




Monitoring der Energiewende in Baden-Württemberg

 Statusbericht 2020

Monitoring der Energiewende in Baden-Württemberg

– Statusbericht 2019 –

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

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

Anna-Lena Fuchs & Tobias Kelm,

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

Christoph Sinnecker, Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg

Gestaltung

Layoutlounge – Brandmair & Bausch GbR, Filderstadt

Druck

Druckerei Laubengaier, Leinfelden-Echterdingen

Der Druck ist CO₂-kompensiert, gedruckt auf 100 Prozent

Recyclingpapier, zertifiziert mit dem Blauen Engel.



Bildnachweis

Titelbild: Freepic Premium, Yurawhite

Auflage

300 Stück

Stand November 2020

Zusammenfassung

Unter Wahrung des energiepolitischen Zieldreiecks einer klimaverträglichen, sicheren und wirtschaftlichen Energieversorgung soll im Zuge der Energiewende das gesamte Energieversorgungssystem grundlegend umgestaltet werden. 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 der Fortschreibung des Monitoringberichts zur Energiewende in Baden-Württemberg beauftragt.

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

KONVENTIONELLER KRAFTWERKSPARK

Die am Markt verfügbare, konventionelle Kraftwerksleistung in Baden-Württemberg ist rückläufig. Der Inbetriebnahme einer Kraftwerksleistung von 1,7 GW seit Jahresbeginn 2014 steht eine stillgelegte Leistung von rund 1,9 GW gegenüber, zusätzlich wurden im gleichen Zeitraum 1,7 GW in die Netzreserve überführt. Mit der Stilllegung des Kernkraftwerks in Neckarwestheim (1,3 GW) bis Ende 2022 wird der Kernenergieausstieg in Baden-Württemberg abgeschlossen und die konventionelle Kraftwerkskapazität weiter zurück gehen.

Mit dem Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVVG) werden die Rahmenbedingungen für den bundesweiten Ausstieg aus der Kohleverstromung festgelegt. Der Ausstiegspfad sieht eine Reduzierung der Kraftwerksleistung auf jeweils 15 GW bis zum Jahr 2022 vor, bis zum Jahr 2030 auf 8 GW (Steinkohle) beziehungsweise 9 GW (Braunkohle) und eine vollständige Beendigung der Kohleverstromung bis spätestens zum Jahr 2038. Geprüft wird zudem, ob eine Beendigung der Kohleverstromung bereits im Jahr 2035 erfolgen kann. Vom Gesetz betroffen sind auch die am Markt agierenden, steinkohlebefeuerten Kraftwerksblöcke im Umfang von rund 4,2 GW in Baden-Württemberg. Die Stilllegung von Steinkohlekraftwerken erfolgt zunächst bis zum Jahr 2027 über Ausschreibungen. Für Anlagen, die für die Versorgungssicherheit relevant sind, wird der Gebotswert um einen Netzfaktor erhöht, wodurch diese erschwert einen Zuschlag erhalten. Dies betrifft, aufgrund des bestehenden Netzengpasses, insbesondere Anlagen in Süddeutschland und damit auch in Baden-Württemberg. Bereits ab 2024 werden die Ausschreibungen um gesetzliche Vorgaben zur Reduzierung der Steinkohle ergänzt, nach 2027 greift ausschließlich das ordnungsrechtliche Verfahren. Parallel zum Kohleverstromungsbeendigungsgesetz wird der Kohleausstieg durch den Kohleersatzbonus im Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz flankiert. In Abhängigkeit vom Inbetriebnahme- und Stilllegungsdatum wird eine Einmalzahlung von 5 bis 390 Euro/kW gewährt.

VERSORGUNGSSICHERHEIT

Verschiedene Untersuchungen zur kurz- bis mittelfristigen Versorgungssicherheit der Stromerzeugung in Deutschland ergeben aus heutiger Sicht keine Hinweise darauf, dass diese nicht gewährleistet ist. Jedoch könnte es ab dem Jahr 2022 in bestimmten Situationen zu einer negativen Leistungsbilanz kommen, wodurch Deutschland zunehmend auf Stromimporte angewiesen wäre.

Der bundesweite Bedarf an Redispatch lag im Jahr 2019 bei knapp 13.800 GWh und ist damit erneut gesunken. Dem gegenüber steht ein Anstieg in der Regelzone des baden-württembergischen Übertragungsnetzbetreibers um 18 Prozent auf 536 GWh und damit annähernd auf das bisherige Maximum aus dem Jahr 2017. Dabei war fast ausschließlich spannungsbedingter Redispatch infolge fehlender Blindleistung im Netz notwendig. Der Anteil der Redispatchmengen in der Regelzone von Transnet BW ist mit circa 5 Prozent der bundesweiten Mengen (Einzelmaßnahmen) jedoch weiterhin gering.

Der durch die Übertragungsnetzbetreiber ermittelte Netzreservebedarf für den kommenden Winter hat sich von 5,1 GW (2019/20) auf 6,6 GW erhöht. Bis zum Winter 2024/25 wird ein weiterer Anstieg der Netzreserve auf 8,0 GW erwartet. Darüber hinaus besteht Reserveleistung in Form der Kapazitätsreserve (2020 bis 2022 von 1,1 GW) sowie künftig (ab 2022) in besonderen netztechnischen Betriebsmitteln (1,2 GW).

Zur Erhöhung der Versorgungssicherheit wurden im Dezember 2019 als Reaktion auf aufgetretene Systemungleichgewichte durch die Bundesnetzagentur mehrere Maßnahmen zur Stärkung der Bilanzkreistreue von Marktteilnehmenden beschlossen, die wirtschaftlichen Anreize zur Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie entgegen wirken und eine schnellere Überprüfung von Bilanzkreisen ermöglichen sollen.

Zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit tragen mittel- bis langfristig auch dezentrale Flexibilitätsoptionen im Stromsystem bei. Eine Option sind Speichersysteme. Der Ausbau dezentraler Speichersysteme schreitet hierbei weiter voran. So wurden 2019 bundesweit rund 60.000 Solarstromspeicher zugebaut, wodurch sich zum Jahresende circa 180.000 Heimspeicher mit einer Gesamtkapazität von über einer GWh in Betrieb befanden. Ein wesentlicher Schritt zur Digitalisierung der Energiewende und zur Erschließung künftiger Flexibilitätsoptionen wurde mit dem Start des verpflichtenden Smart-Meter-Rollouts erreicht, der mit der Markterklärung des Bundesamts für Sicherheit in der Informationstechnik Ende Januar 2020 erfolgte.

STROMERZEUGUNG AUS ERNEUERBAREN ENERGIEN

Der Anteil der erneuerbaren Energien (EE) an der Stromerzeugung in Baden-Württemberg ist durch einen höheren Beitrag der EE, aber auch durch einen Rückgang der gesamten Bruttostromerzeugung (siehe unten) auf 31,5 Prozent gewachsen. Bezogen auf den Bruttostromverbrauch liegt der EE-Anteil bei 25,7 Prozent. Der Neuanlagenzubau von Windenergieanlagen war abermals rückläufig. Es wurden lediglich 5 Anlagen mit insgesamt 17 MW installiert. Deutlich gestiegen ist dagegen der Zubau von Photovoltaikanlagen-Anlagen mit 425 MW.

Neben der Streichung des 52-GW-Photovoltaik-Deckels Mitte 2020 werden mit der Verabschiedung des Erneuerbaren Energien Gesetz (EEG) 2021 weitere gesetzliche Änderungen den EE-Zubau auch in Baden-Württemberg beeinflussen. Positiv auf den Zubau im Land auswirken dürften sich im Bereich der Windenergie die vorgesehene Erweiterung des Referenzertragsmodells auf 60 Prozent-Standorte sowie die Südquoten im Rahmen der Ausschreibungen für Windenergie- beziehungsweise Biomasseanlagen.

Zum Zeitpunkt der Berichterstellung waren die parlamentarischen Beratungen zur EEG-Novelle jedoch noch nicht abgeschlossen, sodass die Bewertung der verabschiedeten Gesetzesänderungen erst im nächsten Monitoringbericht erfolgen kann.

STROMERZEUGUNG UND STROM- VERBRAUCH

Im Jahr 2019 ist die Bruttostromerzeugung auf 57,7 TWh (-4,6 TWh, -7,4 Prozent) erheblich zurückgegangen. Dies ist größtenteils dem starken Rückgang der Stromerzeugung aus Steinkohlekraftwerken zuzurechnen (-5,9 TWh, -34 Prozent). Neben dem oben bereits erwähnten Wachstum der erneuerbaren Energien ist die Erzeugung in Kernkraftwerken im Jahr 2019 leicht gestiegen (+0,3 TWh, +1,5 Prozent). Im Jahr 2020 wird mit erfolgter Stilllegung des Kernkraftwerks Philippsburg Ende 2019 die Stromerzeugung aus Kernenergie im Land deutlich zurückgehen. Der Bruttostromverbrauch ist im Jahr 2019 nach ersten Berechnungen um ein Prozent auf rund 70,6 TWh leicht gesunken.

Der Gesamtsaldo des Stromimports (Stromimport abzüglich Stromexporte) erhöht sich auf insgesamt rund 13 TWh. Der Stromaustausch mit den Ländern des benachbarten Auslands hat sich – wie auch im Vorjahr – weiter in Richtung Importe verschoben. Nach wie vor exportiert Baden-Württemberg per Saldo jedoch Strom ins Ausland. Die Abdeckung der Stromimporte in Baden-Württemberg erfolgt folglich in hohem Maße durch Strom aus anderen deutschen Bundesländern.

ENTWICKLUNG DER INFRASTRUKTUR – STROM-, GAS- UND WÄRMENETZE

Der bundesweite Übertragungsnetzausbau weist weiterhin Verzögerungen auf. Dies betrifft auch die Ausbautvorhaben in Baden-Württemberg, deren Fertigstellung sich gegenüber der ursprünglichen Planung voraussichtlich um fünf Jahre verzögert. Nach längeren Planungsphasen

wurden zwischenzeitlich in einem Vorhaben die ersten Leitungskilometer fertiggestellt. Mit der Novellierung des Bundesbedarfsplangesetzes Ende 2020 ist ein weiterer Übertragungsnetzausbau im Umfang von 3.600 Trassenkilometern vorgesehen. Darin sind auch weitere Maßnahmen mit Bezug zu Baden-Württemberg enthalten.

Der Netzausbaubedarf im Übertragungsnetz zeigt sich auch in der Abregelung von Strommengen aus erneuerbaren Energien, deren Ursache im Jahr 2019 bei über 80 Prozent der Ausfallarbeit im Übertragungsnetz lag. Aufgrund des windreichen ersten Quartals kam es zu einem Anstieg des Einspeisemanagements um über 1.000 GWh auf rund 6.500 GWh. Die durch Einspeisemanagement verursachte Ausfallarbeit in Baden-Württemberg lag dagegen bei 4,3 GWh und ist gegenüber dem Vorjahr um ein Drittel zurückgegangen. Mit 0,1 Prozent der bundesweiten Ausfallarbeit bewegt sich das Einspeisemanagement hier weiterhin auf sehr niedrigem Niveau.

Die durchschnittliche Unterbrechungsdauer der Stromversorgung pro Endkunde (SAIDI) lag im Jahr 2019 bundesweit mit 12,2 Minuten auf dem niedrigsten Stand seit Beginn der Erhebung. Der Wert für Baden-Württemberg lag bei 13,4 Minuten und damit unter dem Durchschnitt der vergangenen Jahre. Ursache für den Rückgang sind eine Abnahme atmosphärischer Störungen und ein Rückgang von Störungen aus dem vorgelagerten Mittelspannungsnetz.

Das Gasfernleitungsnetz in Baden-Württemberg soll bis 2030 erweitert werden. Der im Juli 2019 vorgestellte Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 sieht für Baden-Württemberg sieben Leitungsvorhaben mit einer Gesamtlänge von 281 km vor. Zudem sollen zwei neue Verdichterstationen gebaut und eine bestehende erweitert werden.

Eine Bedarfsprognose des zuständigen Netzbetreibers terranets bw GmbH hatte zuvor ergeben, dass der Kapazitätsbedarf im Südwesten infolge einer erhöhten Nachfrage von Gaskraftwerken sowie aus dem Wärmemarkt bis 2030 um 33 Prozent steigen dürfte.

Die Grundlast nehme zwar tendenziell ab, jedoch sei mit höheren Kapazitätsspitzen zu rechnen. Ferner wird erwartet, dass in den kommenden zehn Jahren weitere Speicher im Verteilnetz aus wirtschaftlichen Gründen stillgelegt werden.

Die Versorgungsqualität im deutschen Gasnetz ist weiterhin hoch. Zwar nahm die Dauer der ungeplanten Unterbrechungen im Jahr 2019 zu. Mit 0,98 Minuten liegt der SAIDI jedoch nach wie vor deutlich unter dem langjährigen Mittel von 1,5 Minuten. Der SAIDI für Baden-Württemberg liegt mit 0,82 Minuten leicht unter dem Bundesdurchschnitt.

Auch für den Winter 2020/2021 sehen die Fernleitungsnetzbetreiber die Infrastruktur trotz Corona-Pandemie gut aufgestellt. Im Südwesten bedarf es durch die zunehmende Erdgas-Nachfrage und den andauernden Ausfall der TENP I jedoch besonderer Anstrengungen. Eine deutliche Entspannung der Situation sei, insbesondere in Baden-Württemberg, erst nach der Inbetriebnahme von Netzausbaumaßnahmen zu erwarten.

Wärmenetze stellen einen wichtigen Baustein bei der Nutzung von Abwärme aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und industriellen Prozessen sowie zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmesektor dar. Unterstützt durch Bundes- und Länderförderprogramme wurden im vergangenen Jahr neue Wärmenetze errichtet. Der Endenergieverbrauch von Fernwärme (nicht enthalten sind in dieser Betrachtung kleinere Netze) bewegte sich in den vergangenen Jahren auf relativ konstantem Niveau.

ENTWICKLUNG DES ENERGIEVERBRAUCHS UND DER ENERGIEEFFIZIENZ

Die Effizienzindikatoren weisen zum Teil Effizienzfortschritte aus (Strom- und Primärenergieproduktivität). Die Endenergieproduktivität stagniert jedoch auf dem Niveau des Jahres 2017 und die Energieproduktivität in der Industrie ist aufgrund der 2019 rückläufigen Bruttowertschöpfung leicht gesunken.

Die Bundeszielsetzung einer Endenergieproduktivitätssteigerung um 2,1 Prozent per anno (2008 bis 2050) wird im Zeitraum 2008 bis 2019 mit 1,7 Prozent per anno in Baden-Württemberg verfehlt. Auf Bundesebene fielen die Produktivitätssteigerungen nochmals deutlich niedriger aus.

Im Hinblick auf die Effizienz von Wohngebäuden ist in den vergangenen Jahren ein leicht steigendes Verbrauchsniveau zu verzeichnen. Dies ist unter anderem der steigenden Wohnfläche insgesamt sowie pro Kopf zuzurechnen.

Die hohe anteilige Inanspruchnahme in Baden-Württemberg von bundesweiten Förderprogrammen im Effizienzbereich zeigt, dass Baden-Württemberg im Bereich der Beratungen vergleichsweise gut aufgestellt ist.

Die KWK-Nettostromerzeugung pendelte in den vergangenen Jahren um die Größenordnung von 8,5 TWh/a. Die Wärmebereitstellung bewegte sich bei rund 20 TWh/a. Im Rahmen der Ausschreibungen für KWK-Anlagen entfallen bisher leistungsbezogen rund 8 Prozent der Zuschläge auf Anlagen in Baden-Württemberg. Im Rahmen des Kohleausstiegsgesetzes erfolgte auch die Novellierung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG). Teil der Novellierung sind die Verlängerung der KWK-Förderung über 2025 hinaus bis Ende 2029, die Änderung der Fördersätze und Förderdauer, die Einführung weiterer Boni sowie die Erhöhung des Fördervolumens von 1,5 auf 1,8 Milliarden Euro pro Jahr.

Für Strom aus KWK-Anlagen in innovativen KWK-Systemen (> 1 MW) wird zukünftig ein Bonus abhängig vom Anteil an innovativer erneuerbarer Wärme gewährt.

Der Beitrag der erneuerbaren Energien im Wärmesektor liegt bei rund 16 Prozent. Nach wie vor dominiert mit Abstand die direkte Nutzung von Holz zur Wärmeerzeugung in Einzelanlagen. Die Aktivitäten im Bereich der solaren Nahwärme nehmen weiter zu. So entfällt derzeit fast die Hälfte der bundesweit verbauten Kollektorfläche von solaren Nahwärmanlagen auf Baden-Württemberg.

ENTWICKLUNG DER SEKTORENKOPPLUNG

Die Elektrifizierung im Wärme- und Verkehrsbereich soll dazu beitragen, in verstärktem Maße erneuerbare Energien auch zu Heiz- und Mobilitätszwecken zu nutzen. Obwohl die Neuzulassungen jährlich steigen, ist die Durchdringung von Elektrofahrzeugen noch gering und der zugehörige Stromverbrauch mit knapp 60 GWh in Baden-Württemberg vernachlässigbar klein. Mit Brennstoffzellen-Fahrzeugen und dem Einsatz von strombasierten Kraftstoffen auf Basis von erneuerbarem Strom stehen weitere Technologien perspektivisch im Großmaßstab zur Verfügung, die aus Effizienzgesichtspunkten aber insbesondere der Dekarbonisierung des Güterverkehrs und der Luft- und Schifffahrt vorbehalten sein sollten. Auf Bundesebene wurde im Juni 2020 die nationale Wasserstoffstrategie beschlossen. Bis zum Jahresende wird auf Landesebene die Wasserstoff-Roadmap BW folgen, um auch für Baden-Württemberg die entsprechenden Rahmenbedingungen für eine Wasserstoffwirtschaft zu schaffen.

Die direkte Elektrifizierung der Wärmebereitstellung ist im Vergleich zum Verkehr bereits weiter fortgeschritten. Dabei erfolgt der Strom Einsatz oft noch in Form ineffizienter Direktheizungen (Nachtspeicherheizungen).

In zunehmendem Maße werden jedoch die wesentlich effizienteren Wärmepumpen verbaut, deren Bestand sich nach Hochrechnungen auf rund 160.000 Stück in Baden-Württemberg summiert.

ENTWICKLUNG DER ENERGIEPREISE

Die Strompreise an der europäischen Strombörse gaben im Jahr 2019 spürbar nach. Der Durchschnittspreis in den Day-Ahead-Auktionen fiel auf 37,64 Euro/MWh und lag damit 15 Prozent unter dem Vorjahresniveau (2018: 44,47 Euro/MWh). Der coronabedingte Nachfrageeinbruch verstärkte den Preistrend im ersten Halbjahr 2020. Die Preise für CO₂-Emissionszertifikate stiegen bis Juli 2019 auf ein Allzeithoch von 29,8 Euro/Tonne, gaben in der Folge jedoch leicht nach. Im Jahresdurchschnitt lagen die Handelspreise mit 24,8 Euro/Tonne 57 Prozent über dem Vorjahresniveau. Der Preis für eine Tonne Rohöl frei deutsche Grenze fiel im Jahresmittel auf 428 Euro (2018: 452 Euro/Tonne; -5,3 Prozent), die Einfuhrpreise für Erdgas sanken von 5.357 Euro/TJ auf 4.493 Euro/TJ (-16,1 Prozent) und der Bezug von Drittlandskohle fiel mit 79,0 Euro/Tonne 17,2 Prozent günstiger aus als im Vorjahr (2018: 95,5 Euro/Tonne Steinkohleeinheit (SKE)).

Die durchschnittlichen Strompreise für Haushaltskunden mit einem Stromverbrauch von 3.500 kWh legten gegenüber dem Vorjahr um 1,0 Cent/kWh auf 30,5 Cent/kWh zu.

Im Gasbereich blieben die Preise für Haushaltskunden weitgehend stabil – der Preisindex des Statistischen Bundesamtes legte um 0,4 Punkte zu. Und während für Handel und Gewerbe ein leichter Preisanstieg zu verzeichnen war (+4,1 Punkte), profitierten Kraftwerksbetreiber (-7,4 Punkte) und Industriekunden (-9,7 Punkte) bereits von den sinkenden Importpreisen.



Bild: Umweltministerium, Björn Hänsler

In den Sektoren Wärme und Verkehr müssen sich Kunden ab 2021 auf zusätzliche Kostenbelastungen einstellen. Mit dem Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) hat der Gesetzgeber die Einführung eines nationalen Emissionshandelssystems auf den Weg gebracht. Der Startpreis liegt bei 25 Euro/Tonne CO₂. Bis 2025 ist eine schrittweise Anhebung auf 55 Euro/Tonne CO₂ vorgesehen. Im Gegenzug wird die EEG-Umlage und damit der Strompreis abgesenkt.

Im Rahmen des Konjunkturpakets im Juni 2020 hatte die Bundesregierung beschlossen die EEG-Umlage in 2021 auf 6,5 Cent/kWh und in 2022 auf 6,0 Cent/kWh zu senken. Der erforderliche Bundeszuschuss in Höhe von 10,8 Milliarden Euro im Jahr 2021 wird aus Einnahmen der CO₂-Bepreisung und Mitteln des Konjunkturpakets bereitgestellt.

ENTWICKLUNG DER GESAMTWIRTSCHAFTLICHEN AUSGABEN FÜR ENERGIE IN BADEN-WÜRTTEMBERG

Die aggregierten Letztverbraucher Ausgaben für Strom sind im Jahr 2019 nach ersten Berechnungen um rund 0,3 Milliarden Euro auf 10,1 Milliarden Euro angestiegen (+3 Prozent). Der leicht gesunkene Stromverbrauch kompensierte zumindest zu einem kleinen Teil die Preissteigerungen im Strombereich. Ebenfalls gestiegen sind die Ausgaben für Wärmedienst-

leistungen auf insgesamt 12,9 Milliarden Euro (+0,9 Milliarden Euro, +8 Prozent), was dem überwiegend witterungsbedingt gestiegenen Energieverbrauch, höheren Gaspreisen und gesteigerten Ausgaben für Gebäudeeffizienzmaßnahmen zuzurechnen ist. Die Ausgaben für Wärmedienstleistungen lagen somit zuletzt höher als im Strombereich. Im Kraftstoffbereich war bei unverändertem Verbrauchsniveau aufgrund gesunkener Kraftstoffpreise mit 10,9 Milliarden Euro ein leicht niedrigeres Niveau als im Vorjahr zu verzeichnen (-0,2 Milliarden Euro, -1,4 Prozent).

Werden die Ausgaben in Relation zum Bruttoinlandsprodukt (BIP) gesetzt, zeigt sich für den Stromverbrauch mit 1,9 Prozent ein Anteil, der weiterhin unterhalb des Niveaus von 1991 liegt. Zusammen mit den Ausgaben für Wärmedienstleistungen und Kraftstoffe beträgt der Anteil am BIP 6,5 Prozent und ist damit rund einen Prozentpunkt niedriger als noch vor zehn Jahren. Damit ist insgesamt weiterhin von einer generellen Bezahlbarkeit von Energie auszugehen, wenngleich die Lasten – insbesondere im Stromsektor – teilweise ungleich verteilt sind.

Nachfolgend werden relevante Entwicklungen anhand von Indikatoren kompakt zusammengefasst. Sämtliche Indikatoren beziehen sich auf Baden-Württemberg.

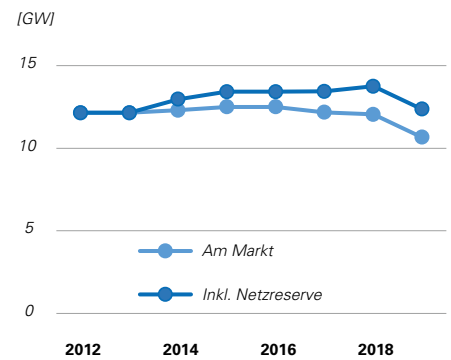
ENTWICKLUNG DER GESICHERTEN LEISTUNG

Indikator: Entwicklung der gesicherten Leistung am Markt und inklusiv Netzreserve

Status quo (2019): 10,7 beziehungsweise 12,4 GW

Entwicklungstendenz: Mit Abschaltung des Kernkraftwerks Philippsburg 2 Ende 2019 ist ein deutlicher Rückgang der gesicherten Leistung zu verzeichnen, wobei im Betrachtungszeitraum gegenüber 2012 unter Berücksichtigung der Netzreserve noch ein leicht höheres Leistungsniveau verbleibt. Dabei nahm der Umfang der Netzreserve seit der ersten Überführung im Jahr 2014 stetig zu. Mit Abschalten des Kernkraftwerks Neckarwestheim II Ende 2022 wird die gesicherte Leistung weiter sinken.

Hinweis: Aufgrund topologisch direkter Anbindung erfolgt die Zuordnung der Pumpspeicherkraftwerke der Kraftwerksgruppe Obere-Ill-Lünersee der Voralberger Illwerke in Österreich mit einer gesicherten Leistung von 1,5 GW zur Regelzone der TransnetBW.



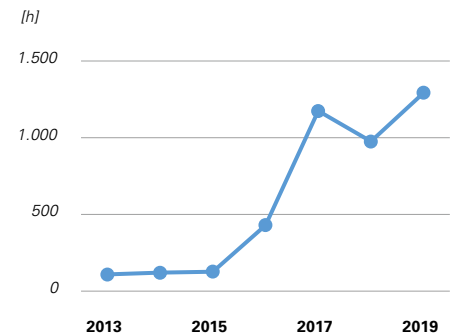
REDISPATCHMASSNAHMEN

Indikator: Entwicklung der Redispatchdauer in der Regelzone der TransnetBW GmbH

Status quo (2019): 1.293 Stunden

Entwicklungstendenz: Nach einem Rückgang um circa 200 Stunden im Vorjahr ist ein erneuter Anstieg um über 300 Stunden zu beobachten. Da die Ursache des Redispatches nahezu ausschließlich in Blindleistungsbedarf im Netz lag (spannungsbedingter Redispatch) und damit weiter besteht, ist kurzfristig von einem weiterhin mindestens ähnlich hohen Niveau auszugehen. Der Anteil der Einzelmaßnahmen in der Regelzone der TransnetBW ist mit 5 Prozent an den bundesweiten Redispatchmaßnahmen jedoch weiterhin gering.

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



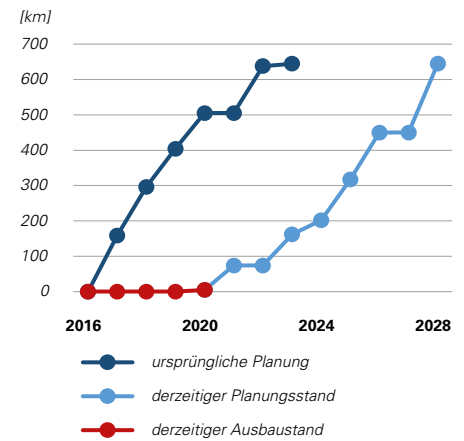
AUSBAU DER ÜBERTRAGUNGSNETZE

Indikator: Ursprüngliche Planung und derzeitiger Planungs- und Ausbaustand der Ausbauprojekte im baden-württembergischen Übertragungsnetz gemäß Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG)

Status quo (Q2/2020): Rückstand 500 km, Verspätung des Ausbaus insgesamt voraussichtlich 5 Jahre

Entwicklungstendenz: Der Ausbaurückstand gegenüber der ursprünglichen Planung wird voraussichtlich im Jahr 2022 sein Maximum erreichen und verringert sich danach schrittweise.

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



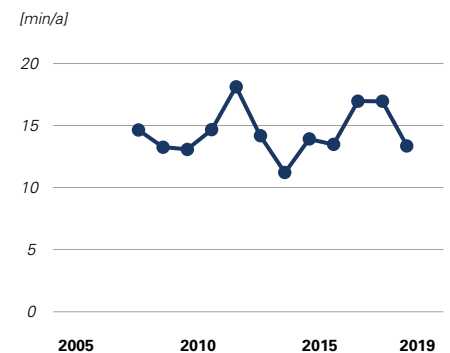
SAIDI STROM

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

Status quo (2019): 13,4 min/a

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

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

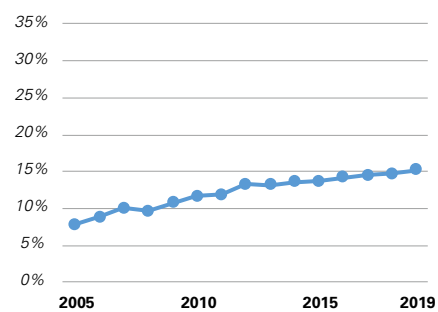


**ANTEIL DER ERNEUERBAREN ENERGIEN AM ENDENERGIE-
VERBRAUCH**

Indikator: Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch

Status quo (2019): 15,2 Prozent (vorläufige Angabe)

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

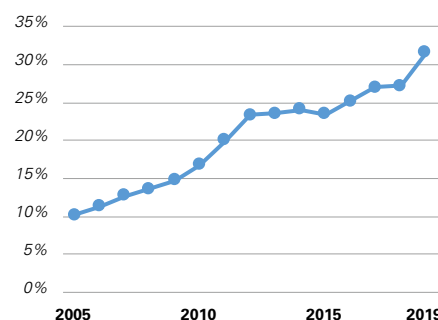


**ANTEIL DER ERNEUERBAREN ENERGIEN AN DER BRUTTO-
STROMERZEUGUNG**

Indikator: Anteil erneuerbarer Energien an der Bruttostrom-
erzeugung

Status quo (2019): 31,5 Prozent (vorläufige Angabe)

Entwicklungstendenz: In der letzten Dekade liegt eine Ver-
dopplung des Anteils der erneuerbaren Energien an der
Bruttostromerzeugung vor. Der aktuell positive Trend beim
Photovoltaik-Ausbau wird getrübt durch den Einbruch des
Windenergiezubaus im Land.



Hinweis: Der Indikator wird nicht nur vom Ausbau der erneuer-
baren Stromerzeugung bestimmt; ein zunehmender Einfluss geht
auch vom Rückgang der Bruttostromerzeugung nach 2007 aus.
Im Jahr 2019 ist ein weiterer starker Rückgang der Bruttostrom-
erzeugung insgesamt zu beobachten.

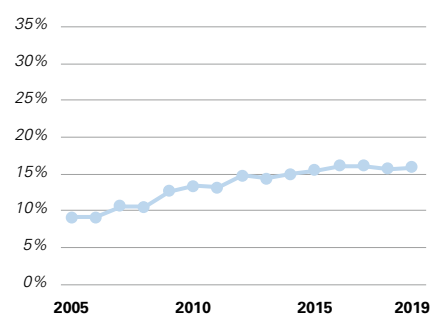
**ANTEIL DER ERNEUERBAREN ENERGIEN AN DER WÄRME-
BEREITSTELLUNG**

Indikator: Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch
zur Wärmebereitstellung

Status quo (2019): 15,9 Prozent (vorläufige Angabe)

Entwicklungstendenz: Der EE-Anteil an der Wärmebereitstellung
hat sich in den vergangenen 15 Jahren annähernd verdoppelt.

Hinweis: Bezugsgröße (Endenergieverbrauch zur Wärmebereit-
stellung) ohne Strom.

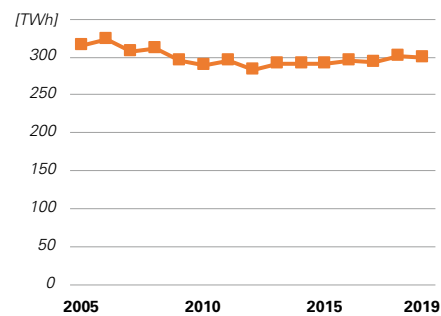


ENTWICKLUNG DES ENDENERGIEVERBRAUCHS

Indikator: Entwicklung des temperaturbereinigten Endenergieverbrauchs

Status quo (2019): 300 TWh (vorläufige Angabe)

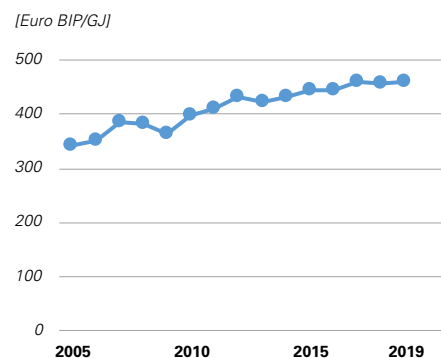
Entwicklungstendenz: Bis zum Jahr 2009 ist der temperaturbereinigte Endenergieverbrauch gesunken. Ab 2010 tendenziell wieder steigender Verbrauch.

**ENTWICKLUNG DER ENDENERGIEPRODUKTIVITÄT**

Indikator: Entwicklung des Quotienten aus dem preisbereinigten und verketteten Bruttoinlandsprodukt und dem temperaturbereinigten Endenergieverbrauch.

Status quo (2019): 461 Euro/GJ (vorläufige Angabe)

Entwicklungstendenz: Der Trend ist positiv; allerdings wird auch auf Landesebene die Bundeszielsetzung einer Endenergieproduktivitätssteigerung um 2,1 Prozent/a im Zeitraum 2008 bis 2019 mit 1,7 Prozent verfehlt.

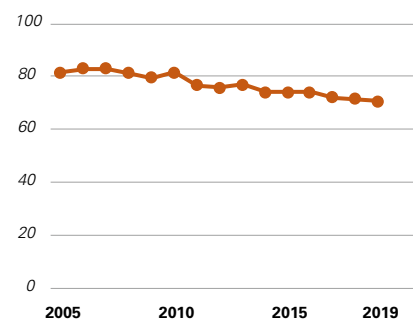
**ENTWICKLUNG DES BRUTTOSTROMVERBRAUCHS**

Indikator: Entwicklung des Bruttostromverbrauchs

Status quo (2019): 70,6 TWh (vorläufige Angabe)

Entwicklungstendenz: Der Bruttostromverbrauch zeigt im Zeitverlauf einen sinkenden Trend und lag 2019 nach ersten Schätzungen bei 70,6 TWh.

Hinweis: Steigende Eigenerzeugungsmengen aus kleinen Kraft-Wärme-Kopplungs- und Photovoltaikanlagen sowie direkt an der Strombörse und im Ausland beschaffte Strommengen werden in der amtlichen Statistik nicht erfasst und führen demnach zu einer „Lücke“ im Stromverbrauch.

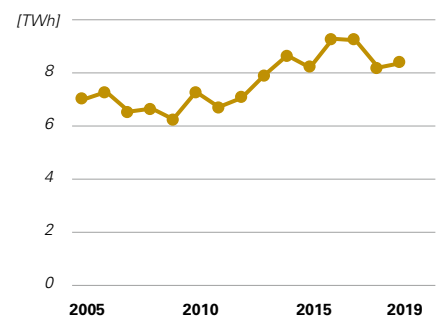
**ENTWICKLUNG DER KWK-STROMERZEUGUNG**

Indikator: Entwicklung der KWK-Nettostromerzeugung

Status quo (2019): 8,4 TWh (vorläufige Angabe)

Entwicklungstendenz: Die KWK-Stromerzeugung in Baden-Württemberg ist nach einem tendenziellen Rückgang bis 2009 in den folgenden Jahren im Trend angestiegen und nach einem deutlichen Rückgang 2018 im Jahr 2019 wieder leicht gestiegen.

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

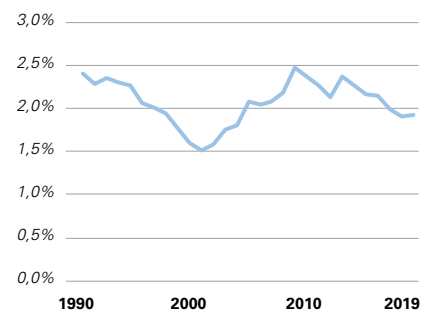


LETZTVVERBRAUCHERAUSGABEN FÜR ELEKTRIZITÄT

Indikator: Anteil der Letztverbraucherausgaben für Strom am Bruttoinlandsprodukt

Status quo (2019): 1,9 Prozent (vorläufige Angabe)

Entwicklungstendenz: Nach einem deutlichen Rückgang im Zuge der Liberalisierung des Strommarkts war nach 2000 ein deutlicher Anstieg zu verzeichnen. Ab 2010 zeigt sich im Trend ein Rückgang des Anteils der Letztverbraucherausgaben in Relation zum Bruttoinlandsprodukt.

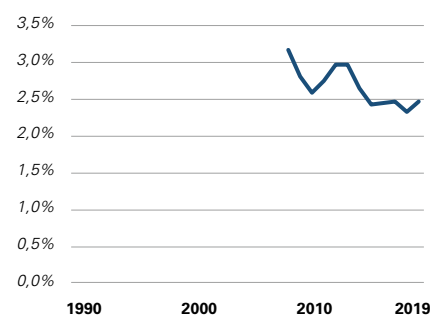
**LETZTVVERBRAUCHERAUSGABEN FÜR WÄRMEDIENSTLEISTUNGEN**

Indikator: Anteil der Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen am Bruttoinlandsprodukt

Status quo (2019): 2,5 Prozent (vorläufige Angabe)

Entwicklungstendenz: Der Anteil der Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen am BIP ist seit 2013 tendenziell rückläufig. Zwischen 2014 und 2016 sind die Ausgaben für Energie (insbesondere Heizöl) zurückgegangen, während ab 2016 höhere Kosten für energetischen Sanierungen und Mehrkosten für innovative Heizungssysteme angefallen sind und höhere Energiepreise zu verzeichnen waren.

Hinweis: Daten zu Berechnung der Kosten für Sanierungsmaßnahmen liegen erst ab 2008 vor.

**LETZTVVERBRAUCHERAUSGABEN FÜR KRAFTSTOFFE**

Indikator: Anteil der Letztverbraucherausgaben für Kraftstoffe am Bruttoinlandsprodukt

Status quo (2019): 2,1 Prozent (vorläufige Angabe)

Entwicklungstendenz: Im Trend sind die Letztverbraucherausgaben bis 2012 gestiegen. Anschließend ist der Anteil am BIP trotz steigendem Kraftstoffabsatz im Zuge sinkender Kraftstoffpreise zurückgegangen. Aufgrund leicht gesunkener Preise bei einem Verbrauch auf Vorjahresniveau sind die Gesamtausgaben insgesamt leicht gesunken und damit auch der Anteil am Bruttoinlandsprodukt, der ungefähr auf dem Niveau wie zu Beginn/Mitte der 1990er-Jahre liegt.

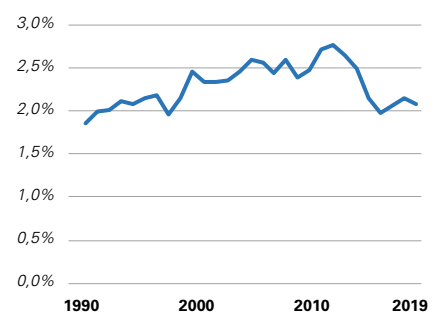




Bild: Freepic Premium, evening tao

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	4
Inhaltsverzeichnis	16
1. Hintergrund	18
2. Auswirkungen der Energiewende auf die Stromerzeugung	22
2.1 Konventioneller Kraftwerkspark – Kurz- und Mittelfristprognose	22
2.2 Versorgungssicherheit	25
2.3 Erneuerbarer Kraftwerkspark	34
2.4 Entwicklung von Bruttostromerzeugung und -verbrauch	42
2.5 Entwicklung des Stromaustauschs (Import-Export-Saldo)	43
3. Entwicklung der Infrastruktur infolge der Energiewende	46
3.1 Stromnetze	46
3.2 Erdgasinfrastruktur	54
3.3 Wärmenetze als Baustein der Energiewende	57
4. Entwicklung des Energieverbrauchs und der Energieeffizienz in Baden-Württemberg	60
4.1 Entwicklung des Endenergieverbrauchs	60
4.2 Entwicklung der Energieeffizienz	62
4.3 Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung in Baden-Württemberg	66
4.4 Entwicklung der erneuerbaren Energien im Wärmesektor	68
5. Sektorenkopplung	72
5.1 Stromeinsatz im Verkehr	72
5.2 Stromeinsatz im Wärmesektor	74
5.3 Wasserstoff	74
6. Ausgewählte ökonomische Aspekte der Energiewende	78
6.1 Entwicklung der Energiepreise und -kosten	78
6.2 Energiewirtschaftliche Gesamtrechnung	85
Literaturverzeichnis	90
Abbildungsverzeichnis / Tabellenverzeichnis	104



Bild: Freepic Premium, aln2311

1. Hintergrund

Die mit dem Ziel einer robusten, nachhaltigen und zukunftsfähigen Wirtschaft und Gesellschaft verfolgte Energiewende hat zur Folge, dass in vielen Bereichen des Energiesystems tiefgreifende Veränderungen angestoßen, neue Wege beschritten und vorhandene Strukturen weiterentwickelt werden müssen. Zur Begleitung, Lenkung und Gestaltung dieses Prozesses ist ein sorgfältiges Monitoring des erzielten Fortschritts ebenso wie der nationalen und internationalen Entwicklungen der Energiewirtschaft, der Energiepolitik und der entsprechenden Rahmenbedingungen erforderlich. Wie die Bundesregierung, die im Herbst 2011 den Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ begonnen hat und in diesem Prozess die Fortschritte auf dem Weg zur Zielerreichung mit Blick auf eine sichere, wirtschaftlich tragfähige und umweltverträgliche Energieversorgung regelmäßig überprüft, hat auch das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg ein Monitoring der Energiewende für Baden-Württemberg etabliert.

Ziel ist es dabei zunächst, die Entwicklung hinsichtlich der ambitionierten, landeseigenen energiepolitischen Ziele zu beobachten. Im Unterschied zu dem in § 9 des Klimaschutzgesetzes Baden-Württemberg [1] verankerten Monitoring-Auftrag beinhaltet der vorliegende Bericht jedoch keine sektorspezifische Betrachtung der Treibhausgasemissionen. Er konzentriert sich vielmehr auf die detaillierte Analyse der Entwicklung im Stromsektor und auf weitere für den Fortschritt der Energiewende besonders relevante Aspekte. Darüber hinaus werden

die vielfältigen Einflüsse der energiepolitischen Beschlüsse auf bundesdeutscher ebenso wie auf europäischer Ebene auf die Energieversorgung Baden-Württembergs in ihrer Wirkung analysiert, um bei unerwünschten Entwicklungen unmittelbar Gegenmaßnahmen anstoßen zu können.

Im vorliegenden achten Statusbericht liegt der Fokus auf der Umsetzung und den Wirkungen der Energiewende in Baden-Württemberg im Jahr 2019, was den aktuellsten Datenstand zum Zeitpunkt der Berichterstellung darstellt. Zum Teil wird aus Gründen der besonderen Aktualität jedoch auch auf die Situation im ersten Halbjahr 2020 eingegangen.

Seit Ende 2019 erfolgten auf europäischer Bundes- und Landesebene wichtige Diskussionen und Festlegungen zu energie- und klimapolitischen Fragestellungen: Ende 2019 stellte die EU-Kommission den europäischen Grünen Deal (Green Deal) vor, mit dem Ziel, bis spätestens 2050 der weltweit erste klimaneutrale Kontinent zu werden. Hierzu wurde unter anderem ein Fahrplan für die wichtigsten Strategien und Maßnahmen vorgelegt. Ein zentraler Punkt ist dabei die Anhebung des Ambitionsniveaus für das Treibhausgasminderungsziel im Jahr 2030 von bislang -40 Prozent auf -50 bis -55 Prozent, auf Basis einer umfassenden Folgenabschätzung wurde die Zielvorgabe mittlerweile auf mindestens -55 Prozent konkretisiert. Im Frühjahr 2020 erfolgte der Vorschlag für ein europäisches Klimaschutzgesetz.

Auf Bundesebene wurden mit dem Klimaschutzprogramm 2030 Maßnahmen zur Umsetzung des Treibhausgasminderungsziels von -55 Prozent im Jahr 2030 vorgelegt. Zentrales Element ist der Beschluss zum Klimaschutzgesetz, dessen Kontrollmechanismus bei Überschreitung der Emissionsbudgets ein Sofortprogramm zur Nachsteuerung vorsieht. Teil des Pakets ist zudem das Brennstoffemissionshandelsgesetz zur Bepreisung der Nutzung von fossilen Kraft- und Brennstoffen in den Bereichen Verkehr, Gebäude und Teilen der Industrie. Die Gesamtminderungswirkung des Programms wird auf 51 beziehungsweise 52 Prozent geschätzt, die größte Lücke verbleibt im Verkehr [2, 3]. Weiterhin wurde das Gebäudeenergiegesetz verabschiedet, in dem das Energieeinsparungsgesetz (EnEG), die Energieeinsparverordnung (EnEV) und das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) zusammengeführt wurden. Parallel dazu wurden die Fördersätze im Marktanreizprogramm und den KfW-Förderprogrammen im Bereich Energieeffizient Bauen und Sanieren ab 2020 zum Teil deutlich erhöht.

Auf Landesebene erfolgte die Novellierung des Klimaschutzgesetzes mit der Einführung eines Zwischenziels für das Jahr 2030, das eine Treibhausgasminderung von mindestens 42 Prozent gegenüber 1990 vorsieht. Mit der Pflicht zur Installation von Photovoltaikanlagen beim Neubau von Nichtwohngebäuden und Parkplätzen, der Pflicht für alle Kommunen zur Datenerfassung der Energieverbräuche sowie der verpflichtenden kommunalen Wärmeplanung für Stadtkreise und große Kreisstädte wurden maßgebliche Regelungen für mehr Erneuerbare Energien, Effizienz und eine strategische Herangehensweise im Bereich der Wärmewende auf kommunaler Ebene eingeführt.

Wie auch im Vorjahr werden im vorliegenden Bericht die Entwicklungen im Kraftwerkspark

und die Ergebnisse aktueller Studien zur Versorgungssicherheit dargestellt. Für Baden-Württemberg ist dies aufgrund des Beschlusses zum Ausstieg aus der Kernenergie im Jahr 2011 und der damit verbundenen unmittelbaren Stilllegung der beiden Kernkraftwerke Neckarwestheim I und Philippsburg 1 sowie der Ende 2019 erfolgten Stilllegung von Philippsburg 2 und der absehbaren weiteren Stilllegung von Neckarwestheim II Ende 2022 von besonderer Bedeutung. Im Juli erfolgte zudem der Beschluss zum Kohleausstiegsgesetz, womit die Rahmenbedingungen für den Ausstiegspfad aus der Kohleverstromung bis spätestens 2038 festgelegt werden. Dies betrifft die am Markt agierenden steinkohlebefeuelten Kraftwerksblöcke im Umfang von rund 4,2 GW in Baden-Württemberg. Der Netzausbau wird damit mittel- bis langfristig für eine sichere Versorgung unerlässlich, weshalb der Bericht auch intensiv den laufenden Entwicklungsprozess im Bereich der Infrastrukturen dokumentiert. Als leistungsfähiger Wirtschafts- und Industriestandort ist Baden-Württemberg 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.

Neben der Transformation des Energiesystems auf der Bereitstellungsseite erfordert die Energiewende gerade auch eine deutliche Reduktion des Energieverbrauchs und eine erhebliche Steigerung der Energieeffizienz. Auf Bundesebene erfolgte Ende 2019 die Verabschiedung der Energieeffizienzstrategie 2050 (EffSTRA). Mit dem neuen Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE 2.0) erfolgte die Bündelung von Maßnahmen, um die angestrebte Reduktion des Primärenergieverbrauchs um 30 Prozent (gegenüber 2008) bis zum Jahr 2030 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. Vor diesem Hintergrund wird im vorliegenden Bericht die Entwicklung der Energieeffizienz auf gesamtwirtschaftlicher und auf sektoraler Ebene analysiert.

Wenngleich die Priorität auf der Energieeffizienzseite liegt, stellen der Einsatz von erneuerbarem Strom im Wärmebereich und Verkehrssektor ebenso wie der Einsatz von auf Basis von erneuerbarem Strom erzeugten Kraft- und Brennstoffen wichtige Strategien zur Erreichung ambitionierter Klimaschutzziele dar. Auf Bundesebene wurde im Juni 2020 die nationale Wasserstoffstrategie beschlossen, der zugehörige Aktionsplan soll den regulativen Rahmen für einen Markthochlauf schaffen, Forschung und Entwicklung vorantreiben sowie internationale Beziehungen zum Thema Wasserstoff intensivieren. Im Kontext der Sektorenkopplung werden im Bericht die wesentlichen Entwicklungen in diesem Bereich dargestellt. Auf Landesebene wird bis zum Jahresende 2020 die Wasserstoff-Roadmap BW erstellt und von der Landesregierung beschlossen werden, um auch für Baden-Württemberg die Rahmenbedingungen für eine Wasserstoffwirtschaft zu schaffen.

Als weiteren wichtigen Aspekt greift der Bericht ökonomische Themen auf. Neben der Analyse der Energiepreise mit speziellem Fokus auf der Strompreisentwicklung für unterschiedliche Verbrauchsgruppen wird auch die Kostenentwicklung aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive betrachtet, um einen Bewertungsmaßstab für die Be- oder Entlastung der Volkswirtschaft des Landes durch die Energiewende zu schaffen.



Bild: Umweltministerium, Björn Hänsler



2. Auswirkungen der Energiewende auf die Stromerzeugung

Die Energiewende, die neben der langfristig angelegten Dekarbonisierung des Energiesystems auch den endgültigen Ausstieg aus der Kernenergienutzung bis zum Ende des Jahres 2022 zum Ziel hat, führt in der Stromversorgung Baden-Württembergs zu wahrnehmbaren Transformationsprozessen. Neben dem Umbau des Kraftwerksparks von konventionellen Kraftwerken hin zur erneuerbaren Stromerzeugung und damit einhergehenden Aspekten der Versorgungssicherheit ist hierbei auch die Einbindung Baden-Württembergs in das deutsche und europäische Stromversorgungssystem mit der direkten Vernetzung zu den Nachbarländern Frankreich, Schweiz und Österreich von Bedeutung. Die Kraft-Wärme-Kopplung, der zukünftig eine höhere Bedeutung im Hinblick auf flexible Erzeugung zum Ausgleich fluktuierender Energieträger zukommt, wird in Kapitel 4.3 adressiert.

2.1 KONVENTIONELLER KRAFTWERKSPARK – KURZ- UND MITTELFRISTPROGNOSE

Die ersten energiewendebedingten Veränderungen des konventionellen Kraftwerksparks in Baden-Württemberg ergaben sich mit dem Beschluss zum Ausstieg aus der Kernenergie im Jahr 2011 und der damit verbundenen unmittelbaren Stilllegung der Kernkraftwerke Neckarwestheim I und Philippsburg 1. Mit der Ende 2019 erfolgten endgültigen Abschaltung von Philippsburg 2 und der Stilllegung von Neckarwestheim II im Jahr 2022 wird der Kernenergieausstieg in Baden-Württemberg abgeschlossen. Das zum 14. August 2020 in Kraft getretene Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVVG) [4], welches die Rahmenbedingungen für den

Ausstieg aus der Kohleverstromung festlegt, wird zu einem weiteren Rückgang konventioneller Erzeugungsleistung in Baden-Württemberg führen. Betroffen sind am Markt agierende, steinkohlebefeuerte Kraftwerksblöcke im Umfang von rund 4,2 GW.

Die kohlebasierte Kraftwerksleistung in Deutschland lag 2018 bei 21,1 GW für Braunkohle und 23,8 GW für Steinkohle [5]. Der im Gesetz festgelegte Ausstiegspfad sieht eine Reduzierung der Kraftwerksleistung auf jeweils 15 GW bis zum Jahr 2022 vor, im Jahr 2030 von 8 GW (Steinkohle) beziehungsweise 9 GW (Braunkohle) und eine vollständige Beendigung der Kohleverstromung bis spätestens zum Jahr 2038. Vorgesehen ist die regelmäßige Überprüfung in den Jahren 2026, 2029 und 2032; hierbei wird zudem bewertet, ob eine Beendigung der Kohleverstromung bereits im Jahr 2035 erfolgen kann. Während für die Stilllegung von Braunkohlekraftwerken je Kraftwerk bereits ein fester Termin festgelegt ist und für die Betreiber Entschädigungen festgeschrieben wurden, erfolgt die Stilllegung von Steinkohlekraftwerken zunächst bis zum Jahr 2027 über Ausschreibungen und danach anhand gesetzlicher Vorgaben¹ in einem Verfahren durch die Bundesnetzagentur, welches unter anderem eine Reihung nach Inbetriebnahmedatum vorsieht. Für 2020 ist ein Ausschreibungsvolumen von 4 GW vorgesehen, für 2021 von 1,5 GW. In den nachfolgenden Jahren wird das Ausschreibungsvolumen durch die Bundesnetzagentur anhand des Zielpfades ermittelt. Die teilnehmenden Unternehmen der Ausschreibung bieten um den sogenannten Steinkohlezuschlag.

¹ Sofern es ab 2024 zur Unterzeichnung der Ausschreibungen kommt, greifen die gesetzlichen Vorgaben zur Reduzierung der Steinkohle bereits früher.

Bei Erhalt eines Zuschlags besteht für sie in der Folge ein Kohleverfeuerungs- sowie ein Vermarktungsverbot. Die Zuschlagsreihenfolge der Gebote ergibt sich anhand des Quotienten aus dem Gebotswert und den durchschnittlichen, jährlichen CO₂-Emissionen des Kraftwerks der letzten drei Jahre, wobei Gebote mit dem niedrigsten Quotienten zuerst bezuschlagt werden. Für Anlagen, die in der Systemanalyse der Übertragungsnetzbetreiber als erforderlich zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit eingestuft wurden, wird der Gebotswert in den Ausschreibungen der Jahre 2021 bis 2026 zusätzlich um einen Netzfaktor erhöht. Hierdurch wird es für Anlagen, die für die Versorgungssicherheit relevant sind, erschwert einen Zuschlag zu erhalten. Dies betrifft, aufgrund des bestehenden Netzengpasses, insbesondere Anlagen in Süddeutschland und damit auch Baden-Württemberg. In der ersten Ausschreibungsrunde sind Anlagen in der sogenannten Südregion² zudem von der Teilnahme ausgeschlossen. Für Kraftwerksbetreiber in Baden-Württemberg könnte damit der neugestaltete Kohleersatzbonus und der Südbonus im Rahmen der KWKG-Novelle an Bedeutung gewinnen (vergleiche Kapitel 4.3). Die durch den Kohleausstieg frei werdenden Zertifikate des Europäischen Emissionshandels sollen gelöscht werden, soweit diese nicht bereits durch die Marktstabilitätsreserve dem Markt entzogen werden. [6, 7].

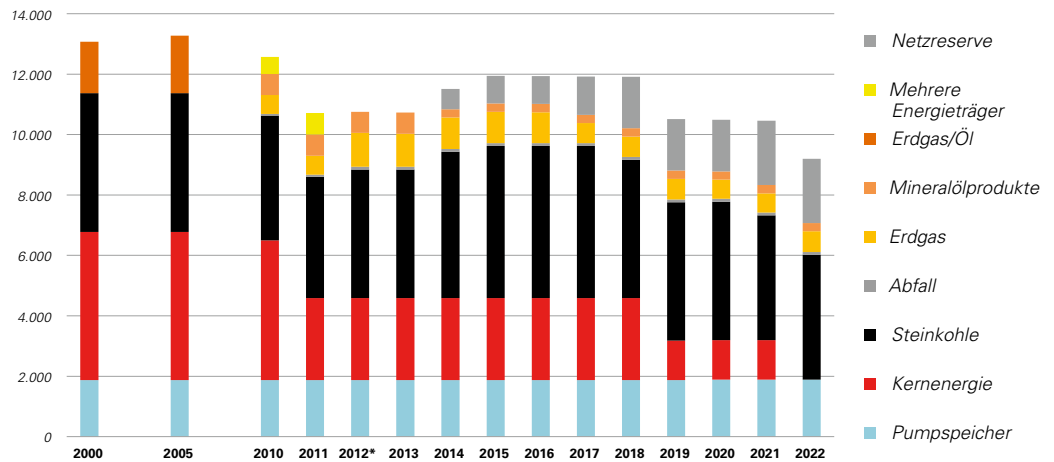
Bereits bevor die Auswirkungen des KVVBG sichtbar werden, ist ein Rückgang konventioneller Erzeugungsleistung im baden-württembergischen Kraftwerkspark (> 10 MW)

zu beobachten. Der Inbetriebnahme einer Kraftwerksleistung von 1,7 GW seit Jahresbeginn 2014 steht eine stillgelegte Leistung von rund 1,9 GW gegenüber, zusätzlich wurden im gleichen Zeitraum 1,7 GW in die Netzreserve überführt (vergleiche Abbildung 1).

Die Abschaltung des Kernkraftwerks Philippsburg mit einer Gesamtleistung von 1,4 GW erfolgte entsprechend den Vorgaben des 13. Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes (13. AtGÄndG) vom 31. Juli 2011 zum Ende des vergangenen Jahres 2019. Der Kraftwerksstandort wird mit Bau des Gleichstrom-Umspannwerks als südlicher Endpunkt der Gleichstromverbindung Ultranet (zwischen Osterath in Nordrhein-Westfalen und Philippsburg) genutzt, siehe hierzu Kapitel 3.1. Die Berechtigung zum Leistungsbetrieb erlischt bis Ende 2022 ebenfalls für das letzte verbliebene Atomkraftwerk im Land, Block II in Neckarwestheim. Mit dessen Abschaltung wird die Kraftwerkskapazität in Baden-Württemberg um weitere 1,3 GW sinken. Ebenfalls vom Markt ausscheiden wird im Mai 2021 nach fast 40 Betriebsjahren der Block 7 des Grosskraftwerk Mannheim (425 MW). Eine Stilllegung war von Seiten des Unternehmens vorgesehen, aufgrund der Systemrelevanzausweisung erfolgt eine Überführung in die Netzreserve, die Genehmigung durch die Bundesnetzagentur liegt bis Ende März 2025 vor [9].

² Die Südregion umfasst vollständig Baden-Württemberg und das Saarland, weitgehende Teile von Bayern und Rheinland-Pfalz (lediglich die nördlichsten Landkreise sind nicht enthalten) sowie die sechs südlichsten Landkreise von Hessen.

KONVENTIONELLE NETTO-KRAFTWERKSLEISTUNG (> 10 MW) [MW], STAND ZUM JAHRESENDE



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

2014	2015	2016–2017	2018–2020	2021–2023
<u>Inbetriebnahme:</u> +834 MW Steinkohle	<u>Inbetriebnahme:</u> +843 MW Steinkohle		<u>Inbetriebnahme:</u> +29 MW Erdgas (2018)	<u>Inbetriebnahme:</u> +16 MW Pumpspeicher +52 MW Erdgas (2022)
<u>Stilllegung:</u> -55 MW Erdgas	<u>Stilllegung:</u> -405 MW Steinkohle*	<u>Stilllegung:</u> -11 MW Erdgas (2016)	<u>Stilllegung:</u> -17 MW Erdgas (2018) -23 MW Steinkohle (2019) -1.402 MW Kernenergie (2019)	<u>Stilllegung:</u> -41 MW Erdgas (2020–2022) -27 MW Steinkohle (2021–2023) -1310 MW Kernenergie (bis Ende 2022)
<u>Zu Netzreserve:</u> 426 MW Mineralöl 244 MW Steinkohle	<u>Zu Netzreserve:</u> 250 MW Steinkohle	<u>Zu Netzreserve:</u> 353 MW Erdgas (2017)	<u>Zu Netzreserve:</u> 433 MW Steinkohle (2018)	<u>Zu Netzreserve:</u> 425 MW Steinkohle (2021)

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

Abbildung 1: Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks (> 10 MW) in Baden-Württemberg bis 2022³. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [8–11].

Die Netzreserve (vergleiche 2.2, Abschnitt zu Maßnahmen des Strommarktgesetzes zur Versorgungssicherheit) wurde nach dem Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes über den 31. Dezember 2017 (Strommarktgesetz) hinaus bis zum 31. Dezember 2023⁴ verlängert. Sind Kraftwerke zur Wahrung der Systemstabilität zwingend erforderlich, kann die Bundesnetzagentur (BNetzA) die Stilllegung untersagen. Betroffene Kraftwerke werden in die Netzreserve überführt. Die Ausweisung erfolgt für den Zeitraum, der erforderlich ist, um die Gefährdung abzuwenden. Grundsätzlich soll eine Dauer von zwei Jahren nicht überschritten werden, außer die Systemrelevanz kann für einen längeren Zeitraum auf Basis der Systemanalysen der

Übertragungsnetzbetreiber nachgewiesen und von der Bundesnetzagentur bestätigt werden. Nach Ablauf dieser Frist erfolgt eine erneute Überprüfung der Bedeutung des jeweiligen Kraftwerks für die Systemstabilität.

In Baden-Württemberg befinden sich im Jahr 2020 neun Kraftwerksblöcke mit einer Nettoleistung von 1,7 GW in der Netzreserve, mit dem Block 7 des Grosskraftwerk Mannheims wird die Leistung im Mai 2021 auf 2,1 GW steigen. Die Systemrelevanz-Ausweisungen der bestehenden Netzreserve im Umfang von 1,7 GW vom April 2020 gelten bis zum 31. März 2023 [8]. Entsprechend des aktuellen Berichts zur Feststellung des Bedarfs an Netzreserve [12]

³ Die Kraftwerksliste sowie die Veröffentlichung zum erwarteten Zu- und Rückbau lagen zum Zeitpunkt der Berichterstellung mit Stand April 2020 vor, zusätzlich wurde der Genehmigungsbescheid zur Systemrelevanzausweisung des Block 7 des Grosskraftwerk Mannheims berücksichtigt.

⁴ Nach § 63 EnWG wird von Seiten des BMWi Ende 2022 geprüft, inwieweit die Netzreserveverordnung über den 31. Dezember 2023 hinaus zur Gewährleistung der Systemstabilität notwendig ist.

könnten die Kraftwerksblöcke Marbach IIGT (77 MW) sowie IIIDT (264 MW) und die steinkohlebefeuerten Kraftwerksblöcke Walheim 1 (96 MW) und 2 (148 MW) im Jahr 2023 aus der Netzreserve ausscheiden (vergleiche 2.2. Abschnitt zu Maßnahmen des Strommarktgesetzes zur Versorgungssicherheit).

In Pforzheim soll das neue Gasmotorenkraftwerk (52 MW) im Jahr 2022 ans Netz gehen. Die Anlage ersetzt das bestehende kohlebefeuerte Heizkraftwerk (26,9 MW) und den erdgasbefeuerten Kombiblock (41,2 MW) am selben Standort [13]. Im Jahr 2020 ist außerdem die Inbetriebnahme des Pumpspeicherkraftwerks Gaildorf (16 GW) vorgesehen, es handelt sich hierbei um ein Pilotprojekt, das ein Pumpspeicherkraftwerk mit einem Windpark kombiniert, wobei die Turmfundamente der Windenergieanlagen ebenfalls als Speicher genutzt werden. [11]

Das Risiko zusätzlicher, unerwarteter Kraftwerksstilllegungen wird durch § 13b des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) auf ein Minimum reduziert. Demnach müssen Kraftwerksbetreiber mit einem Vorlauf von 12 Monaten die beabsichtigte Stilllegung von Kraftwerken beim Übertragungsnetzbetreiber und der Bundesnetzagentur anzeigen. Besteht nach Prüfung durch den verantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber keine Gefährdung der Versorgungssicherheit, können Anlagen auch vor Ablauf der 12-monatigen Frist stillgelegt werden.

2.2 VERSORGUNGSSICHERHEIT

MONITORING DER VERSORGUNGSSICHERHEIT

Regelmäßige Untersuchungen zur Versorgungssicherheit werden durch verschiedene Institutionen durchgeführt. Gemäß § 51 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) führt das Bundeswirtschaftsministerium ein fortlaufendes Monitoring der Versorgungssicherheit im Strombereich durch. Ab dem Jahr 2021 gibt es zudem eine Zuständigkeit der Bundesnetzagentur (BNetzA) für ein ausgeweitetes und weiterent-

wickeltes Monitoring der Versorgungssicherheit (§ 63 Abs. 2 S1 Nr. 2 EnWG), welches eine Untersuchung der Strommärkte, von Netzaspekten und Extremfällen beinhalten soll [14] und in welches das Monitoring nach § 51 EnWG integriert wird. Daneben erfolgt ein jährlicher Leistungsbilanzbericht durch die deutschen Übertragungsnetzbetreiber, sowie ein jährlicher Bericht der Übertragungsnetzbetreiber des Pentalateralen Energieforums⁵ („Generation Adequacy Assessment“) sowie des Verbands der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E, „Mid-term Adequacy Forecast“).

Der Leistungsbilanzbericht der Übertragungsnetzbetreiber [15] betrachtet in zwei Szenarien (Szenario 1 ohne Kohleausstieg, Szenario 2 mit Kohleausstieg gemäß den Empfehlungen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel, Beschäftigung“ (WSB) und des Entwurfs zum Kohleausstiegsgesetz), ob der Last in einer bestimmten, ausgewählten kritischen Situation eine ausreichende Erzeugung gegenüber steht (Generation Adequacy). In der aktuellen Betrachtung wurde hierfür eine kalte Dunkelflaute⁶ bei gleichzeitiger hoher Nichtverfügbarkeit konventioneller Kraftwerke gewählt, der die Jahreshöchstlast aus dem Jahr 2018 gegenüber gestellt wurde. Aus der durchgeführten Analyse ergibt sich in Szenario 1 im Jahr 2021 eine verbleibende Leistung von 2,9 GW. Diese wird für das Jahr 2022 mit -1,5 GW negativ. In Szenario 2 verringert sich die Leistung im Jahr 2021 auf 2,6 GW und liegt 2022 bei -7,2 GW. Damit wäre Deutschland ab dem Jahr 2022 beim Eintreten einer entsprechenden Situation auf Importe angewiesen. Der Bericht zur Leistungsbilanz der Übertragungsnetzbetreiber macht ausdrücklich keine Aussage zum absoluten Versorgungssicherheitsniveau in Deutschland. Gründe hierfür sind, dass die Eintrittswahrscheinlichkeit der untersuchten Situation nicht analysiert wird, die Betrachtung rein national, also ohne Importe aus dem Ausland, erfolgt und Netzrestriktionen nicht berücksichtigt werden.

⁵ Belgien, Deutschland, Frankreich, Luxemburg, Niederlande, Österreich und Schweiz

⁶ Einspeisung aus Wind sehr gering, keine PV-Einspeisung

Der Mid-term Adequacy Forecast (MAF) von ENTSO-E [16] untersucht in einem Basisszenario jeweils für das Jahr 2021 und 2025 die Versorgungssicherheit anhand eines probabilistischen Verfahrens, in dem eine Vielzahl an Kombinationen aus unterschiedlichen Klimajahren, Stromnachfragekurven und Kraftwerk-nichtverfügbarkeiten in fünf Modellen durchgespielt wird. Dabei wird das Zusammenspiel zwischen den einzelnen Netzgebieten Europas berücksichtigt, Engpässe innerhalb der Netzregionen bleiben jedoch unberücksichtigt. Neben dem Basisszenario wird für das Jahr 2025 ein „Low Carbon“-Szenario betrachtet, in dem die Leistung thermischer Kraftwerke in einigen Ländern reduziert wird. Für Deutschland wird hierbei gegenüber dem Basisszenario, welches in etwa den Ausstiegspfad aus dem Entwurf zum Kohleausstiegsgesetz abbildet, keine weitere Reduktion vorgenommen. Die untersuchten Kenngrößen EENS (Expected Energy not Served) und LOLE (Loss of Load Expectation)⁷ bleiben in allen Szenarien unterhalb eines für die Versorgungssicherheit kritischen Niveaus.

Im „Generation Adequacy Assessment“-Bericht [17] der Übertragungsnetzbetreiber des Pentalateralen Energieforums (Belgien, Deutschland, Frankreich, Luxemburg, Niederlande, Österreich und Schweiz) wird ebenfalls eine probabilistische Vorgehensweise gewählt, die jedoch nur in einem Modell angewendet wird. Zusätzlich zu einem Basisfall für das Jahr 2025 wird eine Sensitivität mit geringeren Kapazitäten bei Gaskraftwerken („Low Gas“) sowie eine Sensitivität mit geringeren Kernkraftwerkskapazitäten und Übertragungskapazitäten an der Grenze zur Schweiz („Low Nuclear“) betrachtet. Die zum Zeitpunkt der Berichterstellung bekannten Ausstiegspfade des Kohleausstiegs wurden im Basisszenario berücksichtigt. Die in Deutschland vorgehaltene Reserveleistung (Netzreserve, besondere netztechnische Betriebsmittel, Kapazitätsreserve und Sicherheitsbereitschaft, vergleiche Abschnitt zu

Maßnahmen des Strommarktgesetzes) werden in der Ausgangsberechnung zunächst nicht berücksichtigt. Die sich daraus ergebenden LOLE-Werte liegen mit maximal 4,3 Stunden im Low-Gas-Szenario umgerechnet mit einer Lastausgleichswahrscheinlichkeit von 99,95 Prozent über dem in [18] als effizientem Niveau der Versorgungssicherheit beschriebenen Schwellenwert von 99,94 Prozent, bei dessen Ermittlung ebenfalls keine Reservekapazitäten zugrunde gelegt wurden (vergleiche [18], [19]). In einer nachträglichen Berechnung wurde der Einfluss der besonderen, netztechnischen Betriebsmittel sowie der Kapazitätsreserve berücksichtigt, wodurch je nach Szenario LOLE-Werte zwischen 0,6 Stunden und 1,6 Stunden erreicht wurden, was einer Steigerung der Versorgungssicherheit entspricht.

SYSTEMSTABILITÄT

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

Neben der Reaktion auf ungeplante Schwankungen gehört es zu den Aufgaben der Übertragungsnetzbetreiber sicherzustellen, dass die aus dem Stromhandel resultierenden Lastflüsse die physikalischen Grenzen des Stromnetzes nicht überschreiten. Führt der geplante Einsatz der Kraftwerke (Dispatch) zu Überlastungen in einzelnen Netzabschnitten, greifen die Übertragungsnetzbetreiber ein, indem sie die Minimierung oder Erhöhung der Leistung einzelner Kraftwerke anordnen (Redispatch).

⁷ Bei beiden Kenngrößen handelt es sich um statistische Erwartungswerte für die Anzahl der Stunden in denen die Stromnachfrage nicht bedient werden kann (LOLE) und für die Strommenge, die nicht bedient werden kann (EENS).

Dabei wird zwischen spannungs- und strombedingtem Redispatch unterschieden. Beim strombedingten Redispatch werden Engpässe in Leitungen oder Umspannstationen vermieden oder beseitigt, indem Erzeugungskapazitäten vor und hinter dem Engpass in ihrer Leistung entsprechend angepasst werden. Beim spannungsbedingten Redispatch wird dagegen zusätzliche Blindleistung bereitgestellt, um die Spannung in einem Netzgebiet aufrechtzuerhalten.

Die Bereitstellung von Redispatch erfolgt durch am Markt agierende Kraftwerke im Rahmen von vertraglichen oder gesetzlichen Schuldverhältnissen sowie durch Netzreservkraftwerke, falls die Leistung der Marktkraftwerke nicht ausreicht (vergleiche Abschnitt zu Maßnahmen des Strommarktgesetzes). Ab Oktober 2021 werden, aufgrund der Änderungen des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes Übertragungsnetz (NABEG) zudem auch EE- und KWK-Anlagen ab 100 kW in den Redispatch einbezogen, sofern als Alternative zu deren Abregelung ein Vielfaches an konventioneller Erzeugung ab-

geschaltet werden müsste [20]. Damit wird das Einspeisemanagement bei EE- und KWK-Anlagen in den Mechanismus des Redispatch integriert, wobei der Einspeisevorrang grundsätzlich bestehen bleibt [21]. Bei der Anforderung des Redispatch ist zwischen der Anforderung durch einen einzelnen Übertragungsnetzbetreiber und der gemeinsamen Anforderung durch alle vier Übertragungsnetzbetreiber auf Basis von Modellierungsergebnissen zu unterscheiden. [22] Der zunehmende Ausbau erneuerbarer Energie-Anlagen (insbesondere die räumliche Verteilung von Windkraftanlagen), die Abschaltung konventioneller Kraftwerke sowie Verzögerungen beim Netzausbau (vergleiche Abbildung 7 und Abbildung 8) haben in den vergangenen Jahren den Redispatchbedarf zum Teil stark ansteigen lassen.

Nach dem bisherigen Maximum im Jahr 2017 und einem Rückgang im Jahr 2018 auf knapp 15.800 GWh ist der Redispatchbedarf im Jahr 2019 erneut gesunken und lag bei 13.753 GWh (Marktkraftwerke 13.323 GWh, Netzreserve 430 GWh).

Tabelle 1: Bundesweite Entwicklung der Redispatchmengen und -kosten. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [23, 24].

MARKTKRAFTWERKE	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019*
Strommenge [GWh] ¹	4.604	5.197	15.436	11.475	18.456	14.875	13.323
Kosten [Mio. Euro]	133	187	412	223	392	350	207
NETZRESERVE							
Strommenge [GWh] ²			551	1.209	2.129	904	430
Kosten Vorhaltung [Mio. Euro]			162	183	296	330	199
Kosten Abrufe [Mio. Euro]			66	103	184	85	22
COUNTERTRADING³							
Kosten [Mio. Euro]			24	12	29	36	63
GESAMT							
Strommenge [GWh]			15.987	12.684	20.585	15.779	13.753
Kosten [Mio. Euro]			663	520	901	802	491

¹ Einspeisereduzierungen und -erhöhungen; ² Erhöhungen, inklusiv Probestarts und Testfahrten;
* vorläufige Angaben

³ Zur Behebung von Netzengpässen zwischen den Regelzonen können die ÜNB regelzonenübergreifende Handelsgeschäfte durchführen, um dem Engpass entgegenzuwirken.

Die Anforderung des Redispatch im Jahr 2019 erfolgte bei 10.800 GWh als Einzelmaßnahme durch einen Übertragungsnetzbetreiber, während gut 2.700 GWh auf eine Anforderung durch alle vier Übertragungsnetzbetreiber zurückgehen [25]. Angaben zur Verteilung der Redispatchmengen auf die Regelzonen liegen nur für die Einzelmaßnahmen vor.

Im Vergleich zum Vorjahr hat der Redispatchbedarf der TransnetBW-Regelzone im Jahr 2019 annähernd das bisherige Maximalniveau aus dem Jahr 2017 erreicht (vergleiche Tabelle 2). Dabei hat sich die Eingriffsdauer von 975 Stunden auf 1.293 Stunden (+33 Prozent) erhöht, bei einem Umfang von 536 GWh (2018: 458 GWh, +18 Prozent). Die Kosten für den Redispatch lagen bei rund 11 Millionen Euro (2018: 10 Millionen Euro). Dabei entfiel nahezu der vollständige Redispatchbedarf auf spannungsbedingten Redispatch (529 GWh, 98,7 Prozent), welcher wiederum nahezu ausschließlich im Netzgebiet Altbach Daxlanden (525 GWh, 97,9 Prozent) angefallen ist. [25] Die Ursache hierfür waren Zeiten, in denen das Kernkraftwerk Philippsburg 2 nicht verfügbar war, während andere konventionelle Kraftwerke im Netzgebiet aufgrund niedriger Großhandelspreise ebenfalls nicht in Betrieb waren. Durch die Anforderung des spannungsbedingten Redispatches wurde das Anfahren beziehungsweise in Betrieb halten dieser Kraftwerke zur Blindleistungsbereitstellung bewirkt. Die Außerbetriebnahme von Philippsburg 2 Ende 2019 steigert den Blindleistungsbedarf in der betreffenden Netzregion weiter. Überregional

wirkt hier die Inbetriebnahme einer Kompensationsdrosselspule in Stuttgart-Mühlhausen im Juli 2020 entgegen. Durch die eher regionale Wirkung bei der Spannungshaltung ist dieser Effekt jedoch begrenzt. Da auch die Kernkraftwerke außerhalb einer Regelzone einen Einfluss auf die Spannungshaltung haben, wirkt die Stilllegung des Kernkraftwerks Fessenheim an der deutsch-französischen Grenze ebenfalls bedarfssteigernd, sodass zumindest kurzfristig weiterhin von einem hohen Bedarf an spannungsbedingtem Redispatch auszugehen ist. [26]

Im Vergleich ist der Anteil des Redispatchbedarfs der TransnetBW-Regelzone mit 5 Prozent der bundesweiten Mengen an Einzelmaßnahmen [25] weiter angestiegen (2018 gut 4 Prozent), jedoch nach wie vor gering. Dem Redispatchbedarf der Regelzone der TransnetBW GmbH steht die Redispatchbereitstellung durch Kraftwerke in Baden-Württemberg gegenüber. Hintergrund ist, dass die Maßnahmen dem Übertragungsnetzbetreiber zugerechnet werden, in dessen Netzgebiet der Engpass besteht. Das zur Behebung des Engpasses angeforderte Kraftwerk kann sich jedoch in einem anderen Übertragungsnetzgebiet befinden. Hinsichtlich der Leistungserhöhungen bei Kraftwerken liegt Baden-Württemberg mit knapp 40 Prozent (1.291 GWh) der den Bundesländern zurechenbaren Redispatchmengen mit Abstand an der Spitze vor Hessen (762 GWh) [25].

Tabelle 2: Redispatchbedarf in der Regelzone der TransnetBW GmbH (nur Einzelmaßnahmen mit Marktkraftwerken). Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [23, 24].

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Dauer [h]	108	119	126	430	1.174	975	1.293
Strommenge [GWh] ¹		25	31	158	556	458	536
Kosten [Mio. Euro]			2	4	11	10	11*

* vorläufige Angabe

¹ Einspeisereduzierungen und -erhöhungen

**MASSNAHMEN DES STROMMARKT-
GESETZES ZUR VERSORGUNGSSICHERHEIT**

Zur Absicherung der Versorgungssicherheit in Deutschland sieht das Strommarktgesetz die Verlängerung der Netzreserve, die Einführung besonderer netztechnischer Betriebsmittel, einer Kapazitätsreserve sowie der Sicherheitsbereitschaft vor. Darüber hinaus sind Maßnahmen

zur Stärkung der Bilanzkreistreue enthalten. Tabelle 3 gibt einen Überblick über die aus dem Strommarktgesetz hervorgehende Reserveleistung, die Ziele der einzelnen Reserven, ihre Zusammensetzung, sowie den Umfang in den einzelnen Jahren. Die einzelnen Leistungsreserven werden nachfolgend näher erläutert.

Tabelle 3: Übersicht der im Strommarktgesetz vorgesehenen Reserveleistung

ART DER RESERVE	ZWECK	ZUSAMMENSETZUNG	UMFANG
Netzreserve	Bewirtschaftung Netzengpässe und Spannungshaltung (präventiver Redispatch), falls Marktkraftwerke nicht ausreichen	Zur Stilllegung angezeigte, als systemrelevant eingestufte Kraftwerke, gegebenenfalls vertraglich gesicherte ausländische Kraftwerke	2020/21: 6,6 GW
Besondere netztechnische Betriebsmittel	Wiederherstellung sicherer Netzzustand bei Ausfall von Betriebsmitteln (kurativer Redispatch)	Neubau Gasturbinen in vier Regionen Süddeutschlands	Ab 2022: 1,2 GW
Kapazitätsreserve	Zusatzleistung, falls Stromangebot nicht ausreicht um Nachfrage zu decken	Erzeugungsanlagen, Speicher, regelbare Lasten mit Zuschlag aus Ausschreibung, Einschränkung Marktteilnahme nach Erbringungszeitraum bis Stilllegung	2020 bis 2022: 1,1 GW
Sicherheitsbereitschaft	Minderung CO ₂ -Emissionen 2020 um 12,5 Mio. Tonnen, Absicherung der Stromversorgung in Extremsituationen	Acht vorläufig stillgelegte Braunkohlekraftwerksblöcke	2020/21: 2,4 GW

Die Netzreserve wurde bereits im Jahr 2013 durch die damalige Reservekraftwerksverordnung eingeführt und mit dem Strommarktgesetz im Jahr 2016 in § 13d EnWG überführt. Sie dient den Übertragungsnetzbetreibern im Wesentlichen zur Bewirtschaftung von Netzengpässen und zur Spannungshaltung (§ 2 Netzreserveverordnung, NetzResV) und kommt beim Redispatch dann zum Einsatz, wenn die Kapazität der Marktkraftwerke nicht ausreicht (vergleiche Abschnitt Systemstabilität). Die inländische Netzreserve setzt sich aus Kraftwerken zusammen, die zur Stilllegung angezeigt beziehungsweise vorläufig stillgelegt wurden, aufgrund ihrer Systemrelevanz jedoch nicht endgültig stillgelegt werden dürfen. [27] Zusätzlich können die Übertragungsnetzbe-

treiber geeignete Kraftwerke im Ausland unter Vertrag nehmen (§ 13d EnWG Abs. 1 Nr. 3).

Im Winter 2019/20 war eine Reservekapazität von 5,1 GW im Inland zur Stabilisierung kritischer Situationen im Netz kontrahiert, dabei kamen die Reservekraftwerke bis Mitte April an lediglich zwei Tagen mit einer maximalen Leistung von 250 MW zum Einsatz. Im Vergleich zum vorangegangenen Winter wurde die Netzreserve somit deutlich seltener eingesetzt. In Folge der kritischen Situation bei der Kohlebelieferung von süddeutschen Steinkohlekraftwerken während einer längeren Niedrigwasserphase im Jahr 2018 wurden die Vorräte an vier Standorten von Netzreservekraftwerken sowie einem Standort eines Marktkraftwerks erhöht.

Da eine vergleichbare Situation bislang nicht wieder aufgetreten ist, kamen die zusätzlichen Vorräte bisher nicht zum Einsatz. [12]

Auf Basis der Systemanalyse der Übertragungsnetzbetreiber hat die Bundesnetzagentur den Bedarf an Netzreservekraftwerken für den kommenden Winter 2020/21 sowie für das Jahr 2024/25 bestätigt [12, 28]. Für den kommenden Winter 2020/21 liegt der ermittelte Netzreservebedarf bei 6,6 GW und damit rund 1,5 GW über dem Vorjahresniveau. Als Hauptgrund für den Bedarf wird der noch nicht ausreichende Netzausbau angeführt. Bedarfsbestimmend sind hierbei Situationen mit einem hohen Transportbedarf von Nord- nach Süddeutschland, die beim Zusammentreffen verschiedener Einflüsse (hohe Windeinspeisung und Stromimporte in Norddeutschland, hoher Verbrauch und geringe PV-Erzeugung in Süddeutschland, niedriger Großhandelspreis mit resultierenden Exporten ins südeuropäische Ausland) auftreten können. Rund 1,7 GW der Netzreserve entfallen auf Kraftwerke in Baden-Württemberg. Darin enthalten sind Kraftwerksblöcke in Altbach/Deizisau, Marbach, Karlsruhe, Heilbronn und Walheim. [27]

Da die Eingangsparameter der zugrundeliegenden Systemanalyse zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und der Bundesnetzagentur bereits Anfang Dezember 2019 abgestimmt werden mussten und zu diesem Zeitpunkt noch kein Gesetzentwurf zum Kohleausstieg vorlag, wurde dieser auf Basis von Annahmen abgebildet. Nur zum Teil berücksichtigt wurden die Vorgaben des NABEG 2.0 (vergleiche Abschnitt Systemstabilität) hinsichtlich des Redispatches durch EE-Anlagen ab 100 kW, da die Mindestfaktoren für das Verhältnis von EE-Abregelung zur Abregelung konventioneller Kraftwerke zu diesem Zeitpunkt noch nicht feststanden. Gegenüber früheren Untersuchungen wurde zudem der Blindleistungshaushalt der einzelnen Netzgruppen berücksichtigt, da es, durch die

Abschaltung konventioneller Kraftwerke deren Blindleistungsbereitstellung entfällt, während gleichzeitig der Bedarf durch die höhere Auslastung der Netze steigt, zu zunehmendem spannungsbedingtem Redispatch kommt.[12]

Für den Winter 2024/25 wird mit 8,0 GW ein deutlicher Anstieg des Reservekraftwerksbedarfs erwartet [12]. Der höhere Bedarf ist dabei vor allem auf die in der EU-Strommarkt-Verordnung (Verordnung (EU) 2019/943) vorgeschriebene Erhöhung der Leitungskapazitäten für internationalen Stromhandel auf 70 Prozent bei grenzüberschreitenden Stromleitungen zurückzuführen (vergleiche Abschnitt 3.1). Dagegen wirken bis 2024/25 realisierte Netzausbauvorhaben dämpfend auf den Redispatchbedarf, der gegenüber 2020/21 leistungsbezogen um 17 Prozent und arbeitsbezogen um gut die Hälfte sinkt. Auch der bis dahin realisierte Kohleausstieg wird als dämpfender Faktor genannt, da weniger Kohlestrom exportiert würde. Die Überführung von Kohlekraftwerken aus dem Markt in die Netzreserve im Rahmen des Kohleausstiegsgesetzes bewirkt hierbei den nominellen Anstieg der Netzreserve, obwohl der Redispatchbedarf sinkt. [27] Die heute in der Netzreserve befindlichen Kraftwerke stehen voraussichtlich auch überwiegend im Winter 2024/25 zur Verfügung, wobei ein Kraftwerksblock in Unterföhring (Nord 2) hinzu kommt, während für das Kraftwerk Irsching 3 und die baden-württembergischen Kraftwerksblöcke Marbach IIGT sowie IIIDT die immissionschutzrechtliche Genehmigung Ende 2023 endet und die steinkohlebefeuelten Kraftwerksblöcke Walheim 1 und 2 voraussichtlich im ersten Quartal 2023 den Betrieb einstellen. In Summe stehen aus heutiger Sicht potenziell 6 GW Kraftwerksleistung zur Verfügung. Hinzu kommen weitere fünf Kraftwerke mit circa 2 GW, die in die Netzreserve überführt werden könnten. Eine Überführung in die Netzreserve wurde durch TransnetBW auch für Block 7 des Grosskraftwerks Mannheim beantragt [29] und

von der Bundesnetzagentur im August 2020 genehmigt [9] (vergleiche Abschnitt 2.1).

Der Einsatz der Netzreserve erfolgt im Rahmen des präventiven Redispatches, also basierend auf der Prognose des Netzzustandes der Übertragungsnetzbetreiber. Demgegenüber steht der sogenannte kurative Redispatch, der bei einem tatsächlichen Ausfall von Betriebsmitteln im Übertragungsnetz notwendig wird, um wieder einen sicheren Netzzustand herzustellen. [30] § 11 Absatz 3 EnWG ermöglicht den Übertragungsnetzbetreibern hierzu die Vorhaltung besonderer netztechnischer Betriebsmittel, die jedoch durch Dritte errichtet und betrieben werden müssen und nicht am Strommarkt agieren dürfen. Die Bundesnetzagentur hat in diesem Zusammenhang einen Bedarf an netztechnischen Betriebsmitteln von 1,2 GW bestätigt [31], der von den Übertragungsnetzbetreibern Amprion, TenneT und TransnetBW im Juni 2018 ausgeschrieben wurde. Die Ausschreibungen umfassten vier Regionen in Süddeutschland⁹ mit jeweils 300 MW, in denen die Betriebsmittel ab Oktober 2022 für zehn Jahre zur Verfügung stehen sollen. Der Zuschlag in der Losgruppe B wurde von TransnetBW an EnBW für eine heizölbetriebene 300 MW Gasturbine am Standort Marbach erteilt. [33] In der Losgruppe D wurde ein weiterer Zuschlag für ein Gaskraftwerk (Uniper) in Irsching vergeben. Die Ausschreibungen der Losgruppe A und C wurden Mitte März 2019 aufgrund eines Nachprüfungsantrags für die Losgruppe C gestoppt, eine weitere Ausschreibung im Oktober 2019 wurde ebenfalls eingestellt. Der Grund hierfür scheint Uneinigkeit hinsichtlich der Bedingungen für den Bau der Anlagen zu sein. Das weitere Vorgehen wird seitens Amprion und der Bundesnetzagentur geprüft. [34]

Eine weitere aus dem Strommarktgesetz resultierende Maßnahme, die der Versorgungssicherheit dienen soll, besteht in der Kapazitätsreserve. Sie soll zusätzliche Leistung

bereitstellen, falls auf dem Großhandelsmarkt kein ausreichendes Angebot zur Deckung der gesamten Nachfrage zustande käme [35]. Eine Teilnahme ist für Erzeugungsanlagen, Speicher sowie für regelbare Lasten möglich. Entsprechende Anlagen dürfen nur auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber Strom einspeisen beziehungsweise ihre Last reduzieren, eine Teilnahme an den Strommärkten ist nicht möglich. Für Erzeugungsanlagen (und Speicher) gilt dies auch nach Ende des Erbringungszeitraums bis zur endgültigen Stilllegung, für regelbare Lasten besteht diese Einschränkung lediglich für die Teilnahme an Ausschreibungen für ab- beziehungsweise zuschaltbare Lasten (§ 3 Kapazitätsreserveverordnung, Kap-ResV). Bei der Bestimmung des Umfangs der Netzreserve durch die Übertragungsnetzbetreiber, werden geeignete Anlagen der Kapazitätsreserve berücksichtigt (§ 5 Abs. 2 KapResV). Die Ausschreibung der Kapazitätsreserve erfolgt jeweils für einen Erbringungszeitraum von zwei Jahren im Umfang von 2 GW (§ 13e EnWG). Die erste durchgeführte Ausschreibung für den Erbringungszeitraum Oktober 2020 bis September 2022 war mit 1,06 GW deutlich unterzeichnet, sodass alle acht angebotenen Kraftwerke einen Zuschlag erhielten. Die Zuschlagshöhe lag bei 68.000 Euro pro Jahr und MW [36]. Keines der bezuschlagten Kraftwerke liegt in Süddeutschland beziehungsweise südlich des Netzengpasses.

Zusätzlich zur Kapazitätsreserve wurde im Strommarktgesetz die Sicherheitsbereitschaft eingeführt, die von Oktober 2016 bis Oktober 2019 zur vorläufigen Stilllegung von acht Braunkohlekraftwerksblöcken mit 2,7 GW an fünf Standorten führte. Die Kraftwerke stehen bis zur endgültigen Stilllegung für vier Jahre auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber zur Verfügung und dürfen nur in diesem Fall Strom erzeugen (§ 13g EnWG). Die Vorwarnzeit zur Herstellung der Betriebsbereitschaft der Kraftwerke beträgt 10 Tage, womit ein Einsatz nur

⁹ Losgruppe A: südliches Hessen und nördliches Bayern; Losgruppe B: Baden-Württemberg; Losgruppe C: südwestliches Bayern und Losgruppe D: südöstliches Bayern [32].

bei länger andauernden, vorhersehbaren Extremsituationen in Frage kommt [37] und sehr unwahrscheinlich ist. Ziel der Sicherheitsbereitschaft ist es, bis zum Jahr 2020 12,5 Millionen Tonnen CO₂ einzusparen und damit einen Beitrag zur Erreichung der Klimaziele zu schaffen, die Evaluierung aus 2019 ergab je nach Annahmen einen Minderungsbeitrag von 11,8 bis 15 Millionen Tonnen CO₂ [37, 38]. Da Braunkohle in Baden-Württemberg nicht zur Stromerzeugung eingesetzt wird, sind die Erzeugungsanlagen im Land von der Regelung nicht betroffen.

Ebenfalls im Strommarktgesetz festgelegt wurden Maßnahmen zur Stärkung der Bilanzkreistreue. So wurde geregelt, dass Übertragungsnetzbetreiber Bilanzkreise auch in Situationen abrechnen, in denen Notfallmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG¹⁰ angewendet werden und somit die hohen Ausgleichsenergiepreise in diesen Situationen als Anreiz für Bilanzkreisverantwortliche dienen (§ 13 Abs. 5 EnWG). Zusätzlich erhielt die Bundesnetzagentur die Möglichkeit, Preise für Regelleistung und Regelarbeit in einem Mischpreisverfahren zu bestimmen (wovon zwischen Oktober 2018 und Juli 2019 Gebrauch gemacht wurde) und eine teilweise Abrechnung der Kosten für die Vorhaltung von Regelleistung über den Ausgleichsenergiepreis einzuführen. [39]

Als Reaktion auf aufgetretene Systemungleichgewichte hat die Bundesnetzagentur im Dezember 2019 zusätzlich mehrere Maßnahmen beschlossen, um die Bilanzkreistreue der Marktteilnehmenden zu verbessern [40].

Hintergrund ist ein deutlicher Anstieg des energetischen Saldos im deutschen Netzregelverbund [41] seit Oktober 2018, was zu einer geringeren Systemstabilität und mehreren kritischen Situationen – insbesondere im Juni 2019¹¹ – geführt hat. Die Ursache hierfür waren unterdeckte Bilanzkreise mehrerer Marktteilnehmender, die erst untertätig durch Fahrplangeschäfte verursacht

beziehungsweise verstärkt wurden [43]. Der Anreiz für solche Geschäfte bestand durch die Einführung des Mischpreisverfahrens im Regelleistungsmarkt, wodurch es unter anderem zu einem starken Rückgang der Arbeitspreise für Regelleistung und damit auch der Ausgleichsenergiepreise kam. Verbunden mit einer, durch die veränderte Bepreisung, abgeschwächten Wirkung weiterer Regelungen bei der Berechnung des Ausgleichsenergiepreises, war es für die Marktteilnehmenden – entgegen ihrer Pflicht zum Bilanzkreisausgleich – wirtschaftlich vorteilhaft, Ausgleichsenergie in Anspruch zu nehmen. [41] Die von der Bundesnetzagentur beschlossenen Maßnahmen sollen entsprechenden Anreizen entgegenwirken und eine schnellere Überprüfung der Bewirtschaftung einzelner Bilanzkreise ermöglichen. Hierzu dürfen seit 15. Januar 2020 Bilanzkreise in der letzten Viertelstunde vor Erfüllungszeitpunkt nur noch ausgeglichen bewirtschaftet werden. Seit Februar 2020 gilt zudem eine veränderte Regelung bei der Berechnung des Ausgleichsenergiepreises. Bis dato wurde ein Zu- beziehungsweise Abschlag (je nach Vorzeichen des Saldos des Netzregelverbunds) von 50 Prozent beziehungsweise mindestens 100 Euro/MWh erhoben, wenn mehr als 80 Prozent der vorgehaltenen Regelleistung abgerufen wurden. Mit der geänderten Regelung gilt dies bereits, wenn der Saldo des deutschen Netzregelverbundes 80 Prozent der vorgehaltenen Regelleistung übersteigt und damit unabhängig davon, ob der Ausgleich durch den Abruf von Regelenergie erfolgt oder durch andere Maßnahmen, beispielsweise den energetischen Ausgleich mit benachbarten europäischen Netzregelverbänden. [40, 44, 45]

FLEXIBILITÄTSOPTIONEN

Das Angebot an Flexibilitätsoptionen ist vielseitig. Der Aus- und Umbau der Netzinfrastruktur beugt Engpässen vor, die Ausweitung des europäischen Binnenhandels schafft einen großräumigen Ausgleich und der Ausbau von Speichern erlaubt eine zeitliche Entkopplung von Angebot

¹⁰ In Situationen, in denen die Netzstabilität weder durch Netzschaltungen, Regelenergie, ab- und zuschaltbare Lasten sowie Redispatch (inklusive Netzreserve und Kapazitätsreserve) gewährleistet werden kann, können die Übertragungsnetzbetreiber je nach Erfordernis die Anpassung „sämtliche(r) Stromeinspeisungen, Stromtransite und Stromabnahmen“ (§ 13 Abs. 2 EnWG) veranlassen.

¹¹ An einzelnen Tagen trat ein Systemungleichgewicht von bis zu 7 GW auf, welches die Übertragungsnetzbetreiber nur durch Nutzung der vollständigen Reserveleistung von 3 GW, Unterstützung europäischer Nachbarn, Aktivierung abschaltbarer Lasten sowie Stromeinkäufe am Intraday-Markt ausgleichen konnten.[42]

und Nachfrage. Technische Anpassungen und der Abbau regulatorischer Hemmnisse sind zudem die Voraussetzung dafür, dass Erzeuger und Verbraucher flexibler auf Preissignale des Marktes reagieren. Über allem steht die Digitalisierung der Energiewende, mit der die Basis für eine effiziente Vernetzung zwischen den zunehmend dezentralen Akteuren und Einheiten geschaffen werden soll.

Bereits mit dem EEG 2012 hat der Gesetzgeber Anreize zur Flexibilisierung von Biogasanlagen geschaffen. Anlagenbetreiber, die für eine bedarfsorientierte Stromerzeugung die Leistung ihrer Anlagen erhöhen, sollten im Gegenzug eine Flexibilitätsprämie erhalten. Mit dem EEG 2014 wurden die Anreize reformiert. Neue Biogasanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 kW können seither einen sogenannten Flexibilitätszuschlag nutzen. Die Regelungen zur Flexibilitätsprämie, die für Bestandsanlagen erhalten wurden, hätten nach dem Erreichen des Förderdeckels von 1.000 MW im Juli 2019 und einer 15-monatigen Übergangsfrist eigentlich Ende November 2020 auslaufen sollen [46]. Als Reaktion auf die Coronakrise hat die Bundesregierung die Frist im Mai 2020 jedoch um weitere acht Monate verlängert [47]. Biogasanlagen, die vor dem 1. August 2014 in Betrieb genommen worden sind, haben damit noch bis zum 31. Juli 2021 Zeit, einen Anspruch auf die Flexibilitätsprämie nach § 50b EEG 2017 geltend zu machen.

Steuerbare Verbrauchseinrichtungen können den Netzausbaubedarf in der Niederspannungsebene reduzieren und zu einer effizienten Bewirtschaftung des Netzes beitragen. Bereits heute dürfen Verteilnetzbetreiber auf der Grundlage von § 14a EnWG mit steuerbaren Lasten eine netzdienliche Nutzung vereinbaren und im Gegenzug ein reduziertes Netzentgelt berechnen. Für den Monitoringbericht 2019 [5] befragten die Bundesnetzagentur und das Bundeskartellamt 844 Netzbetreiber, 677 gaben

an, die aktuelle Regelung zu nutzen. Auf der Verbrauchsseite beteiligen sich etwas mehr als 1,4 Millionen Einheiten – zumeist Nachtspeicherheizungen (67 Prozent) und Wärmepumpen (24 Prozent). Wirklich „smarte“ Eingriffe in das Verbrauchsverhalten sind dabei allerdings selten, wie der Bericht betont. Etwa 60 Prozent der Netzbetreiber senden ihre Signale über Rundsteuertechnik, 30 Prozent nutzen Zeitschaltungen. Moderne Fernwirktechnik werde dagegen von lediglich 2 Prozent der Netzbetreiber eingesetzt.

Seit Langem wartet die Branche auf einen Verordnungsentwurf zur weiteren Ausgestaltung von § 14a EnWG, der eine entsprechende Ermächtigung für die Bundesregierung enthält. Dabei betonten Akteure wie der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) bereits 2017 den aus ihrer Sicht wichtigen Stellenwert des Paragraphen für eine effiziente Bewirtschaftung und den Um- und Ausbau des Verteilnetzes [48]. Im Januar 2020 gab das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) bekannt, die Weiterentwicklung des Rechtsrahmens nun in einem Stakeholderprozess innerhalb der AG „Intelligente Netze und Zähler“ zu diskutieren [49]. Ein im Auftrag des BMWi erstelltes und im August 2019 veröffentlichtes Gutachten [50] bildet dazu die Grundlage. Die Gutachter schlagen darin die Einführung eines Instruments zur „Spitzenglättung“ vor. Der Bundesverband der Verbraucherzentralen und Verbraucherverbände lehnt das Modell ab und stellte im Juni 2020 eigene Vorstellungen für eine verbraucherfreundliche Reform der Stromnetzentgelte vor [51]. Im Zentrum des Vorschlags stehen zeitvariable Netzentgelte. Unterstützung erhielten die Verbraucherschützer vom Verband der Automobilindustrie (VDA) und dem Bundesverband der Wärmepumpen (BWP) [52].

Während der Markt für Pumpspeicherwerke seit Jahren stagniert (siehe Abschnitt 2.1), ist der Aus-

bau von dezentralen Speichereinheiten auch im Berichtsjahr 2019 ungebremst vorangeschritten. Nach Schätzungen des Bundesverband Solarwirtschaft [53] wurden im Jahr 2019 rund 60.000 Solarstromspeicher neu installiert. Ende 2019 befanden sich damit rund 180.000 Heimspeicher mit einer Gesamtkapazität von mehr als 1 GWh in Betrieb. Das Förderprogramm der KfW (Erneuerbare Energien – Speicher) sowie ein vom Land Baden-Württemberg aufgesetztes Programm für Batteriespeicher in Verbindung mit neu zu installierenden Photovoltaikanlagen liefen bereits im Dezember 2018 beziehungsweise Juli 2019 aus.

Für die Digitalisierung der Energiewende sind im Berichtszeitraum wichtige Voraussetzungen geschaffen worden. Zu diesem Ergebnis kommen die Autoren des zum zweiten Mal erschienenen „Barometer Digitalisierung der Energiewende“ [54] im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Anhand von 30 Indikatoren, verdichtet zu acht Schlüsselfaktoren, bewerten die Autoren einmal jährlich den Stand und die Fortschritte bei der Umsetzung des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende (GDEW). Für das Berichtsjahr 2019 vergaben die Autoren 36 von 100 möglichen Punkten – 14 Punkte mehr als im Vorjahr. Das Ergebnis könne als eine erste ermutigende Zwischenbilanz gewertet werden, so der Bericht. Fortschritte gab es vor allem hinsichtlich des Smart-Meter-Rollouts. Nach der Zertifizierung des dritten Smart-Meter-Gateways im Dezember 2019 hat das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik am 31. Januar 2020 den lange erwarteten Startschuss für den verpflichtenden Einbau intelligenter Messsysteme gegeben. Die Verpflichtung beschränkt sich zunächst auf Letztverbraucher mit einem Jahresstromverbrauch zwischen 6.000 und 100.000 kWh. Nicht einbezogen wurden dagegen Anlagen, bei denen eine Vereinbarung nach § 14a EnWG besteht, sowie EEG- und KWK-Anlagen mit Leistungen von bis zu

100 kW, für die der Gesetzgeber zunächst eine Harmonisierung der Gesetzeslage anstrebt [54]. Im Streit um die Vergabe der 450-MHz-Frequenz ist eine Entscheidung zugunsten der Energiewirtschaft gefallen. Die Energie- und Wasserwirtschaft konkurrierte mit Behörden und Organisationen mit Sicherheitsaufgaben, darunter Polizei und Feuerwehr, um die Nutzung der Funkfrequenz. Die aktuellen Nutzungsrechte laufen zum 31. Dezember 2020 aus. Die hohe Reichweite und gute Gebäudedurchdringung des Funknetzes machen einen flächendeckenden Ausbau sowie die Absicherung für den Schwarz- beziehungsweise Krisenfall vergleichsweise günstig. Die Bundesnetzagentur räumte Betreibern kritischer Infrastrukturen ein vorrangiges Nutzungsrecht ein; nicht genutzte Frequenzen sollen nachrangig den Sicherheitsbehörden zur Verfügung stehen. Eine Zustimmung des Beirats und der Bundesregierung zum Vorschlag der Bundesnetzagentur wird erwartet. Damit würde eine sichere Funkinfrastruktur für die Digitalisierung der Strom- und Wärmeversorgung zur Verfügung gestellt. Alternativen für eine sichere Kommunikation außerhalb des 450 MHz-Netzes stehen zudem bisher nicht zur Verfügung. [55]

2.3 ERNEUERBARER KRAFTWERKSPARK

Der Beitrag der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung in Baden-Württemberg hat sich in den vergangenen Jahren kontinuierlich erhöht. Während zunächst primär Photovoltaikanlagen einen Großteil des Aufwuchses beisteuerten, konnte ab 2015 auch die Stromerzeugung aus Windenergie zunehmend gesteigert werden. Insgesamt lag der Anteil der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung im Jahr 2019 nach ersten Berechnungen bei 31,5 Prozent. Da die Bruttostromerzeugung in Baden-Württemberg in den vergangenen Jahren insgesamt rückläufig war (Kernenergieausstieg, geringere Erzeugung aus Kohlekraftwerken) sind die Stromimporte gestiegen. Bezogen auf den Bruttostromverbrauch, der zusätzlich die

in Baden-Württemberg verbrauchten Netto-Stromimporte beinhaltet, beträgt der Anteil der baden-württembergischen EE-Strombereitstellung 25,7 Prozent.

Die Anreize zur Errichtung von Erneuerbare-Energien-Anlagen zur Stromerzeugung werden primär von den Regelungen auf Bundesebene gesetzt. Erneuerbare Energien sollen bis zum Jahr 2030 in Deutschland 65 Prozent des Bruttostromverbrauchs bereitstellen. Auch auf

Landesebene sollen die erneuerbaren Energien in den kommenden Jahren und Jahrzehnten weiter ausgebaut werden. Dabei stellen die Regelungen des EEG die wesentliche Einflussgröße dar. Derzeit wird das Integrierte Energie- und Klimaschutzkonzept (IEKK) des Landes Baden-Württemberg fortgeschrieben. Analog zum Zieljahr 2030 auf Bundesebene werden in diesem Zuge auch Zielsetzungen zum Ausbau der erneuerbaren Energien in Baden-Württemberg festgelegt.

EXKURS: WESENTLICHE ÄNDERUNGEN DES ERNEUERBARE-ENERGIEN-GESETZES (EEG 2021)

Vorbemerkung: Zum Redaktionsschluss waren die parlamentarischen Beratungen noch nicht abgeschlossen. Die nachfolgende Zusammenstellung basiert deshalb auf dem Gesetzentwurf der Bundesregierung vom 19. Oktober 2020 (Drucksache 19/23482).

TECHNOLOGIEÜBERGREIFENDE REGELUNGEN

- Der Anteil des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch soll auf 65 Prozent im Jahr 2030 steigen. Zudem soll der gesamte in Deutschland erzeugte und verbrauchte Strom vor dem Jahr 2050 treibhausgasneutral sein. In diesem Zuge werden unter anderem die Ausschreibungsvolumina erhöht.
- Ein Kooperationsausschuss besetzt mit den zuständigen Staatssekretärinnen und Staatssekretären der Länder und des Bundes erfasst die Zielsetzungen auf Landesebene sowie deren Umsetzung.
- Für Stunden mit negativen Strompreisen wird zukünftig keine Marktprämie mehr bezahlt.
- Das Volumen der Innovationsausschreibung wird ausgeweitet. Im Gegenzug werden die gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Photovoltaikanlagen gestrichen.

WINDENERGIE AN LAND

- Die regionale Steuerung des Windenergieausbaus wird durch die Einführung einer „Südquote“ in den Ausschreibungen verbessert (2021–2023: 15 Prozent, ab 2024: 20 Prozent).
- Das Referenzertragsmodell wird um einen Korrekturfaktor für 60-Prozent-Standorte erweitert.

EEG-Entwurf

- Betreiber können Gemeinden, die von der Errichtung der Windenergieanlage betroffen sind, künftig eine Zuwendung von bis zu 0,2 Cent/kWh anbieten. Die Zahlung wird Ihnen anschließend vom Netzbetreiber erstattet.

PHOTOVOLTAIK

- Für Dachanlagen über 500 kW werden Ausschreibungen eingeführt.
- Eine Regelung zum Weiterbetrieb von Anlagen bis 100 kW nach Förderende wird eingeführt.
- Neu- und Bestandsanlagen ab 1 kW sollen mit intelligenten Messsystemen ausgerüstet werden.
- Die Flächenkulisse für Freiflächenanlagen wird ausgeweitet (Verbreiterung der Randstreifen entlang von Autobahnen und Schienenwegen auf 200 Meter, Erhöhung der maximal zulässigen Anlagengröße auf 20 MW).

BIOMASSE

- Die Höchstwerte und die Ausschreibungsvolumina werden angehoben.
- Eine „Südquote“ wird eingeführt.
- Für flexible Biomethananlagen wird ein neues Ausschreibungssegment geschaffen.

Nachdem der Zubau von Photovoltaikanlagen in den Jahren 2010 bis 2016 kontinuierlich sank, setzte in 2017 eine Trendwende ein. Die Leistung der jährlich neu in Betrieb genommenen Anlagen hat sich im Jahr 2019 mit 420 MW gegenüber 2016 verdreifacht. Ein umgedrehtes Bild zeigte sich jedoch bei der Windenergie: Während im Jahr 2017 mit 120 Windenergieanlagen und 390 MW Gesamtleistung ein neuer Rekordzubau erreicht wurde, ging die Zahl der Neuinstallationen im Jahr 2019 auf lediglich 5 Anlagen mit insgesamt 17 MW zurück. Im laufenden Jahr ist der Zubau ähnlich niedrig. Im ersten Halbjahr 2020 wurden in Baden-Württemberg lediglich 3 Windenergieanlagen mit einer Leistung von insgesamt 10 MW in Betrieb genommen. [56]

Der starke Einbruch im Bereich der Windenergie hat verschiedene Ursachen. Zum einen führte die Umstellung auf Ausschreibungen zu Vorzieheffekten, die nicht zuletzt den starken Zubau in 2017 begründen. Zum anderen behindern planungs- und genehmigungsrechtliche Hemmnisse den weiteren Ausbau. So wurden in den Jahren 2017 bis 2019 insgesamt zwar 44 Anlagen genehmigt; dies reicht jedoch bei Weitem nicht an die Entwicklung in den Jahren 2014 bis 2016 mit 94, 100 beziehungsweise 201 pro Jahr genehmigten Windenergieanlagen heran.

Bürgerenergiegesellschaften dominierten die Ausschreibungen im Jahr 2017. Sie profitierten dabei von umfassenden Ausnahmen, darunter eine um 24 Monate längere Realisierungsfrist (54 statt 30 Monate) und der Verzicht auf die bundesimmissionsschutzrechtliche Genehmigung als Teilnahmevoraussetzung. Zwar sanken die Zuschlagswerte in den ersten Runden spürbar, die wettbewerbsverzerrende Wirkung der Sonderregelungen, die ungewissen Realisierungsaussichten der noch wenig vorangeschrittenen Projekte sowie die ausgelöste Fadenrissproblematik haben die Bundesregierung jedoch letztlich dazu bewogen, die

Privilegien weitgehend aufzuheben, sodass nun Bürgerenergiegesellschaften nicht mehr ohne immissionsschutzrechtliche Genehmigung an den Ausschreibungen teilnehmen dürfen.

Seit dem Jahr 2018 ist die Teilnahme an den Ausschreibungen rückläufig. Die Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land sind seither regelmäßig unterzeichnet und die Bieter orientieren ihre Gebote fast ausnahmslos am Höchstwert, der im Jahr 2018 bei 6,3 Cent/kWh lag und für die Jahre 2019 und 2020 auf 6,2 Cent/kWh herabgesetzt wurde. In der Runde vom 1. Oktober 2019 erteilte die Bundesnetzagentur 25 Geboten im Umfang von 204 MW einen Zuschlag. Dies entspricht 30 Prozent des ausgeschriebenen Volumens von 675 MW und stellt damit die bisher niedrigste Quote dar. Summiert über alle Runden beträgt das Zuschlagsdefizit inzwischen rund 3,1 GW (Stand August 2020).

Für Baden-Württemberg fällt die Bilanz nach fast vier Jahren im Ausschreibungssystem ernüchternd aus. Bis August 2020 bezuschlagte die Bundesnetzagentur 23 Gebote mit einem Gesamtumfang von rund 223 MW für Projekte in Baden-Württemberg, davon 5 Gebote mit 26,6 MW im Berichtsjahr 2019. Mit der Einführung einer Südquote im EEG 2021 soll die regionale Steuerung des Windenergieausbaus verbessert werden.¹² Zudem wird die Wettbewerbsposition von weniger guten Windstandorten durch die Erweiterung des Referenzertragsmodells auf 60-Prozent-Standorte gestärkt. Die Wettbewerbsfähigkeit baden-württembergischer Projekte ist jedoch nicht allein für die geringen Zuschläge verantwortlich. Wie auf Bundesebene mangelt es auch in Baden-Württemberg vor allem an genehmigten Projekten. Von den ersten vier Ausschreibungen im Jahr 2020 gingen drei ohne eine Beteiligung aus Baden-Württemberg zu Ende.

¹² Die geplante Südregion ist deckungsgleich mit der Festlegung der Südregion im KWKG und umfasst Baden-Württemberg, das Saarland sowie Teile von Bayern, Hessen und Rheinland-Pfalz.

Tabelle 4: Übersicht über die EEG-Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [57].

GEBOTSTERMIN	DEUTSCHLAND			BADEN-WÜRTTEMBERG			
	Gebote [MW]	Zuschläge [MW]	Zuschlagsquote	Gebote [MW]	Zuschläge [MW]	Zuschlagsquote	Anteil Zuschläge BW an D
01.05.2017	2.137	807	38%	88	0	0%	0%
01.08.2017	2.927	1.013	35%	68	0	0%	0%
01.11.2017	2.591	1.000	39%	76	0	0%	0%
01.02.2018	989	709	72%	58	23	40%	3%
01.05.2018	604	604	100%	35	35	100%	6%
01.08.2018	709	666	94%	72	72	100%	11%
01.10.2018	388	363	94%	31	28	92%	8%
01.02.2019	499	476	95%	11	11	100%	2%
01.05.2019	295	270	91%	0	0	-	0%
01.08.2019	239	208	87%	0	0	-	0%
01.09.2019	188	179	96%	11	11	100%	6%
01.10.2019	204	204	100%	0	0	0	0%
01.12.2020	686	509	74%	21	4	20%	1%
01.02.2020	527	523	99%	39	39	100%	7%
01.03.2020	194	151	78%	0	0	-	0%
01.06.2020	468	464	99%	0	0	-	0%
01.07.2020	191	191	100%	0	0	-	0%
Summe / Mittelwert		8.338			223		3%

Um den Ausbau der Windenergie an Land bundesweit zu stärken hat die Bundesregierung am 7. Oktober 2019 ein 18 Punkte umfassendes Aktionsprogramm [58] vorgelegt. Die Maßnahmen sollen die Akzeptanz für den Ausbau der Windenergie erhöhen, mehr Rechtssicherheit bei der Regionalplanung schaffen, Genehmigungsverfahren beschleunigen und den EE-Ausbau besser mit dem Netzausbau verzahnen.

Teil des Aktionsprogramms sind die am 18. Juni 2020 vom Deutschen Bundestag beschlossenen Abstandsregelungen für Windenergieanlagen an Land, mit denen die Bundesregierung die Akzeptanz steigern will. Die Regelungen ermöglichen es den Ländern in Form einer Länderöffnungsklausel, Mindestabstände zur Wohnbebauung von höchstens 1.000 Meter festzulegen (siehe § 249 Abs. 3 BauGB). Weitere Einzelheiten sind in den jeweiligen Landesgesetzen zu regeln. Die seit 2014 in Bayern geltende 10 H-Regelung bleibt davon unberührt.

Pläne für eine bundesweit einheitliche Regelung stießen im Vorfeld nicht nur innerhalb der Regierungskoalition auf Kritik. Bereits im März 2019 wies das Umweltbundesamt in einem Positionspapier [59] darauf hin, dass die Anwendung eines Mindestabstandes von 1.000 Meter die aktuelle Flächenkulisse um 20 bis 50 Prozent reduzieren würde. Das Amt stützt sich hierbei auf die Untersuchungen eines Forschungsvorhabens, in dessen Rahmen ein weitgehend vollständiger Datensatz zur Regional- und kommunalen Bauleitplanung in Deutschland zusammengetragen und ausgewertet wurde. Ferner verweist das Umweltbundesamt auf einen umweltpsychologischen Studienvergleich [60] aus dem Jahr 2015. Danach lässt sich weder für die Akzeptanz noch für die Stresswirkungen von Windenergieanlagen ein bedeutsamer Zusammenhang mit dem Abstand nachweisen, solange die immissionsschutzrechtlichen Vorgaben eingehalten werden.

Kritik kam auch aus den Ländern. Auf Initiative von Baden-Württemberg sprachen sich die Umweltminister und -senatoren der Länder im Rahmen der Umweltministerkonferenz am 15. November 2019 gegen pauschale Mindestabstände aus. Demnach sei die Festlegung eines bundesweiten Abstands für Windkraftanlagen zur Wohnbebauung ein falsches Signal für den aktuell ohnehin fast zum Erliegen gekommenen Ausbau der Windenergie an Land [61]. In Baden-Württemberg gilt für den Abstand zwischen Windenergieanlagen und Wohnbebauung ein planerischer Richtwert von 700 m, von dem die Kommunen jedoch im Einzelfall nach oben oder unten abweichen können [62].

Zum Abbau von Genehmigungshemmnissen und zur Beschleunigung des Verfahrens (siehe Punkt 5 und 8 des Aktionsprogramms [58]) haben Bund und Länder inzwischen weitere Beschlüsse gefasst. Unter anderem verständigten sich die Teilnehmer und Teilnehmerinnen der Umweltministerkonferenz vom 15. Mai 2020 darauf, bei der Erteilung artenschutzrechtlicher Ausnahmen bundesweit vergleichbare, effiziente und rechtssichere Standards im Genehmigungsverfahren festzulegen, ohne dabei regionale Spezifika außer Acht zu lassen [63, 64]. Zudem sollen in den Ländern möglichst zentrale Genehmigungsstrukturen geschaffen und Genehmigungsbehörden personell und technisch bedarfsgerecht ausgestattet werden [65]. Letzteres beschlossen die Bundeskanzlerin und die Regierungschefinnen und Regierungschefs der Länder bei einer gemeinsamen Besprechung am 17. Juni 2020.

Kommunen sollen künftig stärker von Windenergieprojekten vor Ort profitieren. Gemäß dem Regierungsentwurf des EEG 2021 dürfen Betreiber den Gemeinden, die von der Errichtung der Windenergieanlage betroffen sind, eine Zuwendung von bis zu 0,2 Cent/kWh anbieten. Der Betrag zuzüglich eines Aufschlags von 5 Prozent wird ihnen anschließend vom

Netzbetreiber erstattet. Eine Zahlungsverpflichtung – wie zunächst im Referentenentwurf vorgesehen – besteht danach ausdrücklich nicht. Überlegungen zur Einführung von Bürgerstromtarifen wurden im Gesetzgebungsprozess verworfen.

Das Land Baden-Württemberg ist bemüht, dem Ausbau der Windenergie an Land neuen Schwung zu verleihen. Mit dem neuen, im Mai 2019 vorgestellten, Windatlas schafft das Land hierzu eine bessere Informationsgrundlage [66]. Danach verfügt Baden-Württemberg über mehr windkrafttaugliche Flächen als bisher angenommen. Nach Berechnungen der Landesanstalt für Umwelt Baden-Württemberg (LUBW), die auf dem neuen Windatlas aufsetzen, eignen sich etwa 220.000 Hektar (6,2 Prozent der Landesfläche) für die Windenergienutzung. Auf der Fläche ließen sich rechnerisch rund 12.000 Anlagen realisieren [67]. Das tatsächlich nutzbare Potenzial dürfte aufgrund weiterer Restriktionen im Rahmen der Planungs- und Genehmigungsverfahren jedoch darunter liegen. Der baden-württembergische Umweltminister, Franz Untersteller, warb derweil für eine bessere Nutzung der Ausbaupotenziale und bezog sich dabei auch auf das eigene Land. Ohne die Nutzung des Staatsforstes werde man sich schwer tun, die Windkraft massiv auszubauen [68].

Im Rahmen des neuen Evaluierungsansatzes im EEG 2021 muss das Land dem Bund zukünftig einmal jährlich über den Stand des Ausbaus der erneuerbaren Energien berichten. Die Berichte sollen insbesondere Angaben zum Stand der Flächenausweisung, zum Stand der Genehmigungen und zur Eignung und Nutzung von landeseigenen und kommunalen Flächen beinhalten.

Die bislang umfangreichsten Erfahrungen mit Ausschreibungen für erneuerbare Energien in Deutschland liegen im Photovoltaikbereich vor, wo bereits seit April 2015 Freiflächen-

anlagen beziehungsweise Großanlagen nur noch über ein wettbewerbliches Verfahren gefördert werden. Tabelle 5 zeigt die bisherigen Ausschreibungsergebnisse für Deutschland und Baden-Württemberg. Mit in der Tabelle aufgenommen sind die Ausschreibungen im Rahmen der Verordnung zu den gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen (GemAV), bei der bislang ausschließlich Solaranlagen einen Zuschlag erhalten haben. Insgesamt zeigt sich,

dass die Zuschlagsquote, das heißt der Anteil der erfolgreichen Gebote (= Zuschläge), für Photovoltaikanlagen in Baden-Württemberg mit 29 Prozent niedriger als im Bundesmittel mit 35 Prozent liegt. Die mittlere Zuschlagsquote in Baden-Württemberg ist ab 2019 zurückgegangen und lag seither bei nur noch 19 Prozent. Lediglich in fünf der seit 2019 erfolgten zwölf Ausschreibungsrunden (einschließlich GemAV) konnten überhaupt Zuschläge erzielt werden.

Tabelle 5: Übersicht über die EEG-Ausschreibungen für Photovoltaikanlagen. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [69].

	VERFAHREN	DEUTSCHLAND			BADEN-WÜRTTEMBERG			
		Gebote [MW]	Zuschläge [MW]	Zuschlagsquote	Gebote [MW]	Zuschläge [MW]	Zuschlagsquote	Anteil Zuschläge BW an D
15.04.2015	FFAV	714	157	22%	11	2	16%	1,1%
01.08.2015	FFAV	558	160	29%	11	5	47%	3,3%
01.12.2015	FFAV	562	204	36%	16	10	63%	4,9%
01.04.2016	FFAV	540	128	24%	14	2	11%	1,2%
01.08.2016	FFAV	311	130	42%	7	7	100%	5,0%
01.12.2016	FFAV	423	163	38%	11	0	0%	0,0%
01.02.2017	EEG 2017	488	200	41%	14	7	54%	3,7%
01.06.2017	EEG 2017	646	201	31%	27	10	37%	5,0%
01.10.2017	EEG 2017	754	222	29%	8	2	22%	0,8%
01.02.2018	EEG 2017	546	201	37%	17	3	20%	1,7%
01.04.2018	GemAV	241	210	87%	22	17	78%	8,2%
01.06.2018	EEG 2017	360	183	51%	16	7	42%	3,6%
01.10.2018	EEG 2017	551	192	35%	11	6	59%	3,3%
01.11.2018	GemAV	308	201	65%	9	9	100%	4,7%
01.02.2019	EEG 2017	465	178	38%	16	0	0%	0,0%
01.03.2019	EEG 2017	869	505	58%	24	14	59%	2,8%
01.04.2019	GemAV	720	211	29%	37	0	0%	0,0%
01.06.2019	EEG 2017	556	205	37%	41	0	0%	0,0%
01.10.2019	EEG 2017	648	153	24%	25	0	0%	0,0%
01.11.2019	GemAV	514	203	39%	34	18	53%	9,0%
01.12.2019	EEG 2017	1.344	501	37%	55	19	35%	3,8%
01.02.2020	EEG 2017	493	101	20%	3	0	0%	0,0%
01.03.2020	EEG 2017	838	301	36%	5	0	0%	0,0%
01.04.2020	GemAV	553	204	37%	16	0	0%	0,0%
01.06.2020	EEG 2017	447	100	22%	29	7	25%	7,5%
01.07.2020	EEG 2017	779	193	25%	24	1	4%	0,5%
Summe / Mittel		15.230	5.406	35%	502	148	29%	2,7%

Der Anteil Baden-Württembergs an den bundesweiten Zuschlägen bewegte sich zwischen 0 Prozent und 9 Prozent. Der bisher höchste Zuschlagsanteil mit 9 Prozent konnte in der dritten gemeinsamen Ausschreibung mit Windenergieanlagen am 1. November 2019 realisiert werden. In dieser Runde entfielen alle Zuschläge auf Photovoltaikanlagen in benachteiligten Gebieten. Mit rund 80 Prozent geht ein großer Anteil der in Baden-Württemberg seit Juni 2017 erzielten Zuschläge (einschließlich GemAV) auf die im März 2017 in Kraft getretene Freiflächenöffnungsverordnung zurück.

Eine der zugrunde liegenden Ursachen für den nach wie vor geringen Anteil Baden-Württembergs an den Zuschlägen in den PV-Ausschreibungen ist die zögerliche Flächenausweisung, insbesondere in benachteiligten Gebieten.

Deshalb unterstützt die Landesregierung mit einem Hinweisschreiben an die Planungsbehörden sowie mit einem Handlungsleitfaden die Freiflächenöffnungsverordnung, um so die Nutzung von Flächen in benachteiligten Gebieten in Baden-Württemberg für Photovoltaikanlagen zu befördern. Durch die Ende Mai 2020 novellierte bayrische Verordnung zu Freiflächenanlagen in benachteiligten Gebieten wird der Wettbewerbsdruck in den PV-Ausschreibungen steigen. Bayern erlaubt nun statt 70 PV-Freiflächenanlagen pro Jahr 200 Anlagen in benachteiligten Gebieten. Dem gegenüber steht eine Ausweitung der Ausschreibungsvolumina für Freiflächenanlagen auf 1.900 MW in 2021, 1.700 MW von 2022 bis 2025 und 1.600 MW pro Jahr, wie sie im Regierungsentwurf des EEG 2021 vom 23. September 2020 vorgesehen ist. Hinzu kommen die Ausschreibungsmengen für Dachanlagen ab 500 kW, für die in den Jahren 2021 und 2022 jeweils 250 MW, in 2023/2024 jeweils 300 MW und ab 2025 jährlich 350 MW vorgesehen sind sowie die Innovationsausschreibungen.

Mit der im Koalitionsvertrag verankerten Solaroffensive sollen die Potenziale der Solarenergie

in Baden-Württemberg besser ausgeschöpft werden. Die Solaroffensive setzt sich aus mehreren verschiedenen Bausteinen zusammen und adressiert neben der Photovoltaik auch die thermische Solarenergienutzung. Neben der bereits genannten Freiflächenöffnungsverordnung sollen Maßnahmen im Bereich Öffentlichkeitsarbeit, Motivation und Vernetzung von Akteuren umgesetzt werden. Dazu dient insbesondere das Förderprogramm „Regionale Photovoltaiknetzwerke“, mit dem in den zwölf Regionen Baden-Württembergs jeweils eine Beratungs- und Netzwerkinitiative gefördert wird. Mit einem weiteren Förderprogramm wurden netzdienliche PV-Batteriespeicher im Zusammenhang mit der Installation einer neuen PV-Anlage gefördert (vergleiche Kapitel 2.2). Weiterhin sollen verstärkt auch große Solarwärmeanlagen gefördert werden (vergleiche Kapitel 4.4). Ein starker Impuls für mehr Photovoltaikanlagen im Land ist im Zuge des novellierten Klimaschutzgesetzes Baden-Württemberg zu erwarten. Das Gesetz legt fest, dass ab 2022 bei Anträgen auf Baugenehmigungen zum Neubau von Nichtwohngebäuden und offenen Parkplätzen mit mehr als 75 Stellflächen eine Photovoltaikanlage zu errichten ist. Details zur Ausgestaltung der Regelung sollen in einer Verordnung des Umweltministeriums geregelt werden.

Mit der Streichung des 52 GW-Ausbaudeckels für neue Photovoltaikanlagen außerhalb der Ausschreibungen wurde eine entscheidende Weichenstellung für den weiteren Ausbau der PV vorgenommen. Ein Fortbestehen des Deckels hätte noch im Jahr 2020 zu einem Förderstopp für neue PV-Dachanlagen geführt. Nun können neue PV-Projekte weiterhin die Festvergütung beziehungsweise gleitende Marktprämie in Anspruch nehmen. Problematisch ist allerdings im Moment die Degression, die – von zwei Dreimonatszeiträumen abgesehen – seit Anfang 2019 bei 1,4 Prozent pro Monat liegt. Da der atmende Deckel für einen Zielzubau von nur 2,5 GW per anno parametrisiert wurde, führt

der seit 2019 gestiegene Zubau zu höheren Degressionsraten. Diese erschweren absehbar die Wirtschaftlichkeit von neuen PV-Projekten. Der seit 2019 gestiegene jährliche Zubau ist jedoch mindestens in dieser Höhe für die Umsetzung des PV-Ausbauziels aus dem Klimaschutzprogramm 2030 erforderlich.

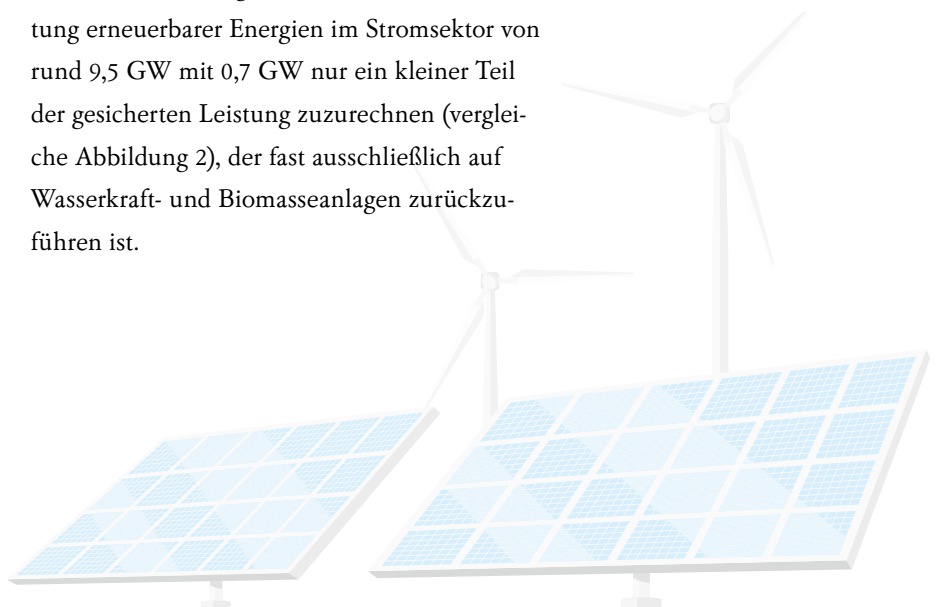
Zum Jahresende 2020 endet auch für die ersten Photovoltaikanlagen in Baden-Württemberg die zwanzigjährige EEG-Förderdauer. Im ersten Jahr sind rund 2.300 Anlagen mit insgesamt rund 11 MW betroffen. In den darauf folgenden Jahren steigt die jährliche Leistung der vom Förderende betroffenen Anlagen jedoch erheblich an und überschreitet 100 MW im Jahr 2025. Aus Landessicht ist deshalb die Schaffung einer Regelung, die den Weiterbetrieb von Bestandsanlagen ermöglicht, von hoher Bedeutung.

Die Rahmenbedingungen für Mieterstromprojekte haben sich mit dem Mieterstromgesetz der Bundesregierung verbessert. Im Gesetz ist geregelt, dass Strom aus Solaranlagen, der auf dem Dach eines Wohngebäudes erzeugt und an Letztverbraucher (insbesondere Mieter) in diesem Gebäude oder in Wohngebäuden und Nebenanlagen im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang ohne Netzdurchleitung geliefert wird, mit einem Zuschlag gefördert wird. Der von den Mietern nicht verbrauchte Strom wird nach den Regelungen des EEG vergütet. Mit der Förderung sollen Mieter unmittelbar an der Energiewende beteiligt werden und Anreize für Photovoltaikanlagen auf größeren Wohngebäuden geschaffen werden. Das Niveau der Neuinstallationen von Photovoltaikanlagen mit Mieterstromzuschlag befindet sich jedoch bundesweit auf niedrigem Niveau. Mit dem Entwurf zum EEG 2021 sind Verbesserungen an den Rahmenbedingungen vorgesehen.

Für Biomasseanlagen wurden seit September 2017 insgesamt fünf Ausschreibungsrunden durchgeführt. Im Gegensatz zu den Ausschrei-

bungen für Windenergie- und Photovoltaikanlagen können auch Bestandsanlagen an den Ausschreibungen teilnehmen und sich somit einen Anspruch auf die Förderung des Weiterbetriebs über 20 Jahre hinaus (für 10 Jahre) sichern. Die Ausschreibungsrunden waren insgesamt von einer geringen Wettbewerbsintensität gekennzeichnet und stets unterzeichnet, das heißt es sind Gebote für ein geringeres Volumen eingegangen, als ausgeschrieben wurden. Alle Gebote, die nicht aus formalen Gründen ausgeschlossen wurden und die maximal den Höchstpreis geboten haben, wurden somit bezuschlagt. Insgesamt erhielten 210 Anlagen mit insgesamt knapp 280 MW einen Zuschlag (bei einem Ausschreibungsvolumen von insgesamt rund 780 MW). Davon entfallen 25 Zuschläge mit insgesamt 83 MW auf Neuanlagen. 17 MW Zuschläge waren für 30 Anlagen in Baden-Württemberg zu verzeichnen. Zur Förderung der Flexibilität von Biomasseanlagen wird auf die Ausführungen zu Flexibilitätsoptionen im Kapitel Versorgungssicherheit verwiesen (vergleiche Kapitel 2.2).

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 9,5 GW mit 0,7 GW nur ein kleiner Teil der gesicherten Leistung zuzurechnen (vergleiche Abbildung 2), der fast ausschließlich auf Wasserkraft- und Biomasseanlagen zurückzuführen ist.



INSTALLIERTE LEISTUNG ERNEUERBARER ENERGIEN ZUR STROMERZEUGUNG [MW]

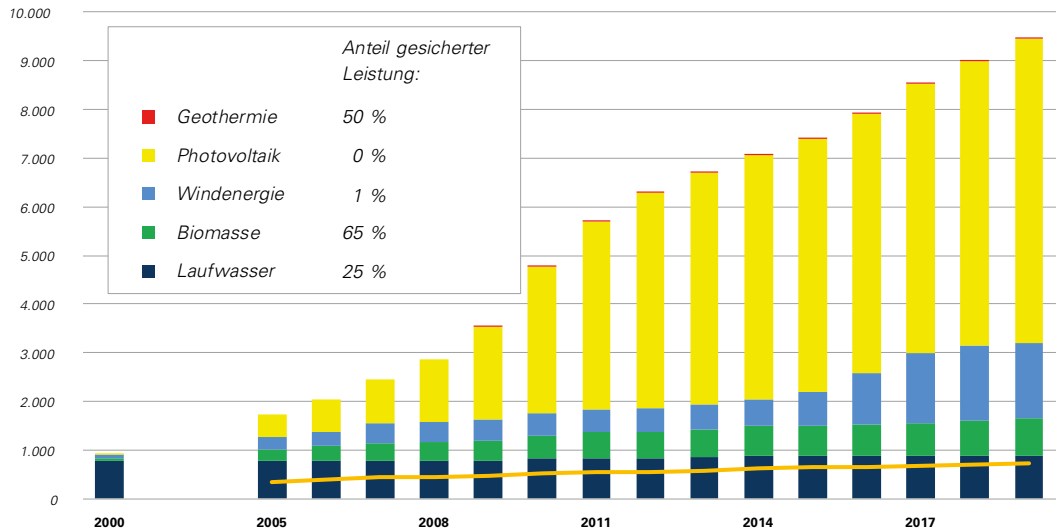


Abbildung 2: Entwicklung der Erzeugungsleistung erneuerbarer Energien (Säulen) sowie der gesicherten Leistung (Linie) von 2000 bis 2019 in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [70]

2.4 ENTWICKLUNG VON BRUTTOSTROM-ERZEUGUNG UND -VERBRAUCH

Die Bruttostromerzeugung in Baden-Württemberg ist um gut 7 Prozent (-4,6 TWh) auf rund 57,7 TWh gesunken und erreicht damit ein vergleichbar niedriges Niveau wie bereits im Jahr 2012 (58,1 TWh). Hintergrund des starken Rückgangs gegenüber dem Vorjahr ist der Einbruch der Stromerzeugung aus Steinkohle um über 30 Prozent (-5,9 TWh). Die Stromerzeugung aus Kernenergie in Baden-Württemberg ist im Jahr 2019 weitgehend unverändert (+0,3 TWh) zum Vorjahr.

Auf Bundesebene ist ebenfalls ein deutlicher Rückgang der Kohleverstromung (-57,0 TWh beziehungsweise -25 Prozent) zu beobachten, wobei Steinkohlekraftwerke einen Rückgang von über 30 Prozent beziehungsweise 25,3 TWh aufweisen. Gleichzeitig verzeichnet Erdgas aufgrund der verbesserten Wettbewerbssituation gegenüber kohlebefeuerten Kraftwerken einen Zuwachs um 8,5 TWh [71]. Die erneuerbaren Energien weisen deutschlandweit ein deutliches Plus um 19,5 TWh auf, hierzu trugen insbesondere Windenergieanlagen an Land (+10,8 TWh) und auf See (+5,2 TWh) bei.

BRUTTOSTROMERZEUGUNG BEZIEHUNGSWEISE -VERBRAUCH [TWh/a]

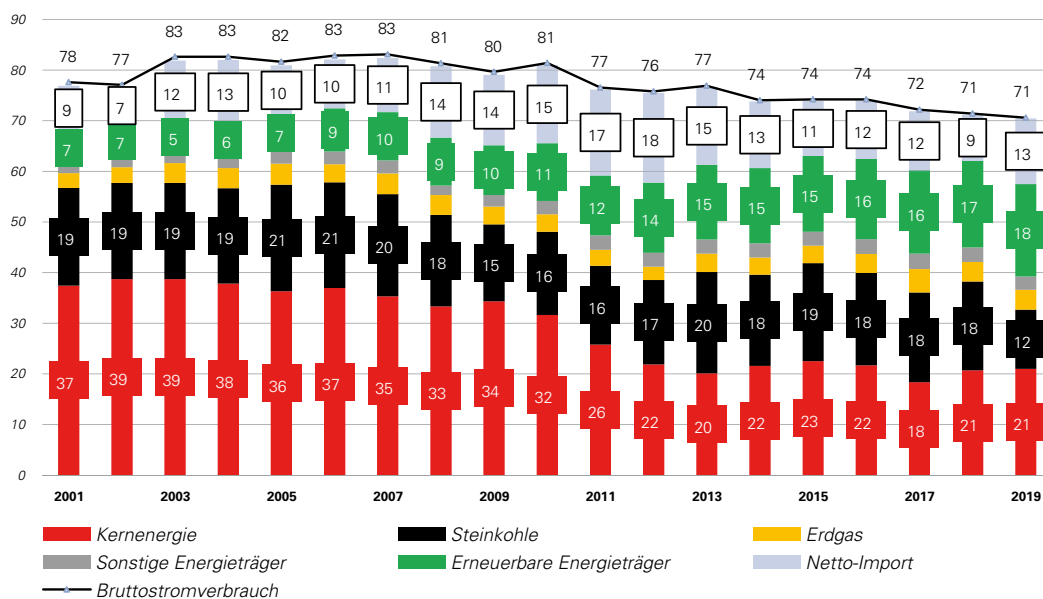


Abbildung 3: Entwicklung der Bruttostromerzeugung nach Energieträgern sowie des Bruttostromverbrauchs im Zeitraum von 2000 bis 2019 in Baden-Württemberg (2019 vorläufig/teilweise geschätzt). Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [72, 73].

Auf Landesebene ist im Bereich der erneuerbaren Energien einerseits die Wasserkraft mit +0,6 TWh gestiegen, andererseits auch die Stromerzeugung aus Windenergieanlagen mit +0,5 TWh. Insgesamt trugen die erneuerbaren Energien im Jahr 2019 nach ersten Berechnungen 18,2 TWh beziehungsweise 31,5 Prozent zur Bruttostromerzeugung in Baden-Württemberg bei.

Die rückläufige kohlebasierte Stromerzeugung geht mit einem sinkendem Kraftwerkseigenerverbrauch einher, der zusammen mit dem geringeren Stromverbrauch in der Industrie nach ersten Schätzungen zu einem Rückgang des Stromverbrauchs auf rund 70,6 TWh führt. In der Folge ist der Stromimportsaldo um gut 40 Prozent auf knapp 13 TWh gestiegen.

Hinsichtlich der Erfassung des Stromverbrauchs in der amtlichen Statistik ist anzumerken, dass diese zunehmend ungenauer wird. Die wachsende Eigenerzeugung aus kleinen Kraft-Wärme-Kopplungs- und Photovoltaikanlagen

sowie direkt an der Strombörse und im Ausland beschaffte Strommengen führen in der amtlichen Erfassung zu einer „Lücke“ im Stromverbrauch, da diese nicht erfasst werden.

2.5 ENTWICKLUNG DES STROMAUSTAUSCHS (IMPORT-EXPORT-SALDO)

Deutschland hat im Jahr 2019 weniger Strom in seine Nachbarländer exportiert als im Vorjahr. Während die geplanten Handelsflüsse ins Ausland von 85,3 TWh auf 73,4 TWh sanken, legten die Importe von 33,1 auf 38,2 TWh zu [74]. Im Ergebnis stand ein Handelsbilanzüberschuss von rund 35 TWh – 17 TWh geringer als 2018. Agora Energiewende [74] führt dies unter anderem auf eine wachsende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Ausland zurück, die den Importbedarf senke. Zudem würden niedrige Gaspreise sowie steigende Kosten für CO₂-Emissionszertifikate die Wettbewerbsposition deutscher Kohlekraftwerke gegenüber der Gasverstromung im europäischen Ausland verschlechtern.

Die Erlöse aus dem Stromexport belaufen sich nach vorläufigen Ergebnissen des Statistischen Bundesamts auf 3,4 Milliarden Euro, dem gegenüber stehen Importkosten nach Deutschland von 1,8 Milliarden Euro [75]. Im Saldo wurden demnach Exportüberschüsse von 1,6 Milliarden Euro erwirtschaftet. Der Import einer Megawattstunde kostete im Schnitt 47,3 Euro, während der Export 45,9 Euro einbrachte.¹³

Abbildung 4 zeigt die Entwicklung der geplanten Handelsflüsse, die über Grenzkuppelstellen in Baden-Württemberg abgewickelt wurden. Der deutschlandweite Trend spiegelt sich auch hier wieder. Der Exportsaldo hat sich gegenüber dem Vorjahr halbiert und erreichte 2019 ein Niveau von rund 7 TWh. Während die Handelsflüsse Richtung Österreich leicht zulegten, kehrte sich das Vorzeichen der Handelsbilanz mit der Schweiz um. Die Exporte sanken von 9,6 auf 7,3 TWh und die Importe legten von 5,4 auf 7,9 TWh zu.

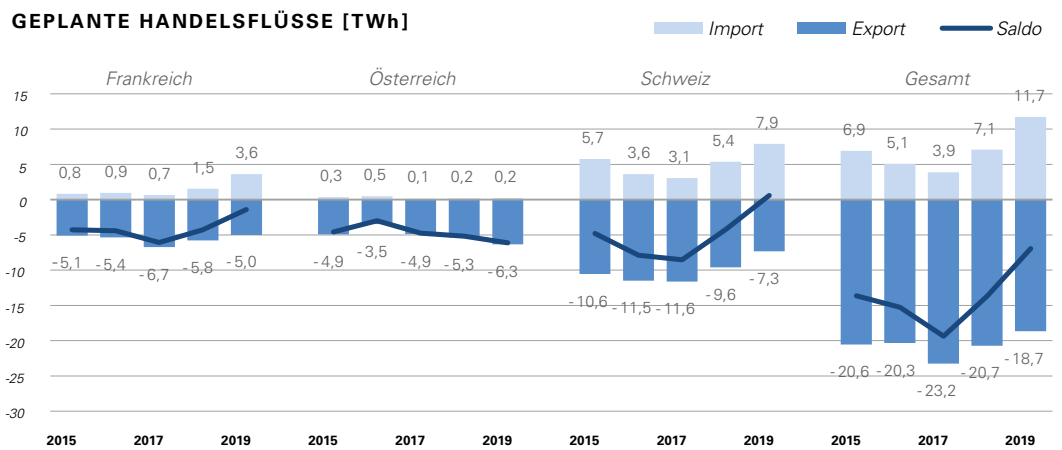


Abbildung 4: Geplanter Handelsaustausch zwischen Baden-Württemberg und dem benachbarten Ausland in den Jahren 2015 bis 2019. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [76].¹⁴

Die kommerziell gehandelten Mengen weichen zum Teil erheblich von den gemessenen, physikalischen Stromflüssen ab. Grund hierfür sind Transit- und Ringflüsse. Tatsächlich flossen im Jahr 2019 rund 14,5 TWh Strom über Baden-Württemberg in das benachbarte Ausland und rund 10,6 TWh in entgegengesetzter Richtung (vergleiche Abbildung 5). Wie bei

den Handelsmengen zeigen sich auch bei den physikalischen Stromflüssen die größten Verschiebungen beim Austausch mit der Schweiz: Während die Exporte um 3,0 TWh nachgaben, legten die Importe um 1,3 TWh zu. Ein spürbarer Anstieg zeigte sich zudem bei den Importen aus Frankreich. Diese stiegen ausgehend von 5,5 TWh in 2018 auf 7,1 TWh in 2019.

¹³ Quotient aus Erlösen (Aufwendungen) und Handelsflüssen des Exports (Imports) in Höhe von 73,4 TWh (38,2 TWh) [74].

¹⁴ Durch eine Umstellung auf SMARD Strommarktdaten als alleinige Datenquelle ergeben sich leichte Abweichungen zu den im Vorjahresbericht dargestellten Zahlen.

PHYSIKALISCHER STROMFLUSS [TWh]

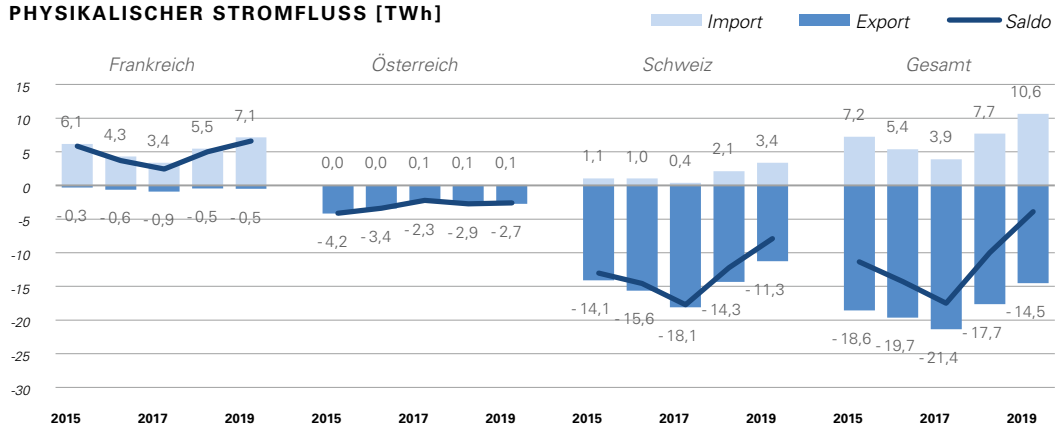


Abbildung 5: Physikalische Stromflüsse zwischen Baden-Württemberg und dem benachbarten Ausland in den Jahren 2015 bis 2019. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [77, 78].

Für den innerdeutschen Stromaustausch zwischen den Bundesländern werden keine Daten erfasst. Der bereits weiter oben dargestellte Importbedarf von rund 13 TWh in 2019, der

bilanziell aus anderen Bundesländern stammt, verdeutlicht jedoch die Notwendigkeit einer gut ausgebauten Netzinfrastruktur.



Bild: Freepic Premium, evening tao

3. Entwicklung der Infrastruktur infolge der Energiewende

3.1 STROMNETZE

AUSBAU DER ÜBERTRAGUNGS- UND VERTEILNETZE

Bereits vor den Energiewendeentscheidungen 2011 wurde, unter anderem aufgrund des steigenden Anteils erneuerbarer Energien im Stromnetz, die Notwendigkeit zum Ausbau des Übertragungsnetzes erkannt, welche 2009 zum Beschluss des Gesetzes zum Ausbau von Energieleitungen (Energieleitungsausbaugesetz – EnLAG) führte. Der über die EnLAG-Vorhaben hinausgehende Ausbaubedarf des Übertragungsnetzes wird in zweijährigem Rhythmus von den Übertragungsnetzbetreibern in den jeweiligen Netzentwicklungsplänen (NEP) ermittelt.

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

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

und „SuedOstLink“ (2 GW). Vorhaben Nr. 2, die rund 340 km lange Leitung von Osterath nach Philippsburg, auch „Ultranet“ genannt, verläuft rund 40 km durch Baden-Württemberg. Sie wird zum Großteil auf bestehenden Freileitungstrassen realisiert und sollte ursprünglich die Abschaltung des Kraftwerksblocks Philippsburg 2 im Jahr 2019 kompensieren. Derzeit ist die Inbetriebnahme des letzten Abschnitts für das Jahr 2024 geplant (ursprünglich 2021) [79]. Die Baugenehmigung für den südlichen Konverter der Leitung auf dem Gelände des Kernkraftwerks Philippsburg wurde im März 2020 erteilt [80]. Zur Vorbereitung des Baufelds für den Konverter fand am 8. Mai 2020 der Abbruch der beiden Kühltürme durch eine Sprengung statt. Im September 2020 wurde der Grundstein des Konverters gelegt [81]. Das Vorhaben Nr. 3 ist mit der Leitungsstrecke von Brunsbüttel nach Großgartach, neben der Strecke von Wilster nach Grafenrheinfeld (Bayern), die zweite Leitung der „SuedLink“-Verbindung. Die ursprünglich geplante Inbetriebnahme der Leitung im Jahr 2022 verzögert sich aufgrund des 2015 beschlossenen Erdkabelvorrangs (Gesetz zur Änderung von Bestimmungen des Rechts des Energieleitungsbaus, EnLB-RÄndG) sowie wegen eines Einspruchs des Landes Thüringen vor dem Bundesverwaltungsgericht [82] nach derzeitigem Planungsstand bis ins Jahr 2026. Für den nördlichsten Abschnitt A bis nach Niedersachsen wurde im Februar 2020 bereits das Planfeststellungsverfahren begonnen [83]. Für die weiteren Abschnitte wurde, nach durchgeführten Nachbeteiligungen mit weiteren Erörterungsterminen, die aufgrund der Corona-Pandemie als Online-Konsultation

stattfanden und der Entscheidung nach § 12 NABEG¹⁵ (Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz), die Bundesfachplanung mit der Festlegung des Trassenkorridors im südlichsten Abschnitt E im September 2020 abgeschlossen [84, 85]. Von den weiteren sieben Vorhaben des BBPIG (vergleiche Tabelle 6) in Baden-Württemberg befindet sich – Stand Q2/2020 – ein Vorhaben in der Bundesfachplanung (Nr. 19) beziehungsweise ein Vorhaben

(Nr. 21, drei von vier Abschnitten) im Raumordnungsverfahren¹⁶, drei Vorhaben befinden sich im Planfeststellungsverfahren (Nr. 20, Nr. 25 und Nr. 35), bei einem Vorhaben wurde mit dem Bau begonnen (Nr. 24), bei einem Vorhaben wurde der Beginn des Planungsverfahrens noch nicht beantragt (Nr. 40) [86]. Tabelle 6 gibt einen Überblick über den Stand aller Vorhaben des Bundesbedarfsplangesetzes in Baden-Württemberg.

Tabelle 6: Umsetzungsstand der Netzausbauvorhaben des Bundesbedarfsplangesetzes im Verantwortungsbereich der TransnetBW GmbH und durch andere Übertragungsnetzbetreiber durchzuführende Maßnahmen in Baden-Württemberg (Stand 10/2020). Dargestellt sind die Start- und Endpunkte der Leitungen, sowie die Luftlinien dazwischen.

NR.	VORHABEN AUS BBPLG	VORHABEN-TRÄGER	STAND	ZUSTÄNDIG
2	HGÜ-Verbindung Korridor A Osterath-Philippsthal „Ultranet“ (Abschnitt B1)	TransnetBW	§ 20 NABEG in Q4 2019	BNetzA
	„Ultranet“ (Abschnitt A1)	Amprion	§ 20 NABEG in Q2 2019	
3	HGÜ-Verbindung Korridor C Brunsbüttel-Großgartach „SuedLink“ (Abschnitte E2+E3)	TransnetBW	§ 19 NABEG in Q4 2020	BNetzA
	Konverter Leingarten	TransnetBW	1. Teilerrichtungs-genehmigung nach BImSchG in 01.19	
19	380-kV-Netzverstärkung Weinheim-Daxlanden	TransnetBW	§ 7 IV NABEG in 06.18	BNetzA
20	380-kV-Netzverstärkung Rittershausen-Kupferzell	TransnetBW	§ 20 NABEG in Q1 2020	BNetzA
	Kupferzell-Großgartach	TransnetBW	§ 5 Abs. 6 PlanSiG in Q3 2020	
21	380-kV-Netzverstärkung Daxlanden-Kuppenheim-Bühl-Eichstetten	TransnetBW	PFV i. V. bzw. § 73 Abs. 1 VwVfG	RP Ka und RP Fb
24	380-kV-Netzverstärkung Rommelsbach-Herbertingen	Amprion	Im Bau	RP Tü
25	380-kV-Netzverstärkung Wullenstetten-Niederwangen	Amprion	§ 12 NABEG in Q3 2020	BNetzA
35	380-kV-Netzausbau Birkenfeld-Mast 115 A	TransnetBW	§ 43a EnWG	RP Ka
40	380 kV-Netzverstärkung Punkt Neuravensburg-Punkt Bundesgrenze (AT)	TransnetBW, Amprion	Interne Planung	BNetzA



Vergleicht man die ursprünglich geplanten Fertigstellungstermine der BBPIG-Vorhaben in Baden-Württemberg mit dem derzeitigen Planungsstand (2. Quartal 2020) [87] zeigen sich in allen Vorhaben zum Teil erhebliche Verzögerungen, die dazu führen, dass die Vorhaben in Baden-Württemberg voraussichtlich fünf Jahre später als geplant abgeschlossen sein werden

(vergleiche Abbildung 6). Gegenüber 2019 hat sich die geplante Fertigstellung des Vorhabens Nr. 20 (Netzverstärkung Rittershausen – Kupferzell, Kupferzell – Großgartach) von 2024 auf 2025 verschoben. Im Vorhaben 24 (Netzverstärkung Rommelsbach-Herbertingen) wurden zwischenzeitlich die ersten fünf Leitungskilometer fertiggestellt.

¹⁵ Entscheidung der Bundesnetzagentur über die Bundesfachplanung, die unter anderem die Trassenkorridore, das Ergebnis der Prüfung alternativer Trassenkorridore und eine Bewertung der Umweltauswirkungen enthält.

¹⁶ Projekte, bei denen das Verfahren durch Landesbehörden durchgeführt wird.

FERTIGSTELLUNG [km]

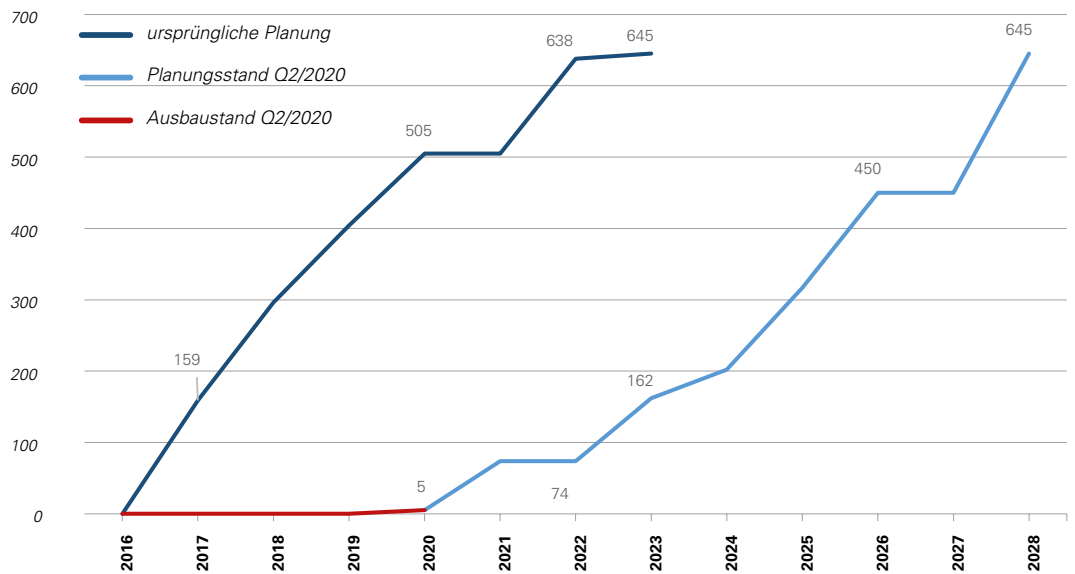


Abbildung 6: Ursprüngliche Planung und derzeitiger Planungsstand der Netzausbauvorhaben gemäß BBPlG in Baden-Württemberg (Stand Q2/2020). Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [87–89].

Da für die Versorgungssicherheit in hohem Maße der Übertragungsnetzausbau außerhalb Baden-Württembergs relevant ist, sind die bundesweiten Entwicklungen ebenfalls von Bedeutung. Der bundesweite Ausbau der Übertragungsnetze weist gegenüber der ursprünglichen Planung zum Teil deutliche Verzögerungen auf, was sich in Netzengpässen und einem hohen Bedarf an Redispatchmaßnahmen (vergleiche Tabelle 1) bemerkbar macht. Der derzeitige

Ausbaustand (Q4/2019) der Vorhaben gemäß EnLAG liegt mit 906 km noch gut 900 km unter dem Zielausbau von 1.825 km und bereits ein Jahr hinter dem ursprünglichen Fertigstellungsdatum (vergleiche Abbildung 7). Geht man von der derzeitigen Ausbauplanung aus, wird der vollständige Ausbau der EnLAG-Vorhaben, abgesehen von einem kleineren Vorhaben (8 km) im Jahr 2026 und damit acht Jahre später als ursprünglich geplant abgeschlossen sein.

FERTIGSTELLUNG [km]

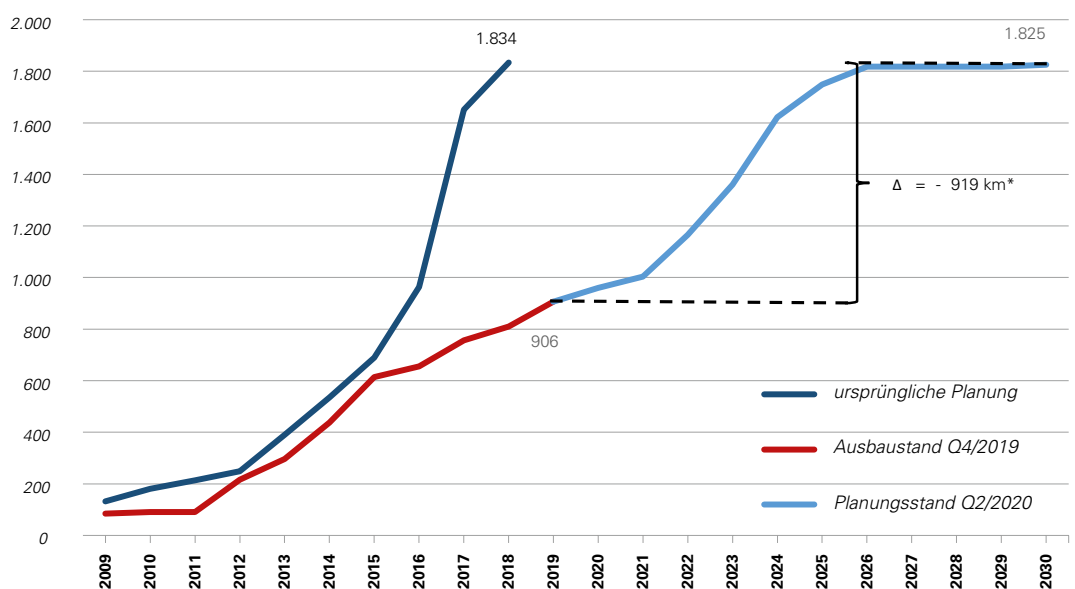


Abbildung 7: Ursprüngliche Planung, derzeitiger Ausbau- und Planungsstand der Netzausbauvorhaben gemäß EnLAG (Ausbaustand Q4/2019, Planungsstand Q2/2020). *Differenz bezogen auf die derzeitige Zielplanung von 1.825 km. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [87, 90].

Ähnliche Tendenzen zeigen die Vorhaben des Bundesbedarfsplangesetzes. Von den ursprünglich geplanten rund 6.100 km sollen nach Stand der derzeitigen Planung noch gut 5.800 km realisiert werden (vergleiche Abbildung 8). Der Ausbaustand zum Jahresende 2019 lag mit 372 km gut 2.300 km hinter der Ursprungsplanung des NEP 2012 zurück. Vergleicht man den aktuellen Planungsstand mit dem Zeitplan des Treffens der Energieminister, Übertragungsnetzbetreiber und der Bundesnetzagentur im Mai 2019 ergeben sich in der Planung ab dem Jahr 2022 erneut Verzögerungen. Nach derzeitigem Planungsstand wird der Netzausbau der BBPIG-Vorhaben mit sechs Jahren Verzögerung gegenüber der ursprünglichen Planung im Jahr 2031 abgeschlossen sein.

Ein Ende des Netzausbaus ist damit jedoch nicht erreicht. Der Ende 2019 von der Bundesnetzagentur bestätigte NEP 2019-2030 umfasst gegenüber dem derzeitigen BBPIG 3.600 zusätzliche Trassenkilometer. Hierbei handelt es sich überwiegend um Netzverstärkungen, jedoch sind auch Neubaumaßnahmen enthalten, darunter ein zusätzlicher HGÜ-Korridor. Erstmals bestätigt wurden auch reaktive Be-

triebsführungsansätze in Form von Pilotanlagen für sogenannte Netzbooster. Hierbei wird – im Gegensatz zur normalen Vorgehensweise der (n-1)-Sicherheit¹⁷ – im Fehlerfall die kurzfristige Überlastung einer Leitung zunächst zugelassen und anschließend behoben. Dies geschieht durch sehr schnelles Abschalten von Erzeugung beziehungsweise sehr schnelles Einschalten steuerbarer Verbraucher vor dem Engpass und Stromeinspeisung durch dafür vorgesehene Batterien hinter dem Engpass. [92] Die zusätzlichen Maßnahmen des NEP 2019-2030 sollen 2020 mit einer Novelle des BBPIG in den Bundesbedarfsplan übernommen werden [93].

FERTIGSTELLUNG [km]

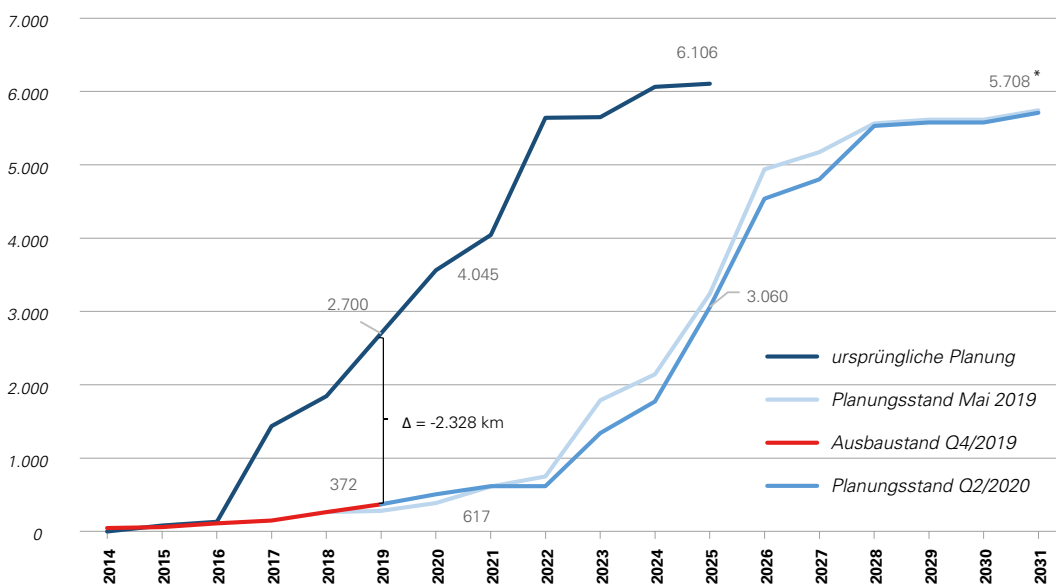


Abbildung 8: Ursprüngliche Planung, derzeitiger Ausbau- und Planungsstand der Netzausbauvorhaben gemäß BBPIG (Ausbaustand Q4/2019, Planungsstand Q2/2020). *Für die Vorhaben 37 und 38 (circa 130 km) gibt es derzeit noch kein Inbetriebnahmedatum. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [87, 94, 95].

¹⁷ (n-1)-Sicherheit ist ein Grundsatz in der Netzplanung der sicherstellt, dass es auch bei Ausfall eines Netzelements nicht zu Versorgungsunterbrechungen oder Überlastung der verbleibenden Betriebsmittel kommt [91].

Eine über den NEP 2019–2030 hinausgehende Betrachtung des Übertragungsnetzausbaus für Baden-Württemberg wurde mit der im Mai 2020 durch TransnetBW veröffentlichten Studie „Stromnetz 2050“ [96] vorgenommen. Ziel der Studie ist es, den Netzausbaubedarf vor dem Hintergrund eines Zielszenarios der Energiewende im Jahr 2050 zu betrachten und daraus eine langfristige Netzstruktur abzuleiten. Aus den getroffenen Annahmen (unter anderem Reduktion der Treibhausgasemissionen um 90 Prozent gegenüber 1990, Anstieg der Nettostromnachfrage auf über 800 TWh) ergibt sich, dass der im NEP 2019–2030 vorgesehene Ausbau des Übertragungsnetzes nicht ausreicht.

Für Baden-Württemberg wird die Notwendigkeit zweier weiterer HGÜ-Verbindungen mit jeweils 2 GW abgeleitet, sowie eine zusätzliche Leistungsverstärkung auf über 700 km Trassenlänge¹⁸.

Neben dem Ausbau erneuerbarer Energien und den damit verbunden Netzengpässen ergibt sich auch aus der EU-Strommarktverordnung (Verordnung (EU) 2019/943) die Notwendigkeit zum Übertragungsnetzausbau. Diese fordert, dass bis Jahresbeginn 2020 70 Prozent der Übertragungskapazität der für grenzüberschreitende Stromflüsse relevanten Netzelemente für den internationalen Stromhandel freigegeben werden müssen. Diese Anforderung würde im deutschen Übertragungsnetz kurzfristig zu erheblichen Herausforderungen führen. In der EU-Strommarktverordnung ist eine Übergangsfrist bis Ende 2025 vorgesehen, die gewährt werden kann, wenn im nationalen Stromnetz strukturelle Engpässe bestehen und die Staaten einen Aktionsplan vorlegen, der einen linearen Pfad für den Anstieg der Handelskapazitäten vorsieht. Der strukturelle Engpass durch die geforderten Handelskapazitäten im deutschen Stromnetz wurde durch die Übertragungsbetreiber in einem Bericht [97] im Juli 2019 festgestellt und durch die Bundesnetzagentur im

November 2019 bestätigt. Ende Dezember 2019 wurde der deutsche Aktionsplan der EU-Kommission und dem Verband der europäischen Regulierer (ACER) vorgelegt. Der „Aktionsplan Gebotszone“ thematisiert zur Behebung der Engpässe den bereits vorgesehenen Netzausbau bis 2030, die dafür im NABEG vorgesehenen, verfahrensrechtlichen Vereinfachungen bei der Planung und Umsetzung von Ausbauprojekten, das vorausschauende Controlling des Netzausbaus, welches im Mai 2019 zwischen Bundeswirtschaftsministerium, Bundesnetzagentur, Übertragungsnetzbetreibern und den Ländern beschlossen wurde, sowie einen verstärkten Bürgerdialog und falls möglich eine Ausweitung von Erdkabel-Projekten zur Erhöhung der Akzeptanz. Zusätzlich zum Netzausbau soll das Bestandsnetz optimiert werden, durch Digitalisierungsmaßnahmen bei der Erfassung des Netzzustandes, witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb, die vermehrte Steuerung von Lastflüssen mittels Phasenschiebern (sowohl national als auch international) und die Erprobung reaktiver Betriebsführungskonzepte. Daneben ist ein verbessertes Engpassmanagement vorgesehen, unter anderem durch grenzüberschreitenden Redispatch und Countertrading, eine verbesserte Zusammenarbeit zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern und die Einführung von netzdienlichem Lastmanagement durch flexible Verbraucher. [93]

Neben dem Übertragungsnetzausbau ist zur dauerhaften Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Baden-Württemberg auch der Ausbau der Verteilnetze sowie deren Entwicklung hin zu intelligenten Netzen notwendig. Durch den weiteren Anschluss dezentraler Erzeuger sowohl von erneuerbaren Energien als auch dezentraler Kraft-Wärme-Kopplung muss zunehmend der Transport von Strommengen von unteren auf höhere Spannungsebenen ermöglicht werden. Entsprechende Projekte befinden sich in der Planung beziehungsweise Umsetzung.

¹⁸ Zum Vergleich: Die derzeit im BBPIG geplanten Maßnahmen in Baden-Württemberg umfassen 645 km (vergleiche Abbildung 8).

Bei Baden-Württembergs größtem Verteilnetzbetreiber – Netze BW GmbH – wurde im vergangenen Jahr die Erweiterung des Umspannwerks Großgartach abgeschlossen. Zudem wurden in der Netzausbauplanung drei weitere Vorhaben zur Netzverstärkung mit zusammen knapp 30 km Trassenlänge neu identifiziert

und die zwischenzeitlich gestoppten Vorhaben Nehren-Trochtelfingen und Dellmensingen-Ringingen wurden wieder in die Planung aufgenommen.[98] Abbildung 9 zeigt die geplanten Vorhaben im Verteilnetz der Netze BW GmbH.

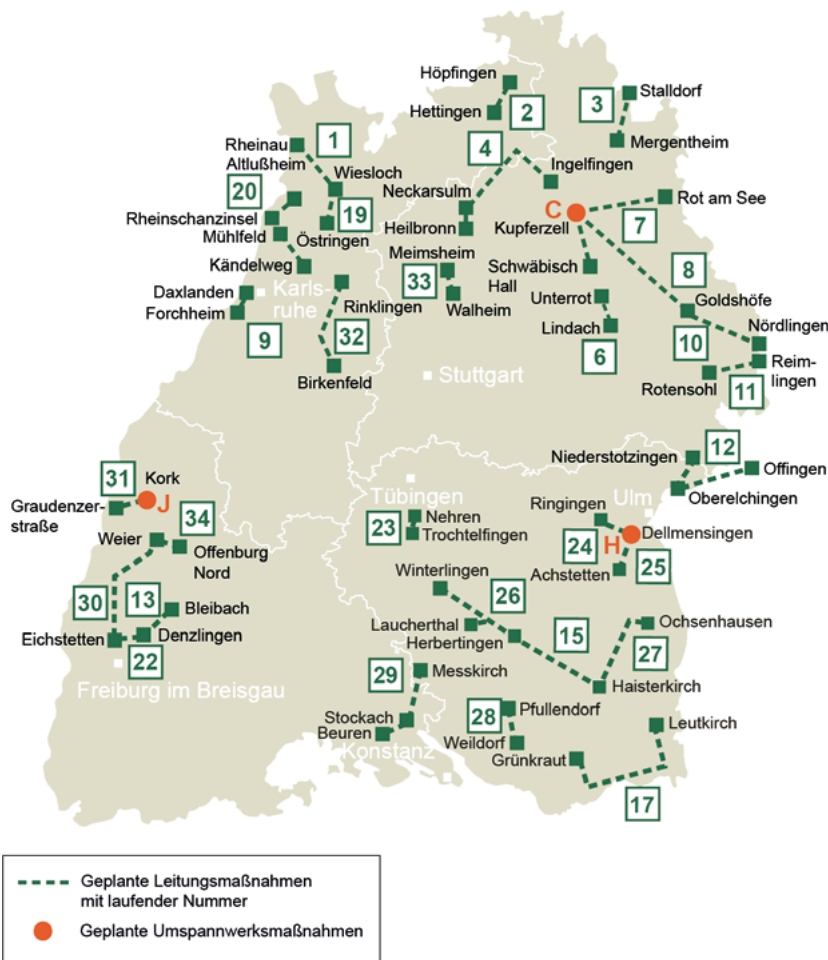


Abbildung 9: Geplante Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen im Verteilnetz der Netze BW

Aussagen zur Aufnahmefähigkeit des Stromnetzes lassen sich auch aus der Entwicklung des Einspeisemanagements ziehen. Dabei können Netzbetreiber unter bestimmten Voraussetzungen Erneuerbare-Energien-, KWK- sowie Grubengas-Anlagen abregeln, sofern die vorhandene Netzkapazität nicht zum Abtransport des erzeugten Stroms ausreicht. Bundesweit wurden 2019 rund 6.500 GWh Strom abgeregelt und dadurch geschätzte Entschädigungskosten von rund 710 Millionen Euro verursacht. Gegenüber 2018 ist der Umfang des Einspeisemanagements

damit deutlich angestiegen (+1.080 GWh beziehungsweise + rund 75 Millionen Euro). Hauptsächlich von Abregelungen betroffen ist nach wie vor Windstrom, der aufgrund von Engpässen im Stromnetz nicht abtransportiert werden kann. Der Anstieg im Jahr 2019 geht somit auch im Wesentlichen auf das windreiche erste Quartal 2019 zurück. Bezogen auf die Gesamtstromerzeugung aus erneuerbaren Energien lag der Anteil der Abregelung in etwa gleichbleibend bei knapp 2,8 Prozent.

Da die überwiegende EE-Leistung auf Verteilnetzebene angeschlossen ist, wurden bundesweit circa 80 Prozent der Ausfallarbeit auf Verteilnetzebene abgeregelt, jedoch lag nur bei rund 17 Prozent der abgeregelten Arbeit auch die Ursache im Verteilnetz. [25]

Die im baden-württembergischen Verteilnetz abgeregelte Arbeit lag bei 4,3 GWh und ist damit im Vergleich zum Vorjahr (6,45 GWh) um ein Drittel zurückgegangen und liegt weiterhin auf sehr niedrigem Niveau (0,1 Prozent der bundesweiten Ausfallarbeit, 0,02 Prozent der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien). Die geschätzten Kosten belaufen sich auf rund 158.000 Euro (2018: rund 514.000 Euro) und liegen bei 0,02 Prozent der bundesweiten Kosten [25]. Von den Abschaltungen im Rahmen des Einspeisemanagements sind im Netzgebiet der Netze BW GmbH, dem größten Verteilnetzbetreiber in Baden-Württemberg, mit knapp 97 Prozent der Ausfallarbeit fast ausschließlich Windkraftanlagen betroffen, demgegenüber weist Photovoltaik (knapp 3 Prozent) nur einen sehr geringen Anteil auf. Biomasseanlagen wurden nur in Einzelfällen abgeregelt. Rund 34 Prozent der Ausfallarbeit entfiel dabei auf Anlagen im Mittelspannungsnetz, 66 Prozent auf Anlagen im Hochspannungsnetz. [99]

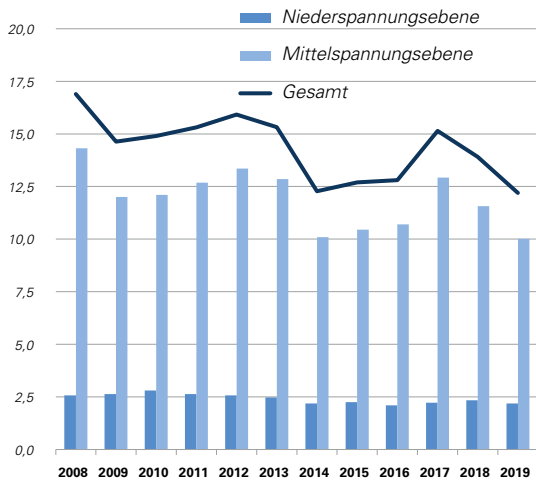
NETZQUALITÄT

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

katastrophen) nicht in die Berechnung ein. Darüber hinaus gehen Unterbrechungen erst ab einer Dauer von drei Minuten in die Ermittlung des Index ein. Berücksichtigt werden ungeplante Unterbrechungen, die auf atmosphärische Einwirkungen (zum Beispiel Gewitter), Einwirkungen Dritter (zum Beispiel Baggerschäden), auf Rückwirkungen aus anderen Netzen, oder auf sonstige Störungen im Verantwortungsbe- reich der Netzbetreiber zurückzuführen sind [100]. Im Jahr 2019 ist die mittlere Unterbrechungsdauer um 1,7 Minuten auf 12,2 Minuten weiter zurückgegangen und liegt damit auf dem niedrigsten Stand seit Beginn der Erhebung im Jahr 2006 (vergleiche Abbildung 10 links). Die Gründe für den weiteren Rückgang liegen in der Abnahme atmosphärischer Störungen und geringeren Störungen aus vorgelagerten Mittelspannungsnetzen. [101] Im europäischen Vergleich weist Deutschland einen der niedrigsten SAIDI-Werte beziehungsweise eine der höchsten Netzqualitäten mit den kürzesten Unterbrechungsdauern auf (vergleiche Abbildung 10 rechts).

Da Gewerbekunden häufig auf der Spannungsebene zwischen 10 kV und 30 kV angeschlossen sind, ist für diese vor allem die Unterbrechungsdauer auf Mittelspannungsebene relevant. 2018 lag die mittlere Unterbrechungsdauer hier bei 10,0 Minuten und ist damit ausgehend von 12,9 Minuten im Jahr 2017 ebenfalls auf dem niedrigsten Stand seit Beginn der Erhebung. Auch auf der Niederspannungsebene gab es einen leichten Rückgang von 2,3 Minuten im Jahr 2019 auf 2,2 Minuten (vergleiche Abbildung 10 links). [102]

SAIDI [min/a]



SAIDI [min/a]

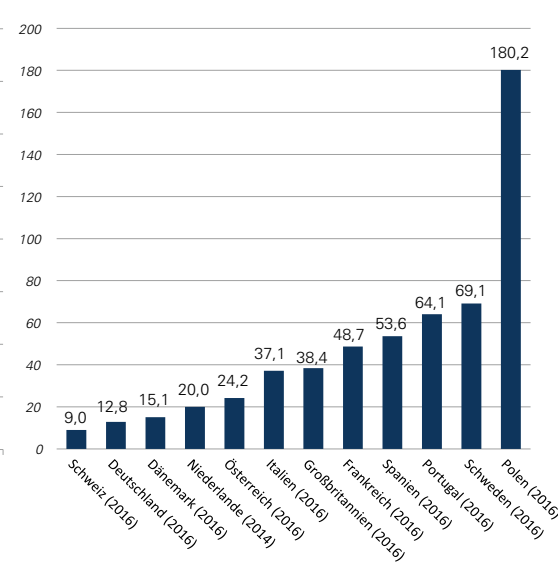


Abbildung 10: Entwicklung des SAIDI in Deutschland im Zeitraum von 2008 bis 2019 (links) sowie Vergleich der SAIDI-Werte europäischer Länder aus dem Jahr 2016 (rechts). Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [102, 103].

Seit dem Jahr 2017 werden von der Bundesnetzagentur auch die SAIDI-Werte je Bundesland veröffentlicht. Dabei ist zu beachten, dass die Betrachtung der Daten auf Ebene der Stromnetze erfolgt, die nicht in allen Fällen mit den Grenzen der Bundesländer übereinstimmen. Mit einer Unterbrechungsdauer von rund 13,4 Minuten ist die mittlere Unterbrechungsdauer in Baden-Württemberg im Jahr

2019 gegenüber dem Vorjahr deutlich um 3,6 Minuten zurückgegangen und liegt gut eine Minute über dem Bundesdurchschnitt. [102] In der Rückschau der Werte seit 2008 (vergleiche Abbildung 11) wird deutlich, dass die Unterbrechungsdauer der Einzeljahre in Baden-Württemberg sowohl unterhalb als auch oberhalb des Bundesdurchschnitts liegt, insgesamt jedoch nicht wesentlich davon abweicht.

SAIDI [min/a]

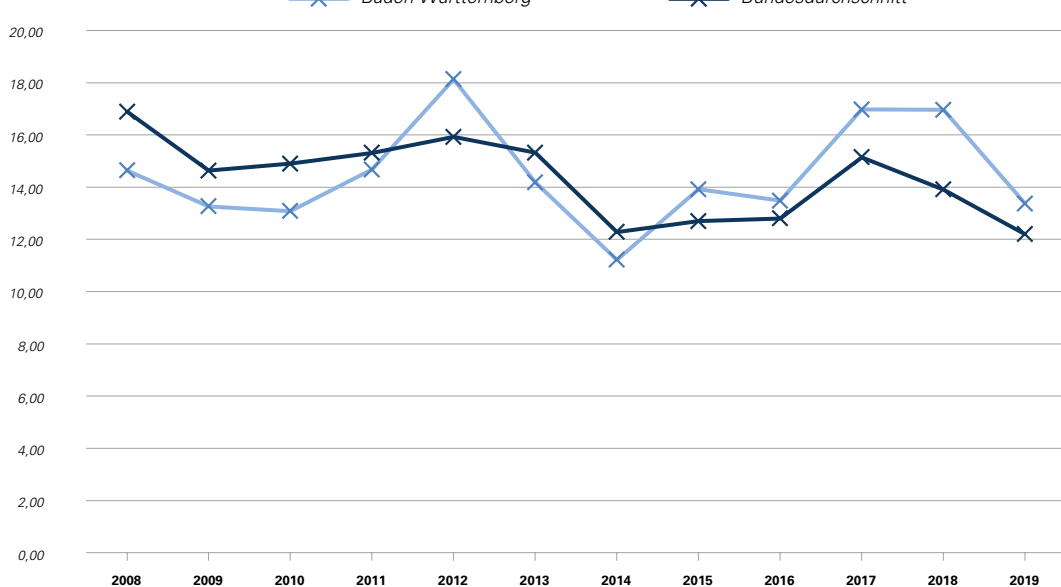


Abbildung 11: Vergleich des SAIDI in Baden-Württemberg und im Bundesdurchschnitt seit 2008. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [102].

Ausfälle mit einer Dauer unter drei Minuten werden in der Statistik der Bundesnetzagentur nicht erfasst. Hierbei handelt es sich um Spannungseinbrüche, welche durch das Forum Netztechnik/Netzbetrieb (FNN) im Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik e. V. (VDE) in einer repräsentativen Störungsstatistik erhoben werden [104]. Dabei zeigt sich, dass das Auftreten von Spannungseinbrüchen in den letzten Jahren trotz des steigenden Anteils erneuerbarer

Energien auf einem konstanten Niveau liegt (vergleiche Abbildung 12). In der Mittelspannungsebene lag die Störungshäufigkeit 2019 mit durchschnittlich 2 Störungen je 100 km Stromkreislänge leicht unterhalb der Vorjahre. In der Hoch-/Höchstspannungsebene liegt die Störungshäufigkeit mit rund drei Störungen je 100 km Stromkreislänge auf Vorjahresniveau. Eine Zunahme von Spannungseinbrüchen im Zusammenhang mit der Energiewende ist nicht erkennbar.

STÖRUNGSHÄUFIGKEIT [1/100 km/a]

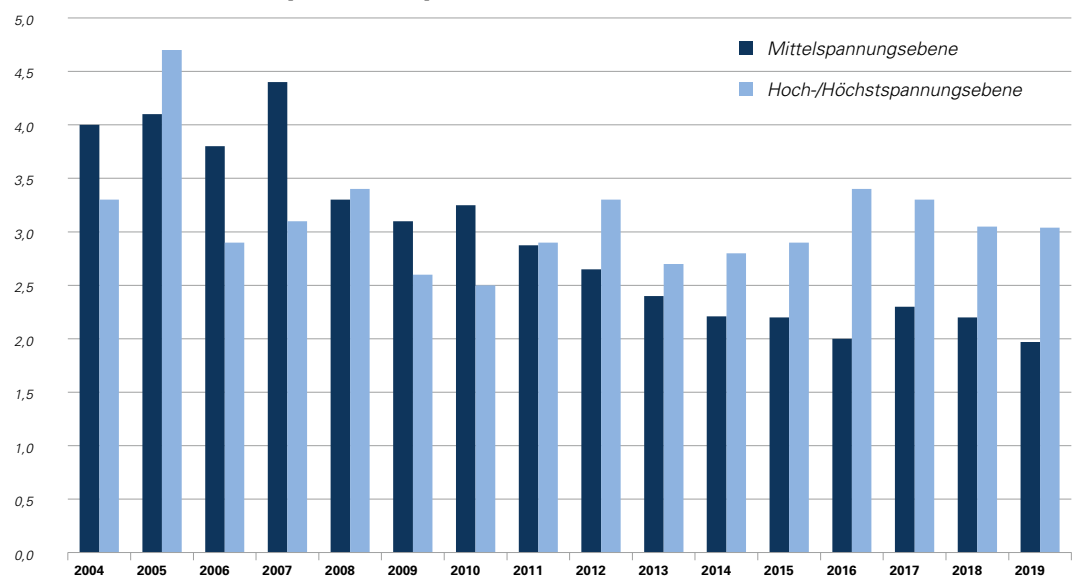


Abbildung 12: Zeitliche Entwicklung der auf die Stromkreislänge bezogenen kurzschlussartigen Fehler gemäß FNN-Statistik. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [104].

Um die aus Teilen der Industrie geäußerte Kritik aufzugreifen, nach der es zunehmende Probleme in der Stromversorgung gebe, haben Verbände und Netzbetreiber unter der Moderation des Umweltministeriums eine „Orientierungshilfe für Verbesserungen bei einer Beeinträchtigung der Stromversorgungsqualität“ erstellt, die im November 2018 veröffentlicht wurde [105].

3.2 ERDGASINFRASTRUKTUR

Das Fernleitungsnetz in Baden-Württemberg wird hauptsächlich von der terranets bw GmbH betrieben. Es hat eine Länge von 2.000 km, verfügt über zwei Verdichterstationen und ist über elf Einspeisepunkte an benachbarte Transportnetze gekoppelt. Rund 200

Netzkopplungspunkte verbinden das Fernleitungsnetz mit den nachgelagerten Verteilnetzen. Fünfzehn industrielle Letztverbraucher sind zudem direkt an das Netz der terranets bw GmbH angeschlossen. Anbindungen an die Schweiz und Österreich bestehen über drei Grenzübergangspunkte in Basel, Vorarlberg und der Ostschweiz. [106]

Zwei direkt an das Fernleitungsnetz angeschlossene Untergrundgasspeicher helfen das System zu stabilisieren. Die Porenspeicher Sandhausen und Fronhofen-Illmensee haben in Summe ein Arbeitsgasvolumen von 40 Millionen m³ [107]. Dies entspricht rund 0,2 Prozent der deutschlandweiten Speicherkapazität. Zur Absicherung der Erdgasversorgung ist Baden-

Württemberg daher auch auf Speicherkapazitäten außerhalb des Landes angewiesen.

Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber erstellen alle zwei Jahre einen gemeinsamen Netzentwicklungsplan (NEP). In ihm legen sie alle Netzausbaumaßnahmen dar, die innerhalb der nächsten zehn Jahre für einen sicheren, umweltverträglichen und wirtschaftlichen Netzbetrieb erforderlich sind. Am 1. Juli 2020 haben die Fernleitungsnetzbetreiber ihren Entwurf zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 [108] der Bundesnetzagentur übermittelt. Neben der L-H-Gasumstellung bilden die geplante Marktgebietszusammenlegung im Jahr 2021 sowie der Aufbau einer Gasinfrastruktur für Grüne Gase und Wasserstoff wesentliche Bestandteile des diesjährigen Netzentwicklungsplans.

Der Entwurf bestätigt im Wesentlichen die Maßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2018–2028. Zusätzliche Maßnahmen stehen vor allem in Verbindung mit der Versorgung von Baden-Württemberg, der Anbindung von LNG-Anlagen, dem Aufbau einer Gasinfrastruktur für Grüne Gase und der Versorgungssicherheit der Niederlande. Insgesamt umfasst der Netzausbauvorschlag Maßnahmen mit einem Investitionsvolumen von 8,5 Milliarden Euro (siehe Tabelle 7). Auf Baden-Württemberg entfallen 28 Maßnahmen mit einem geschätzten Gesamtvolumen von 1,17 Milliarden Euro – darunter sieben Leitungsvorhaben mit einer Länge von 281 km, der Bau von zwei neuen Verdichterstationen sowie die Erweiterung der Verdichterstation Scharenstetten.

Tabelle 7: Netzausbauvorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber bis Ende 2030 [108]

	ERDGAS	GRÜNE GASE	SUMME
Verdichterleistung in MW	405	0	405
Leitungen in km	1.594	1.294	2.888
– davon Neubau	1.594	151	1.746
– davon Umstellung	0	1.142	1.142
Investitionen in Mrd. Euro	7,8	0,7	8,5

Mit den geplanten Ausbaumaßnahmen in Baden-Württemberg reagieren die Fernleitungsnetzbetreiber auf einen kontinuierlich steigenden Kapazitätsbedarf im Südwesten sowie die schon heute extrem hohe Auslastung des Netzes. So geht die terranets bw GmbH davon aus, dass der Kapazitätsbedarf in Baden-Württemberg bis zum Jahr 2030 um 33 Prozent steigt [109]. Die Grundlast nehme zwar zunehmend ab, jedoch sei mit höheren Kapazitätsspitzen zu rechnen. Infolge der Energiewende, dem Fuel Switch und dem CO₂-Einsparpotenzial von Gas im Wärmemarkt nehme sowohl im Kraftwerksbereich als auch im Wärmemarkt die Nachfrage zu.

Der Gasversorgung von Baden-Württemberg ist im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 ferner

eine eigene Modellierungsvariante gewidmet. Abweichend von der Basisvariante werden in ihr lokale Veränderungen im Kapazitätsbedarf der Verteilernetzbetreiber sowie der Wegfall von 1,2 GWh/h Speicherleistung berücksichtigt. Die Fernleitungsnetzbetreiber verweisen hierbei auf einen Trend, wonach mehr und mehr Speicher im Verteilnetz aus wirtschaftlichen Gründen stillgelegt werden [109]. Traditionell dienen diese der Spitzenlastkappung. In vier Versorgungsvarianten haben die Fernleitungsnetzbetreiber die Bereitstellung einer Zusatzkapazität von 2,2 GWh/h im Jahr 2030 über unterschiedliche Netzkopplungspunkte geprüft. Die geschätzten, zusätzlichen Gesamtkosten liegen zwischen 64 und 224 Millionen Euro (siehe Tabelle 8).

Tabelle 8: Ergebnisse der Versorgungsvarianten für das Jahr 2030 im Netzgebiet der terranets bw GmbH [108]

	NORD (V1)	NORD+OST (V2)	ORD+WEST (V3)	WEST+OST (V4)
Zusätzliche Verdichterleistung gegenüber Basisvariante in MW	7	7	11	11
Zusätzlicher Leistungsbau gegenüber Basisvariante in km	7	7	7	7
Kostenschätzung der terranets bw GmbH zusätzlich zur Basisvariante in Mio. Euro	64	64	90	84
Kostenschätzung im Netz vorgelagerter FNB zusätzlich zur Basisvariante in Mio. Euro	-	50	100	140
Geschätzte zusätzliche Gesamtkosten im Vergleich zur Basisvariante in Mio. Euro	64	114	190	224

Milde Temperaturen führten im Winter 2019/2020 zu einem leicht unterdurchschnittlichen Gasverbrauch bei Haushalten und Industriegkunden in Deutschland sowie zu überdurchschnittlich hohen Speicherfüllständen in ganz Europa [110]. In Süddeutschland sanken die Füllstände ausgehend von nahezu 100 Prozent im November 2019 bis zum Ende der Heizperiode nicht unter 80 Prozent.

Bedingt durch die milden Temperaturen, die hohen Speicherfüllstände sowie erneut steigende LNG-Importe über die Terminals in Frankreich, Belgien und den Niederlanden (221,1 TWh, +25,6 Prozent) gaben auch die Gasexporte aus Deutschland Richtung Westen erneut nach (64 TWh, -37,1 Prozent) [110].

Das Ausbleiben von Extremlastsituationen machte den Einsatz der kontrahierten Lastflusszusagen in Form von Abschaltverträgen (LiFA) in Baden-Württemberg überflüssig. Das Produkt wurde zum 1. Januar 2018 vorübergehend eingeführt, um die Gasversorgung bei Lastspitzen zu stabilisieren. Der Einsatz herkömmlicher Lastflusszusagen blieb aufgrund des relativ hohen Gasbedarfs im Südwesten sowie dem Teilausfall der Trans-Europa-Naturgas-Pipeline (TENP) jedoch in signifikanter Höhe erforderlich [110]. Eine zentrale Kennzahl für die Versorgungsqualität ist der SAIDI (System Average Interruption Duration Index), der die durchschnittliche

Dauer ungeplanter Unterbrechungen innerhalb eines Jahres in Minuten wiedergibt. Im Jahr 2019 betrug der SAIDI für die Gasversorgung in Deutschland 0,98 Minuten [111]. Die Dauer der Unterbrechungen hat sich damit gegenüber dem Vorjahr fast verdoppelt (2018: 0,48 Minuten), liegt jedoch immer noch deutlich unter dem langjährigen Mittel von 1,5 Minuten. Auf Großverbraucher (Druckstufe >100 mbar) entfielen davon 0,26 Minuten, auf Haushalts- und Kleinverbraucher 0,72 Minuten. Der SAIDI für Baden-Württemberg liegt mit 0,82 Minuten leicht unter dem Gesamtwert auf Bundesebene. Zu diesem Ergebnis kommt die Bundesnetzagentur, die nun zum 14. Mal in Folge die Dauer der Versorgungsunterbrechungen ausgewertet hat.

Auch für den Winter 2020/2021 sehen die Fernleitungsnetzbetreiber die Infrastruktur trotz Corona-Pandemie »gut aufgestellt« [112]. Verzögerungen in der Umstellung von L- auf H-Gas aus dem ersten Lockdown konnten weitgehend aufgeholt werden. Die technisch verfügbare Speicherkapazität hat sich gegenüber dem Vorjahr leicht erhöht. Mit 241 TWh beziehungsweise 95 Prozent waren die deutschen Erdgaspeicher zum Stichtag 5. Oktober 2020 erneut fast vollständig gefüllt. Im Südwesten bedarf es durch die zunehmende Erdgas-Nachfrage und dem andauernden Ausfall der TENP I jedoch besonderer Anstrengungen. Eine deutliche Entspannung der Situation sei, insbesondere in Ba-

den-Württemberg, erst nach der Inbetriebnahme von Netzausbaumaßnahmen zu erwarten. Auch für 2021 wurden daher in Baden-Württemberg Lastflusszusagen kontrahiert. Obwohl Verzögerungen der Inbetriebnahme von Nord Stream 2 zu einer Unterdeckung gegenüber dem im NEP 2020–2030 angenommenen Leistungsangebot im Spitzenlastfall (sehr kalter Winter) führen, erwarten die Fernleitungsnetzbetreiber diesen Winter keine Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit. Zum einen können Gasmengen verlagert werden, zum anderen steht seit Beginn des Jahres 2020 auch der erste Leitungsstrang der EUGAL (Europäische Gas-Anbindungsleitung) zur Verfügung. [112]

Die Gasversorgung und mit ihr die Infrastruktur stehen vor einem gewaltigen Wandel. Während Erdgas in vielen Bereichen kurzfristig CO₂-Minderungspotenziale bietet, ist der Verzicht auf fossile Energieträger bei ambitionierten Klimaschutzziele langfristige unausweichlich. Gasförmige Energieträger bleiben dennoch ein wichtiger Bestandteil der Energieversorgung. Der Umstieg auf CO₂-freie beziehungsweise CO₂-neutrale Gase erfordert dabei einen schrittweisen Um- und Ausbau der Infrastruktur. Der Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 trägt der wachsenden Bedeutung von Grünen Gasen und Wasserstoff schon heute Rechnung. Langfristig dürfte nicht zuletzt die Reduktion des Wärmebedarfs im Gebäudesektor durch energetische Sanierung sowie eine veränderte Wärmebereitstellung die Auslastung auf Verteilnetzebene reduzieren. [113]

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. Sie bieten Voraussetzungen für eine effiziente Wärmeerzeugung, auch mit KWK-Anlagen, und bieten Möglichkeiten zur Integration größerer

Mengen von Wärme aus erneuerbaren Energien und industrieller Abwärme. Die Dokumentation der vorhandenen Infrastruktur ist in diesem Bereich jedoch weiterhin unzureichend. Lediglich zum Absatz von Fernwärme liegen bundeslandspezifische Daten vor, die durch das Statistische Landesamt erhoben werden. Aufgrund der Erfassungsgrenzen der amtlichen Statistik wird der Bereich der dezentralen Nahwärmenetze statistisch nicht erfasst, weshalb keine Aussagen zum Gesamtbestand der Wärmenetze in Baden-Württemberg getroffen werden können.

Der Aus- und Neubau von Wärmenetzen wird seit einigen Jahren durch die Bereitstellung von Fördergeldern im Rahmen des Marktanzreizprogramms (MAP) der KfW-Bankengruppe sowie im Rahmen der KWKG-Förderung des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) unterstützt. Auf Basis der im Rahmen der Förderanträge erfassten Daten ist die Zubauentwicklung der vergangenen Jahre für Baden-Württemberg darstellbar (Tabelle 9).

Seit 2009 wurden rund 1.600 Trassenkilometer Wärmenetze in Baden-Württemberg neu gebaut. Der Zubau von Wärmenetzen ist nach ersten Zahlen des Marktanzreizprogramms (MAP) im Jahr 2019 wieder gestiegen.



Bild: Freepic Premium, user6393596

Tabelle 9: Geförderte Trassenkilometer von Wärmenetzen in Baden-Württemberg nach Förderjahren. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [114, 115].

[KM]	MAP (KfW)	KWKG (BAFA)*
2009	118	17
2010	100	53
2011	130	36
2012	100	69
2013	121	74
2014	115	113
2015	58	66
2016	59	83
2017	38	76
2018	27	85
2019**	55	k.A.

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

** Zu den geförderten Wärme- und Kältenetzen im Rahmen des KWKG liegen aktuell nur ungeprüfte Angaben für 2019 vor, die deshalb nicht genutzt werden können.

Laut den Angaben des Energieeffizienzverbandes für Wärme, Kälte und KWK e. V. (AGFW) [116] liegt die Trassenlänge der Fernwärmenetze in Baden-Württemberg in einer Größenordnung von insgesamt 1.900 km, die nutzbare Wärmeabgabe lag 2018 bei 33 PJ (9,2 TWh)¹⁹.

Das Land Baden-Württemberg fördert ergänzend zu den oben angeführten Bundesförderprogrammen die Installation von Wärmenetzen mit zusätzlich Mitteln beziehungsweise Informationsangeboten. Mit einem im Februar 2016 aufgelegten Programm werden Investitionen in energieeffiziente Wärmenetze unter Nutzung von erneuerbaren Energien, industrieller Abwärme und hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung gefördert. Zum Stand Oktober 2020 wurden im Rahmen des Investitionsförderprogramms Wärmenetze mit einer Trassenlänge von 164 km gefördert, davon entfallen 139 km auf Wärmenetze mit Beteiligung von erneuerbaren Energien. Weitere Bausteine des Förderprogramms umfassen die Erstellung von kommunalen Wärmeplänen beziehungsweise Beratungsinitiativen. Darüber hinaus werden im Rahmen des Wettbewerbs „Klimaschutz mit System“ unter

anderem auch Wärmenetze im kommunalen Rahmen gefördert. Bis zum Stand Oktober 2020 konnten somit durch das Programm „Klimaschutz mit System (KmS)“ insgesamt 15 Projekte im Bereich der Wärmenetze gefördert werden, dabei wurden insgesamt 11,97 Millionen Euro EU- und Landesmittel bewilligt (im Unterschied zum Bericht des Vorjahres umfasst die genannte Fördersumme ausschließlich die Wärmenetze und nicht die Erzeugungsanlagen). Weiterhin unterstützt das Kompetenzzentrum Wärmewende der Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg (KEA) die stärkere Verbreitung der netzgebundenen Wärmeversorgung. In diesem Zusammenhang werden neben Informationsmaterial für Bürger/Kunden sowie Wärmenetzbetreiber auch kostenfreie Initialberatungen angeboten, um verschiedenen Optionen und Techniken einer netzgebundenen Wärmeversorgung aufzuzeigen und die Entscheidungsfindung zu unterstützen.

Mit dem Bundesförderprogramm „Abwärmennutzung in gewerblichen Unternehmen“ werden Maßnahmen zur Vermeidung von Abwärme oder deren Nutzung gefördert. In den Jahren 2016 bis 2019 wurden insgesamt rund 300 Vorhaben in Baden-Württemberg gefördert. Insgesamt werden damit rechnerisch rund 860 GWh Endenergie pro Jahr eingespart, davon knapp 750 GWh Brennstoffe und rund 110 GWh Strom.

¹⁹ Da die Erfassung der Daten auf einer sich ändernden Teilnehmerstruktur basiert, sind Änderungen zwischen den Jahren oft auch auf einen geänderten Teilnehmerkreis zurückzuführen; das Ausmaß des Einflusses dieses Effekts kann jedoch nicht quantifiziert werden. Aus diesem Grund wird an dieser Stelle auf die Darstellung von Zeitreihen mit den AGFW-Daten verzichtet. Da die AGFW-Zahlen nicht auf einer Vollerhebung basieren, liegen sie niedriger als die Angaben des Statistischen Landesamtes, das für 2018 rund 41 PJ Fernwärmenutzung ausweist.

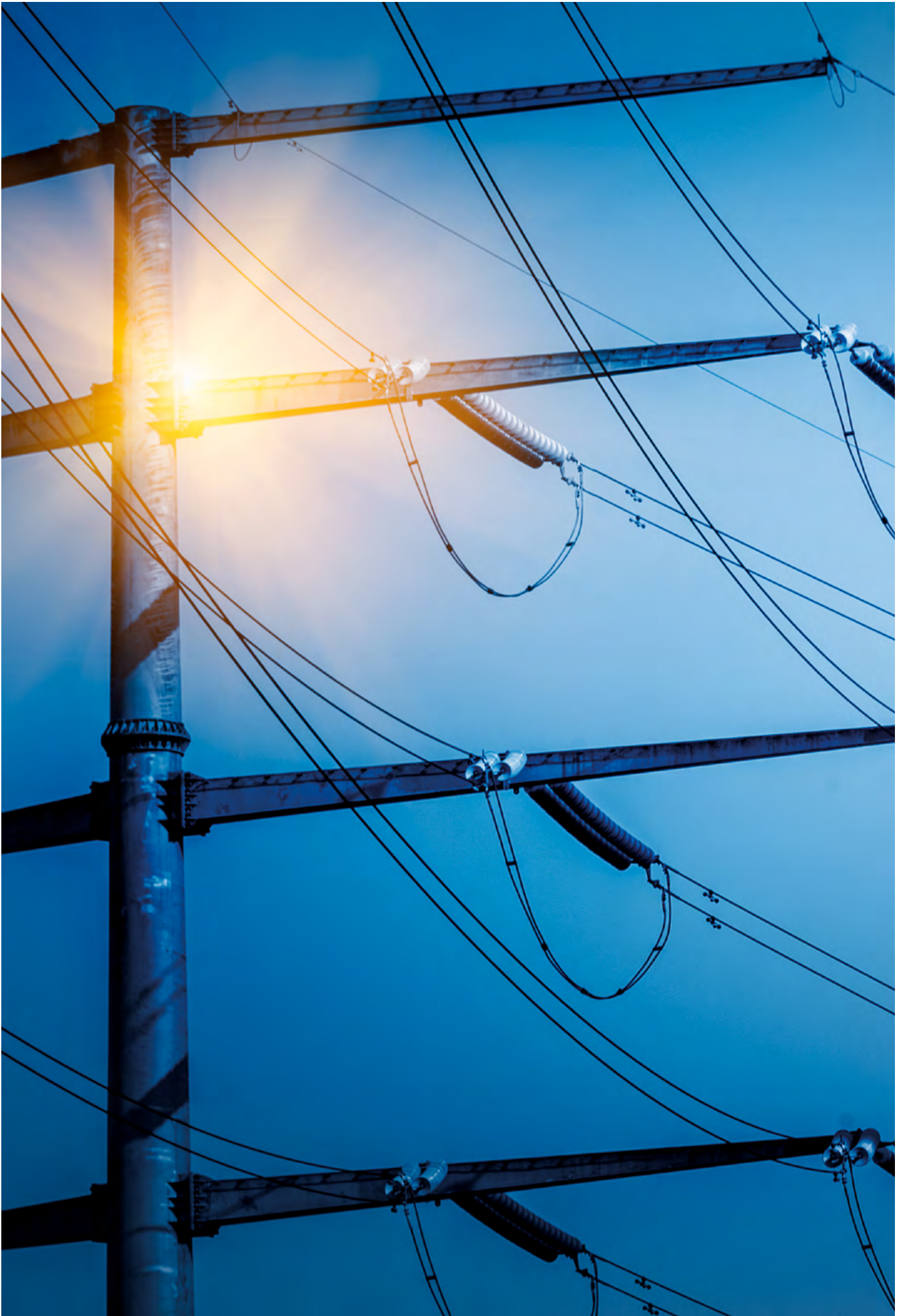



Bild: Freepic Premium, fanjianhua

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

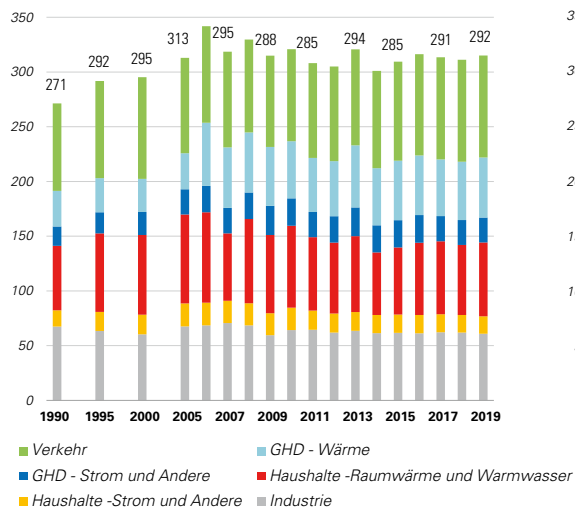
 Energieeffizienz stellt einen wesentlichen Bestandteil von Energie- und Klimaschutzstrategien auf EU-/Bundes- und Landesebene dar. Ende 2019 erfolgte die Verabschiedung der Energieeffizienzstrategie 2050 (EffSTRA) durch die Bundesregierung [117]. Demnach soll eine Minderung des Primärenergieverbrauchs um 30 Prozent bis zum Jahr 2030 gegenüber 2008 erreicht werden, damit wird die übergeordnete Zielsetzung des Energiekonzepts im Effizienzbereich (Halbierung des Primärenergieverbrauchs bis 2050 beziehungsweise einer Minderung um 20 Prozent bis zum Jahr 2020 gegenüber dem Ausgangsjahr 2008) um einen Zielwert für 2030 ergänzt. So soll ein angemessener Beitrag zur novellierten EU-Energieeffizienz-Richtlinie (Minderung des Energieverbrauchs um 32,5 Prozent bis 2030 gegenüber einer prognostizierten Referenzentwicklung) sichergestellt werden. Die erforderlichen Maßnahmen zur Zielerreichung in 2030 mit Fokus auf den Endenergieverbrauch bündelt der neue Nationale Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE 2.0). Der Plan enthält neben den effizienzbezogenen Maßnahmen des Klimaschutzprogramms 2030 weitere Maßnahmen, die noch in dieser Legislaturperiode angegangen werden sollen. Insgesamt sollen etwa 300 TWh zusätzliche Primärenergie ein-

gespart werden. Ein jährliches Monitoring der Maßnahmen des NAPE 2.0 stellt die Basis für etwaige Nachsteuerungen dar, eine grundlegende Evaluierung des NAPE 2.0 ist im Jahr 2023 vorgesehen. Ende Mai 2020 startete zudem als Teil der Energieeffizienzstrategie der Dialogprozess „Roadmap Energieeffizienz 2050“, im Rahmen dessen Stakeholder Reduktionspfade zur Zielerreichung im Jahr 2050 diskutieren und Vorschläge zur Realisierung erarbeiten. Umfassende Effizienzanstrengungen sind auch auf Landesebene erforderlich, um einen wesentlichen Beitrag zu den Bundes- und EU-Zielen zu leisten.

4.1 ENTWICKLUNG DES ENDENERGIEVERBRAUCHS

Der Endenergieverbrauch im Jahr 2019 ist um gut 1 Prozent gegenüber dem Vorjahr auf 292 TWh gestiegen. Die Entwicklung des Endenergieverbrauchs in Baden-Württemberg ist in Abbildung 13 nach Sektoren (links) und nach Energieträgern (rechts) dargestellt. Bis einschließlich 2018 liegen amtliche Daten des Statistischen Landesamtes vor, die aktuellen Entwicklungen für das Jahr 2019 wurden anhand von eigenen Berechnungen ergänzt.

ENDENERGIEVERBRAUCH NACH SEKTOREN [TWh/a]



ENDENERGIEVERBRAUCH NACH ENERGIETRÄGERN [TWh/a]

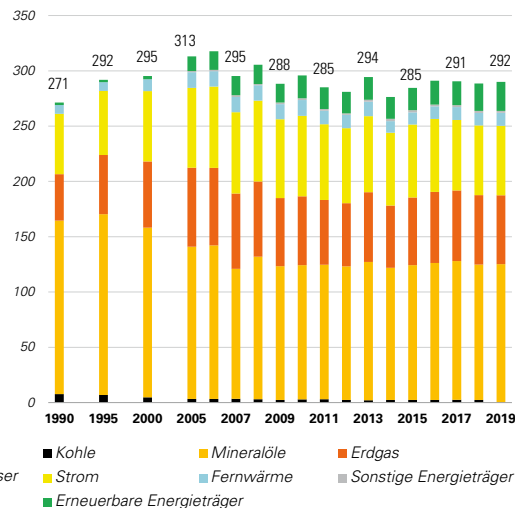


Abbildung 13: Entwicklung des Endenergieverbrauchs in Baden-Württemberg nach Sektoren²⁰ (links) und nach Energieträgern (rechts) im Zeitraum von 1990 bis 2019. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [73, 118]. Werte 2018 vorläufig, 2019 geschätzt.

Die Entwicklung ist insbesondere dem aufgrund der im Vergleich zum Vorjahr kühleren Witterung im Jahr 2019 höheren Energieverbrauch zur Wärmebereitstellung zuzurechnen, im Verkehrsbereich ist von einem konstanten Verbrauch auszugehen [118]. Das vergleichsweise niedrige Wirtschaftswachstum von 0,1 Prozent (preisbereinigt und verkettet) [119] führte zu einem Verbrauchsrückgang in der Industrie. Eine etwas kühlere Witterung sowie die Aufstockung der Heizölbestände aufgrund leicht gesunkener Brennstoffpreise führte zu einem Anstieg des Absatzes von Mineralöl, der tatsächliche Verbrauch dürfte etwas niedriger ausgefallen sein. Die Entwicklung der überwiegenden Heizenergie im Neubau weist mit einem Anteil erneuerbarer Energien von 69 Prozent im Jahr 2019 einen deutlichen Zuwachs von 9 Prozentpunkten gegenüber dem Vorjahr auf, entsprechend rückläufig ist der Einsatz von Erdgas (22 Prozent) [120]. Der Anteil von Neubauten beträgt jedoch nur 0,6 Prozent am Bestand von Wohngebäuden [121]. Vor dem Hintergrund der oft begrenzten Einsatzmöglichkeiten von erneuerbaren Energien im Gebäudebestand verdeutlicht dies die Bedeutung von Effizienzmaßnahmen.

Nach ersten Schätzungen des Statistischen Landesamtes lag der Kraftstoffverbrauch auf dem Vorjahresniveau [118]. Gegenüber dem Jahr 2010 entspricht dies damit jedoch weiterhin einem um rund 11 Prozent höheren Verbrauchsniveau.

Der rückläufige Stromverbrauch ist vor allem auf den Verbrauchsrückgang in der Industrie aufgrund der abgeschwächten Konjunktur zurückzuführen. Hinsichtlich der statistischen Erfassung des Stromverbrauchs ist anzumerken, dass diese zunehmend ungenauer wird, vergleiche hierzu Abschnitt 2.4.

Infolge der Corona-Pandemie ist der Energieverbrauch im ersten Halbjahr 2020 deutlich geschrumpft. Nach Angaben der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen sank der Primärenergieverbrauch in Deutschland im ersten Halbjahr 2020 gegenüber dem Vorjahreszeitraum um 8,8 Prozent auf 5.961 PJ [122]. Für das Gesamtjahr rechnet die Arbeitsgemeinschaft mit einem Rückgang zwischen 7 und 12 Prozent – je nach Verlauf der Pandemie.

²⁰ Die Aufteilung der Sektoren Gewerbe, Handel und Dienstleistungen sowie Haushalte nach Wärme und Strom unterliegt gewissen Ungenauigkeiten aufgrund des Einsatzes von Strom zur Wärmebereitstellung (siehe hierzu auch Kapitel 5.2).

Die gesundheitspolitischen Maßnahmen hatten im zweiten Quartal 2020 weite Teile des gesellschaftlichen Lebens lahmgelegt und zum stärksten Wirtschaftseinbruch in Deutschland seit dem Zweiten Weltkrieg geführt – minus 11 Prozent gegenüber dem zweiten Quartal 2019 [123]. Vor allem der Verbrauch von Kohlen ging in den ersten sechs Monaten des Jahres deutlich zurück: Der Verbrauch von Steinkohle sank um 24,6 Prozent, der von Braunkohle um 35,5 Prozent [122]. Der Einbruch ist dabei keine alleinige Folge der Pandemie, sondern in weiten Teilen auf eine höhere Stromerzeugung aus Wind- und Photovoltaikanlagen und einen Fuel-Switch zu Erdgas zurückzuführen. Auch die Überführung weiterer Braunkohlekraftwerksblöcke in die Sicherheitsbereitschaft trug zum Rückgang des Kohlenverbrauchs bei. Die planmäßige Stilllegung des Kernkraftwerks Philippsburg (KKP 2) zum Jahresende 2019 ließ den Verbrauch von Kernbrennstoffen um 13,1 Prozent sinken. Der Verbrauch von Mineralöl ging um 6,7 Prozent zurück und der von Erdgas um 4,6 Prozent. Lediglich der Verbrauch der Erneuerbaren legte zu: plus 3 Prozent gegenüber dem ersten Halbjahr 2019. Zu den Auswirkungen der Corona-Pandemie auf den Energieverbrauch in Baden-Württemberg liegen noch keine Daten vor.

²¹ Für Energieträger, die keinen Heizwert haben (beispielsweise Wind- und Sonnenenergie, Kernenergie, Stromimport), wird entsprechend der Wirkungsgradmethode ein Wirkungsgrad zugeordnet. Für Kernenergie beträgt dieser 33 Prozent, Wind, Solar und der Import von Strom wird mit 100 Prozent bewertet.

²² Definiert als Quotient aus dem preisbereinigten und verketteten (realen) Bruttoinlandsprodukt mit Referenzjahr 2015 und dem temperaturbereinigten Primärbeziehungswise Endenergieverbrauch. Für Baden-Württemberg sind Angaben zum preisbereinigten und verketteten (realen) Bruttoinlandsprodukt erst ab 1991 verfügbar.

4.2 ENTWICKLUNG DER ENERGIEEFFIZIENZ

ENTWICKLUNG DER GESAMTWIRTSCHAFTLICHEN ENERGIEEFFIZIENZ

Der Primärenergieverbrauch in Baden-Württemberg ist im Jahr 2019 nach ersten Schätzungen um 1,1 Prozent zurückgegangen. Dabei überlagern sich mehrere Einflussfaktoren: Auf der einen Seite der Anstieg des Endenergieverbrauchs, auf der anderen Seite der Einbruch der Stromerzeugung aus Steinkohle, der überwiegend durch den Import von Strom aufgefangen wurde. Dies verstärkt den Rückgang des Primärenergieverbrauchs aufgrund der Bewertung des Stromimports entsprechend der Wirkungsgradmethode²¹.

Absolut konnten primärenergetisch nur geringe Einsparungen gegenüber 1991 erreicht werden, im Endenergieverbrauch liegt sogar ein Anstieg vor. Gleichzeitig zeigen die zugehörigen Produktivitäten²² einen positiven Trend auf (siehe Abbildung 14). Dabei wird allerdings auch auf Landesebene die Bundeszielsetzung einer Endenergieproduktivitätssteigerung um 2,1 Prozent/a (2008 bis 2050) im Zeitraum 2008 bis 2019 mit 1,7 Prozent verfehlt. Auf Bundesebene fielen die Produktivitätssteigerungen mit 1,3 Prozent/a (beobachtet) deutlich geringer aus [124].

Die Entwicklung der Stromproduktivität zeigt – entsprechend des Bundestrends – eine zunehmende Entkopplung von Wirtschaftswachstum und Stromverbrauch (siehe Abbildung 15). Im Rahmen der Sektorenkopplung soll der Einsatz von Strom in Gebäuden, Verkehr und Industrie verstärkt werden (vergleiche Kapitel 5), wobei der Strom in möglichst effizienten Technologien eingesetzt werden muss um den zusätzlichen Bedarf an Strom und mittel- bis langfristig den erforderlichen Ausbau der EE-Stromerzeugung zu begrenzen, dies gilt auch für den klassischen Stromverbrauch.

INDEX ENERGIEPRODUKTIVITÄT [2010 = 100]

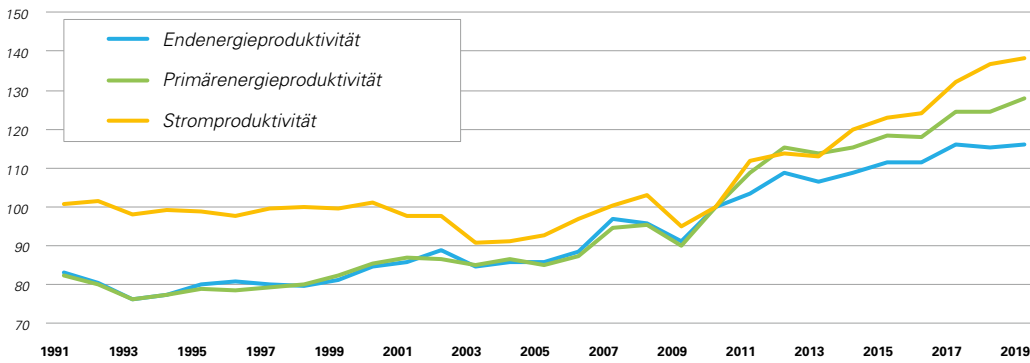


Abbildung 14: Entwicklung der temperaturbereinigten Primär- und Endenergieproduktivität sowie Stromproduktivität in Baden-Württemberg (Index 2010 = 100). Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [73, 119]. Energieverbrauch 2018 vorläufig, 2019 geschätzt.

SEKTORALE ENTWICKLUNG DER ENERGIEEFFIZIENZ

Auch sektoral betrachtet zeigt sich ein zur gesamtwirtschaftlichen Entwicklung ähnlicher Trend. Der Verlauf der Endenergieproduktivität²³ in der Industrie wie auch im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) ist seit 1991 positiv (Abbildung 15). Dabei liegt die absolute Endenergieverbrauchsentwicklung deutlich dahinter zurück; im Sektor GHD liegt das aktuelle Verbrauchsniveau über dem Wert von 1991.

Mit einer Energieproduktivität von rund 700 Euro BWS/GJ im Industriesektor²⁴ im Jahr 2019 weist das Land aufgrund der hohen Bedeutung des vergleichsweise wenig energieintensiven Maschinen- und Fahrzeugbaus in Baden-Württemberg im Vergleich zur Bundesebene mehr als die zweifache Energieproduktivität auf (Bund: rund 290 Euro BWS/GJ (beobachtet) [119, 124]). Aufgrund der konjunkturellen Abkühlung ist die Energieproduktivität in der Industrie im Jahr 2019 leicht gesunken. Im GHD-Sektor bewegt sich die Energieproduktivität mit rund 1.420 Euro BWS/GJ auf etwas niedrigerem Niveau wie auf Bundesebene (1.630 Euro BWS/GJ (beobachtet) [124, 125]).

ENDENERGIEPRODUKTIVITÄT INDUSTRIE UND GHD [EURO BWS/GJ]

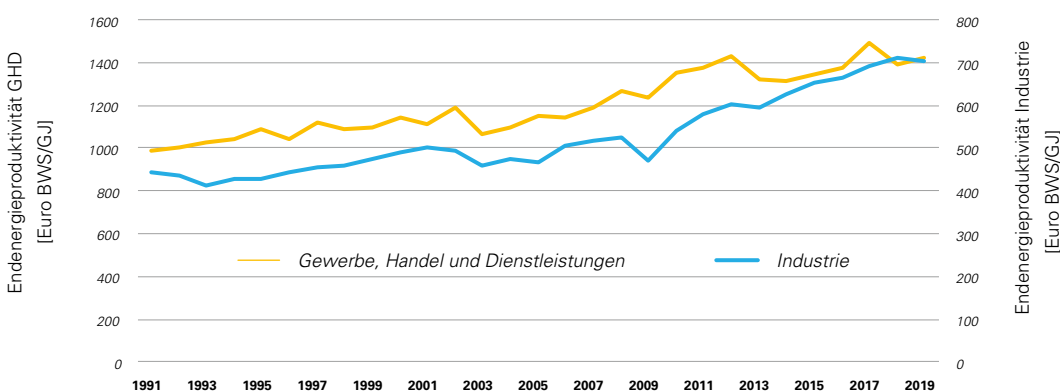


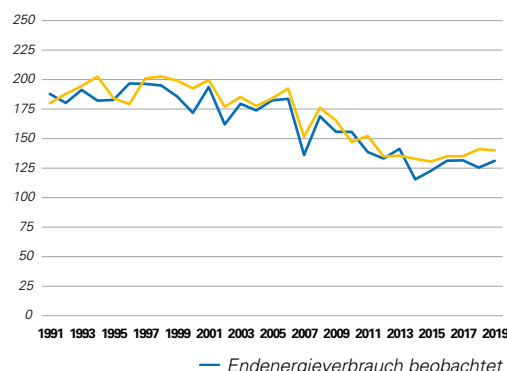
Abbildung 15: Entwicklung der temperaturbereinigten Endenergieproduktivität im Sektor Industrie und im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [73, 125]. Endenergieverbrauch 2018 vorläufig, 2019 geschätzt.

²³ Die Endenergieproduktivität für Industrie und GHD ist jeweils berechnet als Quotient aus der preisbereinigten und verketteten Bruttowertschöpfung mit Bezugsjahr 2015 und dem temperaturbereinigten Endenergieverbrauch.

²⁴ Der Endenergieverbrauch der Industrie bezieht sich auf die Wirtschaftszweige Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden sowie das Verarbeitende Gewerbe. Die preisbereinigte und verkettete Bruttowertschöpfung liegt in einer Zeitreihe seit 1991 jedoch nur für das gesamte produzierende Gewerbe ohne Baugewerbe (einschließlich der Energieversorgung und der Wasserversorgung und Entsorgung vor). Damit wird die Produktivität in einer Größenordnung von etwa 40 Euro BWS/GJ überschätzt.

Während zu Beginn des Jahrtausends deutliche Fortschritte des spezifischen Endenergieverbrauchs zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser²⁵ im Sektor private Haushalte (Endenergieverbrauch bezogen auf die Wohnfläche) zu verzeichnen waren, zeigt sich seit 2012 eine leicht ansteigende Tendenz (vergleiche Abbildung 16 links). Absolut betrachtet ist das Verbrauchsniveau sogar nahezu unverändert zu 1991 (Abbildung 16 rechts).

SPEZIFISCHER VERBRAUCH [kWh/m²]



ABSOLUTER VERBRAUCH [TWh/a]

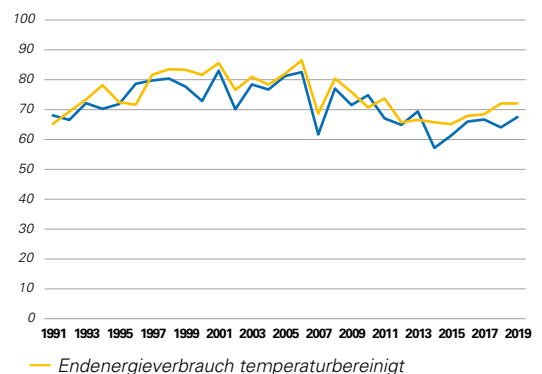


Abbildung 16: Entwicklung des spezifischen und absoluten Endenergieverbrauchs privater Haushalte zur Raumwärme- und Warmwasserbereitung in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [73, 126]. Endenergieverbrauch 2018 vorläufig, 2019 geschätzt.

Effizienzmaßnahmen zielten bislang zumeist auf die Senkung des spezifischen Verbrauchs (Wärmeverbrauch pro Quadratmeter Wohnfläche, Kraftstoffeinsatz pro Kilometer). Absolut konnte jedoch aufgrund von Rebound-Effekten nur ein Teil der spezifischen Minderung erreicht werden. Im Rahmen der Energieeffizienzstrategie wird diese Thematik daher auch im Zusammenhang mit Produktverordnungen und nachhaltigem Verbraucherverhalten adressiert und mit Einführung einer CO₂-Bepreisung sollen zusätzliche Anreize für den effizienten Einsatz von Energie gegeben werden (vergleiche Abschnitt 6.1).

Nachfolgend dargestellt ist die Inanspruchnahme in Baden-Württemberg von bundesweiten Förderprogrammen im Effizienzbereich. Diese geben die Aktivitäten in Anteilen an der Inanspruchnahme der bundesweiten Förderung wieder (Abbildung 17). Das CO₂-Gebäude-

Ursächlich ist primär die stetige Zunahme der Wohnfläche um gut 44 Prozent gegenüber 1991 [126]. Bezogen auf die Einwohnerzahl Baden-Württembergs beträgt die Steigerung pro Kopf 28 Prozent [126, 127]. Die Zunahme der spezifischen Wohnfläche ist neben steigenden Komfortansprüchen auch demografischen Veränderungen und der steigenden Anzahl von Single-Haushalten zuzurechnen.

sanierungsprogramm umfasst unter anderem die KfW-Förderprogramme „Energieeffizienz Bauen und Sanieren“. Hier ist der Anteil Baden-Württembergs an der Inanspruchnahme des Bundes in den Jahren 2016 und 2017²⁶ etwas über dem zu erwartenden Niveau des Bevölkerungsanteils. Seit September 2020 gewährt die L-Bank einen zusätzlichen Tilgungszuschuss auf energetische Sanierungen zum KfW-Effizienzhaus 55 oder 70 in Höhe von 1,5 bis 2,5 Prozent aus Mitteln des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft.

Die Energieberatungen für Wohngebäude überschreiten das Niveau des Bevölkerungsanteils sehr deutlich, hier liegt in den letzten Jahren eine deutliche Zunahme der anteiligen Inanspruchnahme vor. Zum Erfolg beigetragen hat neben der Bedeutung des individuellen Sanierungsfahrplans als Erfüllungsoption des E WärmeG seit 2015 die seit 2013 vom Umwelt-

²⁵ Dargestellt ist der Endenergieverbrauch privater Haushalte abzüglich des Strom- und Kraftstoffverbrauchs, demnach wird die zunehmende Durchdringung von Wärmepumpen nicht berücksichtigt. Nach eigener Abschätzung liegt der Stromverbrauch von Wärmepumpen derzeit in einer Größenordnung von rund 1,1 TWh (vergleiche Abschnitt 5.2).

²⁶ Zum Zeitpunkt der Berichterstellung lagen keine aktuelleren Angaben vor.

ministerium geförderte Personalstelle bei der Verbraucherzentrale Baden-Württemberg (VZ BW), die Trägerin des vom BMWi finanzierten Energieeinsparberatungsprogramms ist. Zunächst diente die Stelle zum Ausbau und zur Unterstützung der Kooperation der regionalen Energieagenturen, die die Bürgerinnen und Bürger beraten, mit der VZ BW bei der Umsetzung des Bundesprojekts. Aufgrund der positiven Erfahrungen in Baden-Württemberg finanziert das BMWi seit 2016 in jedem

Bundesland einen „Regional-Manager“/ eine „Regional-Managerin“. Daher liegt der Schwerpunkt der vom Umweltministerium geförderten Stelle nun auf der Öffentlichkeitsarbeit und dem Beratungsmarketing.

Die Entwicklung der anteiligen Inanspruchnahme der Energieberatungen im Mittelstand ist ebenfalls positiv, hier sind jedoch Daten erst ab dem Förderjahr 2015 verfügbar.

INANSPRUCHNAHME [ANTEIL AN BUND]

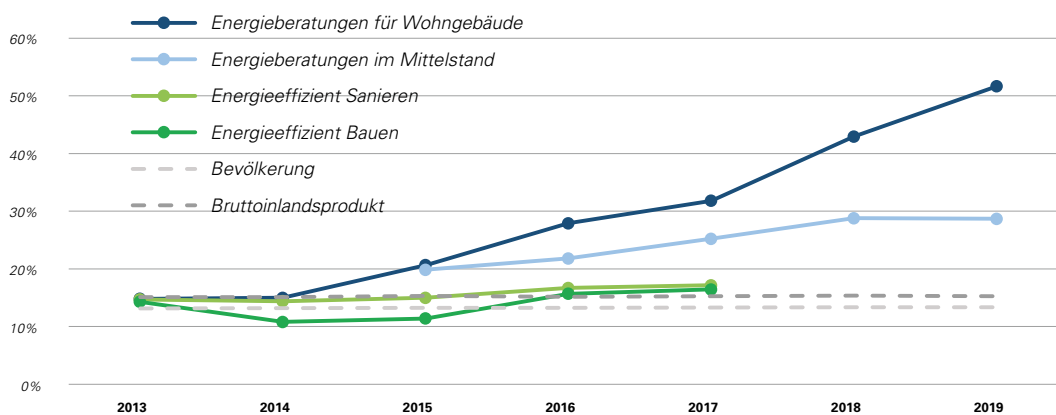


Abbildung 17: Inanspruchnahme von geförderten Bundesberatungen und -förderprogrammen in Baden-Württemberg bezogen auf die bundesweite Inanspruchnahme. Zum Zeitpunkt der Berichterstellung lagen keine aktuelleren Angaben zu den KfW-Förderprogrammen „Energieeffizienz Bauen und Sanieren“ vor. Eigene Darstellung auf Basis der Daten aus [127–132].

Um die Ausschöpfung von Effizienzpotenzialen in Unternehmen, insbesondere in kleinen und mittleren Unternehmen (KMU), zu unterstützen fördert das Umweltministerium gemeinsam mit Mitteln aus dem Europäischen Fonds für Regionale Entwicklung (EFRE) seit 2016 das Programm „Regionale Kompetenzstellen Netzwerk Energieeffizienz“ (KEFF). Das Netzwerk umfasst neben der zentralen Koordinierungsstelle 12 regionale Kompetenzstellen für Energieeffizienz. Die Angebote der regionalen KEFF sind für Unternehmen kostenlos. Seit Projektbeginn konnten sowohl die Anzahl der durchgeführten Initialgespräche (KEFF-Checks) ausgehend von 251 im Jahr 2016 auf 3.165 im Jahr 2019 als auch die erreichten Quoten angestoßener Energieberatungen und Energieeffizienzprojekte deutlich erhöht werden. Über den

Zeitraum 2016 bis 2019 führten rund 11 Prozent der durch die KEFF vermittelten Energieberatungsangebote zu einer Energieberatung, etwa 6,5 Prozent zu einer Maßnahmenumsetzung. [133]

Als weiteres Förderprogramm für Unternehmen ist die Ressourceneffizienzfinanzierung der L-Bank zu nennen. Das bereits seit Jahren vom Umweltministerium finanziell unterstützte Förderprogramm gewährt zinsverbilligte Darlehen für die Anschaffung von energieeffizienten Maschinen und Anlagen, Investitionen in Materialeffizienz, Umwelttechnik sowie effiziente Gebäude. Im Jahr 2019 erhielten über 400 Unternehmen eine Förderzusage mit einem Bewilligungsvolumen von etwa 650 Millionen Euro. [134]

Auf Basis der betrachteten Förderprogramme ist davon auszugehen, dass Baden-Württemberg im Bereich der Beratungen vergleichsweise gut aufgestellt ist. In Zukunft gilt es dieses Monitoring auszubauen, insbesondere um zu einer Einschätzung zu gelangen, inwieweit die Beratungen erfolgreich waren und zur Umsetzung von Einsparmaßnahmen geführt haben.

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

Der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) kommt aufgrund ihrer hohen Effizienz bei der gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung, ihrer Flexibilität und ihrem Beitrag zur Versorgungssicherheit sowie zur Sektorenkopplung eine wichtige Rolle in Baden-Württembergs Energieversorgung zu. Im Rahmen des Kohleausstiegsgesetzes (vergleiche Abschnitt 2.1) erfolgte auch die Novellierung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG). Wesentliche Änderungen betreffen die Verlängerung der KWK-Förderung über 2025 hinaus bis Ende 2029²⁷, die Änderung der Fördersätze und Förderdauer, die Einführung weiterer Boni sowie die Erhöhung des Fördervolumens von 1,5 auf 1,8 Milliarden Euro pro Jahr. Zukünftig wird für Strom aus KWK-Anlagen in innovativen KWK-Systemen

(> 1 MW) ein Bonus abhängig vom Anteil an innovativer erneuerbarer Wärme gewährt. Außerhalb der Südregion wird ein Bonus für elektrische Wärmeerzeuger gezahlt. Zudem wird der Kohleersatzbonus²⁸ auf eine Einmalzahlung von 5 bis 390 Euro/kW in Abhängigkeit des Inbetriebnahmejahrs und Stilllegungsdatums umgestellt. Dabei ist der Bonus nicht mit den Entschädigungszahlungen für Braunkohleanlagen beziehungsweise einem Steinkohlezuschlag im Rahmen des Kohleausstiegsgesetzes kombinierbar. Zusätzlich zum KWK-Zuschlag wird der Südbonus in Höhe von 60 Euro/kW für Neuanlagen, Modernisierungen oder Nachrüstungen von KWK-Anlagen in der Südregion bei Baubeginn nach dem 31.12.2019 und vor dem 31.12.2026 gewährt.

In Tabelle 10 ist die Entwicklung der Stromerzeugung aus KWK-Anlagen, einschließlich der Biomasse-KWK-Anlagen, dargestellt. In der allgemeinen Versorgung ist die KWK-Stromerzeugung im Jahr 2019 wieder gestiegen. In der Industrie bewegt sich die KWK-Stromerzeugung nach ersten Schätzungen leicht unterhalb des Vorjahresniveaus. Insgesamt stieg die KWK-Stromerzeugung in Baden-Württemberg auf 8,4 TWh.

Tabelle 10: Entwicklung der KWK-Nettostromerzeugung nach Erzeugungsbereichen und des KWK-Anteils in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [73, 135–137] sowie eigenen Berechnungen.

[GWH/A]	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019*
Allgemeine Versorgung	4.027	3.810	4.442	3.981	3.705	4.335	4.493	3.918	4.275	4.155	3.557	3.750
Industrie >1 MW	1.856	1.413	1.658	1.490	2.020	2.058	2.315	2.263	2.792	2.808	2.245	2.178
fossile Anlagen < 1 MW	449	523	580	662	760	838	1.006	1.121	1.308	1.395	1.467	1.546
Biomasse < 1 MW	372	564	634	609	658	707	838	919	920	917	927	935
SUMME	6.703	6.310	7.313	6.743	7.142	7.937	8.651	8.221	9.295	9.275	8.195	8.409
Anteil an der Nettostromerzeugung (%)	10,6	10,2	11,8	12,0	13,0	13,7	15,1	13,8	15,7	16,3	13,9	15,4
Anteil am Bruttostromverbrauch (%)	8,2	7,9	9,0	8,8	9,4	10,3	11,7	11,1	12,5	12,8	11,5	12,0

*Im Jahr 2019 Angaben zur allgemeinen Versorgung vom Statistischen Landesamt, weitere Werte geschätzt

²⁷ Fördervoraussetzung sind Aufnahme des Dauerbetriebs oder ein Zuschlag in der Ausschreibung bis Ende 2029. Für Anlagen bis 50 MW ist allerdings eine Evaluierung im Jahr 2022 vorgesehen, auf deren Basis sich die Regierung eine Änderung der Förderbedingungen zum 01.01.2026 vorbehält.

²⁸ Ersatz von kohlebefeuelten KWK-Anlagen durch eine KWK-Anlage die Biomasse, Abwärme, Abfall, gasförmige oder flüssige Brennstoffe zur Stromerzeugung einsetzt.

Der Anteil an der Nettostromerzeugung erhöhte sich – auch aufgrund der rückläufigen Bruttostromerzeugung insgesamt (vergleiche Abschnitt 2.4) auf gut 15 Prozent (siehe Tabelle 10 und Abbildung 18).

Die Wärmeauskopplung aus KWK-Anlagen lag ersten Schätzungen zu Folge auf dem Vorjahresniveau von rund 20 TWh (vergleiche Abbildung 19).

KWK-NETTOSTROMERZEUGUNG [GWh/a]

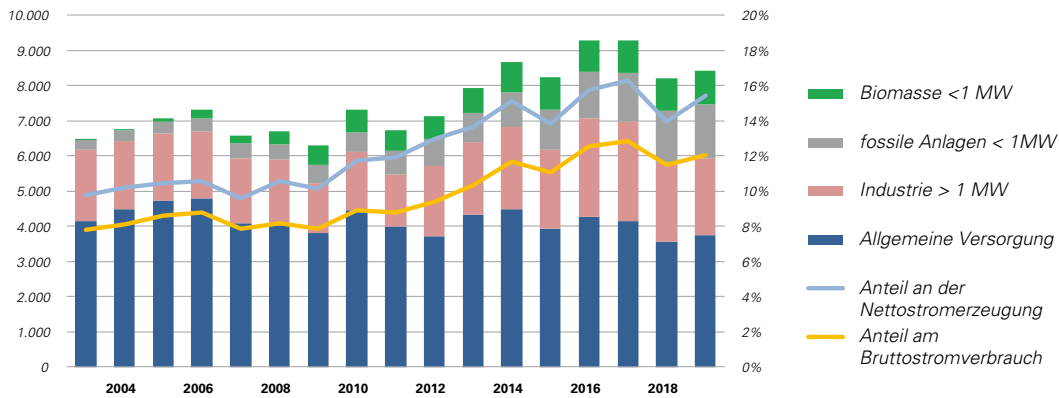


Abbildung 18: Entwicklung der KWK-Nettostromerzeugung nach Erzeugungsbereichen und des KWK-Anteils in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [73, 135, 136, 138] sowie eigenen Berechnungen. Im Jahr 2019 Angaben zur allg. Versorgung vom Statistischen Landesamt, weitere Werte geschätzt.

KWK-NETTOWÄRMEERZEUGUNG [GWh/a]

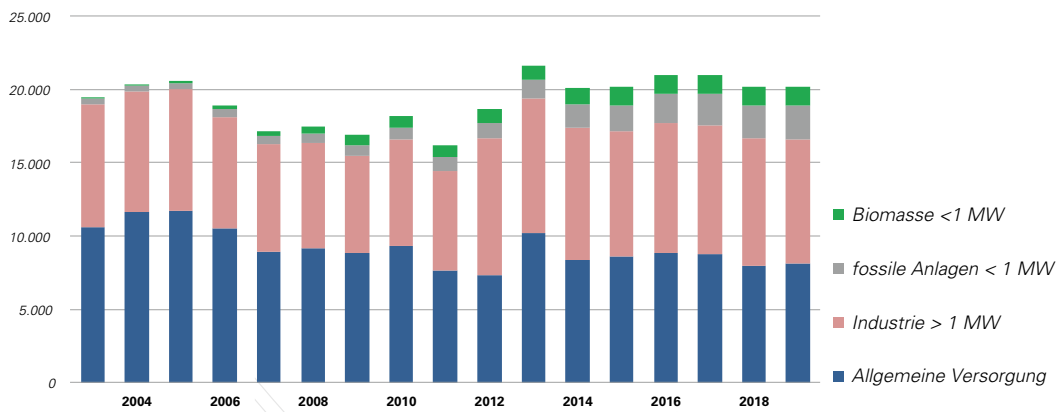


Abbildung 19: Entwicklung der KWK-Wärmeerzeugung nach Erzeugungsbereichen in Baden-Württemberg. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [73, 135, 136, 138] sowie eigenen Berechnungen. Im Jahr 2019 Angaben zur allg. Versorgung vom Statistischen Landesamt, weitere Werte geschätzt.

Für neue beziehungsweise modernisierte KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung zwischen 1 und 50 MW wird die Höhe der finanziellen Förderung seit Dezember 2017 im Rahmen eines Ausschreibungsverfahrens ermittelt. Jährlich werden ab 2018 insgesamt 200 MW (Ausschreibungsvolumen 100 MW im Startjahr 2017) ausgeschrieben, wovon 50 MW für innovative KWK-Anlagen (zum Beispiel flexible Anlagen mit Solarthermie beziehungsweise Wärmepumpen) vorgesehen sind. Der in den KWK-Anlagen erzeugte Strom darf grundsätzlich nicht zur Eigenversorgung genutzt werden, sondern muss vollständig eingespeist werden.

In den vergangenen sechs Runden der KWK-Ausschreibungen konnte sich Baden-Württemberg Zuschläge mit einer Leistung von insgesamt rund 43 MW_{el} sichern (Tabelle 11), darunter eine Anlage mit über 20 MW_{el} am Standort Ulm. Trotz der im Vergleich zur normalen KWK-Ausschreibung deutlich höheren Zuschlagswerte waren die Ausschreibungen für innovative KWK-Anlagen teilweise deutlich unterzeichnet. Gemessen am bundesweiten Zuschlagsvolumen wurde anteilig weniger Leistung in den Ausschreibungen innovativer KWK-Systeme für Anlagen in Baden-Württemberg bezuschlagt.

Tabelle 11: Übersicht über die Ausschreibungen für KWK-Anlagen und innovative KWK-Systeme. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [137–139].

GEBOTSTERMIN	DEUTSCHLAND		BADEN-WÜRTTEMBERG	
	Ausschreibungsvolumen [MW _{el}]	Zuschläge [MW _{el}]	Zuschläge [MW _{el}]	Anteil Zuschläge BW an D
KWK-ANLAGEN				
Dez. 2017	100	82	4	5%
Jun. 2018	93	91	2	2%
Dez. 2018	77	100	21	21%
Jun. 2019	51	46	-	-
Dez. 2019	80	54	8	15%
Jun. 2020	75	69	2	3%
INNOVATIVE KWK-SYSTEME				
Jun. 2018	25	21	-	-
Dez. 2018	29	13	2	16%
Jun. 2019	30	22	4	18%
Dez. 2019	25	21	-	-
Jun. 2020	29	26	-	-
Summe / Mittelwert		545	43	8%

4.4 ENTWICKLUNG DER ERNEUERBAREN ENERGIEN IM WÄRMESEKTOR

Der Ausbau der erneuerbaren Energien ist neben Aktivitäten zur Minderung des Heizwärmebedarfs ein wichtiger Teil der Energiewende und Klimaschutzpolitik im Wärmesektor.

Abgesehen von witterungsbedingten Schwankungen ist der Beitrag der erneuerbaren Energien in den vergangenen Jahren tendenziell gewachsen und deckt nun rund 16 Prozent des Endenergieverbrauchs zur Wärmebereitstellung (Abbildung 20).

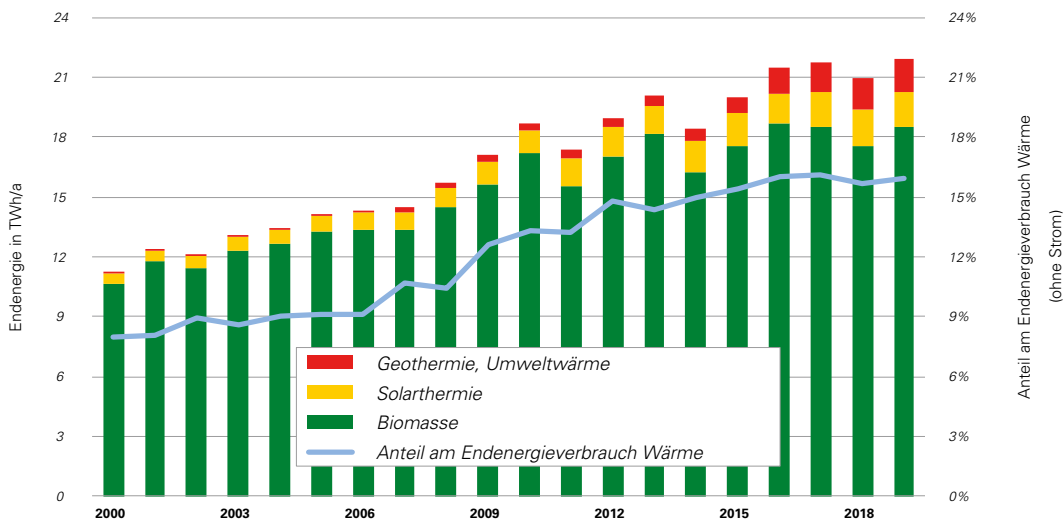


Abbildung 20: Entwicklung des Beitrags der erneuerbaren Energien zur Wärmebereitstellung im Zeitraum von 2000 bis 2019 in absoluten Werten (Säulen) sowie als Anteil am gesamten Endenergieverbrauch zur Wärmebereitstellung ohne Strom (Linie). Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [70].

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

Der Bruttozubauf von Solarwärmeanlagen ist gegenüber dem Vorjahr erneut zurückgegangen. Unter Berücksichtigung des Rückbaus ist der Anlagenbestand gegenüber dem Vorjahr unverändert. Die Ausbaudynamik in diesem Bereich ist weiterhin und zunehmend unzureichend, sowohl hinsichtlich des Beitrags zum Klimaschutzziel als auch hinsichtlich des vorhandenen Potenzials. Dies ist einerseits durch fehlende Preissenkungen beziehungsweise ökonomische Anreize aus Sicht der Endkunden durch unverändert hohe Anschaffungskosten zu begründen. Die Anreize zur Investition in Solarwärmeanlagen sind zu einem großen Teil

abhängig von der Höhe der fossilen Energiepreise (vergleiche dazu auch Kapitel 6.1) und damit sehr volatil. Solarthermie muss jedoch angesichts der begrenzten Verfügbarkeit von Biomasse zukünftig zu einem wesentlich stärkeren Teil zur Wärmebereitstellung beitragen. Bislang werden Solarwärmeanlagen in Deutschland und Baden-Württemberg fast ausschließlich im Kleinanlagensegment errichtet. Zu beobachten sind jedoch zunehmende Aktivitäten im Großanlagensegment. So sind in Baden-Württemberg mittlerweile Anlagen zur Nutzung von solarer Nah- und Fernwärme mit einer Kollektorfläche von insgesamt rund 45.000 m² installiert. Dies entspricht fast der Hälfte der deutschlandweit in diesem Segment verbauten Kollektorfläche (Abbildung 21). Weitere drei Großanlagen in Baden-Württemberg mit insgesamt über 6.000 m² Kollektorfläche befinden sich im konkreten Planungs- beziehungsweise Realisierungsstadium.



Bild: UM/em-werbung.com, Kevin Bitz

Bei Nichtwohngebäuden kann ein Sanierungsfahrplan zur vollständigen (ersatzweisen) Erfüllung der gesetzlichen Vorgaben (EWärmeG) herangezogen werden. Der Sanierungsfahrplan zeigt auf, wie im jeweiligen Gebäude unter Berücksichtigung von baulichen, baukulturellen und persönlichen Ausgangsbedingungen des Gebäudeeigentümers beziehungsweise -nutzers die langfristigen Erfordernisse der Energieeinsparung erreicht werden können.

Der Sanierungsfahrplan soll für eine energetische Gebäudesanierung sensibilisieren und motivieren. Der Bund hat zum 1. Juli 2017 einen dem BW-Modell sehr ähnlichen individuellen Sanierungsfahrplan eingeführt (iSFP). Dieser erfüllt die Anforderungen einer BAFA-vor-Ort-Beratung.

Mit der Verabschiedung des Gebäudeenergiegesetzes am 18.06.2020 wurden das Energieeinsparungsgesetz (EnEG), die Energieeinsparverordnung (EnEV) und das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) zusammengeführt. Mit dem Gesetz soll ein einheitliches Regelwerk für die energetischen Anforderungen von Neu- und Bestandsbauten und zum Einsatz erneuerbarer Energien

zur Wärme- und Kälteversorgung geschaffen werden. Im Hinblick auf die Gesamtenergieeffizienz der Gebäude wird das bisherige Anforderungsniveau im Wesentlichen beibehalten²⁹. Das Gesetz trat zum 01.11.2020 in Kraft. Neu ins Gesetz aufgenommen wurde die im Klimaschutzprogramm 2030 vereinbarte Festlegung, dass ab 2026 nur dann ein alter öl- oder kohlebefeuertter Heizkessel erneuert werden darf, wenn der Wärme- beziehungsweise Kältebedarf anteilig durch erneuerbare Energien gedeckt wird. Neu ist auch die bis Ende 2023 befristete „Innovationsklausel“, in deren Rahmen alternativ der Nachweis nicht über den Primärenergiebedarf, sondern über die Treibhausgasemissionen geführt werden kann. Darüber hinaus ist es bis Ende 2025 möglich, im Gebäudebestand mehrere Gebäude beziehungsweise einzelne Quartiere gemeinsam zu betrachten. Dies soll der Stärkung von Quartierskonzepten und gemeinsamer Wärmeversorgung dienen. Weiterhin gilt gebäudenah erzeugter Strom aus erneuerbaren Energien nun als Erfüllungsoption für Neubauten. Mit dem Gesetz eingeführt wurde weiterhin eine alternative Möglichkeit der Nachweisführung für Wohngebäude (Modellgebäudeverfahren).

²⁹ Einzelne Regelungen enthalten auch Aufweichungen der bisherigen Anforderungen.

5. Sektorenkopplung

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

5.1 STROMEINSATZ IM VERKEHR

Die strombasierten Dekarbonisierungsoptionen im Verkehr weisen hinsichtlich Stromeinsatz, Energiedichte und Speicherung spezifische Vor- und Nachteile auf (vergleiche hierzu die Ausführungen im Monitoringbericht 2018).

Um das Ziel der Bundesregierung von 7 bis 10 Millionen Elektrofahrzeugen im Jahr 2030 zu erreichen und damit einen wesentlichen Beitrag zur THG-Minderung im Verkehr zu leisten, erfolgte im November 2019 die Verlängerung und Erhöhung der Kaufprämie des 2016 eingeführten Umweltbonus. Seit Anfang Juli wird zudem bis Ende 2021 die „Innovationsprämie“ gewährt, damit erfolgt die Verdopplung des staatlichen Anteils. Bereits Ende August zeigt sich mit 92.097 eine deutliche Steigerung der Antragszahlen zum Vorjahr (Gesamtjahr 2019: 73.081), allein im August 2020 gingen 22.784 Anträge ein [141]. Seit Einführung der Prämie im Jahr 2016 wurden 257.046 Anträge auf Förderung eines Elektro, Plug-in-Hybrid oder Wasserstofffahrzeugs gestellt, darunter circa 161.164 (63 Prozent) für reine Batterieelektrische Fahrzeuge. Die meisten Anträge auf Umweltboni sind Nordrhein-Westfalen (67.738), gefolgt von Bayern (47.500) und Baden-Württemberg (41.154) zuzuordnen, wobei in Baden-Württemberg die Verteilung auf reine Elektrofahrzeuge (62 Prozent), Plug-In Hybride (38 Prozent) und nur eine geringe Anzahl an Brennstoffzellenfahrzeugen (20 Fahrzeuge) derjenigen auf Bundesebene entspricht [142].

Zum Jahresende 2019 waren in Baden-Württemberg rund 46.000 mehrspurige Elektrofahrzeuge zugelassen, davon knapp 25.000 Elektro-Pkw und 19.000 extern aufladbare Hybride (Abbildung 22) [143, 144]. Jedoch befinden sich die E-Fahrzeugzahlen immer noch auf sehr niedrigem Niveau: Der Anteil an der Pkw-Bestandsflotte in Baden-Württemberg liegt bei lediglich 0,45 Prozent [144]. An den Pkw-Neuzulassungen

im Jahr 2019 beträgt der Anteil 3,5 Prozent [143]. Damit liegt die Fahrzeugdurchdringung in Baden-Württemberg mit Elektrofahrzeugen bei den Pkw-Neuzulassungen über dem Bundesniveau (Bund: 3,0 Prozent mit rund 109.000 Fahrzeugen) beim Pkw-Bestand jedoch leicht unter dem Bundesniveau (Bund: 0,5 Prozent mit rund 239.000 Fahrzeugen). Letzteres ist einer höheren PKW-Durchdringung in Baden-Württemberg (610 Kfz pro 1.000 Einwohner) gegenüber dem Bund (570 Kfz pro 1.000 Einwohner) zuzurechnen.

Neben mehrspurigen Elektrofahrzeugen werden auch zunehmend Zweiräder mit Elektroantrieb eingesetzt (in Abbildung 22 sind ausschließlich Zweiräder mit Kennzeichen³⁰ erfasst). Insgesamt waren Ende 2019 knapp 21.000 Zweiräder mit Elektroantrieb (E-Krafträder und Zweiräder mit Kennzeichen) im Einsatz.

Mit rund 58 GWh beziehungsweise einem Anteil von unter einem Promille am Bruttostromverbrauch liegt der Stromverbrauch der Elektrofahrzeuge heute noch auf vernachlässigbar niedrigem Niveau.

STROMVERBRAUCH UND ANZAHL VON ELEKTROFAHRZEUGEN IN BW [GWh BEZIEHUNGSWEISE 1.000]

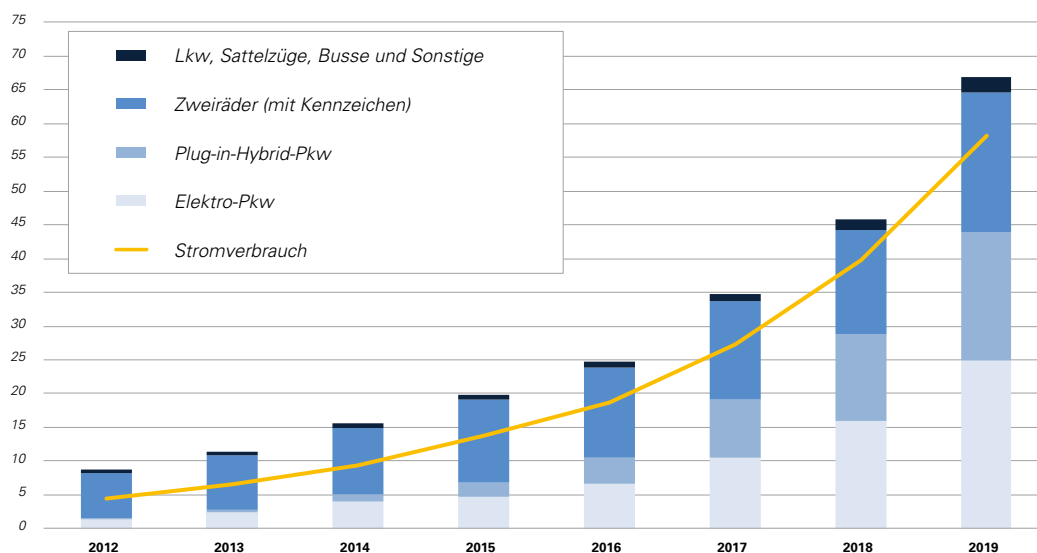


Abbildung 22: Entwicklung der Elektrofahrzeuge und des Stromverbrauchs in Baden-Württemberg. Eigene Berechnung ZSW auf Basis von Daten aus [143, 144].

Die Verteilung der Elektro-Pkw auf Stadt- und Landkreise in Baden-Württemberg weist höhere Bestandszahlen in Stuttgart sowie den angrenzenden Landkreisen auf (siehe Abbildung 24 links). Zudem weist der Rhein-Neckar-Kreis zusammen mit Karlsruhe und Heilbronn eine vergleichsweise hohe Anzahl an Fahrzeugen auf. Bezogen auf den Pkw-Bestand führt ebenfalls Stuttgart mit einem Anteil von 1,7 Prozent an der Bestandsflotte, gefolgt von Böblingen (1,4 Prozent) und

dem Rhein-Neckar-Kreis (0,9 Prozent). Die Anzahl der Ladepunkte je Gemeinde zeigt erwartungsgemäß in den Städten eine Häufung der Ladepunkte (vergleiche Abbildung 24 rechts). Stuttgart weist mit rund 420 Ladepunkten mit deutlichem Abstand die höchste Anzahl auf. Nach Angaben des BDEW sind rund 4.950 öffentlich zugängliche Ladepunkte in Baden-Württemberg installiert (Stand April 2020).

³⁰ Bei sogenannten E-Bikes ist, im Unterschied zu Pedelcs, die Motorunterstützung nicht auf 25 km/h und der Motor nicht auf 250 W begrenzt.

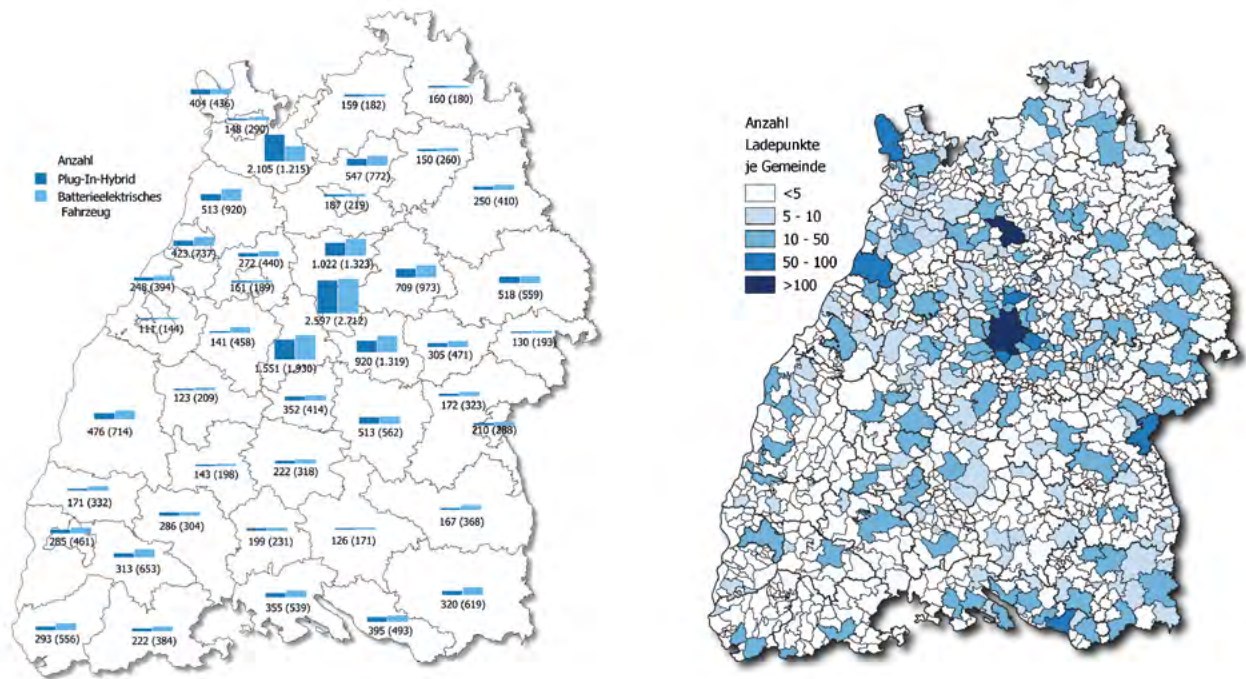


Abbildung 23: Anzahl der Elektrofahrzeuge (Plug-in Hybrid und rein batterieelektrische Pkw) in den Stadt- und Landkreisen Baden-Württembergs (Stand: 1. Januar 2020) (links) sowie öffentlich zugängliche Ladepunkte für Elektrofahrzeuge je Gemeinde in Baden-Württemberg (Stand: April 2020) (rechts). Eigene Darstellung auf Basis der Daten aus: [145, 146] und Kartenmaterial © GeoBasis-DE / BKG 2018.

5.2 STROMEINSATZ IM WÄRMESEKTOR

Im Gegensatz zum Verkehrssektor ist der Stromeinsatz im Wärmesektor bereits weiter fortgeschritten. Ein größerer Teil entfällt auf bereits langfristig bestehende Nutzungsarten wie die Bereitstellung von Prozesswärme in der Industrie oder in Form ineffizienter Direktheizungen (Nachtspeicherheizungen). Aktuelle Zahlen zu Nachtspeicherheizungen liegen nicht vor, ältere Angaben aus dem Jahr 2007 weisen jedoch aus, dass in mehr als 300.000 Wohneinheiten in Baden-Württemberg Elektroheizungen genutzt werden. Wesentlich effizienter als der Einsatz von direkt elektrischen Heizungen sind Wärmepumpen (vergleiche hierzu Ausführungen im Monitoringbericht 2018).

Deutschlandweit sind zum Stand Ende 2019 mehr als 900.000 Heizungswärmepumpen in Betrieb [147]. Auf Baden-Württemberg entfallen nach Hochrechnungen des ZSW rund 160.000 Wärmepumpen. Die Wärmepumpen in Baden-Württemberg verbrauchten insgesamt rund 1,1 TWh Strom im Jahr 2019. Dies entspricht

einem Anteil von gut 1 Prozent des Bruttostromverbrauchs im Land. Da heute Wärmepumpen beim Neubau von Wohngebäuden bereits die meist genutzte Heizungsart darstellen [148] und auch zunehmend im Gebäudebestand zum Einsatz kommen, ist davon auszugehen, dass die Bedeutung von Wärmepumpen im Heizungsbestand zukünftig deutlich steigt und damit auch der Stromverbrauch.

5.3 WASSERSTOFF

Im Kontext des im Herbst 2019 von der Europäischen Union formulierten Anspruchs, Europa bis spätestens 2050 zum ersten klimaneutralen Kontinent zu entwickeln und dem zur Umsetzung dieses Ziels vorgestellten „European Green Deal“, hat das Thema Wasserstoff in der politischen Diskussion um das Erreichen von Klimaschutzziele eine ganz neue Bedeutung erlangt. Denn Klimaneutralität wird erst durch „grünen“ Wasserstoff, das heißt mittels Elektrolyse mit erneuerbarem Strom erzeugtem Wasserstoff, überhaupt erreichbar. Erst grüner Wasserstoff ermöglicht eine Dekarbonisie-

rung in wichtigen Teilen des Industriesektors (zum Beispiel Stahlindustrie, Chemieindustrie, Raffinerien), aber auch der Verkehrssektor – hier insbesondere der Flugverkehr und die internationale Seeschifffahrt – ist langfristig auf synthetische Kraftstoffe basierend auf grünem Wasserstoff angewiesen.

Entsprechend wurde Anfang Juli 2020 eine europäische Wasserstoff-Strategie der europäischen Kommission vorgelegt, [149], die die Nutzung von Wasserstoff befördern und damit das Erreichen der Klimaziele sicherstellen soll. Auf EU-Ebene soll dabei übergangsweise („kurz bis mittelfristig“) auch CO₂-armer Wasserstoff, dessen Produktion aus fossilem Erdgas mit einem CO₂-Abscheidungs- und -Speicherungsverfahren (Carbon Capture and Storage, CCS) gekoppelt wird – je nach Verfahren sog. blauer oder türkiser Wasserstoff –, zur Unterstützung des Markthochlaufs und dem Erreichen der Klimaschutzziele gefördert werden. Die europäische Strategie sieht den Aufbau einer grünen Wasserstoffwirtschaft bis 2050 in drei Schritten vor: Aufbau von mindestens 6 GW Elektrolyseleistung, die mit erneuerbarem Strom betrieben eine Erzeugung von 1 Million Tonnen Wasserstoff im Zeitraum bis 2024 erreichen soll sowie Steigerung der Elektrolyseleistung bis 2030 auf mindestens 40 GW bei einer Produktion von bis zu 10 Millionen Tonnen Wasserstoff. Bis spätestens 2050 soll die Technologie in allen Sektoren eingesetzt werden, in denen eine Dekarbonisierung ohne Wasserstoff nicht möglich ist. Die Strategie wird durch die europäische Allianz für sauberen Wasserstoff begleitet, in der Mitglieder aus der Industrie, auch aus Baden-Württemberg, der Wissenschaft, Ministerien und weiteren Organisationen vertreten sind [150].

Neben dem Nutzen für den Klimaschutz sieht gerade auch die Bundesregierung im Themenkomplex Wasserstoff weitreichende Chancen für den Technologieexport und eine globale

Führungsrolle der deutschen Industrie. Diesem Anspruch will man mit Hilfe der nationalen Wasserstoffstrategie [151] gerecht werden, die im Juni 2020 im Bundeskabinett beschlossen wurde. Der 38 Maßnahmen umfassende Aktionsplan soll den regulativen Rahmen für einen Markthochlauf von Wasserstofftechnologien in Deutschland schaffen, Forschung und Entwicklung voran treiben sowie internationale Partnerschaften im Themenfeld Wasserstoff intensivieren beziehungsweise aufbauen helfen. Dabei geht die Bundesregierung von einem Wasserstoffbedarf von etwa 90 bis 110 TWh bis 2030 aus. Aktuell werden circa 55 TWh für stoffliche Anwendungen eingesetzt. Dabei ist der Aufbau von Erzeugungsanlagen in einem Umfang von bis zu 5 GW im Inland vorgesehen, die bis zu 14 TWh grünen Wasserstoff bereitstellen sollen. Bis 2035 beziehungsweise spätestens 2040 wird der Zubau weiterer 5 GW in Deutschland angestrebt. Dies zeigt deutlich, dass die Bundesregierung davon ausgeht, dass der überwiegende Teil des zukünftigen Wasserstoffbedarfs importiert werden muss. Die nationale Wasserstoff-Strategie soll nach dem Wunsch der Bundesregierung fortlaufend weiterentwickelt werden. Hierzu wurde eine Governance-Struktur entwickelt, in deren Mittelpunkt der nationale Wasserstoffrat mit Vertretern aus Industrie, Gesellschaft und Wissenschaft steht.

Aufgrund von Anfragen zu Projekten sowie der erstmaligen Berücksichtigung von Grüngas-Projekten im Netzentwicklungsplan Gas (vergleiche Abschnitt 3.2) erfolgte von Seiten der Bundesnetzagentur (BNetzA) eine Bestandsaufnahme zur Regulierung von Wasserstoffnetzen und eine Untersuchung ob und inwiefern eine Regulierung des Wasserstoffnetzes zukünftig in möglichen Entwicklungspfaden erforderlich ist [152]. Demnach sind Wasserstoffnetze grundsätzlich nicht Teil der bestehenden Regulierung nach dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), lediglich die Beimischung in das Erdgasnetz

wird vom bestehenden Rechtsrahmen erfasst. Zuvor hatten sich fünf Wirtschafts- und Energieverbände bereits in einem gemeinsamen Positionspapier für eine Übertragung des bestehenden Regulierungsrahmens des Gasnetzes auf Wasserstoffnetze ausgesprochen [153]. Nach Einschätzung der Bundesnetzagentur ist dies jedoch nicht ausreichend, vielmehr ist eine gesetzgeberische Entscheidung erforderlich. In der Tendenz bestünde Regulierungsbedarf, wenn Wasserstoff über die heute bestehenden Inselnetze hinaus einen Beitrag zur öffentlichen Versorgung leisten soll und die Wettbewerbssituation sich vergleichbar zu den nach EnWG regulierten Netzbereichen darstellt [154]. Die Initiative Erdgasspeicher schlägt eine adaptive Regulierung vor, die sich schrittweise an die Marktentwicklung anpasst [155]. Die Marktkonsultation zur Einschätzung der Bundesnetzagentur endete Anfang September 2020. Über die weiteren Entwicklungen und mögliche Konsequenzen für die Energiewirtschaft in Baden-Württemberg wird im Rahmen des jährlichen Monitoring-Berichts zukünftig berichtet.

Auch das Land Baden-Württemberg will bis zum Jahresende 2020 eine Wasserstoff-Roadmap vorlegen, die konkrete Entwicklungsziele und Ausbauschritte für die Erzeugung und Nutzung von grünem Wasserstoff enthalten soll. Ziel ist, das technologische Know-how in und aus Baden-Württemberg für diese Technologie zu nutzen, um der baden-württembergischen Industrie in diesem wichtigen Themenfeld auch international eine Spitzenposition zu ermöglichen.

Forschungsprojekte in Form von Reallaboren, Modellregionen und Pilotanlagen sollen Baden-Württemberg als einen führenden Standort im Bereich Elektrolyse- und Brennstoffzellentechnologie etablieren. So ist im Themenbereich Wasserstoff des Ideenwettbewerbs „Reallabore der Energiewende“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie das Projekt „H2 Wyhlen“ aus Baden-Württemberg ver-

treten [156]. Das Projekt sieht den Ausbau der bestehenden Wasserstoffproduktion an einem Laufwasserkraftwerk in Grenzach-Wyhlen für verschiedene Nutzungen in der Industrie und dem angrenzenden Wohnquartier vor. Im Vordergrund steht die Entwicklung und gegebenenfalls Erprobung von Geschäftsmodellen. Zudem soll großskalig fertigbare Elektrolysetechnologie entwickelt und die anfallende Prozesswärme einer Nutzung zugeführt werden. Im Rahmen einer Begleitforschung werden gesellschaftliche Faktoren berücksichtigt.

Die Metropolregion Rhein-Neckar gehört mit dem Projekt „H2River“ zu den Gewinnern des Wettbewerbs „HyLand – Wasserstoffregionen in Deutschland“ des Bundesverkehrsministeriums. In der Modellregion soll eine regionale Wasserstoffwirtschaft aufgebaut werden, hierzu sind Investitionen in eine Hochdruck-Abfüllanlage, Wasserstofftankstellen sowie in Pkw, Busse, Müll- und Straßendienstfahrzeuge mit Brennstoffzelle vorgesehen.

Neben weiteren Aktivitäten fördert die Landesregierung zudem seit Dezember 2019 das Projekt „HyFab-Baden-Württemberg – Forschungsfabrik für Brennstoffzellen und Wasserstoff“, in dem automatisierte Fertigungs- und Qualitätssicherungsverfahren für Brennstoffzellenstapel insbesondere auch für mobile Anwendungen entwickelt und erprobt werden. Die bisherige Nutzung von Wasserstoff in Baden-Württembergs Energiesektor beschränkt sich noch auf wenige Anwendungen im Verkehr. So ist die Bedeutung von wasserstoffbetriebenen Fahrzeugen mit insgesamt rund 640 Pkw bundesweit noch sehr gering (Ende 2019) [157] und das Netz der Wasserstofftankstellen in Baden-Württemberg lückenhaft: Die Anzahl beläuft sich derzeit auf 14 Tankstellen [158].

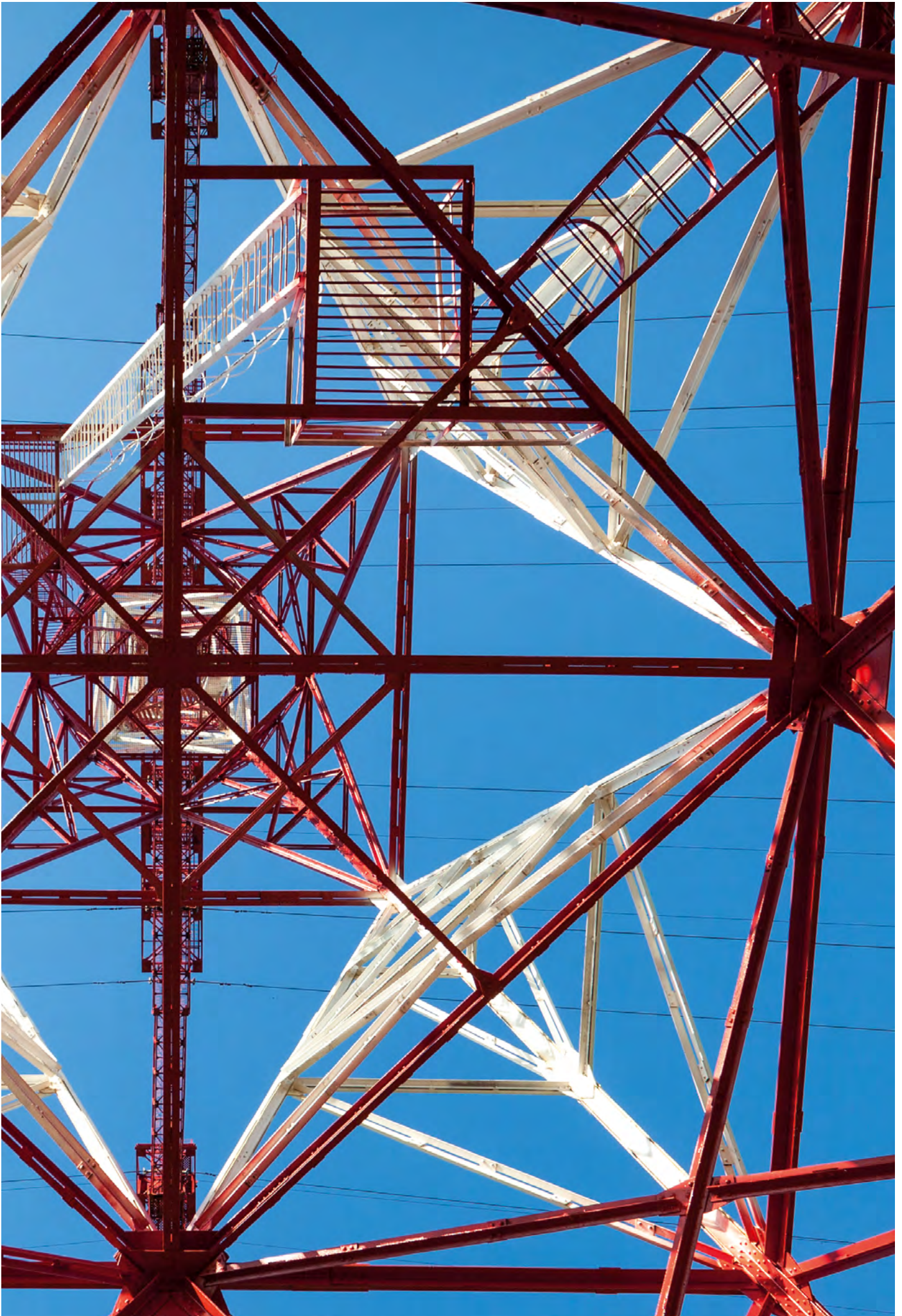


Bild: Freepic Premium, den-belitsky

6. Ausgewählte ökonomische Aspekte der Energiewende

6.1 ENTWICKLUNG DER ENERGIEPREISE UND -KOSTEN

EINFUHRPREISE FOSSILER ENERGIE-TRÄGER

Der Durchschnittspreis für eine Tonne Rohöl frei deutsche Grenze betrug im Jahr 2019 428 Euro [159]. Die Rohölpreise lagen damit erstmals seit 2016 wieder unter dem Vorjahresniveau (2018: 452 Euro/Tonne). Die Grenzübergangspreise für Erdgas gaben ebenfalls nach. Ausgehend von 5.357 Euro/TJ im Jahr 2018 sank der mittlere Importpreis 2019 auf

4.493 Euro/TJ – ein Minus von 16 Prozent (inflationsbereinigt -17 Prozent) [160]. Die Preise für Kraftwerkssteinkohle sanken im Jahr 2019 auf durchschnittlich 79 Euro/Tonne SKE [161]. Nach 95,5 Euro/Tonne SKE im Jahr 2018 entspricht dies einem Rückgang um 17 Prozent (inflationsbereinigt -18 Prozent). Abbildung 24 stellt die monatliche Entwicklung der Einfuhrpreise für Erdöl, Erdgas und Steinkohle seit Januar 2005 in Form von nominalen Preisindizes gegenüber. Im ersten Halbjahr 2020 setzten die Energiepreise ihren Abwärtstrend fort.

INDEX DER EINFUHRPREISE [2015 = 100]

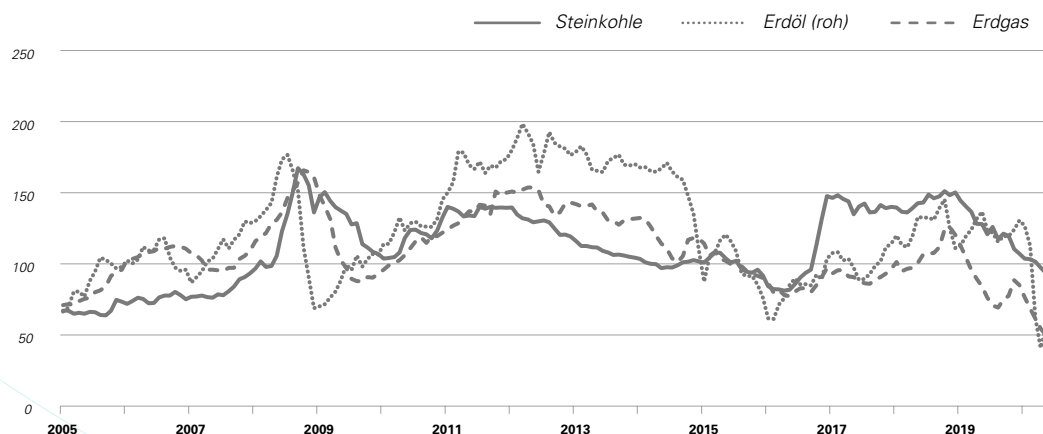


Abbildung 24: Monatliche Einfuhrpreisindizes fossiler Energieträger von Januar 2005 bis Juni 2020. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [162].

STROMMARKT

Die Strompreise an den Spot- und Terminmärkten gaben im Jahr 2019 spürbar nach. Der Erholungskurs der Vorjahre wurde damit vorerst unterbrochen. Der Durchschnittspreis in den Day-Ahead-Auktionen der EPEX Spot fiel auf 37,64 Euro/MWh und lag damit 15 Prozent unter dem Vorjahresniveau (2018: 44,47 Euro/MWh). Im ersten Halbjahr 2020 verstärkte sich der Preistrend. Der massive Nachfrageeinbruch

im Zuge der Corona-Pandemie ließ die Preise im Kurzfristhandel in den ersten sechs Monaten auf durchschnittlich 23,47 Euro/MWh sinken. Den Tiefststand erreichten die Spotmarktpreise mit durchschnittlich 17,05 Euro/MWh im April 2020. Die Preise für CO₂-Emissionszertifikate stiegen bis Juli 2019 auf ein Allzeithoch von 29,8 Euro/Tonne, gaben in der Folge jedoch leicht nach. Der Jahresdurchschnitt 2019 betrug 24,8 Euro/Tonne. Im März 2020 brachen die

Preise bedingt durch die Corona-Pandemie kurzzeitig auf rund 15 Euro/Tonne ein, erholten sich jedoch rasch und überstiegen mit rund 26 Euro/Tonne zur Jahresmitte bereits wieder die Kurse vom Jahresanfang.

Die durchschnittlichen Strompreise für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh legten 2019 auf 30,46 Cent/kWh zu (siehe Abbildung 25). Im Vergleich zum Vorjahr entspricht dies einem Anstieg von 3,4 Prozent (inflationsbereinigt 1,9 Prozent). Vor allem die Kosten für Beschaffung und Vertrieb erhöhten sich spürbar. Sie stiegen ausgehend von 6,2 auf 7,1 Cent/kWh. Die Offshore-Haftungsumlage verteuerte sich von 0,037 Cent/kWh auf 0,416 Cent/kWh und war damit der zweitgröß-

te Kostentreiber. Die EEG-Umlage fiel mit 6,405 Cent/kWh dagegen 6 Prozent niedriger aus als im Vorjahr. Der Anteil von Steuern, Abgaben und Umlagen (ohne Netzentgelte) verringerte sich leicht auf 52,5 Prozent (2018: 54,2 Prozent). Für das laufende Jahr weist der BDEW (Stand Juli 2020) einen weiteren Anstieg der Haushaltsstrompreise auf 31,71 Cent/kWh aus. Haupttreiber sind die Netzentgelte, die EEG-Umlage sowie die Beschaffung (inklusive Vertrieb), die jeweils um 5 Prozent zulegten. Strompreissenkend wirkt sich dagegen die temporärer Absenkung des Mehrwertsteuersatzes von 19 auf 16 Prozent ab 1. Juli 2020 aus. Mit 30,91 Cent/kWh liegen die mittleren Haushaltsstrompreise in der zweiten Jahreshälfte damit jedoch nach wie vor über dem Vorjahresniveau.

DURCHSCHNITTLICHE STROMPREISE FÜR HAUSHALTE [ct/kWh]

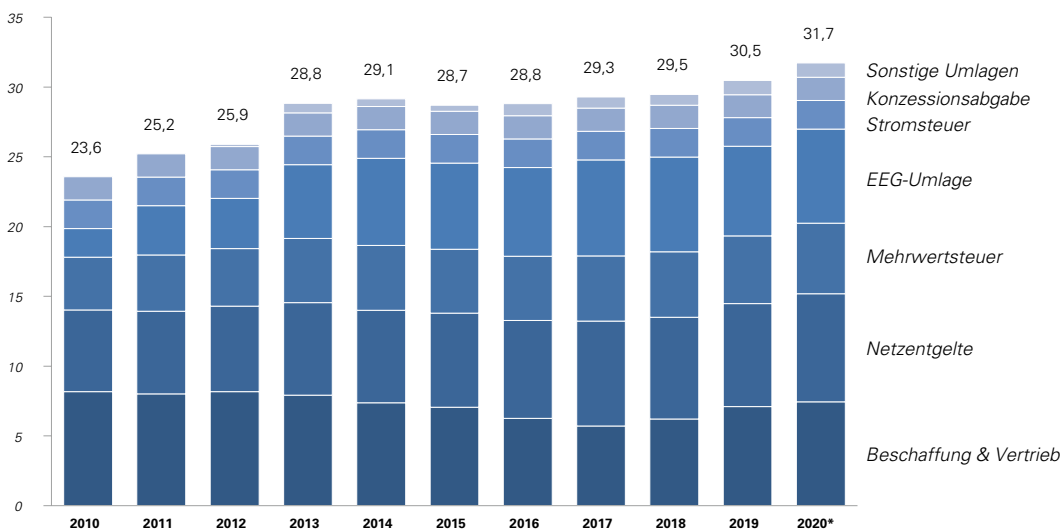


Abbildung 25: Durchschnittliche Strompreise (nominal) und deren Bestandteile für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 3.500 Kilowattstunden* Stand Juli 2020; Wert 2020 inklusive 19 Prozent Mehrwertsteuer). Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [163].

Haushaltkunden in Baden-Württemberg zahlten für ihren Strom im Jahr 2019 rund 0,6 Prozent mehr als der Bundesdurchschnitt (32,5 gegenüber 32,3 Cent/kWh). Baden-Württemberg belegt damit Platz 9 im Ranking der Bundesländer. Zu diesem Ergebnis kommt das Leipziger Institut für Energie in dem vom Umweltministerium beauftragten Preisbericht für den Energiemarkt Baden-Württemberg [164]. Der Ländervergleich stützt sich auf die

jeweils günstigsten im Internet veröffentlichten Angebote der örtlichen Grundversorger und unterstellt einen jährlichen Stromverbrauch von 3.500 kWh. Kunden, die in Baden-Württemberg den jeweils günstigsten Tarif (ohne Vorkasse) wählten, standen dagegen deutlich besser da. Sie zahlten mit 26,37 Cent/kWh nicht nur 6,12 Cent/kWh weniger als bei ihren Grundversorgern, sondern auch 0,29 Cent/kWh weniger als der Bundesdurchschnitt.

Gewerbliche und industrielle Kunden profitieren in Deutschland in der Regel von günstigeren Bezugskonditionen. Abbildung 26 zeigt hierzu die Entwicklung der durchschnittlichen Strompreise ohne Mehrwertsteuer und erstattungsfähige Steuern und Abgaben für die verschiedenen Verbrauchergruppen außerhalb des Haushaltskundensegments. Die Spanne der von Eurostat ausgewiesenen Preise reichte im Jahr 2019 von 8,46 Cent/kWh für Unternehmen mit einem Jahresverbrauch zwischen 70 und 150 GWh bis zu 22,62 Cent/kWh bei

einem Verbrauch von weniger als 20 MWh. Im Vergleich zum Vorjahr legten die Strompreise für die meisten Verbrauchergruppen leicht zu. Während Verbraucher mit einem Jahresverbrauch von weniger als 20 MWh 0,13 Cent/kWh mehr zahlten, fiel die Preiserhöhung in der Verbrauchergruppe 20 bis 70 GWh mit 0,84 Cent/kWh deutlich höher aus. Kunden mit einem Jahresverbrauch von 70–150 GWh profitierten 2019 dagegen von einer Preissenkung um 0,51 Cent/kWh.

DURCHSCHNITTLICHE STROMPREISE FÜR NICHTHAUSHALTSKUNDEN [ct/kWh]

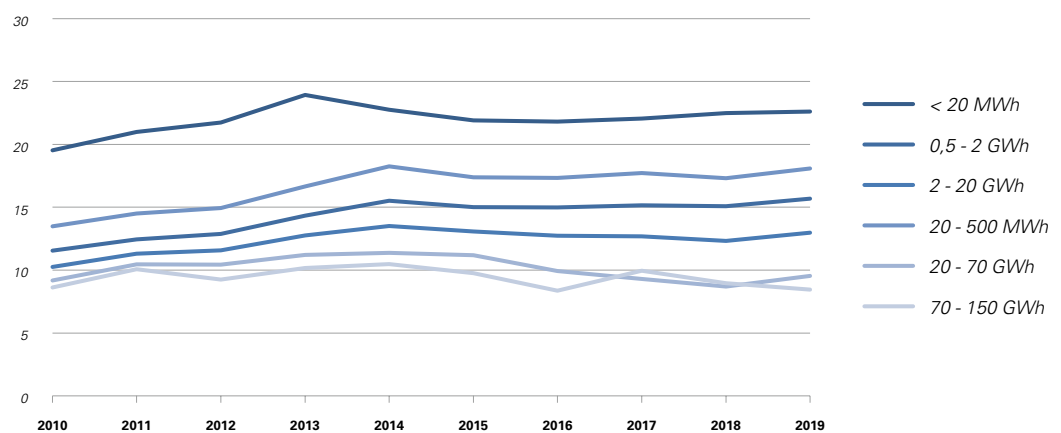


Abbildung 26: Durchschnittliche Strompreise (nominal) für Nichthaushaltskunden von 2010 bis 2019 (ohne Mehrwertsteuer und erstattungsfähige Steuern und Abgaben). Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [165].

Bei den industriellen Großabnehmern sorgen umfassende Entlastungsregelungen für erhebliche Preisdifferenzen innerhalb der Verbrauchergruppe. Nach Erhebungen des BDEW lag die maximale Bandbreite bei Abnehmern mit einem Jahresverbrauch von 100 GWh im Jahr 2019 zwischen 4,8 und 5,9 Cent/kWh bei maximaler Entlastung und 15,0 bis 17,4 Cent/kWh ohne Entlastung [163]. Die Bandbreiten blieben damit gegenüber 2018 weitgehend stabil.

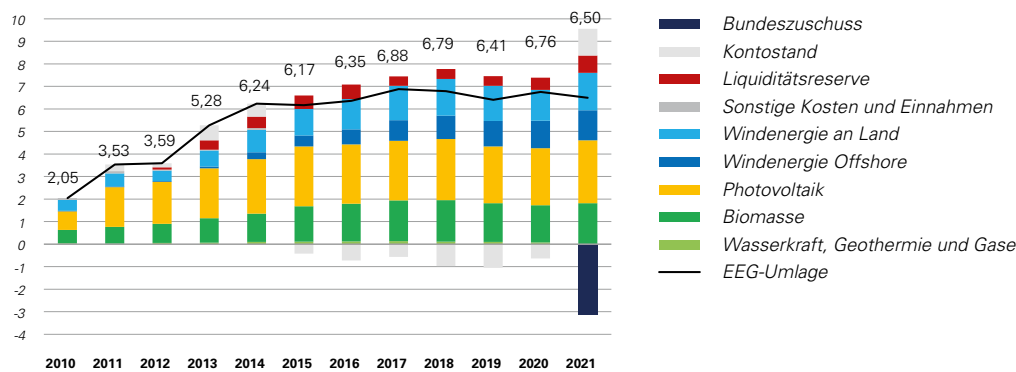
Bezüglich der Entwicklung der Strompreise bis zum Jahr 2026 prognostizieren die Autoren des Energiepreisberichts [164] trotz nominaler Zuwächse für die meisten Verbrauchergruppen

leichte Entlastungen auf inflationsbereinigter Basis. Demnach fallen die Strompreise für private Haushalte bis 2026 inflationsbereinigt um 7,1 Prozent, für Gewerbekunden um 6,8 Prozent und für mittelständische Industriekunden um 10,9 Prozent (Ausgangsjahr 2019). Die energieintensive Industrie muss dem Bericht zu Folge dagegen mit einem inflationsbereinigten Anstieg der Strombezugspreise um 10,9 Prozent rechnen. Zu den treibenden Faktoren zählen vor allem steigende Netzentgelte, Spotmarktpreise und Vertriebskosten. Entlastend wirken dagegen eine Reduzierung der EEG-Umlage für nicht-privilegierte Letztverbraucher.

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

Die EEG-Umlage wälzt die EEG-Förderkosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf die Stromverbraucher in Deutschland ab. Im Rahmen des Konjunkturpakets vom Juni 2020 hatte die Bundesregierung beschlossen, die EEG-Umlage 2021 auf 6,5 Cent/kWh und 2022 auf 6,0 Cent/kWh zu deckeln. Damit liegt die Umlage für das Jahr 2021 0,256 Cent/kWh unter dem Vorjahresniveau (siehe auch Abbildung 27 oben). Ohne die Deckelung wäre die EEG-Umlage deutlich auf 9,651 Cent/kWh gestiegen. Der erforderliche Bundeszuschuss in Höhe von 10,8 Milliarden Euro wird aus Einnahmen der CO₂-Bepreisung (Brennstoffemissionshandelsgesetz) und Mitteln des Konjunkturpakets finanziert.

EEG-UMLAGE [ct/kWh]



KOMPONENTEN DES ANSTIEGS 2021/2020 [ct/kWh]

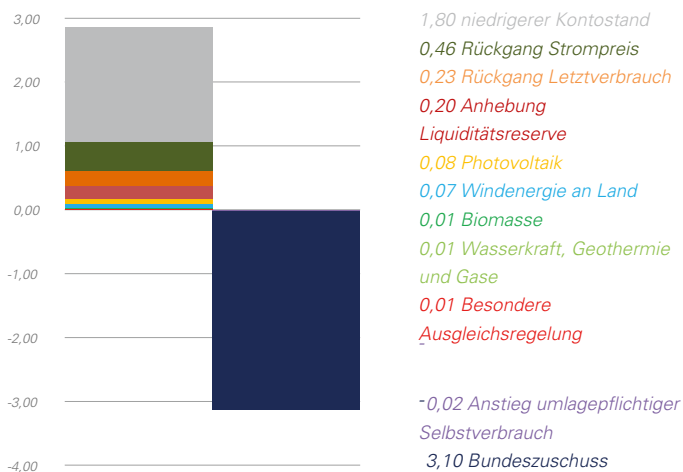


Abbildung 27: Entwicklung der EEG-Umlage in den Jahren 2010 bis 2021 (oben) und ihrer Komponenten im Jahr 2021 im Vergleich zu 2020 (unten). Eigene Darstellung und Berechnung ZSW auf Basis der Daten aus [166].

Der durch den Zuschuss verhinderte Anstieg der Umlage 2021 um 2,9 Cent/kWh ist wesentlich vom deutlich negativen Kontostand beeinflusst: Mit minus 4,1 Milliarden Euro Ende September 2020 liegt der Kontostand rund 6,3 Milliarden unter dem Vorjahreswert. Hintergrund sind der primär Corona-bedingte Einbruch der Börsenstrompreise sowie der Rückgang des Stromverbrauchs. Die Entwicklung des Börsenstrompreises lag im Schnitt etwa 38 Prozent unter dem ursprünglich angesetzten Strompreis zur Berechnung der Umlage³¹, was zu höheren Differenzkosten als ursprünglich angenommen führte. Zudem wird nach aktuellem Trendszenario der Mittelfristprognose ein rund 8 Prozent geringerer Nettostromverbrauch als in der Vorjahresprognose erwartet. Das steigende Marktpreisrisiko führte zusammen mit weiteren Prognoseunsicherheiten zu einer Anhebung der Liquiditätsreserve von zuletzt 8 Prozent auf 10 Prozent der prognostizierten Deckungslücke. Der Einfluss verschiedener Faktoren auf die EEG-Umlage wird nachfolgend anhand einer Komponentenzerlegung analysiert (Abbildung 27 unten). Umlagesteigernd wirkt sich neben dem bereits erläuternden Kontostand und der Liquiditätsreserve zudem der angesetzte Börsenstrompreis für 2021 aus. Hier ist ein Rückgang des prognostizierten Börsenstrompreises um 8,6 Euro/MWh auf 40,74 Euro/MWh im Vergleich zu den Prognoseannahmen des Vorjahres hinterlegt, was zu geringeren Einnahmen aus der Vermarktung und folglich höheren Differenzkosten führt. Ebenfalls zu einem Anstieg der Umlage führen die Annahmen zur Entwicklung des Letztverbrauchs. Mit einer Erholung der Konjunktur und damit der Stromnachfrage im Jahr 2021 wird zwar gerechnet, der Letztverbrauch verbleibt jedoch auf einem gegenüber den Prognoseannahmen im Vorjahr niedrigeren Niveau (-3,4 Prozent). Der weitere Ausbau der Photovoltaik (+5,4 TWh³²) sowie ein Anstieg der durchschnittlichen Marktpremie für Windenergie an Land wirken ebenfalls umlagesteigernd.

GASMARKT

Die inländische Gewinnung von Erdgas und Erdölgas belief sich im Jahr 2018 auf 201 PJ. Bezogen auf den Primärenergieverbrauch von Erdgas und Erdölgas entspricht dies einem Anteil von rund 6,5 Prozent [167]. Der Gasmarkt in Deutschland ist damit stark von Importen abhängig. Die Entwicklung der Grenzübergangpreise (siehe Abbildung 24) spiegelt sich damit auch in den Verbraucherpreisen wider. Abbildung 28 zeigt hierzu die vom Statistischen Bundesamt aufbereiteten Preisindizes für verschiedene Abnehmer seit dem Jahr 2005.³³ Kraftwerksbetreiber und industrielle Abnehmer unterliegen gegenüber Haushalten und Gewerbekunden einer höheren Preisvolatilität. Grund hierfür sind kurzfristigere Bezugsstrategien sowie eine geringe Belastung mit Steuern, Abgaben und Umlagen. Dies erklärt, warum die Preisentwicklung im Jahr 2019 je nach Verbrauchergruppe unterschiedliche Vorzeichen aufwies. Während die Preise für Haushalte nahezu konstant blieben (plus 0,4 Punkte) und für Gewerbekunden sogar leicht anzogen (plus 4,1 Punkte), machten sich bei Kraftwerksbetreibern (minus 9,7 Punkte) und Industriekunden (minus 7,4 Punkte) die sinkenden Importpreise bemerkbar.

³¹ Entsprechend § 3 Absatz 2 EEV ist der Phelix Baseload Year Future für das folgende Kalenderjahr im Handelszeitraum 16. Juni bis 15. September des laufenden Jahres heranzuziehen.

³² Angaben beziehen sich auf Vorjahresprognose

³³ Der Preisindex für Haushalte wurde aus den halbjährlichen Erdgaspreisen bei Abgabe an private Haushalte mit einem Jahresverbrauch zwischen 20 und 200 Gigajoule berechnet (siehe [162] Abschnitt 5.3.2). Diese Daten liegen rückwirkend nur bis zum Jahr 2008 vor.

ERDGAS-PREISINDEX NACH ABNEHMER [2015 = 100]

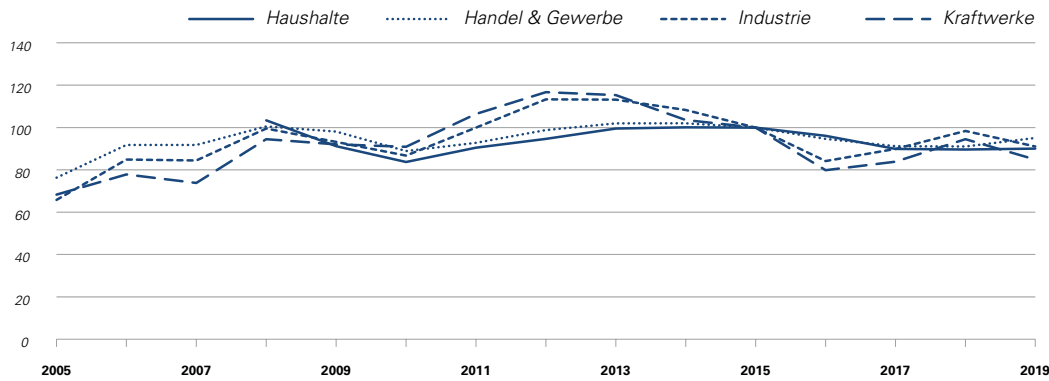


Abbildung 28: Erdgas-Preisindex nach Abnehmern. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [162]

Bei Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 5.556 und 55.556 kWh (20 bis 200 GJ) entfiel 2019 knapp die Hälfte (49,4 Prozent) des Gaspreises in Höhe von 6,34 Cent/kWh auf die Energiebeschaffung und den Vertrieb (siehe Abbildung 29). Daneben schlugen die Netzentgelte mit 23,3 Prozent und die Umsatzsteuer mit 15,9 Prozent am stärksten zu Buche. Die Gassteuer, die für alle Verbrau-

cherguppen einheitlich 0,55 Cent/kWh beträgt, machte noch rund 8,7 Prozent des Endkundenpreises aus. Industriekunden mit einer jährlichen Abnahme von 116 GWh zahlten im Schnitt 2,86 Cent/kWh. Die Energiebeschaffung und der Vertrieb stehen hier für mehr als zwei Drittel (69,8 Prozent) des Endpreises. Auf die Netzentgelte entfielen rund 11 Prozent.

GASPREISBESTANDTEILE NACH VERBRAUCHERGRUPPEN [ct/kWh]

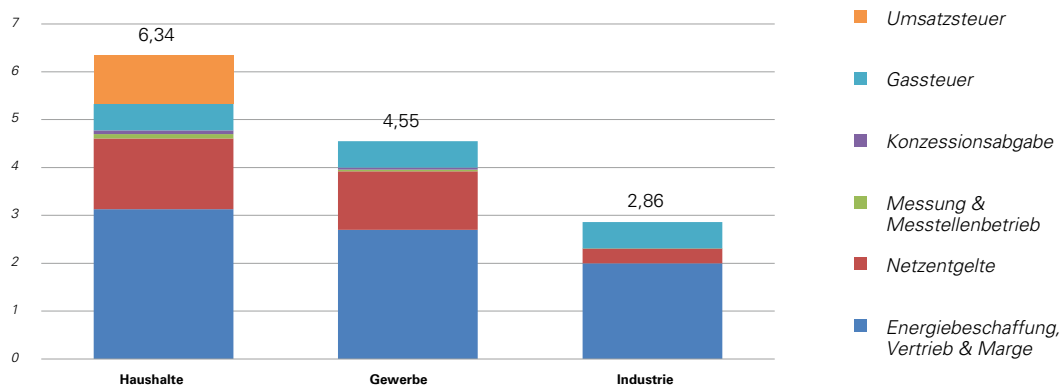


Abbildung 29: Zusammensetzung der Gaspreise für Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden zum Stichtag 1. April 2019 (Haushalte: 5.556 kWh/a; Gewerbe: 116 MWh/a, Industrie: 116 GWh/a). Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [5].

Das Leipziger Institut für Energie prognostiziert im Rahmen des Preisberichts für den Energiemarkt in Baden-Württemberg, dass sich die Großhandelspreise für Erdgas nach dem Corona-bedingten Schock in den kommenden Jahren erholen und bis 2026 ein Niveau von 1,73 Cent/kWh erreichen (2019: 1,60) [164]. Für die Prognose werteten die Autoren aktuelle Future-Preise bis zum Jahr 2024 aus und schrieben die Entwicklung für die Folge-

jahre fort. Unter Berücksichtigung der weiteren Preiskomponenten wird für Haushaltskunden in Baden-Württemberg ein nominaler Preisanstieg ausgehend von 6,24 Cent/kWh in 2019 auf 8,39 Cent/kWh in 2026 erwartet. 1,3 Cent/kWh sind davon der Einführung der CO₂-Bepreisung zuzuschreiben. Auf inflationsbereinigter Basis ergäbe dies eine Preissteigerung von 19,2 Prozent.

Für Industriekunden wird im gleichen Zeitraum ein Anstieg von 2,86 auf 4,38 Cent/kWh prognostiziert, was inflationsbereinigt einem Plus von 38,5 Prozent entspräche.

CO₂-BEPREISUNG

Mit dem Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) vom 12. Dezember 2019 hat der Gesetzgeber die Einführung eines nationalen Emissionshandelssystems auf den Weg gebracht. Das System soll 2021 starten und grundsätzlich alle Brennstoffemissionen erfassen, die nicht dem europäischen Emissionshandel unterliegen. Es richtet sich damit insbesondere an die Sektoren Wärme und Verkehr. In den ersten beiden Jahren ist das Handelssystem auf die Hauptbrennstoffe Benzin, Heizöl, Erdgas, Gasöl und Flüssiggase beschränkt und wird anschließend auf weitere Brennstoffe (insbesondere Stein- und Braunkohle) ausgeweitet.

Die Emissionszertifikate werden zunächst zu einem Festpreis an die Inverkehrbringer von Brenn- und Kraftstoffen verkauft und ab 2026 versteigert. Nach den ursprünglichen Plänen der Bundesregierung sollte der Emissionshandel im Jahr 2021 mit einem Einstiegspreis von 10 Euro pro Tonne CO₂ starten. Bis 2025 war ein schrittweiser Anstieg auf 35 Euro pro Tonne vorgesehen. Nach Verhandlungen im Vermittlungsausschuss einigten sich Bund und Länder im Dezember 2019 schließlich auf eine Anhebung des Preispfades. Danach steigt der Festpreis nun ausgehend von 25 Euro pro Tonne CO₂ im Jahr 2021 auf 55 Euro pro Tonne CO₂ im Jahr 2025. Für die Versteigerungen im Jahr 2026 ist ein Preiskorridor von 55 bis 65 Euro vorgesehen. Ein entsprechendes Änderungsgesetz [168] brachte das Bundeskabinett im Mai 2020 auf den Weg.

Die Aufschläge auf die Endkundenpreise hängen vom CO₂-Gehalt ab und variieren damit von Brennstoff zu Brennstoff. Bei einem CO₂-Preis von 25 Euro pro Tonne verteuert sich

Benzin um rund 5,9 Cent/Liter, Diesel und Heizöl um 6,6 Cent/Liter und Erdgas um 0,5 Cent/kWh.³⁴ Auf Anfrage der FDP gab die Bundesregierung im August 2020 bekannt, dass sie im Zeitraum 2021 bis 2024 mit Gesamteinnahmen aus der CO₂-Bepreisung von knapp 40 Milliarden Euro rechne [170]. Diese sollen vollständig zur Senkung der EEG-Umlage und ab 2024 zusätzlich zur Entlastung von Fernpendlern eingesetzt werden.

In der Fachwelt gilt der Einstieg in die CO₂-Bepreisung in den Sektoren Wärme und Verkehr als wichtiger Schritt zur Erreichung der Klimaziele. Die konkrete Umsetzung stieß in der Wissenschaft, bei Verbänden und bei der Opposition dennoch auf Kritik. Kritisiert wurde vor allem, dass der Preispfad zu zaghaft sei und eine effektive CO₂-Bepreisung im Jahr 2020 bei 50 Euro pro Tonne CO₂ starten und bis 2030 auf 130 Euro ansteigen müsse [171, 172]. Mehrere Rechtsgutachten stufen die derzeitige Ausgestaltung der CO₂-Bepreisung zudem als verfassungswidrig ein [173–175]. Als problematisch gilt dabei insbesondere, dass die Ausgabe der Emissionsberechtigungen in der Einführungsphase (2021 bis 2025) mengenmäßig nicht beschränkt ist. Die FDP, die eines der Rechtsgutachten in Auftrag gegeben hatte, warb vor diesem Hintergrund im Juni 2020 für eine Normenkontrollklage beim Bundesverfassungsgericht [176]. Eine weitere Studie [177] warnt derweil vor möglichen Doppelbelastungen aus dem nationalen und europäischen Emissionshandel. Der Gesetzgeber sieht in diesen Fällen zwar eine Rückerstattung der Kosten vor, was jedoch für die Unternehmen Liquiditätseinschränkungen in Milliardenhöhe bedeute. Besonders betroffen seien die Branchen Stahl/Eisen, Chemie sowie die mineralverarbeitende Industrie. Aber auch die Papier- und Kalkindustrie sowie Raffinerien müssten mit Liquiditätseinbußen rechnen. Kritik gab es auch vom Bundesverband der deutschen Bioethanolwirtschaft. Der Verband bemängelt, dass nachhaltige

³⁴ Verwendete CO₂-Faktoren [169]: Benzin 2,36 kg/Liter, Diesel 2,64 kg/Liter, Heizöl 2,64 kg/Liter, Erdgas 0,201 kg/Liter.

Biokraftstoffe aus Anbaubiomasse gemäß einem Verordnungsentwurf nicht vollständig von der CO₂-Bepreisung ausgenommen werden [178].

6.2 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 [179] sowie deren Fortschreibung und methodischer Weiterentwicklung. Die dort vorgestellten Ansätze wurden aufgegriffen und auf Baden-Württemberg übertragen beziehungsweise angepasst und erweitert. Mit dem Ansatz werden die Kostenwirkungen der Energiewende aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive betrachtet.

Kern dieses Ansatzes ist die Verknüpfung der Entwicklung der Letztverbraucherausgaben für Energie mit der Entwicklung des nominalen Bruttoinlandsprodukts (BIP). Steigen die relativen Anteile der Letztverbraucherausgaben für Energie am BIP im Zeitverlauf nicht überproportional, ist prinzipiell davon auszugehen, dass die Bezahlbarkeit von Energie gegeben ist. Um diesbezüglich die Entwicklung zeitnah zu beobachten, wird die nachfolgend vorgestellte Indikatorik jährlich fortgeschrieben und weiter ergänzt. So können kritische Entwicklungen im Hinblick auf die gesamtwirtschaftlichen Ausgaben für Energie in Baden-Württemberg zeitnah identifiziert werden.

Im Folgenden dargestellt sind die fortgeschriebenen aggregierten Letztverbraucherausgaben der Nutzung von Strom, Wärmedienstleistungen und Kraftstoffen im Verkehrssektor in Baden-Württemberg. Alle Angaben sind nominale Nettoangaben ohne Mehrwertsteuer. Für weitere Informationen zur Methodik wird auf den Statusbericht 2016 [180] und die darauf folgenden Berichte verwiesen.

AGGREGIERTE LETZTVERBRAUCHER-AUSGABEN FÜR STROM

Abbildung 30 zeigt die Entwicklung der Letztverbraucherausgaben für Strom in Baden-Württemberg im Zeitraum von 1990 bis 2019. 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 et cetera) zurückzuführen ist. Insgesamt überstiegen die Letztverbrauchsausgaben für Strom im Jahr 2013 erstmals die Marke von 10 Milliarden Euro pro Jahr und sind seither weitgehend auf diesem Niveau verharret. Im Jahr 2019 war nach ersten Abschätzungen eine leichte Erhöhung um 0,3 Milliarden Euro auf 10,1 Milliarden Euro zu verzeichnen. Die Einordnung mittels des Bezugs auf die Entwicklung des Bruttoinlandsprodukts erfolgt am Ende des Kapitels.



LETZTVVERBRAUCHERAUSGABEN FÜR STROM [MILLIARDEN EURO/a]

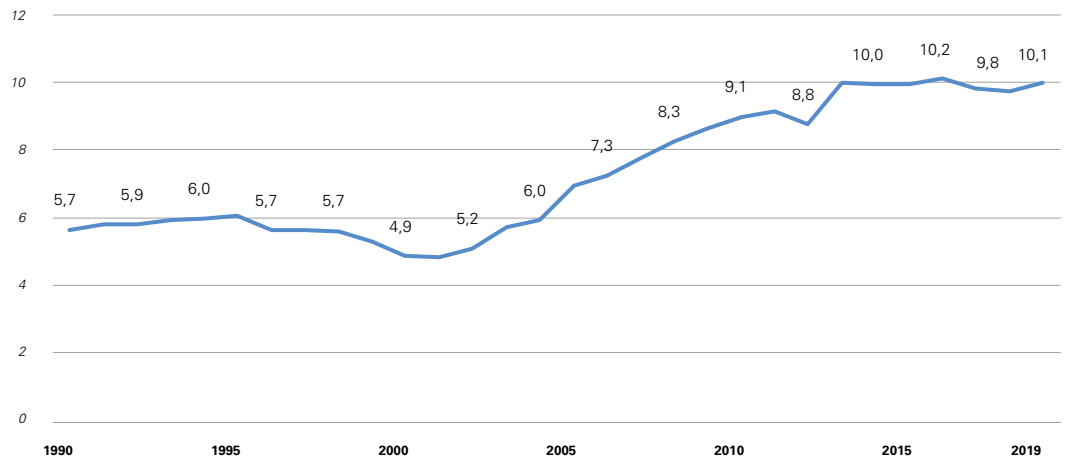


Abbildung 30: Aggregierte Letztverbraucherausgaben für Strom in Baden-Württemberg.³⁵ Eigene Berechnung ZSW auf Basis von Daten aus [181–185]. 2019 vorläufig/geschätzt.

In den Daten des Statistischen Landesamtes zum Stromabsatz sind Eigenerzeugungsmengen nicht enthalten. Deshalb wurden in der obigen Betrachtung Eigenversorgungsmengen hinzugerechnet. Wie bereits in Abschnitt 2.4 erläutert, sind in den Erfassungen der amtlichen Statistik keine Strommengen enthalten, die von Unternehmen direkt an der Strombörse oder im Ausland beschafft wurden. Diese konnten daher auch im Rahmen der Berechnung der Letztverbraucherausgaben keine Berücksichtigung finden.

AGGREGIERTE LETZTVVERBRAUCHERAUSGABEN FÜR WÄRMEDIENSTLEISTUNGEN

Die energiebedingten Letztverbraucherausgaben für Wärme stellen die aggregierten Zahlungen der vom Letztverbraucher bezogenen Brennstoffe zur Wärmeerzeugung dar. Dabei werden Investitions-, Wartungs- und Unterhaltsausgaben nicht dem Energiesystem zugeordnet. Zusätzlich berücksichtigt werden jedoch die Kosten von Maßnahmen zur energetischen Gebäudesanierung und Mehrkosten von Heizungssystemen auf Basis erneuerbarer Energien. Aufgrund der Datenlage können die Letztverbraucherausgaben für Wärmediensleistungen auf Landesebene erst ab dem Jahr 2008 ermittelt und ausgewiesen werden. Weiter-

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

Im Ergebnis zeigt sich, dass die Letztverbraucherausgaben für Wärme einschließlich energetischer Sanierungsmaßnahmen im Jahr 2019 rund 12,9 Milliarden Euro betragen (Abbildung 31). Zwischen 2014 und 2016 sind die Ausgaben für Energie (insbesondere Heizöl) zurückgegangen, während ab 2016 neben Energiepreissteigerungen höhere Kosten für energetische Sanierungen und Mehrkosten für innovative Heizungssysteme angefallen sind.

³⁵ Letztverbraucherausgaben ohne Mehrwertsteuer abzüglich für Baden-Württemberg hochgerechneter Stromsteuervergünstigungen nach dem Stromsteuergesetz. Der bis 1995 erhobene Kohlepfennig wurde pauschal mit einem durchschnittlichen Aufschlag von 8 Prozent berechnet.

LETZTVERBRAUCHERAUSGABEN FÜR WÄRMEDIENSTLEISTUNGEN [MILLIARDEN EURO/a]

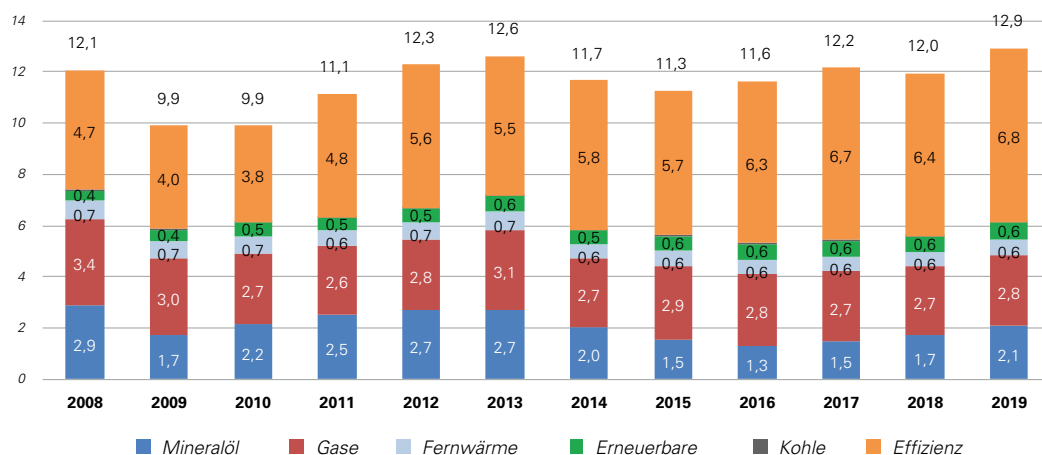


Abbildung 31: Entwicklung der Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen in Baden-Württemberg. Eigene Berechnung ZSW auf Basis von Daten aus [70, 73, 161, 185–188]. Neuberechnung der Zeitreihe für den vorliegenden Monitoringbericht. Jahr 2019 vorläufig/geschätzt.

Der Anteil der Kosten der energetischen Sanierungen und der Mehrkosten für innovative Heizungssysteme („Effizienz“) belaufen sich hierbei in den vergangenen Jahren auf eine Größenordnung von 6 bis 7 Milliarden Euro pro Jahr³⁶. Die Letztverbraucherausgaben für Effizienz stellen somit auch unter Berücksichtigung der Unschärfen in der Berechnung einen beachtlichen Anteil der Ausgaben für Wärme dar, führen jedoch langfristig zu einem erheblichen Rückgang der Wärmeausgaben. Weiterhin zeigen die Ergebnisse, dass die Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen um fast drei Milliarden Euro höher als die Ausgaben für Strom sind. Gegenüber dem Stromsektor ist die Energiewende im Wärmebereich allerdings noch weniger weit fortgeschritten. Die weitere Entwicklung der Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen sollte also aufmerksam beobachtet werden, insbesondere auch im Hinblick auf möglicherweise weiter steigende Preise für Energieträger.

AGGREGIERTE LETZTVERBRAUCHER-AUSGABEN FÜR KRAFTSTOFFE IM STRASSENVERKEHR

Wie bei der Berechnung der Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen ist zur Vermeidung von Doppelzählungen der

Stromverbrauch im Verkehrssektor an dieser Stelle nicht berücksichtigt, sondern in den oben angeführten Letztverbraucherausgaben für Strom enthalten. Unter Berücksichtigung der Preisentwicklung für Kraftstoffe und der entsprechenden Verbrauchsmengen ergibt sich die in Abbildung 32 dargestellte Entwicklung der aggregierten Letztverbraucherausgaben für Kraftstoffe in Baden-Württemberg. Im Gegensatz zu den bislang ausgewiesenen Zahlen sind ab der diesjährigen Darstellung die üblicherweise nicht als Reinkraftstoff, sondern aufgrund der Biokraftstoffquoten den mineralischen Kraftstoffen beigemischten biogenen Kraftstoffe nicht mehr separat ausgewiesen. Lediglich Pflanzenöl wird in der Regel als Reinkraftstoff genutzt; dieses ist zusammen mit dem Einsatz von Gasen unter „Sonstige“ ausgewiesen.

Während sich der Verbrauch von Ottokraftstoff in den vergangenen fünf Jahren auf konstantem Niveau bewegte, ist der Dieserverbrauch von 2007 bis 2017 gestiegen und im Jahr 2018 wieder rückläufig, wobei für 2019 vom Vorjahresniveau ausgegangen werden kann. Mit zwischen 2013 und 2016 sinkenden Endverbraucherpreisen zeigte sich zunächst ein deutlicher Rückgang der Letztverbraucherausgaben für Kraftstoffe.

³⁶ Da – wie auf Bundesebene – keine langfristigen Zeitreihen zu den Investitionen in Effizienzmaßnahmen vorliegen, kann keine annuierte Darstellung der üblicherweise über lange Zeiträume abbeschriebenen Investitionen erfolgen. Es sind deshalb die Ausgaben nach dem Jahr der Investition dargestellt.

Wie auch im Wärmebereich sind die Ausgaben in den Jahren 2017 und 2018 aufgrund höherer Preise für fossile Energieträger wieder gestiegen. Im Jahr 2019 sind die Kraftstoffpreise leicht gesunken, womit bei vergleichbarem Verbrauchsniveau insgesamt um knapp 2 Prozent geringere Gesamtausgaben resultieren. In Summe belaufen sich die Letztverbraucherausgaben für Kraftstoffe im Jahr 2019 auf rund 10,8 Milliarden Euro. Davon entfallen rund 6,7 Milliarden Euro auf Dieselmotorkraftstoff, 4,1 Milliarden Euro auf Ottomotorkraftstoff und 0,05 Milliarden Euro auf sonstige Kraftstoffe. Die Entwicklung der Letztverbraucherausgaben für Kraftstoffe ist bisher weitgehend unabhängig von der Energiewende. Mit zunehmender Durchdringung von Elektrofahrzeugen sind auch die Kosten der Nutzung dieser Fahrzeuge in der energiewirtschaftlichen

Gesamtrechnung zu berücksichtigen. Durch die Nutzung von Elektrofahrzeugen wird der Einsatz von fossilem Kraftstoff vermieden. Dieser Einsparung stehen jedoch erhöhte Anschaffungsausgaben gegenüber. Analog zu den Berechnungen der Expertenkommission zum Monitoring der Energiewende auf Bundesebene werden die Mehrkosten mit 7.000 Euro für reine Elektrofahrzeuge beziehungsweise 5.000 Euro für Plug-in Hybride (Mehrkosten ohne Mehrwertsteuer) angesetzt. Für die Neuzulassungen des Jahres 2019 (vergleiche dazu auch Abschnitt 5.1) sind gemäß dieser Berechnungsmethode Kosten von 0,11 Milliarden Euro entstanden. Gemessen an den Gesamtausgaben von knapp 11 Milliarden Euro fallen die Mehrkosten für Elektrofahrzeuge heute mit einem Prozent noch relativ gering aus.

LETZTVORBRUCHER AUSGABEN FÜR KRAFTSTOFFE [MILLIARDEN EURO/a]

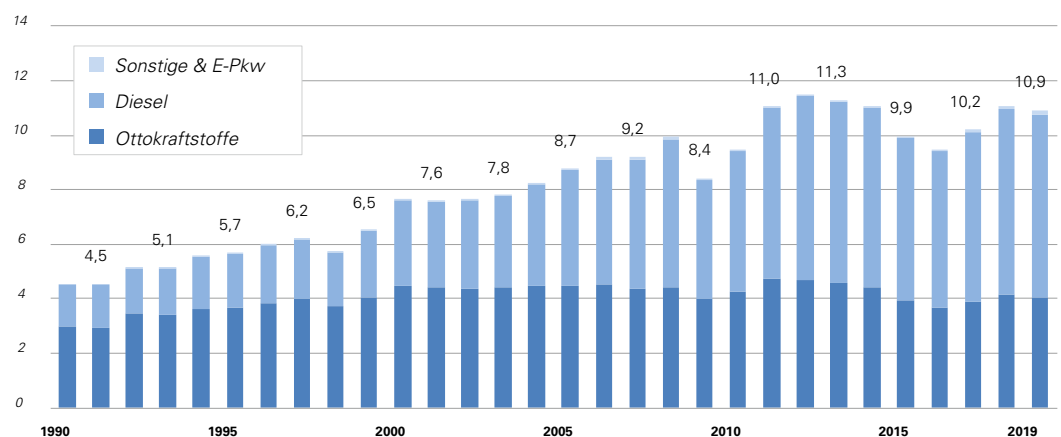


Abbildung 32: Entwicklung der aggregierten Letztverbraucherausgaben für Kraftstoffe in Baden-Württemberg. Eigene Berechnung ZSW auf Basis von Daten aus [70, 143, 187, 189]. 2019 vorläufig/geschätzt.

ANTEIL DER AGGREGIERTEN LETZTVORBRUCHER AUSGABEN FÜR ENERGIE AM BRUTTOINLANDSPRODUKT IN BADEN-WÜRTEMBERG

Bezieht man die aggregierten Letztverbraucherausgaben für Strom, Wärme und Kraftstoffe auf das nominale Bruttoinlandsprodukt Baden-Württembergs [119], erhält man die in Abbildung 33 dargestellten Anteile. Für Strom liegt der Anteil mit knapp 2 Prozent weiterhin unterhalb des Niveaus von 1991 (2,4 Prozent).

Analog zu den Entwicklungen auf Bundesebene [190] ist somit festzustellen, dass der Anstieg der aggregierten Ausgaben für Strom weit weniger stark ausgeprägt ist, als dies oftmals in der öffentlichen Diskussion anklingt. Die weitere Entwicklung muss jedoch aufmerksam beobachtet werden, insbesondere vor dem Hintergrund zusätzlicher Kosten, die in den kommenden Jahren zu erwarten sind (weiterer EE-Ausbau, Netzausbau, Netz- und Systemintegration et cetera).

ANTEIL DER LETZTVVERBRAUCHERAUSGABEN FÜR ENERGIE AM BRUTTOINLANDSPRODUKT

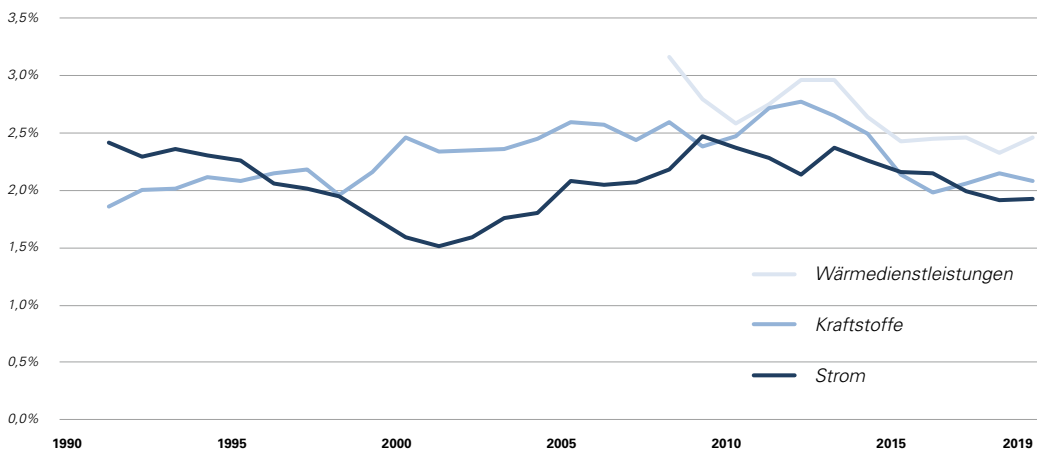


Abbildung 33: Anteil der Letztverbraucherausgaben für Strom, Wärme und Kraftstoffe am nominalen Bruttoinlandsprodukt in Baden-Württemberg bis 2019. Eigene Berechnung und Darstellung. 2019 vorläufig/geschätzt.

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

Bezieht man die aggregierten Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen einschließlich Maßnahmen zur energetischen Sanierung auf das Bruttoinlandsprodukt, ergibt sich ein Anteil von aktuell rund 2,5 Prozent (Abbildung 33). Entgegen der öffentlichen Wahrnehmung zeigt der Bezug zum Bruttoinlandsprodukt, dass die Ausgaben für Wärmedienstleistungen gesamtwirtschaftlich betrachtet auf einem höheren Niveau als Strom stehen.

Insgesamt betrachtet gilt auch für Baden-Württemberg weiterhin die Aussage der Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ auf Bundesebene aus ihrer Stellungnahme vom April 2014 [179]: „Solange die Gesamtausgaben [...] proportional zum Bruttoinlandsprodukt oder mit einer geringeren Rate ansteigen, kann die generelle Bezahlbarkeit der Energie insgesamt kaum ernsthaft in Zweifel stehen.“ Damit ist insgesamt weiterhin von einer generellen Bezahlbarkeit von Energie auszugehen. Allerdings sind im bestehenden Steuer-, Abgabe- und Umlagesystem die Lasten insbesondere im Stromsektor teilweise ungleich verteilt. Die Anteile der Ausgaben für Energie am Bruttoinlandsprodukt in Baden-Württemberg liegen jedoch mit unter 7,0 Prozent weiterhin niedriger als auf Bundesebene³⁷.

³⁷ Zum Zeitpunkt der Berichterstellung lagen keine aktuellen Bundeszahlen vor. Der Vergleich der Anteile der vergangenen Jahre zeigt jedoch, dass die Anteile in Baden-Württemberg stets etwas niedriger als auf Bundesebene lagen.

Literaturverzeichnis

1. Klimaschutzgesetz Baden-Württemberg (KSG BW). 23. Juli 2013. Verfügbar unter: <http://www.landesrecht-bw.de/jportal/?quelle=jlink&query=KlimaSchG+BW&psml=bsbawueprod.psml&max=true&aiz=true#jlr-KlimaSchGBWpP9>
2. PROGNOSE AG, FRAUNHOFER ISI, GWS und IINAS. Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050. Dokumentation von Referenzszenario und Szenario mit Klimaschutzprogramm 2030. 2020. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Wirtschaft/klimagutachten.pdf?__blob=publicationFile&v=8
3. ÖKO-INSTITUT E. V., FRAUNHOFER ISI und IREES. Treibhausgasminderungswirkung des Klimaschutzprogramms 2030 (Kurzbericht). 2020. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2020-03-05_climate-change_12-2020_treibhausgasminderungswirkungen-klimaschutzprogramm-2030.docx_.pdf
4. KVBG – Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung (Kohleverstromungsbeendigungsgesetz). Verfügbar unter: <https://www.gesetze-im-internet.de/kvbg/BJNR181810020.html>
5. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA) und BUNDESKARTELLAMT. Monitoringbericht 2019. 2020
6. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Kohleausstieg. 2020. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Kohleausstieg/kohleausstieg_node.html
7. ENERGATE MESSENGER. energate messenger vom 02.09.2020: Steinkohle-Ausschreibung: Bundesnetzagentur nimmt sich Zeit. 2020
8. BUNDESNETZAGENTUR (BNetzA). Genehmigungsbescheide der Bundesnetzagentur zur Systemrelevanzausweisung. 2020. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Systemrelevante_KW/Systemrel_KW_node.html
9. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Genehmigungsbescheid der Bundesnetzagentur gemäß § 13b Abs. 5 EnWG zur Systemrelevanzausweisung des Kraftwerkblocks 7 des Grosskraftwerks Mannheim. 2020. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/systemrelevante_KW/Transnet_Mannheim03_08_2020.pdf?__blob=publicationFile&v=2
10. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Kraftwerkliste Stand 01.04.2020. 2020. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerkliste/kraftwerkliste-node.html
11. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Kraftwerkliste zum erwarteten Zu- und Rückbau 2020 bis 2022. 2020

12. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2020/2021 sowie das Jahr 2024/2025 und zugleich Bericht über die Ergebnisse der Prüfung der Systemanalysen. 2020. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/Feststellung_Reservekraftwerksbedarf_2020.pdf?__blob=publicationFile&v=3
13. THÜGA. Stadtwerke vollziehen Kohleausstieg: Schicht im Schacht! 2019. Verfügbar unter: <https://www.thuega.de/stadtwerke-der-zukunft/stadtwerke-vollziehen-kohleausstieg-schicht-im-schacht/>
14. DEUTSCHER BUNDESTAG. Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Mario Brandenburg, Frank Sitta, Jens Beeck, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der FDP – Drucksache 19/21459 – Zustand der IT-Sicherheit der Energieversorgung. 2020. Verfügbar unter: <https://dip21.bundestag.de/dip21/btd/19/216/1921674.pdf>
15. 50 HERTZ, AMPRION, TENNET und TRANSNET BW. Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2018–2022 – Stand 18.02.2020. 2020. Verfügbar unter: https://www.netztransparenz.de/portals/1/Bericht_zur_Leistungsbilanz_2019.pdf
16. ENTSO-E. Mid-term Adequacy Forecast – 2019 Edition. 2019. Verfügbar unter: <https://www.entsoe.eu/outlooks/midterm/>
17. AMPRION, APG, CREOS, TENNET, TRANSNET BW, ELIA, RTE und SWISSGRID. Pentilateral Energy Forum Support Group 2 Generation Adequacy Assessment April 2020. 2020. Verfügbar unter: https://www.amprion.net/Dokumente/Dialog/Downloads/Studien/2020_plaf_gaa_3_0_report_final.pdf
18. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWI). Monitoringbericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie nach § 63 i.V.m. § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgelinkten Versorgung mit Elektrizität. 2019. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/monitoringbericht-versorgungssicherheit-2019.pdf?__blob=publicationFile&v=18
19. FRAUNHOFER ISI, TEP ENERGY, CONSENTEC und R2B ENERGY CONSULTING. Definition und Monitoring der Versorgungssicherheit an den europäischen Strommärkten – Erster Projektbericht. 2019. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/definition-und-monitoring-der-versorgungssicherheit-an-den-europaischen-strommaerkten.pdf?__blob=publicationFile&v=16
20. ENERGATE MESSENGER. energate messenger vom 24.04.2019: NABEG 2.0 –Einspeisevorrang wird aufgeweicht. 2019
21. BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E. V. (BDEW). BDEW-Stellungnahme: Festlegung Mindestfaktoren Redispatch 2.0. 2020. Verfügbar unter: <http://www.bdew.de/service/stellungnahmen/bdew-stellungnahme-festlegung-mindestfaktoren-redispatch-20/>
22. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen – Gesamtjahr und Viertes Quartal 2018. 2019. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2019/Quartalsbericht_Q4_2018.pdf?__blob=publicationFile&v=6
23. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA) und BUNDESKARTELLAMT. Monitoringbericht 2014. Bonn, 2014. Verfügbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2014/Monitoringbericht_2014_BF.pdf

24. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Quartalsberichte zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen – Gesamtjahr und Viertes Quartal 2015 bis 2019. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netz_Systemsicherheit/Netz_Systemsicherheit_node.html
25. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Zahlen zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen – Gesamtjahr 2019. 2020. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/System-_u_Netzicherheit/Tabellen_Jahr_2019.xlsx;jsessionid=E19E99798F41B1458C06B28EFFAD3649?__blob=publicationFile&v=3
26. TRANSNET BW. Angaben von Transnet BW zum Redispatch. 2020
27. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Netzreservebedarf Strom für 2020/2021 und 2024/2025. Pressemitteilung vom 04.05.2020. 2020. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Presse/Pressemitteilungen/2020/20200504_Reservebedarf.pdf?__blob=publicationFile&v=2
28. 50 HERTZ, AMPRION, TENNET und TRANSNET BW. Abschlussbericht Systemanalysen 2020. 2020. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/Systemanalyse_UeNB_2020.pdf;jsessionid=97124492E7489970721D24A52B845AD7?__blob=publicationFile&v=3
29. ENERGATE MESSENGER. enegate messenger vom 05.06.2020: Transnet BW will Steinkohleblock GKM 7 am Netz halten. 2020
30. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWI). Kleine Anfrage der Abgeordneten Sandra Weeser, Michael Theurer, Reinhard Houben, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der FDP betr.: „Kosten und Betrieb von besonderen netztechnischen Betriebsmitteln“ BT-Drucksache: 19/10728. 2019. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Parlamentarische-Anfragen/2019/19-10728.pdf?__blob=publicationFile&v=2
31. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bericht zur Ermittlung des Bedarfs an Netzstabilitätsanlagen gemäß § 13k EnWG. 2017. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/BNetzA_Netzstabilitaetsanlagen13k.pdf?__blob=publicationFile&v=3
32. AMPRION, TENNET und TRANSNET BW. EU-Vergabeverfahren „Besondere netztechnische Betriebsmittel“ Bestehende Schaltanlagen und Umspannwerke/ -anlagen sowie deren Belegenheit. 2018. Verfügbar unter: <https://platform.negometrix.com/DocumentViewer/DocumentViewer.aspx?documentGuid=674dde30-a3d3-41f7-b771-73a3b8c14801>
33. TRANSNET BW. Transnet BW vergibt Auftrag für besondere netztechnische Betriebsmittel – Presseinformation. 2019. Verfügbar unter: <https://www.transnetbw.de/de/presse/presseinformationen/presseinformation/transnetbw-vergibt-auftrag-fuer-besondere-netz-technische-betriebsmittel>
34. SCHWÄBISCHES TAGBLATT. Poker um Notkraftwerke wird zur Hängepartie. 2019. Verfügbar unter: <https://www.tagblatt.de/Nachrichten/Poker-um-Notkraftwerke-wird-zur-Haengepartie-440889.html>
35. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Kapazitätsreserve. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/KapRes/kapres-node.html

36. ENERGATE MESSENGER. energate messenger vom 28.02.2020. Versorgungssicherheit: Deutschland mit halber Kapazitätsreserve
37. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWI). Evaluierung der Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft – Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit nach § 13g Absatz 8 des Energiewirtschaftsgesetzes. 2019. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Industrie/evaluierung-der-braunkohle-sicherheitsbereitschaft.pdf?__blob=publicationFile&v=3
38. ÖKO-INSTITUT E. V. und PROGNOSE AG. Evaluierung der Emissionsminderungen der Braunkohle-Sicherheits-Bereitschaft – Bericht im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. 2018. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Industrie/evaluierung-der-emissionsminderungen-der-braunkohle-sicherheits-bereitschaft.pdf?__blob=publicationFile&v=2
39. DEUTSCHER BUNDESTAG. Drucksache 18/7317: Gesetzentwurf der Bundesregierung – Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz). 2016. Verfügbar unter: https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/sites/default/files/BT_Drs_187317_StrommarktG_GesetzE_160120.pdf
40. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Beschlusskammer 6: Festlegungen zum Bilanzkreisausgleich, zur Anpassung des 80 Prozent-Kriteriums in der Berechnungsmethode zur Bildung des Ausgleichsenergiepreises sowie zur Übermittlung der Messwerte von RLM-Marktlukationen an den Übertragungsnetzbetreiber. 2019. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2019/BK6-19-212_217_218/BK6-19-212_217_218_Aktuelles.html?nn=869698
41. CONSENTEC. Weiterentwicklung des Ausgleichsenergiepreissystems – Gutachten im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. 2019. Verfügbar unter: <https://www.regelleistung.net/ext/tender/remark/download/128306640>
42. PV MAGAZINE DEUTSCHLAND. Erfolg für Next Kraftwerke – OLG Düsseldorf kippt Mischpreisverfahren für Regelenergie. 2019. Verfügbar unter: <https://www.pv-magazine.de/2019/07/22/erfolg-fuer-next-kraftwerke-olg-duesseldorf-kippt-mischpreisverfahren-fuer-regelenergie/>
43. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Positionspapier Bilanzkrestreue. 2020. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2020/BK6-20-147/BK6-20-147_Positionspapier.html
44. ENERGATE MESSENGER. energate messenger vom 11.12.2019: Neue Regeln zum Bilanzkreismanagement treten früher in Kraft. 2019
45. BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E. V. (BDEW). BNetzA erlässt Maßnahmenpaket zur Stärkung der Bilanzkrestreue. 2019. Verfügbar unter: <http://www.bdew.de/energie/bnetza-erlaesst-ma%C3%9Fnahmenpaket-zur-staerkung-der-bilanzkrestreue/>
46. BUNDESNETZAGENTUR (BNetzA). Förderdeckel für zusätzlich installierte Biomasseanlagen erreicht. Pressemitteilung. 2019. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Presse/Pressemitteilungen/2019/20190831_Biomassedeckel.pdf
47. BUNDESANZEIGER (Hrsg.). Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2017 und weiterer energierechtlicher Bestimmungen. BUNDESANZEIGER (Hrsg.), Bundesgesetzblatt Teil I. 28. Mai 2020. Jg. 2020, Nr. 24, S. 1070–1072

48. BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E. V. (BDEW). Ausgestaltung des § 14a EnWG. Positionspapier. Berlin, 2017. Verfügbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20170210_Paragraph-14a-EnWG.pdf
49. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWI). Fahrplan für die weitere Digitalisierung der Energiewende. 2020. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/F/fahrplan-fuer-die-weitere-digitalisierung-der-energiewende.pdf?__blob=publicationFile&v=10
50. ZANDER, Wolfgang, ROSEN, Ulrich und NOLDE, Andreas. Digitalisierung der Energiewende – Topthema 2: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung. Aachen: BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung, 2019. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/digitalisierung-der-energiewende-thema-2.pdf?__blob=publicationFile&v=8
51. VERBRAUCHERZENTRALE BUNDESVERBAND (VZBV). Reform der Stromnetzentgelte verbrauchergerecht gestalten. 2020. Verfügbar unter: <https://www.vzbv.de/pressemitteilung/reform-der-stromnetzentgelte-verbrauchergerecht-gestalten>
52. VERBRAUCHERZENTRALE BUNDESVERBAND (VZBV), VERBAND DER AUTOMOBILINDUSTRIE (VDA) und BUNDESVERBAND DER WÄRMEPUMPE (BWP). Reform der Stromnetzentgelte muss Verbrauchern und Klimaschutz dienen. Pressemitteilung. 2020. Verfügbar unter: <https://www.vzbv.de/pressemitteilung/reform-der-stromnetzentgelte-muss-verbrauchern-und-klimaschutz-dienen>
53. BUNDESVERBAND SOLARWIRTSCHAFT E. V. Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche (Speicher/Mobilität). Berlin, 2020. Verfügbar unter: https://www.solarwirtschaft.de/datawall/uploads/2020/04/bsw_faktenblatt_stromspeicher.pdf
54. EY. Barometer Digitalisierung der Energiewende (Berichtsjahr 2019). 2020
55. ENERGATE MESSANGER. energate messenger vom 5.11.2020: Energiewirtschaft gewinnt Streit um 450-MHz-Funkfrequenzen. 2020
56. LANDESANSTALT FÜR UMWELT BADEN-WÜRTTEMBERG. Daten- und Kartendienst. 2020. Verfügbar unter: <https://udo.lubw.baden-wuerttemberg.de/public/>
57. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Statistiken zum Ausschreibungsverfahren zur Ermittlung der finanziellen Förderung von Windenergieanlagen an Land nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG). 2020. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Wind_Onshore/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen_node.html
58. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWI). Stärkung des Ausbaus der Windenergie an Land. Berlin, 2019. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/staerkung-des-ausbaus-der-windenergie-an-land.pdf?__blob=publicationFile&v=10
59. UMWELTBUNDESAMT. Auswirkungen von Mindestabständen zwischen Windenergieanlagen und Siedlungen. 2019. Position. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-03-20_pp_mindestabstaende-windenergieanlagen.pdf
60. HÜBNER, Gungula und POHL, Johannes. Mehr Abstand – mehr Akzeptanz? Ein umweltsychologischer Studienvergleich. Berlin, 2015. Verfügbar unter: https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Akzeptanz/FA-Wind_Abstand-Akzeptanz_Broschuere_2015.pdf

61. KERSTAN, Jens. 93. Umweltministerkonferenz – Endgültiges Ergebnisprotokoll. 2019. Verfügbar unter: https://www.umweltministerkonferenz.de/documents/endgueltiges-protokoll-93-umweltministerkonferenz_1575983525.pdf
62. STAATSMINISTERIUM BADEN-WÜRTTEMBERG. 1.000-Meter-Mindestabstand ist vom Tisch. Pressemitteilung. 2020. Verfügbar unter: <https://www.baden-wuerttemberg.de/de/service/presse/pressemitteilung/pid/1000-meter-mindestabstand-ist-vom-tisch>
63. HINZ, Priska. 94. Umweltministerkonferenz – Ergebnisprotokoll. 2020. Verfügbar unter: https://www.umweltministerkonferenz.de/documents/endgueltiges-ergebnisprotokoll-94_umk_1591103085.pdf
64. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG. Umweltministerkonferenz schafft bundesweit einheitliche Standards bei Genehmigungsverfahren von Windkraftanlagen. Pressemitteilung. 2020. Verfügbar unter: <https://um.baden-wuerttemberg.de/de/service/presse/pressemitteilung/pid/umweltministerkonferenz-schafft-bundesweit-einheitliche-standards-bei-genehmigungsverfahren-von-wind/>
65. BUNDESREGIERUNG. Besprechung der Bundeskanzlerin mit den Regierungschefinnen und Regierungschefs der Länder am 17. Juni 2020 – Beschluss „Umsetzung Energiewende“. 2020. Verfügbar unter: <https://www.bundesregierung.de/resource/blob/997532/1761550/f83f0a3b5aba7ecfe3a4b41e06fa5a2c/2020-06-17-energiewende-data.pdf?download=1>
66. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG. Neuer Windatlas für Baden-Württemberg vorgestellt. Pressemitteilung. 2019. Verfügbar unter: <https://um.baden-wuerttemberg.de/de/service/presse/pressemitteilung/pid/neuer-windatlas-fuer-baden-wuerttemberg-vorgestellt/>
67. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG. Potenzialanalyse zur Windenergie veröffentlicht. Pressemitteilung. 2019. Verfügbar unter: https://um.baden-wuerttemberg.de/de/service/presse/pressemitteilung/pid/potenzialanalyse-zur-windenergie-veroeffentlicht/?pk_content=Potenzialanalyse%2Bzur%2BWindenergie%2Bver%C3%B6ffentlicht&pk_keyword=erneuerbare_energien&pk_medium=newsletter
68. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG. Umweltminister Franz Untersteller fordert mehr Unterstützung für die Windkraft in Baden-Württemberg. Pressemitteilung. 2020. Verfügbar unter: <https://um.baden-wuerttemberg.de/de/service/presse/pressemitteilung/pid/umweltminister-franz-untersteller-fordert-mehr-unterstuetzung-fuer-die-windkraft-in-baden-wuerttemberg/>
69. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Statistiken zu den Ausschreibungsverfahren für Solaranlagen. 2020. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Solaranlagen/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen_node.html
70. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG. Erneuerbare Energien in Baden-Württemberg. Stuttgart
71. AG ENERGIEBILANZEN E. V. (AGEB). Stromerzeugung nach Energieträgern 1990–2019 (Stand Februar 2020). 2020. Verfügbar unter: <https://www.ag-energiebilanzen.de/>
72. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG. Bruttostromerzeugung nach Herkunft. Verfügbar unter: <http://www.statistik-bw.de/Energie/ErzeugVerwend/EN-BS-HK.jsp>

73. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN-WÜRTTEMBERG. Energie. 2020. Verfügbar unter: <https://www.statistik-bw.de/Energie/>
74. AGORA ENERGIEWENDE. Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2019. Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2020. 2020. Verfügbar unter: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2019/Jahresauswertung_2019/171_A-EW_Jahresauswertung_2019_WEB.pdf
75. STATISTISCHES BUNDESAMT. Fachserie 7 Reihe 1: Außenhandel – Zusammenfassende Übersichten für den Außenhandel 2019 (vorläufige Ergebnisse). 2020. Verfügbar unter: https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Aussenhandel/_inhalt.html
76. BUNDESNETZAGENTUR (BNetzA). SMARD Strommarktdaten – Kommerzieller Außenhandel. 2020. Verfügbar unter: <https://www.smard.de/home>
77. TRANSNET BW. Grenzüberschreitende Lastflüsse + Fahrpläne. Kennzahlen. 2020. Verfügbar unter: <https://www.transnetbw.de/de/transparenz/marktdaten/kennzahlen>
78. SWISSGRID. Netzdaten – Ergebnisübersicht Schweiz 2019. 2020. Verfügbar unter: <https://www.swissgrid.ch/de/home/operation/grid-data.html>
79. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). BBPIG, Vorhaben 2: Osterath – Philippsburg (Ultranet). 2020. Verfügbar unter: https://www.netzausbau.de/leitungsvorhaben/bbplg/02/de.html?cms_vhTab=1
80. SWR. Genehmigung für Umspannwerk auf Gelände des KKW liegt vor. Verfügbar unter: <https://www.swr.de/swraktuell/baden-wuerttemberg/karlsruhe/konverter-philippsburg-102.html>
81. TRANSNET BW. Ultranet: Grundsteinlegung für Gleichstrom-Umspannwerk in Philippsburg – Presseinformation. 2020. Verfügbar unter: <https://www.transnetbw.de/de/presse/presseinformationen/presseinformation/ultranet-grundsteinlegung-fuer-gleichstrom-umspannwerk-in-philippsburg>
82. ENERGATE-MESSENGER. energate messenger vom 31.07.2019: Suedlink wird frühestens 2026 fertig. 2019
83. ENERGATE MESSENGER. energate messenger vom 18.02.2020: Planfeststellungsverfahren für „Suedlink“ startet. 2020
84. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). BBPIG, Vorhaben 3: Brunsbüttel – Großgartach (SuedLink). 2020. Verfügbar unter: https://www.netzausbau.de/leitungsvorhaben/bbplg/03/de.html?cms_vhTab=2
85. ENERGATE MESSENGER. energate messenger vom 28.09.2020: Suedlink führt durch Salzbergwerk. 2020
86. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Netzausbau – Leitungsvorhaben. 2020. Verfügbar unter: <https://www.netzausbau.de/leitungsvorhaben/de.html>
87. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Monitoring des Stromnetzausbaus – Zweites Quartal 2020. 2020. Verfügbar unter: https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Vorhaben/Monitoring/Monitoring_2020-Q2.pdf?__blob=publicationFile
88. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom 2012. 2012.
89. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bedarfsermittlung 2024 – Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom (Zieljahr 2024). 2015. Verfügbar unter: https://data.netzausbau.de/2024/NEP/NEP2024_Bestaetigung.pdf

90. DEUTSCHER BUNDESTAG. Drucksache 17/11871 – Unterrichtung durch die Bundesregierung – Bericht nach § 3 des Energieleitungsausbaugesetzes. 2012. Verfügbar unter: <http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/17/118/1711871.pdf>
91. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). n-1-Kriterium. 2020. Verfügbar unter: https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Glossareintraege/DE/N/glo_n-1-kriterium.html?view=renderHelp
92. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Bundesnetzagentur bestätigt Netzentwicklungsplan 2019-2030. Pressemitteilung vom 20.12.2020. 2019. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Presse/Pressemitteilungen/2019/20191220_NEP.pdf;jsessionid=6E69CB53ECC673A4029C4B2AB0F564B9?__blob=publicationFile&v=2
93. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWI). Aktionsplan Gebotszone – Gemäß Art. 15 Verordnung (EU) 2019/943. 2020. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/aktionsplan-gebotszone.pdf?__blob=publicationFile&v=10
94. 50 HERTZ, AMPRION, TENNET und TRANSNET BW. Netzentwicklungsplan Strom 2012 – Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Verfügbar unter: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/nep_2012_1_entwurf_teil_1_kap_1_bis_8.pdf
95. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWI). Tempo für den Netzausbau – Ergebnisse des Treffens am 24. Mai in Hannover von Bundesminister Altmaier mit den Länderminister/innen, dem Präsidenten der Bundesnetzagentur sowie den Geschäftsführern der Übertragungsnetzbetreiber zum vorausschauenden Controlling des Netzausbaus. 2019. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/tempo-fuer-den-netzausbau.pdf?__blob=publicationFile&v=4
96. TRANSNET BW. Stromnetz 2050 – Eine Studie der TransnetBW GmbH. 2020
97. 50 HERTZ, AMPRION, TENNET und TRANSNET BW. Engpassbericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber gemäß Artikel 14 Abs. 7 Strommarkt-Verordnung (EU) 2019/943. 2019. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/BK04/BK4_91>Weiteres/Engpassbericht/190704_4_UENB_Engpassbericht_final_BA.pdf?__blob=publicationFile&v=3
98. NETZE BW. Netzausbauplan 2020 – Ausbau des 110-kV-Netzes der Netze BW GmbH. 2020
99. NETZE BW. Angaben der Netze BW GmbH zum Einspeisemanagement. 2020
100. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA) und BUNDESKARTELLAMT. Monitoringbericht 2018. 2019. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2018/Monitoringbericht_Energie2018.pdf?__blob=publicationFile&v=7
101. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Pressemitteilung Versorgungsunterbrechungen Strom 2019. 2020. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2020/20201022_SAIDISStrom.html?nn=265778
102. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Kennzahlen der Versorgungsunterbrechungen Strom. 2020. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Versorgungsunterbrechungen/Auswertung_Strom/Versorgungsunterbrech_Strom_node.html
103. COUNCIL OF EUROPEAN ENERGY REGULATORS (CEER). CEER Benchmarking Report 6.1 on the Continuity of Electricity and Gas Supply – Data update 2015/2016. 2018. Verfügbar unter: <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/963153e6-2f42-78eb-22a4-06f1552dd34c>

104. FORUM NETZTECHNIK/NETZBETRIEB IM VDE (FNN). Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik – Berichtsjahr 2019. 2020
105. LVI, VKU und VFEW. Qualität der Stromversorgung in Baden-Württemberg. Orientierungshilfe für Verbesserungen bei einer Beeinträchtigung der Stromversorgungsqualität. 2018. Verfügbar unter: https://www.vfew-bw.de/media/documents/LVI_VKU_VFEW_Orientierungshilfe_Qualitaet_der_Stromversorgung.pdf?page_slug=orientierungshilfe
106. TERRANETS BW. Daten & Fakten. Gasnetz-Informationen. Verfügbar unter: https://www.terrannets-bw.de/gastransport/gasnetz-informationen-fernleitungsnetz/#_datenfakten
107. BUNDESVERBAND ERDGAS, ERDÖL UND GEOENERGIE E. V. Statistischer Bericht 2018 – Die E&P-Industrie in Zahlen. Hannover/Berlin, 2019
108. FNB GAS. Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 (Entwurf). 2020. Verfügbar unter: https://www.fnb-gas.de/media/fnb_gas_2020_nep_entwurf_de.pdf
109. FNB GAS. Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 – Szenariorahmen. 2019. Verfügbar unter: https://www.fnb-gas.de/media/2019_08_16_nep-gas-2020-2030_szenariorahmen_final.pdf
110. FNB GAS. Winterrückblick 2019/2020. 2020. Verfügbar unter: https://www.fnb-gas.de/media/fnb_gas_winterrueckblick_2019_2020.pdf
111. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). SAIDI 2019. Kennzahlen der Versorgungsunterbrechungen Gas. 10. Juli 2020. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Versorgungsunterbrechungen/Auswertung_Gas/Versorgungsunterbr_Gas_node.html
112. VEREINIGUNG DER FERNLEITUNGSNETZBETREIBER GAS E. V. Winterausblick 2020/2021 der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber. 2020. Verfügbar unter: https://www.fnb-gas.de/media/fnb_gas_winterausblick_2020_2021.pdf
113. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWI). Dialogprozess Gas 2030 – Erste Bilanz. 2019. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/C-D/dialogprozess-gas-2030-erste-bilanz.pdf?__blob=publicationFile&v=4
114. BICKEL, Peter und KELM, Tobias. Evaluierung der inländischen KfW-Programme zur Förderung Erneuerbarer Energien 2010-2019. Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), 2020
115. BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE (BAFA). Nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz zugelassene Wärme- und Kältenetze in Baden-Württemberg (gem. Standort der einspeisenden KWK-Anlage). 2020
116. AGFW. AGFW-Hauptbericht 2018. 2019. Verfügbar unter: <https://www.agfw.de/zahlen-und-statistiken/agfw-hauptbericht/>
117. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWI). Energieeffizienzstrategie 2050. 2019. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energieeffizienzstrategie-2050.pdf?__blob=publicationFile&v=12
118. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG. Kraftstoffverbrauch im Straßenverkehr – Schätzung. 2020.
119. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN-WÜRTTEMBERG IM AUFTRAG DES ARBEITSKREISES „VOLKSWIRTSCHAFTLICHE GESAMTRECHNUNGEN DER LÄNDER“ (AK VGRDL). Bruttoinlandsprodukt, Bruttowertschöpfung in den Ländern der Bundesrepublik Deutschland 1991 bis 2019. 2020
120. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG. Heizenergie in Neubauten. 2020. Verfügbar unter: https://www.statistik-bw.de/Wohnen/WkostenVerhaeltnis/BW-BT_neubautenEnergie.jsp

121. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN-WÜRTTEMBERG. Baufertigstellungen in Baden-Württemberg. 2020. Verfügbar unter: <https://www.statistik-bw.de/HandwBauwirtschaft/Bautaetigkeit/BG-BF-LR.jsp>
122. AG ENERGIEBILANZEN E. V. (AGEB). Pandemie schrumpft Energieverbrauch – Daten für das erste Halbjahr 2020 / Erste Schätzung für das Gesamtjahr. Pressemitteilung. 2020. Verfügbar unter: <https://ag-energiebilanzen.de/22-0-Pressedienst.html>
123. BARDT, Hubertus, DEMARY, Markus, GRÖMLING, Michael, HENTZE, Tobias, HÜTHER, Michael, KOLEV, Galina und SCHÄFER, Holger. Weite Wege der Erholung – IW-Konjunkturprognose Herbst 2020. Institut der deutschen Wirtschaft, 2020
124. AG ENERGIEBILANZEN E. V. (AGEB). Auswertungstabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland 1990 bis 2019. September 2020
125. STATISTISCHE LANDESAMT BADEN-WÜRTTEMBERG IM AUFTRAG DES ARBEITSKREISES „VOLKSWIRTSCHAFTLICHE GESAMTRECHNUNG DER LÄNDER“ (AK VGRDL). Bruttowertschöpfung (preisbereinigt) Baden-Württemberg und Deutschland 1991 bis 2019 für ausgewählte Zusammenfassungen. 2020
126. STATISTISCHE LANDESAMT. Wohnen. Verfügbar unter: <https://www.statistik-bw.de/Wohnen/>
127. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN-WÜRTTEMBERG. Bevölkerung und Gebiet. 2020
128. INSTITUT WOHNEN UND UMWELT (IWU), FRAUNHOFER IFAM und ANDERE. Monitoring der KfW-Programme „Energieeffizient Sanieren“ und „Energieeffizient Bauen“ 2012-2017. 2018
129. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN-WÜRTTEMBERG – ARBEITSKREIS „VOLKSWIRTSCHAFTLICHE GESAMTRECHNUNG DER LÄNDER“. Wirtschaftswachstum. 2020
130. STATISTISCHES BUNDESAMT. Bevölkerung. 2020
131. BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE (BAFA). Energieberatungen im Mittelstand 2015-2019. 2020
132. BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE (BAFA). Energieberatungen für Wohngebäude 2013-2019. 2020
133. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG. Auswertung Zwischenberichte der regionalen Kompetenzstellen für Energieeffizienz (KEFF). 2020
134. L-BANK. Geschäftsbericht 2019 der L-Bank. 2020. Verfügbar unter: <https://www.l-bank.info/ueber-die-l-bank/publikationen/geschäftsberichte/geschäftsberichte.html>
135. KELM, Tobias, VOGEL-SPERL, Antje, SCHMIDT, Maike, CAPOTA, Michael, SPERBER, Evelyn, HUSENBETH, Christoph und NITSCH, Joachim. Studie Landeskonzept Kraft-Wärme-Kopplung Baden-Württemberg. 2014. Verfügbar unter: https://www.zsw-bw.de/fileadmin/user_upload/PDFs/Forschung/2014_Studie_KWK-Konzept_BW.pdf
136. BUNDESNETZAGENTUR (BNetzA). Marktstammdatenregister. 2019. Verfügbar unter: <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR>
137. BUNDESNETZAGENTUR (BNetzA). Veröffentlichung der KWK-Meldungen – 07/2017 bis 01/2019. 28. Februar 2019. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/VOeFF_Registerdaten/2019_01_Veroeff_KWK.html

138. BUNDESNETZAGENTUR (BNetzA). Marktstammdatenregister. Verfügbar unter: <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR>
139. BUNDESNETZAGENTUR (BNetzA). Beendete Ausschreibungen von KWK-Anlagen. 2020. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/Elektrizitaet undGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/KWK/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen_node.html
140. SOLITES. Solare Nah- und Fernwärme in Deutschland. August 2020. Verfügbar unter: <https://www.solar-district-heating.eu/de/aktuelles/medien/>
141. BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE (BAFA). Umweltbonus. 2020. Verfügbar unter: https://twitter.com/BAFA_Bund/status/1301531111395385344
142. BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE (BAFA). Elektromobilität (Umweltbonus) – Zwischenbilanz zum Antragstand vom 31. August 2020. 2020. Verfügbar unter: https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/emob_zwischenbilanz.pdf?__blob=publicationFile&v=60
143. KRAFTFAHRT-BUNDESAMT (KBA). FZ 14 – Neuzulassungen von Kraftfahrzeugen nach Umwelt-Merkmalen Jahr 2019. 2020. Verfügbar unter: https://www.kba.de/SharedDocs/Publikationen/DE/Statistik/Fahrzeuge/FZ/2019/fz14_2019_pdf.pdf
144. KRAFTFAHRT-BUNDESAMT (KBA). Fahrzeugzulassungen (FZ) Bestand an Kraftfahrzeugen nach Umwelt-Merkmalen (1. Januar 2020) – FZ 13. 2020. Verfügbar unter: https://www.kba.de/SharedDocs/Publikationen/DE/Statistik/Fahrzeuge/FZ/2020/fz13_2020_pdf.pdf
145. KRAFTFAHRT-BUNDESAMT (KBA). Bestand nach Zulassungsbezirken (FZ 1). 2020. Verfügbar unter: https://www.kba.de/DE/Statistik/Produktkatalog/produkte/Fahrzeuge/fz1_b_uebersicht.html
146. BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E. V. (BDEW) und ENERGY CODES & SERVICES. Ladesäulenregister. 2020. Verfügbar unter: <https://ladesaeulenregister.de/>
147. BUNDESVERBAND WÄRMEPUMPE E. V. BWP Marktzahlen 2018: Nachhaltiges Wachstum mit Luft nach oben, deutliches Signal für die Politik. 2019. Verfügbar unter: https://www.waermepumpe.de/fileadmin/user_upload/2019-01-28_BWP_Absatzzahlen_2018_fin.pdf
148. STATISTISCHES BUNDESAMT. Über zwei Drittel der neuen Wohngebäude 2019 heizen ganz oder teilweise mit erneuerbaren Energien. Statistisches Bundesamt. 2020. Verfügbar unter: https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2020/07/PD20_247_31121.html
149. EUROPÄISCHE KOMMISSION. A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe. 2020. Verfügbar unter: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen_strategy.pdf
150. EUROPÄISCHE KOMMISSION. European Clean Hydrogen Alliance Members. 2020. Verfügbar unter: <https://ec.europa.eu/docsroom/documents/42605?locale=en>
151. BUNDESREGIERUNG. Die Nationale Wasserstoffstrategie. 2020. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=16
152. BUNDESNETZAGENTUR (BNetzA). Regulierung von Wasserstoffnetzen – Bestandsaufnahme. 2020. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Wasserstoff/Wasserstoffpapier.pdf;jsessionid=CBD268568399AB9EC33781C48C064C06?__blob=publicationFile&v=2

153. VEREINIGUNG DER FERNLEITUNGSNETZBETREIBER GAS E. V. (FNB GAS), BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E. V. (BDEW), BUNDESVERBAND DER DEUTSCHEN INDUSTRIE E. V. (BDI), VERBAND DER INDUSTRIELLEN ENERGIE- & KRAFTWIRTSCHAFT E. V. (VIK) und DEUTSCHER INDUSTRIE- UND HANDELSKAMMERTAG (DIHK). Position: Auf dem Weg zu einem wettbewerblichen Wasserstoffmarkt. Gemeinsamer Verbändevorschlag zur Anpassung des Rechtsrahmens für Wasserstoffnetze. 2020. Verfügbar unter: https://oge.net/_Resources/Persistent/f/6/6/1/f6612c6aa6c08a9a70be74a0ceaedfc8899ae5f4/FNB%20Gas_BDI_BDEW_VIK_DIHK_Auf%20dem%20Weg%20zu%20einem%20wettbewerblichen%20Wasserstoffmarkt_April%202020_final.pdf
154. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Pressemitteilung: Bundesnetzagentur leitet Marktkonsultation zur Regulierung von Wasserstoffnetzen ein. 2020. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2020/20200713_Wasserstoff.html
155. INITIATIVE ERDGASSPEICHER (INES) IN ENERGATE. Wasserstoffnetze brauchen eine adaptive Regulierung. 2020. Verfügbar unter: <https://www.energate-messenger.de//news/205195/-wasserstoffnetze-brauchen-eine-adaptive-regulierung->
156. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWI). Gewinner des Ideenwettbewerbs „Reallabore der Energiewende“ – Steckbriefe. 2019. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/reallabore-der-energiewende-gewinner-ideenwettbewerb-steckbriefe.pdf?__blob=publicationFile&v=9
157. Persönliche Information seitens der NOW GmbH auf Basis von Daten des Kraftfahrtbundesamtes. 2020
158. H2 MOBILITY DEUTSCHLAND. H2.LIVE: Wasserstofftankstellen in Deutschland & Europa (Stand: 04.09.2020). 2020. Verfügbar unter: <https://h2.live/>
159. BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE (BAFA). Entwicklung der Rohöleinfuhr (1991 – 2019). 2020. Verfügbar unter: https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/roel_entwicklung_rohoeleinfuhr_1991_2019.html
160. BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE (BAFA). Entwicklung der Grenzübergangspreise ab 1991. 2020. Verfügbar unter: https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/egas_aufkommen_export_1991.html
161. STATISTIK DER KOHLENWIRTSCHAFT E. V. Entwicklung ausgewählter Energiepreise. 2020. Verfügbar unter: <https://kohlenstatistik.de>
162. STATISTISCHES BUNDESAMT. Daten zur Energiepreisentwicklung – Lange Reihen bis Juni 2020. 2020. Verfügbar unter: <https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Preise/Publikationen/Energiepreise/energiepreisentwicklung-pdf-5619001.html>
Library Catalog: www.destatis.de
163. BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT (BDEW). BDEW-Strompreisanalyse Juli 2020. 2020. Verfügbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/201013_BDEW-Strompreisanalyse_Juli_2020-Haushalte_und_Industrie.pdf
164. LEIPZIGER INSTITUT FÜR ENERGIE. Preisbericht für den Energiemarkt in Baden-Württemberg 2019. 2020
165. EUROPÄISCHE KOMMISSION. Preise Elektrizität für Nichthaushaltskunde, ab 2007 – halbjährliche Daten. Eurostat. 2020. Verfügbar unter: https://ec.europa.eu/eurostat/de/web/products-datasets/product?code=nrg_pc_205

166. 50 HERTZ, AMPRION, TENNET und TRANSNET BW. Prognose der EEG-Umlage 2021 nach EEG. 2020. Verfügbar unter: <https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/EEG-Umlage/EEG-Umlage%202021/2020-10-15%20Ver%C3%B6ffentlichung%20EEG-Umlage%202021.pdf>
167. ARBEITSGEMEINSCHAFT ENERGIEBILANZEN E. V. (AGEB). Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland – Daten für die Jahre von 1990 bis 2018. 2020. Verfügbar unter: <https://ag-energiebilanzen.de/10-0-Auswertungstabellen.html>
168. BUNDESRAT. Entwurf eines Ersten Gesetzes zur Änderung des Brennstoffemissions-handelsgesetzes. 22. Mai 2020. Drucksache 266/20. Verfügbar unter: https://www.bundesrat.de/SharedDocs/drucksachen/2020/0201-0300/266-20.pdf?__blob=publicationFile&v=1
169. AGORA VERKEHRSWENDE und AGORA ENERGIEWENDE. Klimaschutz auf Kurs bringen: Wie eine CO₂-Bepreisung sozial ausgewogen wirkt. 2019
170. DEUTSCHER BUNDESTAG. Drucksache 19/21638: Absenkung der EEG-Umlage und EU-Beihilferecht. 2020. Verfügbar unter: <https://dip21.bundestag.de/dip21/btd/19/216/1921638.pdf>
171. EDENHOFER, Ottmar, FLACHSLAND, Christian, KALKUHL, Matthias, KNOPF, Brigitte und PAHLE, Michael. Bewertung des Klimapakets und nächste Schritte. Mercator Research Institute on Global Commons and Climate Change (MCC), 2019
172. EDENHOFER, Ottmar, FLACHSLAND, Christian, KALKUHL, Matthias, KNOPF, Brigitte und PAHLE, Michael. Optionen für eine CO₂-Preisreform. Mercator Research Institute on Global Commons and Climate Change (MCC), 2019. Verfügbar unter: https://www.mcc-berlin.net/fileadmin/data/B2.3_Publications/Working%20Paper/2019_MCC_Optionen_f%C3%BCr_eine_CO2-Preisreform_final.pdf
173. WERNSMANN, Dr Rainer. Verfassungswidrigkeit der CO₂-Bepreisung nach dem Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG), insbesondere im Zeitraum von 2021 bis 2025. Rechtsgutachten. Universität Passau, 2020
174. ANTONI, Johannes, BORGER, Julia, KALIS, Michael, SCHÄFER-STRADOWSKY, Simon, SELINGER, Joschka und RODI, Dr Michael. Verfassungsmäßigkeit des Entwurfs zum Brennstoffemissionshandelsgesetzes (BEHG-E). Rechtswissenschaftliches Kurzgutachten und Stellungnahme. IKEM, 2019
175. MÜLLER, Thorsten und KAHL, Hartmut. 45: Zur verfassungsrechtlichen Einordnung des Brennstoffemissionshandelsgesetzes. 2019. Würzburger Berichte zum Umweltenergierecht. Verfügbar unter: https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2019/11/Stiftung_Umweltenergierecht_M%C3%BCller_Stellungnahme_BEHG_2019-11-06.pdf
176. LALEE, Nabila. FDP wirbt für Klage gegen CO₂-Preis. energate messenger plus. 9. Juni 2020. Verfügbar unter: <https://www.energate-messenger.de/news/203099/fdp-wirbt-fuer-klage-gegen-co2-preis> Library Catalog: www.energate-messenger.de
177. ENPLIFY. Doppelbelastung aus nationalem und europäischem Emissionshandel. Düsseldorf, 2020. Verfügbar unter: <https://www.enplify.de/impact-assessment-doppelbelastung-emissions-handel>
178. LALEE, Nabila. Biosprit-Verband: CO₂-Preis für alternative Kraftstoffe schadet Klimaschutz. energate messenger plus. 2020. Verfügbar unter: <https://www.energate-messenger.de/news/203807/biosprit-verband-co2-preis-fuer-alternative-kraftstoffe-schadet-klimaschutz>

179. 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
180. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG und ZENTRUM FÜR SONNENENERGIE- UND WASSERSTOFF-FORSCHUNG BADEN-WÜRTTEMBERG (ZSW). Monitoring der Energiewende in Baden-Württemberg – Statusbericht 2016. 2016. Verfügbar unter: https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2_Presse_und_Service/Publikationen/Energie/Monitoring-der-Energiewende-BW-2016.pdf
181. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN-WÜRTTEMBERG. Stromabsatz und Erlöse nach Verbrauchergruppen. Verfügbar unter: https://www.statistik-bw.de/Service/Veroeff/Statistische_Berichte/352817001.pdf
182. STATISTISCHE ÄMTER DES BUNDES UND DER LÄNDER. Energieverbrauch des Verarbeitenden Gewerbes, Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden in Baden-Württemberg. Verfügbar unter: https://www.destatis.de/GPStatistik/receive/BWSerie_serie_00000468
183. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN WÜRTTEMBERG. Kläranlagen mit Klärgasgewinnung und Stromerzeugung seit 1980 nach Art der Verwendung. Verfügbar unter: http://www.statistik-bw.de/Energie/ErzeugVerwend/EN_Klaergas.jsp
184. STATISTISCHES BUNDESAMT. Stromabsatz und Erlöse der Elektrizitätsversorgungsunternehmen an Letztverbraucher, Sondervertragskunden und Tarifkunden insgesamt. Statistisches Bundesamt. 2020. Verfügbar unter: <https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Energie/Verwendung/Tabellen/stromabsatz-haushalt.html>
185. BUNDESMINISTERIUM DER FINANZEN (BMF). 27. Subventionsbericht des Bundes. 2019. Verfügbar unter: https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Downloads/Broschueren_Bestellservice/2020-03-01-Subventionsbericht.html
186. BUNDESINSTITUT FÜR BAU-, STADT- UND RAUMFORSCHUNG. Strukturdaten zur Produktion und Beschäftigung im Baugewerbe. Dezember 2019. Verfügbar unter: <https://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/veroeffentlichungen/bbsr-online/2019/bbsr-online-17-2019.html?nn=396894>
187. BUNDEMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWI). Energiedaten. Nationale und internationale Entwicklung. 2020. Verfügbar unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html>
188. FICHTNER ET AL. Evaluation des Marktanreizprogramms zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt. 2019. Verfügbar unter: <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/evaluierung-marktanreizprogramm-2018.html>
189. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN-WÜRTTEMBERG. Endenergieverbrauch des Verkehrs. Verfügbar unter: <https://www.statistik-bw.de/Energie/Energiebilanz/LRt1507.jsp>
190. EXPERTENKOMMISSION ZUM MONITORING-PROZESS „ENERGIE DER ZUKUNFT“. Stellungnahme zum zweiten Fortschrittsbericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2017. 2019. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/ewk-stellungnahme.pdf?__blob=publicationFile&v=4

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Entwicklung des konventionellen Kraftwerkparks (> 10 MW) in Baden-Württemberg bis 2022	24
Abbildung 2:	Entwicklung der Erzeugungslleistung erneuerbarer Energien (Säulen) sowie der gesicherten Leistung (Linie) von 2000 bis 2019 in Baden-Württemberg	42
Abbildung 3:	Entwicklung der Bruttostromerzeugung nach Energieträgern sowie des Bruttostromverbrauchs im Zeitraum von 2000 bis 2019 in Baden-Württemberg	43
Abbildung 4:	Geplanter Handelsaustausch zwischen Baden-Württemberg und dem benachbarten Ausland in den Jahren 2015 bis 2019	44
Abbildung 5:	Physikalische Stromflüsse zwischen Baden-Württemberg und dem benachbarten Ausland in den Jahren 2015 bis 2019	45
Abbildung 6:	Ursprüngliche Planung und derzeitiger Planungsstand der Netzausbauvorhaben gemäß BBPIG in Baden-Württemberg (Stand Q2/2020)	48
Abbildung 7:	Ursprüngliche Planung, derzeitiger Ausbau- und Planungsstand der Netzausbauvorhaben gemäß EnLAG (Ausbaustand Q4/2019, Planungsstand Q2/2020)	48
Abbildung 8:	Ursprüngliche Planung, derzeitiger Ausbau- und Planungsstand der Netzausbauvorhaben gemäß BBPIG (Ausbaustand Q4/2019, Planungsstand Q2/2020)	49
Abbildung 9:	Geplante Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen im Verteilnetz der Netze BW	51
Abbildung 10:	Entwicklung des SAIDI in Deutschland im Zeitraum von 2008 bis 2019 (links) sowie Vergleich der SAIDI-Werte europäischer Länder aus dem Jahr 2016 (rechts)	53
Abbildung 11:	Vergleich des SAIDI in Baden-Württemberg und im Bundesdurchschnitt seit 2008	53
Abbildung 12:	Zeitliche Entwicklung der auf die Stromkreislänge bezogenen kurzschlussartigen Fehler gemäß FNN-Statistik	54
Abbildung 13:	Entwicklung des Endenergieverbrauchs in Baden-Württemberg nach Sektoren (links) und nach Energieträgern (rechts) im Zeitraum von 1990 bis 2019	61
Abbildung 14:	Entwicklung der temperaturbereinigten Primär- und Endenergieproduktivität sowie Stromproduktivität in Baden-Württemberg (Index 2010 =100)	63

Abbildung 15: Entwicklung der temperaturbereinigten Endenergieproduktivität im Sektor Industrie und im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) in Baden-Württemberg	63
Abbildung 16: Entwicklung des spezifischen und absoluten Endenergieverbrauchs privater Haushalte zur Raumwärme- und Warmwasserbereitung in Baden-Württemberg	64
Abbildung 17: Inanspruchnahme von geförderten Bundesberatungen und -förderprogrammen in Baden-Württemberg bezogen auf die bundesweite Inanspruchnahme	65
Abbildung 18: Entwicklung der KWK-Nettostromerzeugung nach Erzeugungsbereichen und des KWK-Anteils in Baden-Württemberg	67
Abbildung 19: Entwicklung der KWK-Wärmeerzeugung nach Erzeugungsbereichen in Baden-Württemberg	67
Abbildung 20: Entwicklung des Beitrags der erneuerbaren Energien zur Wärmebereitstellung im Zeitraum von 2000 bis 2019 in absoluten Werten (Säulen) sowie als Anteil am gesamten Endenergieverbrauch zur Wärmebereitstellung ohne Strom (Linie)	69
Abbildung 21: Anlagen zur Nutzung solarer Nah- und Fernwärme in Deutschland	70
Abbildung 22: Entwicklung der Elektrofahrzeuge und des Stromverbrauchs in Baden-Württemberg	73
Abbildung 23: Anzahl der Elektrofahrzeuge (Plug-in Hybride und reinbatterieelektrische Pkw) in den Stadt- und Landkreisen Baden-Württembergs (Stand: 1. Januar 2020) (links) sowie öffentlich zugängliche Ladepunkte für Elektrofahrzeuge je Gemeinde in Baden-Württemberg (Stand: April 2020) (rechts)	74
Abbildung 24: Monatliche Einfuhrpreisindizes fossiler Energieträger von Januar 2005 bis Juni 2020	78
Abbildung 25: Durchschnittliche Strompreise (nominal) und deren Bestandteile für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 3.500 Kilowattstunden	79
Abbildung 26: Durchschnittliche Strompreise (nominal) für Nichthaushaltskunden von 2010 bis 2019 (ohne Mehrwertsteuer und erstattungsfähige Steuern und Abgaben)	80
Abbildung 27: Entwicklung der EEG-Umlage in den Jahren 2010 bis 2021 (oben) und ihrer Komponenten im Jahr 2021 im Vergleich zu 2020 (unten)	81
Abbildung 28: Erdgas-Preisindex nach Abnehmern	83
Abbildung 29: Zusammensetzung der Gaspreise für Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden zum Stichtag 1. April 2019 (Haushalte: 5,556 kWh/a; Gewerbe: 116 MWh/a, Industrie: 116 GWh/a)	83
Abbildung 30: Aggregierte Letztverbraucherausgaben für Strom in Baden-Württemberg	86
Abbildung 31: Entwicklung der Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen in Baden-Württemberg	87
Abbildung 32: Entwicklung der aggregierten Letztverbraucherausgaben für Kraftstoffe in Baden-Württemberg	88
Abbildung 33: Anteil der Letztverbraucherausgaben für Strom, Wärme und Kraftstoffe am nominalen Bruttoinlandsprodukt in Baden-Württemberg bis 2019	89

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Bundesweite Entwicklung der Redispatchmengen und -kosten	27
Tabelle 2:	Redispatchbedarf in der Regelzone der TransnetBW GmbH (nur Einzelmaßnahmen mit Marktkraftwerken)	28
Tabelle 3:	Übersicht der im Strommarktgesetz vorgesehenen Reserveleistung	29
Tabelle 4:	Übersicht über die EEG-Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land	37
Tabelle 5:	Übersicht über die EEG-Ausschreibungen für Photovoltaikanlagen	39
Tabelle 6:	Umsetzungsstand der Netzausbauvorhaben des Bundesbedarfsplangesetzes im Verantwortungsbereich der TransnetBW GmbH und durch andere Übertragungsnetzbetreiber durchzuführende Maßnahmen in Baden-Württemberg (Stand 10/2020)	47
Tabelle 7:	Netzausbauvorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber bis Ende 2030	55
Tabelle 8:	Ergebnisse der Versorgungsvarianten für das Jahr 2030 im Netzgebiet der terranets bw GmbH	56
Tabelle 9:	Geförderte Trassenkilometer von Wärmenetzen in Baden-Württemberg nach Förderjahren	58
Tabelle 10:	Entwicklung der KWK-Nettostromerzeugung nach Erzeugungsbereichen und des KWK-Anteils in Baden-Württemberg	66
Tabelle 11:	Übersicht über die Ausschreibungen für KWK-Anlagen und innovative KWK-Systeme	68

