbrauchsrückgang sowie sin- kende Preise deutlich auf die Letztverbraucheraus- gaben niederschlugen. Letztlich hängt die Entwicklung der Letztverbraucherausgaben für

Gas stark von der Entwicklung der internationalen Gaspreise ab und ist nicht bzw. nur in sehr gerin- gem Maße auf die Energiewende zurückzuführen.

Aggregierte Letztverbraucherausgaben für Kraftstoffe im Straßenverkehr (ohne Strom und Flugzeugkraftstoffe)

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 Ener- gieträgern (Steinkohlen, Braunkohlen, Heizöl leicht und schwer, andere Mineralölprodukte, Flüssiggas, Erdgas und Biotreibstoffe) zusammen [103]. Zur Vermeidung von Doppelzählungen wird der Stromverbrauch im Verkehrssektor an dieser Stelle nicht berücksichtigt, da die Letztver- braucherausgaben für Strom im Verkehrssektor in den oben dargestellten Letztverbraucherausgaben für den Strombereich bereits enthalten sind.

5. Ausgewählte ökonomische Aspekte der Energiewende

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 27 dargestellte Entwicklung der aggregierten Letztverbraucherenausgaben für Kraftstoffe in Baden-Württemberg. Die Letztverbraucherenausgaben für Ottokraftstoffe bilden mit knapp 4,5 Milliarden Euro pro Jahr einen relativ stabilen Sockel.

Steigende Kraftstoffpreise und ein rückläufiger Verbrauch heben sich hier weitgehend auf. Dagegen führen die steigenden Dieselpreise in Kombination mit wachsenden Verbräuchen zu einem Anstieg der aggregierten Letztverbraucherenausgaben auf ein Maximum von knapp 6,0 Milliarden Euro im Jahr 2012. Aufgrund gesunkener Kraftstoffpreise sind die Letztverbraucherenausgaben für Dieselmotoren im Jahr 2013 wieder gesunken und haben sich im Jahr 2014 nach ersten Schätzungen stabilisiert. Für Biokraftstoffe und Sonstige beliefen sich die Ausgaben im Jahr 2014 auf rd. 0,7 Milliarden Euro. Insgesamt sanken die aggregierten Letztverbraucherenausgaben für Kraftstoffe ausgehend vom bisherigen Höchstwert von 11,2 im Jahr 2012 auf jährlich rund 10,8 bzw. 10,6 Milliarden Euro in 2013 und 2014. Diese Entwicklung ist dabei ähnlich wie beim Gas weitgehend unabhängig von der Energiewende.

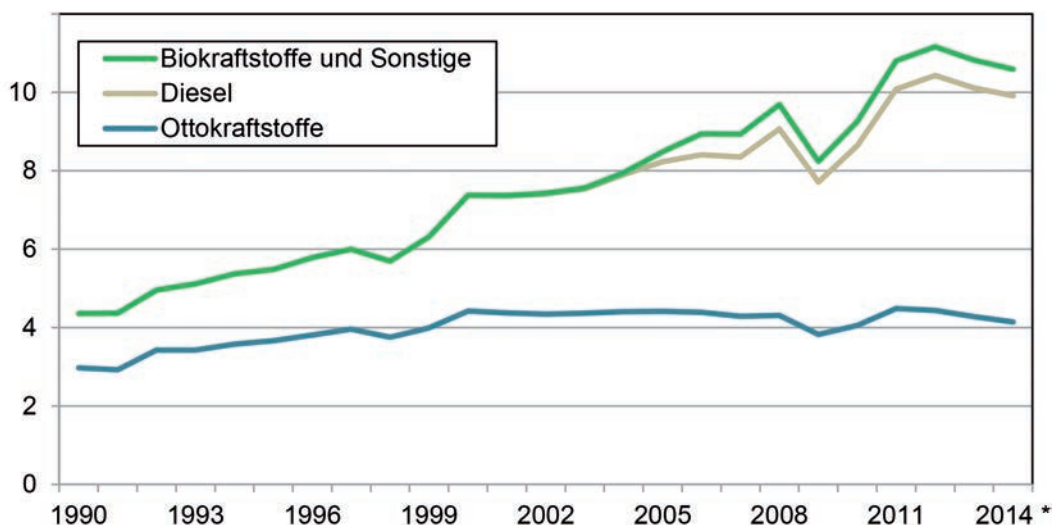


Abbildung 27: Entwicklung der aggregierten Letztverbraucherenausgaben für Kraftstoffe als Stapelgrafik.

Quelle: eigene Berechnungen. Eigene Berechnung und Darstellung auf Basis von Daten aus [104].

* Werte für 2014 geschätzt.

Anteil der aggregierten Letztverbraucher­ausgaben für Energie am Bruttoinlands­produkt in Baden-Württemberg

Bezieht man nunmehr die aggregierten Letztverbraucher­ausgaben für Strom, Erdgas und Kraftstoffe auf das nominale Bruttoinlands­produkt Baden-Württembergs, erhält man die in Abbildung 28 dargestellten Anteile. Für Strom liegt der Anteil unter 2,5 % und befindet sich damit unterhalb des Niveaus von 1991.

Analog zu den Entwicklungen auf Bundesebene [100] ist somit festzustellen, dass der Anstieg der aggregierten Ausgaben für Strom weit weniger stark ausgeprägt war, als dies oftmals in der öffentlichen Diskussion anklingt. Die weitere Entwicklung muss jedoch aufmerksam beobachtet werden, insbesondere vor dem Hintergrund zusätzlicher Kosten, die in den kommenden Jahren zu erwarten sind (weiterer EE-Ausbau, Offshore-Windparks und deren Anbindung, Netzausbau, etc.).

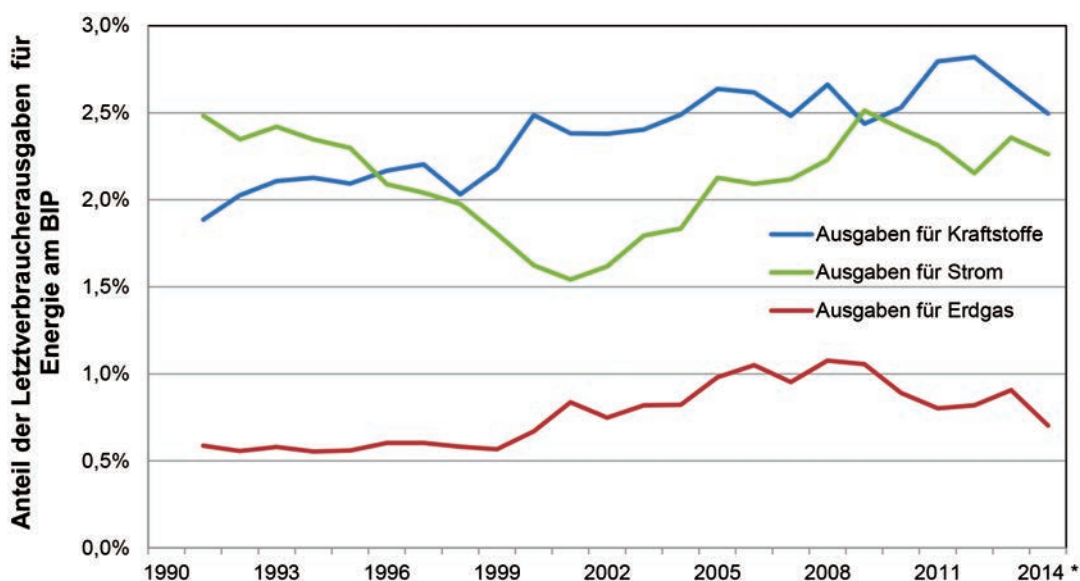


Abbildung 28: Anteil der Letztverbraucher­ausgaben für Strom, Erdgas und Kraftstoffe am nominalen Bruttoinlands­produkt²². Eigene Berechnung und Darstellung. * Werte für 2014 geschätzt.

Bezieht man die aggregierten Letztverbraucher­ausgaben für Erdgas auf das BIP ergibt sich ein Anteil von aktuell deutlich unter 1 % (Abbildung 28), was noch signifikant unter den auf Bundesebene ermittelten Werten von etwa 2,5 % liegt [100]. Bei den Letztverbraucher­ausgaben für Kraftstoffe bezogen auf das Bruttoinlands­produkt Baden-Württembergs zeigt sich bis 2012 insgesamt eine steigende Tendenz, die jedoch mit dem Rückgang der Kraftstoffpreise ab dem Jahr 2013 unterbrochen wurde. Der Anteil liegt aktuell bei rund 2,5 %.

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 [100]: „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 zu 8,5 % im Bundesdurchschnitt die Anteile der Ausgaben für Energie am BIP in Baden-Württemberg mit unter 6,0 % deutlich geringer ausfallen.

²²Da die revidierte Zeitreihe zum Bruttoinlands­produkt für die Jahre vor 2000 zum Zeitpunkt der Berichterstellung noch nicht vorliegt, wurde mit den bisherigen Werten gerechnet.

5

5. Ausgewählte ökonomische Aspekte der Energiewende

5.1.3 VERTEILUNGSWIRKUNGEN DER ENERGIEWENDE

Langfristig gesehen soll die Energiewende in Deutschland und Baden-Württemberg auch dazu beitragen, die bspw. durch den Anstieg der Brennstoffkosten bedingten volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung zu stabilisieren bzw. zu verringern. Nichtsdestotrotz kommen durch den Ausbau erneuerbarer Energien, den Umbau des Kraftwerksparks und die Anpassung der Netzinfrastruktur vorübergehend zusätzliche Kosten auf die Verbraucher zu. Im Sinne einer nachhaltigen Entwicklung sind diese Lasten möglichst gleichmäßig zu verteilen. Gleichzeitig gilt es, Überbelastungen einzelner Akteursgruppen zu vermeiden.

Die EEG-Umlage, mit der die anfänglichen Mehrkosten für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien finanziert werden, ist im Verlauf der letzten Jahre stark gestiegen. Mit dem Umlagesystem werden die EEG-Differenzkosten an die Stromverbraucher in Deutschland weitergereicht. Die Bestandteile der EEG-Differenzkosten variieren mit der Art der Förderung. Im Fall der Direktvermarktung nach § 34 EEG ist ausschließlich die Höhe der Marktprämien relevant. Seit der Streichung der Managementprämie im Rahmen der EEG-Novelle 2014 decken diese auch die Kosten für die eigenständige Vermarktung ab. Bei der Förderung kleiner Anlagen nach § 37 EEG bzw. der Förderung in Ausnahmefällen nach § 38 EEG beinhalten die EEG-Differenzkosten die geleisteten Einspeisevergütungen sowie die Verwaltungs- und Vermarktungskosten der Übertragungsnetzbetreiber. Die Erlöse aus

dem Verkauf der erzeugten Energiemengen an der europäischen Strombörse EPEX SPOT werden hiervon abgezogen.

Abbildung 29 zeigt die Entwicklung der EEG- bzw. Kernumlage seit Inkrafttreten des EEG im Jahr 2000. Während die Kernumlage ausschließlich Kosten im direkten Zusammenhang mit dem Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung abbildet, nämlich deren Vergütung und Vermarktung, berücksichtigt die EEG-Umlage mit dem Kontoausgleich und der Liquiditätsreserve zusätzliche Größen. Ausgehend von 2,05 ct/kWh im Jahr 2010 stieg die EEG-Umlage bis zum Jahr 2014 auf 6,24 ct/kWh an. Im Jahr 2015 konnte ein weiterer Anstieg erstmals vermieden werden. Stattdessen sank die EEG-Umlage leicht um 1,1 % auf 6,17 ct/kWh. Die Kernumlage legte im gleichen Zeitraum von 2,34 ct/kWh auf 5,96 ct/kWh zu. Für das Jahr 2016 beträgt die EEG-Umlage 6,35 ct/kWh. Sie erhöht sich damit im Vergleich zu 2015 um rund 3 %.

Die dynamische Entwicklung der EEG-Umlage ist auf verschiedene Faktoren zurückzuführen. Der rasche Ausbau der erneuerbaren Energien ist einer davon. Insbesondere die hohen Zuwächse im Bereich der Photovoltaik in den Jahren 2010 bis 2012 ließen die EEG-Umlage kräftig steigen. Innerhalb von nur drei Jahren gingen Photovoltaikanlagen mit einer Gesamtleistung von mehr als 22 GW neu ans Netz. Aufgrund der Anfang 2010 noch vergleichsweise hohen Vergütungssätze zwischen 22,76 ct/kWh für Freiflächenanlagen und 39,14 ct/kWh für kleine Dachanlagen waren die Folgen dieser Rekord-

jahre entsprechend stark zu spüren. Zum Vergleich: Im September 2015 lag die Vergütung für Photovoltaikanlagen je nach Größe der Anlage nur noch zwischen 8,91 und 12,70 ct/kWh. Aber auch die Zuwächse im Bereich der Biomasse und der Windenergie an Land zeigten in diesen Jahren Wirkung.

Seit 2014 wächst der Einfluss der Windenergie auf See auf die Entwicklung der EEG-Umlage. Vergleichsweise hohe Vergütungssätze und zwei starke Zubaujahre in Folge schlagen sich auf die EEG-Differenzkosten nieder.

EEG-Umlage und Kernumlage in ct/kWh

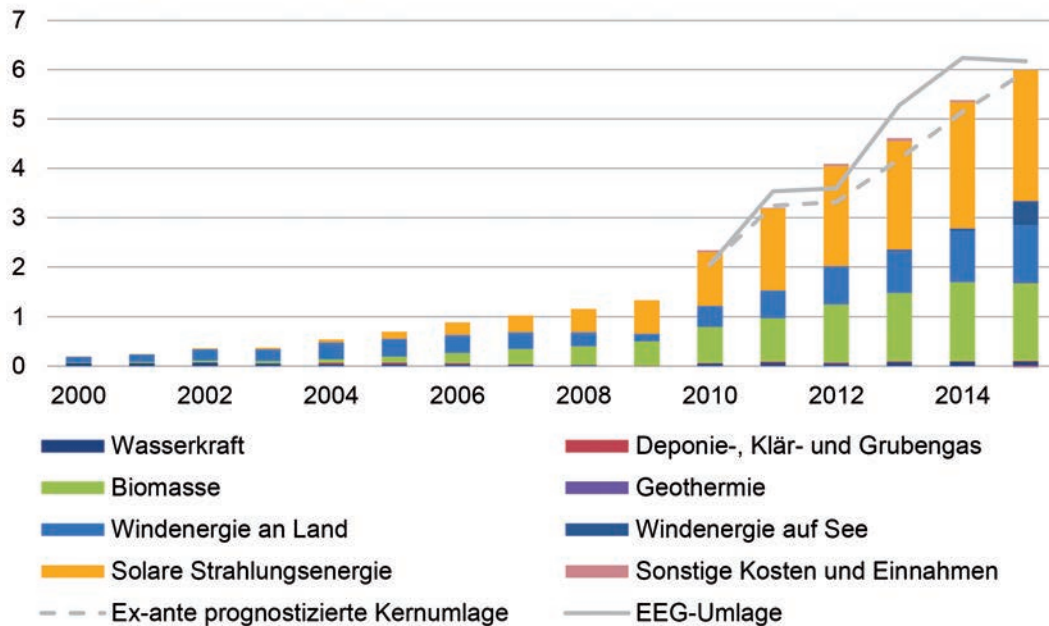


Abbildung 29: Entwicklung der EEG-Umlage und Kernumlage bis zum Jahr 2015. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [105]. Werte für 2015 sind Prognosen der Übertragungsnetzbetreiber.

Ein Faktor, der die Entwicklung der EEG-Umlage mindestens ebenso maßgeblich beeinflusst wie der Ausbau selbst, ist der seit Jahren fallende Strompreis an der EPEX SPOT. Denn mit dem Strompreis sinkt auch der Marktwert des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms. Bei gleichbleibendem Vergütungsanspruch nehmen die EEG-Differenzkosten, die im Wesentlichen das Delta zwischen Marktwert und Vergütungshöhe darstellen, infolgedessen zu. Die Zahlen des folgenden Beispiels veranschaulichen den Effekt. Während die im Rahmen des EEG geförderten Strommengen im Zeitraum von 2010 bis 2014 um 66 % zulegten (2010: 82 TWh; 2014: 136 TWh), erhöhte sich ihr Marktwert lediglich um 20 % (2010: 3,46 Mrd. €; 2014: 4,14 Mrd. €).

Der Ausbau der erneuerbaren Energien und das Preisniveau an der europäischen Strombörse beeinflussen demnach die Entwicklung der EEG-Differenzkosten. Für die Höhe der EEG-Umlage ist darüber hinaus der Umfang des umlagerelevanten Stromverbrauchs relevant, sprich die Strommenge, auf die die EEG-Differenzkosten umgelegt werden. Von 2010 bis 2013 ging der umlagerelevante Stromverbrauch von 407 auf 376 TWh zurück. Auch im Jahr 2014 war der umlagerelevante Stromverbrauch mit 357 TWh weiterhin rückläufig.

Der Rückgang des umlagerelevanten Stromverbrauchs in den Vorjahren ist zum Teil auf die Ausweitung der Ausnahmen im Rahmen der

5. Ausgewählte ökonomische Aspekte der Energiewende

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

Abbildung 30 stellt die Entwicklung der privilegierten Strommengen in Deutschland und Baden-Württemberg seit 2010 dar. Im gesamten Bundesgebiet legte der Umfang der Privilegierungen um 24 % zu und erreichte im Jahr 2015 einen Wert von 107,3 TWh. Mit etwas weniger

als 10 % fielen die Zuwächse in Baden-Württemberg dagegen deutlich moderater aus. Die privilegierte Strommenge erhöhte sich hier von 6,2 TWh im Jahr 2010 auf 6,8 TWh im Jahr 2015. Hintergrund ist die oben genannte mehrfache Reformierung der Besonderen Ausgleichsregelung, die die Voraussetzungen für die Inanspruchnahme der Privilegierung absenkte, insbesondere hinsichtlich des Mindeststromverbrauchs und des Anteils der Stromkosten an der Bruttowertschöpfung²³. Abbildung 31 verdeutlicht die Ausweitung auf kleinere und weniger stromintensive Unternehmen vom Jahr 2012 auf 2013. Während die Anzahl begünstigter Unternehmen sprunghaft anstieg, wuchs die privilegierte Strommenge weniger stark.

Privilegierte Strommengen in TWh

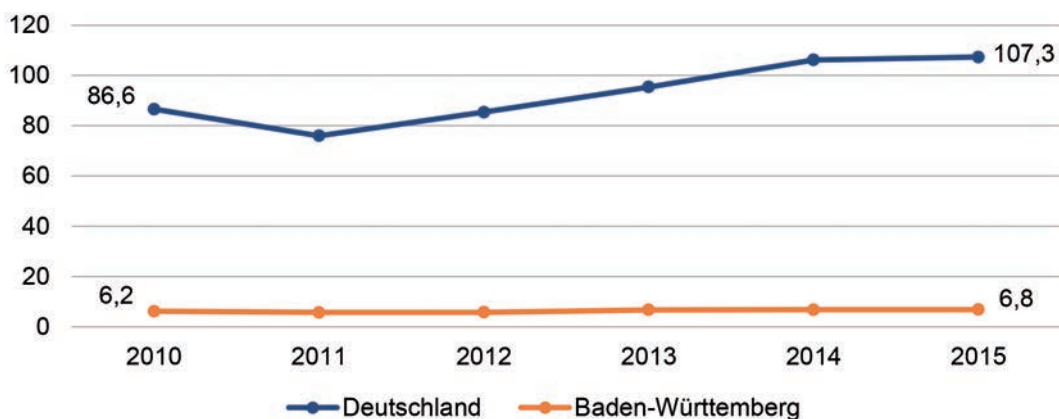


Abbildung 30: Privilegierte Strommengen im Rahmen der Besonderen Ausgleichsregelung in Deutschland und Baden-Württemberg im Zeitraum von 2010 bis 2015. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [107, 108].

Kritik an den Ausnahmen, insbesondere an den Ausweitungen im Zuge des EEG 2012, kam zuletzt von der EU-Kommission. Sie sah in der Besonderen Ausgleichsregelung einen Verstoß gegen das EU-Wettbewerbsrecht und hatte Ende 2013 ein EU-Beihilfeverfahren gegen Deutschland eingeleitet. Im Rahmen der EEG-Novelle wurde die Besondere Ausgleichsregelung daher an die neuen Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien angepasst, die nach langen Verhandlungen mit der Bundesregierung am 28. Juni 2014 veröf-

fentlicht wurden.²⁴ Die auf die Verringerung der Anzahl an Unternehmen und Strommenge abzielende Novelle zeigt bisher allerdings keinen Erfolg. So stieg die Anzahl der profitierenden Unternehmen im laufenden Jahr 2015 um knapp 4 % auf 2180. Davon entfielen lediglich 251 Unternehmen auf Baden-Württemberg. Bei der Betrachtung der privilegierten Strommenge pro Unternehmen sind begünstigte Unternehmen auf Landesebene vergleichsweise kleiner und weniger stromintensiv [109].

Anzahl privilegierter Unternehmen bzw. Unternehmensteile

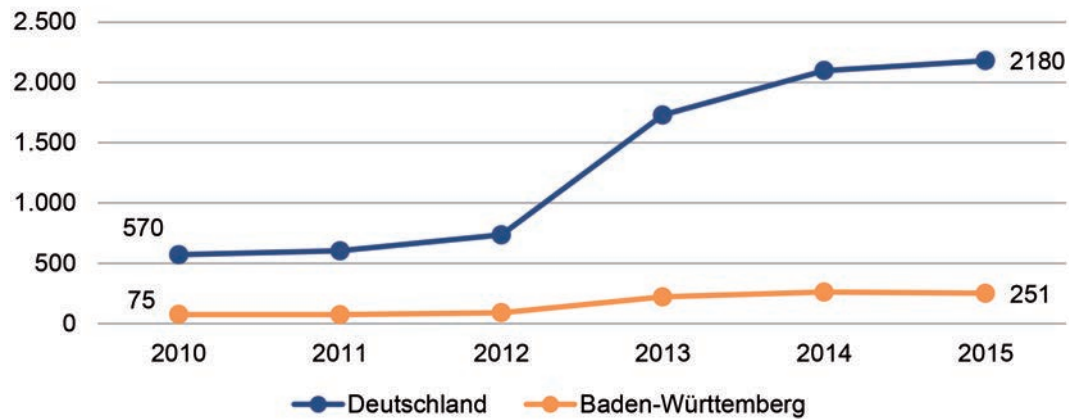


Abbildung 31: Privilegierte Unternehmen im Rahmen der Besonderen Ausgleichsregelung in Deutschland und Baden-Württemberg im Zeitraum von 2010 bis 2015. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [107, 108].

Die Entlastung der privilegierten Unternehmen summiert sich bundesweit auf 4,8 Mrd. € im Jahr 2015, hiervon beträgt der Anteil baden-württembergischer Unternehmen 6 %. Hiermit einher geht eine Mehrbelastung der nicht privilegierten Stromverbraucher. Aufgrund des weiteren Anstiegs der

privilegierten Strommenge und der gestiegenen EEG-Umlage selbst nahm diese Mehrbelastung der Letztverbraucher in den letzten Jahren deutlich zu. Im Jahr 2007 betrug die Mehrbelastung nur 0,08 ct/kWh, während heute für nicht privilegierte Verbraucher 1,37 ct/kWh mehr anfallen [109].

²³Die Mindestanforderung des Anteils der Stromkosten an der Bruttowertschöpfung wurde mit der Reform 2014 erstmals seit dem Jahr 2000 erhöht. Gleichzeitig wurde die Berechnung der Bruttowertschöpfung auf Faktorkosten umgestellt. Folge der Umstellung ist vermutlich eine geringere Wertschöpfung für die meisten Unternehmen und somit ein höherer Anteil der Stromkosten an der Bruttowertschöpfung. Entsprechend wird die Erhöhung der Mindestanforderung kompensiert [106].

²⁴Einzelheiten zu den Änderungen an der Besonderen Ausgleichsregelung gegenüber dem EEG 2012 sind in einer gemeinsamen Veröffentlichung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie und des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle [108] zusammengefasst.

5. Ausgewählte ökonomische Aspekte der Energiewende

Eine Studie im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg zeigt auf, dass die Strom- und Energiekosten nur in wenigen Branchen einen nennenswert hohen Anteil an der Bruttowertschöpfung ausmachen. Zudem ist die Kostenbelastung nur in wenigen Fällen (insbesondere Kohlebergbau, Herstellung Papier und Metallherzeugung) stark von der Besonderen Ausgleichsregelung abhängig. Nicht abschließend aufgezeigt werden kann, inwieweit die Besondere Ausgleichsregelung zum Erhalt der internationalen Wettbewerbsfähigkeit für deutsche Unternehmen notwendig ist. Hierzu sind genauere Untersuchungen notwendig. So zeigt sich im europäischen Vergleich der Energiekostenintensität der energieintensivsten Branchen kein einheitliches Bild, in den meisten Branchen liegt Deutschland jedoch im Mittelfeld [109].

5.2 ENTWICKLUNG DER ARBEITSPLÄTZE IM BEREICH DER ERNEUERBAREN ENERGIEN

Ein zentrales Element der Energiewende ist der Ausbau der erneuerbaren Energien. Neben den direkten Wirkungen im Strom- und Wärmesektor sind mit diesem Transformationsprozess auch indirekte Wirkungen verbunden. So beeinflusst der Ausbau der erneuerbaren Energien auch die Beschäftigungsentwicklung in Baden-Württemberg.

Zum Zeitpunkt der Berichterstellung lagen für das Jahr 2014 noch keine Bundes- und Landesdaten zur Entwicklung der Arbeitsplätze im Bereich erneuerbaren Energien vor. Es werden deshalb nachfolgend die Angaben für die Jahre

2012 und 2013 dargestellt. Anschließend werden für das Bezugsjahr 2014 qualitative Entwicklungstendenzen auf Basis der beobachteten Marktentwicklung abgegeben.

Im Bereich der Herstellung von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien (einschl. Vorleistungen) sowie dem Betrieb des Anlagenbestandes (einschl. Bereitstellung von Brenn- und Kraftstoffen sowie Substraten) waren im Jahr 2013 knapp 41.000 Arbeitsplätze in Baden-Württemberg zu verzeichnen, die direkt oder indirekt den erneuerbaren Energien zuzurechnen sind. Damit hat sich die Bruttobeschäftigung ausgehend von rund 20.000 Arbeitsplätzen im Jahr 2008 bis 2013 mehr als verdoppelt.

Im Vorjahresvergleich war im Jahr 2013 in Baden-Württemberg jedoch ein Rückgang der Beschäftigung um knapp 9 % zu verzeichnen (Abbildung 32). Während im Bereich Windenergie die Beschäftigung gegenüber 2012 um 12 % wachsen konnte, war im Bereich Photovoltaik ein sehr starker Rückgang von rund 40 % zu verzeichnen. Wie schon im Vorjahr spiegelt sich die fortschreitende Konsolidierung des Photovoltaik-Markts auch in den Beschäftigungszahlen wider. Im Jahr 2013 ist dies jedoch in erster Linie auf die rückläufigen Installationszahlen von Neuanlagen in Baden-Württemberg zurückzuführen und weniger auf die produzierende PV-Industrie im Land. Da Baden-Württemberg weniger ein direkter Produktionsstandort von Photovoltaik-Modulen bzw. Zellen ist, war das Land von der ökonomischen Schiefelage dieses Teils der Photovoltaikbranche weniger stark betroffen.

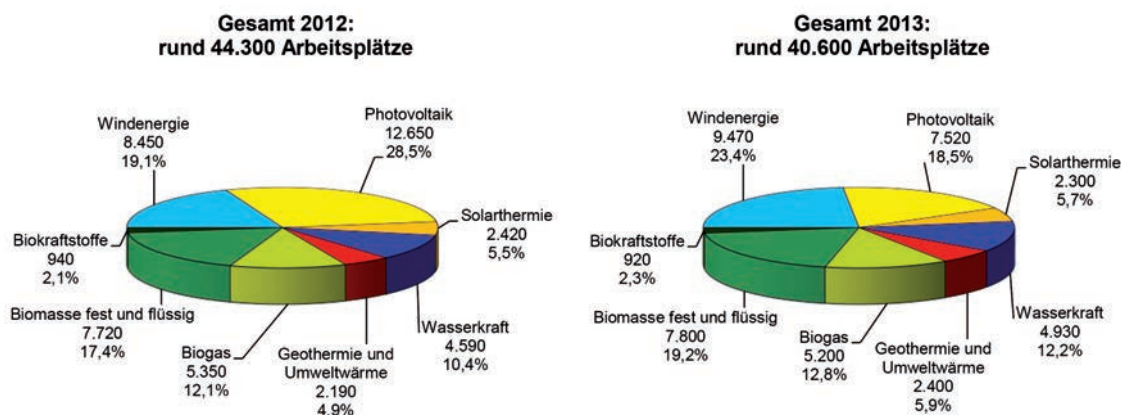


Abbildung 32: Entwicklung der Bruttobeschäftigung in Baden-Württemberg für die Jahre 2012 und 2013. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [110].

In Baden-Württemberg liegt der Schwerpunkt vielmehr im vorgelagerten Maschinen- und Anlagenbau. Durch die weiterhin angespannte Lage auf dem Photovoltaik-Weltmarkt herrscht jedoch Zurückhaltung bei der Investition in neue Produktionsanlagen, was der heimische Maschinen- und Anlagenbau zu spüren bekommt. Die anziehende Weltmarktfrage und die in den kommenden Jahren zu modernisierenden bzw. zu ersetzenden Produktionsanlagen stellen jedoch mittelfristig positive Aussichten dar.

Der Zubau von Windkraftanlagen im Jahr 2013 in Baden-Württemberg hat sich gegenüber dem Vorjahr fast verdoppelt, was auch zu einer positiven Entwicklung der Beschäftigtenzahlen in der Windenergiebranche in Baden-Württemberg geführt hat. Ein Teil des Wachstums von 12 % gegenüber dem Vorjahr ist auch darauf zurückzuführen, dass baden-württembergische Unternehmen im Bereich der Herstellung von Vorleistungen bzw. Komponenten (z. B. Hydraulik, Getriebe) und deren Export stark engagiert sind, wodurch sie auch vom deutschlandweit hohen Windenergiezubau profitieren konnten.

Daneben stellt der Bereich Biomasse eine stabile Beschäftigungsbasis dar, was nicht zuletzt darauf zurückzuführen ist, dass ein erheblicher Teil der Arbeitsplätze im Biomassebereich auf den Betrieb des Anlagenbestandes und die Bereitstellung von Brenn- und Kraftstoffen zurückzuführen ist.

Für das Jahr 2014 ist davon auszugehen, dass es wenig Impulse für eine Steigerung der Bruttobeschäftigung im Bereich der erneuerbaren Energien in Baden-Württemberg gab. Dies ist primär auf die fortschreitend rückläufigen Installationszahlen von Photovoltaikanlagen zurückzuführen. Analog dazu dürften sich die sinkenden Neuaninstallationen in Biogasanlagen auf die Beschäftigtenzahl im Biogasbereich auswirken. Da jedoch ein gewichtiger Teil davon auf die Substratbereitstellung und den Betrieb des Anlagenbestandes entfällt, dürften die Auswirkungen eher gering sein. Keine größeren Änderungen der Beschäftigungsbasis 2014 sind in den anderen Sparten der erneuerbaren Energien zu erwarten.

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=bsbawue-prod.psml&max=true&aiz=true#jlr-KlimaSchGBWpP9>
- [2] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur – Stand: 01.06.2015. Bonn, 2015.
- [3] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Kraftwerksliste Bundesnetzagentur zum erwarteten Zu- und Rückbau 2015 bis 2018 – Stand: 01.06.2015. Bonn, 2015.
- [4] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Kraftwerksstilllegungsanzeigenliste (KWSAL) – Stand: 20.07.2015. Bonn, 2015.
- [5] 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/energieerzeugung/presentation_modernisierung-gaisburg.pdf
- [6] BORGGREFE, F., PREGGER, T., GILS, H. C., CAO, K.-K., DEISSENROTH, M., BOTHOR, M., BLESL, M., FAHL, U., STEURER, M. und WIESMETH, M. 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, 2014. Verfügbar unter: https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Daten/Dokumente/5_Energie/Versorgungssicherheit/Kurzstudie_Kapazitaetsentwicklung_Sueddeutschland.pdf
- [7] GILS, H. C., CAO, K.-K., BORGGREFE, F. und BOTHOR, S. Szenarien der Versorgungssicherheit in Deutschland und Süddeutschland für das baden-württembergische Landesministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft – Zusammenfassung der Methodik und Ergebnisse. Stuttgart: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, 2015.
- [8] CONSENTEC und R2B ENERGY CONSULTING. Versorgungssicherheit in Deutschland und seinen Nachbarländern: Länderübergreifendes Monitoring und Bewertung. Berlin, 2015.
- [9] PENTALATERAL ENERGY FORUM SUPPORT GROUP 2. Generation Adequacy Assessment. 2015.
- [10] 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.
- [11] 50HERTZ, AMPRION, TENNET und TRANSNETBW. Systemanalysen der deutschen ÜNB gemäß ResKV. 2015.

-
- [12] ÖSTERREICH, BELGIEN, TSCHECHIEN, DÄNEMARK, FRANKREICH, DEUTSCHLAND, LUXEMBURG, NIEDERLANDE, NORWEGEN, POLEN, SCHWEDEN und SCHWEIZ. Joint Declaration for Regional Cooperation on Security of Electricity Supply in the Framework of the Internal Energy Market. Luxemburg, 2015.
- [13] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWi). Ein Strommarkt für die Energiewende – Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch). Berlin, 2014.
- [14] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWi). Ein Strommarkt für die Energiewende – Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch). Berlin, 2015.
- [15] BUNDESMINISTERIUMS FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWi). Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz) [online]. 14. September 2015. [Zugriff am: 25. September 2015]. Verfügbar unter: <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/entwurf-eines-gesetzes-zur-weiterentwicklung-des-strommarktes,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>
- [16] ÖKO-INSTITUT, LBD BERATUNGSGESELLSCHAFT. Kritik am Konzept des irreversiblen EOM 2.0 [online]. 2015. [Zugriff am: 29. September 2015]. Verfügbar unter: http://www.oeko.de/uploads/oeko/aktuelles/LBD_Oeko-Institut_2015_-_Kritik_des_irreversiblen_EOM_2.0.pdf
- [17] MONOPOLKOMMISSION. Energie 2015: Ein wettbewerbliches Marktdesign für die Energiewende – Sondergutachten 71 [online]. 2015. Verfügbar unter: http://www.monopolkommission.de/images/PDF/SG/s71_volltext.pdf
- [18] ENERGY BRAINPOOL. Bedarf nach einer Kapazitätsreserve aus Kohlekraft im deutschen Markt bis 2023 – Kurzstudie im Auftrag von Greenpeace e.V. [online]. 11. September 2015. [Zugriff am: 30. September 2015]. Verfügbar unter: <http://www.greenpeace.de/sites/www.greenpeace.de/files/publications/klimareserve-braunkohlekraftwerke-analyse-greenpeace-20150916.pdf>
- [19] MATTHES, Dr. Felix Chr., HERMANN, Hauke, COOK, Vanessa, DIERMANN, Carsten und SCHLEMMERMEIER, Ben. Die Leistungsfähigkeit des Energy-only-Marktes und die aktuellen Kapazitätsmarkt-Vorschläge in der Diskussion [online]. Öko-Institut, LBD Beratungsgesellschaft, 2015. Verfügbar unter: https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/5_Energie/Versorgungssicherheit/Leistungsfahigkeit_EOM.pdf
- [20] R2B ENERGY CONSULTING. Leitstudie Strommarkt. Arbeitspaket Funktionsfähigkeit EOM & Impact-Analyse Kapazitätsmechanismen im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) [online]. Köln, 2014. [Zugriff am: 13. Oktober 2015]. Verfügbar unter: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/endbericht-leitstudie-strommarkt-funktionsfaehigkeit-eom-und-impact-analyse-kapazitaetsmechanismen,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>
- [21] FRONTIER ECONOMICS und CONSENTEC. Folgenabschätzung Kapazitätsmechanismen (Impact Assessment). Ein Bericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) [online]. 2014. [Zugriff am: 13. Oktober 2015]. Verfügbar unter: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/folgenabschaetzung-kapazitaetsmechanismen-impact-assessment,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>

Literaturverzeichnis

- [22] MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG. Erneuerbare Energien in Baden-Württemberg 2014 – Erste Abschätzung, Stand April 2015. Stuttgart, 2015.
- [23] TRANSNETBW. Sonnenfinsternis: Transnet BW hat „Stresstest“ bestanden [online]. Pressemitteilung. 2015. [Zugriff am: 18. August 2015]. Verfügbar unter: <http://www.transnetbw.de/de>
- [24] 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>
- [25] SAINT-DRENAN, Yves-Marie, FRITZ, Rafael und JOST, Dominik. Auswertung des Effekts der Sonnenfinsternis vom 20.03.2015 auf das deutsche Energieversorgungssystem. Kassel: Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), 2015.
- [26] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur – Stand: 01.06.2015. Bonn, 2015.
- [27] ENERGIETECHNISCHE GESELLSCHAFT IM VDE. Erneuerbare Energie braucht flexible Kraftwerke – Szenarien bis 2020. Frankfurt am Main, 2012.
- [28] DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR (DENA). Werden Sie jetzt Vorreiter! Machen Sie mit beim Pilotprojekt Demand Side Management Baden-Württemberg. Berlin, 2014.
- [29] ENERGIE BADEN-WÜRTTEMBERG (ENBW). Stromverbrauch flexibilisieren, Netz stabilisieren, Energiewende gestalten [online]. Pressemitteilung. Karlsruhe, Stuttgart, 2015. [Zugriff am: 18. August 2015]. Verfügbar unter: https://www.enbw.com/unternehmen/presse/pressemitteilungen/presse-detailseite_111940.html
- [30] KAIRIES, Kai-Philipp, HABERSCHUSZ, David, MAGNOR, Dirk, LEUTHOLD, Matthias, BADEDA, Julia und SAUER, Dirk Uwe. Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher: Jahresbericht 2015. Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe der RWTH Aachen, 2015.
- [31] PV MAGAZINE. Reaktionen auf den neuen Tesla-Batteriespeicher [online]. 29. Mai 2015. [Zugriff am: 20. August 2015]. Verfügbar unter: http://www.pv-magazine.de/nachrichten/details/beitrag/daimler-knnte-bei-speichern-an-tesla-vorbeiziehen_100019336/
- [32] ZIESING, Hans-Joachim. Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2014. Berlin: AG Energiebilanzen, 2015.
- [33] STATISTISCHES LANDESAMT BADEN-WÜRTTEMBERG. Bruttostromerzeugung in Baden-Württemberg nach Energieträgern [online]. 2015. [Zugriff am: 27. August 2015]. Verfügbar unter: http://www.statistik.baden-wuerttemberg.de/UmweltVerkehr/Landesdaten/EN_ET_BS_LR.asp

-
- [34] STATISTISCHES LANDESAMT BADEN-WÜRTTEMBERG. Bruttostromerzeugung nach Herkunft und Energieträgern [online]. 2015. [Zugriff am: 27. August 2015]. Verfügbar unter: http://www.statistik.baden-wuerttemberg.de/UmweltVerkehr/Landesdaten/EN_ET_BS.asp
- [35] LÄNDERARBEITSKREIS ENERGIEBILANZEN. Energiebilanzen für Baden-Württemberg, Primärenergieverbrauch – Stand April 2015. 2015.
- [36] MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG. Integriertes Energie- und Klimaschutzkonzept Baden-Württemberg (IEKK). 2014.
- [37] BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT (BDEW). Stromaus-tausch mit den Nachbarstaaten. 2015.
- [38] BANTLE, Christian. Alles im Fluss: Stromaus-tausch in Europa. Energiewirtschaftliche Tages-fragen. 2014. Jg. 64, Nr. 7.
- [39] CONNECT ENERGY ECONOMICS, CONSENTEC, FRAUNHOFER ISI und R2B ENERGY CONSULTING. Leitstudie Strommarkt – Arbeitspaket Optimierung des Strom-marktdesigns. 2014.
- [40] INTERNATIONALES WIRTSCHAFTSFORUM REGENERATIVE ENERGIEN (IWR). Stromexport: Deutschland erzielt Rekordeinnahmen [online]. 17. Juli 2014. [Zugriff am: 24. September 2015]. Verfügbar unter: <http://www.iwrpressdienst.de/Textausgabe.php?id=4801>
- [41] TRANSNETBW. Grenzüberschreitende Lastflüsse [online]. 2015. [Zugriff am: 10. Juli 2015]. Verfügbar unter: <https://www.transnetbw.de/de/kennzahlen/lastdaten/grenzueberschreitende-lastfluesse>
- [42] 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.
- [43] EPEX SPOT. Market Coupling: A Major Step Towards Market Integration [online]. [Zugriff am: 27. August 2015]. Verfügbar unter: <http://www.epexspot.com/en/market-coupling>
- [44] BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT (BDEW). Wichtiger Meilenstein für europäischen Binnenmarkt [online]. Pressemitteilung. 2015. [Zugriff am: 27. August 2015]. Verfügbar unter: <https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20150520-pi-wichtiger-meilenstein-fuer-europaeischen-binnenmarkt-de>
- [45] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWI). Kabinett be-schließt Neuerungen bei der Systemstabilitätsverordnung [online]. Newsletter. 2014. [Zugriff am: 10. September 2015]. Energiewende direkt. Verfügbar unter: <http://www.bmwi-energiwende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2014/35/Meldung/kabinett-beschliesst-neue-rungen-bei-der-systemstabilitaetsverordnung.html>
- [46] 50HERTZ TRANSMISSION, AMPRION, TRANSNETBW und TENNET TSO. Geänderte Systemstabilitätsverordnung (SysStabV) vom 14.03.2015 [online]. 2015. [Zugriff am: 10. September 2015]. Verfügbar unter: https://www.netztransparenz.de/de/Sys-temstabilit%C3%A4tsverordnung_49-5.htm
- [47] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA) und BUNDESKARTELLAMT. Monitoringbericht 2014 [online]. Bonn, 2014. [Zugriff am: 11. September 2015]. Verfügbar unter: http://www.bun-desnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikatio-nen/Berichte/2014/Monitoringbericht_2014_BF.pdf

Literaturverzeichnis

- [48] 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
- [49] 50HERTZ TRANSMISSION, AMPRION, TRANSNETBW und TENNET TSO. Redispatch-Maßnahmen [online]. 2015. [Zugriff am: 10. September 2015]. Verfügbar unter: <http://www.netztransparenz.de/de/Redispatch.htm>
- [50] DEUTSCHER BUNDESTAG. Entwurf eines Gesetzes zur Änderung von Bestimmungen des Rechts des Energieleitungsbaus (Drucksache 18/4655) [online]. 20. April 2015. [Zugriff am: 16. September 2015]. Verfügbar unter: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/G/gesetz-entwurf-zur-aenderung-von-bestimmungen-des-rechts-des-energieleitungsbaus,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>
- [51] TRANSNETBW. SuedLink – Die Windstromleitung [online]. [Zugriff am: 16. September 2015]. Verfügbar unter: <https://www.transnetbw.de/de/uebertragungsnetz/dialog-netzbau/sued-link>
- [52] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWi). Moderner Regulierungsrahmen für moderne Verteilernetze [online]. Berlin, 2015. [Zugriff am: 16. September 2015]. Verfügbar unter: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/M-O/moderner-regulierungsrahmen-fuer-moderne-verteilernetze,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>
- [53] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWi). Zentrale Vorhaben Energiewende für die 18. Legislaturperiode (10-Punkte-Energie-Agenda des BMWi) [online]. Berlin, 2014. [Zugriff am: 15. September 2015]. Verfügbar unter: <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/0-9/10-punkte-energie-agenda>
- [54] NETZE BW. FAQ zur ferngesteuerten Leistungsreduzierung bzw. zum Einspeisemanagement [online]. 2014. [Zugriff am: 16. September 2015]. Verfügbar unter: <https://www.netze-bw.de/media/geteilte-medien/docs/geteilte-dokumente/20140923-netzebw-pdf-text-faq-zum-einspeisemanagement.pdf>
- [55] NETZE BW. 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
- [56] NETZE BW. Geplanter Neubau einer 110-kV-Hochspannungsleitung zwischen Kupferzell und Rot am See [online]. [Zugriff am: 16. September 2015]. Verfügbar unter: <https://www.netze-bw.de/unternehmen/aktuelles-und-projekte/netzausbauplan-2014-aktuelle-110-kv-projekte/rot-am-see/index.html>

-
- [57] NETZE BW. Netzverstärkung Ostalbkreis (Goldshöfe-Ellwangen-Nördlingen-Hohenberg) [online]. [Zugriff am: 16. September 2015]. Verfügbar unter: <https://www.netze-bw.de/unternehmen/aktuelles-und-projekte/netzausbauplan-2014-aktuelle-110-kv-projekte/netzverstaerkung-ostalbkreis/index.html>
- [58] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Versorgungsqualität – SAIDI-Werte 2006-2014 [online]. [Zugriff am: 16. September 2015]. Verfügbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1421/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Stromnetze/Versorgungsqualitaet/Versorgungsqualitaet-node.html
- [59] FORUM NETZTECHNIK/NETZBETRIEB IM VDE. Störung- und Verfügbarkeitsstatistik – Berichtsjahr 2013. Berlin, 2014.
- [60] COUNCIL OF EUROPEAN ENERGY REGULATORS (CEER). CEER Benchmarking Report 5.2 on the Continuity of Electricity Supply – Data update [online]. Brüssel, 2015. [Zugriff am: 16. September 2015]. Verfügbar unter: http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Electricity/Tab4/C14-EQS-62-03_BMR-5-2_Continuity%20of%20Supply_20150127.pdf
- [61] 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
- [62] FNB GAS. Entwurf Netzentwicklungsplan Gas 2015 [online]. Berlin, 2015. [Zugriff am: 16. September 2015]. Verfügbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Gas/NEP_2015/Konsultation/NEP_Gas_2015_Entwurf.pdf?__blob=publicationFile&v=1
- [63] TERRANETS BW. Nordschwarzwaldleitung [online]. [Zugriff am: 16. September 2015]. Verfügbar unter: <http://www.terranets-bw.de/erdgastransport/neubauprojekt/>
- [64] 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>
- [65] 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>
- [66] DEUTSCHER BUNDESTAG. Erdgasversorgung in Deutschland – Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Oliver Krischer, Annalena Baerbock, Bärbel Höhn, weiterer Abgeordneter und der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN – Drucksache 18/4248 [online]. Berlin, 2015. [Zugriff am: 15. September 2015]. Verfügbar unter: <http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/18/044/1804434.pdf>
- [67] 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

Literaturverzeichnis

- [68] 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.
- [69] 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.
- [70] 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.
- [71] STATISTISCHES LANDESAMT BADEN-WÜRTTEMBERG. Umweltökonomische Gesamtrechnung in Baden-Württemberg. Stuttgart, 2014.
- [72] MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG und STATISTISCHES LANDESAMT BADEN-WÜRTTEMBERG. Energiebericht kompakt 2015. 2015.
- [73] LÄNDERARBEITSKREIS ENERGIEBILANZEN. Energiebilanzen für Baden-Württemberg, Endenergieverbrauch nach Energieträgern in Terajoule – Stand April 2015. 2015.
- [74] STATISTISCHE ÄMTER DER LÄNDER. Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung der Länder: Bruttoinlandsprodukt, Bruttowertschöpfung in den Ländern der Bundesrepublik 2000 bis 2014 – Berechnungsstand November 2014 / Februar 2015. 2015.
- [75] LÄNDERARBEITSKREIS ENERGIEBILANZEN. Temperaturbereinigter Primärenergieverbrauch in Terajoule – Stand April 2015. 2015.
- [76] STATISTISCHES LANDESAMT BADEN-WÜRTTEMBERG. Temperaturbereinigter Endenergieverbrauch in Baden-Württemberg seit 1990 nach Verbrauchssektoren – Berechnungsstand April 2015. Stuttgart, 2015.
- [77] LÄNDERARBEITSKREIS ENERGIEBILANZEN. Energiebilanzen für Baden-Württemberg, Primärenergieverbrauch – Stand April 2015. 2015.
- [78] AG ENERGIEBILANZEN (AGEB). Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990 bis 2013. 2014.
- [79] AG ENERGIEBILANZEN (AGEB). Ausgewählte Effizienzindikatoren zur Energiebilanz Deutschland 1990 bis 2014 [online]. 2015. [Zugriff am: 25. September 2015]. Verfügbar unter: http://www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=eefa-ageb-effizienzindikatoren_zur_energiebilanz_orange_2015_24082015_vg.pdf
- [80] ZIESING, Hans-Joachim. Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2014. Berlin: AG Energiebilanzen, 2015.
- [81] STATISTISCHE ÄMTER DER LÄNDER. Umweltökonomische Gesamtrechnungen der Länder – Band 3: Analysen und Berichte Klima und Energie. 2014.

-
- [82] STATISTISCHES LANDESAMT BADEN-WÜRTTEMBERG. Strom- und Gasverbrauch nach ausgewählten Verbrauchergruppen [online]. 2015. [Zugriff am: 27. August 2015]. Verfügbar unter: <http://www.statistik.baden-wuerttemberg.de/UmweltVerkehr/Landesdaten/LRt1001.asp>
- [83] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWI). Die Energie der Zukunft – Erster Fortschrittsbericht zur Energiewende. Berlin, 2014.
- [84] BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT (BDEW). Entwicklung des Stromverbrauchs in Deutschland – Basisdaten und Einflussfaktoren auf den Stromverbrauch. Berlin, 2015.
- [85] STATISTISCHES LANDESAMT BADEN-WÜRTTEMBERG. Endenergieverbrauch im Bergbau und Verarbeitenden Gewerbe – Stand April 2015 [online]. 2015. [Zugriff am: 17. August 2015]. Verfügbar unter: <http://www.statistik.baden-wuerttemberg.de/UmweltVerkehr/Landesdaten/LRt1006.asp>
- [86] STATISTISCHES LANDESAMT BADEN-WÜRTTEMBERG. Bestand an Wohngebäuden, Wohnungen und Räumen [online]. 2015. [Zugriff am: 17. August 2015]. Verfügbar unter: <http://www.statistik.baden-wuerttemberg.de/ProdGew/Landesdaten/LRt1210.asp>
- [87] STATISTISCHES LANDESAMT BADEN-WÜRTTEMBERG. Endenergieverbrauch Privater Haushalte zur Raumwärme- und Warmwasserbereitung – Stand Mai 2015. 2015.
- [88] STATISTISCHES BUNDESAMT. Staat & Gesellschaft – Bevölkerungsstand [online]. [Zugriff am: 27. August 2015]. Verfügbar unter: https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesellschaftStaat/Bevoelkerung/Bevoelkerungsstand/Tabellen/_lrbev03.html Bevölkerungsstand nach Gebietsstand. Lange Reihen mit Jahresergebnisse ab 1950. Tabellen mit Originalwerte und Veränderungsdaten.
- [89] BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE. Nach KWKG zugelassene KWK-Anlagen in Baden-Württemberg. Eschborn, 2015.
- [90] 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
- [91] KELM, Tobias, VOGEL-SPERL, Antje, SCHMIDT, Maike, CAPOTA, Michael, SPERBER, Evelyn, HUSENBETH, Christoph und NITSCH, Joachim. Landeskonzept Kraft-Wärme-Kopplung Baden-Württemberg [online]. November 2014. [Zugriff am: 9. Oktober 2015]. Verfügbar unter: http://www.zsw-bw.de/uploads/media/2014_Studie_KWK-Konzept_BW.pdf
- [92] 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
- [93] LEIPZIGER INSTITUT FÜR ENERGIE. Energiepreisbericht für Baden-Württemberg 2014. Leipzig, 2015.
- [94] STATISTISCHES BUNDESAMT. Daten zur Energiepreisentwicklung – Lange Reihen von Januar 2000 bis Juli 2015. Wiesbaden, 2015.
- [95] GESAMTVERBAND STEINKOHLLE. Steinkohle 2014 – Herausforderungen und Perspektiven. Herne, 2014.

Literaturverzeichnis

- [96] RAT DER EUROPÄISCHEN UNION. Treibhausgasemissionen: Einrichtung einer Marktstabilitätsreserve gebilligt – Consilium [online]. 18. September 2015. [Zugriff am: 12. Oktober 2015]. Verfügbar unter: <http://www.consilium.europa.eu/de/press/press-releases/2015/09/18-greenhouse-gas-emissions-creation-of-market-stability-reserve-approved/>
- [97] BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT (BDEW). BDEW-Strompreisanalyse August 2015 – Haushalte und Industrie. Berlin, 2015.
- [98] BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT (BDEW). Industriestrompreise – Ausnahmeregelungen bei Energiepreisbestandteilen (Aktualisierte Fassung). Berlin, 2015. Energie-Info.
- [99] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWI). Zweiter Monitoring-Bericht „Energie der Zukunft“ [online]. Berlin, 2014. [Zugriff am: 7. September 2015]. Verfügbar unter: <http://www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=634268.html>
- [100] 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.
- [101] 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
- [102] STATISTISCHES LANDESAMT BADEN-WÜRTTEMBERG. Gasabsatz und Erlöse in Baden-Württemberg [online]. Verfügbar unter: http://www.statistik.baden-wuerttemberg.de/UmweltVerkehr/Landesdaten/EN_EV_GA.asp
- [103] STATISTISCHES LANDESAMT BADEN-WÜRTTEMBERG. Endenergieverbrauch des Verkehrs [online]. Verfügbar unter: <http://www.statistik.baden-wuerttemberg.de/UmweltVerkehr/Landesdaten/LRt1507.asp>
- [104] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWI). Zahlen und Fakten. Energiedaten – Datenstand 03.03.2014. 2014.
- [105] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWI). EEG in Zahlen: Vergütungen, Differenzkosten und EEG-Umlage 2000 bis 2016 (Stand: 15. Oktober 2015). 2015.
- [106] PROGNOSES. Letztverbrauch 2015 – Planungsprämissen für die Berechnung der EEG-Umlage [online]. 8. Oktober 2014. [Zugriff am: 1. Oktober 2015]. Verfügbar unter: https://www.netztransparenz.de/de/file/Letzterverbrauch_2015_Veroeffentlichung_141008.pdf
- [107] 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.

-
- [108] 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.
- [109] FORUM ÖKOLOGISCH-SOZIALE MARKTWIRTSCHAFT (FÖS). Energiepreisbericht 2015 – Besondere Ausgleichsregelung und Industriestrompreise. Studie im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg [online]. 2015. Verfügbar unter: http://www.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Daten/Dokumente/5_Energie/1509_Energiepreisbericht_BesAR.pdf
- [110] ULRICH, Philip und LEHR, Ulrike. Erneuerbar beschäftigt in den Bundesländern: Bericht zur aktualisierten Abschätzung der Bruttobeschäftigung 2013 in den Bundesländern [online]. Osnabrück : Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforchung (GWS), 2014. [Zugriff am: 21. September 2015]. Verfügbar unter: http://www.gwsos.com/discussionpapers/EE_besch%C3%A4ftigt_bl_2013.pdf
- [111] Becker Büttner Held et. al, SCHLUSSBERICHT „Möglichkeiten zur Verbesserung der Gasversorgungssicherheit und der Krisenvorsorge durch Regelungen der Speicher (strategische Reserve, Speicherverpflichtungen), einschließlich der Kosten sowie der wirtschaftlichen Auswirkungen auf den Markt, im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Berlin, 15. Juni 2015.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks (> 10 MW) in Baden-Württemberg bis 2018 (Stand Juni 2015)	11
Abbildung 2:	Entwicklung der Erzeugungsleistung erneuerbarer Energien von 2000 bis 2014, Ausblick bis 2020 sowie gesicherte Leistung 2014 und im Ausblick	19
Abbildung 3:	Entwicklung des Bruttostromverbrauchs sowie der Bruttostromerzeugung im Zeitraum von 2000 bis 2014 in Baden-Württemberg und Ausblick auf 2020	23
Abbildung 4:	Entwicklung des SAIDI in Deutschland im Zeitraum von 2006 bis 2014 (links) sowie im europäischen Vergleich für das Jahr 2013 (rechts)	33
Abbildung 5:	Zeitliche Entwicklung der auf die Stromkreislänge bezogenen kurzschlussartigen Fehler aus der FNN-Statistik [59]	34
Abbildung 6:	Entwicklung des Speicherfüllstandes der Erdgasspeicherkapazitäten in Deutschland im Zeitraum von 2010 bis September 2015	35
Abbildung 7:	Entwicklung des System Average Interruption Duration Index (SAIDI) im Bereich der Erdgasversorgung in Deutschland im Zeitraum von 2006 bis 2014	36
Abbildung 8:	Entwicklung des Endenergieverbrauchs in Baden-Württemberg insgesamt und nach Sektoren im Zeitraum von 1990 bis 2014.	38
Abbildung 9:	Entwicklung des Endenergieverbrauchs in Baden-Württemberg nach Energieträgern im Zeitraum 1990 bis 2014	39
Abbildung 10:	Entwicklung des Primärenergieverbrauchs (temperaturbereinigt), realen Bruttoinlandsprodukt und der Primärenergieproduktivität (Index mit Bezugsjahr 2000) in Baden-Württemberg	41
Abbildung 11:	Entwicklung der temperaturbereinigten gesamtwirtschaftlichen Primär- und Endenergieproduktivität in Baden-Württemberg	42
Abbildung 12:	Entwicklung der gesamtwirtschaftlichen Stromproduktivität in Baden-Württemberg	44
Abbildung 13:	Entwicklung der Endenergieproduktivität im Sektor Industrie und Entwicklung der temperaturbereinigten Endenergieproduktivität im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) in Baden-Württemberg	45
Abbildung 14:	Entwicklung des spezifischen und absoluten Endenergieverbrauchs privater Haushalte zur Raumwärme- und Warmwasserbereitung in Baden-Württemberg	46

Abbildung 15:	Entwicklung des spezifischen Stromverbrauchs privater Haushalte in Deutschland und Baden-Württemberg	47
Abbildung 16:	Entwicklung der installierten KWK-Leistung nach Größenklassen von 2003 bis 2014 in Baden-Württemberg (KWK-Anlagen); links: Anlagen bis 1 MWel, rechts alle Anlagen	48
Abbildung 17:	Entwicklung der KWK-Nettostromerzeugung nach Erzeugungsbereichen und des KWK-Anteils in Baden-Württemberg	50
Abbildung 18:	Entwicklung der KWK-Wärmeerzeugung nach Erzeugungsbereichen in Baden-Württemberg	50
Abbildung 19:	Entwicklung des Beitrags der erneuerbaren Energien zur Wärmebereitstellung im Zeitraum von 2000 bis 2014 in absoluten Werten (Säulen) sowie als Anteil am gesamten Endenergieverbrauch zur Wärmebereitstellung (Linie)	51
Abbildung 20:	Entwicklung der Preisindizes für die Einfuhr fossiler Energieträger von Januar 2000 bis Juli 2015	54
Abbildung 21:	Entwicklung der durchschnittlichen Strompreise an der EPEX Spot seit 2011 (Phelix Day Base und Phelix Day Peak)	56
Abbildung 22:	Entwicklung der Strompreise für industrielle Großabnehmer bei maximal möglicher Entlastung	57
Abbildung 23:	Entwicklung der durchschnittlichen Strompreise und deren Bestandteile für die Industrie bei einem Jahresverbrauch von 160 bis 20.000 MWh (Mittelspannungsseitige Versorgung; Abnahme 100kW/1.600h bis 4.000kW/5.000h)	57
Abbildung 24:	Entwicklung der durchschnittlichen Strompreise und deren Bestandteile für Haushalte bei einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh (2015: Werte zu Jahresbeginn)	58
Abbildung 25:	Aggregierte Letztverbraucherausgaben für Strom	60
Abbildung 26:	Entwicklung der aggregierten Letztverbraucherausgaben für Erdgas	61
Abbildung 27:	Entwicklung der aggregierten Letztverbraucherausgaben für Kraftstoffe als Stapelgrafik	62
Abbildung 28:	Anteil der Letztverbraucherausgaben für Strom, Erdgas und Kraftstoffe am nominalen Bruttoinlandsprodukt	63
Abbildung 29:	Entwicklung der EEG-Umlage und Kernumlage bis zum Jahr 2015	65
Abbildung 30:	Privilegierte Strommengen im Rahmen der Besonderen Ausgleichsregelung in Deutschland und Baden-Württemberg im Zeitraum von 2010 bis 2015	66
Abbildung 31:	Privilegierte Unternehmen im Rahmen der Besonderen Ausgleichsregelung in Deutschland und Baden-Württemberg im Zeitraum von 2010 bis 2015	67
Abbildung 32:	Entwicklung der Bruttobeschäftigung in Baden-Württemberg für die Jahre 2012 und 2013	69

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Stand der Netzanschlussanfragen für Windenergieanlagen im Netzgebiet der Netze BW	19
Tabelle 2:	Grenzüberschreitende physikalische Lastflüsse von und nach Baden-Württemberg in den Jahren 2013 und 2014	24
Tabelle 3:	Grenzüberschreitende Handelsflüsse zwischen Baden-Württemberg und dem benachbarten Ausland in den Jahren 2013 und 2014	25
Tabelle 4:	Stand der Umsetzung der Ausbau-/Verstärkungsmaßnahmen im Startnetz in Baden-Württemberg auf der Basis des Netzentwicklungsplans 2024	27
Tabelle 5:	Stand der Umsetzung der Netzausbauvorhaben des Bundesbedarfsplangesetzes im Verantwortungsbereich der Transnet BW und der durch andere Übertragungsnetzbetreiber durchzuführenden Maßnahmen in Baden-Württemberg	29
Tabelle 6:	Netzaus- und -neubauvorhaben der Netze BW GmbH auf 110-kV-Ebene in Baden-Württemberg gemäß Netzausbauplan 2014	31
Tabelle 7:	Geförderte Trassenkilometer von Wärmenetzen in Baden-Württemberg nach Förderjahren	37
Tabelle 8:	Entwicklung der KWK-Nettostromerzeugung nach Erzeugungsbereichen und des KWK-Anteils in Baden-Württemberg	49



Baden-Württemberg

MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT