

Die Weiterentwicklung der Energiewirtschaft in Baden-Württemberg bis 2025 unter Berücksichtigung der Liefer- und Preissicherheit

im Auftrag des Baden-Württembergischen
Industrie- und Handelskammertags

AKTUALISIERUNG JANUAR 2016



Auftraggeber

Baden-Württembergischer Industrie- und
Handelskammertag

Wissenschaftliche Projektleitung

KIT-Zentrum Energie
Hermann-von-Helmholtz-Platz 1
76344 Eggenstein-Leopoldshafen

Koordination

Dr.-Ing. Karl-Friedrich Ziegahn
Bereichsleiter 4 "Natürliche und gebaute Umwelt"
Hermann-von-Helmholtz-Platz 1
76344 Eggenstein-Leopoldshafen

Autoren

Karlsruher Institut für Technologie:
Florian Allarding, Christian Beilmann, Wolfgang
Breh, Judith Bremer, Joachim Fuchs, Christian Gitte,
Julian Hess, Christian Hirsch, Thomas Kohl, Simon
Loskyll, Jörg Sauer, Susann Schäfer, Katharina
Schätzler, Hartmut Schmeck, Thomas Schulenberg,
Olaf Wollersheim, Karl-Friedrich Ziegahn

Forschungszentrum Informatik (FZI):
Birger Becker, Sebastian Gottwalt, Alexander Schuller

**Die Weiterentwicklung der Energiewirtschaft
in Baden-Württemberg bis 2025
unter Berücksichtigung der Liefer- und Preissicherheit**

Aktualisierung Januar 2016

Auftraggeber:



Baden-Württembergischer
Industrie- und Handelskammertag

Inhalt

Abkürzungsverzeichnis	V
1 Einleitung.....	1
2 Ist-Zustand der Stromversorgung in Baden-Württemberg	4
2.1 Energiepolitische Rahmenbedingungen.....	5
2.1.1 Europäische Ebene	5
2.1.2 Bundesebene	5
2.1.3 Landesebene	18
2.2 Strombereitstellung und -nachfrage	21
2.2.1 Strombereitstellung.....	22
2.2.2 Stromnachfrage	29
2.3 Elektrische Netze	35
2.4 Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen.....	42
2.4.1 Energiekosten der Industrie	42
2.4.2 Durchschnittserlöse der Stromlieferung	43
2.4.3 Endkundenpreise für Haushalte	44
2.4.4 Endkundenpreise für Industrie.....	45
2.4.5 Exkurs: Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern	48
2.5 Exkurs: Versorgungssicherheit bei Erdgas (Netze, Speicher)	54
2.5.1 Stand der Versorgung und Struktur des Gasnetzes und der Gasspeicher	54
2.5.2 Gasspeicher	57
2.5.3 Preisentwicklung	58
2.5.4 Versorgungssicherheit:.....	59
3 Potenziale der Erneuerbaren Energien, der Kraft-Wärme-Kopplung und des Lastmanagements in Baden-Württemberg	61
3.1 Definitionen und Methodik	61
3.2 Potenziale der Erneuerbaren Energien	61
3.2.1 Windenergie	61
3.2.2 Photovoltaik	67
3.2.3 Exkurs: Photovoltaik in Kombination mit Lithium-Ionen-Heimspeichern.....	70
3.2.4 Biomasse.....	72
3.2.5 Geothermie	79
3.2.6 Wasserkraft	83
3.3 Potenzial der Kraft-Wärme-Kopplung	84
3.4 Potenzial des Lastmanagements	87
3.4.1 Übersicht	87

3.4.2	Evaluierung des Lastverschiebepotenzials im Haushaltsbereich	88
3.4.3	Lastverschiebepotenzial aller Sektoren: Schwerpunkt Lastverschiebung in industriellen Prozessen.....	95
3.4.4	Ausblick – Zusammenstellung von optimalen Demand Side Management Portfolios	97
3.5	Exkurs Elektromobilität	100
3.5.1	Stand der Marktentwicklung	100
3.5.2	Bedeutung für den Automobilstandort Baden-Württemberg	101
3.5.3	Forschung in Baden-Württemberg.....	102
3.5.4	Integration in das intelligente Stromnetz der Zukunft.....	105
3.5.5	Umweltauswirkungen.....	107
3.6	Schlussfolgerungen.....	109
4	Potenziale der Energieeffizienz und Entwicklung des Strombedarfs in Baden-Württemberg.....	111
4.1	Energieeffizienzsituation in Baden-Württemberg.....	113
4.1.1	Energieverbrauch und Energieproduktivität	114
4.1.2	Bruttostromverbrauch und Stromproduktivität.....	116
4.2	Erschließung weiterer Potenziale für mehr Energieeffizienz	119
5	Untersuchung von Szenarien zur Deckung des Strombedarfs bis 2025.....	121
5.1	Konventionelle Stromerzeugungskapazitäten.....	121
5.1.1	Qualitative Darstellung der Entwicklung konventioneller Stromerzeugungskapazitäten in Baden-Württemberg bis 2025.....	122
5.1.2	Quantitative Analyse der Entwicklung konventioneller Stromerzeugungskapazitäten in Baden-Württemberg bis 2025.....	123
5.1.3	Kraftwerksauslastung als Basis zur Berechnung der Entwicklung der Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken.....	129
5.2	Szenarien für den Strommix in Baden-Württemberg bis 2025	132
5.2.1	Basis-Szenario	134
5.2.2	Alternativ-Szenario	152
5.2.3	Klimaschutz-Szenario.....	159
5.2.4	Diskussion der Szenarien	162
5.3	Strompreise	166
5.3.1	Die Entwicklung der Großhandelspreise und die EEG-Umlage	166
5.3.2	Entwicklung weiterer Strompreisbestandteile.....	169
6	Anforderungen an die Energieforschung, die Energiepolitik und Chancen für die Wirtschaft in Baden-Württemberg	171
6.1	Aktuelle Energieforschung vor dem Hintergrund der Energiewende	171
6.1.1	Energieforschungsprogramm der Bundesregierung	171

	Inhalt
6.1.2	Schwerpunkte der Energieforschung 172
6.1.3	Förderung 173
6.1.4	Vernetzte Forschungsaktivitäten 175
6.1.5	Energieforschung in Baden-Württemberg 176
6.2	Marktanforderungen 177
6.2.1	Anforderungen an Stromnetze 178
6.2.2	Anforderungen an Erneuerbare Energien 180
6.2.3	Kapazitätsmärkte, Reserveleistung 184
6.3	Chancen für die Wirtschaft in Baden-Württemberg 187
7	Fazit 192
8	Literatur 195

Abkürzungsverzeichnis

AGFW	Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V.
AEE	Agentur für Erneuerbare Energien
AregV	Anreizregulierungsverordnung
BBPIG	Bundesbedarfsplangesetz
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
DIW	Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt
DR	Demand Response
DSM	Demand Side Management
DSI	Demand Side Integration
EE	Erneuerbare Energien
EED	Energieeffizienz-Richtlinie
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEWärmeG	Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz
EEX	European Energy Exchange
EGS	Enhanced Geothermal System
ELIX	European Electricity Index
EnBW AG	Energie Baden-Württemberg AG
ENEV	Energieeinsparverordnung
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz
ENTSOE	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ETS	Emissions Trading System
EoM	Energy-only-Market
Fraunhofer ISE	Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme
GÜP	Grenzübergangspunkt
GWh	Gigawattstunden
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
IEKK	Integriertes Energie- und Klimaschutzkonzept
KIT	Karlsruher Institut für Technologie
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LUBW	Landesanstalt für Umwelt, Messungen und Naturschutz Baden-Württemberg
MVV Energie AG	Mannheimer Versorgungs- und Verkehrsgesellschaft AG
MWe	Megawatt elektrisch
MWp	Megawatt Peak
NAPE	Nationaler Aktionsplan für Energieeffizienz
PV	Photovoltaik
RWE AG	Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk AG
SESAM	Energie-Spar-Management-System
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
TU Berlin	Technische Universität Berlin

UGS	Untertage-Gasspeicher
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VGR	Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung
VO-Paket	Verordnungspaket
WZ	Wirtschaftszweige
ZSW	Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung

1 Einleitung

Die Versorgungssicherheit mit Energie, den Schutz von Klima und Umwelt, die Schonung der Ressourcen und die Anforderungen an Flexibilität und ökonomischer Stabilität gleichermaßen zu gewährleisten ist eine der großen Herausforderungen dieser Zeit. Die daraus abgeleiteten Ziele, die im energiepolitischen Zieldreieck von Versorgungssicherheit, Umweltverträglichkeit und Wirtschaftlichkeit gemeinsam bearbeitet werden müssen, sind in einem komplexen Umfeld mit einer Vielfalt von Instrumenten und Maßnahmen anzugehen. Unterlegt werden diese strategischen Ziele mit konkret erfassbaren Größen, die zur Reduktion der Treibhausgasemissionen, dem Ausbau Erneuerbarer Energien und der Steigerung der Energieeffizienz formuliert werden. Dabei treten Wechselwirkungen und gegenläufige Effekte auf, welche durch weitsichtiges Management, vor allem aber durch Anstrengungen in Forschung und Innovation in mittel- bis langfristiger Perspektive in Einklang gebracht werden müssen. In diesem Spannungsfeld bewegt sich die Energie- und Klimapolitik auf allen Ebenen seit vielen Jahren. Es sind politische Entscheidungen, die getroffen werden müssen, um Ziele zu priorisieren. Die Wissenschaft kann diesen Prozess durch Erarbeitung von Grundlagen unterstützen, die Entscheidung über die vorrangig angestrebten Ziele obliegt jedoch der gewählten Vertretung und kann – je nach gesellschaftspolitischem Umfeld – unterschiedlich ausfallen.

Ausgangsbasis der vorliegenden Studie ist die 2012 vom KIT im Auftrag der baden-württembergischen IHKs erarbeitete Untersuchung „Die Weiterentwicklung der Energiewirtschaft in Baden-Württemberg bis 2025 unter Berücksichtigung der Liefer- und Preissicherheit“. Ziel war vor vier Jahren, mögliche Entwicklungen der Energiewirtschaft in Baden-Württemberg bis zum Jahr 2025 unter den damals bekannten politischen Rahmenbedingungen zu identifizieren. Diese waren – und sind bis heute – vor allem die Transformation der Energieversorgung mit drei politischen Hauptzielen:

- Reduktion der Treibhausgasemissionen
- Ausbau der Nutzung Erneuerbarer Energien
- Steigerung der Energieeffizienz

Die seitherige Weiterentwicklung der Energiepolitik auf europäischer, nationaler sowie baden-württembergischer Ebene und die damit teilweise veränderten Rahmenbedingungen, die weiteren technischen Entwicklungen und neuen Konzepte erfordern jetzt eine erneute Betrachtung sowie eine Nachjustierung der damaligen Ergebnisse. Ziel der nun vorliegenden aktualisierten Studie ist aber nach wie vor, die Auswirkungen der Entwicklung von Versorgungssicherheit und Preiseentwicklung auf die Wirtschaft in Baden-Württemberg zu betrachten.

Den wesentlichen neuen Leitrahmen der Landesregierung Baden-Württemberg bildet das im Juli 2014 verabschiedete „Integrierte Energie- und Klimaschutzkonzept Baden-Württemberg“ (IEKK). Demgemäß sollen im Vergleich zu 1990 die Treibhausgasemissionen bis 2020 um 25 Prozent und bis 2050 um rund 90 Prozent reduziert werden. Weiterhin soll der Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bis 2020 auf 36 Prozent und bis 2050 auf 89 Prozent steigen. Gegenüber 2010 soll der Endenergieverbrauch bis 2020 um 16 Prozent und bis 2030 um 32 Prozent sinken.

Auf der Grundlage der Untersuchungen zum Ist-Zustand der Stromversorgung in Baden-Württemberg sowie zu den Potenzialen der Nutzung Erneuerbarer Energien aktualisiert die Studie die damals entwickelten Szenarien, welche die Strombedarfsdeckung im Land bis 2025 beschreiben. Wesentlich sind dabei die Deckung des Strombedarfs und die Prognose eines unter den genannten Bedingungen

notwendigen Strommix, der auch die zur Deckung der Nachfrage erforderlichen Stromimporte aus anderen Bundesländern und aus dem Ausland einschließt. Die Studie betrachtet wiederum drei Szenarien, für die sie den Strommix ableitet und erörtert: ein Basis-Szenario, ein Alternativ-Szenario und ein Klimaschutz-Szenario. In jedem Szenario eingeschlossen sind auch Betrachtungen zur CO₂-Bilanz und zur Notwendigkeit von Stromimporten.

Das Basis-Szenario geht davon aus, dass die landespolitischen Ausbauziele für Erneuerbare Energien erreicht werden und dass sich die Stromproduktion aus konventionellen Kraftwerken konservativ entwickelt. Im gegenüber der Vorgängerstudie aktualisierten Alternativ-Szenario wird angenommen, dass der Ausbau der Erneuerbaren Energien – besonders der Windenergie – nicht in dem von der Landesregierung angestrebten Maß voranschreitet. Das Klimaschutz-Szenario stellt eine Erweiterung der Betrachtungen aus der Vorgängerstudie dar und untersucht eine mögliche Variante des Strommix in Baden-Württemberg, mit dem die landespolitischen Ziele zur Reduktion der Treibhausgasemissionen eingehalten würden.

Das Basis-Szenario, das von einer konservativen Fortführung der Stromproduktion aus den konventionellen Erzeugungskapazitäten und der Erfüllung des angestrebten Ausbaus der Erneuerbaren Energien ausgeht, stellt einen Strommix dar, der in den nächsten Jahren problemlos und in ferner Zukunft mit wenigen unterstützenden Maßnahmen wie Import oder leichtem Zubau den Strombedarf Baden-Württembergs decken kann. Dabei unterstellt dieses Szenario, dass sich die wegfallenden Kapazitäten aus der Kernenergie bei passenden Wetterverhältnissen durch die Produktion aus Erneuerbaren Energien kompensieren lassen. Deren massiver Ausbau stellt jedoch erhöhte Anforderungen an den Betrieb der konventionellen Kraftwerke und deren Geschäftsmodelle. Im Hinblick auf den Klimaschutz werden im Basis-Szenario die Ziele zur Reduktion der Treibhausgase deutlich verfehlt: Statt einer Reduktion ergeben sich Steigerungen durch den prominenten Einsatz fossiler Kraftwerke.

Das Alternativ-Szenario und das Klimaschutz-Szenario beschreiben zwei Entwicklungen, welche die Nichterreichung der Ziele beim Ausbau der Erneuerbaren Energien beziehungsweise die Erreichung der für den Klimaschutz relevanten Ziele in den Fokus rücken.

Die Energieversorgung in Baden-Württemberg muss nach wie vor auf drei Handlungsfeldern entwickelt werden:

- Ausbau der Stromnetze
- Integration von Erneuerbaren Energien
- Vorhaltung ausreichender Erzeugungskapazitäten

Weiterentwickelte Stromnetze bilden essenzielle Bausteine einer zukünftigen Stromwirtschaft, die kurzfristig auf Schwankungen von Last und Erzeugung reagieren kann. Das vorhandene Stromnetz erweist sich zunehmend als Engpass für den Transport der volatilen Windenergie von Nord nach Süd. Weil der Strom aus Erneuerbaren Energien zudem auch in Baden-Württemberg räumlich dezentral und in strukturschwachen, bisher kaum an das Energienetz angeschlossenen Regionen erzeugt wird, ist auch aus diesem Grund ein Umbau und Ausbau des Stromnetzes notwendig.

Nur auf der Basis einer vernünftigen Netzausbaustrategie, die zugleich auch geeignete Geschäftsmodelle für die beteiligten Akteure der Wirtschaft und Kommunen ermöglicht, wird sich der heutige hohe Stand

der Versorgungssicherheit auf Dauer, das heißt nachhaltig, gewährleisten lassen. Bürgerliches, wirtschaftliches und politisches Engagement müssen in dieser Frage an einem Strang ziehen.

Der Ausbau von Kapazitäten zur Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien hat sich im Zeitraum, der dem Update dieser Studie zugrunde liegt, fortgesetzt: 2013 entfielen bereits rund 40 Prozent der installierten Leistung auf Erneuerbare Energien; diese deckten damit rund 24 Prozent der Stromerzeugung in Baden-Württemberg. Damit sind die Erneuerbaren Energien, besonders Sonnen- und Windenergie, zu relevanten Marktgrößen geworden. Durch die EEG-Umlage, die sich seit der Erstellung der Vorgängerstudie um 75 Prozent erhöhte, wurden die Aufwendungen für den Ausbau der EE-Anlagen beim Stromkunden direkt spürbar. Daher novellierte die Bundesregierung das EEG 2014 mit dem Ziel, einen Paradigmenwechsel zur Marktwirtschaft zu vollziehen, wofür die Mechanismen zur Marktintegration der Erneuerbaren Energien wie Ausschreibungen, Direktvermarktung oder der Grundsatz der Kosteneffizienz sprechen.

Die mittel- bis langfristige Transformation der Energieinfrastruktur für Elektrizität, vor allem für Erneuerbare Energien, Netze, Speicher und Informationstechnologien, erfordert einen hohen Kapitaleinsatz, sowohl national wie auch in Baden-Württemberg. Zu erwarten ist, dass sich Investoren weiter engagieren, wenn die Randbedingungen auf mittelfristige Sicht verlässlich sind. Ein hektisches, von aktuellen gesellschaftlichen Diskussionen geprägtes Verändern von Randbedingungen ist dafür keine gute Ausgangssituation. Erforderlich ist vielmehr eine behutsame, mit Augenmaß durchgeführte Feinsteuerung der Strommärkte zur weiteren Integration der Erneuerbaren Energien. Und wenn auch die wesentlichen politischen Entscheidungen auf Bundes- und europäischer Ebene getroffen werden, sollte sich doch auch die Landespolitik in Baden-Württemberg im Rahmen ihrer Möglichkeiten an diesen Zielen orientieren.

Ein weiterer entscheidender Faktor der Energiewende ist die Gestaltung des Strommarkts. Während sich Vertreter der Energiewirtschaft, der Wissenschaft und der Politik weitgehend darüber einig sind, dass der aktuelle Strommarkt die Aufgabe des Kraftwerkseinsatzes effizient erfüllt, ist umstritten, ob er auch langfristig Anreize für ausreichende Investitionen in neue Erzeugungskapazitäten setzen wird und die Versorgungssicherheit damit auch langfristig gewährleistet ist. Der breite Prozess zur Gestaltung eines weiterentwickelten Strommarkts mit einer außerhalb stehenden Kapazitätsreserve hat zu einem Modell geführt, das den Anforderungen entsprechen kann und die deutsche Energiewirtschaft auf der Verbrauchs- wie auf der Produktionsseite in eine Zukunft mit klaren Rahmenbedingungen führen wird.

Ein Ergebnis der aktualisierten Untersuchung ist, dass die Transformation der Energieversorgung – die sogenannte Energiewende – die Gesellschaft, und besonders auch die Wirtschaft vor große Herausforderungen stellt, aber auch Chancen bietet. Je nach Perspektive und Zeithorizont lassen sich unterschiedliche Schlussfolgerungen ziehen. Langfristig kann eine Volkswirtschaft mit dem erfolgreichen Umstieg auf eine klimafreundliche, von fossilen und nuklearen Energien unabhängige Stromversorgung im internationalen Vergleich nur gewinnen. Der Weg dahin ist allerdings von zahlreichen Hürden verstellt, die nur mit Augenmaß und entsprechender Hilfestellung zu überwinden sind. Aus mikroökonomischer Sicht sind die Randbedingungen für Unternehmen in Baden-Württemberg auf einer kurzfristigen Skala schwierig und können zu wettbewerblichen Verzerrungen führen. Entscheidende Voraussetzung sind daher langfristige Perspektiven und der damit verbundene Planungsrahmen. Wie bei jeder wirtschaftlichen Transformation in diesem Prozess Gewinner und Verlierer sichtbar. Aus unternehmerischer Sicht bedeutet dies, sich auf den Transformationsprozess einzulassen, wenn er unumkehrbar ist. Um jedoch den heimischen Unternehmen diesen Übergang zu ermöglichen, muss die Politik die Rahmenbedingungen mit Augenmaß entwickeln.

Schon heute ist zu beobachten, dass sich Baden-Württemberg und seine Wirtschaft den Herausforderungen der Energiewende erfolgreich stellen. Die Innovationskraft des Landes zeigt sich in hohen Ausgaben für die Forschung und manifestiert sich in der herausragenden Qualität seiner Forschungseinrichtungen. Die Wirtschaft in Baden-Württemberg erkennt die mit der Energiewende verbundenen Chancen: Neue Produkte und Konzepte schaffen nicht nur Arbeitsplätze, sondern eröffnen neue Märkte und Exportmöglichkeiten. So kann Baden-Württemberg zum Schrittmacher der Energiewende werden, auch und gerade unter den Gesichtspunkten der Versorgungssicherheit und der Preisgestaltung.

2 Ist-Zustand der Stromversorgung in Baden-Württemberg

Dieses Kapitel befasst sich mit dem bestehenden Stromsystem und dem Ist-Zustand der Stromversorgung in Baden-Württemberg. Neben einer Betrachtung der Strombilanz, inklusive Strombereitstellung und Stromnachfrage, werden die elektrischen Netze und Speicher untersucht. Die energiepolitischen Rahmenbedingungen als relevante Einflussgröße auf Versorgungs- und Preissicherheit werden ausführlich dargestellt. Eine differenzierte Betrachtung der Entwicklung der Strompreise und ihrer Bestandteile (Erzeugung, Beschaffung und Lieferung; Abgaben) schließt das Kapitel ab. Der Ist-Zustand der Stromversorgung in Baden-Württemberg wurde in der Ausgangsstudie 2012 „Die Weiterentwicklung der Energiewirtschaft in Baden-Württemberg bis 2025 unter Berücksichtigung der Liefer- und Preissicherheit“, deren Basisjahr 2009 (bzw. soweit vorhanden 2010) darstellt, ausführlich betrachtet (1). In der vorliegenden Aktualisierung 2015 werden die Daten soweit verfügbar dargestellt (gemäß Statistischem Landesamt Jahr 2013); dabei wird immer zum Basisjahr der Ausgangsstudie 2009 Bezug genommen.

Die Systemgrenze der Studie entspricht den Landesgrenzen von Baden-Württemberg und wird räumlich nicht weiter aufgelöst. Im Rahmen der Betrachtung werden Baden-Württemberg ausschließlich die dort physikalisch erzeugten und verbrauchten Strommengen zugerechnet. Eigentumsverhältnisse werden somit nicht berücksichtigt.¹ Sollte die in Baden-Württemberg produzierte Strommenge nicht ausreichend sein, um den Strombedarf der baden-württembergischen Abnehmer zu decken, muss Strom über Kuppelstellen mit angrenzenden Regionen (deutsche Bundesländer, europäisches Ausland) nach Baden-Württemberg transportiert werden. Im Fokus steht dabei die Versorgung der Wirtschaft und der Bevölkerung mit Elektrizität. Andere Energieträger, wie Kraftstoffe oder Wärme, werden nur betrachtet, wenn dies im Kontext der Stromversorgung relevant ist.

¹ Konsequenz dieser Betrachtungsweise ist auf der einen Seite, dass beispielsweise Investitionen der EnBW AG in Offshore-Windkraftanlagen in dieser Studie nicht als baden-württembergische Erzeugungsleistung aufgefasst werden. Der Kraftwerkspark der EnBW AG ist ebenfalls nicht auf Baden-Württemberg beschränkt. Über Beteiligungen und Bezugsverträge ist das Unternehmen in den Steinkohlekraftwerken Bexbach (Saarland) und Rostock sowie den Braunkohlekraftwerken Lippendorf (Sachsen) und Buschhaus (Niedersachsen) engagiert. Zudem ist die EnBW mit 56 Prozent an den Stadtwerken Düsseldorf beteiligt.

Auf der anderen Seite haben Unternehmen mit Sitz außerhalb Baden-Württembergs in baden-württembergische Kraftwerke investiert. Beispielhaft sei auf die RWE Power AG als Anteilseigner an der Großkraftwerke Mannheim AG (40 Prozent) verwiesen, deren fünf Steinkohleblöcke aktuell einen bedeutenden Anteil am baden-württembergischen Kraftwerkspark einnehmen. Ebenso ist anzunehmen, dass zumindest ein Teil der im Streubesitz befindlichen Aktien der EnBW AG (0,4 Prozent) und der MVV Energie AG (12,2 Prozent) von Personen außerhalb Baden-Württembergs gehalten wird. Eine Berücksichtigung von Kapitalverflechtungen wäre aufgrund der begrenzten Informationen ohnehin nicht abschließend möglich.

2.1 Energiepolitische Rahmenbedingungen

Die Energiepolitik in Deutschland war zum Zeitpunkt der Erstellung der Studie 2012 vor allem geprägt von den Ereignissen rund um die Unfälle im Kernkraftwerk Fukushima-Daiichi nach dem Tōhoku-Erdbeben am 11. März 2011. Daraufhin leitete die damalige Bundesregierung durch den Beschluss des Ausstiegs aus der Kernenergie bis 2022 (2) die sogenannte Energiewende ein und richtete die Energiepolitik grundlegend neu aus.

Durch die ersten schnellen Reaktionen der Bundesregierung auf die nach dem Fukushima-Unfall geänderten gesellschaftlichen Anforderungen an das Energiesystem sowie diverse Regierungswechsel, wie in der Bundesrepublik von einer CDU/CSU/FDP-getragenen zu einer von CDU/CSU und SPD getragenen Bundesregierung, eine Europäische Kommission unter der neuen Führung des von der EVP (Europäische Volkspartei) getragenen Jean-Claude Juncker und die Etablierung damals neu gewählter Landesregierungen, besonders in Baden-Württemberg, aber auch in anderen Bundesländern, hat sich die Energiepolitik auf allen Ebenen vom vorherigen Betrachtungszeitraum bis heute im Sommer 2015 konzeptionell weiterentwickelt und inhaltlich neu aufgestellt.

2.1.1 Europäische Ebene

Basis der **europäischen Energiepolitik** bleiben die 2009 formulierten 20-20-20-Ziele für die Reduktion von Treibhausgasen, den Anteil Erneuerbarer Energien am Strommix und die Energieeffizienz. Im Oktober 2014 wurden diese Ziele auf Beschluss des Europäischen Rats auf der Grundlage der Ergebnisse einer Tagung im März 2014 fortgeschrieben und auf die mittelfristige Zukunft projiziert. So wurde das Ziel der Reduktion der Treibhausgasemissionen für das Jahr 2030 auf mindestens 40 Prozent gegenüber dem Vergleichsjahr 1990 festgesetzt. Auch für die beiden anderen Felder des Maßnahmendreiecks wurden die Ziele neu definiert und jeweils eine Zielgröße von mindestens 27 Prozent sowohl für den Anteil der Erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch in der EU als auch für die Verbesserung der Energieeffizienz vorgegeben (3).

Nach der Wahl zum Europäischen Parlament im Mai 2014 und der darauf folgenden Neubildung der Europäischen Kommission wurden auch die Ressorts innerhalb der Kommission neu zugeschnitten und verteilt. Nachdem bis zu diesem Zeitpunkt der deutsche Christdemokrat Günther Oettinger das Amt des EU-Kommissars für Energie bekleidete, wird dieses nun von dem spanischen konservativen Miguel Arias Cañete ausgeübt und ist um die Aufgabe des Klimaschutzes erweitert. Zudem wurde die europäische Energiepolitik aufgewertet, indem ein Vizepräsident das Zuständigkeitsgebiet der Energieunion zugewiesen bekam. Dieses Amt ist mit dem slowakischen Sozialdemokraten Maroš Šefčovič besetzt (4).

2.1.2 Bundesebene

Auch in der Bundesrepublik Deutschland gab es seit dem Erscheinen der ursprünglichen Studie einen Regierungswechsel mit darauf folgenden strukturellen und inhaltlichen Anpassungen der Energiepolitik. Die seit der Bundestagswahl 2013 regierende Große Koalition aus Christdemokraten und Sozialdemokraten hat die Zuständigkeiten für die Energiepolitik neu geordnet. So wurde das Bundeswirtschaftsministerium zum Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), das die Kompetenzen im Bereich der Energiepolitik bündelt. Die Regierung verspricht sich davon eine effektivere Koordination der diversen Aufgaben der Energiewende. So wurden auch fünf „Energiewende-Plattformen“ eingerichtet, auf denen Vertreter der Politik in Bund und Ländern, der Wirtschaft, der Wissenschaft und der Gesellschaft die Themenfelder Strommarkt, Energieeffizienz,

Energienetze, Forschung und Innovation sowie Gebäude beraten. Daneben bleiben verschiedene die Energiepolitik betreffende Zuständigkeiten bei anderen Fachministerien, wie etwa die Aufgaben des Klimaschutzes und der Reaktorsicherheit beim Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit sowie die grundlegende Energieforschung beim Bundesministerium für Bildung und Forschung.

Bereits im Koalitionsvertrag 2013 zwischen den Unionsparteien und der SPD wird die Gleichrangigkeit der „Ziele des energiepolitischen Dreiecks“ betont, die mit „Klima- und Umweltverträglichkeit, Versorgungssicherheit und Bezahlbarkeit“ beschrieben werden (5). Somit werden die Zielsetzungen des Energiekonzepts der Bundesregierung vom September 2010 (6) bestätigt, das weiterhin die Basisstrategie für die Energiepolitik in Deutschland darstellt. Als Masterplan für die Umsetzung und Weiterentwicklung der Energiewende in der laufenden 18. Legislaturperiode hat das nun zuständige Wirtschaftsministerium am 26. Juni 2014 eine **10-Punkte-Energie-Agenda** (7) vorgelegt, in der die zentralen Vorhaben der Energiewende dargestellt und die verschiedenen Maßnahmen aufeinander abgestimmt werden. In dieser Agenda werden die Planungen zur Weiterentwicklung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), zur Umsetzung des Europäischen Klima- und Energierahmens 2030, zum Design des Strommarkts und regionaler Kooperationen in der EU, zu Übertragungs- und Verteilnetzen, zu Strategien für Effizienz, Gebäude und Gasversorgung sowie zur Begleitung der Energiewende durch Monitoring und den erwähnten Energiewende-Plattformen dargestellt. So wird das Monitoring der Energiewende verzahnt mit dem im Energiekonzept der Bundesregierung von 2010 vorgesehenen Berichtszyklus von drei Jahren. Demnach wird jährlich ein Monitoring-Bericht veröffentlicht, welcher als rückblickende Dokumentation anhand aktueller Daten die Umsetzung der Energiewende darstellt und somit auch gesetzliche Berichtspflichten erfüllt. Jedes dritte Jahr wird dieser Bericht integriert in einen Fortschrittsbericht, der auch über längere Zeiträume blickt, Trends darstellt und Einschätzungen abgibt, welche Maßnahmen zur Erreichung der Ziele in Angriff genommen werden müssten. Somit erfüllt der Fortschrittsbericht gleichsam das jährliche Monitoring der Energiewende und die Evaluation des Fortschritts bei der Umsetzung des Energiekonzepts der Bundesregierung (6).

In einer ersten Fortschreibung der der 10-Punkte-Energie-Agenda vom Februar 2015 (8) werden die ersten umgesetzten Vorhaben in den Gesamtzusammenhang gestellt und die Agenda auf die aktuellen Entwicklungen und Erkenntnisse aus diversen Untersuchungen – so lag beispielsweise der erste Fortschrittsbericht zum Dezember 2014 vor (9) – angepasst. In diesem Fall wird hier insbesondere das zum Zeitpunkt der ersten Fortschreibung bereits verabschiedete EEG 2014 sowie der fortgeschrittene Diskussionsprozess zur Entwicklung des Strommarktdesigns berücksichtigt. An vielen Stellen wurden bereits zuvor allgemein angedachte Maßnahmen konkretisiert und einzelne Arbeitspakete klarer gefasst und zeitlich eingeordnet. So wurde vor allem die Effizienzstrategie klarer ausgearbeitet und Pläne zur regionalen Kooperation vorgelegt.

Mitte des Jahres 2015 stand die Umsetzung der Energiewende an einem Punkt, an dem wichtige Vorhaben bereits auf den Weg gebracht und in Teilen umgesetzt waren, wie die erste Fortschreibung der 10-Punkte-Energie-Agenda (8) und der erste Fortschrittsbericht (9) darstellen, an dem aber auch wichtige Grundsatzentscheidungen getroffen werden mussten, wie beispielsweise der Fortschrittsbericht bezüglich des Strommarktdesigns fordert. Neben der Frage, ob ein optimierter Strommarkt oder daneben ein zweiter Markt für die Vorhaltung von Kapazitäten eingerichtet werden soll, mussten einigen Konflikten und Entwicklungen mit politischen Weichenstellungen begegnet werden, etwa der Frage der zukünftigen Ausgestaltung der KWK-Förderung, der Umsetzung des

Netzausbaus, der Realisierung von CO₂-Minderungsbeiträgen im Stromsektor und der Notwendigkeit neuer Rahmenbedingungen für die Finanzierung des Rückbaus der Kernkraftwerke. Um diese Entscheidungen für die mittelfristigen Projekte zu treffen und notwendige Kurskorrekturen vorzunehmen, haben im Juli 2015 die Parteivorsitzenden von CDU, CSU und SPD eine Politische Vereinbarung getroffen, in denen „Eckpunkte für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende“ festgeschrieben wurden (10). Die Vereinbarung nimmt konkrete Weichenstellungen zu einigen grundsätzlichen Fragen vor und legt die Richtung für die zukünftige Entwicklung des Gesamtsystems fest. Auf der Grundlage dieser Vereinbarung wurden bereits einige Vorhaben weiterentwickelt und das System entsprechend ausgerichtet, wie in der Beschreibung der einzelnen Themenfelder dargestellt wird.

Eine zweite Fortschreibung der 10-Punkte-Energie-Agenda vom Januar 2016 (11) zeigt unter anderem auf, wie die Entscheidungen in den weiteren Prozess eingeflossen sind und welche Fortschritte die Umsetzung der Energiewende gemacht hat. Hier sind insbesondere die Erfahrungen aus der PV-Ausschreibung zu nennen sowie die konkretere Ausgestaltung des Strommarktdesigns. Zudem liegt der vierte Monitoring-Bericht vom November 2015 vor (12).

Abbildung 2-1 zeigt eine Zusammenstellung der Einzelvorhaben der 10-Punkte-Agenda, deren zeitliche Abstimmung sowie die erfolgte Umsetzung zum Zeitpunkt der zweiten Fortschreibung im Januar 2016.

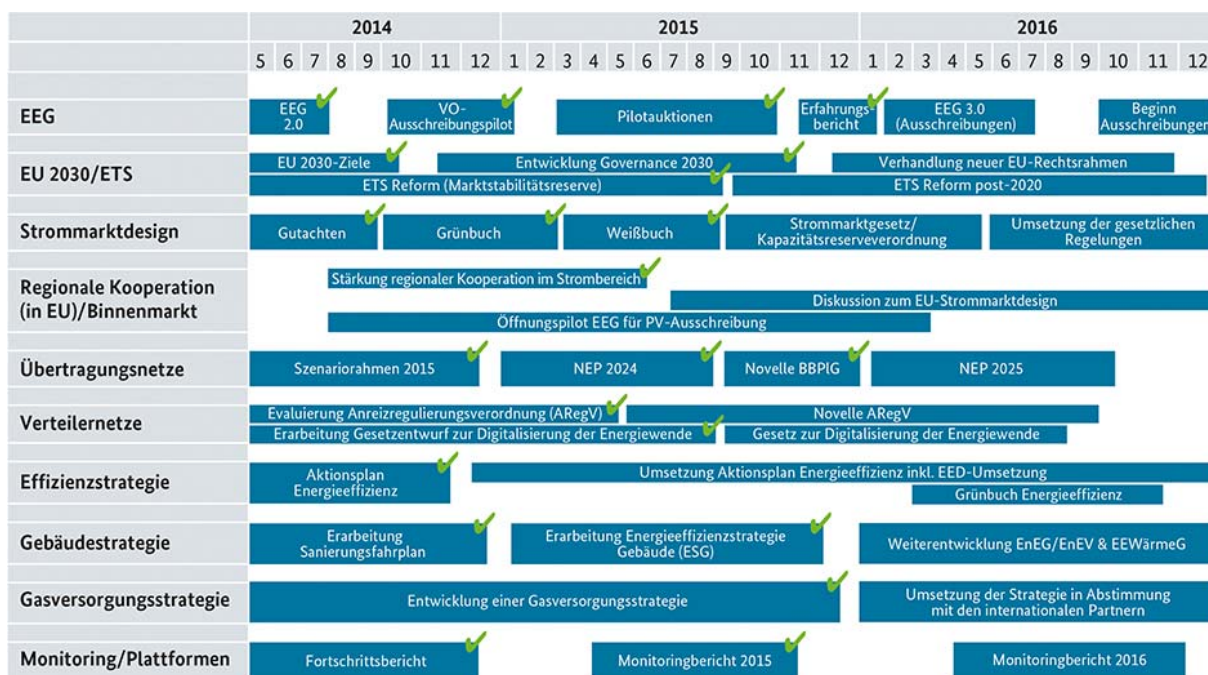


Abbildung 2-1. Einzelmaßnahmen der 10-Punkte-Energie-Agenda des BMWi und deren zeitliche Planung. (11)

Zu den zentralen Vorhaben der Bundesregierung zur Umsetzung der Energiewende, deren Entwicklung und dem aktuellen Stand soll im Folgenden ein Überblick gegeben werden.

Erneuerbare Energien

Das Gesetz für den Ausbau Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG) bildet den rechtlichen Kern für die angestrebte Energiewende hin zu einem stärkeren Ausbau der Erneuerbaren Energien. Nach diversen Anpassungen, die auf den Ausbaugrad und die Auswirkungen der Förderung Erneuerbarer Energien im Energiemarkt reagieren, wurde zuletzt im Sommer 2014 eine umfassende Novellierung des EEG beschlossen (13), die auch als „EEG 2.0“ bezeichnet wird.

Während das erste EEG von 2000 durch starke Förderung den Weg für den Eintritt der Erneuerbaren Energien in das Energiesystem ermöglichte, trägt das EEG 2014 dem Umstand Rechnung, dass sich Erneuerbare Energien „von einer Nischenexistenz zu einer der tragenden Säulen der deutschen Stromversorgung“ (10) entwickelt haben und einen Anteil von mehr als 25 Prozent der Stromversorgung ausmachen. Den aus diesem mittlerweile bedeutenden Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromversorgung entstandenen Herausforderungen soll das EEG 2014 mit entsprechenden Maßnahmen begegnen. Zu nennen sind besonders die Entwicklung der EEG-Umlage, der weitestgehend ungesteuerte Zubau verschiedener EE-Kapazitäten und die Netzintegration der in großem Maße volatilen EE-Einspeisung besonders aus Windkraft und Photovoltaik. Gerade die Entwicklung der EEG-Umlage hat in der Gesellschaft zu großen Diskussionen über die Ausrichtung der Energiewende geführt, da durch sie die Kosten des starken Zubaus Erneuerbarer Energien über die Strompreise sehr direkt beim Verbraucher spürbar wurden. Auch wurden Industrieprivilegien in der Gesellschaft und zugleich in europarechtlichem Zusammenhang kritisch diskutiert. In einer Studie des Fraunhofer ISE zur historischen Entwicklung der EEG-Umlage werden die Gründe für die stark steigende EEG-Umlage in den Jahren bis 2014 diskutiert (11). Allein im Zeitraum zwischen der Vorgängerstudie und dem Jahr 2014 hat sich die EEG-Umlage von 3,59 ct/kWh auf 6,24 ct/kWh um fast 75 Prozent erhöht. Diese Erhöhung übertrifft auch die Prognosen für die Entwicklung der EEG-Umlage, die anhand diverser Studien in der Vorgängerstudie getroffen wurden, bei Weitem (1), Kapitel 5.4 Strompreise), siehe auch Abbildung 2-2.

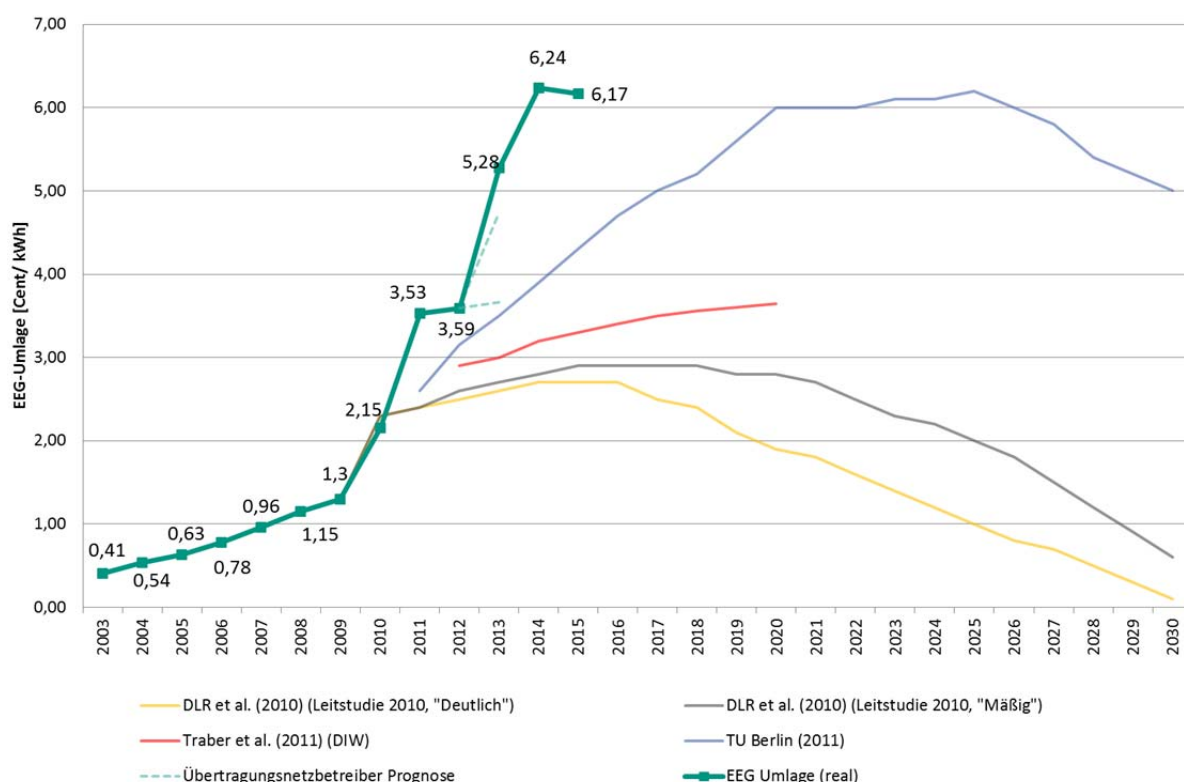


Abbildung 2-2. Entwicklung der EEG-Umlage für Privathaushalte im Vergleich mit den in der Vorgängerstudie in Kapitel 5.4 dargestellten Prognosen (16), (17), (18), (19), (20).

Das 2014 reformierte EEG reagiert auf diese Herausforderungen mit weitreichenden Änderungen der Förderung Erneuerbarer Energien, die beispielsweise in einer Synopse der Rechtsanwaltskanzlei Noerr dargestellt und bewertet sind (21). Sie bildet die Basis für die nachfolgenden Ausführungen.

Im neuen EEG werden die **Ausbauziele für Erneuerbare Energien** nicht mehr wie bisher als starre Zielvorgaben, sondern als flexiblere Korridore angegeben. So soll bei Beibehaltung des Ziels, bis 2050 den Anteil des aus Erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch auf mindestens 80 Prozent zu erhöhen, dieser Anteil bis 2025 im Bereich von 40 bis 45 Prozent und bis 2035 im Bereich von 55 bis 60 Prozent liegen. Die Ziele des EEG 2012 gaben dafür 35 Prozent bis spätestens 2020, 50 Prozent bis spätestens 2030 und 65 Prozent bis spätestens 2040 vor (siehe auch Abbildung 2-3: Ausbaupfade). Des Weiteren werden zur gezielteren Steuerung des Zubaus von EE-Kapazitäten konkrete Ausbaupfade für einzelne Technologien genannt. So sollen die installierten Leistungen von Windenergieanlagen an Land um jährlich 2.500 MW/a (netto), von Windenergieanlagen auf See auf 6.500 MW im Jahr 2020 und 15.000 MW im Jahr 2030, von Solarenergieanlagen um 2.500 MW/a (brutto) und von Biomasseanlagen um bis zu 100 MW/a (brutto) gesteigert werden (siehe auch Abbildung 2-3: Ausbaupfade). Das EEG 2014 gibt darüber hinaus für weitere Energieerzeugungstechnologien, die durch das EEG gefördert werden, keine konkreten Ausbauziele an. Direkte Auswirkungen ergeben sich vor allem für Biomasse-Anlagen, deren Förderung erheblich eingeschränkt wird (21). Um eine dauerhafte Über- oder Unterschreitung der Ausbaupfade für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen zu vermeiden, bedient sich das EEG 2014 eines sogenannten atmenden Deckels, durch den die Fördersätze automatisch angepasst werden (14). In

einem öffentlichen Anlagenregister wird der Zubau Erneuerbarer Energien überwacht und mit Hilfe dieser Daten die Förderung gesteuert.

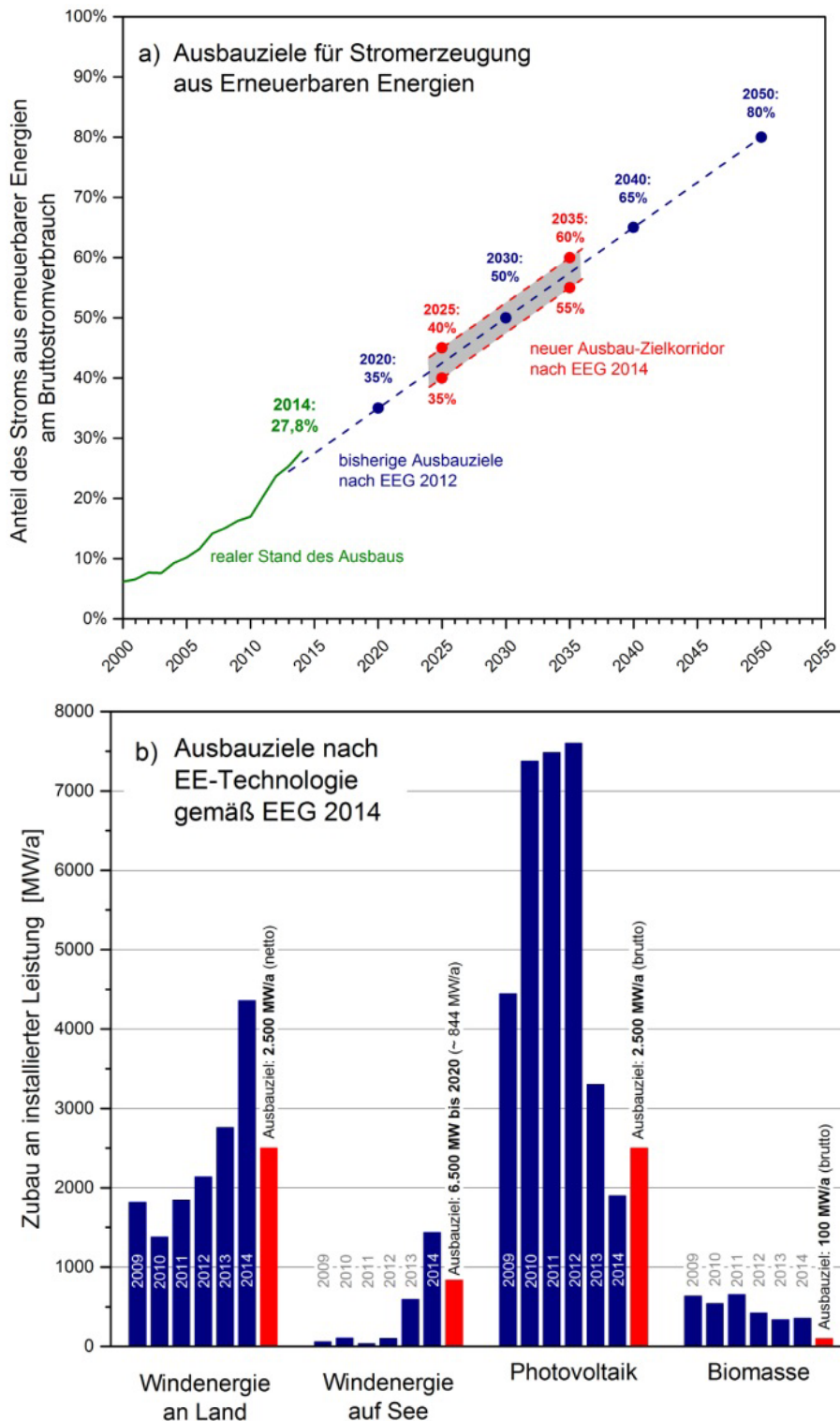


Abbildung 2-3. Ausbauziele nach dem EEG 2014. a) Ausbauziele für den Anteil des Stroms aus Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch nach dem EEG 2014 im Vergleich zu den Zielen des EEG 2012 und des bisher realisierten Ausbaus. Quellen: BMWi (22), EEG 2012 (23), EEG 2014 (13). Grafik nach BDEW (24). b) Ziele für den Zubau an installierter Leistung für bestimmte EE-Technologien nach dem EEG 2014 im Vergleich zum bisher realisierten Zubau. Quellen: BMWi (22), EEG 2014 (13). Grafik nach Dinter et al. (21).

Das System der **Vergütung der Einspeisung Erneuerbarer Energien** in das Stromnetz wird im EEG 2014 neu konzipiert. So wird mit dem neuen EEG die Marktintegration von Strom aus Erneuerbaren Energien vorangetrieben, indem dieser **direkt vermarktet** werden soll. Darüber hinaus soll die Förderung stärker auf kostengünstige Technologien konzentriert werden. Weiter ist geplant, die finanzielle Förderung für Strom aus Erneuerbaren Energien bis spätestens 2017 durch **Ausschreibungen** zu ermitteln. Als Pilotprojekt dafür dient die Förderung von Freiflächen-Photovoltaik-Anlagen, zu deren Ausschreibung im Januar 2015 eine Verordnung für Pilotausschreibungen vorgelegt wurde. Die daraus gewonnenen Erkenntnisse sollen laut der 10-Punkte-Energie-Agenda des BMWi in eine weitere Reform des EEG im Jahr 2016 einfließen, welches auch als EEG 3.0 bezeichnet wird und im Kern beinhalten soll, dass die Förderhöhe für Erneuerbare Energien bei allen Technologien grundsätzlich durch wettbewerbliche Ausschreibungen ermittelt wird (11). Die erste Phase der Ausschreibungen von PV-Anlagen wurde in einem Erfahrungsbericht (25), der im Januar 2016 vom Bundeskabinett beschlossen wurde, evaluiert und vom BMWi positiv beurteilt. In der zweiten Fortschreibung der 10-Punkte-Agenda stellt das Ministerium dar, dass „die Ausschreibung funktioniert“. So hätte der „Wettbewerb im Falle der PV-Freiflächen zu sinkenden Kosten geführt“. Nun soll auf Basis des neuen EEG 2016 die Förderhöhe bei Solar und auch bei Wind durch Ausschreibungen ermittelt werden (11).

Eine weitere wesentliche Neuregelung im EEG 2014 betrifft **Sonderregelungen für die Belastung mit der EEG-Umlage**. So werden **Eigenversorger** grundsätzlich mit der EEG-Umlage belastet, auch wenn es sowohl für Bestands- als auch für Neuanlagen zahlreiche Ausnahmeregelungen gibt. Auch wurden die Ermäßigungen für stromkostenintensive Unternehmen geändert – nicht zuletzt als Reaktion der wettbewerbsrechtlichen Prüfung der bisherigen Regelungen durch die Europäische Kommission. Diese Prüfungen haben ergeben, dass die im Rahmen des EEG 2012 gewährten Beihilfen mit dem EU-Beihilferecht in Einklang stehen und nur in kleinen Teilen die Befreiungen höher als zulässig waren (26), was die Befreiungsregelungen auch im neuen EEG 2014 im Grundsatz bestätigt. Darüber hinaus hat die Kommission mitgeteilt, dass die im EEG 2014 vorgesehenen Teilbefreiungen von der EEG-Umlage für Bahnunternehmen ebenfalls EU-rechtskonform sind (27).

Schon durch die Bezeichnung als „EEG 2.0“ in der 10-Punkte-Energie-Agenda des Bundeswirtschaftsministeriums zur Umsetzung der Energiewende (11) wird deutlich, dass die Reform des EEG von 2014 nicht als Anpassung, sondern als umfassende Neukonzeption der Förderung Erneuerbarer Energien und ihrer Implementation in das Energiesystem verstanden wird. Dies wurde bereits im Koalitionsvertrag zwischen den Unionsparteien und den Sozialdemokraten angekündigt, indem von einer angestrebten „grundlegenden Reform“ des EEG gesprochen wurde (5). So proklamiert das BMWi in einer Begleitveröffentlichung zum EEG 2014 einen „Neustart der Energiewende“ und beschreibt das EEG 2014 als einen gesetzlichen Rahmen, der „erstmalig zugeschnitten [ist] auf die Rolle der Erneuerbaren Energien als Hauptpfeiler der deutschen Stromversorgung und als dominierende Energiequelle der Zukunft“ (14). Dies wird auch in der wissenschaftlichen Diskussion bestätigt. So spricht der Aachener Umweltrechtswissenschaftler Walter Frenz von einem Rollenwechsel der Erneuerbaren Energien „vom Ausnahme- zum Normalfall“ und sieht die Rolle des Stroms aus konventionellen Energieträgern bald als Ausnahme. Besonders erkennt er im neuen EEG 2014 einen „Paradigmenwechsel von der ‚Staats-‘ zur Marktwirtschaft“, wofür er die Mechanismen zur Marktintegration der Erneuerbaren Energien wie Ausschreibungen, Direktvermarktung oder den Grundsatz der Kosteneffizienz sowie die „Kostenverteilung nach dem Verursacherprinzip und energiewirtschaftlichen Aspekten“ als Belege anführt (28).

Laut 10-Punkte-Agenda soll nun auf Basis des Erfahrungsberichts über die PV-Ausschreibungen (25) im ersten Quartal 2016 eine Novelle des EEG erarbeitet und im Bundeskabinett im März 2016 beschlossen werden. Das BMWi legte hierzu im Dezember 2015 ein Eckpunktepapier für die EEG-Novelle 2016 vor (29), mit der die Umstellung auf Ausschreibungen umgesetzt werden soll. In diesem Eckpunktepapier ist dargestellt, dass ein umfangreicher Regelungsbedarf besteht, „da ein faires Verfahren sichergestellt werden soll und die widerstreitenden Interessen Realisierungsrate – Kosteneffizienz – Akteursvielfalt – Akzeptanz in einen angemessenen Ausgleich gebracht werden müssen.“ So soll sich die Novelle an drei Leitgedanken orientieren, wonach der Ausbaukorridor für erneuerbare Energien eingehalten, die Kosten des EEG insgesamt möglichst gering gehalten und durch die Ausschreibungen allen Akteuren faire Chancen eröffnet werden sollen.

Energieeffizienz

Neben dem Ausbau der Erneuerbaren Energien bezeichnet die Bundesregierung in zahlreichen Publikationen die Energieeffizienz als „zweite Säule der Energiewende“. Im Energiekonzept der Bundesregierung von 2010 werden die Ziele formuliert, den Primärenergieverbrauch bis 2020 um 20 Prozent und bis 2050 um 50 Prozent gegenüber dem Jahr 2008 zu reduzieren. Dabei soll der Stromverbrauch bis 2020 um rund zehn Prozent und bis 2050 um ca. 25 Prozent bezogen auf 2008 absinken; der Endenergieverbrauch im Verkehrsbereich soll bis 2020 um zehn Prozent und bis 2050 um rund 40 Prozent im Vergleich zu 2005 verringert werden (6).

Der in der 10-Punkte-Energie-Agenda des BMWi angekündigte Nationale Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) wurde im Dezember 2014 veröffentlicht und stellt die Strategie der Bundesregierung zur Steigerung der Energieeffizienz dar (30). Demnach soll nicht nur das „Energiesparen zur Reduzierung der Energiekosten in Industrie, im Gewerbe oder bei den privaten Verbrauchern“ im Vordergrund stehen, sondern es geht „vielmehr auch um neue Geschäftsmodelle, neue Innovationen für Energiesparmaßnahmen und innovative Produkte, mit denen die deutsche Wirtschaft auf den Weltmärkten punkten kann“. Die Bundesregierung sieht gerade bei kleineren und mittleren Unternehmen eine mögliche Rentabilität von Energieeffizienzinvestitionen von 20 bis 25 Prozent. Im NAPE werden „Sofortmaßnahmen“ und „weiterführende Arbeitsprozesse“ dargestellt, die „den Kern der Energieeffizienzstrategie der 18. Legislaturperiode bilden“ sollen. So werden als Sofortmaßnahmen die Einführung neuer wettbewerblicher Ausschreibungen für Energieeffizienz, die Erhöhung des Fördervolumens für die Gebäudesanierung und die Einführung einer von Bund und Ländern getragenen steuerlichen Förderung von Effizienzmaßnahmen im Gebäudesektor sowie die Schaffung von Energieeffizienznetzwerken gemeinsam mit Industrie und Gewerbe genannt. Laut BMWi sind von diesen Sofortmaßnahmen in 2015 „bereits mehr als die Hälfte [...] auf den Weg gebracht“ (11). Die „weiterführenden Arbeitsprozesse für die 18. Legislaturperiode“ sehen die Entwicklung einer Energieeffizienzstrategie Gebäude, Verbesserungen der Rahmenbedingungen für Energiedienstleistungen, neue Finanzierungskonzepte, „die die Effizienzgewinne der Zukunft in Liquidität für Investitionen der Gegenwart versetzen“ und das „Investitionsklima für Energieeffizienzmaßnahmen nachhaltig verbessern“ sollen sowie die Systematisierung der Energieeffizienzberatung vor. Als Eckpfeiler werden somit das Voranbringen der Energieeffizienz im Gebäudebereich, die Etablierung der Energieeffizienz als Rendite- und Geschäftsmodell und die Erhöhung der Eigenverantwortlichkeit für Energieeffizienz gesetzt. In einem Grünbuchprozess soll die Energieeffizienzpolitik im Jahr 2016 weiterentwickelt werden. Der Gebäudebereich erhält auch in der 10-Punkte-Energie-Agenda eine besondere Aufmerksamkeit. Dazu wurde ebenfalls im Dezember 2014

ein Papier „Sanierungsbedarf im Gebäudebestand“ veröffentlicht (31), dem im November 2015 eine „Energieeffizienzstrategie Gebäude (ESG)“ folgte (32). Dieser Prozess wird begleitet durch eine themenspezifische Energiewende-Plattform. Als vierter Bereich wird der Verkehr genannt, der besonders im Rahmen des „Aktionsprogramms Klimaschutz 2020“ eine maßgebliche Rolle spielt (33).

Klimaschutz

Eine wesentliche Motivation zur Umgestaltung des Energiesystems ist der Klimaschutz, da der Energieverbrauch ca. 80 Prozent (6) der Treibhausgasemissionen verursacht. Meist werden Klimaschutzziele und Ziele zur Gestaltung des Energiesystems im Zusammenhang genannt, wie etwa bei den europäischen Strategien, die im vorherigen Abschnitt dargestellt sind. Im Energiekonzept der Bundesregierung als Leitstrategie für die Energiepolitik, sind die Klimaschutzziele eng mit den energiepolitischen Zielen verknüpft, sodass auch darin der Dreiklang aus Treibhausgasreduktion, Erhöhung des Anteils der Erneuerbaren Energien und Energieeffizienz zu finden ist. Konkret wird das Ziel angestrebt, bis 2020 die Treibhausgasemissionen um 40 Prozent und als gemeinsames Ziel mit der EU bis 2050 um mindestens 80 Prozent im Vergleich zum Referenzjahr 1990 zu reduzieren (6). Die Bundesregierung hat im Dezember 2014 das „Aktionsprogramm Klimaschutz 2020“ beschlossen, das Maßnahmen beinhaltet, mit denen die angestrebten Ziele erreicht werden sollen (33). Einen wesentlichen Beitrag dazu leisten sollen der oben dargestellte „Nationale Aktionsplan Energieeffizienz“ (30), ein Programm „Klimafreundliches Bauen und Wohnen“, Maßnahmen im Verkehrssektor, Minderungen von nicht energiebedingten Emissionen in Industrie, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und Abfallwirtschaft sowie in der Landwirtschaft, eine Reform des Emissionshandels und weitere Maßnahmen, besonders im Stromsektor. Gerade die Reform des Emissionshandels ist abhängig von Beschlüssen in der Europäischen Union. So soll der Emissionshandel reformiert werden mit dem Hauptziel, „wirksame wirtschaftliche Anreize zur Minderung der Treibhausgase“ zu setzen (11). Es wurde bereits eine „Marktstabilitätsreserve (MSR)“ beschlossen (34), die eine Anpassung der Zertifikatsmengen an die Überschüsse im Emissionshandelsmarkt beinhaltet. Ein „Carbon Leakage“, also eine Verlagerung von Produktionen wegen Klimaschutzanforderungen, will die Bundesregierung durch entsprechende Regelungen vermeiden (5). Durch größere Umgestaltungen und Neuregelungen im Energiemarkt verfolgt die Bundespolitik das Ziel, mit einem Maßnahmenpaket „unter besonderer Berücksichtigung des Stromsektors und des europäischen Zertifikatehandels zusätzlich“ 22 Mio. Tonnen CO₂ einzusparen, wie in der Vereinbarung der Parteivorsitzenden der Regierungsparteien vom Juli 2015 festgeschrieben wurde (10). Im Einzelnen sollen neben den Maßnahmen im Zuge der Umgestaltung der KWK-Förderung, die etwa 4 Mio. t CO₂-Einsparungen erwirken sollen und an späterer Stelle näher ausgeführt werden, sowie weiteren 5,5 Mio. t CO₂-Reduktion durch Effizienzmaßnahmen, ein großer Teil durch eine schrittweise Stilllegung von Braunkohlekraftwerksblöcken nach einer Zwischenstation in der Kapazitätsreserve erreicht werden, wodurch eine Minderung von 11-12,5 Mio. t. CO₂ bis 2020 angestrebt wird. Damit setzen die Regierungsparteien eindeutig auf einen Kurs, der die Stromerzeugung von der Kohle wegführen soll.

Dies steht auch im Einklang mit den Zielen, die sich die United Nations Framework Convention on Climate Change auf ihrer 21st Conference of the Parties (COP 21) vom 30. November bis 11. Dezember 2015 in Paris („UN-Klimakonferenz 2015“) gegeben hat (35). Dort wird neben anderen Festlegungen das Ziel bekräftigt, den Anstieg der globalen Durchschnittstemperatur auf deutlich unter 2°C bezogen auf die vor-industrielle Zeit zu limitieren und Anstrengungen zu verfolgen, den Anstieg auf 1,5°C zu begrenzen (Artikel 2 (a) des Abkommens). Dies stellt die Festschreibung eines sehr ambitionierten Ziels dar, die auch erstmals von allen UN-Nationen in dieser Form akzeptiert wurde und nun in ein

Ratifizierungsverfahren in den 195 Teilnehmerstaaten geht. Zwar geht das Abkommen nicht so weit, die Kohleverstromung beenden zu wollen, weist jedoch in diese Richtung, indem in Artikel 4 davon gesprochen wird, das man in der zweiten Hälfte des Jahrhunderts eine Balance zwischen den anthropogenen Emissionen und der Aufnahme durch Senken für Treibhausgase erreichen will.

Schon in der Vorbereitung zu diesem Abkommen sind die sieben großen Industrienationen in ihrer Abschlusserklärung zum G7-Gipfel 2015 in Schloss Elmau, Deutschland (36), zu der Übereinkunft gekommen, einen Umbau der Energiewirtschaft bis 2050 anzustreben und sich zu der „Entwicklung langfristiger nationaler kohlenstoffarmer Strategien“ zu verpflichten, unter anderem mit der „Abschaffung ineffizienter Subventionen für fossile Brennstoffe“. Es werden „tiefe Einschnitte bei den weltweiten Treibhausgasemissionen“ als erforderlich angesehen, „einhergehend mit einer Dekarbonisierung der Weltwirtschaft im Laufe dieses Jahrhunderts“. In einem Editorial der Fachzeitschrift *nature* werden die Ziele des G7-Gipfels als „Tough targets“ beschrieben und gefordert, dass die Weltgemeinschaft diese Ziele übernehmen sollte (37).

In der Wissenschaft werden die Vereinbarkeit und die gegenseitige Beeinflussung von energiepolitischen Rahmenbedingungen und Zielen der Klimaschutzpolitik kritisch diskutiert. Neben den Ausführungen zur Wechselwirkung von energie- und klimapolitischen Instrumenten aus der Vorgängerstudie [Studie 2012, Kapitel 2.3.4] sei hier eine Analyse aus dem Projekt „Energiesysteme der Zukunft“ der Akademien Leopoldina, acatech und der Union der deutschen Akademien der Wissenschaften zu „Wechselwirkungen im Energiesystem“ vom Februar 2015 erwähnt, welche die Schlussfolgerung zieht, dass das EEG „trotz hoher Kosten für die Verbraucher nicht zum globalen Klimaschutz bei[trägt], sondern [...] nur zu einer Verlagerung der Emission in andere Sektoren und/oder Länder innerhalb des ETS (Europäischen Emissionshandels)“ führt (38).

Strommarkt

Für die Gestaltung des zukünftigen Strommarkts gibt die 10-Punkte-Energie-Agenda (11) vor, dass dieses für „einen effizienten Kraftwerkseinsatz bei wachsenden Anteilen Erneuerbarer Energien sorgen und zugleich ein hohes Maß an Versorgungssicherheit gewährleisten“ soll. Dazu wurden zunächst diverse Gutachten und Studien angefertigt und daraufhin von der Energiewende-Plattform Strommarkt ein „Grünbuch“ (39) erarbeitet, das verschiedene Optionen beinhaltet und die Vor- und Nachteile zur Diskussion stellt. Dieses Grünbuch sieht den Strommarkt durch den Ausstieg aus der Kernenergie und die wachsende Nutzung Erneuerbarer Energien in einer Phase des Übergangs bei identisch bleibenden Aufgaben. So beschäftigt sich das Grünbuch damit, „wie diese Funktionen zukünftig erfüllt werden“. Es stellt Maßnahmen vor, wie der Einsatz verfügbarer Kapazitäten optimiert werden kann; dazu gehören die „Verbesserung der Bilanzkreisbewirtschaftung, der Netzausbau und die Weiterentwicklung der Regelleistungsmärkte“. Weiter wird im Grünbuch eine Grundsatzentscheidung über die Vorhaltung ausreichender Kapazitäten gefordert, wobei zwei „grundsätzliche Lösungsansätze zur Verfügung“ stehen, nämlich entweder einen „optimierten Strommarkt (Strommarkt 2.0, Energy Only)“, der einen „glaubwürdigen rechtlichen Rahmen [gibt], auf den Investoren vertrauen können, und in dem Stromkunden in eigener Verantwortung über ihre Nachfrage bestimmen, wie viele Kapazitäten vorgehalten werden“, oder einen Kapazitätsmarkt, der einen „zweiten Markt für die Vorhaltung von Kapazitäten“ bildet. Es wird ausgeführt, dass „die Unsicherheiten der Übergangsphase [...] in jedem Fall mit einer Kapazitätsreserve als zusätzliche Absicherung adressiert werden“ sollten.

Im weiteren Diskussionsprozess wurde im Juli 2015 ein „Weißbuch“ mit dem Titel „Ein Strommarkt für die Energiewende“ (40) vorgelegt, welches konkrete Vorschläge und weitere Diskussionspunkte zum Design des zukünftigen Strommarkts dargestellt wurden. So werden Vorschläge zur Konkretisierung der „Sowieso-Maßnahmen“ gemacht und die Einführung einer Kapazitätsreserve breit unterstützt. Das Weißbuch stellt dar, dass es bezüglich der Grundsatzentscheidung, ob das Design des zukünftigen Strommarkts einem Kapazitätsmarkt oder einem „Strommarkt 2.0“ entsprechen soll, unterschiedliche Positionen in den Reihen der Konsultationsteilnehmer gibt, diese aber von gemeinsamen Anliegen getragen wären, nämlich der Gewährleistung der Versorgungssicherheit, der Begrenzung der Kosten und der Ermöglichung von Innovation und Nachhaltigkeit. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie stellt im zweiten Teil des Weißbuchs dar, dass auf der Grundlage der Diskussion im vorherigen Prozess ein Entschluss zu einem weiterentwickelten Strommarkt getroffen wurde.

Dieser Entschluss steht auf dem Fundament der politischen Vereinbarung der Regierungsparteien, das Strommarktdesign nach Modell eines sogenannten „Strommarkt 2.0“ auszurichten (10). Dies soll einhergehen mit einer zusätzlichen Kapazitätsreserve außerhalb des Strommarkts. Als Kern des Strommarkts wird ein „marktwirtschaftlicher Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen“ auf der Erzeugungs- und auf der Nachfrageseite gesehen. Man verspricht sich die Entfaltung von Wettbewerb und Innovationen, um auf die Schwankungen der erneuerbaren Energien einerseits und der Nachfrage andererseits reagieren zu können. Als wesentlich wird zudem gesehen, dass die „Preissignale des Strommarkts beim Verbraucher ankommen und die kostengünstigsten Flexibilitätsoptionen genutzt werden“. Über langfristige Lieferverträge und Lastmanagement sollen sich die Stromversorger absichern, um jederzeit ausreichend Strom an die Kunden liefern zu können. Es soll eine freie Preisbildung garantiert und im Energiewirtschaftsrecht festgeschrieben werden, dass die Politik und Regulierungsbehörden nicht in die Preisbildung am Markt eingreifen. Weiter wird Wert auf den Datenschutz in „einer der ersten voll digitalisierten Branchen unserer Volkswirtschaft“ gelegt, um Innovationen im Bereich der Smart Technologies eine Grundlage zu geben. Wesentlich für die Versorgungssicherheit, die auch regional verstanden wird, ist der Aufbau einer zusätzlichen Kapazitätsreserve mit Kraftwerken, die nicht am Strommarkt teilnehmen, wodurch Wettbewerbs- und Preisverzerrungen verhindert werden sollen. Eine Novelle der Reservekraftwerksverordnung soll verlässliche Regelungen zu Vergütungen und Bereitschaftsauslagen enthalten sowie für noch nicht abgeschriebene Kraftwerke als Ausgleich für ihren Werteverbrauch eine anteilige Jahresabschreibung vorsehen. Ab 2021 sollen in Süddeutschland Kapazitäten von bis zu 2 GW für schnelle schwarzstartfähige und hoch flexible regelbare Kraftwerke vorgesehen werden.

Im Weißbuch zum Strommarktdesign werden die Gründe für die Entscheidung für den „Strommarkt 2.0“ orientiert an den zuvor genannten Anliegen der Konsultationsteilnehmer dargestellt und die Bausteine des zukünftigen Strommarkts entworfen (40). Zudem wird ein Ausblick auf die Umsetzung gegeben und das weitere Verfahren dargestellt. In zahlreichen Stellungnahmen (41) zu dem Weißbuch wird vor allem die Entscheidung für einen weiterentwickelten Energy Only Market (EOM) diskutiert. Während Wirtschaftsvertreter wie der Deutsche Industrie- und Handelskammertag (DIHK) die Vorschläge des Weißbuchs als „zum großen Teil richtig“ bezeichnen und bemerken, man habe „richtigerweise [...] auf die Einführung eines separaten Markts für gesicherte Leistung verzichtet“, wird von Seiten des Baden-Württembergischen Umweltministeriums (UM BW) die Grundsatzentscheidung gegen einen Kapazitätsmarkt kritisiert. So sehe Baden-Württemberg „insbesondere mittel- bis langfristig keine Alternative zu einem Kapazitätsmarkt“. Man würde jedoch anerkennen, dass die „Versorgungssicherheit aller Voraussicht nach auch mit einem EOM und einer Kapazitätsreserve zunächst gewährleistet bleibt“. Der Baden-Württembergische Energieversorger EnBW „begrüßt nachdrücklich die Entscheidung des

BMWi, die Marktkräfte im Strommarkt zu stärken“ und sieht „die Einrichtung einer Leistungsreserve, die außerhalb des Marktes vorgehalten und nur in dem unwahrscheinlichen Fall eines Leistungsdefizits eingesetzt wird“ als die Erfüllung einer „langjährigen Forderung der EnBW“.

Mit dem „Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz)“ hat das Bundeskabinett am 4. November 2015 ein Paket mit Änderungen zu einschlägigen Gesetzen wie dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) vorgelegt, in dem die vereinbarten Grundsätze zur Rechtskraft gebracht werden sollen. Die Prinzipien der freien Preisbildung und der direkten Preissignale sowie die Schaffung einer Kapazitätsreserve stehen im Mittelpunkt der geplanten Änderungen. Darüber hinaus enthält das Paket diverse Weiterentwicklungen des Energiesystems wie etwa die klare energierechtliche Einordnung der Ladeinfrastruktur für Elektromobile mit dem Ziel der Nutzung von Flexibilitätsoptionen durch deren Integration in das Elektrizitätsversorgungssystem. In diesem Paket enthalten ist auch die Änderung der Kapazitätsreserveverordnung, welche die Rahmenbedingungen für die Kapazitätsreserve bilden soll. In Stellungnahmen (42) zu diesem zentralen Punkt der Neuorganisation des Strommarkts wird der Aufbau einer Kapazitätsreserve weitgehend begrüßt. Große Konzerne wie EnBW oder die Kammern wie der DIHK bewerten auch in den Stellungnahmen zur Kapazitätsreserveverordnung wie bereits in ihren grundsätzlichen Bewertungen des Strommarktdesigns ein Kapazitätsreserversystem außerhalb des Strommarkts als eine richtige Weichenstellung. Der Verband der Kommunalen Unternehmen VKU hingegen meldet grundsätzliche Bedenken gegen eine Kapazitätsreserve an und begründet dies damit, dass die Kapazitätsreserve durch die Notwendigkeit eines rechtzeitigen Anfahrens und das damit verbundene Einspeisen des produzierten Stroms in das Netz auf den Regelenergiemarkt wirken würde. In Einzelaspekten gehen die Bewertungen der sachbefassten Verbände, Unternehmen und Institutionen auseinander. So bewerten beispielsweise der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) sowie das UM BW die Begrenzung auf Anlagen von mindestens 100 MW als zu hoch. Auch bezüglich der Notwendigkeit hoher technischer Anforderungen gibt es unterschiedliche Auffassungen. Während das UM BW diese begrüßt, befürchtet der BDEW Schwierigkeiten bei der Anreizung potentieller Inverstoren in Neuanlagen. Der Abschluss des Gesetzgebungsverfahrens für das Gesetzespaket zum Strommarktgesetz ist für das Frühjahr 2016 vorgesehen.

Kraft-Wärme-Kopplung

Eine weitere wichtige Weichenstellung haben die Parteivorsitzenden der Regierungsparteien in ihrer politischen Vereinbarung (10) mit der Anpassung der KWK-Förderung vorgenommen. Auch dieses Segment soll stärker auf das Preissignal reagieren und flexibler werden, was durch Investitionen in Wärmenetze und -speicher erreicht werden soll. Grundsätzlich wird angestrebt, die KWK-Förderung mit den anderen Zielen der Energiewende in Einklang zu bringen und so das Ausbauziel von 25 Prozent bis 2020 nicht mehr auf die gesamte, sondern nur noch auf die thermische Stromerzeugung zu beziehen. Eine wesentliche Festlegung ist dabei der geplante Umstieg von Kohle auf Gas und damit die langsame Reduktion der Kohlekraftwerke, die sich an anderer Stelle der politischen Vereinbarung ebenfalls wiederfindet. Bezogen auf KWK bedeutet dies eine Bestands-Förderung „hoch effizienter“, mit Gas befeuerter KWK-Anlagen, den Ersatz von kohlegefeuerten durch gasgefeuerte Anlagen sowie die „moderate Förderung von Gasneubauvorhaben“. Für letzteres sind im Rahmen der KWK-Förderung 500 Mio. Euro vorgesehen. Insgesamt soll die KWK-Förderung verdoppelt werden, indem der Kostendeckel von 750 Mio. Euro pro Jahr auf 1,5 Mrd. Euro angehoben wird. Das im Dezember 2015 beschlossene und im Januar 2016 in Kraft getretene neue Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG 2016) gibt für diese Ziele den gesetzlichen Rahmen. Dabei handelt es sich auf Grund der Neuausrichtung der

KWK-Förderung und den damit verbundenen umfangreichen Neuregelungen nicht um eine Überarbeitung, sondern es wurde ein neues Gesetz erlassen, welches das ursprünglich aus dem Jahr 2002 stammende und zuletzt 2012 novellierte KWKG abgelöst hat. Ein wesentlicher Unterschied in der Zielrichtung beider Gesetze wird direkt im ersten Paragraphen deutlich: während der Zweck des alten KWKG noch mit der Erhöhung der Stromerzeugung aus KWK auf 25 Prozent bis 2020 angegeben ist, werden in der Neufassung des Gesetzes keine anteiligen, sondern absolute Zielwerte angegeben. So wird bis 2020 eine Erhöhung der Nettostromerzeugung aus KWK auf 110 TWh und bis 2025 auf 120 TWh angestrebt. Das KWKG von 2016 sieht weiterhin eine garantierte Abnahme sowie bevorzugte Einspeisung von Strom aus hocheffizienten KWK-Anlagen durch die Netzbetreiber vor. Während diese Abnahme-Pflicht unabhängig des eingesetzten Brennstoffs ist, ist die Zahlung von Zuschlägen durch die Netzbetreiber selektiv geregelt. So kommen für eine Förderung durch Zuschläge nur noch neue, modernisierte und nachgerüstete KWK-Anlagen in Frage, die keine Kohle als Brennstoff verwenden. Für bestehende KWK-Anlage beschränkt sich die Zahlung von Zuschlägen komplett auf gasbefeuerte Kraftwerke. Dabei werden wieder umfangreiche Bestandsschutz-Regelungen getroffen, die auch in einer Analyse des KWKG 2016 durch die Anwaltskanzlei Noerr übersichtlich dargestellt sind. Als weitere Maxime des neuen KWKG steht die Flexibilisierung des Anlagenbetriebs an wichtiger Stelle. Dies soll vor allem durch eine grundsätzliche Pflicht zur Direktvermarktung für KWK-Anlagen erreicht werden, wie es auch bereits im EEG von 2014 für die dort adressierten Anlagen implementiert ist. Eigenverbrauch aus KWK-Anlagen wird in der Regel nicht mehr mit Zuschlägen gefördert. Eine Reihe von Sonderregelungen für bestimmte Anlagengrößen oder Industriebranchen sollen der komplexen Situation des Gesamtsystems Rechnung tragen.

Weitere Festlegungen

Der **Netzausbau** ist ein weiteres Themenfeld, welches in den letzten Jahren stark in der Diskussion war und wofür die Regierungsparteien nun politische Festlegungen getroffen haben (10). So wird in der Vereinbarung der Grundsatz der Trassenwahl mit den „geringsten Eingriffen für die Wohlbevölkerung sowie Natur und Landschaft mit einer transparenten Beteiligung der Bevölkerung“ festgeschrieben. Dies wird konkretisiert, indem für Gleichstromtrassen der Vorrang von Erdverkabelung festgelegt wird. Daraus entstehende Mehrkosten werden mit einer höheren Akzeptanz und Ausbaugeschwindigkeit gerechtfertigt. Auch für in Planung befindliche Großprojekte werden Grundsatzentscheidungen getroffen. So soll beispielsweise für den SuedLink (vgl. Abschnitt 2.3) eine gemeinsame Stammstrecke mit noch festzulegender Länge vorgesehen und Leitungen zumindest teilweise gebündelt geführt werden.

Weitere Schritte zur **Gestaltung des Ausstiegs aus der Kernenergie** sind ebenfalls Teil der politischen Grundsatzvereinbarung (10). So wird festgelegt, dass die finanzielle und „in weiten Teilen auch die operative“ Verantwortung hierfür bei den Betreiberkonzernen liegt. Zudem werden finanzielle Stresstests für die Konzerne gefordert. In dem Papier wird ebenfalls auf aktuelle Entwicklungen im Energiemarkt reagiert und diverse Ordnungsrahmen vereinbart, die etwa Ausgründungen von Kernkraftwerksbetrieben aus den Energiekonzernen zum Zwecke der Verkleinerung eines Haftungsvermögens verhindern sollen. Zur konkreten Ausgestaltung dieser Fragestellungen soll eine Kommission der Koalitionsfraktionen eingesetzt werden.

2.1.3 Landesebene

Die wesentliche energie- und klimapolitische Grundlage der Landesregierung Baden-Württemberg wird im Mitte 2014 beschlossenen „Integrierten Energie- und Klimaschutzkonzept Baden-Württemberg“ (IEKK) dargestellt (43). Dieses basiert auf einem von der Landesregierung beauftragten und vom Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (ZSW) im Jahr 2012 angefertigten „Gutachten zur Vorbereitung eines Klimaschutzgesetzes für Baden-Württemberg“ (44). Dieses Gutachten wurde in der Vorgängerstudie bereits erwähnt und die daraus abzuleitenden Ziele dargestellt.

Das 2014 verabschiedete „Gesetz zur Förderung des Klimaschutzes Baden-Württemberg“ (45) enthält die wesentlichen Klimaschutzziele und verweist auf das IEKK und die darin enthaltenen Strategien, um die angestrebten Klimaschutzziele zu erreichen. Diese werden im Klimaschutzgesetz formuliert als eine Verringerung der Gesamtsumme der Treibhausgasemissionen in Baden-Württemberg um mindestens 25 Prozent bis zum Jahr 2020 und um 90 Prozent bis zum Jahr 2050 im Vergleich zu den Gesamtemissionen des Jahres 1990. Dabei soll der Handel mit Emissionszertifikaten entsprechend berücksichtigt werden. In der Außendarstellung verwendet die Landesregierung ebenfalls den Dreiklang aus Energieeffizienz, Erneuerbaren Energien und Reduktion der Treibhausgase, wofür die Losung „50-80-90“ ausgegeben wurde, welche die Anteilsziele der jeweiligen Bereiche darstellen soll (46). Das IEKK definiert diese Ziele spezifischer. So soll neben den bereits erwähnten Zielgrößen für die Reduktion der Treibhausgase, die im IEKK mit Sektorzielen unterlegt werden, die Energieeffizienz deutlich gesteigert werden. Dabei verweist das IEKK auf das „Energieszenario 2050“ des ZSW-Gutachtens, das eine Verringerung des Endenergieverbrauchs gegenüber dem Jahr 2010 von 16 Prozent bis 2020, von 32 Prozent bis 2030, von 42 Prozent bis 2040 und von 49 Prozent bis 2050 vorsieht. Als Schritte zur Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Energien an der Energieversorgung sieht das IEKK einen Anteil von 38 Prozent an der Bruttostromerzeugung im Land bis 2020 und von 86 Prozent bis 2050 vor. Für den Stromverbrauch liegen die Ziele in der Langfristperspektive höher und werden zunächst mit geringeren 36 Prozent Anteil Erneuerbarer Energien im Jahr 2020 und dann höheren 89 Prozent im Jahr 2050 festgelegt. So wird auch auf einen Stromimport gesetzt, der „ebenfalls in zunehmendem Umfang aus erneuerbaren Quellen stammen wird“.

An vielen Stellen im IEKK und weiteren Publikationen wird darauf verwiesen, dass nach Ansicht der Landesregierung die Stromerzeugung durch Windkraft und Photovoltaik zu gering sei. Besonders für die Windkraft würde dieser geringe Anteil an der bis 2011 regierenden Koalition aus CDU und FDP liegen und man wolle „diesen, von der Vorgängerregierung politisch gewollten Rückstand [...] mit der Schaffung von günstigen Rahmenbedingungen für den Ausbau der Windkraft im Land beseitigen“ (43). Damit lässt sich ein deutlicher Wechsel auch in der technologischen Ausrichtung der Energiewende in Baden-Württemberg erkennen. So soll nach dem IEKK im Jahr 2020 der Strom zu zwölf Prozent aus Photovoltaik, zu zehn Prozent aus Windkraft und jeweils zu acht Prozent aus Wasserkraft und Bioenergie erzeugt werden. Es wird formuliert, dass langfristig „Wind und Sonne die Hauptträger der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien“ sein werden.

Die Ziele des Klimaschutzgesetzes zur Reduktion der Treibhausgasemissionen sollen auch durch Maßnahmen im Wärmesektor erreicht werden, wozu im März 2015 das „Gesetz zur Nutzung erneuerbarer Wärmeenergie in Baden-Württemberg (Erneuerbare-Wärme-Gesetz – EEWärmeG)“ novelliert wurde (47). So wird seit der ab Juli 2015 gültigen Novelle unter anderem der Pflichtanteil Erneuerbarer Energien von zehn Prozent auf 15 Prozent angehoben und werden erstmals auch private und öffentliche Nichtwohngebäude in die Nutzungspflicht einbezogen. Weiter wird im IEKK gefordert,

dass besonders Solarkollektoren, Umweltwärme und Geothermie deutlich wachsen müssen, da „die dominierende Nutzung der Biomasse an ihre Grenzen stößt“ (43).

Das Energie- und Klimaschutzkonzept sieht eine Vorbildfunktion der öffentlichen Verwaltung und setzt dieser besondere Ziele wie etwa eine „weitgehende Klimaneutralität der Landesverwaltung bis 2040“. Zusammenfassend umschreibt die Landesregierung im IEKK die Ziele mit den Stichworten Sichere Versorgung, Kostensicherheit, Klimaschutz, Regionale Wertschöpfung und Bürger-Engagement. Diese Ziele will sie über Maßnahmen in den Bereichen „Einsparung und Effizienz“, „Erneuerbare Energien“, „Modernisierung der Infrastruktur“, „Forschung und Entwicklung“ sowie „Beteiligung und Dialog“ erreichen. Den Fortschritt bei der Erreichung der Ziele des Klimaschutzgesetzes und der Umsetzung des IEKK will die Landesregierung mit Monitoring-Berichten dokumentieren. Im März 2015 wurde der erste Monitoring-Bericht über den Berichtszeitraum 2014 vorgelegt (48). Das ZSW führte für diesen Bericht die fachliche Datenanalyse durch.

Vergleich der energiepolitischen Ziele der einzelnen Bundesländer

Je kleiner die Verwaltungseinheiten sind, die eigene Strategien in der Energiepolitik verfolgen, desto detaillierter, aber auch heterogener und individueller werden die einzelnen Konzepte. Die föderale Struktur der Bundesrepublik ist auch im Bereich der Energiepolitik Chance und Herausforderung zugleich. Für das Gelingen der angestrebten Energiewende ist daher ein koordiniertes und auf die definierten Ziele in Bund und Europa abgestimmtes Vorgehen der einzelnen Bundesländer bei Nutzung der individuellen Möglichkeiten auf Grund spezieller Rahmenbedingungen erforderlich. Die Regierungskoalition auf Bundesebene hat in ihrem Koalitionsvertrag festgelegt, dass sie sich auf der Basis der mittlerweile im EEG festgelegten Ausbaukorridore „mit den Ländern auf eine synchronisierte Planung für den Ausbau der einzelnen Erneuerbaren Energien verständigen“ will (5), wozu auch diverse Instrumente etabliert wurden (siehe Abschnitt 2.3.2). Dabei sind die Strategien der einzelnen Länder sehr unterschiedlich und zudem durch diverse Regierungswechsel mitunter größeren Anpassungen unterworfen. Eine Synopse aus dem Jahr 2012 (49) stellt die einzelnen Ziele der Länder dar, wobei seit dem Erscheinen dieser Studie elf von 16 Landesparlamenten neu gewählt wurden und in drei Ländern das Ministerpräsidentenamt an eine andere Partei übergang. Eine aktuelle Zusammenstellung der energiepolitischen Ziele der einzelnen Bundesländer findet sich beispielsweise auf einem Portal der Agentur für Erneuerbare Energien (AEE) (50).

Die unterschiedlichen Rahmenbedingungen der einzelnen Länder spiegeln sich deutlich in den angestrebten Zielen. Während Nordrhein-Westfalen, das stark vom Kohlebergbau und entsprechender Energieinfrastruktur geprägt ist, das Ziel verfolgt, bis 2025 mehr als 30 Prozent des Stromverbrauchs aus Erneuerbaren Energien zu decken (51), lautet das Ziel des Landes Schleswig-Holstein, das ein enormes Potenzial für Windkraftanlagen und eine geringen Bevölkerungsdichte hat, bis zum gleichen Jahr mindestens 300 Prozent des Bruttostromverbrauchs aus Erneuerbaren Energien zu decken (52). Ein Vergleich der Ziele der Bundesländer fällt jedoch nicht nur aufgrund der unterschiedlichen lokalen Gegebenheiten schwer, sondern auch aufgrund der ausgesprochen heterogen formulierten Ziele und Bezugsgrößen. So werden die Ziele für Anteile Erneuerbarer Energien teils mit Bezug auf den Stromverbrauch, teils mit Bezug auf die Stromerzeugung definiert. Manche Bundesländer verzichten auch ganz auf anteilige Ziele und geben absolute Zielgrößen an, andere verlassen bei der Zieldefinition die eigenen Landesgrenzen und rechnen die Versorgung benachbarter Gebiete mit ein, wie etwa Brandenburg, das bis 2030 den gesamten eigenen und zusätzlich den Stromverbrauch von Berlin mit

Erneuerbaren Energien decken will; wieder andere, wie Mecklenburg-Vorpommern, beziehen sich auf die bundesdeutsche Stromerzeugung und setzen das anteilige Ziel mit dem Flächenanteil gleich.

Das Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung Berlin (DIW) und das Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) legten im Auftrag der AEE im Oktober 2014 eine umfangreiche Studie zum Vergleich der Bundesländer mit einer „Analyse der Erfolgsfaktoren für den Ausbau der Erneuerbaren Energien 2014“ vor. Darin entwickelten sie Indikatoren, um die Ziele und Erfolge der Bundesländer miteinander zu vergleichen (53). Das Gesamtranking dieser Studie, das auf einem zusammengefassten Gesamtindikator beruht, sieht das Land Bayern an der Spitze, dicht gefolgt von Baden-Württemberg. Im Vergleich zu der entsprechenden Vorgängerstudie, die 2012 durchgeführt wurde, hat sich Baden-Württemberg vom vierten auf den zweiten Platz verbessert. Im Einzelindikator „Energiepolitische Programmatik“ führt das Land Baden-Württemberg das Ranking an. An dieser Stelle sei jedoch bemerkt, dass die Ermittlung dieses Indikators vom ZSW vorgenommen wurde, das auch im Auftrag des Baden-Württembergischen Umweltministeriums das „Gutachten zur Vorbereitung eines Klimaschutzgesetzes für Baden-Württemberg“ (44) erstellte. Dieses Gutachten war eine wesentliche Basis für das „Integrierte Energie- und Klimaschutzkonzept Baden-Württemberg“ (IEKK) (43), welches die maßgeblichen energiepolitischen Ziele des Landes formuliert.




	Europäische Union 	Bundesrepublik Deutschland 	Baden-Württemberg 
Klimaschutz	Reduktion der Treibhausgasemissionen gegenüber 1990: <ul style="list-style-type: none"> • 2030: 40% • 2050: 80% 	Reduktion der Treibhausgasemissionen gegenüber 1990: <ul style="list-style-type: none"> • 2020: 40% • 2050: 80% 	Reduktion der Treibhausgasemissionen gegenüber 1990: <ul style="list-style-type: none"> • 2020: 25% • 2050: rund 90%
Erneuerbare Energien	Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch in der EU: <ul style="list-style-type: none"> • 2030: mind. 27% 	Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch in Dtl.: <ul style="list-style-type: none"> • 2025: 35%-40% • 2035: 55%-60% • 2050: mind. 80% Spezifische Ausbauziele für installierte Leistung : <ul style="list-style-type: none"> • Wind onshore: 2.500 MW/a (netto) • Wind offshore: bis 2020: 6.500 MW, bis 2030: 15.000 MW • Photovoltaik: 2.500 MW/a (brutto) • Bioenergie: 100 MW/a /brutto) 	Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch in BW: <ul style="list-style-type: none"> • 2020: 36% • 2050: 89% Spezifische Ausbauziele für Anteile an der Stromerzeugung im Jahr 2020 (insg. 38% EE) durch: <ul style="list-style-type: none"> • Sonne: 12% • Wind: 10% • Wasserkraft: 8% • Bioenergie: 8%
Energieeffizienz	Reduktion des Primärenergieverbrauchs gegenüber einer Referenzentwicklung: <ul style="list-style-type: none"> • 2030: 27% 	Reduktion des Primärenergieverbrauchs gegenüber 2008: <ul style="list-style-type: none"> • 2020: 20% • 2050: 50% 	Reduktion des Endenergieverbrauchs gegenüber 2010: <ul style="list-style-type: none"> • 2020: 16% • 2030: 32% • 2040: 42% • 2050: 49%

Abbildung 2-4. Zusammenfassung der wichtigsten klima- und energiepolitischen Ziele der Europäischen Union, der Bundesrepublik Deutschland und des Landes Baden-Württemberg. (Quellen siehe Text)

2.2 Strombereitstellung und -nachfrage

Bei der Strombereitstellung im Jahr 2013 innerhalb der Landesgrenzen von Baden-Württemberg haben sich gegenüber dem vorigen Betrachtungsjahr 2009 sowohl auf der Erzeuger- wie auf der Verbraucherseite erhebliche Veränderungen ergeben. Im Jahr 2013 wurden in Baden-Württemberg (Abbildung 2-5) 20,1 TWh Strom aus Kernenergie, 14,6 TWh Strom auf Basis erneuerbarer Energieträger² und 26,8 TWh Strom aus konventionellen, fossilen Energieträgern³ erzeugt. Mit einem Bruttostromverbrauch von rund 77,9 TWh ergibt sich ein zusätzlicher Saldo von 16,4 TWh, der sich in Form von Stromimporten darstellt. Gegenüber dem vorigen Betrachtungsjahr wurden aufgrund der Stilllegung kerntechnischer Anlagen 2013 rund 17 Prozent weniger Strom aus Kernenergie erzeugt. Dies wird ausgeglichen durch eine Zunahme der Stromerzeugung aus konventionellen Energieträgern um 7,4 Prozent sowie aus Erneuerbaren Energien um 6,5 Prozent, außerdem durch zusätzliche Stromimporte (54).

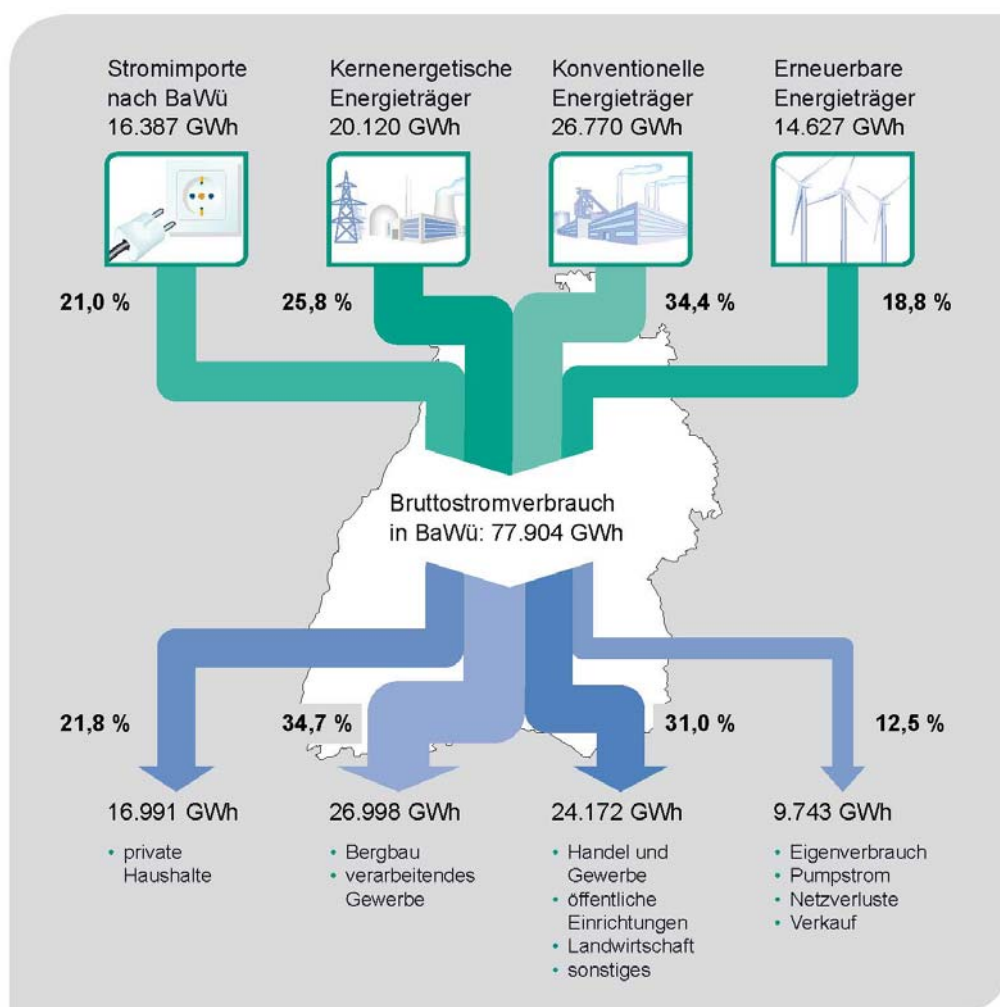


Abbildung 2-5. Stromflussbild für Baden-Württemberg (2013).

² Lauf- und Speicherwasserkraftwerke, Pumpspeicherkraftwerke mit natürlichem Zufluss, Windkraft, Photovoltaik, feste und flüssige biogene Stoffe einschließlich biogener Abfall (bis 1989 Stromerzeugung aus Abfall zu 100 Prozent; ab 1990 werden 60 Prozent und ab 2010 noch 50 Prozent der Stromerzeugung aus Abfall als erneuerbare Energie angesehen), Biogas, Deponiegas, Klärgas und Klärschlamm.

³ Steinkohle, Heizöl, Erdgas, Dieselmotoren, Flüssiggas, Raffineriegas, Petrolkoks, Braunkohlen; einschließlich Pumpspeicherwasser ohne natürlichen Zufluss.

Der Bruttostromverbrauch in Baden-Württemberg ist seit 2009 insgesamt nur leicht gesunken. Den größten Strombedarf mit einer Steigerung um 2,5 Prozent auf 34,7 Prozent hat nach wie vor der Sektor des verarbeitenden Gewerbes. Der Sektor private Haushalte hat seinen Bedarf um rund drei Prozent gesenkt, während die Sparte Handel, Dienstleistung und Gewerbe etwa gleich geblieben ist.

2.2.1 Strombereitstellung

In Baden-Württemberg wurden 2013 61,5 TWh (2014: 60,2 TWh) Strom brutto erzeugt. Obwohl dies gegenüber 2012 einen leichten Anstieg darstellt, setzt sich der Trend der letzten 20 Jahre fort, den Strombedarf des Landes auch verstärkt über Stromimporte aus anderen Bundesländern sowie aus Frankreich und Österreich zu decken (55).

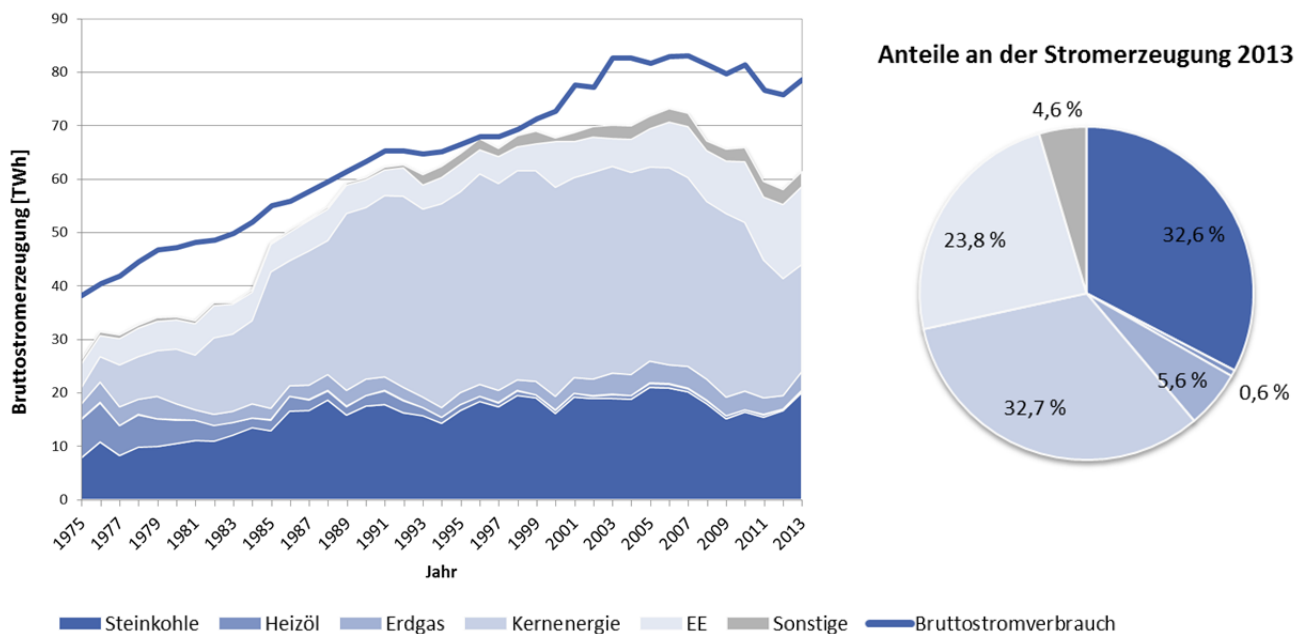


Abbildung 2-6. Entwicklung der Bruttostromerzeugung in Baden-Württemberg zwischen 1975 und 2013 (56).

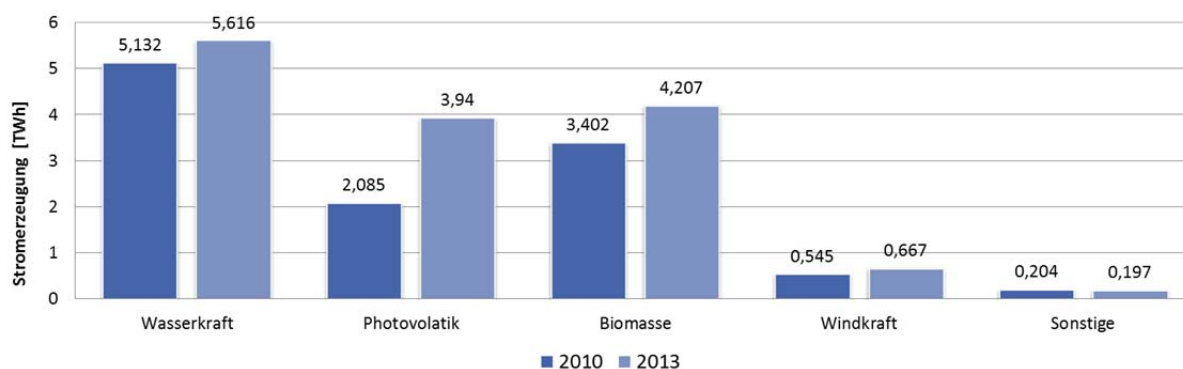
Dabei hat sich der Strommix in den vergangenen fünf Jahren deutlich geändert. 2010 stammte noch fast die Hälfte des in Baden-Württemberg produzierten Stroms aus den vier Kernkraftwerksblöcken an den Standorten Philippsburg und Neckarwestheim; 2013 wurde nur noch ein Drittel des Stroms aus Kernkraft erzeugt. Die Abschaltung der Reaktorblöcke Neckarwestheim I und Philippsburg 1 führte bereits im März 2011 zur Reduktion der konventionellen Erzeugungsleistung (inklusive Anlagen mit einer Leistung < 10 MWe) in Baden-Württemberg von rund 12,9 GW auf 11,1 GW. Die Steinkohleverstromung macht etwa ein Drittel aus, während die Erneuerbaren Energien nun fast 25 Prozent zur Stromerzeugung in Baden-Württemberg beitragen. Nach wie vor nachrangig ist die Stromerzeugung aus Erdgas. Unter den sonstigen Energieträgern subsumieren sich Energieträger wie Dieselmotoren und die Stromerzeugung aus Pumpspeicherkraftwerken ohne natürlichen Zufluss (56).

Die im Rahmen der bis 2018 reichenden Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (BNetzA) geplanten Kraftwerkszubaute und -rückbauten weisen einen Nettozuwachs von 727 MW an konventioneller

Kraftwerksleistung für Baden-Württemberg seit der letzten Studie 2012 aus, so dass absehbar das Risiko von Systemstörungen sinken wird (57).

2.2.1.1 Erneuerbare Energien

Die Bruttostromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in Baden-Württemberg belief sich 2013 auf rund 14,6 TWh. Dabei bildet die Wasserkraft mit 38,4 Prozent immer noch den größten Anteil an den Erneuerbaren Energien; absolut betrachtet nimmt ihr Beitrag zur Gesamtstromerzeugung seit 2010 allerdings ab, vergleiche. Abbildung 2-7. Weiterhin fällt auf, dass sich der Anteil der Biomasse und der Windkraft im erneuerbaren Strommix nur unwesentlich verändert hat, wohingegen der Anteil der Photovoltaik um ca. acht Prozent auf knapp 27 Prozent gestiegen ist. Der Ausbau der Windkraft scheint bisher noch zu stagnieren, obwohl die Landesregierung die Windkraft betreffend ambitionierte Ziele hat und bis 2020 einen Anteil von zehn Prozent Windkraft an der Stromerzeugung anstrebt. Mit dem neuen Landesplanungsgesetz hat sie 2012 die Weichen für einen konsequenten Ausbau der Windkraft im Land gestellt; der Bau von Windrädern ist künftig grundsätzlich erlaubt und nicht mehr grundsätzlich verboten.



2010	45,1 %	18,3 %	29,9 %	4,8 %	1,8 %
2013	38,4 %	26,9 %	28,8 %	4,6 %	1,3 %

Abbildung 2-7. Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energieträgern in Baden Württemberg 2013 und 2010, sowie der Anteil des jeweiligen Energieträgers an der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in Prozent (58).

Die Bruttostromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in Baden-Württemberg in den vergangenen drei Jahrzehnten ist in Abbildung 2-8 dargestellt. Auffällig ist die Abnahme der Wasserkraft nach der Jahrtausendwende. Im Jahr 2003 führten ein regenarmes Frühjahr und anhaltende Hochdruckwetterlagen in den Sommermonaten zu einem erheblichen Niederschlagsdefizit. Die Laufwasserkraftwerke im Land erzeugten daher 20 Prozent weniger Strom als im Jahr zuvor. Vor allem im Spätsommer wurden die Auswirkungen der niedrigen Wasserstände sichtbar: In den Monaten August und September betrug die Stromerzeugung der öffentlichen Laufwasserkraftwerke nur 55 Prozent des Vorjahresniveaus (59).

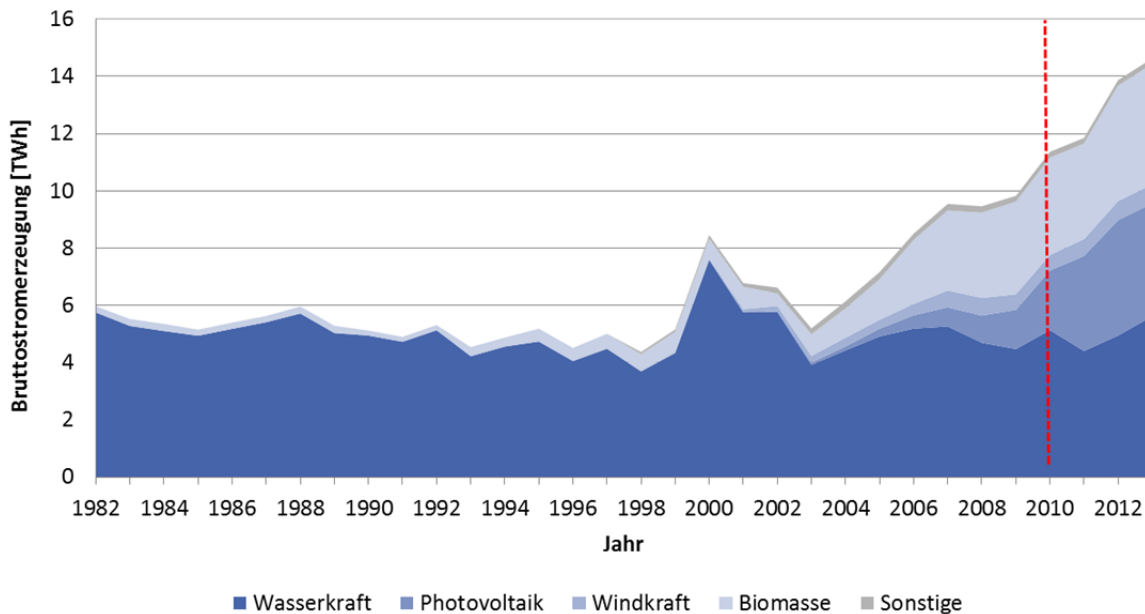


Abbildung 2-8. Bruttostromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in Baden-Württemberg von 1982 bis 2013 (58) (rote Linie: Datenlage im letzten Berichtsjahr)

Der Unterschied zwischen installierter Leistung und elektrischer Arbeit der erneuerbaren Energieträger ist signifikant ausgeprägt. Während die Leistung die maximal mögliche Stromerzeugung zu einem bestimmten Zeitpunkt angibt, bezieht sich die elektrische Arbeit auf die tatsächlich in einem Zeitraum (üblicherweise ein Jahr) in Strom umgewandelte Energiemenge und entspricht damit der nutzbaren Energiemenge. Wesentlicher Einflussfaktor auf die elektrische Arbeit ist die Verfügbarkeit der umgewandelten Energieträger. Besonders bei Windenergie und Photovoltaik bestimmen allerdings Witterungsbedingungen und Tageszeit den entsprechenden Ertrag an elektrischer Arbeit. Die Stromerzeugung aus diesen Energieträgern ist damit zum einen volatil und schwer prognostizierbar, zum anderen nur in einem Bruchteil des betrachteten Zeitraums überhaupt möglich. Folglich müssen, um die gleiche elektrische Arbeit zu verrichten, mehr Anlagen installiert werden.

2013 hatten die in Baden-Württemberg installierten Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien eine Gesamtleistung von insgesamt ca. 7.300 Megawatt (MW) (installierte Nettogleistung 2013 gesamt 18,2 GW). Über 70 Prozent der Leistung im Bereich der Erneuerbaren ist im Bereich Photovoltaik verbaut. Abbildung 2-9 zeigt diesen Zusammenhang, indem sie die jeweiligen Anteile an installierter Leistung und elektrischer Arbeit der verschiedenen Energieträger in Baden-Württemberg für das Jahr 2013 gegenüberstellt.

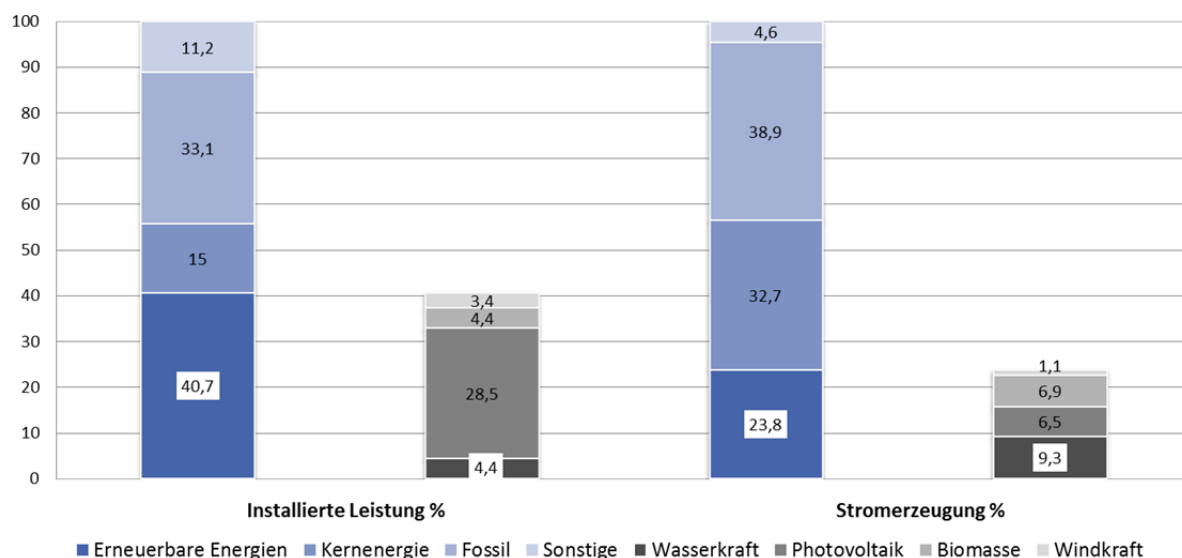


Abbildung 2-9. Anteile der verschiedenen Energieträger an installierter Leistung und elektrischer Leistung in Baden Württemberg (60).

Bis Ende 2013 waren in Baden-Württemberg Photovoltaikanlagen mit einer elektrischen Gesamtleistung von 5.140 MW_p, Laufwasserkraftanlagen mit 791 MW, Biomassekraftwerke mit 788 MW und Windkraftanlagen mit 545 MW installiert. Der Zubau an Photovoltaik hält weiterhin an und hat sich seit dem vorigen Berichtszeitraum (2009/2010) nahezu verdoppelt. Insgesamt entfallen 40 Prozent der installierten Leistungen auf EE-Anlagen; diese tragen aber nur knapp 24 Prozent zur Stromerzeugung in Baden-Württemberg bei. Besonders ausgeprägt ist die Diskrepanz zwischen installierter Leistung und tatsächlicher Stromerzeugung prinzipbedingt wie oben bereits erwähnt bei der Photovoltaik; diese trägt mit 28,5 Prozent der installierten Leistung nur 6,5 Prozent zur Stromerzeugung bei.

Angesichts des Ziels der Landesregierung, die Windkraft bis 2020 auf einen Anteil von zehn Prozent an der Stromerzeugung auszubauen, wird im Folgendem der Stand der Windenergie in Baden-Württemberg etwas genauer betrachtet.

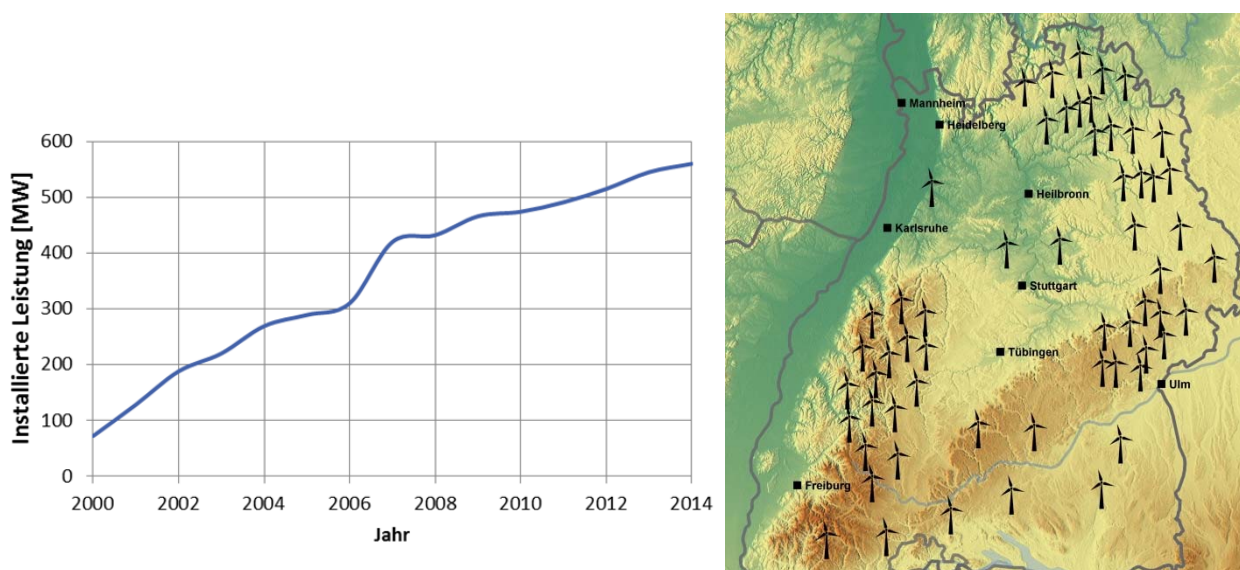


Abbildung 2-10. Entwicklung der in Baden-Württemberg insgesamt installierten Windleistung in Megawatt (MW) und qualitative Verteilung der Windkraftanlagen in Baden-Württemberg (61).

2013 wurden in Baden-Württemberg 667 GWh Strom aus Windkraftanlagen produziert, bei einer installierten Leistung von 545 MW. Im Vergleich aller Bundesländer bewegt sich Baden-Württemberg damit im hinteren Drittel. Abbildung 2-10 zeigt die Entwicklung der insgesamt installierten Windleistung seit dem Jahr 2000. Deutlich erkennbar ist der moderate Zubau seit 2010 mit durchschnittlich nur 18 MW pro Jahr. In Anbetracht der Zahl der behördlich genehmigten und den Immissionsschutzbehörden gemeldeten Windenergieanlagen wird sich dies in den nächsten Jahren allerdings enorm ändern. In den Jahren 2011 und 2012 wurden nur jeweils zehn, im Jahr 2013 nur neun Windenergieanlagen genehmigt; im Jahr 2014 hingegen wurden 94 Anlagen behördlich genehmigt. Mithin ist den kommenden Jahren ein erheblicher Aufschwung der Windenergienutzung zu erwarten.

2.2.1.2 Import und Exporte

Was den internationalen Stromaustausch von Baden-Württemberg mit Frankreich, der Schweiz und Österreich betrifft, gibt es nur unwesentlich neue Erkenntnisse im Vergleich zur Originalstudie 2012. Bilanziell betrachtet wird in Baden-Württemberg weniger Strom erzeugt als benötigt wird, daher wird nach wie vor Strom aus dem Ausland und aus anderen Bundesländern importiert (2012 ca. 17,7 GWh) (56), (62). Die Zusammensetzung und Herkunft des Stroms über die Bundesländergrenzen lässt sich dabei nicht ermitteln.

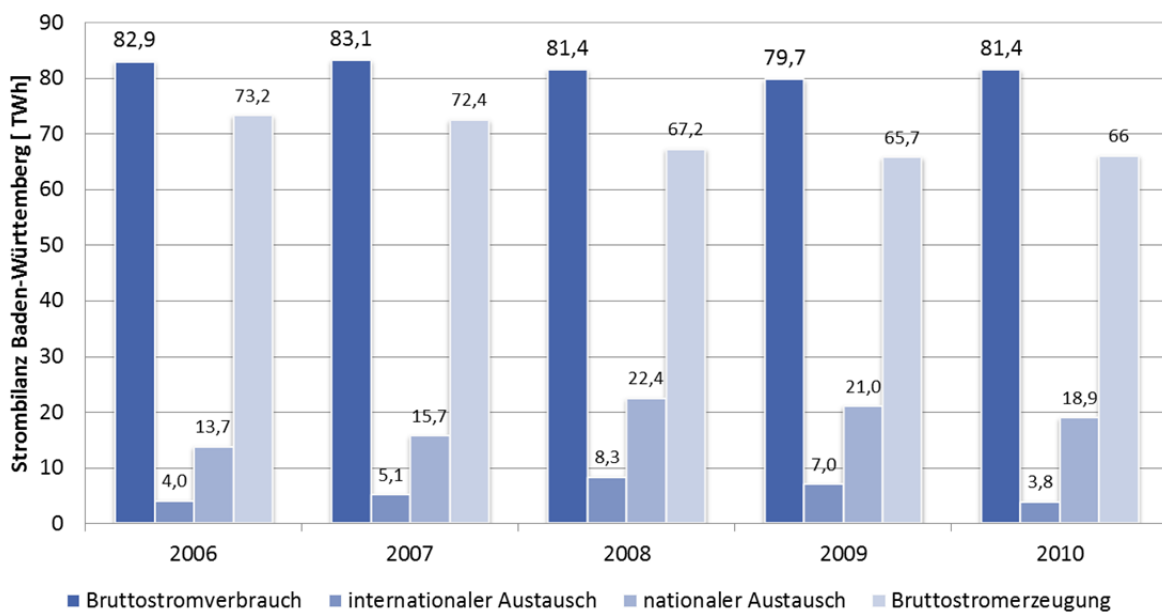


Abbildung 2-11. Jährlicher grenzüberschreitender Stromaustausch mit dem Ausland (56), (62), (63).⁴

Wird weiterhin der Stromaustausch des Netzes der TransnetBW GmbH länderspezifisch untersucht, lässt sich feststellen, dass auf Jahressicht Strom aus Frankreich importiert und dass Strom in die Schweiz und nach Österreich exportiert wird.

Außerdem ist besonders der Stromaustausch wetterbedingt. An einem Tag wie dem 20. Mai 2015 mit hohem Niederschlag und nur etwa 2,5 Sonnenstunden war ein hoher Importüberschuss aus dem Ausland zu verzeichnen, während am einem Tag wie dem 5. Januar 2015 mit etwa 7,5 Sonnenstunden ein deutlicher Exportüberschuss vorlag. Zusätzlich sind aber die Schwankungen der Exporte und Importe

⁴ Laut Aussage der EnBW AG Juli 2015 sind keine neuen Daten erhältlich

in die Schweiz und nach Österreich auch auf eine Speicherung bzw. Entleerung von Pumpspeicherkraftwerken zurückzuführen.

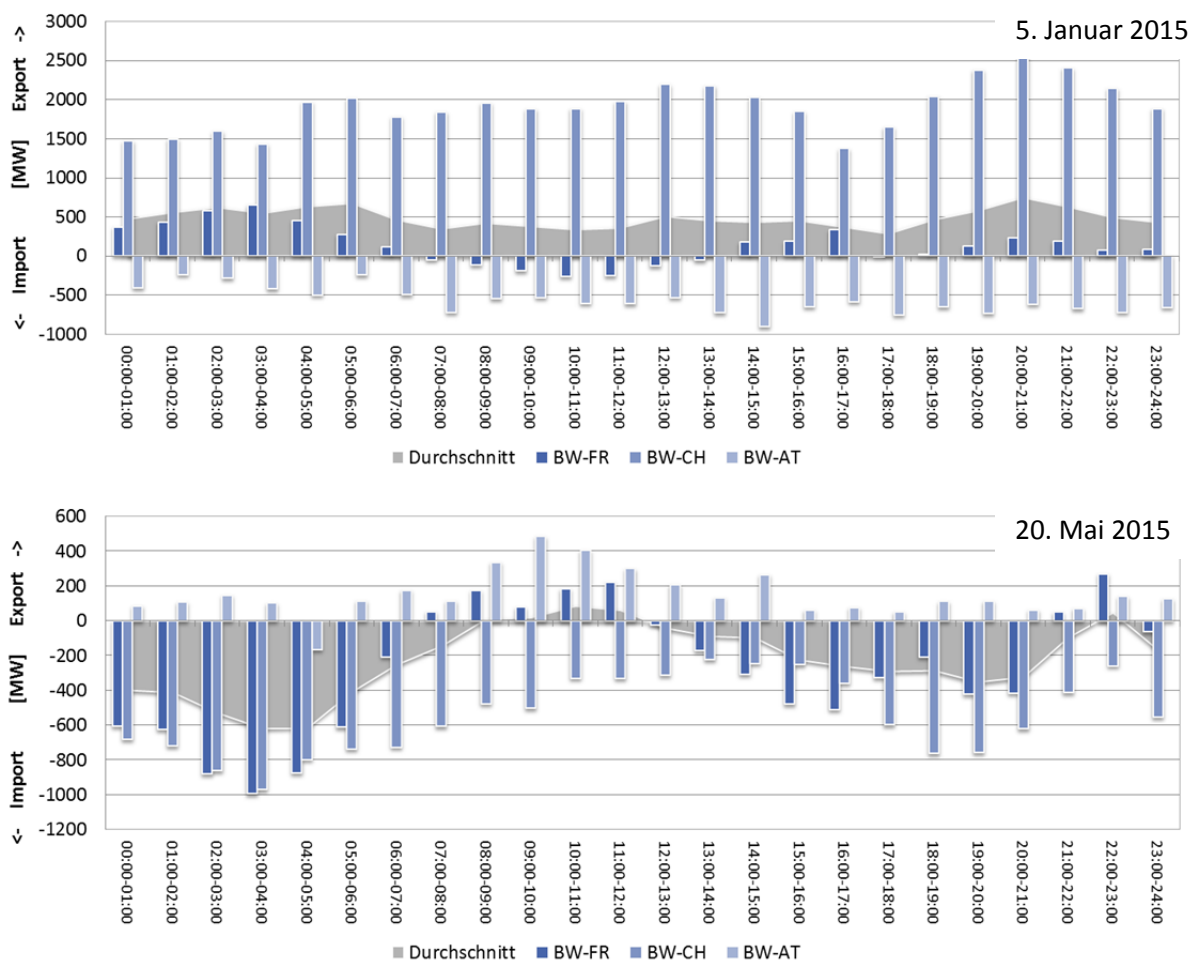


Abbildung 2-12. Stromaustausch zwischen Netz der TransnetBW GmbH und dem Ausland am 1. Januar und am 20. Mai 2015 (63).

2.2.1.3 Kraft-Wärme-Kopplung

Die Kraft-Wärme-Kopplung bietet für nicht-wärmegeführte Erzeugungsanlagen die Möglichkeit, Fluktuationen der Strombereitstellung beispielsweise aus Erneuerbaren Energien auszugleichen und die dabei entstehende Wärme zu nutzen. Für wärmegeführte Erzeugungsanlagen bietet sich die Chance, von der hohen Energieeffizienz der Kraft-Wärme-Kopplung resultierend aus dem hohen Primärenergienutzungsgrad zu profitieren. In Baden-Württemberg ist die Stromerzeugung von KWK gemessen an der gesamten Stromerzeugung nach den Angaben des Statistischen Landesamtes Baden-Württemberg (64) in den Jahren 2011 (11,1 Prozent), 2012 (12,2 Prozent) und 2013 (13,1 Prozent) leicht gestiegen. Da nur Anlagen von mehr als 1 MW el. erfasst werden, sind kleine KWK-Anlagen nicht in der Statistik enthalten. Der Trend entspricht jedoch dem ebenfalls leichten Anstieg der Stromerzeugung aus KWK-Anlagen auf Bundesebene (2011: 17,7 Prozent; 2012: 18 Prozent; 2013: 18,1 Prozent).

Für die Verteilung der Anlagengröße wurden auf Bundesebene die neu installierten KWK-Anlagen statistisch erfasst (65). Der Anteil der Anlagen unter 50 kW machte gemessen an der installierten elektrischen Leistung 2014 nur sechs Prozent der Anlagen aus. Unter den 94 Prozent der Anlagen über 50 kW ist der Anteil der Anlagen mit über 100 MW installierter elektrischer Leistung 62 Prozent. Auch

wenn ein Rückschluss der installierten Leistung auf die tatsächlich eingespeiste oder selbst verbrauchte Energie nicht direkt möglich ist, ist tendenziell erkennbar, dass auf Bundesebene große Anlagen stark zur Stromerzeugung beitragen. Daraus ist eine Aussage zu Kleinanlagen in Baden-Württemberg nicht direkt ableitbar, da das Wachstumspotenzial in diesem Bereich als sehr hoch einzuschätzen ist. Die Darstellung der stark variierenden Anlagengrößen und die große Breite der Anwendungsgebiete hat die Landesregierung Baden-Württemberg in Form einer Best-Practice-Broschüre zusammengefasst (66).

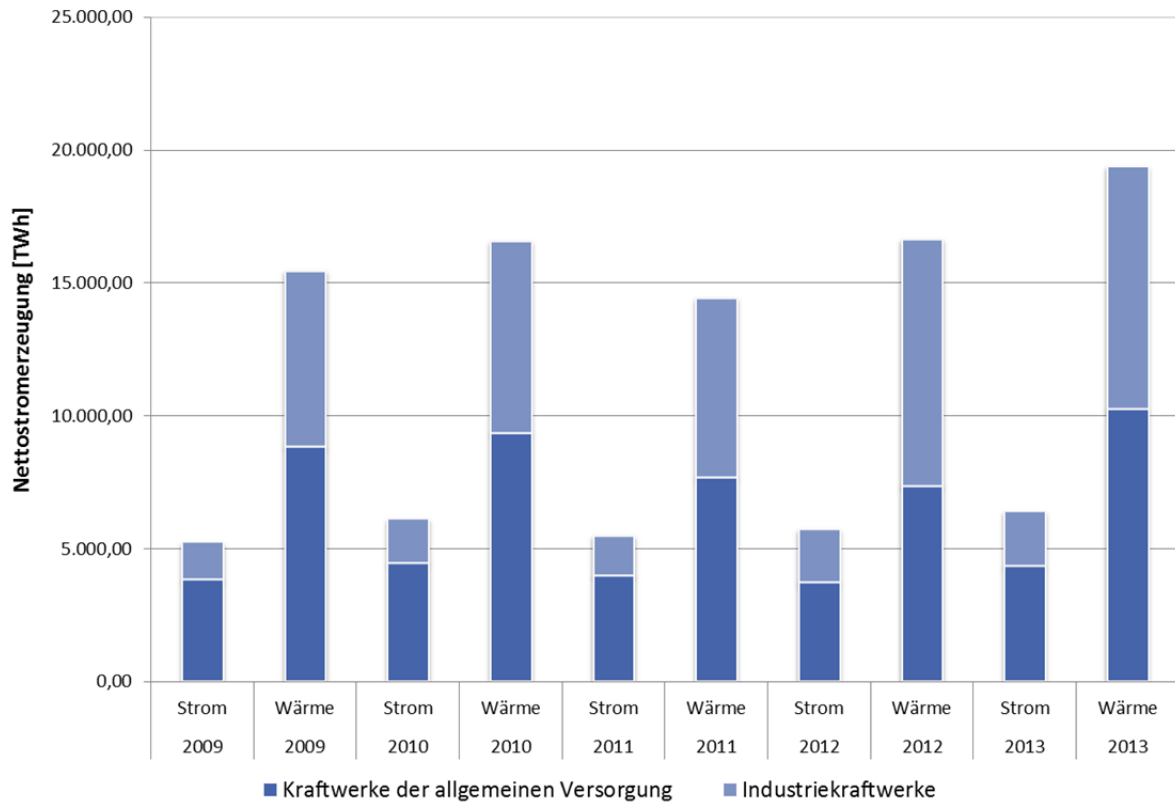


Abbildung 2-13. Nettostromerzeugung aus KWK in Baden-Württemberg (67).

Gegenüber der in der ersten Studie aufgeführten Nettostromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen über 1 MW von 5,2 TWh_{el} (2009) ist dieser Wert auf 6,4 TWh_{el} (2013) in Baden-Württemberg angewachsen. In den vier Jahren ist dieser Beitrag zur Stromerzeugung damit um rund 22 Prozent gestiegen. Als Energieträger war bereits 2009 Erdgas mit 2,7 TWh_{el} oder 52 Prozent Anteil dominierend vor Steinkohle mit 1,8 TWh_{el} oder 34,5 Prozent Anteil. Im Jahr 2013 war der Zuwachs vor allem durch den gestiegenen Anteil der Stein- und Braunkohle bedingt, die 2013 2,42 TWh_{el} (38 Prozent) beitrugen und nur knapp hinter dem Erdgas (2,48 TWh_{el}, 39 Prozent) lagen. Dies zeigt auch, dass der Beitrag von Erdgas als Energieträger 2013 bezogen auf 2009 im Land Baden-Württemberg gegenüber Stein- und Braunkohle zurückgegangen ist.

Die Entwicklung in der Nettowärmeerzeugung aus KWK-Anlagen folgt grundsätzlich dem Trend wachsender Beiträge zur Energiebereitstellung in Baden-Württemberg. Im Jahr 2013 wurden nach Angaben des Statistischen Landesamts Baden-Württemberg 19,4 TWh_{th} erzeugt, ein Zuwachs von rund 25 Prozent gegenüber den Vergleichswerten der ersten Erhebung aus dem Jahr 2009 mit 15,4 TWh_{th}.

Eine Analyse des Energieeffizienzverbands für Wärme, Kälte und KWK e.V. (AGFW) von 2013 vergleicht den Rohstoffeinsatz für KWKs in Heizkraftwerken zur Strom- und Wärmenutzung in verschiedenen Bundesländern. In Baden-Württemberg dominiert demnach der Einsatz von Steinkohle als Brennstoff mit 71 Prozent der eingesetzten Rohstoffe. Kraft-Wärme-Kopplung unter Verwendung von Müll als Einsatzstoff weist einen Anteil von 13 Prozent auf. Erdgas und feste Biomasse machen neun Prozent bzw. fünf Prozent des Rohstoffanteils aus, während gasförmige Biomasse lediglich ein Prozent des Rohstoffanteils ausmacht (68).

Der hohe Steinkohleanteil im Brennstoffmix wird nur noch von Niedersachsen (72 Prozent) und Hamburg (87 Prozent) übertroffen, während dieser Anteil im deutschlandweiten Durchschnitt lediglich 37 Prozent beträgt. Der bundesweite Anteil von Erdgas beträgt 38 Prozent, gefolgt von Braunkohle (elf Prozent), Müll (zehn Prozent) und feste Biomasse (drei Prozent). Wie auch in Baden-Württemberg liegt der Anteil gasförmiger Biomasse bundesweit bei einem Prozent.

Dieser Einsatzmix auf Landes- wie auch auf Bundesebene lässt erkennen, dass der Anteil Erneuerbarer Energien (Biomasse) in dieser Betrachtung für die Wärme- und Stromgewinnung noch gering ist und bundesweit lediglich vier Prozent, in Baden-Württemberg sechs Prozent beträgt.

2.2.2 Stromnachfrage

Unter Bruttostromverbrauch wird im Folgenden der Stromverbrauch des Landes Baden-Württemberg einschließlich des Eigenstromverbrauchs der Kraftwerke und der Netzverluste verstanden. Im Jahr 2013 wurden im Land 77,9 TWh Strom brutto verbraucht. Den größten Strombedarf hatte dabei der Sektor Industrie mit 34,6 Prozent am Bruttostromverbrauch. Die Haushalte verbrauchten 2013 etwa 21,8 Prozent des Bruttostroms, während Gewerbe, Handel und Dienstleistungen einen Anteil von 28,1 Prozent benötigten. Der Anteil der sonstigen Stromverbraucher (Eigenstromverbrauch der Kraftwerke, Pumpstrom, Netzverluste und Verkehr) beträgt 12,6 Prozent gleich (62), Abbildung 2-14.

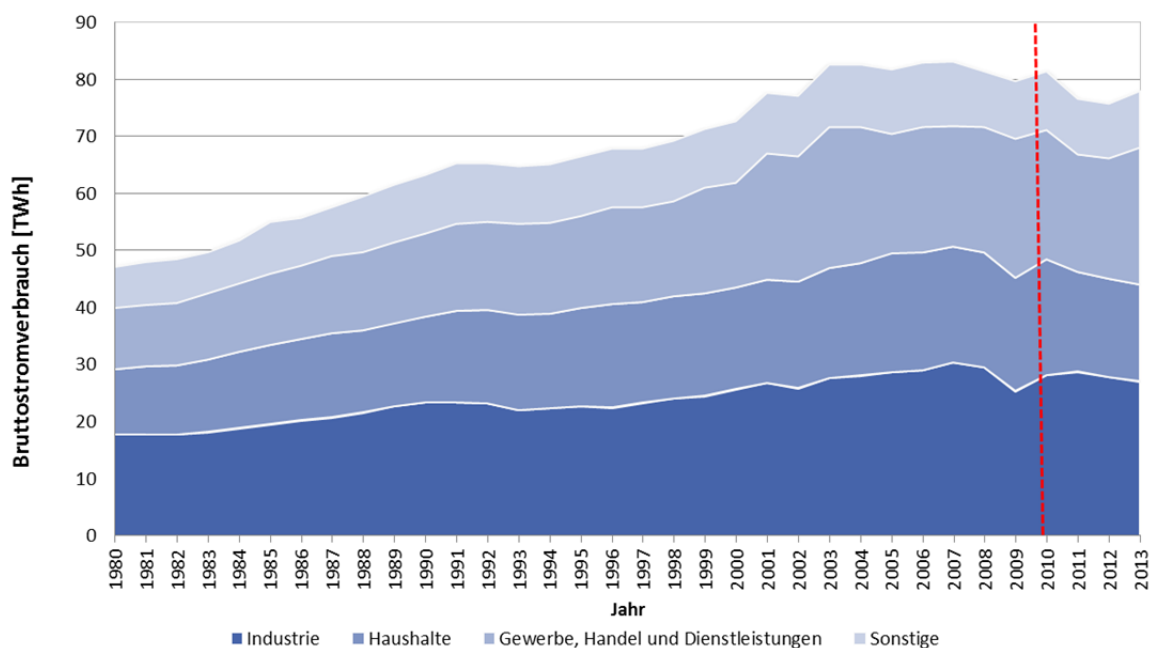


Abbildung 2-14. Bruttostromverbrauch in Baden-Württemberg nach Verbrauchergruppen von 1980 bis 2013 (62). Sonstige: Eigenverbrauch, Pumpstrom, Netzverluste, Verkehr (rote Linie: Datenlage im letzten Berichtsjahr).

Damit gehört Baden-Württemberg zu den Bundesländern, in denen der Stromverbrauch sinkt. In Korrelation zur Bruttowertschöpfung betrachtet, siehe Abbildung 2-15, wird deutlich, dass es im betreffenden Zeitraum gelungen ist, den Stromverbrauch vom Wirtschaftswachstum zu entkoppeln. Seit 2009 und den Folgen der Finanzkrise steigt die Bruttowertschöpfung in allen Sektoren kontinuierlich an, wenn auch in unterschiedlicher Ausprägung. Gründe für die Entkopplung sind der Einsatz effizienterer Technik, der steigende Anteil des weniger energieintensiven Dienstleistungssektors am Bruttoinlandsprodukt und der bewusster Umgang der Verbraucher mit Energie. Allerdings wurde auch gezeigt, dass auch eine stagnierende Produktion der energieintensiven Industrien eine Rolle spielt (69).

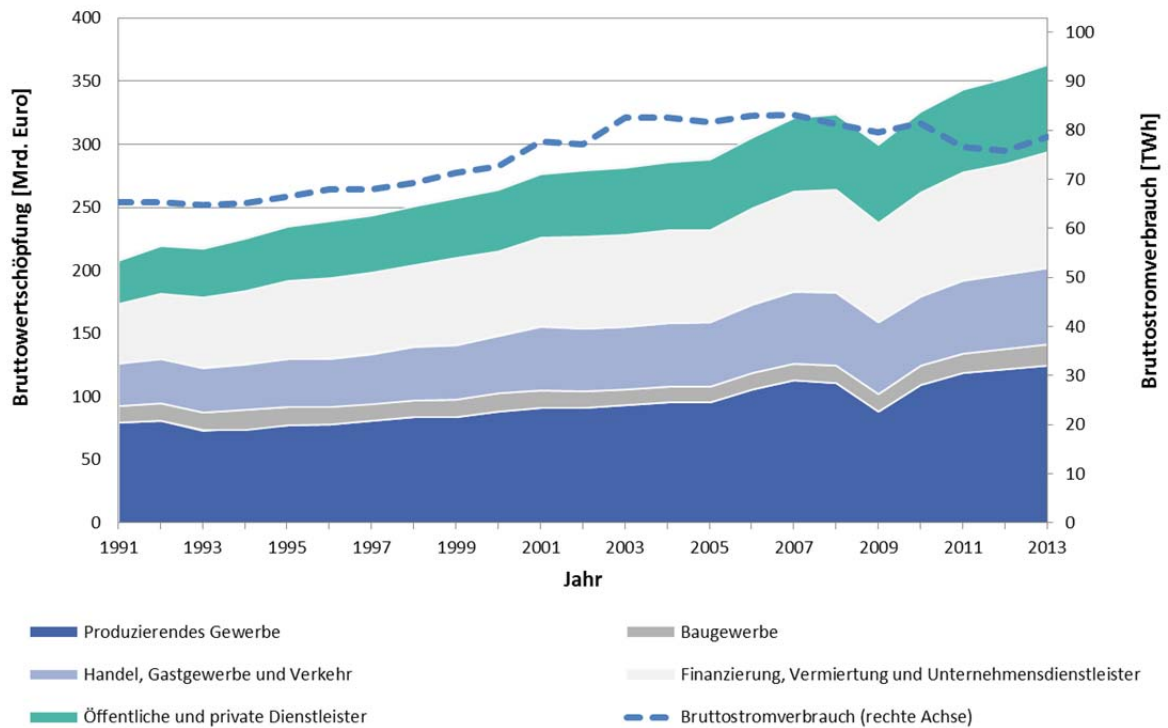


Abbildung 2-15. Bruttowertschöpfung in Baden-Württemberg seit 1991 nach Wirtschaftsbereichen vergleichend zum Bruttostromverbrauch (70).

Abbildung 2-16 stellt den Stromverbrauch in der baden-württembergischen Industrie unterteilt nach Wirtschaftszweigen vergleichend für die Jahre 2010 und 2013 dar.

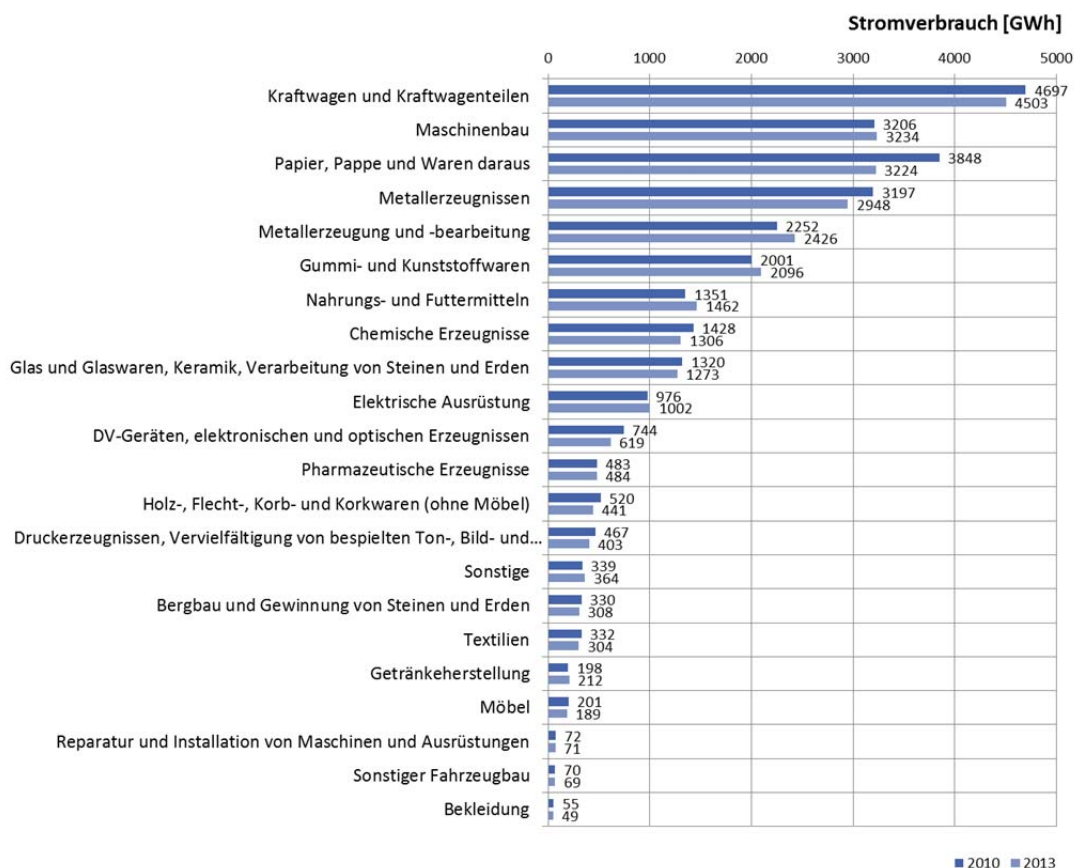


Abbildung 2-16. Stromverbrauch im verarbeitenden Gewerbe in Baden-Württemberg nach Wirtschaftszweig (71), Vergleich 2010 und 2013, Klassifizierung der Wirtschaftszweige WZ 2008.

Das Verhältnis zwischen Bruttostromverbrauch und realem Bruttoinlandsprodukt, also die Stromintensität (in TWh/Mrd. Euro) stellt ein wichtiges Maß für die Effizienz im Umgang mit Energieressourcen dar. Abbildung 2-17 zeigt die Entwicklung der Stromintensität insgesamt für die Industrie in Baden-Württemberg und Deutschland sowie für die – am Beitrag zur Bruttowertschöpfung in Baden-Württemberg gemessen – fünf wichtigsten Industriezweige (Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen, Maschinenbau, Herstellung von Metallerzeugnissen, Herstellung von Geräten der Elektrizitätserzeugung, Herstellung von chemischen Erzeugnissen) zwischen 2008 und 2012/13.

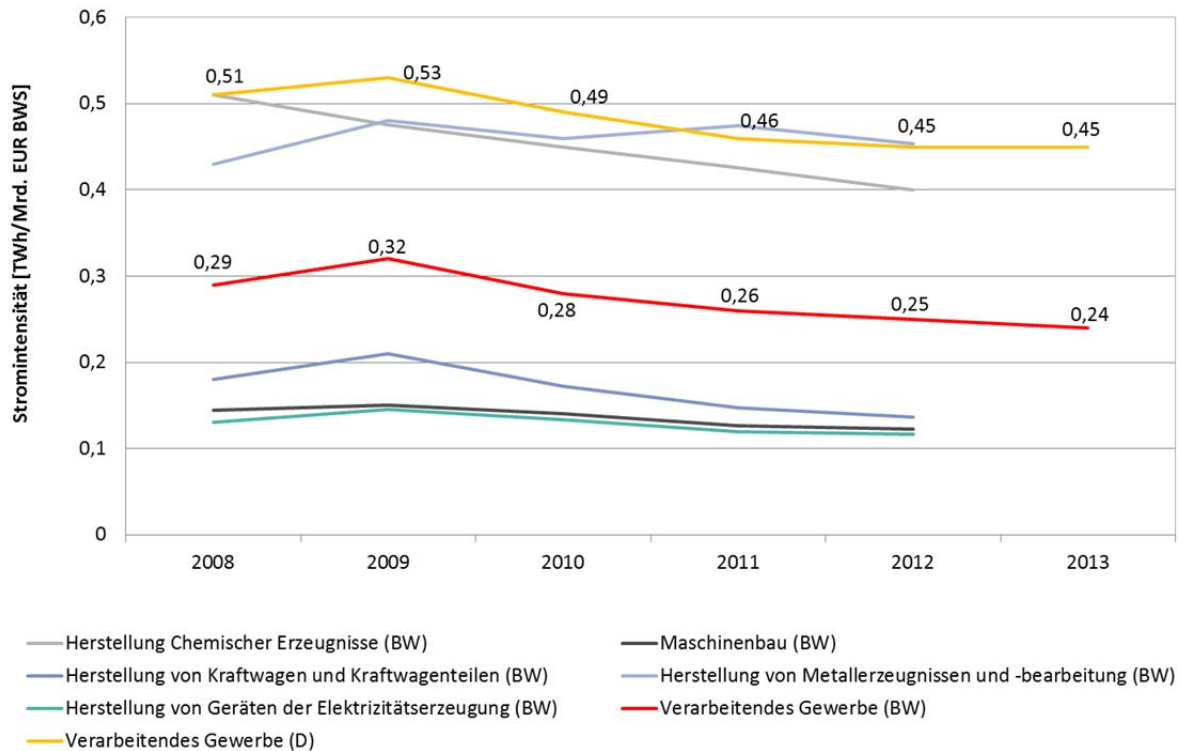


Abbildung 2-17. Stromintensität der Wirtschaftszweige in Baden-Württemberg und Deutschland (71), (70).

Zwischen 2008 und 2013 fiel die Stromintensität des verarbeitenden Gewerbes in Baden-Württemberg um ca. 17 Prozent, während die Stromintensität des verarbeitenden Gewerbes in Gesamtdeutschland nur um zwölf Prozent zurückging. Betrachtet man die einzelnen Gewerbegruppen, so fiel in Baden-Württemberg die Stromintensität am stärksten in der Herstellung von Kraftwagen- und Kraftwagenteilen (-24,4 Prozent), gefolgt von der Herstellung Chemischer Erzeugnisse (-21,57 Prozent) und dem Maschinenbau (-18,75 Prozent). (57), (56)

Die Energieproduktivität, vgl. Abbildung 2-18 gibt das Verhältnis von Bruttoinlandsprodukt (BIP) und Primärenergieverbrauch wieder. In Deutschland wird sie immer zum Bezugsjahr 1991 betrachtet. Sie kann als Maßstab für die Effizienz im Umgang mit Energieressourcen dienen. Im Vergleich der Bundesländer liegt die Energieproduktivität von Baden-Württemberg im Jahr 2013 exakt im Bundesdurchschnitt. (72) Dies übertreffen nur die neuen Bundesländer, dies liegt aber an der besonderen wirtschaftlichen Situation nach 1991.

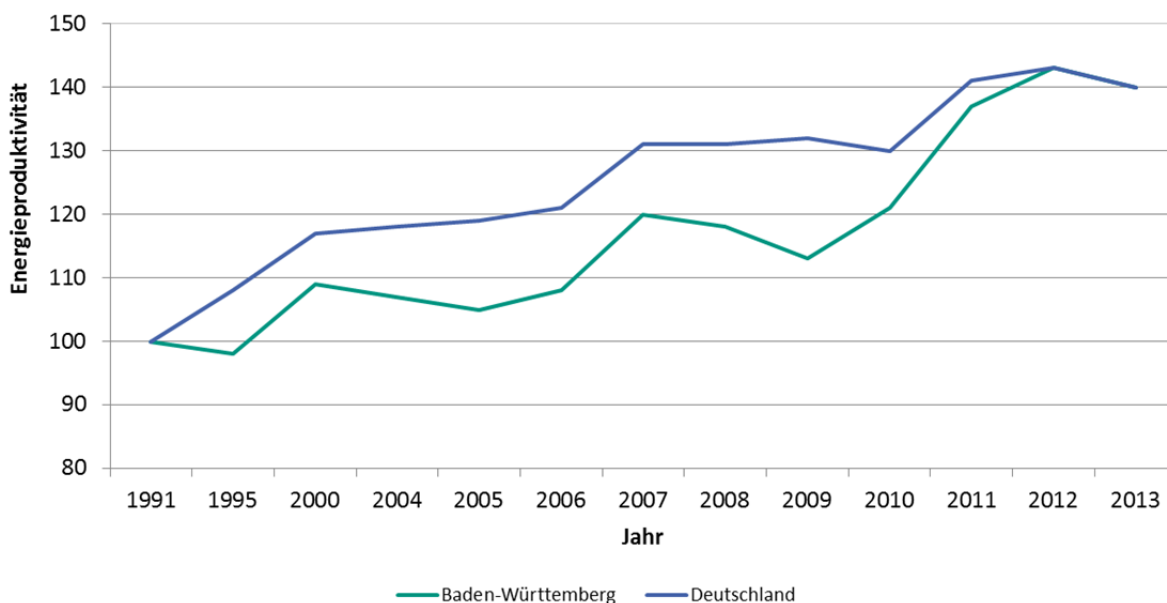


Abbildung 2-18. Energieproduktivität in Deutschland und Baden-Württemberg seit 1991. (72)

Im Europäischen Vergleich liegt Deutschlands Energieproduktivität deutlich über dem Durchschnitt der Europäischen Union und wird sicher seiner Vorbildfunktion in dieser Thematik gerecht. Jedoch gibt es Staaten wie Großbritannien die ihre Energieproduktivitäten seit 1991 nahezu verdoppeln konnten. Die Gründe hierfür können aufgrund der Komplexität der Thematik an dieser Stelle nicht weiter diskutiert werden.

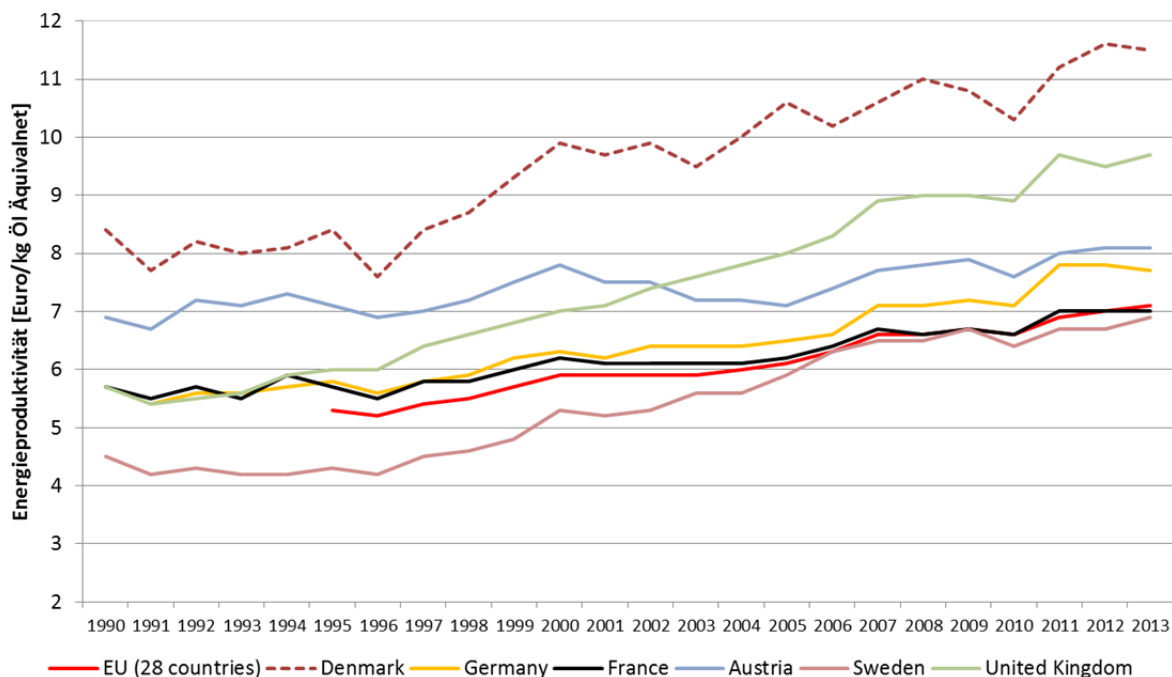


Abbildung 2-19. Energieproduktivität ausgewählter europäischer Länder. (73)

Im Folgenden werden die Energieproduktivitäten verschiedenen Länder als TOP 25 Liste weltweit betrachtet. Es ist zu beachten, dass der Vergleich von Energieproduktivitäten verschiedener Länder durch diverse systematische Fehler z. B. durch verschiedene Preisniveaus und Wechselkurse, ebenfalls durch Effekte des Handels, behaftet ist. Deswegen kann die Energieproduktivität oder ihre zeitliche Entwicklung allenfalls als ein sehr grobes Anzeichen z. B. für die Auswirkungen einer bestimmten Energiepolitik oder Industriepolitik gelten, welches mit Vorsicht zu interpretieren ist. Im Übrigen ist zu beachten, dass eine Lösung von Knappheitsproblemen bei Rohstoffen und von ökologischen Problemen letztendlich eine Senkung des Energieverbrauchs notwendig macht und nicht lediglich eine Erhöhung der Energieproduktivität.

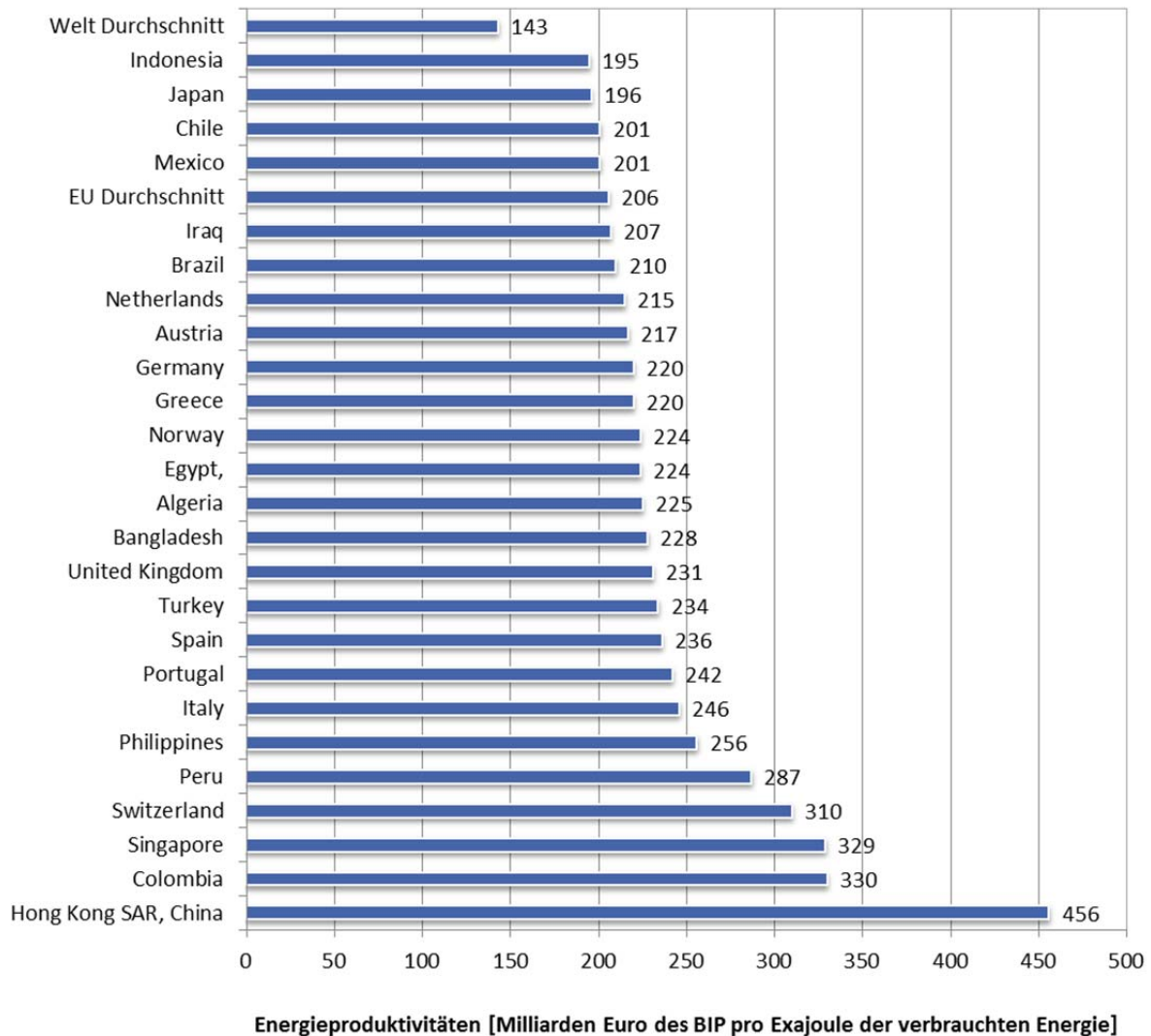


Abbildung 2-20. TOP 25 Liste der Länder mit den höchsten Energieproduktivitäten 2012 (74).

2.3 Elektrische Netze

Das Stromnetz von Baden-Württemberg ist grundsätzlich im Kontext des bundesdeutschen und des europäischen Netzes zu betrachten, dass in Übertragungs- und Verteilnetze unterteilt ist. Übertragungsnetze dienen dem überregionalen Transport von Strom aus großen Erzeugungsanlagen. Die Spannungsebene liegt dabei entweder bei 220 oder 380 kV (Höchstspannungsnetz). Umspannwerke sorgen für eine Transformation auf niedrigere Spannungsebenen. Verteilnetze übernehmen die Anbindung der meisten Endverbraucher, wobei große Industriekunden Strom bereits auf vorgelagerten Netzebenen entnehmen. Die Einspeisung aus großen Kraftwerken erfolgt auf den höheren Spannungsebenen. Dezentrale, kleinere Anlagen (wie Photovoltaik, Kleinst-KWK) speisen jedoch zunehmend auf den unteren Spannungsebenen in das Stromnetz ein.

Die deutschen Stromversorger unterhalten Stromnetze mit insgesamt 1,8 Millionen Kilometer Leitungen und über 550.000 Transformatoren. In Ausbau und Erhalt der Netze stecken die Stromunternehmen gut die Hälfte ihrer Investitionen (75). Abbildung 2-21 zeigt die Länge der Stromleitungen und Kabelanteile in Deutschland von 2001 bis 2012. Es fällt auf, dass der Großteil der Stromleitungen sich im Niederspannungsnetz befindet. Das Höchst- und Hochspannungsnetz weist dagegen eine relativ geringe Leitungslänge auf. Während im Bereich der Hochspannung das Netz seit 2001 nur unwesentlich ausgebaut wurde, erfolgte der meiste Ausbau im Bereich der Niederspannung. Diese wurde seit 2001 um 23,1 Prozent ausgebaut, während der Netzausbau auf Ebene der Mittelspannung etwa 8,7 Prozent betrug (75).

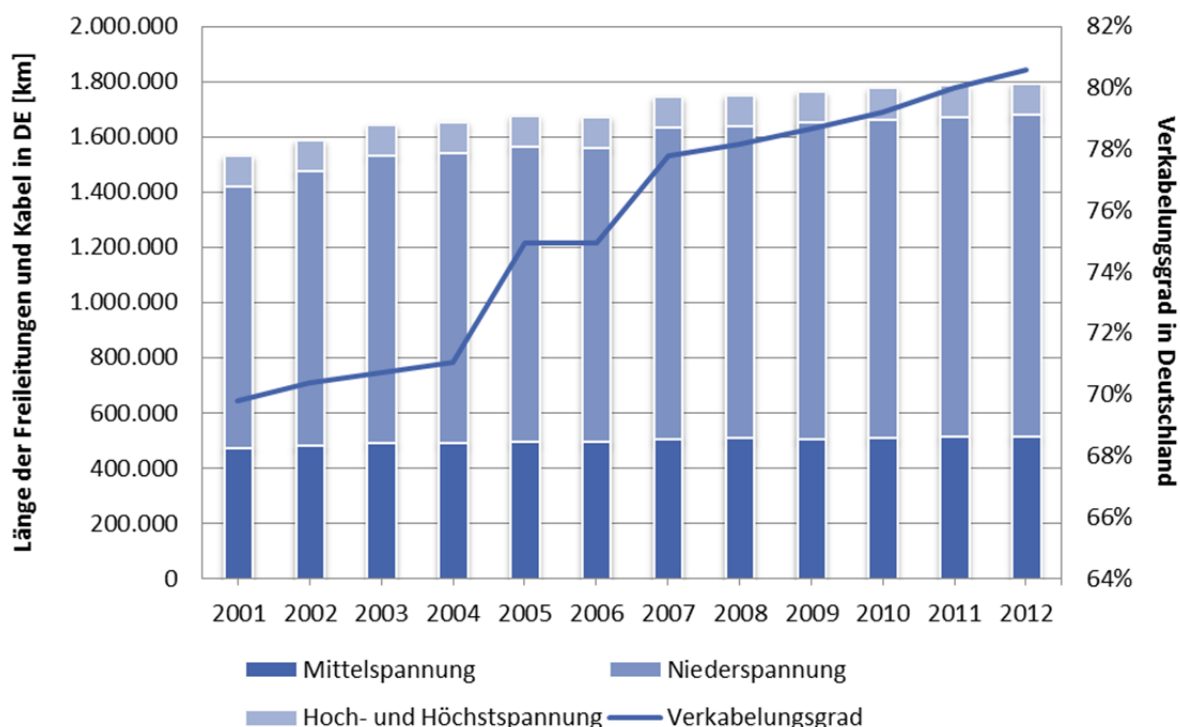


Abbildung 2-21. Entwicklung der Länge der Stromleitungen und Kabelanteile in Deutschland von 2000 bis 2012 (75).

Das Übertragungsnetz in Baden-Württemberg ist als Teil des gesamtdeutschen Netzes in das europäische Verbundnetz eingebunden. Für Baden-Württemberg ergibt sich insofern eine Besonderheit, als dass die von der TransnetBW GmbH verwaltete Regelzone (Übertragungsnetz) ungefähr mit den Landesgrenzen von Baden-Württemberg übereinstimmt (Ausnahme: Vorarlberg). Das Stromnetz Baden-

Württemberg hat somit Verbindungen (Kuppelstellen) zu anderen Bundesländern (Bayern, Hessen, Rheinland-Pfalz) sowie Staaten (Frankreich, Schweiz, Österreich). Das Strom-Übertragungsnetz erfordert wie jede anspruchsvolle Infrastruktur ein ständiges Anpassen an den technischen Wandel. Seit einigen Jahren wachsen die Anforderungen an das Netz allerdings so stark, dass kleinere Ergänzungen nicht mehr ausreichen. Die Gründe dafür liegen im Wesentlichen bei den Zielen, die Deutschland sich gesetzt hat: Umstieg auf Erneuerbare Energien, Erhaltung einer hohen Versorgungssicherheit und Verwirklichung des europäischen Binnenmarkts. Durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien verschieben sich auch die Schwerpunkte der Stromerzeugung. Große Windparks entstehen vor allem in Ost- und Norddeutschland und auf See. Der dort erzeugte Strom muss zum Verbraucher transportiert werden, wobei das bestehende Netz an die Grenzen seiner Leistungsfähigkeit gerät. Derzeit gibt es in Deutschland so wenige Stromausfälle wie in kaum einem anderen Land. Um diesen Vorteil nicht zu gefährden und die Versorgungssicherheit weiterhin auf hohem Niveau zu halten, ist ein gut ausgebautes Übertragungsnetz essenziell (76).

Die Planung und der Baufortschritt der Übertragungsleitungen im Höchstspannungsbereich (220 und 380 Kilovolt) werden im Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (EnLAG) und im Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) geregelt.

Im Jahr 2009 verabschiedeten Bundestag und Bundesrat das Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (EnLAG), um den Ausbau der Übertragungsnetze zu beschleunigen. Für Baden-Württemberg wurden zwei Ausbaustrecken beschlossen: Das Übertragungsnetz von Neckarwestheim nach Mühlhausen mit 25 Kilometern wurde 2015 abgeschlossen; das Vorhaben Bünzwangen-Goldshöfe wurde im aktuellen Netzentwicklungsplan 2024 angesichts alternativer netztechnischer Lösungen von den Übertragungsnetzbetreibern als energiewirtschaftlich nicht mehr notwendig erachtet (77).

Im Bundesbedarfsplangesetz, das auf dem bestätigten Netzentwicklungsplan Strom 2022 beruht, wurden 36 bundesweite Netzausbauvorhaben festgestellt, für die eine energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf bestehen, um einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb zu gewährleisten. Das Gesetz trat im Juli 2013 in Kraft. Der Bundesbedarfsplan enthält die von der Bundesnetzagentur bestätigten Vorhaben des Netzentwicklungsplans. Von den 36 Vorhaben sind 16 als länderübergreifend oder grenzüberschreitend im Sinne des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes gekennzeichnet. Dieses sieht die Erhöhung der Übertragungskapazität der Badischen Rheinschiene durch den Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen als Pilotprojekt von Daxlanden über Bühl/Kuppenheim nach Eichstetten vor. Dieses Vorhaben wurde in den Bundesbedarfsplan aufgenommen und befindet sich aktuell im Raumordnungsverfahren. Weiterhin ist unter anderem die Errichtung einer neuen 380-kV-Leitung in bestehender Trasse von Herbertingen nach Tiengen, sowie von Herbertingen nach Rommelsbach geplant. (Quelle: Netzausbau.de). Abbildung 2-22 fasst die Leitungsvorhaben aus dem Bundesbedarfsplangesetz zusammen (78).

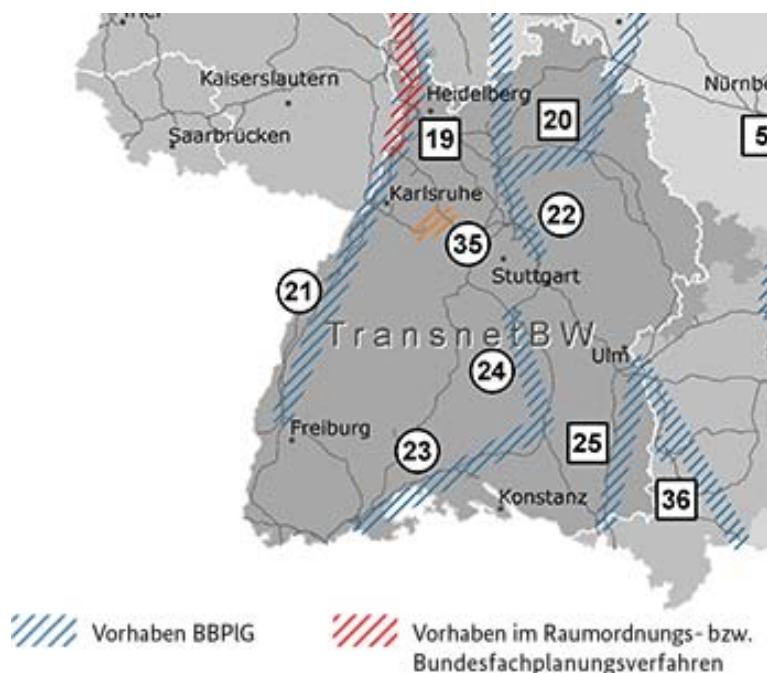


Abbildung 2-22. Leitungsvorhaben aus dem Bundesbedarfsplangesetz in Baden-Württemberg (78).

Darüber hinaus sind auch die grenzüberschreitenden Planungen nach dem Bundesbedarfsplan zu betrachten, welche die in Zukunft vermehrt notwendigen Transporte von Nord- nach Süddeutschland realisieren. Um die Versorgungssicherheit der Bevölkerung und der Industrie im Süden zu erhalten und die elektrische Energie aus dem Norden abzutransportieren, ist der Ausbau der Strominfrastruktur dringend erforderlich. Das heute existierende Wechselstrom-Höchstspannungsnetz ist absehbar nicht ausreichend für die Anforderungen der Energiewende. Neue Leitungen in Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) sollen deshalb den Strom verlässlich dahin transportieren, wo er gebraucht wird.

Für Baden-Württemberg von besonderer Relevanz ist die Verbindung **Ultranet** von Nordrhein-Westfalen nach Baden-Württemberg. Diese Verbindung in HGÜ soll die Übertragungskapazität zwischen Nordrhein-Westfalen und Baden-Württemberg mit zwei Gigawatt deutlich erhöhen. Dabei ermöglicht die HGÜ einen verlustarmen Transport von Energie über weite Strecken. Die Ultranetleitung soll weitestgehend auf bestehenden Freileitungsmasten mitgeführt werden. Zusätzliche Energie wird auf bereits bestehenden Strommasten übertragen, sodass neue Trassen vermieden werden. Die Notwendigkeit der Verbindung wurde 2012 im Netzentwicklungsplan als Korridor A Süd (Osterath-Philippsburg) dargestellt und mit der Verabschiedung des Bundesbedarfsplans als vordringlich verankert. Im Ausblick auf das Jahr 2023 wird das Ultranet um einen weiteren Anschluss nach Norddeutschland ergänzt, den sogenannten Korridor A Nord. Gemeinsam sollen die Leitungen dann den in der Nordsee und an Land erzeugten Windstrom von Emden über Osterath nach Philippsburg transportieren. Der Netzverknüpfungspunkt Osterath hat dabei den Vorteil, dass in windarmen Zeiten die Versorgungssicherheit durch Kraftwerke im Rhein-Ruhr-Gebiet sichergestellt werden kann. Zusätzlich soll durch den Bau von Ultranet eine Überlastung der deutschen, niederländischen und belgischen Stromnetze vermieden werden. Gesetzliche Grundlage für den Bau von Ultranet ist das Bundesbedarfsplangesetz vom 23. Juli 2013. Vorhabensträger sind die TransnetBW und die Amprion GmbH. Ultranet soll bis spätestens 2019 stehen und etwa eine Milliarde Euro kosten.



Abbildung 2-23. Geplante HGÜ-Korridore sowie Ultranet-Verlauf (79).

Im Korridor C4 des Netzentwicklungsplans ist das Gemeinschaftsprojekt **SuedLink** der beiden Übertragungsnetzbetreiber TenneT und TransnetBW mit insgesamt rund 800 Kilometern Länge das größte Infrastrukturprojekt der Energiewende. Innerhalb des Vorhabens SuedLink sind aktuell zwei Verbindungen – zwischen Wilster bei Hamburg und Grafenrheinfeld in Bayern sowie zwischen Brunsbüttel in Schleswig-Holstein und Großgartach in Baden-Württemberg – in den Bundesbedarfsplan aufgenommen. Block 1 des in der Nähe von Großgartach gelegenen Kernkraftwerks Neckarwestheim ist bereits Mitte 2011 vom Netz gegangen. Somit entsteht Transportbedarf für die besonders in den Bundesländern Niedersachsen und Schleswig-Holstein produzierte Windenergie zu den Verbrauchszentren im Süden Deutschlands. Das Vorhaben Brunsbüttel-Großgartach soll zur Deckung dieses Transportbedarfs dienen (80). Dieses Vorhaben soll als Leitungsneubau in HGÜ-Technik ausgeführt werden. Am 2. Juli 2015 wurden die politischen Vorgaben für die Gleichstromtrassen geändert. Zukünftig sollen Erdverkabelung Vorrang vor Freileitungen haben, um eine höhere Akzeptanz in der Bevölkerung zu erreichen. Durch diese Vorgabe wurde eine vollständige Neubewertung der geplanten Trassenführungen notwendig - mit erheblichen Auswirkungen auf Zeit- und Kostenplanungen (80).

Laut Bundesnetzagentur wird das Verteilnetz in Baden-Württemberg von ca. 130 Unternehmen betrieben. Die größten Verteilnetzbetreiber in BW sind hauptsächlich EnBW Tochtergesellschaften. Die Netze BW GmbH, das größte Netzunternehmen für Strom, Gas und Wasser in BW, betreibt 7.600 Kilometer Hochspannungsleitung, 30.000 Kilometer im Bereich der Mittelspannung und 66.000 Kilometer Niederspannungsnetz (81). Weiterhin besteht die Notwendigkeit der weiteren Ertüchtigung der Verteilnetze in Baden-Württemberg. Die Netze BW GmbH legt dazu in regelmäßigen Abständen Netzausbaupläne vor. Dabei werden bei der Planung des 110-kV-Stromnetzes für die mittelfristigen Anforderungen aus der Energiewende Rahmenbedingungen wie Lastprognosen, Prognose für den Zubau Erneuerbarer Energien und technische Mindestanforderungen an Versorgungsqualität und Versorgungszuverlässigkeit berücksichtigt. Unter Einbeziehung dieser Bedingungen und einer Netzanalyse schlägt der aktuelle Netzausbauplan 2014 Netze BW GmbH Vorhaben entsprechend Abbildung 2-24 vor. Bereits konkret in der Planung und genehmigt sind zwei neue 110-kV-Hochspannungsprojekte: der Neubau einer Trasse von Kupferzell nach Rot am See sowie die Netzverstärkung im Ostalbkreis (82). Wenn diese Pläne zum Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze umgesetzt werden, kann aus derzeitiger Sicht von einer sicheren Stromversorgung ausgegangen werden; ein Abrücken oder wesentliches Verzögern würde diese gefährden. Dabei ist jedoch nicht berücksichtigt, wie ein weiteres Anwachsen der Eigenstromversorgung in Kombination mit dezentralen Speichern zu einer Anpassung der Netzausbaupläne in Verteilnetzen führen würde. Aus derzeitiger Sicht kann dazu keine belastbare Prognose gegeben werden.

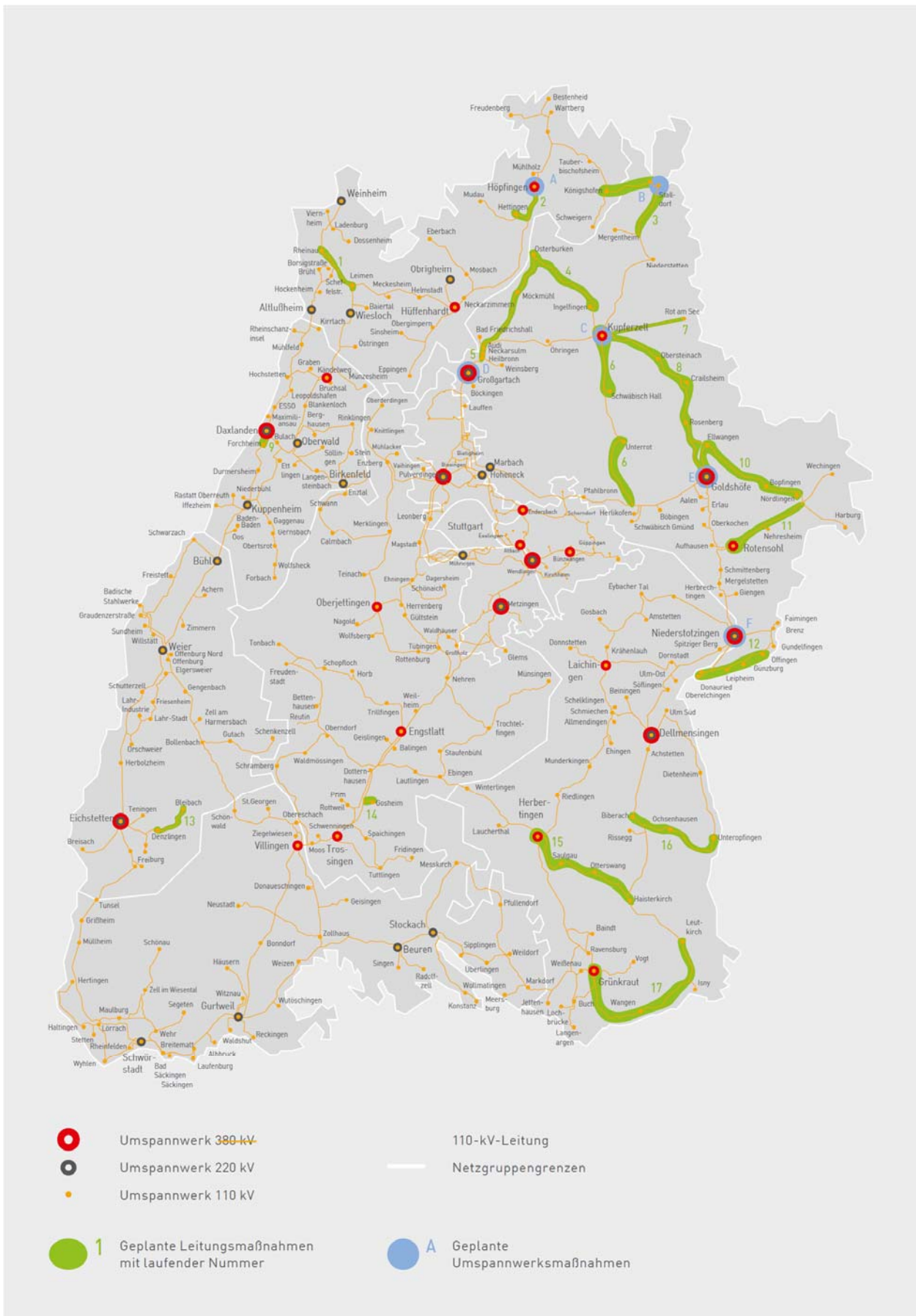


Abbildung 2-24. Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen der Netze BW GmbH (82).

Tabelle 2-1. Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen der Netze BW GmbH, Auszug (82).

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

2.4 Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen

Dieses Kapitel untersucht die Endkundenpreise für Strom getrennt nach Haushalts- und Industriekunden in Baden-Württemberg und stellt die wesentlichen Veränderungen seit dem vorigen Betrachtungsjahr dar. Welche Auswirkungen hatten der weitere Ausbau der Erneuerbaren Energien sowie der Netzausbau und die weiter veränderten politischen Rahmenbedingungen auf die Endkundenpreise in Baden-Württemberg in den vergangenen Jahren?

2.4.1 Energiekosten der Industrie

2013 betrug der Anteil der gesamten Energiekosten im verarbeitenden Gewerbe in Deutschland am Bruttoproduktionswert⁵ 2,1 Prozent. Abbildung 2-25 fasst die Anteile der verschiedenen Kosten am Bruttoproduktionswert zusammen.

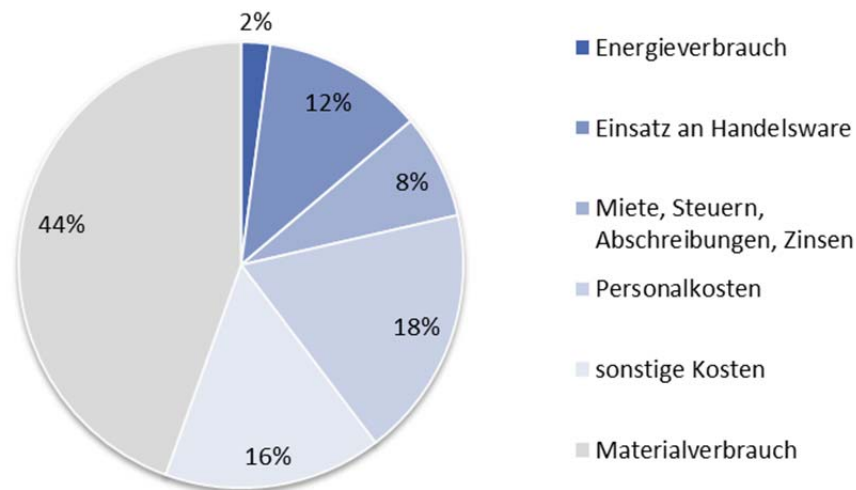


Abbildung 2-25. Kostenanteile am Bruttoproduktionswert im verarbeitenden Gewerbe (2013) Quelle: Bericht zur Kostenstruktur (82).

Gegenüber 2009 sind die Anteile der Energiekosten (um 0,3 Prozent), Personalkosten (um 2,2 Prozent) und Mieten, Steuern etc. (um 1,5 Prozent) gesunken, die Anteile von Materialverbrauch (um 2,4 Prozent) sowie die sonstigen Kosten (um 1,7 Prozent) dagegen gestiegen.

Die Wirtschaftszweige mit den höchsten Anteilen an Energiekosten im verarbeitenden Gewerbe sind Metallerzeugung und -bearbeitung (5,4 Prozent), Herstellung von Glas, Keramik und Verarbeitung von Steinen und Erden (7,5 Prozent) sowie Papierherstellung (6,8 Prozent).

⁵ Gemäß Statistischem Bundesamt ist der Bruttoproduktionswert wie folgt definiert: „Umsatz (ohne Umsatzsteuer) plus bzw. minus Bestandsveränderung an unfertigen und fertigen Erzeugnissen aus eigener Produktion zuzüglich selbst erstellte Anlagen“.

2.4.2 Durchschnittserlöse der Stromlieferung

Der Grenzpreis für Strom ist gesetzlich definiert als Durchschnittserlös der Stromanbieter je Kilowattstunde Strom, berechnet aus Stromlieferungen an Sondervertragskunden (Bezug unter vertraglich festgelegten Bedingungen). Gemäß der Konzessionsabgabenverordnung dient der Grenzpreis den Stromanbietern als Grundlage für die Berechnung der Konzessionsabgaben. Das sind Entgelte, welche die Energieversorger den Gemeinden für das Recht zahlen müssen, die Endverbraucher mit Strom zu versorgen und öffentliche Verkehrswege für die Verlegung und den Betrieb von Leitungen nutzen zu dürfen. Um die Stromkostenentwicklung zwischen Bundesländern oder auch mit dem Bundesdurchschnitt vergleichen zu können, lassen sich die Durchschnittserlöse an verschiedene Abnehmergruppen betrachten. Seit dem vorigen Berichtsjahr sind die Durchschnittserlöse in Baden-Württemberg weiter angestiegen. Für Tarifabnehmer lag 2013 der Durchschnittserlös der Stromlieferung 22,74 ct/kWh (plus elf Prozent gegenüber dem Vorjahr) für Sonderabnehmer 12,79 ct/kWh (+9,5 Prozent gegenüber dem Vorjahr) (83).

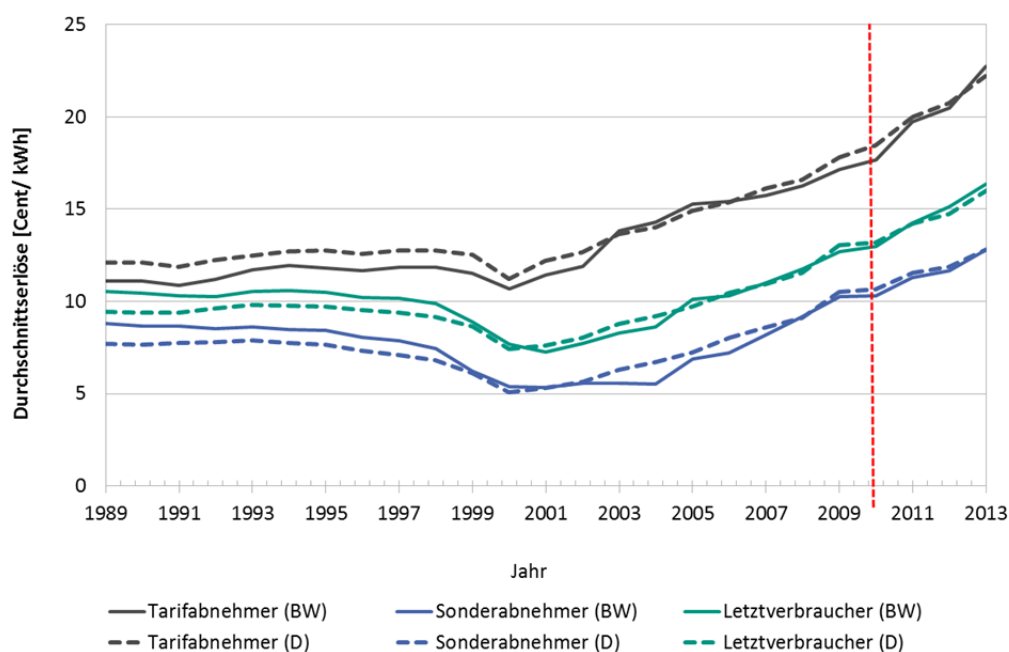


Abbildung 2-26. Durchschnittserlöse⁶ der Stromlieferung an Endverbraucher in Baden-Württemberg und Deutschland seit 1989 (83), (84) (Durchschnittserlöse enthalten wiederum die Netznutzungsentgelte, die Stromsteuer, die Konzessionsabgaben sowie Ausgleichsabgaben nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz und dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz, nicht aber die Mehrwertsteuer und Stromsteuerrückzahlungen.) (Letztverbraucher sind alle Endverbraucher insgesamt (Durchschnitt) (rote Linie: Datenlage im letzten Berichtsjahr)

Seit der Marktliberalisierung 1998 stiegen die Durchschnittserlöse für Tarifabnehmer um 4,5 Prozent pro Jahr und für Sonderabnehmer um 3,6 Prozent pro Jahr.

⁶ Der Durchschnittserlös für Strom ist gesetzlich definiert als Durchschnittserlös der Versorgungsunternehmen je Kilowattstunde Strom, berechnet aus Stromlieferungen an Sondervertragskunden. Gemäß der Konzessionsabgabenverordnung dient der Grenzpreis den Energieversorgungsunternehmen als Grundlage zur Berechnung der Konzessionsabgaben. Das sind Entgelte, die die Energieversorger den Gemeinden für das Recht zahlen müssen, die Letztverbraucher mit Strom zu versorgen und öffentliche Verkehrswege für die Verlegung und den Betrieb von Leitungen nutzen zu dürfen.

2.4.3 Endkundenpreise für Haushalte

Der durchschnittliche Strompreis für Privathaushalte in Deutschland ist seit 2000 von 13,94 auf 29,13 (2014) Cent pro Kilowattstunde gestiegen. Dies entspricht einer Steigerung von 109 Prozent bzw. rund fünf Prozent pro Jahr. In diesem Preis sind die Stromerzeugung, der Transport sowie alle Steuern und Abgaben enthalten.

Der Endverbraucher von Strom bezahlt nicht nur die Beschaffung und den Transport des Stroms. Zusätzlich beinhaltet der Strompreis Umlagen, Abgaben, Entgelte und Steuern. Die Energieversorger erheben diese zusätzlichen Strompreiskomponenten von den Stromverbrauchern. Die daraus erzielten Einnahmen führen sie wiederum an die betreffenden Stellen wie die Netzbetreiber oder die Steuerbehörden ab. Für Haushaltskunden sind dies bis 2013 die folgenden Strompreisbestandteile: Netzentgelte, Konzessionsabgabe, EEG-Umlage, KWK-Umlage, §-19-Umlage (seit 2012), Offshore-Haftungsumlage (seit 2013), Stromsteuer, Mehrwertsteuer (85).

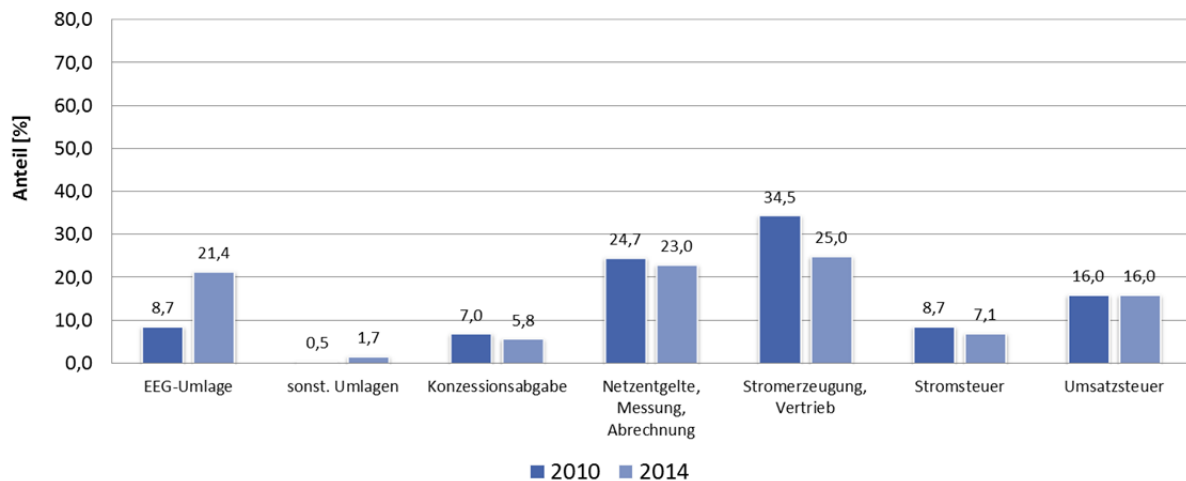


Abbildung 2-27. Bestandteile des Strompreises für Haushalte⁷ 2014 im Vergleich zu 2010 (85).

Netzentgelte und Konzessionsabgabe sind regional unterschiedlich, während die sonstigen Abgaben bundesweit einheitlich geregelt sind. Im bundesdeutschen Vergleich der Netznutzungsentgelte liegt Baden-Württemberg 2014 mit 5,99 ct/kWh unter dem Bundesdurchschnitt von 6,44 ct/kWh und hat das drittniedrigste Netzentgelt. Besonders die neuen Bundesländer liegen alle weit über dem Durchschnitt und zahlen die höchsten Gebühren für die Netznutzung.

⁷ Bei einem Verbrauch von 3.500 kWh/a.

2.4.4 Endkundenpreise für Industrie

Die spezifischen Stromkosten für Industriekunden in Deutschland sind deutlich geringer als die für Haushaltskunden. 2014 betrug der durchschnittliche Gesamtpreis 15,11 ct/kWh (ohne Umsatzsteuer, ohne Vergünstigungen), dies stellt eine Erhöhung von 32 Prozent seit 2010 dar (85).

Während 2010 die Kategorie Erzeugung, Transport und Vertrieb den größten Anteil an den Stromkosten für die Industrie ausmachte, war diese Kategorie 2014 etwa gleichauf mit dem Anteil der EEG-Umlage.

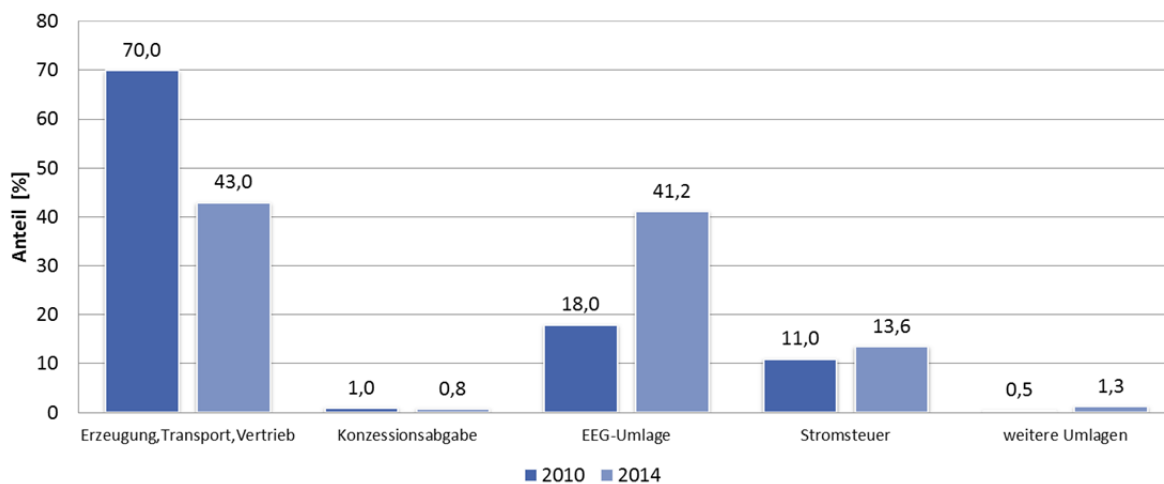


Abbildung 2-28. Bestandteile des Strompreises für die Industrie⁸ 2014 im Vergleich zu 2010 (85) (Abnahme von 2.000 bis 20.000 MWh/a)

Im europäischen Vergleich hatte Deutschland im Jahr 2013 bei kleinen und mittelgroßen Betrieben als auch bei Großabnehmern die dritthöchsten Strompreise, siehe Abbildung 2-29.

⁸ Erzeugung, Transport, Vertrieb bezieht sich auf die vom Lieferanten beeinflussbaren Preisbestandteile sowie Messung, Abrechnung und Netzentgeltgebühr. Weitere Umlagen beziehen sich auf die Kraft-Wärme-Kopplungs-Umlage; §19 Abs. 2 StromNEV, die Offshore-Haftung und die abschaltbaren Lasten.

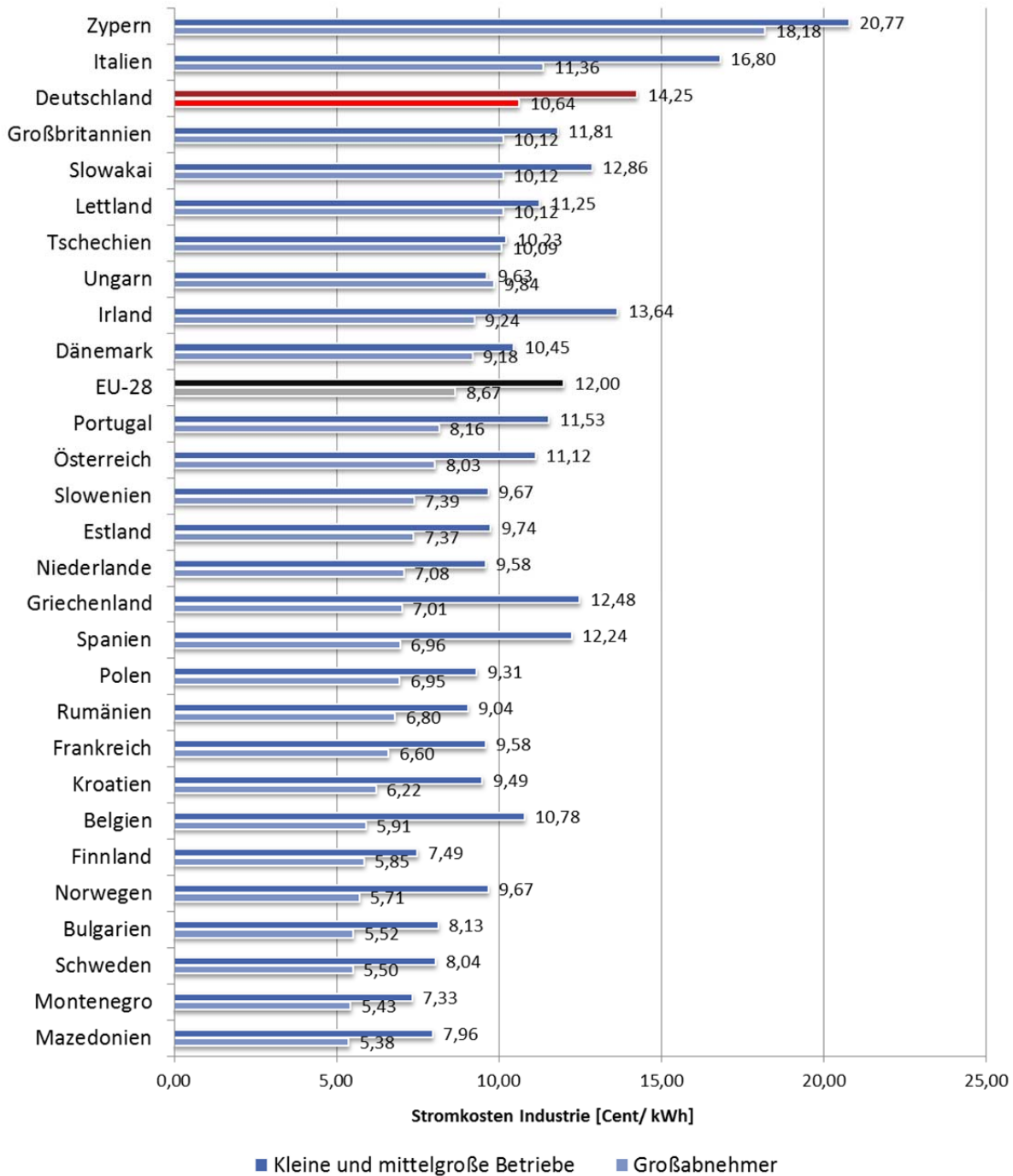


Abbildung 2-29. Stromkosten der Industrie im europäischen Vergleich 2013 (kleine und mittelgroße Betriebe: 500-2000 MWh; Strompreisvergleich in Europa von Großabnehmern ohne erstattungsfähige Steuern Jahresstromverbrauch von 70.000-150.000 MWh) (86).

Ergänzend dazu finden sich in Abbildung 2-30 der weltweite Vergleich der Stromkosten. Es ist deutlich ersichtlich, dass Deutschland zu den Ländern mit den höchsten Stromkosten zählt.

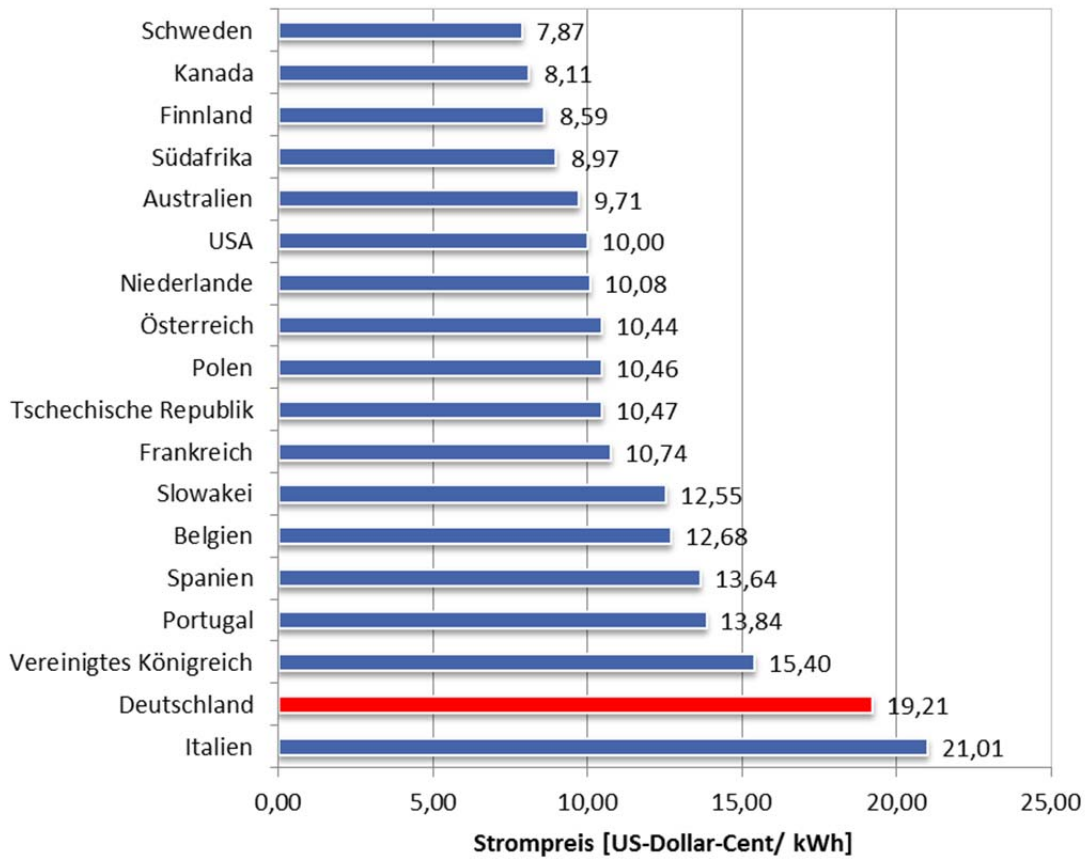


Abbildung 2-30. Strompreise in ausgewählten Ländern weltweit im Jahr 2014 (Abnahmefall: 1.000 Kilowatt für 450 Stunden).
(87)

2.4.5 Exkurs: Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern

In einer ökonomischen Vergleichsanalyse von Energiespeichertechnologien im deutschen Energiemarkt betrachtet H.-J. Schäfer (KIT) die Wirtschaftlichkeit von Batterien, Druckluftspeichern und neuen Pumpspeicherkraftwerken, jeweils mit 100 MW Leistung (89). Alle Investitionen wurden über einen Zeitraum von 20 Jahren betrachtet, wobei berücksichtigt wurde, dass Batterien je nach Typ und Entladetiefe in dieser Zeit mehrfach ausgewechselt werden müssen (siehe Abbildung 2-31). Redox-Flow Batterien haben das Potenzial, über diesen Zeitraum sogar ohne Ersatzinvestition betrieben werden zu können. Zur besseren Vergleichbarkeit wurde jeweils eine Ausspeicherzeit von sieben Stunden angesetzt, sodass die Speicher eine verfügbare Kapazität von 700 MWh benötigten. Bei allen Batterietypen außer der Redox-Flow Batterie wurden allerdings nur maximal 80 Prozent Entladetiefe erlaubt, so dass die benötigte Batteriekapazität entsprechend höher gewählt wurde. Abgeschätzte Wirkungsgrade dieser Speichersysteme, die komplett der Einspeicherung zugerechnet wurden, sind in Abbildung 2-31 dargestellt.

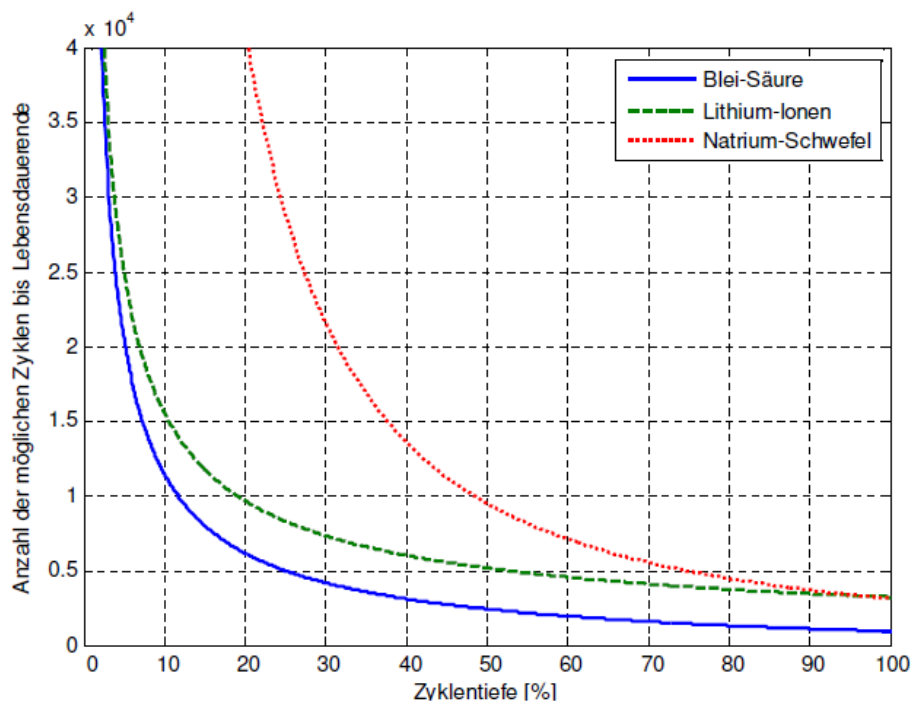


Abbildung 2-31. Anzahl möglicher Zyklen von Batteriespeichern in Abhängigkeit von der Entladetiefe (89).

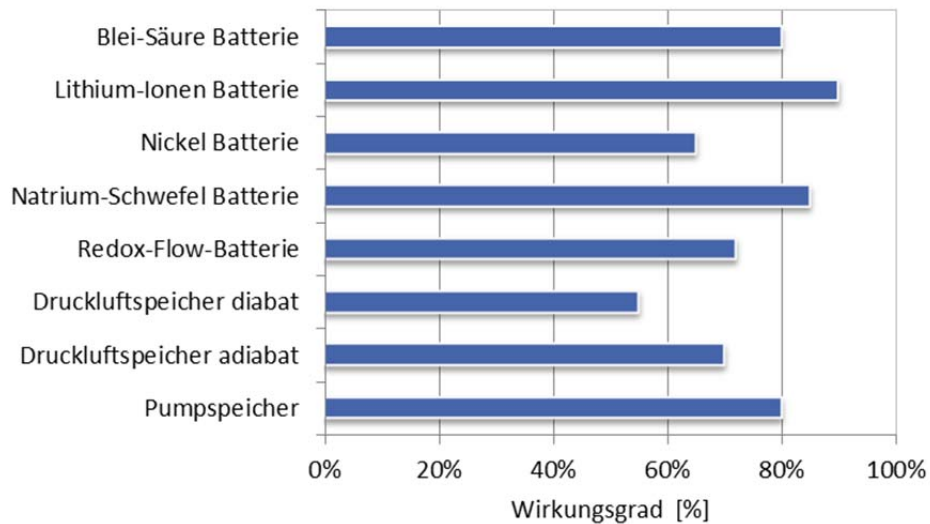


Abbildung 2-32. Abgeschätzte Wirkungsgrade von Stromspeichern (89).

Die Investitionskosten umfassen einen leistungsspezifischen Anteil (€/kW, beispielsweise für die Leistungselektronik von Batterien oder das Kraftwerk), einen arbeitsspezifischen Anteil (€/MWh, beispielsweise für die Batterien oder das Speicherbecken) sowie einen pauschalen Zuschlag von 20 Prozent für Netzanschluss, Einhausung, Steuerung oder dergleichen. Die Kosten beruhen auf konkreten Anlagenzahlen und auf Literaturwerten, soweit vorhanden. Addiert ergeben sich die Investitionskosten wie in Abbildung 2-33 dargestellt. Aus diesen Angaben ergeben sich die Fixkosten der Stromspeicherung, wie in Abbildung 2-34 beispielhaft für zwei Anwendungsfälle dargestellt ist, nämlich für:

- a) einen Fall häufiger Nutzung mit Entladetiefe von 60 Prozent bei 150 Entladungen pro Jahr,
- b) einen (unrealistischen) Extremfall einer Entladetiefe von 80 Prozent bei täglichen Entladungen.

Zu erkennen ist, dass selbst im optimistischen Fall a) bereits die Fixkosten weit über der täglichen Schwankungsbreite der Stromkosten an der Strombörse liegen. Die Fixkosten sinken bei extremer, täglicher Nutzung allerdings kaum bei Blei-Säure Batterien, die dann häufiger ausgetauscht werden müssten.

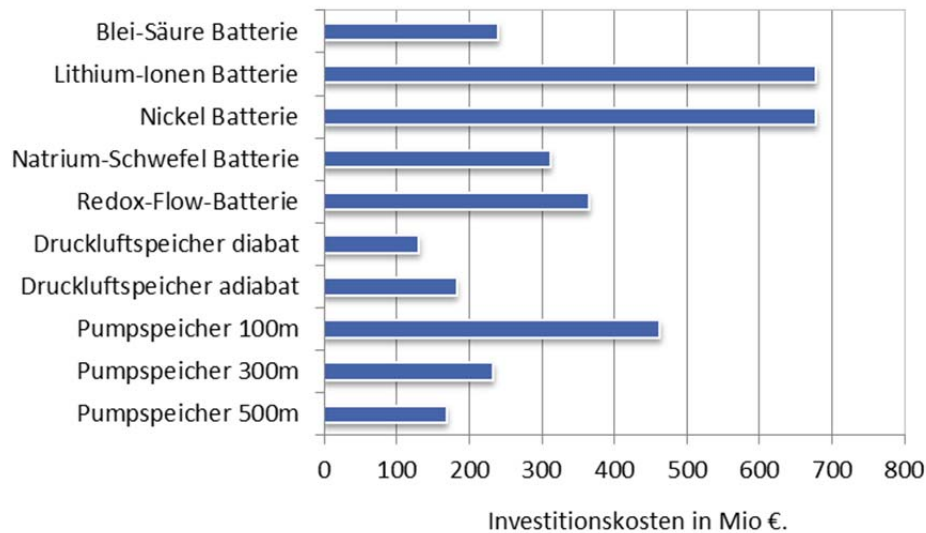


Abbildung 2-33. Abgeschätzte Investitionskosten für Speichersysteme mit 100 MW Leistung und 700 MWh verfügbarer Speicherkapazität (89).

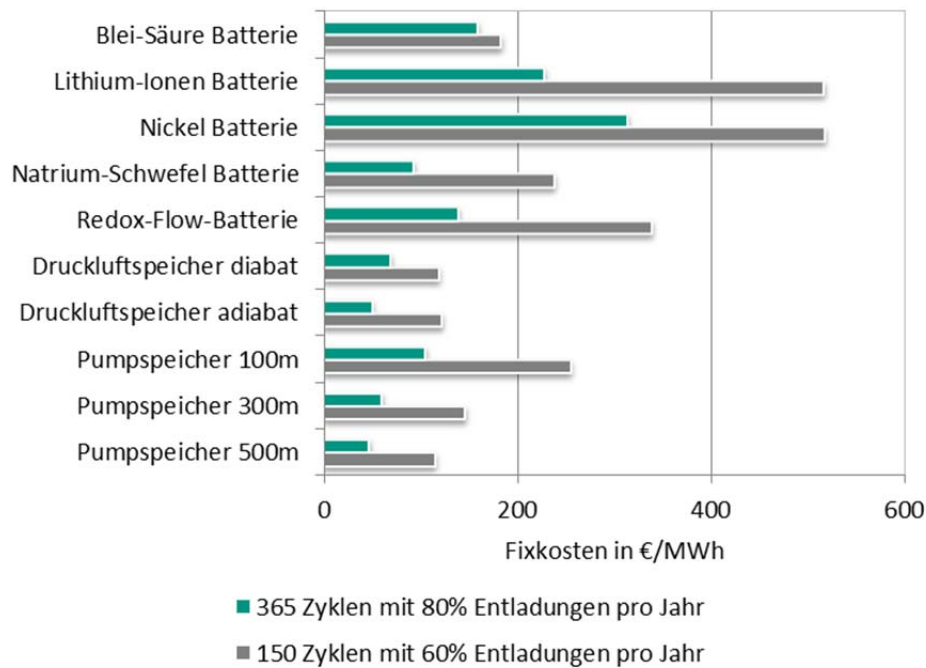


Abbildung 2-34. Fixkosten der Stromspeicherung für zwei Anwendungsfälle (89).

Variable Betriebskosten sind im Wesentlichen die Strombezugskosten dividiert durch den Wirkungsgrad gemäß Abbildung 2-31, sowie Netzentgelte und sonstige Abgaben, die aber mit ca. 2 €/MWh weniger bedeutend sind. Dazu kommen fixe Betriebs- und Wartungskosten von ein bis zwei Prozent der Investitionskosten pro Jahr. Ein Blick auf die Spotmarktpreise an der Strombörse, siehe Abbildung 2-35, zeigt schnell, dass derzeit selbst dann kein Gewinn mit neuen Stromspeichersystemen erzielt werden könnte, wenn der Strom zum Nulltarif bezogen würde. Die wöchentlichen Schwankungen liegen bei 20 bis 30 €/MWh, weit unter den Fixkosten gemäß Abbildung 2-34.

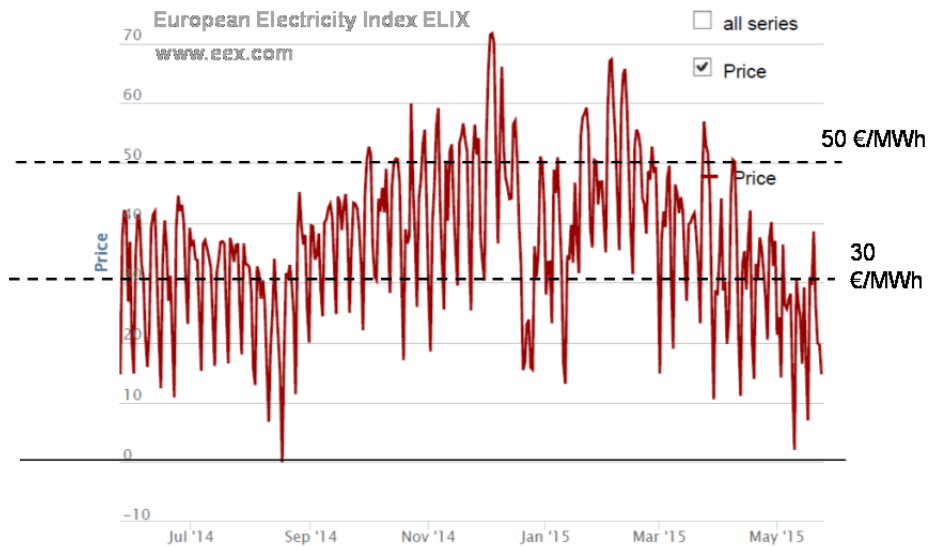


Abbildung 2-35. Spotmarktpreise für Strom, European Electricity Index ELIX (90).

Eine Studie der Agora Energiewende „Stromspeicher in der Energiewende“ (91) kommt zu einem ähnlichen Ergebnis. Mit dem wachsenden Anteil an Erneuerbaren Energien steigt der Bedarf an Flexibilität im Stromsystem in Deutschland. Dieser Bedarf kann in den nächsten zehn bis 20 Jahren, das heißt bei einem Anteil der Erneuerbaren Energien am Stromverbrauch von 40 bis 60 Prozent, durch andere Flexibilitätsoptionen kostengünstiger gedeckt werden als durch den Zubau neuer Stromspeicher. Besonders können steuerbare Kraftwerke in Zeiten von viel Wind und Sonne ausgeschaltet und in Zeiten von wenig Wind und Sonne benutzt werden. Zusammen mit dem stromgeführten Einsatz von KWK-Anlagen, Lastmanagement sowie dem Stromhandel mit dem Ausland, bietet diese Option in den nächsten 20 Jahren ausreichende kostengünstige Flexibilität für den Ausgleich von Erzeugung und Nachfrage. Ein Zubau neuer Speicher in den nächsten Jahren kann aufgrund der hohen Investitionskosten sogar zu Mehrkosten führen. Erst ab einem sehr hohen Anteil von Erneuerbaren Energien, etwa 90 Prozent, wird eine vollständige Integration von Erneuerbaren Energien in das Stromsystem ohne neue Stromspeicher zunehmend schwierig. Dennoch wird es vermutlich zu einem dynamischen Wachstum von Speichertechnologien bereits in den nächsten Jahren in anderen Sektoren kommen. Vor allem der Verkehrssektor und die chemische Industrie werden dieses Wachstum vorantreiben, bedingt durch ihre Abhängigkeit von fossilen Energieträgern und deren steigende Verknappung (91).

Die Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern sieht aus Sicht eines privaten Haushalts besonders interessant aus: Die Endkundenpreise im Haushaltsbereich liegen deutlich über den Börsenstrompreisen auf einem Niveau grob zwischen 0,24 und 0,30 €/kWh. Aktuell liegt die Einspeisevergütung für neue Photovoltaikanlagen etwa bei 0,125 €/kWh. Verbraucht ein Anlagenbetreiber seinen Strom selbst, so erzielt er einen Opportunitätsgewinn in der Höhe der Differenz zwischen Endkundenstrompreis und Einspeisevergütung. Allerdings kann der Anlagenbetreiber diesen Opportunitätsgewinn nur manchmal voll realisieren, weil die PV-Leistung seiner Anlage oft – besonders in den Sommermonaten – in den Mittags- und Nachmittagsstunden über seiner Last liegt und er ohne Speicher gezwungen ist, ins öffentliche Stromnetz einzuspeisen. Andererseits übersteigt in anderen Stunden des Tages die Last die PV-Leistung deutlich, was dazu führt, dass der Betreiber Strom aus dem öffentlichen Netz beziehen muss. Im Optimalfall sollte eine Speicherlösung Abhilfe schaffen und die eingespeiste Energie

verschieben, um den Opportunitätsgewinn voll auszuschöpfen. Schäfer (89) gibt hierzu fünf interessante Fallbeispiele.

In jedem Beispiel nimmt Schäfer einen Haushalt mit einem Stromverbrauch von 4.250 kWh/Jahr an, der zu einem Preis von 0,25 €/kWh und einer Grundgebühr von 120 €/Jahr bezogen werden kann. Die Einspeisevergütung für Photovoltaikanlagen wurde über die Laufzeit des EEG von 20 Jahren mit einem Satz von 0,125 €/kWh angenommen. Für eine PV-Anlage mit einer Peakleistung von 6 kW wurden in der Studie Kosten samt Wechselrichter, Montage und Installation von 8.300 Euro angenommen.

Für die Speicherung der überschüssigen Energie aus der PV-Anlage wurden exemplarisch fünf Batterieprodukte namhafter Hersteller mit unterschiedlicher Kapazität analysiert. Als Technologien wurden Blei-Gel-, Blei-Säure- und Lithium-Ionen-Batterien ausgewählt. Die zugehörigen technischen Daten wie die Kapazität der Batterien und die zu erwartende Lebensdauer sowie die Kosten der Anlage sind in Tabelle 2-2 zusammengestellt. Da in der angenommenen Laufzeit von 20 Jahren die Batterien und Wechselrichter ihre technische Nutzungsdauer überschreiten, wurden die Kosten für Ersatzbatterien und Ersatzwechselrichter anteilig berücksichtigt.

Tabelle 2-2. Fallbeispiele von Batteriesystemen im Haushalt zur PV-Strom Speicherung (89).

Fall		1	2	3	4	5
Hersteller		Nedap (92)	Dt. Energievers. (93)	SMA (94)	E3/DC (95)	IBC (96)
Produkt		Power Router + Hoppecke	SENEC.Ho me.G2	Sunny Island	S10	SolStore 6. 3Li
Technologie		Blei-Gel	Blei-Säure	Blei-Gel	Li-Ionen	Li-Ionen
Bruttokapazität	kWh	7,4	16	7,4	5,4	6,3
Nettokapazität	kWh	3,7	8	3,7	4	5,7
Entladetiefe	%	50 %	50 %	50 %	75 %	90 %
Lebensdauer	Zyklen	2.500	3.200	2.500	5.000	5.000
Technische Nutzungsdauer	Jahre	10	13	10	20	20
Wechselrichter Nutzungsdauer	Jahre	10	18	18	10	18
Wirkungsgrad	%	67 %	86 %	70 %	88 %	88 %
Netto Systempreis	€	7.800	7.990	8.900	12.000	11.300
Austausch Batterien	€	3.200	1.000	3.900	4.000	5.210
Ersatzwechselrichter	€	2.180	300	2.900	1.000	2.500
Systeminstallation	€	800	500	500	550	400
Installation Batterien	€	350	350	350	250	250
Installation Wechselrichter	€	200	200	200	200	200
Wartung und Inspektion	€/Jahr	20	50	20	20	20

Zur Analyse verwendete Schäfer als Grundlage das Standardlastprofil 2015 für Haushalte der Stromnetze Hamburg (2014) und das PV-Einspeiseprofil der Bundesrepublik der ÜNB für 2013, die auf

einen Stromverbrauch von 4.250 kWh und eine PV-Leistung von 6 kW normiert wurde. So ergibt sich eine Volllaststundenzahl für PV von 865 Stunden und eine erzeugte Strommenge von 5.191 kWh pro Jahr, was als realistisch für Deutschland angesehen werden kann. Mit dem Last- und Einspeiseprofil berechnete Schäfer nun für alle fünf betrachteten Fälle zusammen mit Wirkungsgrad und Kapazität für jede Stunde des Jahres Strombezug, Einspeisung, Batterieentnahme und -aufladung. Er ging davon aus, dass die Batterie stets die gesamte überschüssige Leistung der PV-Anlage aufnehmen kann. Für die Analyse wurde jeweils die Nettokapazität der Batterien gemäß Tabelle 2-2 berücksichtigt, weil die Bruttokapazität ohnehin nicht nutzbar ist. Das Ergebnis ist in Tabelle 2-3 zusammengefasst. Es zeigt, dass zwar noch keine nennenswerte Rendite erzielt werden kann, aber die Erlöse die Kosten der Batterien bereits ungefähr decken. Sollte der Strompreis von 0,25 auf 0,30 €/kWh (plus Grundgebühr) ansteigen, ist bereits mit einer nennenswerten Rendite zu rechnen. Sofern ein Haushalt eine abgeschriebene PV-Anlage besitzt, die also mehr als 20 Jahre alt ist und keine Förderung bei der Einspeisung von Solarstrom mehr erhält, ist die Investition in Batterien zweifellos rentabel. Anstelle selbsterzeugten Strom zu Marktpreisen zu verkaufen, ist es lohnender, diesen Strom zu speichern und selbst zu verbrauchen, um weniger Strom beziehen zu müssen. Das demnach zu erwartende Marktpotenzial von PV-Heimspeichern wird in 3.2.3 weiter diskutiert.

Tabelle 2-3. Wirtschaftlichkeitsrechnung für PV-Strom Speicherung im Haushalt für die in Tabelle 2-2 genannten Fallbeispiele (89).

Fall		1	2	3	4	5
Investition PV	€	8.300	8.300	8.300	8.300	8.300
Ersatz PV	€	467	467	467	467	467
Investition Batterie	€	6.020	5.943	6.580	8.950	8.190
Ersatz Batterie	€	5.930	782	4.594	1.200	300
Betriebskosten	€/Jahr	40	70	40	40	40
Gesamtkosten	€/Jahr	1.076	845	1.037	986	903
Stromkosten	€/Jahr	505	447	503	483	457
Einspeiseerlöse	€/Jahr	259	260	264	284	269
Stromersparnis	€/Jahr	678	736	679	699	725
Gesamterlöse	€/Jahr	936	996	943	983	995
Ergebnis	€/Jahr	-140	151	-94	-3	92

2.5 Exkurs: Versorgungssicherheit bei Erdgas (Netze, Speicher)

2.5.1 Stand der Versorgung und Struktur des Gasnetzes und der Gasspeicher

Die Gasversorgung in Baden-Württemberg kann nicht unabhängig von Deutschland oder Europa betrachtet werden. Das Gasnetz in Deutschland ist in drei Netzebenen aufgeteilt: Fernleitungsnetz, Verteilnetz und Ortsnetz.

Die Fernleitungsnetzebene wird an den Grenzübergangspunkten (GÜP) mit Erdgas aus dem Ausland sowie den in Deutschland befindlichen Erdgaslagerstätten und Untergrundspeichern gespeist. Sie dient zum Transport des Gases von den GÜP zu den Verteilnetzen innerhalb Deutschlands sowie zum Transit von Gas von und zu den angrenzenden Ländern. Das deutsche Gasnetz hat eine Gesamtlänge von etwa 505.000 km (Stand 2014), vgl. Abbildung 2-36 (97). Es gliedert sich in ein H-Gas- und ein L-Gas-Gebiet. Erdgas/CNG der Gruppe H (kurz H-Gas, auch High-Gas) kommt meistens aus den GUS-Staaten, sowie aus der Nordsee, genauer aus den Erdgasfeldern von Norwegen und Dänemark. Erdgas der Gruppe H hat einen Methan-Anteil der zwischen 87 und 99,1 Vol. % liegt. H-Gas zeichnet sich durch einen geringen Stickstoff- (N_2) und Kohlendioxid-Anteil (CO_2) aus. Erdgas/CNG der Gruppe L (kurz L-Gas, heißt aus dem Englischen übersetzt: Low-Gas), Bezeichnung für Erdgas mit geringem Methangehalt, hat in der Regel einen Methangehalt der zwischen 79,8 und 87 Vol. % liegt. Der Stickstoff- (N_2) und Kohlendioxid-Anteil (CO_2) liegt bei L-Gas, auch als "saures Gas" bezeichnet, etwas höher als bei H-Gas. (98) Während das H-Gas-Netz sich in alle Gebiete Deutschlands erstreckt. Die L-Gas-Netze im Norden sind historisch um die vorhandenen Aufkommen entstanden. Das sind die Aufkommen in Deutschland mit den großen Bereichen Elbe/ Weser und Weser/ Ems sowie in den Niederlanden das Groningen-Feld, dessen Mengen über die Station Oude Statenzijl importiert werden. Das Netz ist auf eine Versorgung aus den genannten Aufkommen ausgelegt und bietet nur eingeschränkte Flexibilität. Das L-Gas-Netz im Westen dient über die verschiedenen Netzebenen hinweg primär der Versorgung von Letztverbrauchern. (99) Es ist verbindlich geplant die Umstellung von L- auf H-Gas im Bundesgebiet.

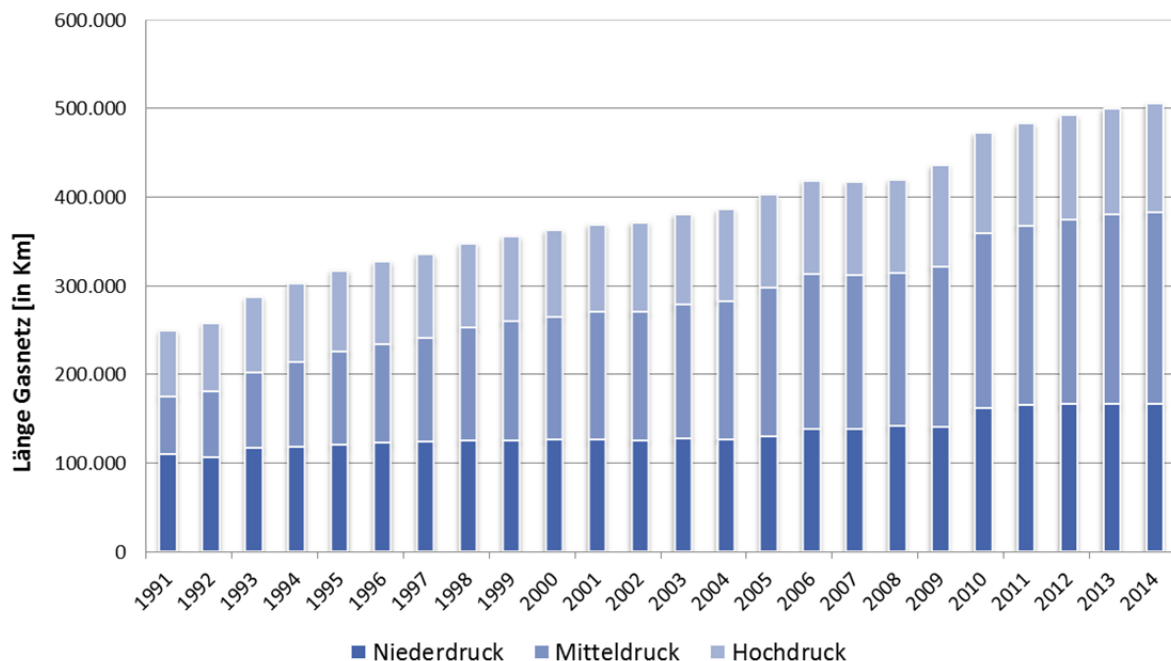


Abbildung 2-36. Gasnetzentwicklung in Deutschland. (100)

Zunehmend erfolgt auch die Einspeisung von Biogas in das Gasnetz. Per 31. Dezember 2013 haben 144 Biogasanlagen in Deutschland (Vorjahr 108) 520 Mio. Nm^3 Biogas (Vorjahr 413 Mio. Nm^3) in das Gasversorgungsnetz eingespeist. Dies entspricht einer Steigerung von 25,9 Prozent. Im Hinblick auf das Ziel von 6 Mrd. Nm^3 jährlich eingespeisten Biogases bis 2020 liegt ein Zielerreichungsgrad von 8,7

Prozent, im Hinblick auf das Ziel von 10 Mrd. Nm³ jährlich eingespeisten Biogases bis 2030 ein Zielerreichungsgrad von 5,2 Prozent vor (101).

In Baden-Württemberg liegt das Einspeisepotenzial von Biomethan bei ca. 2,3 Mio. Normkubikmeter pro Tag (Nm³/d).

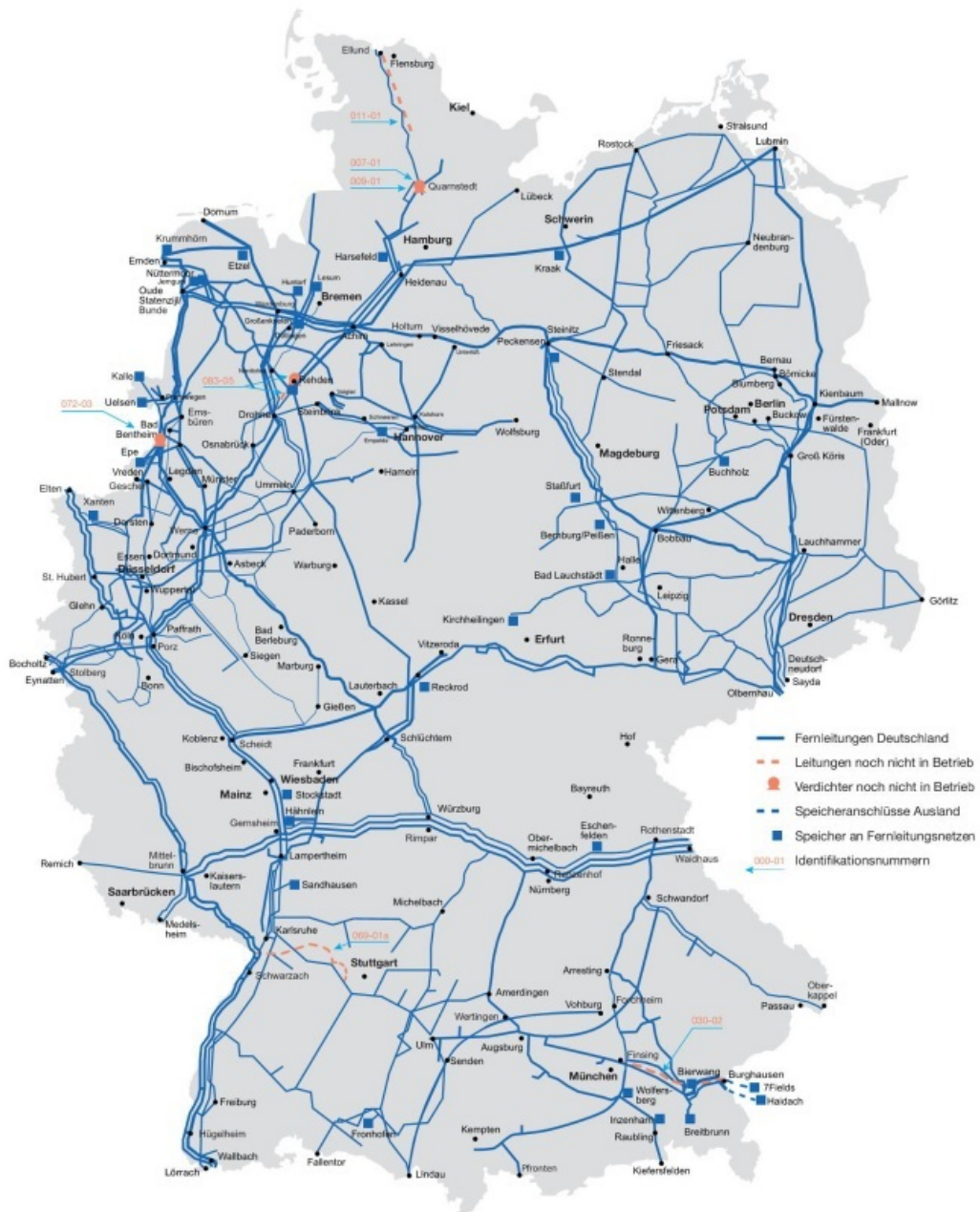


Abbildung 2-37. Gasfernleitungsnetz in Deutschland (102).

Der Netzentwicklungsplan 2015 sieht eine Vielzahl von Projekten zur weiteren Ertüchtigung der Gasnetze vor. Für Baden-Württemberg ist der Bau der Nordschwarzwaldleitung vorgesehen. Beim Vorhaben der terranets bw handelt es sich um die Realisierung einer Gashochdruckleitung (von Au am Rhein (mit Anschluss an die Trans-Europa-Naturgas-Pipeline) über Ettlingen und Pforzheim nach Leonberg. Mit dem Bau der Nordschwarzwaldleitung wird eine weitere Verbindung für Baden-Württemberg an das europäische Erdgastransportnetz realisiert. Hierbei wird u. a. ein weiterer Teil des Bedarfs an Transportkapazitäten für Erdgas in Baden-Württemberg gedeckt und so ein wesentlicher Beitrag zur Versorgungssicherheit geleistet. Die Maßnahme wird in zwei Bauabschnitten realisiert. Der

erste Bauabschnitt von Au am Rhein nach Ettlingen (15 km) wurde Ende 2014 fertiggestellt und in Betrieb genommen. Für den zweiten Bauabschnitt von Ettlingen nach Leonberg (56 km) liegt der Planfeststellungsbeschluss vor. Der Bau wird voraussichtlich Ende 2015 abgeschlossen sein. Mit den im Bau befindlichen Mess- und Regelstationen M+R Ettlingen-Hägenich und Leonberg-West wird die Nordschwarzwaldleitung an die Rheintal-Süd-Leitung 1 bei Ettlingen bzw. in Leonberg-Ezach in Leonberg-Ezach der terranets bw angebunden werden. (99)

Laut dem Netzentwicklungsplan 2015 postulieren die Fernleitungsnetzbetreiber ein Investitionsvolumen von rund 2,8 Mrd. € bis zum Jahr 2020 und insgesamt 3,5 Mrd. € bis zum Jahr 2025 für die geplanten Netzausbaumaßnahmen. (99) Die durch den Netzausbau entstehenden Kosten spiegeln sich in den Netzentgelten wider.

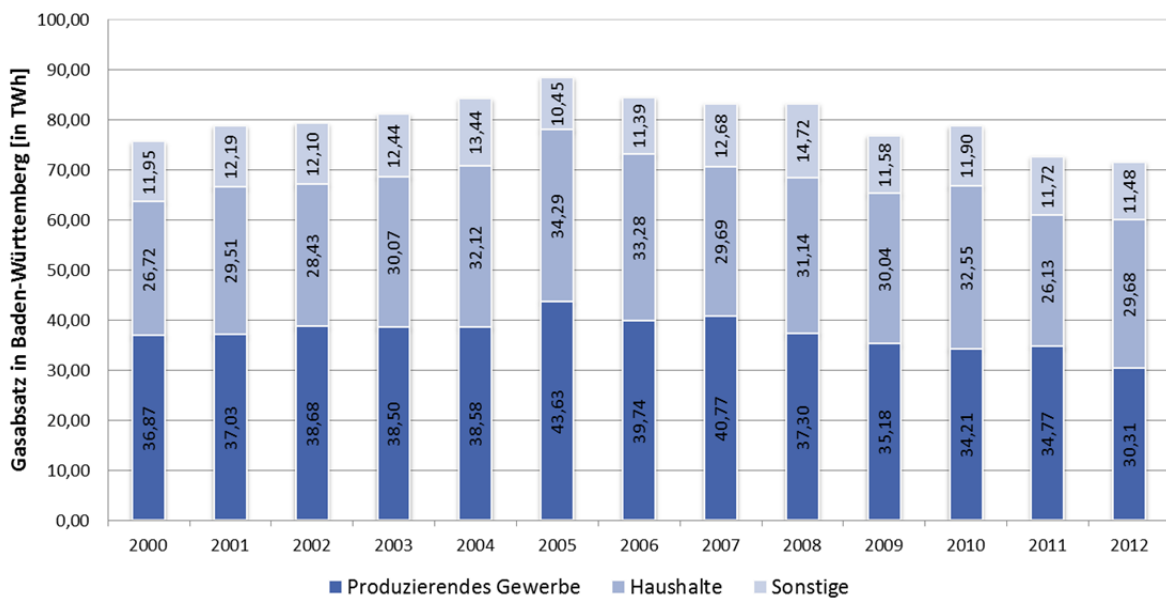


Abbildung 2-38. Gasabsatz in Baden-Württemberg seit 2000. (103)

In Baden-Württemberg gibt es 16 Erdgaskraftwerke mit einer elektrischen Nettoleistung von rund 970 MW. Der Gasabsatz betrug 2012 etwa 71,5 TWh; er ist seit 2005 um 19 Prozent rückläufig, vergleiche Abbildung 2 34. Dies ist hauptsächlich auf einen verminderten Bedarf des produzierenden Gewerbes zurückzuführen. Die Ursachen dafür können in dieser Studie nicht näher betrachtet werden.

Die Erdgasversorgungslage in Deutschland wird als sicher und zuverlässig eingeschätzt. (104) So betrug die Länge der Versorgungsunterbrechung je Gasverbraucher in Deutschland 2014 1,26 Minuten (2011 2 Minuten). (105) Für Baden-Württemberg wird der Bau der Nordschwarzwaldleitung wesentliche Beiträge zur Versorgungssicherheit leisten. Im Falle einer massiven Versorgungskrise tritt der Notfallplan der Bundesregierung in Kraft. (104)

2.5.2 Gasspeicher

Die 51 deutschen Untertage-Gasspeicher (UGS) an 40 Standorten können knapp 25 Mrd. m³ Arbeitsgas aufnehmen. Das entspricht fast 30 Prozent der in Deutschland im Jahr 2014 verbrauchten Erdgasmenge. Die deutsche Gaswirtschaft verfügt damit über das größte Speichervolumen in der Europäischen Union.

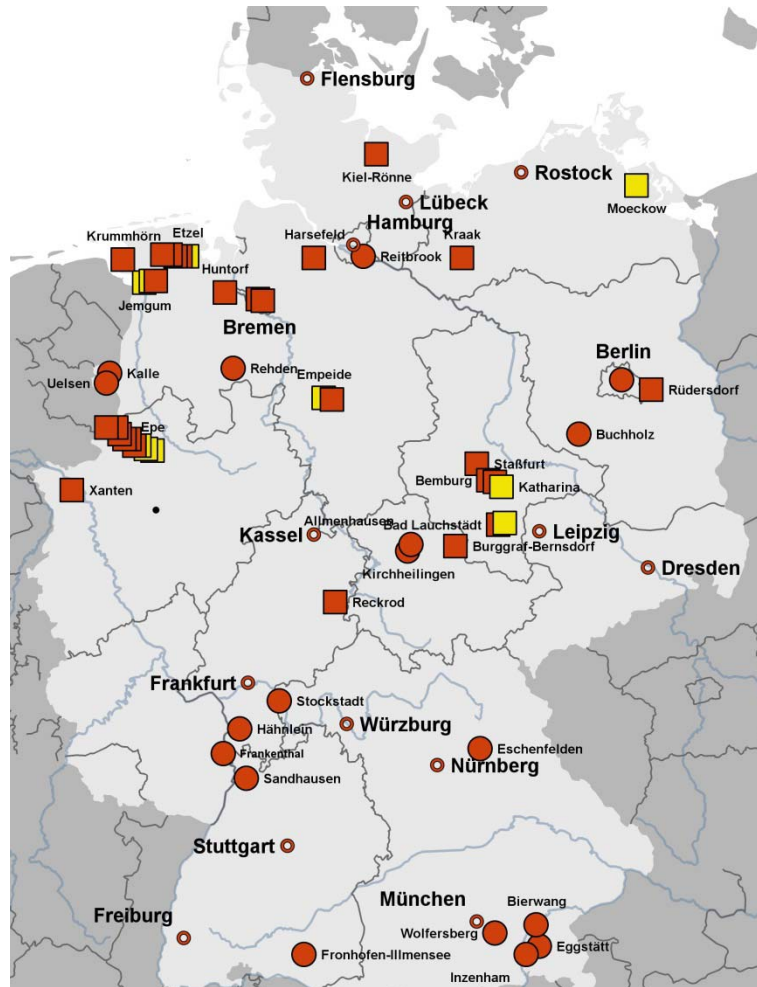


Abbildung 2-39. Lage der Erdgasspeicher in Deutschland (rote Vierecke: Kavernenspeicher [gelb: geplante]) rote Kreise: Porenspeicher) (77).

Als Speichertypen existieren Porenspeicher (ehemalige Erdöl-/Erdgaslagerstätten oder Aquifere) und Salz-Kavernenspeicher. Porenspeicher dienen grundsätzlich zur saisonalen Grundlastabdeckung. Sie reagieren durch die natürlichen Fließwege im kapillaren Porenraum der Speichergesteine in der Regel langsamer auf Veränderungen von Förderraten als Kavernenspeicher. Diese sind in ihrer Ein- und Ausspeicherrate leistungsfähiger und daher besonders für tageszeitliche Spitzenlastabdeckungen geeignet (106).

Tabelle 2-4. Ausgewählte Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung (106).

	Porenspeicher	Kavernenspeicher	Summe
Arbeitsgasvolumen „in Betrieb“, Mrd. m ³ (V _n)	10,6	13,2	23,8
Arbeitsgasvolumen „in Betrieb nach Endausbau“	10,8	13,7	24,5
Theoretische Verfügbarkeit des Arbeitsgases*, Tage	61	28	37
Anzahl der Speicher „in Betrieb“	21	31	51
* rechnerischer Wert bezogen auf Arbeitsgasvolumen »in Betrieb« (Arbeitsgas/Plateau-Entnahmerate)			

In Baden-Württemberg sind in Sandhausen und Fronhofen-Illmensee zwei große Porenspeicher lokalisiert. Gemeinsam haben sie ein Arbeitsgasvolumen von 213 Mio.m³.

Da die Speicherkapazitäten nicht nur innerhalb Deutschlands vermarktet werden, ist der inländisch nutzbare Anteil geringer. Die Nutzung von UGS zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit setzt voraus, dass die UGS für Zeiten hohen Gasbedarfs entsprechend gefüllt sind und ausreichende Gasmengen und Leistungen bedarfsgerecht zur Verfügung gestellt werden können. Auf der, für Gasmangellagen sensibleren, Verteilnetzebene leisten Gasbehälter einen wichtigen Beitrag zur Deckung von im Netz auftretenden Lastschwankungen sog. Spitzenlasten. Dabei gibt es verschiedene Typen von Spitzenlast-Gasspeichern:

- Hochdruck-Speicherung: Kugelgasbehälter, Röhrenspeicher, Speicherleitungen
- Niederdruck-Speicherung: Scheibengasbehälter, Rollmembranbehälter.

Der Einsatz von Spitzenlastspeichern ist seit der Einführung des neu geregelten Regel- und Ausgleichensystems rückläufig, da die mit den Speichern assoziierten Kosten ebenso wie der Einsatz der Netzpuffer als Möglichkeiten der internen Regelenergie nicht gesondert vergütet werden. Die Nutzung von Spitzenlastspeichern ist jedoch eine wichtige Maßnahme der Verteilnetzbetreiber zur Stabilisierung des Netzbetriebs, daher ist der Rückbau dieser Anlagen in Bezug auf die Versorgungssicherheit kontraproduktiv (107).

2.5.3 Preisentwicklung

Die Entwicklung des Großhandelspreises wird durch teilweise gegenläufige Tendenzen beeinflusst. Der globale Anstieg des Verbrauchs ist regional unterschiedlich stark ausgeprägt; in Europa ist der Absatz insgesamt eher stagnierend und in Deutschland sogar rückläufig.

Die auf dem Weltmarkt verfügbaren Erdgasmengen werden in den nächsten Jahren ebenfalls ansteigen, bedingt durch die Erschließung neuer sowohl konventioneller als auch unkonventioneller Vorkommen. Entsprechende Infrastrukturprojekte erhöhen die Zugangsmöglichkeiten zum Weltmarkt aus europäischer und speziell auch aus deutscher Sicht und verbessern damit die Wettbewerbsposition. 2014 ist der Gaspreis an der Energiebörse EEX dadurch sogar deutlich gefallen. Vor diesem Hintergrund ist eine starke Erhöhung des Großhandelspreises für Erdgas perspektivisch nicht in Sicht (107).

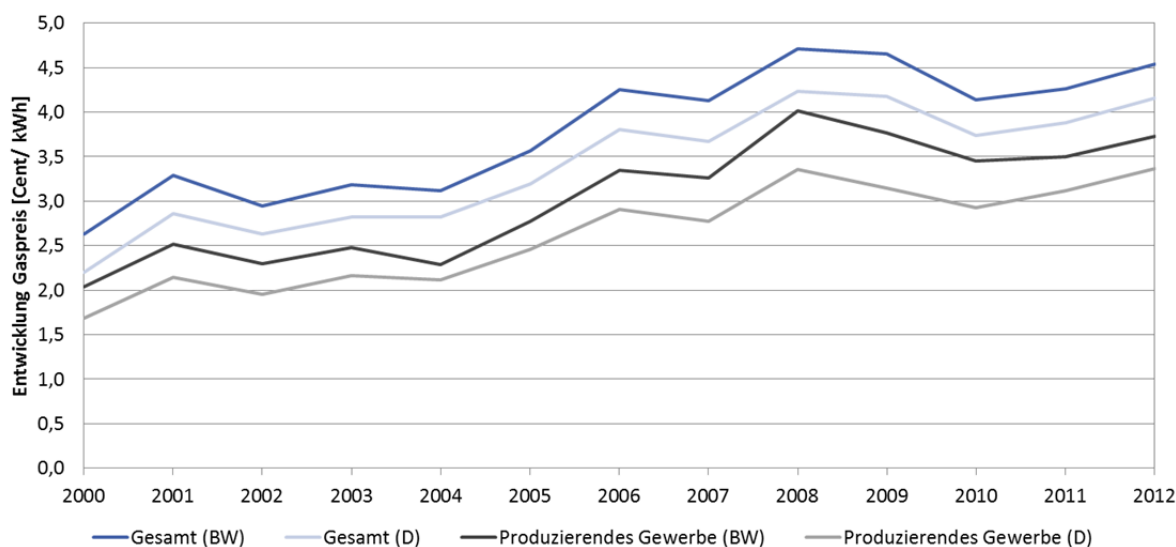


Abbildung 2-40. Entwicklung des Gaspreises in Baden-Württemberg und Deutschland insgesamt sowie im Bereich des produzierenden Gewerbes (67), (108).

Die Bindung des Erdgaspreises an den Preis für Erdöl verliert zunehmend an Bedeutung, da erwartet wird, dass bilaterale Verträge mit entsprechenden Preisanpassungsklauseln zunehmend durch den freien Börsenhandel abgelöst werden. Die Märkte für Erdgas und Erdöl werden sich aus gegenwärtiger Sicht unter unterschiedlichen Prämissen entwickeln, eine Entkoppelung der Preisentwicklung konsequenterweise ebenso. Für die Prognose wird unter Einbeziehung dieser Effekte eine moderate Entwicklung des Erdgaspreises auf Großhandelsebene angenommen, wobei mittelfristig von einem eher konstanten Preisniveau ausgegangen wird. Für die zu erwartenden Investitionen in die Erdgasinfrastruktur als Folge der Anforderungen aus der Energiewende sowie zur Sicherung der Versorgung ist anzunehmen, dass sie auf die Netzentgelte umgelegt werden. Daher wird für die Prognose in diesem Bereich auch eine dynamische Entwicklung der Netzentgelte angenommen. Aus den Erfahrungen im Stromsektor würden diese jedoch überwiegend auf die Haushaltskunden umgelegt, sodass für die Prognose in diesem Kundensegment eine entsprechend höhere Steigerungsrate (bei zudem höherem Ausgangsniveau) als bei Industriekunden anzusetzen ist (107).

Die künftige Entwicklung der Steuerpolitik ist in der Prognose insofern berücksichtigt, als keine Veränderungen bis 2020 stattfinden. Veränderungen bei der Erdgassteuer als auch bei der Mehrwertsteuer sind jedoch nicht auszuschließen. Da anders als bei der Erdgassteuer die Mehrwertsteuer als prozentualer Aufschlag auf alle Preisbestandteile erhoben wird, führt eine Erhöhung sowohl der Großhandelspreise als auch der Netzentgelte systematisch zu einem höheren Mehrwertsteueraufkommen (107).

2.5.4 Versorgungssicherheit:

Um Versorgungssicherheit im Bereich des Erdgases zu gewährleisten, sind ein gesicherter Zugang zu Quellen und ein gesicherter Zugang zur Transportinfrastruktur nötig.

Unter dem Begriff des gesicherten Zugangs zu Quellen ist zusammengefasst, dass Versorgungssicherheit einerseits maßgeblich von der Sicherung in- und ausländischer Bezugsquellen zur Deckung der Nachfrage und andererseits von nationalen Flexibilitätsquellen (Speicher) für den erforderlichen

Ausgleich von Aufspeisung und Abnahme abhängt. Um ausländische Quellen erreichen zu können, ist auch das Engagement für die Errichtung und den Betrieb der erforderlichen Transportinfrastruktur im Ausland ein wichtiger Aspekt. Durch entsprechende Diversifikation der Quellen und Transportwege kann das Risiko von Unterbrechungen bzw. Ausfällen reduziert werden und damit die Versorgungssicherheit erhöht werden.

Neben dem gesicherten Zugang zu Bezugs- und Flexibilitätsquellen bedarf es ebenso eines gesicherten Zugangs zu Transportinfrastruktur, um entsprechende Versorgungssicherheit realisieren zu können. Dafür ist grundlegend eine ausfallsichere Transportinfrastruktur erforderlich, welche nach den Regeln der Technik errichtet und betrieben wird und den Ausfall wesentlicher Komponenten effizient kompensieren kann. Die Transportinfrastruktur muss dabei in der Lage sein, räumliche und zeitliche Übereinstimmung der Ein- und Ausspeisungen eines Marktgebietes herbeizuführen. Darüber hinaus müssen Regeln für einen diskriminierungsfreien und effizienten Netzzugang formuliert und umgesetzt sein (107).

Um eventuellen Gefährdungen der Versorgungssicherheit entgegenzuwirken, wurden sogenannte Warn- und Knappheitssignale entwickelt. Diese ermöglichen den Netzbetreibern, sowohl präventiv zu reagieren als auch effektive Gegenmaßnahmen zur Beherrschung der Situation zu ergreifen. Weiterhin sollen die ermittelten Signale dazu dienen, Händler frühzeitig zu informieren, wann und an welcher Stelle im Netz voraussichtlich erhöhter Gasbedarf zu erwarten ist, um auch diesem Marktpartner ein gezieltes präventives Handeln zu ermöglichen (107).

3 Potenziale der Erneuerbaren Energien, der Kraft-Wärme-Kopplung und des Lastmanagements in Baden-Württemberg

3.1 Definitionen und Methodik

Bevor die Ermittlung der verschiedenen Potenziale dargestellt wird, werden die verwendeten Potenzialbegriffe definiert (109), (110). Das **theoretische Potenzial** umfasst die gesamte innerhalb einer Region in einem bestimmten Zeitraum physikalisch zur Verfügung stehende Energie.

Das **technische Potenzial** entspricht dem theoretischen Potenzial abzüglich geografischer und technischer Restriktionen. Dabei liegen die Restriktionen hinsichtlich der geografischen Dimension in ihrer örtlichen Verfügbarkeit (beispielsweise Ausschluss von Naturschutzgebieten). Hinsichtlich der technischen Dimension liegen die Beschränkungen in der zur Verfügung stehenden Technik (beispielsweise Wirkungsgrad). Das technische Potenzial ist dabei abhängig von der Zeit (etwa aufgrund von Wirkungsgradverbesserungen mit der Zeit) sowie den gewählten technischen Randbedingungen.

Das **wirtschaftliche Potenzial** beschreibt als praktisch relevanteste Größe den wirtschaftlich nutzbaren Teil des technischen Potenzials. Das wirtschaftliche Potenzial ist ebenfalls zeitabhängig und wird zusätzlich von diversen weiteren Größen beeinflusst (wie Zinssatz, Eigenkapitalanteil, Abschreibungsdauer). Darüber hinaus kann es sinnvoll sein, das wirtschaftliche Potenzial aus volkswirtschaftlicher Sicht und das wirtschaftliche Potenzial aus betriebswirtschaftlicher Sicht zu unterscheiden. In dieser Studie wird das betriebswirtschaftliche Potenzial betrachtet. Ist aus Sicht eines Anlagenbetreibers die Vergütung bzw. Einsparung höher als die Annuität der notwendigen Investition, wird das Potenzial als wirtschaftlich bezeichnet.

Werden weitere Restriktionen (unter anderem begrenzte Produktionskapazitäten, rechtliche und administrative Begrenzungen) berücksichtigt, gelangt man zum erschließbaren Potenzial. Da die Ermittlung des erschließbaren Potenzials mit starken Unsicherheiten behaftet ist, steht in dieser Studie die Ermittlung der **technischen sowie wirtschaftlichen Potenziale** im Vordergrund, soweit dies überhaupt möglich ist.

3.2 Potenziale der Erneuerbaren Energien

In diesem Kapitel werden die **Potenziale der Erneuerbaren Energien** mit Schwerpunkt auf Stromerzeugung (Wind, Photovoltaik, Biomasse – Biomasse[heiz]kraftwerke, Biogasanlagen –, tiefe Geothermie) in Baden-Württemberg untersucht. Schwerpunkt liegt dabei auf der Stromerzeugung, weswegen beispielsweise Wärmepumpen nicht untersucht werden. Die Wasserkraft weist nur noch ein begrenztes technisches Ausbaupotenzial auf und wurde in der Studie 2012 ausführlich betrachtet, daher wird an dieser Stelle die Wasserkraft nicht weiter untersucht.

3.2.1 Windenergie

2013 lag die Bruttostromerzeugung aus Windenergie in Baden-Württemberg bei 667 GWh, dies ist etwa ein Prozent der gesamten Bruttostromerzeugung im Bundesland (56). Besonders vor dem Hintergrund des Ziels der Landesregierung, bis zum Jahr 2020 ca. zehn Prozent bzw. 6,4 TWh der Stromerzeugung pro Jahr mit Windkraftanlagen in Baden-Württemberg zu decken, wird der Ausbau dieser Technologie in

Baden-Württemberg weiter in den Fokus rücken. Entsprechende Anforderungen wird es dabei an politische, technische, wirtschaftliche und gesellschaftliche Rahmenbedingungen geben.

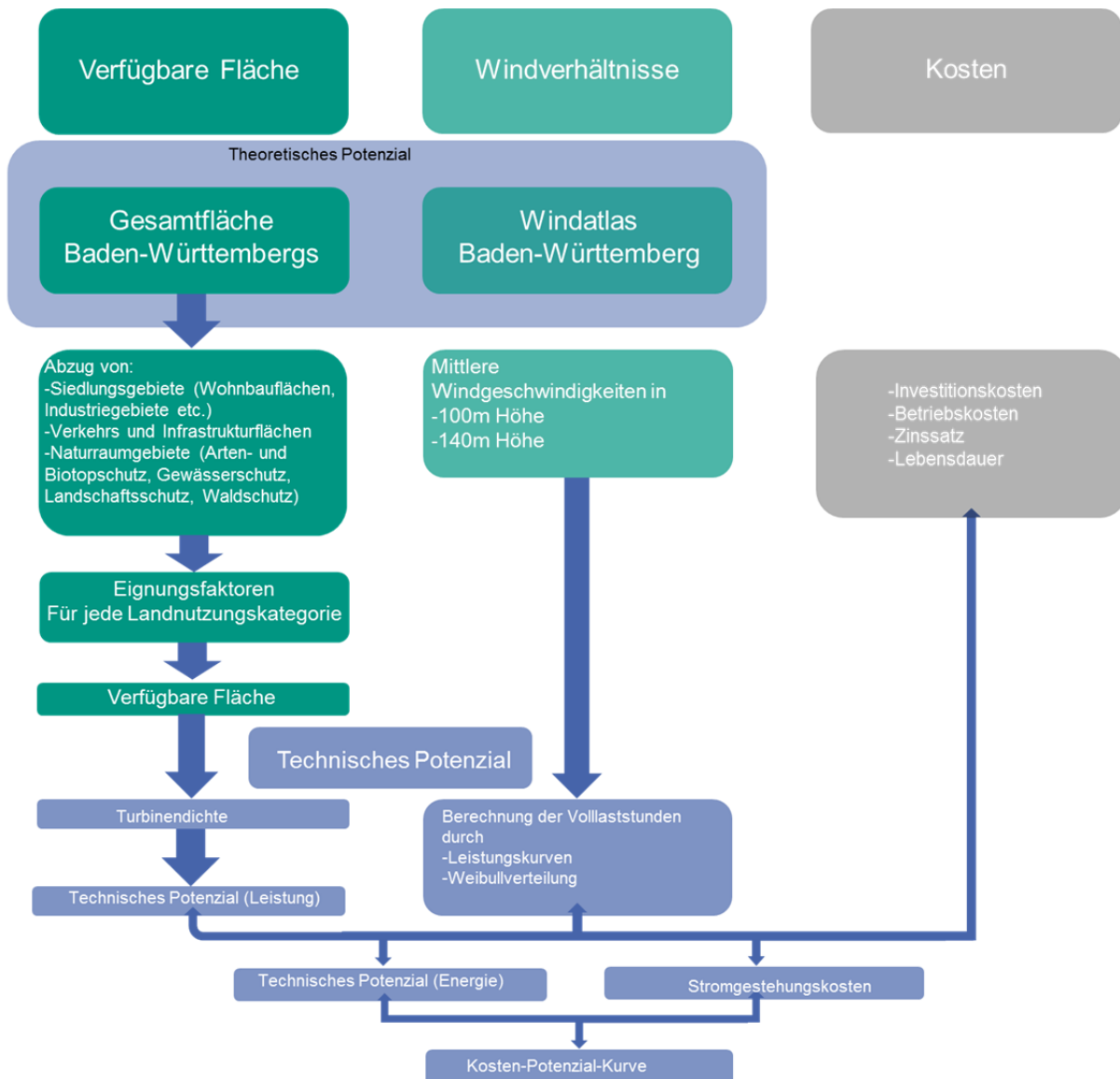


Abbildung 3-1. Methodik zur Bestimmung der Kosten-Potenzial-Kurven für Stromerzeugung aus Wind (eigene Darstellung).

Ausgehend von der Gesamtfläche Baden-Württembergs (35.786 km²), wird zunächst in zwei Zwischenschritten die realistisch für Windkraftanlagen zur Verfügung stehende Fläche ermittelt. Im ersten Zwischenschritt erfolgt ein Ausschluss von Gebieten, welche grundsätzlich nicht mit Anlagen bebaut werden dürfen bzw. können. Für diese Studie wird dabei auf die Daten des Potenzialatlas Erneuerbare Energien der Landesanstalt für Umwelt, Messungen und Naturschutz Baden-Württemberg (LUBW) zurückgegriffen (111), siehe Abbildung 3-2.

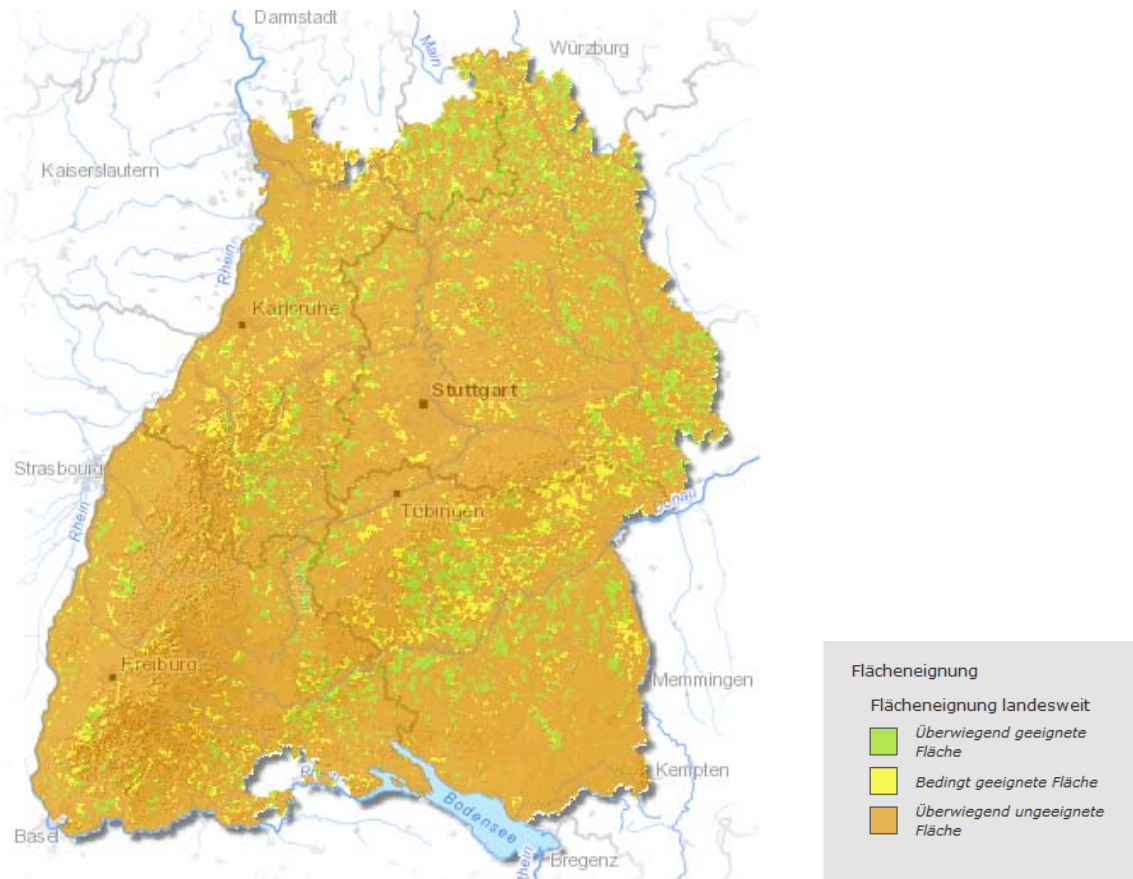


Abbildung 3-2. Flächeneignung für Windkraft (112).

Nach einer Gewichtung der zur Verfügung stehenden Fläche mit den Eignungsfaktoren ergibt sich aus eigenen Berechnungen nach (113) eine Fläche von 2.140 km² oder sechs Prozent der Fläche Baden-Württembergs, die für die Nutzung von Windenergie zur Stromerzeugung geeignet ist. Der Großteil dieser Potenzialfläche befindet sich im Nordosten des Landes sowie in der Schwäbischen Alb und im Schwarzwald.

Die ermittelte Potenzialfläche wurde anschließend mit Informationen über die dort vorherrschenden Windgeschwindigkeiten kombiniert. Der Windatlas Baden-Württemberg liefert Daten zur Windgeschwindigkeit in 80 bis 140 Meter Höhe (111). Abbildung 3-3 zeigt die mittlere Windgeschwindigkeit in 100 Meter Höhe auf den ermittelten Potenzialflächen. Interessant ist dabei die Tatsache, dass sich besonders im Nordosten Baden-Württembergs eine große verfügbare Fläche und hohe Windgeschwindigkeiten überlagern.

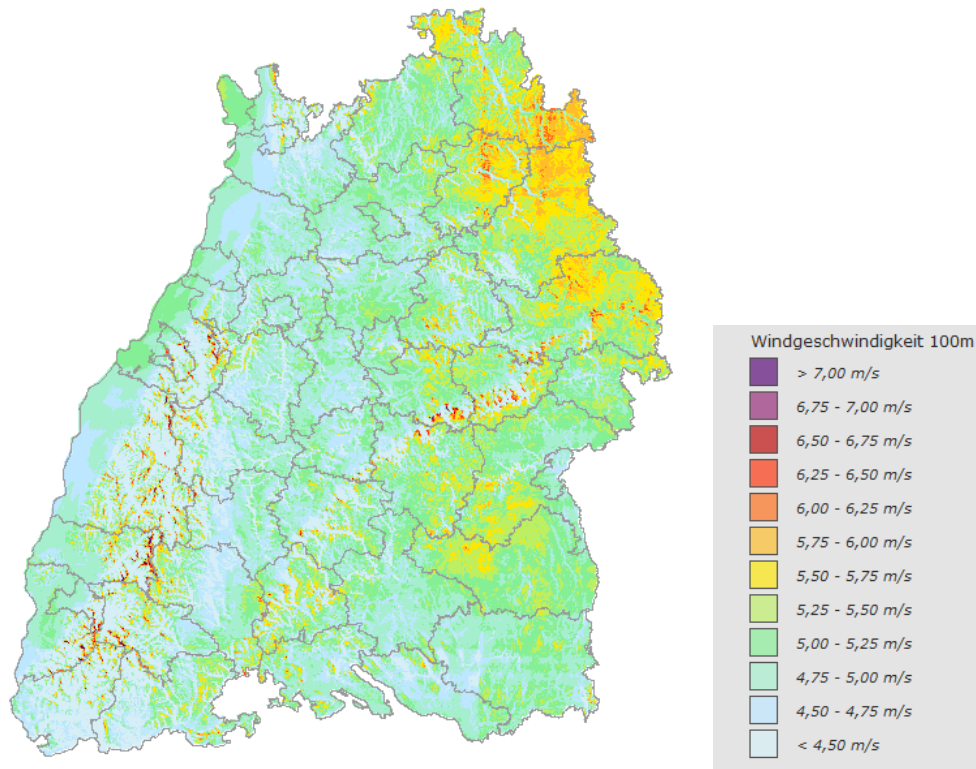


Abbildung 3-3. Windgeschwindigkeiten 100m über Grund (112).

Unter Berücksichtigung von technischen Daten mehrerer Windkraftanlagen und daraus ableitbaren Leistungskurven können schließlich die theoretisch installierbare Leistung sowie der mögliche jährliche Energieertrag berechnet werden. Die Auswahl einer geeigneten Windkraftanlage erfolgt anhand der ermittelten Kosten-Potenzial-Kurven, indem die Turbine gewählt wird, mit welcher am kostengünstigsten 3,5 TWh/a erzeugt werden können. Im Rahmen der Untersuchung werden deshalb alle Berechnungen basierend auf der Anlage ENERCON E82 gemacht.

Tabelle 3-1. Technische Daten der verglichenen Windkraftanlagen (Quelle: Datenblätter Hersteller).

Anbieter/Modell	Nennleistung [MW]	Nabenhöhe [m]	Rotordurchmesser [m]	Einschaltgeschwindigkeit [m/s]	Abschaltgeschwindigkeit [m/s]
Vestas V90	2	80, 95, 105, 125	90	4	25
Enercon E82	2	78, 86, 98, 108, 138	82	2	28-34
Vestas V112	3	84, 94, 119	112	3	25
Enercon E101	3	99, 135	101	2	28-34
Senvion 3.4M104	3,4	78-80, 96,5–100,	104	3,5	25
Senvion 6.2M126	6,15	117	126	3,5	25

Anschließend wird eine Turbinendichte, welche die Anzahl von Turbinen bzw. die installierte Leistung pro Fläche angibt, festgelegt. Studien, welche mit einer vergleichbaren Methodik das Potenzial für Europa ermittelt haben, haben die Turbinendichte auf 3 bzw. 4 MW/km² festgelegt. Allerdings wurde dabei auch der sozialen Akzeptanz Rechnung getragen, oder die Tatsache berücksichtigt, dass oft

Einzelanlagen statt Windparks installiert werden (114). In der vorliegenden Arbeit wird jedoch zunächst nur das technische Potenzial ermittelt, das heißt, auf der gesamten ermittelten Fläche werden Windenergieanlagen installiert, was zu einer deutlich höheren Turbinendichte führt. Die „dena-Netzstudie I“ (115) geht in einem Windpark von einem mittleren Flächenbedarf von 7 ha/MW installierter Leistung aus, was einer Turbinendichte von 14 MW/km² entspricht. Dieser realistische Mittelwert basiert auf Erfahrungswerten, jedoch ist zu berücksichtigen, dass es projektspezifisch zu deutlichen Abweichungen kommen kann. Ein Kompromiss zwischen diesen beiden Extremwerten entspricht einem Platzbedarf von 9,2 ha/MW bzw. 10,9 MW/km² (116). Dieser Wert kam zustande, indem für 450 Raumordnungsgebiete mit insgesamt 8.468 Anlagen die gesamte installierte Leistung durch die Fläche dividiert wurde. Um den Flächenbedarf bis 2020 abzuschätzen und dem Fortschritt der Technik gerecht zu werden, wurden schlecht ausgelastete Raumordnungsgebiete ausgeschlossen und das Verfahren noch einmal durchgeführt, was zu einem Ergebnis von 4,84 ha/MW führte. Unter Berücksichtigung dieser existierenden Studien wird im Folgenden eine Turbinendichte von 10,9 MW/km² unterstellt. Aufbauend auf dieser Turbinendichte wurde eine installierbare Leistung anhand der empfohlenen Abstandellipsen berechnet (117). Würde man nun das gesamte technische Potenzial zur Stromerzeugung aus Windkraft in Baden-Württemberg ausbauen, wäre in Abhängigkeit von Anlagentyp und Nabenhöhe ein Energieertrag von etwa 71,9 TWh möglich. Werden jedoch auch soziale Aspekte wie die Landschaftsästhetik und die Akzeptanz regionaler Gemeinden berücksichtigt, verringert sich der Ertrag auf etwa 11,8–29,4 TWh. Um das gesamte sozial-technische Potenzial in der Größenordnung von 11,8 TWh–29,4 TWh zu erschließen, müssten etwa 2.200 bis 5.600 Anlagen von jeweils 3,5 MW (bei 1.500 Volllaststunden) nach heutigem Stand der Technik installiert werden (118).

Um des Weiteren die Wirtschaftlichkeit zu betrachten, werden dem sozial-technischen Potenzial die Stromgestehungskosten gegenübergestellt. Das Institut für Ökologische Wirtschaftsforschung hat die spezifischen Investitionen für Windenergieanlagen für das Jahr 2010 berechnet (119). Als Ergebnis ergeben sich spezifische Investitionen für Windenergieanlagen von insgesamt 1.284 €/kW im Jahr 2010. Aufgrund von Lernkurveneffekten wird jedoch davon ausgegangen, dass diese bis 2020 auf etwa 1.156 €/kW sinken werden. Vergleicht man nun die Stromgestehungskosten des sozial-technischen Potenzials mit der durchschnittlichen EEG-Vergütung, dann wird deutlich, dass die Stromgestehungskosten sieben bis 14 ct/kWh betragen und somit nah an bzw. über der durchschnittlichen EEG-Vergütung liegen. Somit wäre dieser Teil des Windpotenzials unwirtschaftlich.

Die durchschnittlichen Kosten für Windkraftanlagen liegen bei etwa 1.100 bis 2.200 €/kW für eine installierte Leistung von zwei bis 3,5 MW. Die laufenden Betriebskosten betragen 2,41 ct/kWh in den ersten zehn Jahren und 2,68 ct/kWh in den darauffolgenden zehn Jahren. Die Stromgestehungskosten liegen bei sieben bis 14 ct/kWh. Die Betriebsdauer wird auf 20 Jahre veranschlagt. Es wird jedoch davon ausgegangen, dass durch Lernkurveneffekte die durchschnittlichen Kosten für Windkraftanlagen in €/kW bis zum Jahr 2020 etwas sinken werden (119).

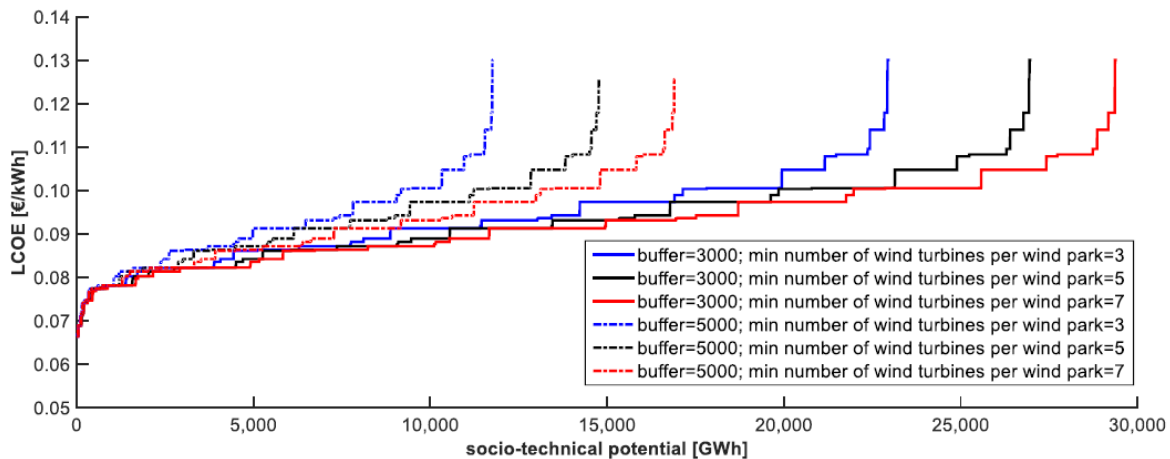


Abbildung 3-4. Kosten-Potenzial-Kurve für verschieden große Pufferzonen um den Windpark, sowie verschiedene Anzahlen von Turbinen pro Windpark (118) (LCOE – levelized cost of energy, Stromgestehungskosten).

Als Hauptergebnisse können schließlich folgende Punkte festgehalten werden. Basierend auf dem Potenzialatlas des LUBW sind rund sechs Prozent der Landesfläche Baden-Württembergs für die Bebauung mit Windkraftanlagen geeignet. Der Großteil dieser Flächen liegt im Nordosten des Bundeslandes sowie im Südwesten. Trotz geringerer Windgeschwindigkeiten, beispielsweise verglichen mit Norddeutschland, können in Baden-Württemberg aus Windenergie theoretisch je nach Anlagentypen und Nabenhöhe 71,9 TWh pro Jahr an Strom erzeugt werden. Betrachtet man auch soziologische Aspekte, verringert sich das technische Potenzial auf 11,8 bis 29,4 TWh. Das Ziel der Landesregierung eines Ausbaus auf 6,4 TWh/a bis zum Jahr 2020 erscheint daher aus technischer Sicht erreichbar. Um dieses jedoch auch aus wirtschaftlicher Sicht zu gestalten, darf dieser Strom nur von den am wirtschaftlichsten arbeitenden Turbinen erzeugt werden. Diese müssen durch niedrige Stromgestehungskosten (unter 8 ct/ kWh) charakterisiert sein, die wiederum durch günstige Investitions- und Erschließungskosten am Standort, hohe Nennleistungen, die Kosten für die Errichtung einer betriebsfertigen Windkraftanlage, bei durchschnittlich bei 125-135 Prozent der Anlagenpreise ab Werk bestimmt sind., da ansonsten die Stromgestehungskosten über der EEG-Vergütung liegen. Diese arbeiten dann nicht mehr wirtschaftlich. Um das von der Landesregierung angestrebte Ziel von 6,4 TWh zu erreichen, müssten nach eigenen Berechnungen etwa 1.000 bis 1.200 Anlagen mit 2,5 bis 3 MW Leistung installiert werden (bei 1.500 Volllaststunden und 4,2 GW_{peak}). Allerdings wird bei einer derartigen Betrachtung auch deutlich, dass die Bilanzgrenzen von entscheidender Bedeutung sind. So müsste berücksichtigt werden, dass Investoren den Windkraft-Ausbau auch an ertragreicheren Standorten außerhalb der Landesgrenzen tätigen und das Nutzungspotenzial von Windenergie auf diese Weise weiter ausschöpfen. Entscheidend ist, dass dieser Windstrom den Stromkunden im Land zur Verfügung steht und dort genutzt wird. Erzeugungskapazitäten in der Windenergie und die Bedarfsdeckung im Lande müssen daher in einem größeren Kontext betrachtet werden. Insofern wird es zielführender sein, die Lieferbeziehungen für Strom zu betrachten als den Standort der Erzeugeranlage.

3.2.2 Photovoltaik

Die Bruttostromerzeugung aus Photovoltaik in Baden-Württemberg lag 2014 bei 4,7 TWh (120). Diese Erzeugung wurde durch einen großen Zubau an Photovoltaik-Anlagen in Baden-Württemberg in den vergangenen Jahren erreicht. Das Ziel der Landesregierung ist eine Stromerzeugung aus Photovoltaik von ca. 7 TWh/a bis zum Jahr 2020.

In einem ersten Schritt wurde das theoretische Potenzial der Stromerzeugung aus Photovoltaik in Baden-Württemberg bestimmt. Dieses ergibt sich aus dem Produkt von Strahlungsenergie pro Flächeneinheit (1105 kWh/m²) mit der Gesamtfläche des Bundeslandes und liegt bei ca. 39.500 TWh/a, das ist ein Vielfaches des jährlichen Strombedarfs.

Um das technische Potenzial zu bestimmen, muss zunächst geklärt werden, auf welchen Flächen unter Berücksichtigung administrativer (Denkmalschutz etc.) und ästhetischer Restriktionen sowie Nutzungskonflikten Photovoltaikanlagen errichtet werden können. Bei der Ermittlung des Flächenpotenzials wird dabei zwischen Dach-, Fassaden- und Freiflächen unterschieden. Für die Berechnung wird bezüglich der Strahlungsenergie angenommen, dass die Neigung einem nahezu optimal ausgerichteten Photovoltaikmodul gegenüber einer Horizontalen entspricht. Es wird in dieser Studie angenommen, dass aufgrund eines mittleren Neigungswinkels von 35° ein Mehrertrag gegenüber der Horizontalen erzielt wird. Der Mehrertrag gilt sowohl für Dach- als auch für Freiflächenanlagen.

Die Bestimmung der Freiflächenpotenziale erfolgt hauptsächlich auf Basis des von der LUBW veröffentlichten Potenzialatlas. Hierfür werden Flächen anhand eines Kriterienkatalogs bewertet und selektiert. Daraufhin werden deren einfallende Strahlungswerte und Nutzungspotenziale unter Berücksichtigung einzuhaltender Abstandsflächen berechnet. Es wird eine Einteilung sowohl in Ausschlussflächen, wie beispielsweise Siedlungsflächen, als auch in technisch nutzbare Flächen, wie Flächen entlang von Autobahnen und Schienenstrecken, vorgenommen (121).

Durch Verschneidung der auszuschließenden mit den technisch nutzbaren Flächen werden nun die Flächen gewonnen, die als nutzbare Flächen keinen weiteren bekannten Einschränkungen unterliegen. Für diese Flächen werden nun die Informationen mithilfe eines Geoinformationssystems berechnet, bezüglich der Nennleistung, des Jahresertrags, der CO₂-Reduktion, der solaren Einstrahlung, der Eignungsklasse, der Gemeindezugehörigkeit sowie der Größe der Potenzialflächen.

Nach einer entsprechenden Berechnung nach den oben beschriebenen Kriterien verbleibt eine Fläche für Freiflächenanlagen von etwa 20 km², was 0,056 Prozent der Landesfläche entspricht. Das Freiflächenpotenzial in Baden-Württemberg entspricht unter Berücksichtigung der oben genannten Faktoren, besonders auch der Förderfähigkeit nach EEG etwa 1,1 TWh/a Stromerzeugungspotenzial (122). Ergänzend muss erwähnt werden, dass es sich bei den hier ermittelten Daten um Modellergebnisse handelt, die im Allgemeinen nicht mit exakten Messdaten übereinstimmen. Eine Detailanalyse ist somit in jedem Fall nicht durch den Potenzialatlas zu ersetzen.

Potenziale für der Erneuerbaren Energien, der Kraft-Wärme-Kopplung und des Lastmanagements in Baden-Württemberg

Tabelle 3-2. Auszug aus dem Kriterienkatalog des LUBW (123).

Kriterium	Behandlung	Abstands- puffer	Bemerkungen
EEG-vergleichbare Flächen			
Infrastruktur			
Bundesautobahnen	Freihaltung	40 m	Abstandspuffer nach §9 Bundesfernstraßengesetz (FStrG)
Bundesautobahnen Puffer	Nutzung	110 m	Fläche zwischen 40 und 110 Metern als Potenzialfläche nutzbar
Schienenstrecken	Freihaltung	20 m	
Schienenstrecken Puffer	Nutzung	110 m	Fläche zwischen 20 und 110 Metern als Potenzialfläche nutzbar
Konversionsflächen	Nutzung	0 m	
Altlasten	Nutzung	0 m	
Deponien	Nutzung	0 m	
Zusätzliche Flächen			
Siedlung			
Siedlungsflächen allgemein (Bestand und Planung)	Freihaltung	-	Abstandspuffer je nach Bebauung spezifisch
Allgemeines Wohngebiet/Wohnbauflächen	Freihaltung	100 m	
Bauhof	Freihaltung	0 m	
Einzelhäuser und Splittersiedlungen	Freihaltung	100 m	
Erwerbsgartenbau	Freihaltung	0 m	
Festplatz	Freihaltung	0 m	
Feuerwehr	Freihaltung	0 m	
Gärtnerei	Freihaltung	0 m	
Gewerbegebiete	Freihaltung	0 m	
Grünflächen allgemein	Freihaltung	50 m	
Historische Anlage	Freihaltung	0 m	Ausbaupotenzial ist mit Zielen der Denkmalpflege zu vereinbaren
Industriegebiet	Freihaltung	0 m	
Kern-, Dorf- und Mischgebiete	Freihaltung	100 m	
Kindergarten	Freihaltung	100 m	
Kirchen und kirchlichen Zwecken dienende Gebäude und Einrichtungen	Freihaltung	100 m	
Kurgebiete, Krankenhäuser, Pflegeanstalten, Alten- und Seniorenheime	Freihaltung	100 m	
Öffentliche Verwaltung	Freihaltung	0 m	
Regionalplanerisch abgestimmte Bereiche für Siedlungserweiterung	Freihaltung	500 m	
Schule	Freihaltung	100 m	
Sozialen Zwecken dienende Gebäude und Einrichtungen	Freihaltung	100 m	
Sport-, Freizeit- und Erholungsflächen	Freihaltung	0 m	
Störungsempfindliche Grün- und Erholungsflächen (z.B. Friedhöfe, Kleingärten, Parkanlagen, Stellplätze, Campingplätze)	Freihaltung	100 m	
Nicht störungsempfindliche Grün- und Erholungsflächen (z.B. Sportplätze)	Freihaltung	100 m	

Um das technische Potenzial von Dachflächen zu berechnen, werden mithilfe eines auf Geobasisdaten basierenden Analyseverfahrens die solaren Potenziale auf Häusern großflächig erfasst. Dabei werden Größe, Ausrichtung, Neigung und Abschattungseffekte errechnet und eine Wirtschaftlichkeitsprognose erstellt. Wirkungsgrad und Performance Ratio der Zelle werden nach Leistungsmerkmalen gängiger Anlagentypen bemessen (124). Mögliche Fehlerquellen bei dieser Methodik zur Berechnung des Dachflächenpotenzials sind die Ungenauigkeiten der Erfassung komplexer Dachbauten sowie die Nichtberücksichtigung von Neubauten nach 2005 (125).

Als Ergebnis dieser Untersuchung ergibt sich ein technisches Potenzial für Dachflächen von 36 TWh/a.

Dieses Potenzial stellt jedoch keine obere Grenze dar, da das Potenzial besonders von dem Wirkungsgrad der Zelle und deren Performance Ratio abhängt und diese durch fortschreitenden technologischen Fortschritt immer weiter verbessert werden. Wird die derzeitige Stromerzeugung aus Photovoltaik mit 4,7 TWh/a betrachtet, so entspricht diese etwa 13 Prozent des technischen Potenzials für Dachflächen. Nun sei auch die Aufschlüsselung der Gebäude nach Nutzen betrachtet. Dabei haben Wohngebäude einen Anteil von 47 Prozent, öffentliche Gebäude einen Anteil von zehn Prozent und Gebäude industrieller und gewerblicher Nutzung einen Anteil von 43 Prozent (126). Dies ist insofern interessant, als sowohl öffentliche als auch industriell genutzte Gebäude eventuelle Potenziale für solare Fassadenflächen bieten und somit das Potenzial der Photovoltaik weiter ausgenutzt werden könnte. Auf eine detaillierte Analyse wird hier jedoch nicht eingegangen.

Zusammenfassend ergibt sich für das Jahr 2013 ein Freiflächenpotenzial von 1,1 TWh/a, ein Dachflächenpotenzial von 36 TWh/a und ein Fassadenflächenpotenzial von 5,1 TWh/a (1). Bei den Dachflächen muss abschließend noch auf die Flächenkonkurrenz zwischen Photovoltaik und Solarthermie eingegangen werden. Mit Hybridkollektoren könnten diese Flächen theoretisch für beides genutzt werden. Wann und inwieweit sich diese Technik durchsetzen wird, ist jedoch nicht absehbar. Deshalb sollen vereinfacht 34 Prozent der Dachflächen für eine solarthermische Nutzung vorgehalten werden (109). Das korrigierte technische Dachflächenpotenzial beträgt nun 23,8 TWh. In Summe ergibt sich für Baden-Württemberg ein gegenwärtiges technisches Potenzial für Photovoltaik in Höhe von 30 TWh/a.

Zu einer weiteren Bewertung bedarf es weiter einer Abschätzung der Kosten für PV-Anlagen. Diese setzen sich aus den Kosten für die Module und für Balance-of-System-Komponenten (wie Wechselrichter, Montagegestelle, Kabel) sowie Betriebskosten zusammen. Der Hauptanteil der Kosten wird dabei durch die Module verursacht. Die in dieser Potenzialabschätzung unterstellte notwendige Investitionssumme für Dachanlagen beträgt 2.100 €/kW_p, was dem vom LUBW ermittelten aktuellen durchschnittlichen Endkundenpreis eines monokristallinen Moduls entspricht (127). Für Freiflächenanlagen wurden exemplarisch die öffentlich verfügbaren spezifischen Investitionen eines Solarkraftwerks in Brandenburg verwendet (1.800 €/kW_p; SKV Solarkraftwerke 2011). Ebenso werden Werte für die Betriebsdauer von 25 Jahren (128) und für den Diskontierungszinssatz von vier Prozent unterstellt (127). Unter den getroffenen Annahmen betragen die Stromgestehungskosten für Freiflächenanlagen für das Jahr 2013 acht ct/kWh für Regionen mit sehr hoher Sonneneinstrahlung und elf ct/kWh für Regionen mit schwacher Sonneneinstrahlung. Die ermittelten Stromgestehungskosten für Dachanlagen sind höher. Diese liegen für das Jahr 2013 innerhalb einer Bandbreite von elf bis 13 ct/kWh. Für alle Anlagentypen werden deutliche Reduktionen der Stromgestehungskosten in den kommenden Jahren erwartet.

Tabelle 3-3. Vergleich Stromgestehungskosten-Vergütung nach EEG; Stand 2013 (129), (130).

	Stromgestehungskosten	Vergütung nach EEG
Dachflächen	10-13 ct/kWh	10-14 ct/kWh
Freiflächen	8-11 ct/kWh	10-12 ct/kWh

Die Potenzialermittlung für Photovoltaik hat gezeigt, dass in Baden-Württemberg technisch rund 30 TWh/a für die Stromerzeugung zur Verfügung stehen. Dabei weisen Dachflächenanlagen das größte technische Potenzial von etwa 23,8 TWh/a auf. Mit Fassadenflächen- und Freiflächenanlagen sind zusätzliche Potenziale vorhanden. Dabei sind Unterschiede zwischen den Stromgestehungskosten der drei Technologien ersichtlich, welche mittlerweile jedoch stärker geglättet sind als noch vor einigen Jahren. Die Betrachtung der Wirtschaftlichkeit wird durch die verschiedenen EEG-Vergütungssätze je nach Standort der PV-Anlagen (Freiflächen, Dach, Fassade) erschwert. Jedoch zeigt sich, dass ein Großteil des technischen Potenzials mit den heutigen Vergütungssätzen aus Sicht eines Anlagenbetreibers realisierbar wäre. Problematisch ist allerdings eine Prognose für die kommenden Jahre. Grundsätzlich ist eine jährliche Degression der Sätze vorgesehen, deren Höhe allerdings an die pro Jahr in Gesamtdeutschland neu installierte Leistung gekoppelt ist. Die Basisdegression für Strom aus solarer Strahlungsenergie liegt ab August 2014 bei 0,5 Prozent pro Monat. Der Prozentsatz erhöht sich jedoch, sollte innerhalb eines Jahres die installierte Leistung neuer Anlagen in Deutschland 2.600 MW übersteigen und sinkt, sollte sie unter 2.400 MW liegen (129). Hierbei muss aber auch beachtet werden, dass es im Einzelfall zu Abweichungen kommen kann, beispielsweise wegen der Größendegression der Vergütungssätze. Daher ist stets eine standortspezifische Analyse nötig. Eine allgemeine Aussage über das wirtschaftliche Potenzial der Photovoltaik ist an dieser Stelle aufgrund der differenzierten Vergütungssätze für die verschiedenen Anlagentypen und -größen nicht möglich. Abschließend sei darauf hingewiesen, dass für das technische Potenzial die grundsätzliche technische Umsetzbarkeit auf Anlagenebene herangezogen wurde.

3.2.3 Exkurs: Photovoltaik in Kombination mit Lithium-Ionen-Heimspeichern

Die erwartete Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern für private PV-Anlagen, siehe 2.4.5, hat voraussichtlich Auswirkungen auf die Marktentwicklung von PV-Heimspeichern. Das hier betrachtete Speicherpotenzial weist demnach eine Abhängigkeit von der mit PV belegten Dachfläche auf in dem Sinn, dass eine installierte PV-Anlage die Voraussetzung für die Installation und den Betrieb eines Speichers ist. Das Potenzial für Konzepte, die dezentrale Speicher zu virtuellen Großspeichern verknüpfen, beispielsweise zur Erbringung von Netzdienstleistungen oder zur Zwischenspeicherung von Überschussenergie aus Windparks, wird hier nicht weiter untersucht.

Gemäß Potenzialatlas der LUBW betrug das Potenzial nutzbarer Dachflächen auf Wohngebäuden in Baden-Württemberg im Jahr 2011 insgesamt 36.027 GWh/a (131). Technisch ausgenutzt sind davon bisher nur rund zehn Prozent, also etwa 3.600 GWh/a. Wohngebäude in BW haben einen Anteil von 47 Prozent am Dachflächenpotenzial, öffentliche Gebäude zehn Prozent und Gebäude mit industrieller und gewerblicher Nutzung 43 Prozent. Aus Gründen, die im späteren Abschnitt zur voraussichtlichen Marktentwicklung dargestellt werden, ist das Dachflächenpotenzial auf Wohngebäuden besonders

relevant in Kombination mit Stromspeichern. Dabei geht es vorrangig um Einfamilienhäuser und – die Klärung komplizierter energierechtlicher Fragestellungen vorausgesetzt – nachrangig auch um Mehrfamilienhäuser. Geht man von ca. 1.000 kWh/kW_p aus, entspricht das oben genannte Potenzial einer installierten PV-Peakleistung von 36,0 GW_p, die potenziell auf Dachflächen in Baden-Württemberg zur Verfügung stünde. Davon entfallen 47 Prozent, also 16,9 GW_p, auf Wohngebäude.

Anders als in der Vergangenheit üblich, ist bei einer auf hohen Eigenverbrauch optimierten PV-Dachanlage aber nicht mehr die zur Verfügung stehende Dachfläche für die Dimensionierung der PV-Anlage maßgebend, sondern die tägliche Energieerzeugung der PV-Anlage im Vergleich zum Lastgang des Haushalts. Für eine Kombination von Heimspeichern mit privaten Dachanlagen kommen eigene Berechnungen zu dem Ergebnis, das beim aktuellen Energiemarktdesign mit haushaltstypischen Lastprofilen eine Dimensionierung des Speicher-Energieinhalts in kWh von ca. dem Ein- bis max. Zweifachen der auf diese Anwendung hin optimierten PV-Peakleistung in kW zu einem Optimum der Wirtschaftlichkeit solcher Anlagen führt. Die PV-Anlagen haben dabei abhängig von der Energieintensität des Haushalts Leistungen in der Größenordnung von drei bis sechs kW_p. Mithin passen dazu Speicher mit Energieinhalten im Bereich von drei bis zwölf kWh. Für eine Speicherpotenzialanalyse ist eher die Zahl der Ein- und Mehrfamilienhäuser entscheidend als die Größen ihrer Dachflächen. In Baden-Württemberg gab es im Jahr 2011 ca. 1,371 Mio. Einfamilienhäuser, 566.000 Zwei- und 408.000 Mehrfamilienhäuser (Statistisches Landesamt, Bauen und Wohnen in BW 2012). Geschätzt lassen sich 90 Prozent der Einfamilienhäuser und 50 Prozent der Zweifamilienhäuser technisch und regulatorisch problemlos mit PV-Speicher-Kombinationen ausrüsten. Diese Überlegung führt zu einem Potenzial von ca. 1,5 Mio. Häusern mit PV-Anlage und dezentralem Heimspeicher. Diese eigenverbrauchsoptimierten PV-Speicher-Anlagen hätten in Summe eine Erzeugerleistung von 4,5 bis neun GW_p im Vergleich zu 16,9 GW_p aus dem Potenzialatlas (alle Wohngebäude unter Nutzung der gesamten zur Verfügung stehenden Dachflächen). Bei einer netzdienlichen Betriebsführung der Speicher ließen sich mit diesen Anlagen ca. 4.500 bis 9.000 GWh/a Erneuerbarer Strom ohne zusätzliche Belastung der Verteil- und Übertragungsnetze ins Energiesystem einführen. Das Potenzial sinnvoll installierbarer Speicherkapazität in Baden-Württemberg liegt demnach im Bereich von 4,5 bis 18 GWh.

Nach dieser Betrachtung der Potenziale für den Einsatz von PV-Heimspeicher-Anlagen gehen die folgenden Ausführungen kurz auf die voraussichtliche Marktentwicklung ein. In der folgenden Tabelle 3–4 sind der Bestand Ende 2014 sowie die Zubauraten im Jahr 2014 für PV-Anlagen mit und ohne Heimspeicher in Baden-Württemberg im Vergleich zu allen Bundesländern dargestellt.

Tabelle 3-4. Zubauraten für 2014 und Bestand an PV-Anlagen Ende 2014 mit und ohne Heimspeicher in Baden-Württemberg im Vergleich zu allen Bundesländern (Datenquellen: (132), eigene Berechnungen).

Grund-gesamtheit	Zubau PV-Anlagen	Bestand PV-Anlagen	Zubau PV-Speicher	Bestand PV-Speicher	Zubau nutzbarer Energieinhalt	Bestand nutzbarer Energieinhalt	Anteil PV-Anlagen mit registriertem Speicher	Anteil PV-Anlagen mit Speicher insgesamt
BW	12.037	171.474	398	1.525	2.740 kWh	10.502 kWh	3,3 %	12,7 %
Deutschland	75.473	1.032.092	2.638	10.111	17.360 kWh	66.536 kWh	3,5 %	13,4 %
Anteil BW	15,9 %	16,6 %	15,1 %	15,1 %	15,8 %	15,8 %	-	-

Deutlich ist zu erkennen, dass der Zubau von PV-Speichern eine wesentlich höhere Dynamik entwickelt als der Zubau von PV-Anlagen. So machten die 2014 zugebauten PV-Anlagen einen Anteil von sieben Prozent der Bestandsanlagen aus, während 26 Prozent des Speicherbestands im Jahr 2014 installiert wurden. Wir gehen davon aus, dass diese Entwicklung anhalten und sich in den kommenden Jahren noch deutlich beschleunigen wird, denn seit 2015 treten vermehrt leistungsfähige Unternehmen (beispielsweise Daimler, SolarWatt, Tesla) mit preisgünstigen Batterien auf Lithium-Ionen-Basis in den Markt für PV-Heimspeicher ein. Im Gegensatz zur Situation beim Zubau von PV-Anlagen ist die Ökonomie richtig dimensionierter PV-Speicher-Kombinationen vollständig unabhängig von der EEG-Einspeisevergütung, weil sie ihren Ertrag ausschließlich aus vermiedenem Bezug vom Energieversorger erwirtschaften.

Es ist bereits heute absehbar, dass infolge der sinkenden Batteriepreise für Elektrofahrzeuge einzelne PV-Heimspeicher-Produkte spätestens im Jahr 2016 die Schwelle erreichen werden, ab der in Baden-Württemberg der selbst erzeugte und gespeicherte Strom für den Privathaushalt kostengünstiger wird als der vom Energieversorger bezogene. Gleichzeitig ist als Fazit aus zahlreichen Gesprächen von KIT-Experten mit interessierten Bürgerinnen und Bürgern festzustellen, dass eine Dezentralisierung, Demokratisierung und Dekarbonisierung der Energieversorgung vom Bürger gewollt ist und von ihm auch ohne staatlich subventionierte Anreizprogramme vorangetrieben wird. Aus diesem Grund rechnen wir mit einer Trendumkehr des derzeit immer noch weiter zurückgehenden PV-Zubaus für 2016 und die folgenden Jahre bei privaten Dachanlagen. Damit einher geht eine weitere massive Trendumkehr: In der Vergangenheit war für nahezu alle privaten Dachanlagen die Einspeisung ins öffentliche Stromnetz die betriebswirtschaftlich gebotene Option der Betriebsführung; nun ist das ökonomische Ziel, möglichst gar keine selbst erzeugte Erneuerbare Energie mehr ins Netz einzuspeisen, sondern vorzugsweise die gesamte selbst erzeugte elektrische Energie auch im eigenen Haushalt zu verbrauchen, mit erheblichen technischen und betriebswirtschaftlichen Konsequenzen für Netzbetreiber und Energieversorger.

3.2.4 Biomasse

Biomasse war 2014 mit geschätzten 4 TWh oder 6,7 Prozent der Bruttostromerzeugung (133) aktuell nach der Wasserkraft und Photovoltaik der dritt wichtigste regenerative Energieträger bei der Stromerzeugung in Baden-Württemberg. Gemäß IEKK soll die Stromerzeugung aus Biomasse bis 2020 auf 4,9 TWh/a ausgebaut werden (43). Wie in der ersten Studie schon gezeigt, weist Biomasse einige Besonderheiten im Vergleich zu anderen Energieträgern auf, was einerseits die Nutzung von Biomasse zur Stromerzeugung umso interessanter macht, andererseits aber auch Konfliktpotenzial aufwirft und eine Abschätzung des zur Verfügung stehenden Potenzials deutlich erschwert:

- Biomasse kann grundsätzlich nachfrageorientiert eingesetzt werden, was sie von Photovoltaik und Windkraft unterscheidet. Dadurch können Biomasseanlagen flexibel gesteuert werden, was sie besonders für ein intelligentes EE-durchdrungenes Stromsystem interessant macht.
- Mit Biomasse als Rohstoff ist Kaskadennutzung möglich. Dabei kann derselbe Rohstoff (beispielsweise Holz) nach (mehrfacher) stofflicher Nutzung (etwa in Möbeln) zur energetischen Verwertung (beispielsweise Stromerzeugung) genutzt werden. Dieses Nutzungsverfahren steigert die Gesamteffizienz der Biomassenutzung und senkt die Treibhausgasemission (134).

- Anders als bei Photovoltaik, Windkraft, Geothermie und Wasserkraft entstehen bei der Biomasse bereits bei der Bereitstellung der Rohprodukte erhebliche Kosten (für Anbau, Verarbeitung, Transport etc.), die bei der Ermittlung der Stromgestehungskosten berücksichtigt werden müssen.
- Schließlich bestehen für Biomasse grundsätzlich verschiedene Nutzungsalternativen. Durch den Anbau von Biomasse zur energetischen Nutzung kann es zu Flächenkonkurrenz mit der Lebensmittel- und Futtermittelindustrie kommen. Aufgrund fehlender Vergleichbarkeit und vorhandener Unsicherheiten kann der Umfang jedoch nicht bestimmt werden (135). Aber auch bei der energetischen Nutzung selbst kann Biomasse in verschiedene Formen der End- bzw. Nutzenergie umgewandelt werden (Strom, Wärme, Kraftstoff) (136). Diese verschiedenen Nutzungsalternativen verursachen nicht nur Schwierigkeiten bei der Ermittlung der technischen und wirtschaftlichen Potenziale zur Stromerzeugung, sondern erweitern die Frage der gesellschaftlichen Akzeptanz noch um eine ethische Komponente.
- Durch die Erzeugung von Energieträgern entstehen für die Landwirte und Forstwirte neue Möglichkeiten für zusätzliche Wertschöpfung. Die Nutzung von Reststoffen aus Land- und Forstwirtschaft erhöht den Ertrag besonders auch in strukturschwachen Regionen (137).

Aufgrund dieser Komplexität der Biomassenutzung wird, wie bereits in der vorherigen Studie, bei der Abschätzung des Potenzials zur Stromerzeugung in Baden-Württemberg keine räumliche Analyse durchgeführt, sondern auf vorhandene Potenzialstudien zurückgegriffen. Durch den Fokus auf der Stromerzeugung werden zudem schwerpunktmäßig Biomasse(heiz)kraftwerke und Biogasanlagen betrachtet. Die Stromgewinnung aus flüssigen Bioenergieträgern wird nicht betrachtet, da zu erwarten ist, dass zukünftige Wertschöpfungsketten diese Energieträger für den Mobilitätssektor vorsehen werden.

Zur Erfassung des Potenzials von Biomasse liegen sowohl Potenzialstudien als auch Studien zu einzelnen Biomasse-Sortimenten vor. Einige dieser Arbeiten liegen dabei zeitlich noch vor der ersten Ausgabe dieser Studie und wurden zum Teil auch schon dort zitiert. Im Rahmen des Projekts „Systemanalyse biogene Gase“ (138) wurden sechs Studien ausgewertet, die sich umfassend mit den Biomassepotenzialen in Baden-Württemberg beschäftigten: (139), (140), (141), (142), (143), (144). Des Weiteren wurden neun weitere Studien mit einbezogen, die sich mit Teilaspekten der Bioenergiebereitstellung in Baden-Württemberg befassten: (145), (146), (147), (148), (149), (150), (151), (152), (153). Teil des Projekts war auch eine Neuberechnung bzw. die Erstellung eines realistischen Schätzwertes für die einzelnen Biomassepotenziale, um die Einflüsse auf die Entwicklung in den vergangenen Jahren sicherzustellen. Die Ergebnisse der Studie und damit die zurzeit aktuellste Übersicht über eine solche Bandbreite an Biomassepotenzialen sind in Tabelle 3-5 zusammengefasst.

Tabelle 3-5. Technisches und realisierbares Potenzial der Biomasse für Baden-Württemberg gemäß Literatur sowie arithmetisches Mittel (138).

Sortimente	Potenzial Biomasse gesamt aus Literatur* [PJ/a]	Arithmetisches Mittel [PJ/a]	Arithmetisches Mittel [TWh]
Energieholz aus Kurzumtriebsplantagen	5		
Getreidestroh	5 – 19		
Waldrestholz	22 – 46		
Altholz	5 – 20		
Industrie- und Sägereholz	7 – 20		
Holz- und halmgutartige Biomasse aus Landschaftspflege- und Naturschutzflächen	13 - 46		
Tierische Exkremete	6 – 14		
Überschussgrünland	5 – 12		
Energiepflanzen	6 – 40		
Organische Abfälle (Siedlung, Industrie, Gewerbe)	3 – 4		
Klärgas, Deponiegas, Klärschlamm	7		
Reststoffe aus Verarbeitung/Industrie	12		
Gesamt	91 - 240	166	45
*Quellen: (114) bis (128)			

Die zum Teil erheblichen Unterschiede in den Ergebnissen der Literaturdaten sind nicht nur auf die Erfassungszeiträume zurückzuführen, sondern auch darauf, dass es für die Berechnung von Biomassepotenzialen keine standardisierten Qualitäts- bzw. Mindestanforderungen gibt. Dadurch können Ergebnisse nur schwer studienübergreifend verglichen werden. So können einzelne Biomassen unterschiedlichen übergeordneten Gruppen zugewiesen oder der Potenzialbegriff unterschiedlich definiert werden. Außerdem können verschiedene Datengrundlagen und Szenarien zu stark schwankenden Ergebnissen führen (154). Dieser Bericht bezieht sich im Folgenden auf das Potenzial des Projekts „Systemanalyse biogene Gase“ (2013). Insgesamt ergibt sich somit ein primäres, energetisch nutzbares, technisches Potenzial in Baden-Württemberg von 45 TWh. Den größten Anteil nimmt dabei das Waldrestholz ein, gefolgt von Altholz sowie Industrie- und Sägereholz.

Eine weitere Besonderheit der Biomasse bezieht sich auf die zukünftige Entwicklung der Potenziale. Entwicklungen, wie politische und rechtliche Rahmenbedingungen, Veränderungen in der Viehhaltung, der Nachfragestruktur und der Flächennutzung, können, wie schon in der Studie von 2012 aufgeführt, die Verfügbarkeit der Potenziale in der Zukunft nach oben oder unten beeinflussen. Angesichts der Schwierigkeiten bei der Vorhersage dieser komplexen Faktoren wird weiterhin die konservative Abschätzung gemacht, dass sich das technische Potenzial bis 2020 bzw. 2030 auch innerhalb der gewählten Bandbreiten befindet, das heißt, es wird in dieser Hinsicht keine Entwicklung über die Zeit angenommen.

Eine Studie mit dem Fokus auf Biomassepotenziale von Rest- und Abfallstoffen wurde im September 2015 publiziert (155). Es wurden die bundesweiten Reststoffpotenziale analysiert. In dieser Studie wird

zwischen theoretischem Biomassereststoffpotenzial, technischem Reststoffpotenzial und genutztem technischem Biomassereststoff-Potenzial unterschieden. Diese Potenziale werden in der Studie einerseits der Herkunft (z.B. Landwirtschaft, Forstwirtschaft etc.) und andererseits der Nutzungsart (stofflich, energetisch etc.) gegenübergestellt.

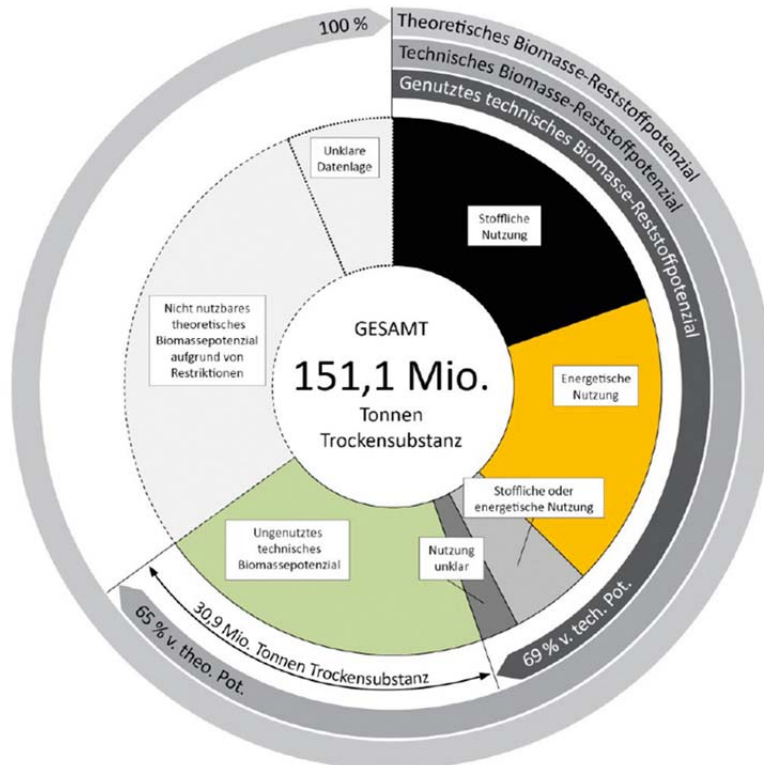


Abbildung 3-5. Biomassepotenziale von Rest- und Abfallstoffen (155).

Die Studie kommt zu folgendem Ergebnis: „Die ungenutzten Biomasse-Reststoffpotenziale betragen 30,9 Mio. t TS. Rund 95 Prozent dieses Potenzials werden von den drei Biomassekategorien Waldrestholz (ca. 38 Prozent), tierische Exkrememente (ca. 29 Prozent) und Getreidestroh (ca. 27 Prozent) bestimmt. Weitere vier Prozent kommen vom Landschaftspflegeholz. Aufgrund der in Deutschland geltenden Entsorgungs- und Verwertungspflicht (KrWG 2012) sind die ungenutzten Potenziale im Bereich Siedlungsabfälle und industrielle Reststoffe gering bzw. nicht vorhanden.“

Zur Abschätzung der Übertragbarkeit der Ergebnisse von bundesweiten Daten auf das Bundesland Baden-Württemberg ist in der folgenden Tabelle die Flächennutzung von Deutschland und Baden-Württemberg gegenübergestellt:

Tabelle 3-6. Flächennutzung von Deutschland und Baden-Württemberg, Quellen: (156), (157).

	Deutschland	Baden-Württemberg
Siedlungs- und Verkehrsfläche	14 %	14 %
Landwirtschaftsfläche	52 %	46 %
Waldfläche	30 %	38 %
Wasserfläche und andere Fläche	4 %	2 %
Fläche gesamt bezogen auf Deutschland	100 %	10 %

Da für Biomasse vielfältige Nutzungsmöglichkeiten zur Verfügung stehen, kann das zur energetischen Verwertung verfügbare Biomassepotenzial nicht ausschließlich der Stromerzeugung zugeordnet werden. Die Wärme- und Kraftstoff-Sektoren sind gleichermaßen zu betrachten, und eine Verteilung der Biomasse ist vorzunehmen. Die ermittelten primären Potenziale werden dann mit den jeweiligen Anteilen (und Anlagenwirkungsgraden) verrechnet und es ergibt sich ein Stromerzeugungspotenzial. Da seit der Erfassung der Daten in der ersten Potenzialstudie kaum neue Daten existieren, auf denen eine derartige Aufteilung auf die drei Verwertungsmöglichkeiten fundiert werden kann, wurden die Daten der alten Studie als Grundlage verwendet (158). Aufgrund einer neuen Aufteilung der Biomassesegmente wurden einige geringfügige Änderungen in eigenem Ermessen durchgeführt (Tabelle 3-7).

Tabelle 3-7. Verteilungs-Szenario der energetisch nutzbaren Biomasse auf Verwertungspfade in Baden-Württemberg (Quelle: eigene Berechnung).

Herkunft	Gruppe	Strom		Wärme [%]	Kraftstoff [%]
		Biogas-anlage [%]	Biomasse-HKW [%]		
Forstwirtschaft	Waldrest- und Energieholz	-	40	60	-
	Altholz sowie Säge- und Industrierestholz	-	70	30	-
Landwirtschaft	Energiepflanzen	30	20	-	50
	Überschussgrünland	90	-	-	-
	Reststoffe aus der Verarbeitung/Industrie	20	60	-	-
	Getreidestroh	8	50	10	12
	Tierische Exkrememente	100	-	-	-

Tabelle 3-8 zeigt typische Annahmen zu Investitionen, Wirkungsgraden und Volllaststunden von Biogasanlagen und Biomasseheizkraftwerken. Für Biogasanlagen resultieren daraus Stromgestehungskosten von 17 ct/kWh. Für das Biomasse-HKW ergeben sich 24 ct/kWh (159), (160), (161), (162).

Tabelle 3-8. Anlagenspezifische Kenngrößen

Technologie	Typ	spezif. Investitionen [Euro/kW _{el}]	elektr. Wirkungsgrad [%]	therm. Wirkungsgrad [%]	Durch. Anlagengröße [kW _{el}]	Volllaststunden [h/a]
Biogas-anlage	KWK	5.100	28 - 47	34 - 55	357	6.400
Biomasse-HKW	KWK	4.700	30	43	5.000	8.000

Für Biogasanlagen ergibt sich demnach ein Potenzial von 3,5 TWh/a und für Biomasseheizkraftwerke 4,9 TWh/a. Angesichts der Vielzahl der getroffenen Annahmen ist diese Potenzialabschätzung mit

großer Unsicherheit behaftet. Allerdings wurde beim Vorgehen tendenziell auf konservative Annahmen abgestellt, sodass eher von einer Unterschätzung auszugehen ist.

Die durchgeführte Abschätzung des Potenzials der Stromerzeugung aus Biomasse zeigt, dass die politischen Ziele von 4,9 TWh/a bis 2020 aus technischer Sicht erreichbar sind. Dabei sind für die Voraussage der Entwicklung folgende Faktoren zu berücksichtigen:

- Potenzielle Flächenkonkurrenz
- Gesellschaftliche Akzeptanz einschließlich der Forderung nach Nachhaltigkeit
- Erhöhung der Gesamteffizienz durch Kraft-Wärme-Kopplung
- Flexible Einsetzbarkeit im Lastfolgebetrieb

Exkurs: Mögliche Konsequenzen der Neufassung des EEG

Mit der Neufassung des EEG im Jahr 2014 ergeben sich zudem neue Herausforderungen für die Stromgewinnung aus Biomasse. Darin wurde die Vergütungsstruktur stark vereinfacht. So wurde zum Beispiel die einsatzstoffbezogene Vergütung abgeschafft. Dadurch ist die gesamte Vergütung stark zurückgegangen, wodurch sich auch die Zahl von neuen Anlagen stark reduziert hat. Für Anlagen, die vor dem EEG 2014 gebaut wurden, gelten weiterhin die Vergütungen und Boni aus EEG 2009 und EEG 2012. Allerdings wurde für diese Bestandsanlagen eine Höchstbemessungsleistung eingeführt. Eine Mehrproduktion bringt dann nur noch den Strombörsenpreis ein. Da die Anlagen laut EEG einen Vergütungsanspruch von 20 Jahren haben, laufen die ersten Förderungen ab dem Jahr 2021 bei den ersten Anlagen aus, wodurch ein kontinuierlicher Rückbau der installierten Leistung zu erwarten ist. Durch die Änderung des EEG wird der Neubau von Anlagen wirtschaftlich unattraktiver.

Abbildung 3-6 und Abbildung 3-7 zeigen die Entwicklung der installierten Leistung ohne Zubau von Neuanlagen bis zum Jahr 2034 (163).

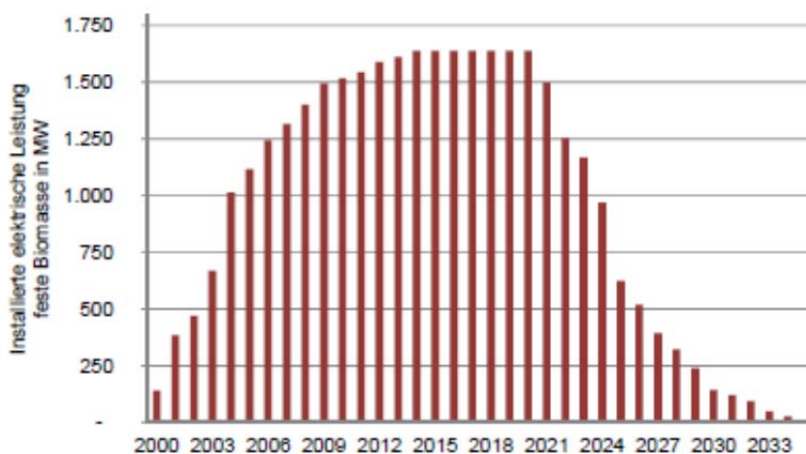


Abbildung 3-6. Entwicklung der installierten elektrischen Leistung von Anlagen zur Verstromung fester Biomasse bei Stilllegung der Anlagen nach Auslaufen des Förderzeitraumes (163).

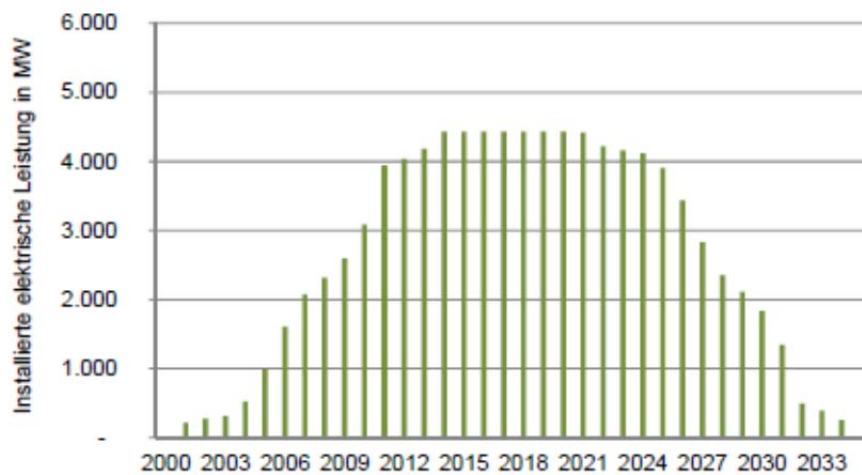


Abbildung 3-7. Entwicklung der installierten elektrischen Anlagenleistung von Biogasanlagen bei Stilllegung der Anlagen nach Auslaufen des Förderzeitraumes (163).

Durch das große Rohstoffpotenzial, das unter Umständen auch noch erweitert werden könnte (Mikroalgen, ungenutzte Flächen wie Böschungen etc. bepflanzen usw.), steht dem Land auch ein großes Stromgestehungspotenzial zur Verfügung. Die Aufgabe der Zukunft ist, den Anteil von Strom aus Biomasse durch Forschung und Entwicklung zu steigern und dazu neue Technologien der zweiten Generation einzusetzen.

3.2.5 Geothermie

Die im Untergrund verfügbare gespeicherte thermische Energie wird als Geothermie bezeichnet. Diese lässt sich energetisch nutzen, entweder direkt als Wärme oder durch Konversion in elektrischen Strom. Man unterscheidet zwischen der oberflächennahen Geothermie, in der einzelne Gebäude in Verbindung mit Wärmepumpen beheizt bzw. gekühlt werden, und der Tiefengeothermie, die für eine Wärme- oder kombinierte Wärme-Strom-Versorgung genutzt werden kann (Abbildung 3-8). Aktuell werden in Deutschland 20 GJ pro Jahr an geothermischer Wärme genutzt und eine Kapazität von 27 MW ist an das Stromnetz angeschlossen (Tabelle 3-9). Ein Vergleich der Zahlen mit anderen Ländern Mitteleuropas zeigt besonders im Wärmemarkt ein riesiges Ausbaupotenzial. Im Vordergrund der folgenden Betrachtungen steht die Tiefengeothermie zur großflächigen Stromerzeugung und Wärmenutzung über Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). Sie besitzt als heimischer erneuerbarer Energieträger die Vorteile der Grundlastfähigkeit und der nachhaltigen Verfügbarkeit. Sie ermöglicht eine regelbare Strom- und Wärmeversorgung und kann durch Wechsel der Versorgungskette flexibel auf Lastschwankungen reagieren. Dadurch ist die Geothermie eine sinnvolle Ergänzung zur volatilen Energieeinspeisung anderer Erneuerbarer Energien. Der geringe Platzbedarf im Vergleich zu anderen konventionellen wie regenerativen Energieumwandlungstechniken erlaubt prinzipiell auch eine Nutzung in unmittelbarer Nähe zu Siedlungsgebieten.

Potenzial allgemein und Potenzial in Deutschland

Geothermie besitzt das Potenzial, einen beträchtlichen Beitrag zur Deckung des gesamten Energiebedarfs in Deutschland zu leisten. Aktuelle Potenzialabschätzungen kommen zum Schluss, dass - entsprechende Investitionen vorausgesetzt - etwa zehn Prozent der aktuellen deutschen Bruttostromerzeugung oder fünf Prozent des deutschen Primärenergieverbrauchs durch Geothermie gedeckt werden könnten. Bisher werden hauptsächlich Heißwasseraquifere in sedimentärem Gestein zur Stromerzeugung und Wärmegewinnung genutzt, da in diesen Schichten eine natürliche hydraulische Wegsamkeit gegeben ist, die eine natürliche Wasserzirkulation im Untergrund ermöglicht. In Abhängigkeit von der geförderten Temperatur der Thermalwässer müssen für eine wirtschaftliche Stromproduktion Zirkulationsraten von über 50 L/s zwischen den Bohrungen erreicht werden. Diese Fließraten sind unter natürlichen Bedingungen europaweit nur in einzelnen Regionen und Schichten zu erreichen, beispielsweise im Dogger des Pariser Beckens (max. 90°C), in den tertiären Sandstein-Schichten der ungarischen Tiefebene und im Oberen Malm in der Bayrischen Molasse (140°C). Zur wirtschaftlichen Betreibung der Anlagen sind in den meisten Fällen sogenannte Stimulationsmaßnahmen notwendig, wobei in den häufig genutzten karbonatischen Reservoirgesteinen umweltverträglich konzentrierte Säuren, wie Salzsäure, eingesetzt werden können. Für das Gesamtpotenzial der Geothermie spielen diese Sedimentgesteine allerdings nur eine untergeordnete Rolle (164). Der überwiegende Teil des Potenzials der tiefen Geothermie in Deutschland befindet sich dagegen in kristallinen Gesteinen oder geologisch-tektonischen Störungszonen. In der Regel ist eine Fokussierung auf Regionen mit Kluft- oder Störungszonen und mit ausreichend hohen Untergrundtemperaturen aus rein wirtschaftlichen Gründen sinnvoll.

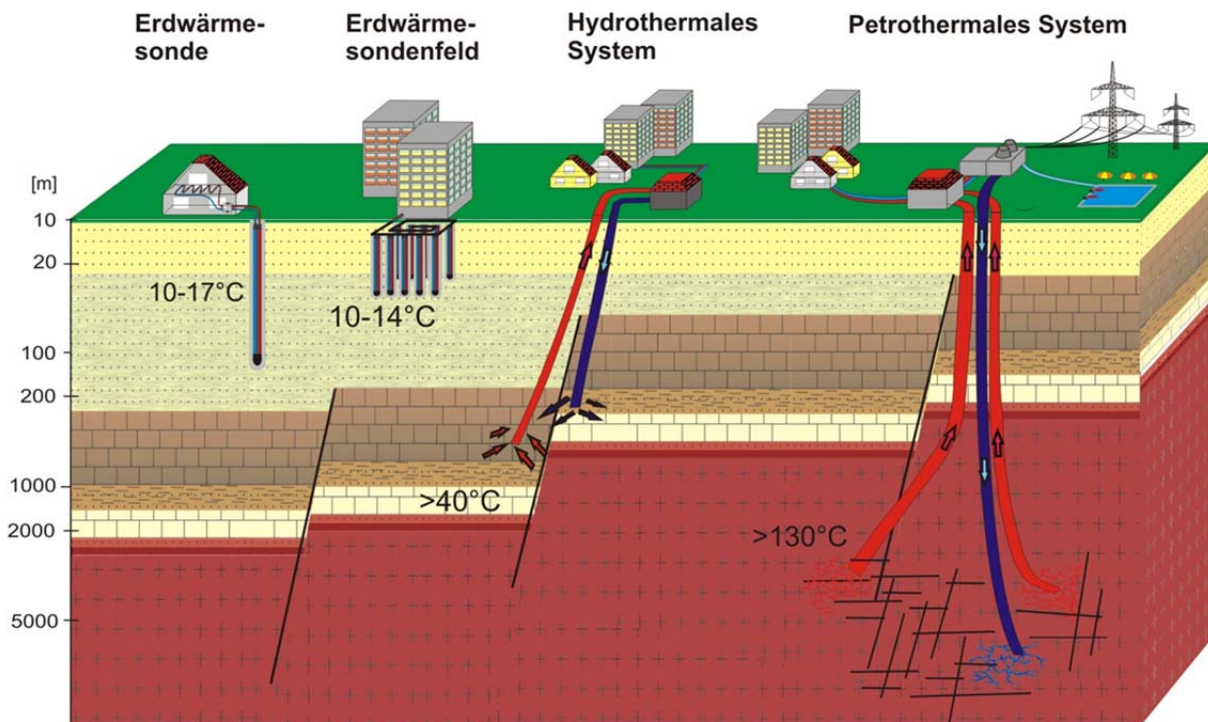


Abbildung 3-8. Nutzungsmöglichkeiten der Geothermie in Deutschland. Die Erdwärmesonden-Anlagen werden mit Wärmepumpen betrieben und nutzen die Wärme in oberflächennahen Schichten. Die Tiefengeothermie nutzt dagegen Schichten ab 500 Meter Tiefe entweder in Sedimentgesteinen (Hydrothermal) oder im kristallinen Grundgebirge (Petrothermal). Die Verbreitung der Tiefengeothermie-Anlagen ist in Deutschland regional verschieden, sie konzentrieren sich stark in Süddeutschland.

Tabelle 3-9. Geothermiekraftwerke zur Stromproduktion in Deutschland (Angaben aus Weber et al. 2015 (165)).

Kraftwerk	In Betrieb seit	Status	Install. Kapazität [MWe]	Kapazität im Bau [MWe]	Stromproduktion 2013 [GWh/yr]
Bruchsal	2009		0.55		1.2
Dürrnhaar	2012		5.5		
Insheim	2012		4.3		14.22
Kirchstockach	2013		5.5		
Landau	2007		3.0		13.24
Sauerlach	2013		5.0		
Unterhaching	2009		3.36		6.87
Brühl				5.5	
Kirchweidach				6.7	
Taufkirchen				4.3	
Total			27.2	16.5	35.5

Zur Erschließung dieses großen Potenzials im Kristallin lässt sich nach heutigem Stand das Konzept der sogenannten EGS-Technologie (Enhanced Geothermal System) optimal einsetzen. Dieses sieht eine Stimulation der bestehenden Fließwege zwischen den Bohrungen und der bohrlochnahen Bereiche vor. Mittlerweile ist der Begriff des EGS-Konzeptes auf fast alle Geothermie-Projekte erweitert, die

Stimulationsmaßnahmen zur Erhöhung der Reservoir-Eigenschaften benötigen. Diese **EGS-Technologie** wird daher auch als Engineered Geothermal System bezeichnet. Die geothermischen Systeme werden entsprechend dem Reservoirtyp als hydrothermal (Heißwasseraquifere im Sedimentgestein) oder petrothermal (Nutzung des Hartgesteins wie Kristallin) charakterisiert. Der Begriff „**hydrothermal**“ ist eng mit der konventionellen Geothermie-Nutzung in sedimentären Aquiferen verbunden; der Begriff „**petrothermal**“ ist an das frühere HDR-Konzept (Hot Dry Rock) angelehnt. Dieses sah vor, die natürliche Erdwärme durch mindestens zwei Bohrungen (Dublektonen) in künstlich stimulierten Zirkulationssystemen im tiefen, kristallinen Gestein zu nutzen, um die nach dem damaligen Stand der Kraftwerkstechnik zur Stromproduktion notwendigen, 200°C heißen thermischen Fluide aus dem Untergrund zu fördern. Mangels entsprechender hydraulischer Eignung (geringe Durchlässigkeit der Gesteinsformationen) wurde dieses Konzept mit dem Ende des Los Alamos Projektes (New Mexico/USA) in den früheren 1990er-Jahren eingestellt. Gerade im Oberrheingraben ist meist keine klare Unterscheidung zwischen hydrothermalen und petrothermalen EGS-Systemen möglich, wenn beispielsweise der Buntsandstein und das Top Kristallin als gemeinsames Reservoir erschlossen werden. Die EGS-Technologie stellt den aktuellen Stand der Geothermie-Entwicklung in Nieder-Enthalpie Regionen wie in Deutschland dar.

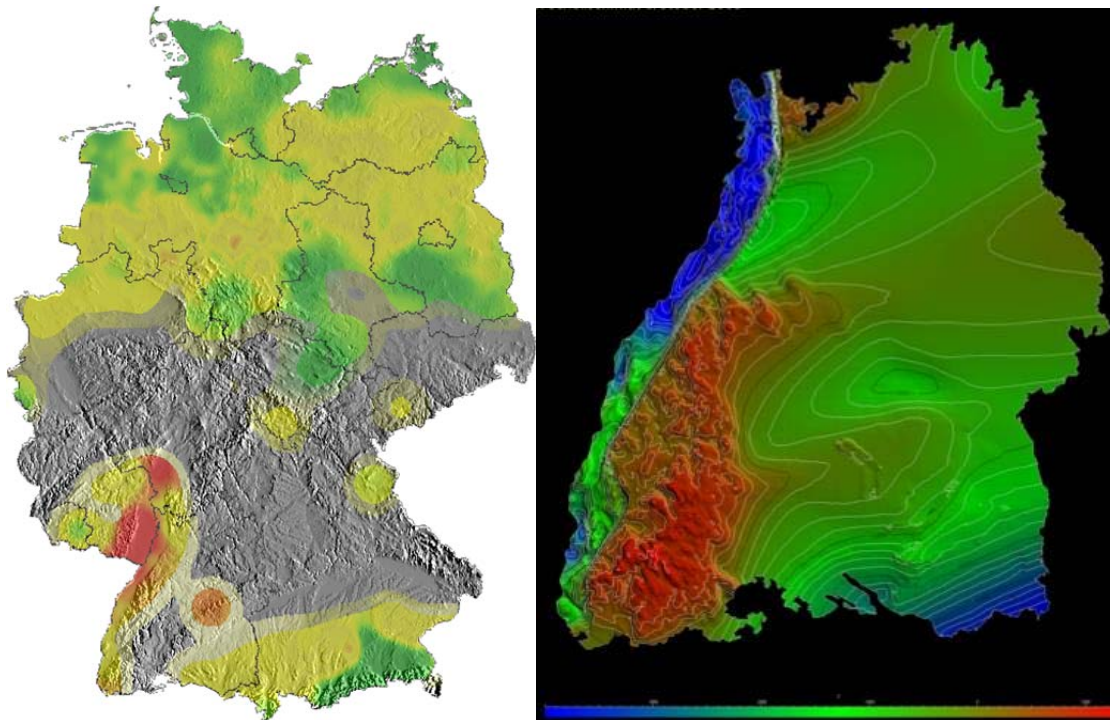


Tabella 3-10. Temperaturverteilung in 2000 Meter Tiefe in Deutschland mit der Wärmeanomalie im Oberrheingraben (links) und Tiefenlage des Kristallin in Baden Württemberg (rechts).

Überblick Baden-Württemberg

In Baden-Württemberg gibt es eine bis in die Römerzeit zurückgehende Nutzung der Geothermie. Historische Thermalbäder am Oberrheingraben (Baden-Baden, Badenweiler und andere) wurden durch weitere im 20. Jahrhundert entstandene jüngere Anlagen ergänzt. Schwerpunkt der jetzigen Thermalbäder ist der Oberrheingraben, der nördliche Rand der Schwäbischen Alb und die Molasse nördlich des Bodensees. Aktuell werden über 50 Brunnen in Baden Württemberg für Balneologie genutzt.

Hingegen ist die oberflächennahe Geothermie für Heizzwecke in Baden Württemberg eine relativ junge Nutzung. Allerdings sind hier große Schadensfälle bekannt geworden, deren Ursachen sich jedoch eingrenzen lassen und die sich durch verbesserte Qualitätssicherung hätten vermeiden lassen (166). Zu erwähnen ist besonders die Hebung in der Stadt Staufen, die zu mehreren Millionen Euro Schaden geführt hat und deren Ursache vermutlich eine durch die Bohrungen erzeugte Verbindung eines Anhydrid-Horizontes mit einer wasserführenden Schicht im Untergrund war. Die neuen Leitlinien zum Bau von Erdwärmesonden in Baden-Württemberg gehen auf die Problematik wasserführender Horizonte im Speziellen ein.

Im Bereich der tiefen Geothermie herrschen in Baden-Württemberg durch die geologischen Gegebenheiten des Oberrheingrabens als langgestreckte tektonische Dehnungszone (Riftsystem) ideale Voraussetzungen für die Nutzung tiefer Geothermie. Die Dehnungs- und Verschiebungstektonik dieses Grabensystems führte zu ausgedehnten Störungen und einem dichten Kluftnetzwerk sowie hohen vertikalen Versatzraten potentieller geothermischer Reservoirgesteine. Diese Bedingungen begünstigen entscheidend die Fluidzirkulation in großer Tiefe. Konvektionszellen, die aufgrund der hohen Durchlässigkeit im kristallinen Grundgebirge und tiefliegenden Sedimenten entstehen, verursachen im Oberrheingraben Wärmeflussanomalien von mehr als 150mW/m^2 und Temperaturgradienten bis zu 110°C/km . Diese Gebiete weisen das größte Potenzial für die Nutzung geothermischer Energie aus einer Tiefe zwischen vier und sechs Kilometern auf. Ähnliche Anomalien wurden auf der Schweizer Seite des Hochrheingebiets gemessen (167). Wesentlich für eine Nutzung ist bei heutigem Stand der Technik die Erbohrung von existierenden Kluft- oder Störungszonen. Dies stellt ideale Bedingungen für eine geothermische Stromproduktion dar. Derzeit gibt es im Oberrheingraben drei Kraftwerke mit einer elektrischen Gesamtleistung von ca. 10 MW.

Erfahrung durch EGS

Aufgrund seines großen Potenzials zur Abdeckung von flexibler Grundlast ist für die Weiterentwicklung dieser EGS-Systeme im kristallinen Bereich der Einsatz von hydraulischen Stimulationen unabdingbar. So zeigen z.B. Signorelli und Kohl (2006) (168) am Beispiel einer Zusammenstellung von Daten der NAGRA aus der Schweiz, dass nur sehr wenige Standorte eine ausreichende natürliche Leitfähigkeit im Untergrund aufweisen, die für eine Wirtschaftlichkeit notwendig sind. In dem Bereich der Stimulation von kristallinen EGS-Feldern besitzt Deutschland eine sehr hohe Kompetenz. Diese erstreckt sich auf die Planung und Durchführung von chemischen und mechanischen Stimulationen wie auch auf deren wissenschaftliche Aufbereitung. Ein Beispiel sind die weltweit einzigartigen Langzeiterfahrungen in dem ehemaligen EU-Projekt Soultz-sous-Forêts im Elsass. Abbildung 3-9 zeigt exemplarisch die aktuelle Lernkurve für die Bohrung GPK2 im fünf Kilometer tiefen Reservoir: Eine anfängliche Ergiebigkeit von unter $1\text{ L s}^{-1}\text{MPa}^{-1}$ wurde durch hydraulische Stimulationsmaßnahmen mit Injektions- und Zirkulationsvolumen von $> 20.000\text{m}^3$ zunächst auf über $10\text{ L s}^{-1}\text{MPa}^{-1}$ gesteigert. Weitere hydraulische Langzeit-Zirkulation mit den Nachbarbohrungen führte zu einer weiteren Erhöhung von über $20\text{ L s}^{-1}\text{MPa}^{-1}$. Zur standortunabhängigen routinemäßigen Erzeugung von Rissystemen in verschiedenen Geothermie-Feldern besteht jedoch noch Forschungsbedarf.

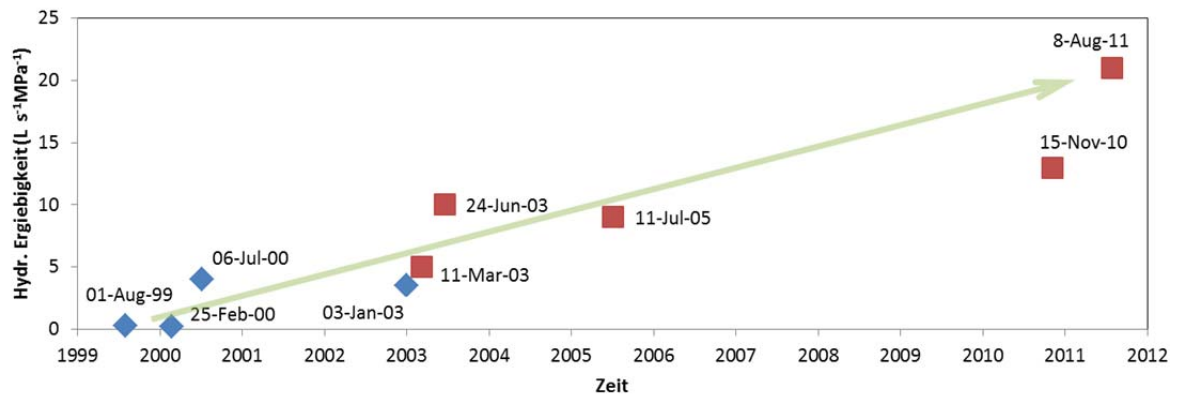


Abbildung 3-9. Steigerung der hydraulischen Ergiebigkeit der GPK2 Bohrung in Soultz-sous-Forêts von 1999 bis 2012 (blau – Einzelbohr-Tests, rot - Zirkulation, modifiziert nach Schill, 2015 (169)).

Die Erfahrung zeigt, dass bei einer sorgsamten Planung, Erfassung der seismischen Daten und dem Ergreifen von entsprechenden Maßnahmen das Auftreten von Erdbeben minimiert werden kann. Die am Oberrhein aufgetretenen Erdbeben sind häufig auf eine zu starke Druckbelastung der Injektionsbohrungen zurückzuführen. In Soultz konnte durch geeignete Maßnahmen die Seismizität während der Produktion nahezu verhindert werden.

Abschließend lässt sich feststellen, dass in Baden-Württemberg ein sehr hohes geothermisches Potenzial vorhanden ist. Diese sich ebenfalls jenseits der Landesgrenzen erstreckenden geothermischen Ressourcen werden dort weiter erschlossen. Es ist zu hoffen, dass die in der Öffentlichkeit geführte Darstellung zur Geothermie zukünftig wissenschaftsbasiert und neutral geführt wird, um auch der Entwicklung hierzulande eine bessere Perspektive zu geben.

3.2.6 Wasserkraft

Das Potenzial der Wasserkraft in Baden-Württemberg wurde bereits in der Vorgängerstudie (1) ermittelt. Das technische Potenzial wurde dort mit 5,5 bis 6 TWh/a angegeben, was über dem Ziel der Landesregierung von 5 TWh/a liegt. Gegenüber 2010 wurde ein weiterer Ausbau der Wasserkraft vor allem durch das Rheinkraftwerk Iffezheim angegeben, das inzwischen fertiggestellt ist. Wegen der bereits hohen energetischen Nutzung von Rhein und Neckar in Baden-Württemberg und der geringen Akzeptanz von weiteren Speicherkraftwerken, z.B. im Schwarzwald, kann in der vorliegenden Studie kein weiteres Potenzial der Wasserkraft in Baden-Württemberg genannt werden.

3.3 Potenzial der Kraft-Wärme-Kopplung

Die Potenziale der Kraft-Wärme-Kopplung wurden im Rahmen einer Studie des Zentrums für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) und des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR) im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg untersucht. Unter dem Titel „Landeskonzept Kraft-Wärme-Kopplung Baden-Württemberg“ sind die bisherige Entwicklung der KWK, die Rahmenbedingungen, die Struktur und Akteure der KWK, die Hemmnisse sowie die Rolle der KWK im zukünftigen Strom- und Wärmemarkt zusammengefasst. Die im Rahmen dieser Studie aufgegriffenen Fragestellungen sind weitgehend deckungsgleich mit dem Kapitel der KWK-Potenziale und sind zeitnah ermittelt, daher wird im Folgenden auf die Studie zurückgegriffen und werden einige der Kernaussagen zitiert (Zitat siehe unten):

Besonders das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) bildet den gesetzlichen Rahmen für das Entwicklungspotenzial der KWK. Die mit der Novellierung 2014 eingeführte Belastung des Eigenverbrauchs wird Auswirkungen auf den Neuzubau von KWK-Anlagen haben. „Besonders KWK-Anlagen in der Objektversorgung sind auf den Eigenverbrauch von Wärme und Strom ausgelegt. Die Belastung des Eigenverbrauchs wird in diesem Segment die Wirtschaftlichkeit von Neuanlagen deutlich beeinträchtigen [...]“. Eine weitere Neuerung des EEG von 2014 ist die Streichung der Einsatzstoffvergütungsklassen für Neuanlagen im Bereich der Biomasse. „Diese Regelung wird zu einem weitgehenden Ausbaustopp des Neubaus von Biogasanlagen führen“.

Im Kapitel der Hemmnisse analysiert die Studie unterschiedliche Ebenen, unter anderem die Erlöse an der Strombörse, die für den wirtschaftlichen Betrieb in der Regel von hoher Bedeutung sind. „Bei den Börsenstrompreisen ist seit einiger Zeit ein deutlicher Abwärtstrend zu verzeichnen, welcher neben den steigenden Stromnetzeinspeisungen aus Erneuerbaren Energien (Merit-Order-Effekt) vor allem auf die niedrigen CO₂-Preise im Rahmen des EU-Emissionshandels zurückzuführen ist. Durch den Preisverfall bei den CO₂-Zertifikaten können treibhausgasintensive Erzeugung wie Braun- und Steinkohlekraftwerke Strom zu niedrigen Grenzkosten erzeugen und entsprechend günstig an der Börse vermarkten. Der klimaschonende Effekt der KWK wird derzeit also an der Strombörse nicht honoriert.“ Weitere in der Studie genannte Hemmnisse sind unter anderen eine mangelnde Planungssicherheit sowie hohe Komplexität und Informationsdefizite.

Die Frage der Rolle der KWK im zukünftigen Strom- und Wärmemarkt wird gemäß der zitierten Studie durch die unterschiedliche Größe und Betriebsweise bestimmt. Daneben ist die Einbindung in Wärmenetze bzw. der Betrieb als Inselfösung zu berücksichtigen. Industrielle KWK-Anlagen gestalten ihre Prozesse auf der Grundlage ihrer spezifischen Betriebsweise und dem Wärme- bzw. Strombedarf. Eine generelle Aussage über die Tragfähigkeit der jeweiligen Geschäftsmodelle ist aufgrund der unterschiedlichen Betriebsweise nicht möglich; hierauf geht die Studie detaillierter ein. Gerade im Hinblick auf die Versorgungssicherheit bezüglich der Stromversorgung wird immer wieder auf den Beitrag und auf den Ausbau der KWK hingewiesen. Die Studie des ZSW und des DLR zieht an dieser Stelle den Schluss: „Gerade in der Phase 2018 bis 2022, aber auch schon vorher kann die Errichtung von KWK-Anlagen in Baden-Württemberg – neben anderen Maßnahmen zur Ausweitung der Lastausgleichsoptionen wie Lastmanagement und Speichern – zum Ausbau der regelbaren Kraftwerksleistung beitragen.“ Zahlreiche Faktoren wirken auf die Flexibilitätsoptionen – beispielsweise die Bereitstellung von Regelleistung zur Frequenzhaltung im Übertragungsnetz – und können damit die Rolle der künftigen KWK beeinflussen.

Eine kürzlich veröffentlichte Studie unter der Leitung der PROGNOSE AG beschreibt eine Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung sowie eine Evaluierung des KWKG im Jahr 2014 (170). Die Studie unterscheidet zwischen einer betriebswirtschaftlichen Rentabilität aus Sicht eines Unternehmens, das ein BHKW zur eigenen Strom- und Wärmeversorgung installiert und dazu einen KWKG Zuschlag laut KWKG 2012 erhält und die (reduzierte) EEG-Umlage für eigengenutzten Strom zahlt, und einer Kosten-Nutzen-Analyse aus volkswirtschaftlicher Sicht ohne Berücksichtigung von Steuern, Abgaben und Umlagen.

Betrachtet wurden u.a. BHKWs mit 50 kW, 500 kW und 2 MWe elektrischer Leistung, die mit Erdgas betrieben werden. Es wurde unterstellt, dass das BHKW nur bei Wärmebedarf betrieben wird, so dass Erlöse aus der Wärmebereitstellung gegengerechnet werden konnten. Da pro kWh elektrische Leistung rund eine kWh thermische Leistung abgegeben werden kann, wäre bei der weiteren Nutzung des BHKW über die Heizperiode hinaus allein zur Stromerzeugung noch ein fehlender Erlös von rund 3 ct/kWh zu addieren. Je nach Nutzung des BHKW (in Volllaststunden pro Jahr) und Anlagengröße ergaben sich aus betriebswirtschaftlicher Sicht unterschiedliche Stromgestehungskosten, wie in Abbildung 3-10 aufgeführt. Ein BHKW mit 500 kW elektrischer Leistung kann demnach während einer Heizperiode von 2.000 Volllaststunden Strom zur eigenen Verwendung für 13,7 ct/kWh herstellen. Ob dies rentabel ist, richtet sich nach den Strombezugskosten des Unternehmens. Beispielhaft wurden 3 verschiedene Stromtarife mit horizontalen, gestrichelten Linien in das Diagramm eingetragen. Da mit zunehmendem Wärmebedarf in der Regel die Unternehmensgröße steigt und die Strombezugskosten sinken, liegt die Mindestbetriebszeit zur Rentabilität jeweils im Bereich von 2000 bis 3000 Volllaststunden pro Jahr.

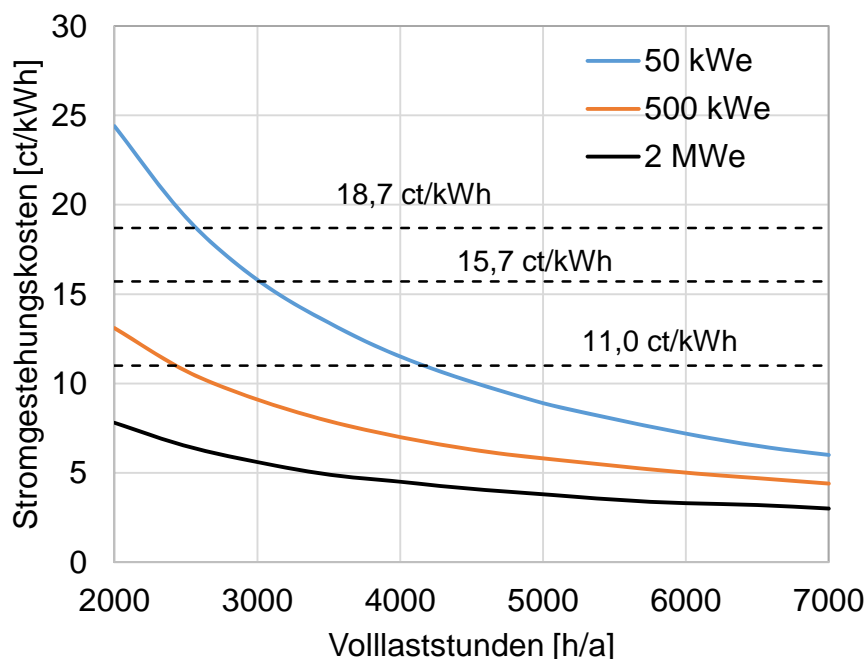


Abbildung 3-10. Stromgestehungskosten eines BHKWs aus betriebswirtschaftlicher Sicht (170).

Das BHKW ist aus betriebswirtschaftlicher Sicht vor allem dann wirtschaftlich, wenn die Abwärme nicht nur zur Heizung während der Winterperiode sondern auch als Prozesswärme das ganze Jahr über verwendet werden kann. Eine Nutzung über die Heizperiode hinaus kann trotz der höheren Stromgestehungskosten auf Grund der höheren Nutzungsdauer durchaus wirtschaftlich sein.

Ein weiterer Vorteil ergibt sich aus betriebswirtschaftlicher Sicht, wenn ohnehin eine Notstromversorgung bereitgestellt werden muss, etwa in einem Krankenhaus. Statt ausschließlich Kosten zu verursachen, trägt eine solche eigene Stromversorgung sogar noch zur Reduzierung der Stromkosten bei.

Wird der erzeugte Strom nicht selbst genutzt, sondern an der Strombörse verkauft, ist die volkswirtschaftliche Sicht sinnvoller. In Abbildung 3-11 wurden zur Berechnung alle Steuern, Abgaben und Umlagen weggelassen. Die Stromgestehungskosten sind dann zwar billiger, aber der Strom kann dennoch bei den niedrigen Marktpreisen von ca. 4 ct/kWh derzeit nicht wirtschaftlich vermarktet werden.

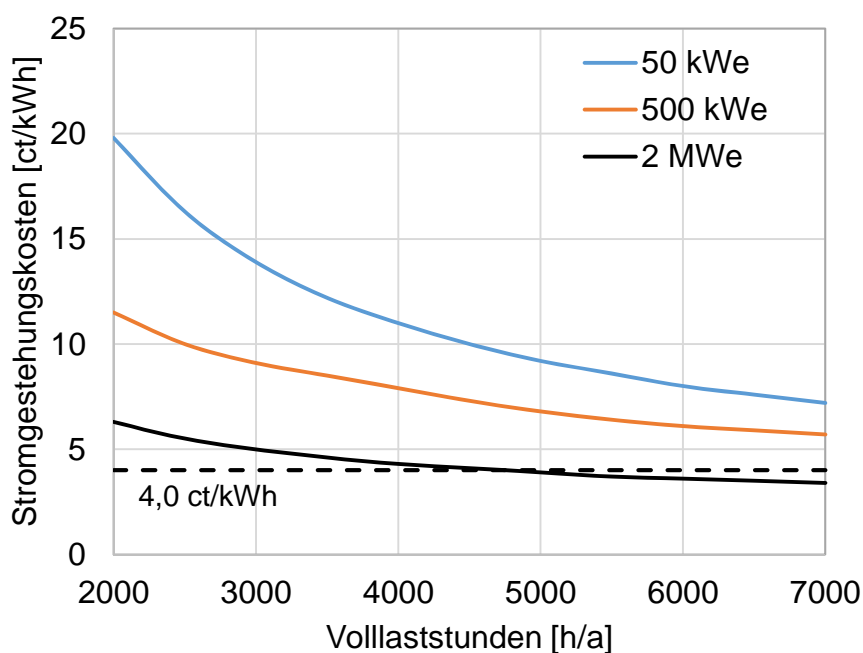


Abbildung 3-11. Stromgestehungskosten eines BHKWs aus volkswirtschaftlicher Sicht (170).

Die Studie kommt daher zu dem Schluss, dass ein BHKW zur eigenen Nutzung des erzeugten Stroms durchaus wirtschaftlich sein kann, zur allgemeinen Stromversorgung dagegen heute kaum beitragen wird, zumindest solange der Strompreis an der Strombörse derart niedrig ist. Für private Haushalte rät die Studie von einem BHKW ab.

3.4 Potenzial des Lastmanagements

3.4.1 Übersicht

Neben den längerfristigen Effekten von Energieeffizienzmaßnahmen auf den Stromverbrauch sind auch die Potenziale für die kurzfristige Anpassung der Stromnachfrage von Interesse. Im Vordergrund stehen dabei Reaktionen der Endverbraucher (Haushalte, Industrie, Gewerbe, zukünftig auch Verkehr) auf Preissignale. Solche Maßnahmen werden unter den Begriffen Lastmanagement bzw. Demand Side Management (DSM) oder auch Demand Response (DR) zusammengefasst. Ein effektives Demand Side Management würde die kurzfristige Preiselastizität⁹ der Stromnachfrage erhöhen. Voraussetzung dafür sind allerdings intelligente Mess-, Informations- und Abrechnungsmethoden beim Endverbraucher, z. B. mithilfe von Smart Metering, sowie die Möglichkeit der automatisierten Steuerung von Geräten beim Endverbraucher (Dezentrales Energiemanagementsystem, vgl. (171)).

Das Ziel von Demand Side Management ist eine Veränderung der sogenannten Residuallast durch Lastverschiebung bzw. Lastreduktion. Ersteres würde die verbrauchte Strommenge über den gesamten Zeitraum nicht verringern, allerdings zu Spitzenzeiten die Last reduzieren, welche später nachgeholt werden könnte. Dabei nimmt Demand Side Management praktisch die Funktion eines Speichers ein. Lastreduktion dagegen bewirkt auch einen insgesamt geringeren Strombedarf, beispielsweise durch Verzicht oder Erhöhung der Effizienz.

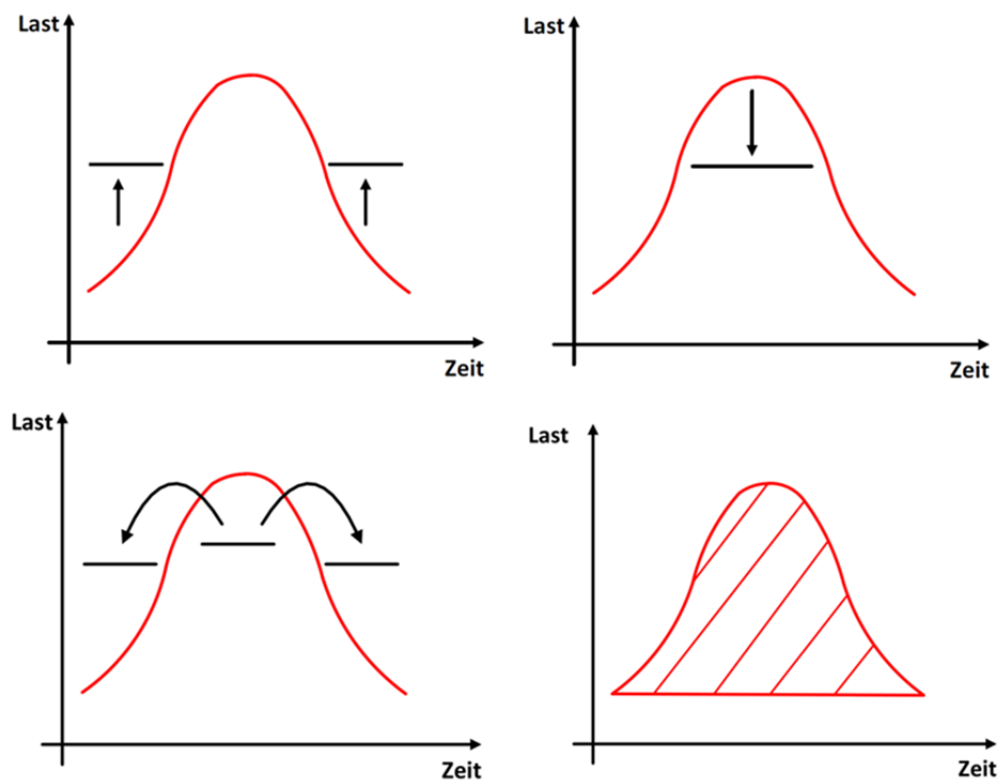


Abbildung 3-12. Links oben: Valley Filling, rechts oben Peak Shaping (angelehnt an (172)); links unten: Lastverschiebung, rechts unten: flexible Lastführung (angelehnt an (172)).

⁹ Darunter ist im Allgemeinen die relative bzw. prozentuale Änderung der Nachfrage bei einer relativen bzw. prozentualen Preisänderung zu verstehen.

Für Demand Side Management bestehen verschiedene Einsatz- bzw. Vermarktungsmöglichkeiten. Auf dem Spotmarkt könnte durch intelligentes Nachfragemanagement eine Reduzierung der Höchstlast (Peak Shaving) sowie eine Glättung des Verlaufs der Residuallast (Valley Filling) erreicht werden, wie in (172) beschrieben (vgl. Abbildung 3-12 oben). Das Ziel dabei sollte nach (Bellarmine 2000 (172)) eine Kombination der Verfahren sein, die damit zu einer Flexibilisierung des Verbrauchs und der dezentralen Erzeugung führen. Zum einen wäre hier die Lastverschiebung zu nennen oder eine (automatisierte) flexible Lastführung, wie aus Abbildung 3-12 (unten) zu entnehmen. Weiterhin könnte Demand Side Management positive und negative Regelleistung bereitstellen, um Schwankungen bei der Stromerzeugung bzw. -nachfrage kurzfristig auszugleichen.

Besonders mit zunehmender Einspeisung volatiler Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien könnte Demand Side Management als alternative „virtuelle Speicherlösung“ sowie als Ersatz konventioneller Erzeugungsleistung besonders in Zeiten hoher Spitzenlasten an Bedeutung gewinnen. Außerdem wird beim DSM zukünftig aufgrund des Paradigmenwechsels von „nachfrageorientierter Erzeugung“ zu „erzeugungsorientierter Nachfrage“ weniger die Reduktion von Spitzenlast im Vordergrund stehen sondern die Minimierung der Abweichungen zwischen Erzeugung und Nachfrage. Besonders kann dies bei hoher Stromproduktion den Bedarf an zusätzlicher Last bedeuten, also das Gegenteil von „Peak Shaving“.

3.4.2 Evaluierung des Lastverschiebepotenzials im Haushaltsbereich

3.4.2.1 Lineare zeitabhängige Tarife

Die ersten Versuche mit linearen zeitabhängigen Tarifen wurden in Deutschland von 1989 bis 1991 in den Städten Saarbrücken und Freiburg durchgeführt (173). Bei diesen Tarifen unterscheidet sich der Preis für den Strom in verschiedenen Zeitzonen, ist innerhalb einer Zone aber konstant. Die hohen Preisstufen wurden auf die Werkstage begrenzt.

Am Tarifversuch im Saarland nahmen fünf Stromversorger und über 1.500 Haushalte teil, von denen 300 ein Energie-Spar-Management-System (SESAM) bekamen, das den Lastgang über 100 Tage aufzeichnete. Bei den Nutzern von SESAM verringerte sich der monatliche Durchschnittsverbrauch in der Spitzenlastzeit (werktags von 9 bis 13 Uhr) um 13 Prozent, bei den anderen Nutzern um acht Prozent. Da insgesamt keine Stromeinsparung festgestellt werden konnte, kann daraus geschlossen werden, dass der Verbrauch in die Niedriglastzeiten verlagert wurde. Dabei hatten Haushalte mit zwei und mehr Personen mit einem Verbrauchsniveau von über 4.000 kWh pro Jahr den größten Anteil an der Spitzenlastreduzierung.

Der Tarifversuch in Freiburg, bei dem zusätzlich mit saisonalen Komponenten gearbeitet wurde, hatte mit 150 Teilnehmern einen deutlich geringeren Umfang. Die Einführung des linearen zeitabhängigen Tarifes in Freiburg führte zu einer Reduzierung der Spitzenlast zwischen 11:30 Uhr und 12:00 Uhr von 5,3 Prozent.

3.4.2.2 Leistungs- und zeitabhängige Tarife

Der in Freiburg parallel eingesetzte leistungs- und zeitabhängige Tarif (dynamischer Tarif) erzielte mit 6,6 Prozent eine höhere Reduzierung als der lineare zeitabhängige Tarif. Bei dynamischen Tarifen

variiert der Arbeitspreis stufenlos. Anzumerken ist, dass die Teilnehmer dieser Studie nach Lastverlagerungspotenzial und Verbrauchsgewohnheiten ausgesucht wurden, um ein möglichst hohes Verlagerungspotenzial aufzuzeigen.

Darüber hinaus gab es in Deutschland weitere Feldversuche zu dynamischen Tarifen, u.a.

- 1991 in Rheine,
- 1993 in Berlin,
- 1994–1996 in Eckernförde,
- 2009–2012 im Raum Göppingen und Freiamt,
- 2010–2012 in Mannheim.

In Rheine hatte der Tarif eine stündliche Auflösung und es wurde eine Reduktion der Spitzenlast von über 13 Prozent erzielt (174). Dies entsprach, ebenso wie in Berlin, einer Spitzenlastreduktion von 100 W pro Haushalt (175). An diesen Studien waren jedoch nur Haushalte beteiligt, die eher zu einer Umstellung des Nutzerverhaltens bereit waren.

Die rund 1.000 zufällig ausgewählten Haushalte in Eckernförde erhielten sogenannte Stromwertampeln, die den aktuellen Preisbereich und die Tendenz des Preises anzeigten. Der Preisgang hatte hier einen Ein-Minuten-Takt. Außerdem konnten mit diesem Zähler Haushaltsgeräte automatisch geschaltet werden. Die Akzeptanz für die automatische Steuerung war aber aufgrund der Angst der Kunden vor dem Betrieb der Geräte ohne Aufsicht (etwa nachts) und möglichen Geräteschäden nicht sehr hoch.

Die Simulationshochrechnung aus den gemessenen Lastdaten und durchschnittlichen Haushaltslastgängen ergab für einen Arbeitstag im Monat Mai eine Reduzierung der Spitzenlast um 18:00 Uhr um sechs Prozent. Für den Monat November errechnete sich eine Reduzierung der Gesamlastspitze um fünf Prozent. Die maximale Lastreduzierung erfolgte allerdings meist nicht direkt zur unmittelbaren Lastspitze, sondern zeitlich verschoben in deren Nähe. Es wurde messtechnisch nachgewiesen, dass die Last in Niedrigpreiszeiten verlagert wurde. Im Durchschnitt betrug die Lastreduktion pro Haushalt 60 W. Haushalte mit drei und mehr Personen haben dabei die Nutzung ihrer Haushaltsgeräte häufiger verschoben als kleinere Haushalte (173).

„E-Energy – IKT-basiertes Energiesystem der Zukunft“ war ein Förderprogramm des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi) und des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) für mehr Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit in der Stromversorgung. E-Energy steht dabei für Electronic, Efficient oder Enhanced Energy, die umfassende digitale Vernetzung sowie computerbasierte Kontrolle und Steuerung des Gesamtsystems der Energieversorgung. In sechs Modellregionen wurden in den Jahren 2008 bis 2012 Schlüsseltechnologien und Geschäftsmodelle für ein „Internet der Energie“ entwickelt und erprobt. MeRegio war eines dieser Projekte und wurde unter Beteiligung des KIT durchgeführt. Ausgewählte Ergebnisse des MeRegio-Feldtests im Raum Göppingen und Freiamt in Baden-Württemberg werden in 3.4.2.5 zusammengefasst. Im E-Energy-Projekt „Modellstadt Mannheim“ wurden Feldtests in zwei Tarifphasen mit unterschiedlichen Konfigurationen durchgeführt. Die erste Phase von Oktober 2010 bis Juli 2011 umfasste ca. 100 Haushalte, die einen statischen, zweistufigen Tarif in stündlicher Auflösung erhielten. Reaktionen auf die Preissignale erfolgten zunächst manuell. Kurz vor Ende der ersten Versuchsphase erhielten ca. 70 Haushalte die erforderliche Technik, um einen Teil ihrer Haushaltsgeräte automatisiert zu betreiben (176). In der zweiten Projektphase von März bis Oktober 2012 wurden 31-stufige, zeitvariable Preissignale an ca. 700 Testhaushalte ausgesandt. Die Tarifstufenverteilung in

stündlicher Auflösung wurde einen Tag vorher bekannt gegeben und die Reaktion darauf erfolgte bei einem Großteil der Teilnehmer manuell.

Während der Versuche wurde eine Spitzenlastreduktion aufgrund preissignalbedingter Lastverschiebungen von sechs bis acht Prozent ermittelt (177). Die gemessene Preiselastizität wurde im Durchschnitt auf -0,106 beziffert (176), zeigte jedoch deutliche Schwankungen. In Haushalten, die eine Automatisierungslösung besaßen, fiel die Preisreaktion etwas stärker aus. Aufgrund der relativ kurzen Versuchsdauern ließen sich keine Aussagen zu den Auswirkungen auf den gesamten Jahresverbrauch machen.

Die sozialwissenschaftlichen Untersuchungen zum Abschluss der Studien zeigten die hohe Akzeptanz für Lastmanagementmaßnahmen über Anreizsysteme. In Mannheim lehnten nur etwa zehn Prozent der Versuchsteilnehmer einen variablen Tarif definitiv ab. In Rheine bewerteten 77 Prozent der Teilnehmer den Versuchstarif besser als den vorherigen. In Eckernförde waren es sogar 80 Prozent. Da es sich hier nicht um freiwillige, sondern zufällig ausgewählte Teilnehmer handelte, von denen nur relativ wenige den Eckernförder Tarif ablehnten, zeigte dies noch deutlicher, dass trotz eventuellen Mehraufwands die Bereitschaft vorhanden ist, das Nutzerverhalten an einem solchen Tarif zu orientieren. Es muss jedoch beachtet werden, dass es durch Bestabrechnung in keinem Fall zu Mehrkosten gegenüber den normalen Tarifen gekommen ist. Die prinzipielle Möglichkeit von Mehrkosten würde die hohe Akzeptanz wahrscheinlich negativ beeinträchtigen.

Die im internationalen Vergleich überdurchschnittlich hohen Teilnehmerzahlen der Feldstudien in Deutschland sind unter anderem durch den Umstand begründet, dass die Energieversorgungsunternehmen Monopolisten waren und so der Kundenzugang und die Implementierung der Technik relativ einfach waren. Anreize für eine Teilnahme der Kunden wurden durch die kostenlose Bereitstellung der technischen Geräte und die Bestabrechnung geschaffen, bei der den Kunden die erzielten Einsparungen komplett zugutekommen, potenzielle Mehrkosten gegenüber dem Standardtarif aber nicht berechnet werden (178).

Die monetären Einsparungen der Tarifexperimente in den 1990er-Jahren waren für die Energieversorger kaum höher als der Aufwand für die Zähler- und Kommunikationstechnologie. Lastmanagement ließ sich für die Energieversorgungsunternehmen also selten wirtschaftlich darstellen. Mit der Liberalisierung und den daraufhin sinkenden Preisen verloren solche Konzepte weiter an Attraktivität (174). Quaschnig et al. (179) erkannten aber bereits im Jahr 1999, dass Lastmanagement für die Integration regenerativer Energien von hoher Bedeutung sein würde. Sie prognostizierten, dass neben der Reduzierung von Lastspitzen und der Erhöhung des Grundlastanteils auch der Speicherbedarf, der bei einem hohen Anteil regenerativer Energien notwendig wird, reduziert werden kann.

3.4.2.3 Dezentrales Energiemanagement in Liegenschaften

Für eine Liegenschaft wird auf der einen Seite das elektrische Demand Side Management betrachtet, jedoch ist für ein ganzheitliches Energiemanagement ebenso wichtig, auch die thermische Seite zu einzubeziehen. Dieser ganzheitliche Ansatz gewinnt besonders beim Einsatz von BHKWs an Bedeutung, da hier die thermische sowie die elektrische Seite mit betrachtet werden müssen, wie bereits in (171) beschrieben.

Der Anreiz zur Änderung oder Verschiebung des Lastverhaltens kann zum Beispiel durch ein Display erfolgen, das dem Nutzer den aktuellen und zukünftigen Verlauf der Anreizmechanismen präsentiert (vergleiche dazu die Stromampel in Abbildung 3-13). Ähnliche kommerziell verfügbare Produkte werden beispielsweise von Ambient Devices Inc (180) oder auch von Plugwise (181) angeboten. Der Nutzer muss nun selbst eine Entscheidung treffen und diese Entscheidung manuell umsetzen.



Abbildung 3-13. Stromampel (Quelle: EnBW).

Eine solche zusätzliche Anstrengung soll dem Nutzer im Zuge des autonomen Energiemanagements abgenommen werden. Zwei Hauptgründe, die dafür sprechen, sind zum einen, dass man dem Nutzer ein manuelles Energiemanagement nicht zumuten möchte, besonders, weil davon auszugehen ist, dass die Mehrheit der Bevölkerung auf Dauer nicht die Möglichkeit hat, den zeitlichen Mehraufwand zu realisieren. Ein solcher Mehraufwand könnte beispielsweise darin bestehen, regelmäßig die aktuellen zeitbasierten Tarife zu überprüfen und daraufhin Komponenten ein- oder auszuschalten, besonders, wenn es sich dabei um einen zeitvariablen Stromtarif handelt. Zum anderen ist davon auszugehen, dass selbst wenn der Nutzer diese Mühe auf sich nehmen würde, es dennoch für ihn schwierig ist, den tatsächlichen Gesamtzustand des Hauses so einzuschätzen, dass er die für seine Ziele optimalen Entscheidungen trifft. Dieser Umstand könnte z.B. daraus resultieren, dass ihm viele Vorgänge nicht konkret bewusst sind bzw. bewusst gemacht werden. Eine kontinuierliche Überwachung des Zustands des Haushalts, eine robuste Reaktion auf Situationsänderungen sowie eine Anpassung an die Ziele des Nutzers können jedoch auch ohne einen enormen zeitlichen und intellektuellen Mehraufwand realisiert werden. Im Kontext der Verbundprojekte MeRegioMobil und iZEUS (vgl. (182) und (183)) wurden im Energy smart Home Lab (vgl. (184)) am Karlsruher Institut für Technologie in einer realen Umgebung Konzepte des dezentralen Energiemanagements unter Integration von Elektromobilität im Umfeld eines Privathauses untersucht. In Kontext dieser Projekte wurde u.a. mittels feingranularer Simulationen eines intelligenten Gebäudes untersucht, inwieweit sich der Eigenstromverbrauch beim Einsatz von dezentralen Erzeugern und einem dezentralen Energiemanagementsystem verbessern lässt. Hierbei kamen als dezentrale Erzeuger ein BHKW sowie eine PV-Anlage zum Einsatz. Darüber hinaus wurde ein Fünf-Personen-Haushalt angenommen. In Abbildung 3-14 ist der Verlauf des Eigenstromverbrauchs über das Jahr für dieses Szenario dargestellt. Die Kurve „unoptimiert“ beschreibt den Zustand ohne, während die Kurve „optimiert“ den Zustand mit Energiemanagementsystem beschreibt. Dabei ist zu erkennen, dass durch den Einsatz eines Energiemanagementsystems der Eigenstromverbrauch in diesem Szenario um 30 bis 50 Prozent bzw. um mehr als zehn Prozentpunkte gesteigert werden konnte (vergleiche (171)).

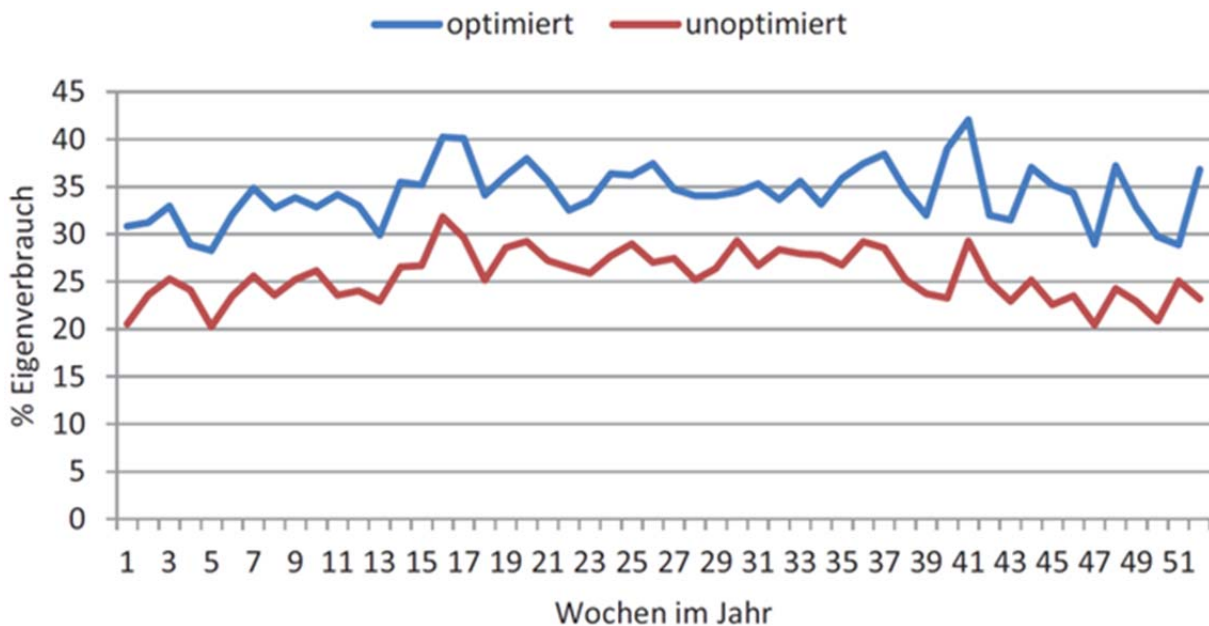


Abbildung 3-14. Erhöhung des Eigenstromverbrauchs durch Energiemanagement (Quelle: (171)).

Sowohl in privat genutzten Gebäuden als auch in Zweckbauten nimmt der Nutzer in Bezug auf das Lastmanagement eine wichtige Rolle ein. In den Projekten MeRegionMobil und iZEUS sowie auch im FZI House of Living Labs ((185)) wird das Energy Management Panel (EMP) eingesetzt (186). Das EMP stellt die interaktive Schnittstelle zwischen dem jeweiligen Gebäude-Energiemanagementsystem und dem Nutzer dar, es macht die aktuelle Energiesituation transparent für den Nutzer und erlaubt durch intuitive Schnittstellen die Spezifikation von Freiheitsgraden für den Einsatz energierelevanter Komponenten. Das EMP visualisiert dabei Energieflüsse sowie Entscheidungen des Gebäude-Energiemanagementsystems. Der Nutzer ist durch die interaktive Schnittstelle zum Energiemanagement in der Lage, die Planung der Abläufe durch das automatisierte Lastmanagement zur Laufzeit an seine aktuellen Präferenzen anzupassen. Studien in den jeweiligen Gebäuden haben gezeigt, dass das Vertrauen der Nutzer in automatisiertes Lastmanagement auf diese Weise gestärkt oder überhaupt erst erzeugt wird. Schließlich unterstützt das EMP bei der Anpassung generischer Gebäude-Energiemanagementsysteme an die jeweilige Umgebung und ermöglicht somit eine Verbreitung dieser IT-Systeme in großer Anzahl.

3.4.2.4 Zusammenfassung der Ergebnisse aus den Studien

Quaschnig et al. (179) schätzen in Anlehnung an die Befragungsergebnisse der Tarifversuche in Berlin und Eckernförde, dass im Haushaltsbereich ein Lastverlagerungspotenzial von ca. 40 Prozent besteht. Da etwa die Hälfte davon auf Speicherheizungen und Wärmepumpen entfällt, gibt es dabei große Unterschiede zwischen den warmen Sommer- und den kalten Wintermonaten. Dass die Kosteneinsparung für die Verbraucher nicht unbedingt wesentlich ist, war beim Tarifversuch in Eckernförde zu erkennen. Dieser Aspekt war nur für die Hälfte der Teilnehmer relevant. Im Zuge gestiegener Energiepreise könnte das Thema aber für eine Mehrheit der Verbraucher relevant werden.

Nabe et al. (178) sehen aufgrund der Ergebnisse der Tarifstudien auch für die heutige Zeit ein beachtliches Lastverlagerungspotenzial in Deutschland. Die bereits erzielten deutlichen Effekte der

Tarifstudien der 1990er Jahre sollten sich aufgrund der moderneren Technik, etwa der verbesserten und günstigeren Regel- und Kommunikationstechnologien, noch ausweiten lassen. Zudem haben sich die Prioritäten der Verbraucher in den letzten zwei Jahrzehnten geändert. Während der Aspekt des Energiesparens für den Verbraucher Mitte der 1990er-Jahre noch eine geringe Priorität hatte (Rehm 1999), ergab eine Studie von IBM aus dem Jahr 2006, dass der Anteil der Haushalte, denen Energiesparen wichtig war, nur vom Anteil derer übertroffen wurde, die den Sicherheitsgedanken der Lastmanagementanwendungen in den Vordergrund stellten (187).

Der Aktionsplan Lastmanagement im Auftrag der Agora Energiewende (188) postuliert, dass sich durch die Teilnahme flexibler Verbraucher am Strommarkt der optimale Leistungs- und Erzeugungsmix verändert. Dadurch sollen zudem die Kosten des Stromversorgungssystems sinken und somit auch eine Änderungswirkung auf den Strompreis mit sich führen. So sollen flexible Verbraucher mit entsprechenden Preissignalen mit zur Vollkostendeckung anderer Technologien beitragen.

Mit dem weiteren Ausbau Erneuerbarer Energien sieht der Aktionsplan Lastmanagement, dass die Lastflexibilität zunehmend an Bedeutung gewinnt und vermehrt Optionen aufseiten flexibler Verbraucher genutzt werden. Besonders wird dabei die Möglichkeit der Kostenreduktion im Versorgungssystem mit zunehmender Durchdringung von Erneuerbaren Energien herausgestrichen.

Über den Marktaspekt hinaus wird in (188) die Möglichkeit der Bereitstellung von Regelleistung durch den Einsatz flexibler Lasten diskutiert. Diese Maßnahmen können innerhalb eines Bilanzkreises den Ausgleichsenergiemechanismus stärken und damit wertvolle Anreize für flexible Lasten schaffen. Konzepte für den bestmöglichen Einsatz flexibler Lasten mit einem hohen Grad an Selbstorganisation wurden unter anderem in (189) (190) vorgestellt.

3.4.2.5 Ergebnisse aus dem Forschungsprojekt MeRegio

Im Folgenden werden ausgewählte Ergebnisse des KIT aus dem Verbundprojekt MeRegio (Aufbruch zu Minimum Emission Regions) als Teil der E-Energy-Projektfamilie zusammengefasst. Diese Ergebnisse wurden (191) entnommen.

Im Rahmen von MeRegio wurde im Zeitraum von November 2009 bis Juli 2012 ein Feldversuch in zwei Versuchsgebieten in Baden-Württemberg mit etwa 1000 Testhaushalten durchgeführt. Dabei erhielten die Testkunden dreistufige Preissignale in stündlicher Auflösung, die jeden Abend für den Folgetag bekannt gegeben wurden. Ein Viertel der Kunden reagierte mittels einer Steuerbox automatisiert auf diese Preissignale, während die restlichen Testkunden ausschließlich manuell reagierten. Zur Analyse der Testkundenreaktionen auf die Strompreissignale wurde eine Referenzkundengruppe herangezogen, welche soziodemografisch mit den Testkunden vergleichbar war.

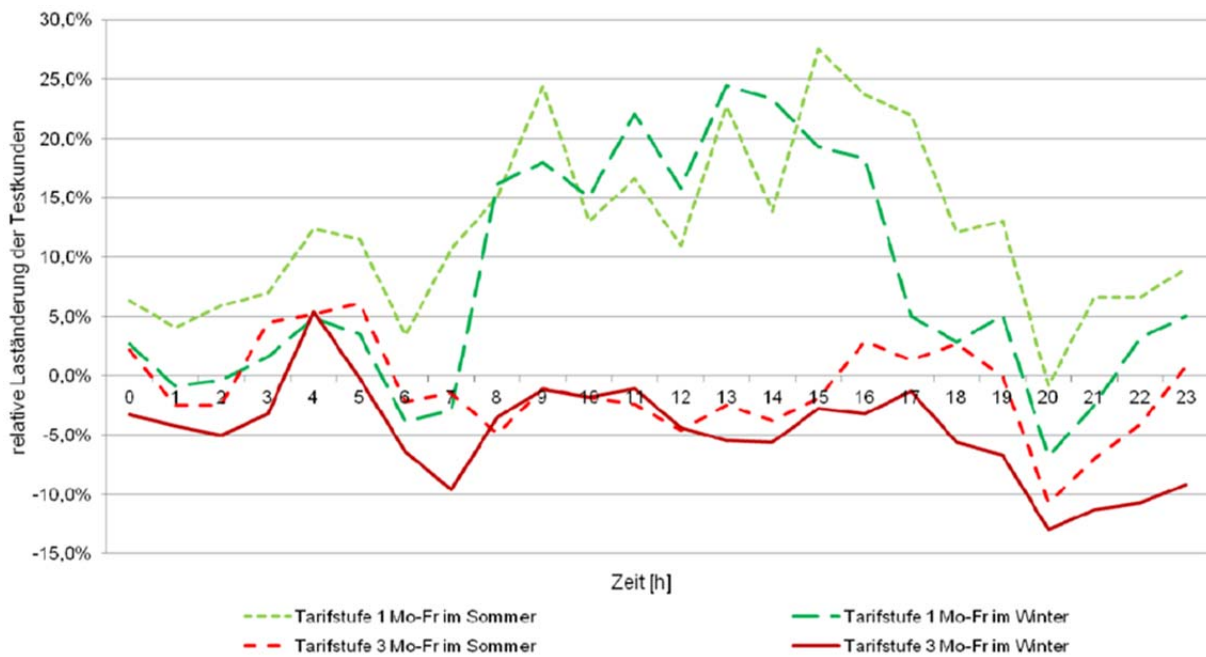


Abbildung 3-15. Relative Laständerung der Testkunden werktags außer samstags, Quelle: (191).

Die Auswertung der MeRegio-Daten ohne Berücksichtigung jahreszeitlicher und tagespezifischer Einflüsse ergab eine Senkung der Last, bezogen auf die Referenzgruppe, von durchschnittlich 5,1 Prozent in der höchsten Tarifstufe (Tarifstufe 3). In der niedrigsten Tarifstufe (Tarifstufe 1) wurde die Last hingegen um 6,1 Prozent erhöht. Die mittlere Tarifstufe führte zu einer durchschnittlichen Lastreduktion von 1,5 Prozent. Unter Zugrundelegung der drei Stunden mit den höchsten gemessenen Lasten der Referenzkunden für verschiedene Wochentage wurde eine durchschnittliche Spitzenlastreduktion von 5–6 Prozent ermittelt.

Einen Überblick über die Schwankungsbreite der relativen Laständerung der Testkunden gegenüber der Referenzgruppe an Werktagen vermittelt Abbildung 3-15. Darin sind die Laständerungen in Abhängigkeit der Tageszeit für die Tarifstufen 1 und 3 abgetragen. Diese Stufen stellten sowohl gegenüber dem Durchschnittspreis der Testkunden als auch gegenüber dem Vergleichspreis der Referenzkundengruppe eine Vergünstigung bzw. eine Verteuerung des Strombezugs dar. Es ist zu erkennen, dass das Lastverlagerungspotenzial in Abhängigkeit von Jahreszeit und Tageszeit relativ stark schwankte und eine deutliche Asymmetrie aufwies. Manche Tagesabschnitte waren besser geeignet für eine relative Lasterhöhung als für eine Lastminderung. Dies traf vor allem auf die Mittags- und Nachtstunden zu. Demgegenüber war es in den Morgen- und Abendstunden eher möglich, eine preissignalbedingte Lastminderung als eine Lasterhöhung hervorzurufen. Wie in Abbildung 3-15 zu sehen ist, wies der tageszeitabhängige Verlauf der relativen Laständerung an Wochenenden und Feiertagen eine höhere Symmetrie auf als an Werktagen. Die Linie des hochpreisigen Tarifs verläuft dabei nicht durchgehend, da diese Tarifstufe im Rahmen des Feldtests lediglich zwischen 6 Uhr und 21 Uhr Anwendung fand.

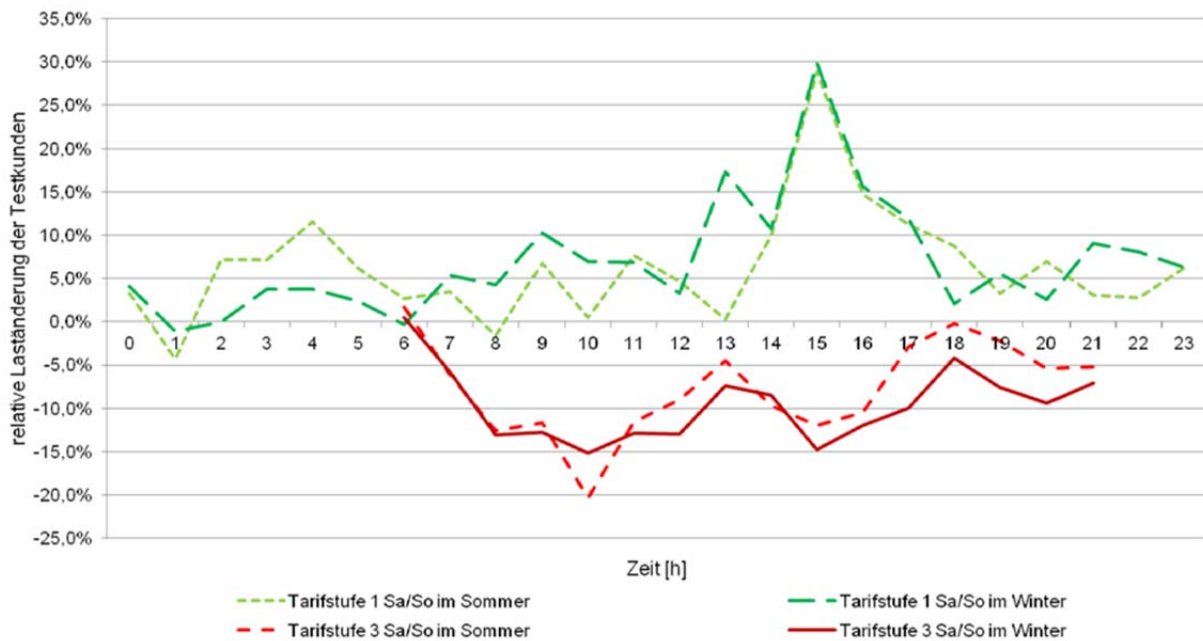


Abbildung 3-16. Relative Laständerung der Testkunden samstags, sonntags und feiertags, Quelle: (191)

Die Auswertung der MeRegio-Daten belegte, dass sich das Verbrauchsverhalten der Versuchsteilnehmer durch Preissignale beeinflussen ließ. Neben den bereits genannten Faktoren konnte auch ein Einfluss der Preissignalfolge, also der Tarifstufen der benachbarten Zeitsegmente, auf die Lastverlagerung gezeigt werden. Besonders konnten durch mindestens zweistündige niedrigpreisige Zeitsegmente stärkere Lasterhöhungen angeregt werden als durch lediglich einstündige Niedrigpreissegmente. Des Weiteren konnte kein signifikanter Einfluss der Höhe der Tarifspreizung – solange diese moderat ausfiel – auf die Lastverschiebung nachgewiesen werden.

Insgesamt wird eine Gesamtbewertung aller ausgewerteten Studien zu einer relativ großen Schwankungsbreite des Lastverschiebungspotentials in privaten Haushalten führen, insbesondere, da sich die Studienansätze nicht unmittelbar vergleichen lassen. Zwischen 5 und 20 Prozent können je nach Ausstattung mit Energiemanagement-Systemen private Haushalte Spitzenlastverschiebungen vornehmen.

3.4.3 Lastverschiebepotenzial aller Sektoren: Schwerpunkt Lastverschiebung in industriellen Prozessen

In (192) wird das Potenzial von Lastverschiebung und Energieeffizienz in kleinen und mittleren Unternehmen beschrieben. Besonders wird das Potenzial in Bezug auf einen Beitrag dieser Unternehmen für die Energiewende untersucht. Exemplarisch wurden dazu die Lastgänge folgender Unternehmenstypen analysiert:

- Werkzeugbau
- Bauunternehmen
- Stahlbau
- Elektronik
- Härterei

- Lebensmittel
- Hallenbad
- Kläranlage

Bereits heute werden in vielen Unternehmen durch die kontinuierliche Überwachung und die gezielte Koordination von Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen Stromkosten gespart, indem Lastspitzen einzelner Viertelstundenintervalle reduziert werden. Dies erfolgt manuell oder automatisiert durch geeignete Energiemanagementsysteme. In den untersuchten Unternehmen war dies noch nicht der Fall, sodass das theoretische Potenzial ermittelt werden konnte.

Zur Lastverschiebung wurden in (192) besonders die folgenden Anlagen identifiziert, die in den untersuchten Unternehmen vorhanden waren:

- Glühofen
- Wärmepumpe
- BHKW
- Photovoltaik-Anlage
- Reinwasser-/Druckluftanlage
- Salzverdampfungsanlage
- Kälteanlagen
- Vakuumanlagen
- Umwälzpumpen
- Sensibilisierung der Mitarbeiter, z.B. durch Visualisierung der Lastgänge

Thermische Prozesse (wie in Glühofen) können häufig kurzzeitig abgeschaltet werden. Dadurch können Lastverschiebepotenziale im Minutenbereich bereitgestellt werden, ohne den zugehörigen Fertigungsprozess wesentlich zu stören. Dies kann beispielsweise auch durch die Koordination der jeweiligen Fertigungsprozesse mit der Gebäudeheizung bzw. -kühlung (z.B. Wärmepumpe, BHKW, Kälteanlagen) oder mit dezentralen Stromerzeugungsanlagen (beispielsweise Photovoltaik oder BHKW) geschehen.

Durch die gezielte Koordination dieser Anlagen ist es möglich, das theoretische Lastverschiebepotenzial dieser Unternehmen verfügbar zu machen. Hochgerechnet mit der jeweiligen Anzahl der untersuchten Unternehmenstypen kommt (192) auf ein theoretisches Lastverschiebepotenzial von durchschnittlich 42 kW für kleine und mittlere Unternehmen (KMU). Dieser Wert bezieht sich auf planbare Prozesse, die um mehrere Stunden verschoben werden können. Für die spontane Lastverlagerung im Minutenbereich errechnet (192) ein theoretisches Potenzial von durchschnittlich 68,5 kW je Unternehmen.

Die Energiemanagementsysteme müssen dazu in der Lage sein, die unterschiedlichen Komplexitäten hinsichtlich des Anlagenaufbaus abzubilden. Besonders ist auch die Sensibilisierung der jeweiligen Mitarbeiter ein wesentlicher Faktor für die Nutzung von Flexibilitätpotenzialen für das Unternehmen sowie für das Stromnetz. Häufig ist ein Verständnis für größere Investitionen nur vorhanden, falls die vorhandene Technik nicht mehr ausreicht oder defekt ist. Hier können Technologien zur transparenten Darstellung der Energieflüsse sowie der Lastverschiebepotenziale einen wesentlichen Mehrwert leisten.

In (193) wird das so genannte „Demand Side Integration“ (DSI) für den industriellen Sektor in Deutschland untersucht. Hierbei ist das Potenzial für das Herunterregeln der Last mit späterem

Nachholen gemeint. Für Produktionsprozesse in der stromintensiven Industrie sowie in der sonstigen Industrie wird in (193) ein DSI-Potenzial in Höhe von 3-5 GWel beziffert und für Querschnittstechnologien (Lüftung, Klimatisierung, Kühlung, Wärmepumpen) in großen, mittelgroßen sowie kleinen Betrieben 11-14 GWel. Um dieses Lastverschiebepotenzial für die Energiewende nutzbar zu machen, sind besonders die Entwicklung geeigneter IT-Plattformen für eine effiziente Koordination sowie die Weiterentwicklung des vorhandenen Ordnungsrahmens erforderlich.

Im Rahmen der Studie „Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland“ (194) wurde das Potenzial von Industriebetrieben vier unterschiedlicher Sektoren in Süddeutschland untersucht. Die an dieser Stelle entstandenen Berechnungen zeigen, dass allein in den untersuchten Sektoren ein Potenzial für ein systemgestütztes Lastmanagement von ca. 400 bis 450 MW besteht. Die untersuchten Sektoren waren dabei Zement, Papier, Chemieindustrie sowie Elektroindustrie. Darüber hinaus wird ein zusätzliches Potenzial im Bereich der Querschnittstechnologien angeführt. Diese stellen z.B. Lüftungs- und Klimatisierungssysteme etc. dar. In Summe wird im Rahmen der Studie ein industrielles Lastmanagementpotenzial für Süddeutschland von über einem GW angegeben, wobei der durchschnittliche Verschiebungszeitraum zwischen 30 Minuten und zwei Stunden liegt.

3.4.4 Ausblick – Zusammenstellung von optimalen Demand Side Management Portfolios

Wie in Abschnitt 3.4.1 erwähnt, wird DSM besonders durch die Hinzunahme von IKT und Automationstechnologien in der alltäglichen Umsetzung nachhaltig ermöglicht. Neue Rollen wie die des Aggregators, welcher Flexibilitäten auf der Nachfrageseite bündelt und damit auf dem Energiemarkt handelbar machen kann, werden dazu beitragen, die tatsächliche Aktivierung des oben genannten Flexibilitätspotenzials voranzutreiben. In diesem Kontext stellt sich jedoch auch die Frage, welche Arten von flexiblen Lasten bzw. welche Kombination dieser Lasten die jeweils zu einem Erzeugungsmix passenden Charakteristika aufweisen.

Durch die zunehmende Verfügbarkeit von individuellen, hochaufgelösten Verbrauchsdaten kann in einem ersten Schritt eine Quantifizierung des Lastverschiebepotenzials im Haushalts- und Gewerbekundensektor erfolgen. Des Weiteren müssen Mechanismen konzipiert werden, die es den Endkunden ermöglichen, mit geringen Einstiegshürden das bei Ihnen vorhandene Flexibilitätspotenzial zu heben. Hierbei kann eine individuelle Charakterisierung und Bewertung der jeweiligen Anwendung durch die Kunden durch einfache Oberflächen und maschinelle Lernverfahren unterstützt werden. He et al. (195) unterteilen dabei die Nachfrage in drei wesentliche Lastklassen:

- nicht verschiebbare Last
- verschiebbare Last
- speicherbare Last (vergleiche Abbildung 3-17).

Hierbei handelt es sich um eine Einteilung, die auf wesentlichen Merkmalen der jeweiligen Anwendung basiert, aber im Einzelfall auch eine andere Einstufung auf Basis der individuellen Wertschätzung einer Anwendung durch den Kunden ermöglicht.

Zu den nicht-verschiebbaren Lasten, die besonders auch nicht-abschaltbar sind, gehören kritische Anwendungen wie Kommunikations- oder Sicherheitstechnologien. Hinzu kommen nicht-verschiebbare

Lasten, die abschaltbar sind (wie ggf. Beleuchtung), die jedoch mit Komforteinbußen verbunden sind. Zu den verschiebbaren Lasten gehören klassische DSM Anwendungen wie Waschmaschinen oder Trockner. Als letzte wesentliche Klasse werden speicherbare Lasten angeführt. Dies können besonders E-Fahrzeuge oder thermische Speicher sein.



Abbildung 3-17. Lastklassen und Beispiele nach (195).

Für Aggregatoren, die eine wirtschaftlich optimale Gestaltung von DSM Kundenportfolios anhand spezieller Charakteristika zum Ausgleich volatiler Erzeuger anbieten möchten, stellt die korrekte Einordnung und Nutzbarmachung des Flexibilitätspotenzials eine wichtige zukünftige Fragestellung dar. Erste Arbeiten von Gärtner et al. (196) zeigen, dass klassische verschiebbare Lasten ökonomisch nur geringe Einsparpotenziale bieten. Speicherbare Lasten, besonders größere thermische Lasten wie elektrische Warmwasserbereitung hingegen, bieten hier einen viel höheren potentiellen Nutzen. Einzelne größere Kapazitäten können für diese Lastklassen zudem einfacher in einen DSM Kundenpool technologisch integriert werden. E-Fahrzeuge haben hier ebenfalls ein hohes ökonomisches Nutzungspotenzial, da ihre Ladelast im besten Fall auch über mehrere Tage hinweg verteilt werden kann. Zudem zeigt sich, dass für Haushalts- und Gewerbekunden Erzeugungsportfolios mit einem etwas höheren Windanteil (Wind 55 Prozent, PV 45 Prozent) am besten über das Jahresmittel durch die zur Verfügung stehende Flexibilität genutzt und ausbalanciert werden können. Weitere Arbeiten müssen besonders den Wert von kurzfristig verschiebbaren Lasten besser untersuchen, sowie Tarifmodelle evaluieren, die Endkunden die richtigen Anreize geben, um ihre Last systemdienlich zu verschieben.

Zusammenfassend muss das Demand Side Management als wichtiges Instrument zur Anpassung des Verbrauchs an die aktuelle Verfügbarkeit von volatilen erneuerbaren Energiequellen weiterentwickelt werden. Zwar wird DSM insbesondere in der Industrie bereits zur Optimierung der Netzentgelte eingesetzt, aber die theoretischen Potenziale für die kurzfristige Anpassung der Stromnachfrage durch Lastverschiebung werden bisher unzureichend genutzt. Gründe hierfür sind vor allem die Rahmenbedingungen der Entgeltsystematik und die noch niedrigen Preise für die Regelenergievermarktung sowie erforderliche aber bisher wenig getätigte Investitionen in die Steuerungs- und Automatisierungstechnik. (197) So zielt beispielsweise die Verordnung über abschaltbare Lasten (AbLAV) mit einer Untergrenze von 50 MW von abschaltbaren Lasten auf große

industrielle Verbraucher. In der schon zitierten Studie der Agora Energiewende zur Ermittlung des tatsächlichen Potenzials von DSM wurden in Baden-Württemberg beispielsweise rund einhundert Unternehmen aus energieintensiven Branchen angesprochen, von denen sich 27 beteiligten. Deren gesamtes Potential verschiebbarer Lasten von 36 MW reduziert sich in diesem Beispiel auf 6 MW vermarktbarer Lastverschiebungen (194), (197). In einer Veröffentlichung des Umweltbundesamtes (198), die ausgewählte Branchen untersucht hat, wird das aus Unternehmenssicht umsetzbare soziotechnische Potenzial von Lastverzicht und Lastverschiebungen auf rund 4 Prozent der deutschen Jahreshöchstlast geschätzt. Ohne weiterführende und vertiefende neue Untersuchungen kann dieser Wert auch als Leitindikator für die baden-württembergische Wirtschaft angenommen werden und zeigt damit einen beachtlichen Ansatzpunkt für die Reduktion von Spitzenlasten. Im Hinblick auf die Hebung dieses Potenzials müssen jedoch seitens der Rahmen- und Marktbedingungen eindeutige Impulse, insbesondere Preissignale gegeben werden, um die Unternehmen und privaten Verbraucher zur Beteiligung am DSM noch stärker zu motivieren.

3.5 Exkurs Elektromobilität

Elektromobilität wird im Hinblick auf die Weiterentwicklung der Energiewirtschaft bereits mittelfristig eine wichtige Rolle übernehmen können. Zum einen steigert sie die Nachfrage nach Strom, zum anderen bietet sie Speichermöglichkeiten für Phasen des Überangebots an volatilen erneuerbarer Energien. Ebenso bedeutungsvoll ist das erforderliche Management von Ladevorgängen, insbesondere wenn sie zeitgleich zu Stoßzeiten stattfinden. Aus diesem Grund wird im vorliegenden Gutachten ein Exkurs zur Elektromobilität eingefügt, der neben der reinen energiewirtschaftlichen Betrachtung eine kurze Zusammenfassung der aktuellen Situation, den bevorstehenden Aufgaben und den Perspektiven gibt.

3.5.1 Stand der Marktentwicklung

Elektromobilität für spurungebundene Systeme und Fahrzeuge ist in den letzten Jahren in (fast) allen entwickelten und sich entwickelnden Staaten zu einem großen und ernstzunehmenden Thema geworden. Dies liegt sowohl an den erwarteten signifikanten CO₂-Emissionssteigerungen im Straßenverkehrssektor (Stichwort: Klimawandel), den zunehmenden Belastungen der Bevölkerung in urbanen Räumen, insbesondere in Mega-Cities (Stichworte: Luftverschmutzung und Lärm), als auch an der (weiterhin) starken Abhängigkeit von erdölproduzierenden Ländern (Stichwort: Versorgungssicherheit). Dabei ist das Elektrofahrzeug keine Lösung aller genannten Probleme. Die CO₂-, Luftschadstoff- und Lärmemissionen werden durch die Elektrifizierung des Antriebsstrangs nicht vollständig eliminiert. Dennoch ist trotz vieler neuer Erkenntnisse, beispielsweise im Bereich der Biokraftstoffe, eine signifikante CO₂-Emissionsminderung im Straßenverkehrssektor ohne die Elektromobilität heute kaum noch denkbar. Besonders die Nutzung von elektrischem Strom aus Erneuerbaren Energiequellen und die hohe Effizienz der Elektrofahrzeuge stellen hier einen zentralen Hebel dar. In den kommenden Jahren gewinnt die Reduktion von Schadstoff- und Lärmemissionen im motorisierten Individualverkehr zusätzlich an Bedeutung, da Experten von einem rasanten Wachstum des weltweiten Bestands an leichten Nutzfahrzeugen (inklusive PKW) ausgehen. So soll der Bestand laut (199) auf 1,6 Mrd. im Jahr 2030 wachsen, was einer Zunahme von über 65 Prozent im Vergleich zum Jahr 2015 entspräche. Weiterhin wird ein Anstieg der global zurückgelegten Fahrzeugkilometer von 14,3 Bio. im Jahr 2015 auf 21,6 Bio. im Jahr 2030 prognostiziert. Dies verschärft die Problematik zur Zielerreichung der Treibhausgasreduzierung erheblich und dürfte einen großen Einfluss auf den künftigen Erdölpreis haben.

Auf nationaler Ebene hat sich die Bundesregierung bereits im Jahr 2009 im Nationalen Entwicklungsplan Elektromobilität auf ein Ziel von 1 Mio. Elektrofahrzeugen (d. h. Plug-In-Hybrid- und batterieelektrische Fahrzeuge, ggf. mit Range-Extender) bis zum Jahr 2020 festgelegt (200). Diese Zahl wurde auch vom zweiten Bericht der Nationalen Plattform Elektromobilität bestätigt (201), jedoch im dritten Bericht relativiert (202). Nur wenn zusätzliche Maßnahmen ergriffen werden, kann Deutschland nach heutigem Stand das Ziel von einer Million Fahrzeugen erreichen. Die Nationale Plattform Elektromobilität empfiehlt daher eine Nachjustierung der Rahmenbedingungen und schlägt beispielsweise eine Sonderabschreibung für gewerbliche Nutzer, Investitionspartnerschaften zum Aufbau öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur und weitere Förderung von Forschung und Entwicklung vor.

Auch weitere europäische Regierungen haben politische Ziele für Elektrofahrzeuge festgesetzt. Über alle EU-Staaten hinweg werden 8 bis 9 Mio. Elektrofahrzeuge bis zum Jahr 2020 angestrebt, wobei die Zielsetzungen sich je nach Land stark unterscheiden. So visieren beispielsweise Frankreich 2 Mio. Elektrofahrzeuge und die Niederlande 200.000 Elektrofahrzeuge an (203). Die aktuellen

Zielerreichungsgrade unterscheiden sich jedoch zum Teil erheblich. Während in Deutschland das Erreichen des Ziels zunehmend unwahrscheinlich scheint, hat Norwegen als eines der bei Elektromobilität weltweit führenden Länder seine für das Jahr 2017 gesteckten Ziele von 50.000 Elektrofahrzeugen bereits im April 2015 erreicht (204). Insgesamt signalisiert die Menge an politischen Vorgaben ein starkes länderübergreifendes Engagement der Regierungen für die Verbreitung der Elektromobilität.

Die Marktchancen von Elektrofahrzeugen werden kontrovers diskutiert. Zunehmende Marktanteile und erwarteter technischer Fortschritt vor allem in den Bereichen Batterietechnologie und Ladeinfrastruktur (205) lassen eine weitere Marktdurchdringung für viele europäische Staaten auf lange Sicht durchaus realistisch erscheinen. Besonders im Wirtschaftsverkehr wird wegen der hohen jährlichen Fahrleistung der Fahrzeuge ein erster großer Absatzmarkt für Elektrofahrzeuge gesehen.

3.5.2 Bedeutung für den Automobilstandort Baden-Württemberg

Baden-Württemberg ist ein wichtiger Automobilstandort in Deutschland. Aufgrund der einzigartigen Konzentration von Fahrzeugherstellern, Automobilzulieferern, Forschungsinstituten und Hochschulen sind hervorragende Standortbedingungen vorzufinden. Für viele in Baden-Württemberg ansässige Unternehmen ist der Markthochlauf der Elektromobilität von Bedeutung, da unterschiedliche Wirtschaftsbereiche von den Entwicklungen tangiert werden. Neben Energieversorgern und IT-Unternehmen sind daher besonders mittelständische Automobilzulieferer und große Automobilhersteller entscheidend von dieser Weichenstellung in den kommenden Jahren betroffen. Abbildung 3-18 zeigt die regionale Verteilung der wichtigsten Zulieferer in Baden-Württemberg sowie die Technologiebereiche, in denen diese tätig sind.

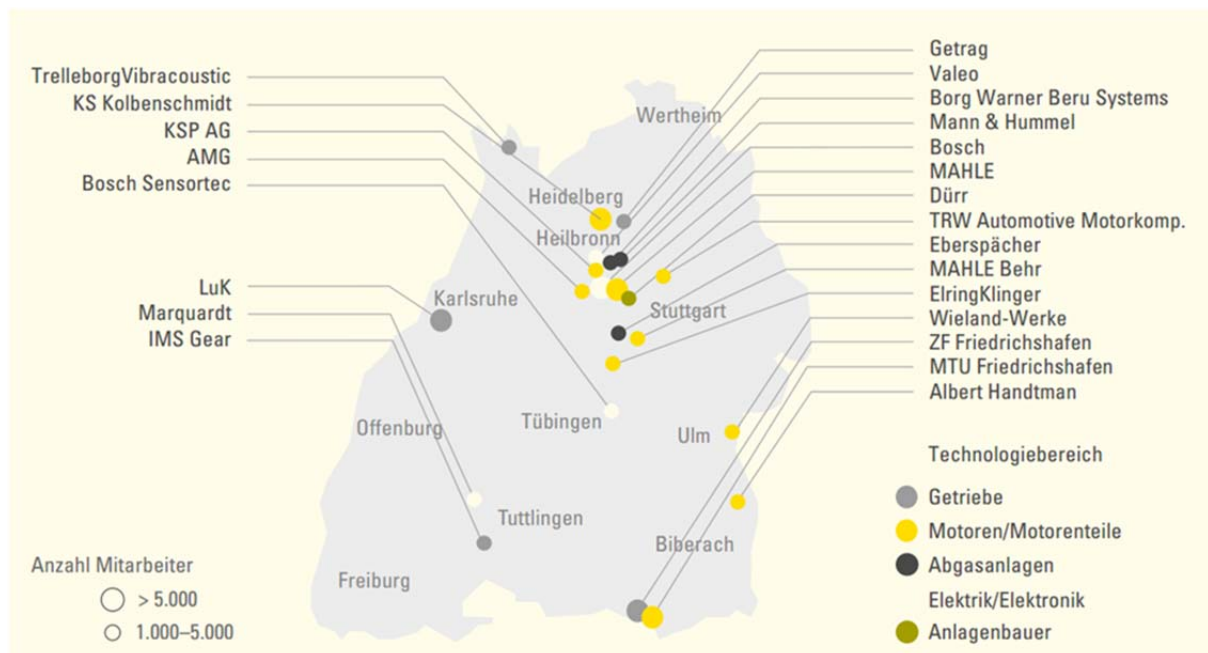


Abbildung 3-18. Landkarte von wichtigen Automobilzuliefererunternehmen in Baden-Württemberg (206)

Durch Elektromobilität ergeben sich Veränderungen bei der Wertschöpfungsarchitektur. Diese reichen von der Entwicklung und Herstellung neuer Antriebsstrangkomponenten und -systeme über die Auslegung innovativer Fertigungs- und Montageprozesse inklusive der Anlagentechnik bis zum Aufbau von Ladeinfrastruktur, Services und Aftersales. Nach der aktuellen Strukturstudie der e-mobil BW GmbH wird für das Jahr 2025 erwartet, dass bereits ein erheblicher Teil des Marktvolumens auf elektrifizierte Komponenten zurückzuführen ist (Leistungselektronik inklusive Ladegerät, elektrische Maschine, Batteriesystem, Brennstoffzellensystem). Um an der sich verändernden Wertschöpfung wesentlich Anteil zu haben, muss es den Unternehmen gelingen, in der Herstellung elektrifizierter Antriebsstrangkomponenten und Effizienztechnologien eine Spitzenposition einzunehmen. Eine hohe Wertschöpfungstiefe ist eine wichtige Grundlage für die Schaffung neuer Arbeitsplätze am Standort Baden-Württemberg. Insgesamt können in Baden-Württemberg bis zum Jahr 2025 rein im Bereich der Elektromobilität über 5.500 neue Jobs (verglichen mit dem Referenzjahr 2013) entstehen (206). Zusammen mit den zu erwartenden Zuwächsen im Bereich konventioneller Automobilkomponenten wird ein realistisches Beschäftigungsplus von etwa 18.000 prognostiziert. Abbildung 3-19 zeigt die Beschäftigungspotenziale in Baden-Württemberg.

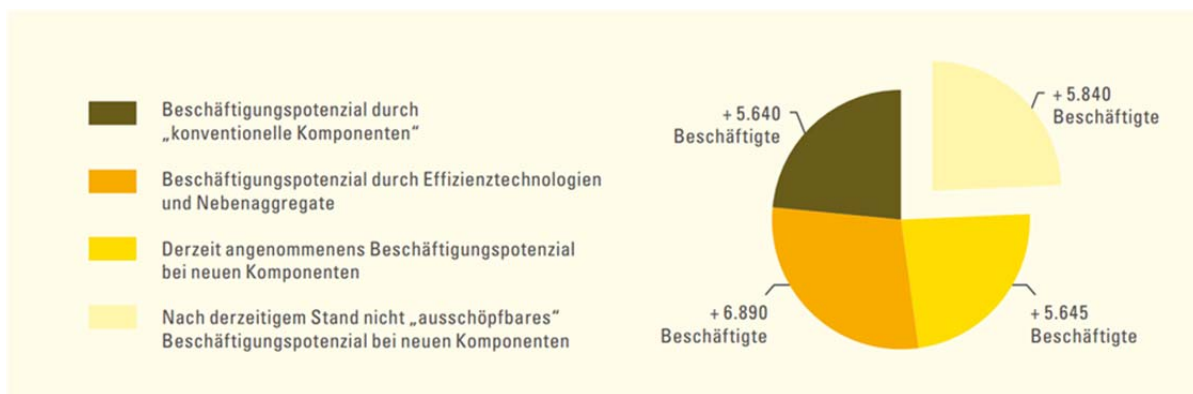


Abbildung 3-19. Beschäftigungspotenziale in Baden-Württemberg im Jahr 2025 (206).

3.5.3 Forschung in Baden-Württemberg

Die Potenziale von Elektromobilität im Wirtschaftsverkehr wurden am KIT in einer Befragung von 350 Unternehmen in Baden-Württemberg analysiert. Bei allen betrachteten Unternehmen konnte ein hohes technisches Potenzial, besonders im Kleinwagenbereich, identifiziert werden. Taxiunternehmen stellen jedoch aufgrund ihrer hohen täglichen Fahrweiten eine Ausnahme dar. Während das ökonomische Potenzial für reine Elektrofahrzeuge noch sehr begrenzt ist, können Plug-In-Hybride bereits heute in vielen Branchen wirtschaftlich eingesetzt werden. Nach dieser Umfrage steigt zusätzlich bereits ab dem Jahr 2020 der wirtschaftliche Anteil von reinen Elektrofahrzeugen erheblich – besonders in den Segmenten ambulanter Pflegedienst, Energieversorgung, Dienstleistungen und öffentliche Verwaltung.

Für private Nutzer spielen bei der Kaufentscheidung von Fahrzeugen besonders weiche Faktoren eine Rolle, sodass wirtschaftliche Faktoren in manchen Segmenten von untergeordneter Bedeutung sind (207). Dies war beispielsweise beim SUV-Trend der letzten Jahre zu beobachten. Folglich könnte ein sozialer Trend in Richtung Elektrofahrzeuge einen erheblichen Einfluss auf die künftige Penetration von Elektrofahrzeugen haben. Besonders bei Pendlern mit Zweitwagen, großen Fahrleistungen und wenigen Langstrecken sind reine batterieelektrische Fahrzeuge bereits heute wirtschaftlich. Die hohen

Investitionen werden durch die geringen variablen Kosten ausgeglichen. Die sinkenden Batteriekosten (208) und ein langfristig stärkerer Anstieg der Rohölpreise im Vergleich zu den Elektrizitätspreisen (209) werden die Wirtschaftlichkeit auf andere mögliche Einsatzbereiche für Elektromobilität ausweiten.

Die Kaufentscheidung privater Nutzer hängt auch besonders von der Technologie-Akzeptanz möglicher Käufer ab. Diese lag auch im Fokus verschiedener Forschungsprojekte am KIT (MeRegioMobil, CROME, iZeus etc.). Zur Steigerung der individuellen Akzeptanz sind mögliche Hürden durch aktive Einflussnahme zu reduzieren. Dies betrifft besonders erste Praxiserfahrungen mit Elektrofahrzeugen, Verfügbarkeit von Ladeinfrastruktur und die Einfachheit des Ladevorganges.

Derzeit ist die baden-württembergische Industrie im nationalen und teilweise auch im internationalen Vergleich gut aufgestellt. Hier ist besonders die Mitwirkung in relevanten Forschungsprojekten zukunftsweisend, da diese Projekte die Vernetzung von Industrie, Wissenschaft und Politik ermöglichen. Einige hiervon sind:

- **Schaufenster Baden-Württemberg (BMVBS):** Im **LivingLab BWe mobil** erforschen mehr als 100 Partner aus Wirtschaft, Wissenschaft und öffentlicher Hand Elektromobilität in der Praxis. Die rund 40 Projekte konzentrieren sich mit ihren Aktivitäten auf die Region Stuttgart und die Stadt Karlsruhe und sorgen auch international für eine große Sichtbarkeit. Ausgewählte Projekte innerhalb des Schaufensters sind (vgl. e-mobil BW GmbH, 2014):
 - **Geschäftsmodelle und IKT-basierte Dienstleistungen für Elektromobilität:** Untersuchung neuer Geschäftsmodelle und Einbindung des Nutzers über Schnittstellen zur Netzintegration der Elektrofahrzeuge
 - **get e-ready:** Untersuchung der Potenziale von Elektromobilität im Einsatz von Fahrzeugflotten unterschiedlicher Größe und Nutzung; Neuzulassung einer großen Elektrofahrzeugflotte in der Region Stuttgart; Erforschung einer softwarebasierte Vernetzung der Infrastruktur vor dem Hintergrund einer hohen Fahrzeugdichte in der Praxis
 - **RheinMobil:** Maximierung der jährlichen Fahrleistung von Elektrofahrzeugen im urbanen Raum in Frankreich und Deutschland durch intelligentes Flottenpooling; Entwicklung eines Flottenmanagements; Untersuchung des Kundenverhaltens
 - **Urbaner logistischer Wirtschaftsverkehr:** Untersuchung der Potenziale einer Elektrifizierung des innerstädtischen Lieferverkehrs
 - **eFleet:** Einführung elektrisch betriebener Abfertigungsgeräte am Flughafen Stuttgart
 - **Projekt Ladeinfrastruktur Stuttgart und Region:** Erforschung des Betriebs von Deutschlands größter Ladeinfrastruktur und der weltweit größten Carsharing-Flotte mit Elektrofahrzeugen
 - **Projekt InFlott – Integriertes Flottenladen:** Untersuchung des Einsatzes von Elektrofahrzeugen in Fahrzeugflotten
 - **eVerkehrsraum Stuttgart:** Erweiterung der Simulation des Verkehrsverhaltens der Stuttgarter Bewohner um Elektrofahrzeuge

- **Strategien zum Marktausbau der Elektromobilität:** Entwicklung spezifischer Marktzugangsstrategien, die regionale Besonderheiten berücksichtigen
- **Urbaner Mobilitätskomfort - Region Stuttgart:** Erstellung eines Modells, welches untersucht, inwieweit sich durch gezielte Messung und Beeinflussung des Mobilitätskomforts in der Region Stuttgart der Anteil des ÖPNV erhöhen lässt
- **E-Mobil - Energie und Umwelt Baden-Württemberg:** Untersuchung der Effekte durch Elektromobilität im Jahr 2030
- **Spitzencluster Elektromobilität Süd-West (BMBF):** Im Rahmen der Einführung und Industrialisierung neuer Technologien leistet der Cluster die langfristige Begleitung des Technologiewandels und ein volkswirtschaftliches Changemanagement. In den Innovationsfeldern Fahrzeug, Produktion, IKT und Energie werden die folgenden Projekte durchgeführt (vgl. e-mobil BW GmbH, 2015b)::
 - **DiNA:** Diagnose und Instandsetzung für Elektrofahrzeuge
 - **ELISE:** Autonome Ladeinheit und systemintegrierter Daten-Gateway für Elektrofahrzeuge
 - **GaTE:** Ganzheitliches Thermomanagement im E-Fahrzeug
 - **e-volution:** Integration innovativer Konzepte für ein effizienteres und leistungsfähigeres E-Fahrzeug
 - **AUTOPLES:** Automatisiertes Parken und Laden von E-Fahrzeug-Systemen
 - **InnoROBE:** Innovative Regenerative On-Board Energiewandler
 - **BIPoLplus:** Berührungsloses, induktives und positionstolerantes Laden
 - **Green Navigation:** Reichweitenoptimierung von E-Fahrzeugen
 - **e-Flotte:** e-Flotten- und Lademanagement
 - **leMM:** Intermodales eMobilitätsmanagement
 - **Smart Grid Integration:** Einbindung von E-Fahrzeugen in das Stromnetz
 - **IMEI:** Integrierte Mobilitäts- und Energieinfrastrukturen
 - **BIE:** Unterstützende Systeme zur besseren Integration und Akzeptanz der Elektromobilität
 - **ProBat:** Projektierung qualitätsorientierter, serienflexibler Batterieproduktionssysteme
 - **Epromo:** Erforschung eines prozessmodularen Fertigungskonzepts für die E-Motoren-Fertigung
 - **AutoSpEM:** Automatische Handhabung zur prozesssicheren und wirtschaftlichen Herstellung von Speicherbatterien für die Elektromobilität
 - **OptiFeLio:** Optimierte Design- und Produktionskonzepte für die Fertigung von Lithium-Ionen-Batteriegehäusen
 - **EFFECT360°:** Energieeffiziente und flexibel industriell herstellbare Elektrofahrzeugantriebe

- **Competence E (BMW)**: Li-Ionen Batterieforschung über die gesamte Wertschöpfungskette am KIT bis hin zu den Anwendungen. Zielt auf eine kostengünstige Herstellung und Weiterentwicklung von Batteriesystemen.
- **IILSE (BMW)**: Interoperabilität von induktiven Ladesystemen für E-Pkw. Harmonisierung von internationalen Standards in den Bereichen induktives Laden und E-Roaming

- **Abgeschlossene Projekte**
- **Modellregion-Stuttgart (BMVBS)**, mehrere praktisch ausgerichtete Schwerpunkte, wie das Elektronautenprojekt oder die E-Hybridbusse zur Integration in den bestehenden Verkehr
- **CROME (BMW, BMVBS und mehrere französische Ministerien)**, fokussierte auf den grenzüberschreitenden E-Verkehr und analysierte nationale Unterschiede der Ladeprozesse, die Nutzerakzeptanz etc.; Harmonisierung der europäischen Ladeprozesse
- **MeRegioMobil und iZEUS (BMW)**, die Verbundprojekte u. a. mit KIT, Bosch, Daimler, Opel und EnBW erforschten die Integration von Elektromobilität durch IKT ins Energiesystem durch Ladeinfrastruktur, Abrechnung und weitere Dienste. Wesentlicher Bestandteil war neben einem Flottentest die bidirektionale Integration der Batterie eines E-Fahrzeugs in ein intelligentes Haus am Beispiel des KIT Energy Smart Home Labs.
- **Projekthaus e-Drive (Phase I)** ist eine Forschungskoooperation von KIT und Daimler zur Kompetenzbündelung und Beschleunigung der Marktreife von Elektro- und Hybridfahrzeugen.

3.5.4 Integration in das intelligente Stromnetz der Zukunft

Bis zum Jahr 2050 kann der Sektor Verkehr sicherlich zu einem zentralen Stromnachfrager werden (210). Auf der kurzfristigen Strecke bis 2025 wird seine Bedeutung für den Strommarkt aufgrund der bis dahin zu erwartenden Marktanteile der elektrisch betriebenen Fahrzeuge gering bleiben. Vorteilhaft ist dabei, dass bilanztechnisch eine überwiegende bis ausschließliche Nutzung erneuerbarer Energien dabei in Anbetracht der nachgefragten Strommengen gut möglich erscheint. Diese liegen bei 1 Mio. Elektrofahrzeugen im Jahr 2020 deutlich unter 2 Prozent des gesamten Angebots an Strom aus erneuerbaren Energien. (211) Mit einer intelligent gesteuerten Ladung, die sich nach der Verfügbarkeit von erneuerbaren Energien richtet, können Elektrofahrzeuge zudem zu deren Integration beitragen.

Eine starke Verbreitung von Elektrofahrzeugen verbunden mit einer hohen Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge führt besonders in Verteilnetzen zu neuen Herausforderungen. Das Projekt „Smart Grid Integration“ aus dem Spitzencluster Elektromobilität Süd-West greift diese Thematik auf und analysiert zukünftige Netzbelastung anhand zweier beispielhafter Verteilnetze in Baden-Württemberg (212). Zur Analyse der Gleichzeitigkeit wurde in diesem Projekt ein repräsentatives Mobilitätsverhalten in ein zu erwartendes Ladeverhalten überführt. Die Ergebnisse in Abbildung 3-20 zeigen, dass bei ungesteuertem Laden abends im Durchschnitt bis zu 15 Prozent der Fahrzeuge gleichzeitig laden. An einzelnen Tagen kann die Gleichzeitigkeit auch höher ausfallen. Insgesamt führt das ungesteuerte Laden der Elektrofahrzeuge zu einer Steigerung der abendlichen Lastspitze.

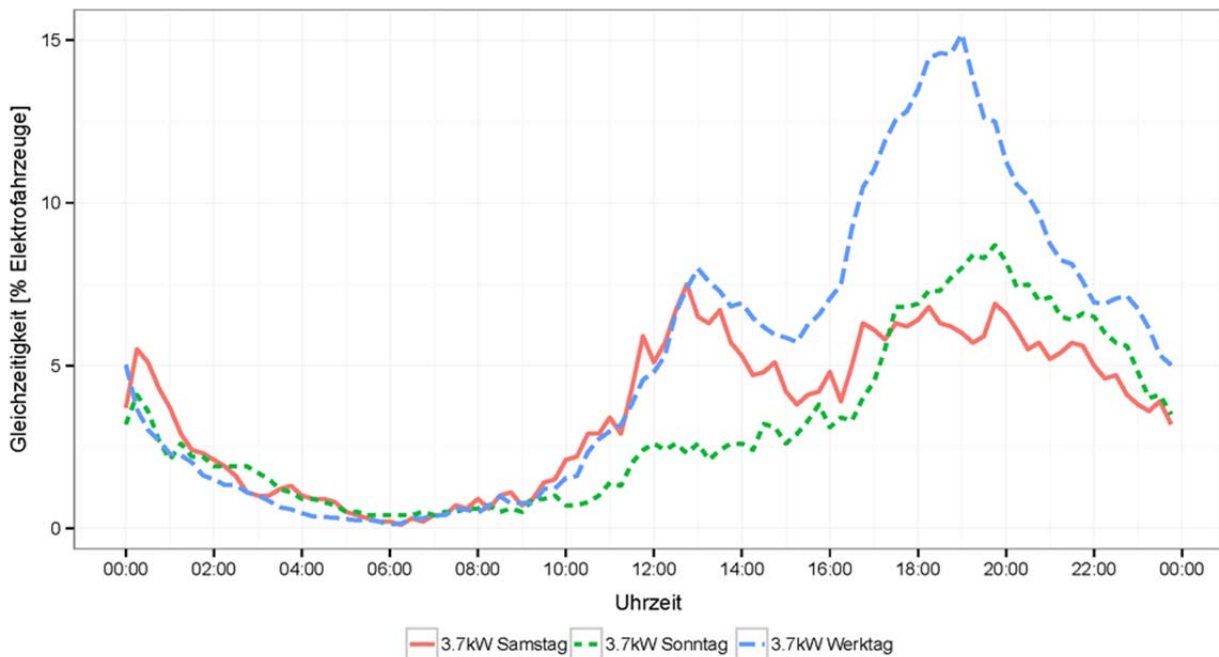


Abbildung 3-20. Gleichzeitigkeit beim Laden von Elektrofahrzeugen (Quelle: (212)).

Für den Netzbetreiber ist wichtig, dass er die Versorgung mit elektrischer Energie auch bei hohem Leistungsbedarf der angeschlossenen Verbraucher sicherstellen kann. Um dieses Ziel auch bei einer hohen Durchdringung mit Elektrofahrzeugen zu erreichen, muss er entweder die Netzkapazität ausbauen oder Verbraucher vom Netz trennen. Lastkonzentrationen aufgrund der Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen treten in einem Verteilnetz nur für kurze Zeiträume auf. Der Engpass besteht daher weniger bei der zu übertragenden Energie (kWh) sondern bei der Maximalleistung (kW). Ein Ausbau der Netzkapazitäten ausgerichtet an den vorhergesagten Maximalwerten ist jedoch volkswirtschaftlich wenig sinnvoll, wenn alternative Lösungen zur Verfügung stehen.

Eine Steuerung der Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen stellt eine Möglichkeit dar, Lastkonzentrationen zu verhindern und somit Netzengpässe zu vermeiden. Das Potenzial für Ladesteuerung ist in Abbildung 3-21 ersichtlich. Basierend auf empirischen Daten wird in dieser Abbildung das Mobilitätsverhalten dargestellt. Fahrzeuge stehen typischerweise über lange Zeiträume ungenutzt auf Parkplätzen, etwa am Arbeitsplatz oder zu Hause. Unter der Annahme, dass die Batterien der Elektrofahrzeuge sofort nach Ankunft mit einer Leistung von 11 kW vollgeladen werden, liegt die einzelne Ladedauer größtenteils sogar unter einer Viertelstunde. Auch kumuliert über einen durchschnittlichen Mobilitätstag entstehen bei dieser Ladeleistung selten Ladedauern, die eine Stunde übersteigen. Demgegenüber stehen jedoch Parkdauern von sechs bis acht Stunden am Arbeitsplatz und sechs bis achtzehn Stunden zu Hause. Aus technischer Sicht können die Ladevorgänge der Fahrzeuge folglich in einem sehr großen Zeitfenster durchgeführt werden, ohne dass der Nutzer durch die Verschiebung in seinem Mobilitätsbedarf beeinträchtigt wird. Dementsprechend kann eine intelligente Ladesteuerung das Laden der Fahrzeuge so koordinieren, dass Spitzenlastzeiten vermieden und Schwachlastzeiten oder Zeiten mit einer hohen Erzeugung aus Sonnen- und Windenergie besser

ausgenutzt werden. Die Energieverteilung und die Integration Erneuerbarer Energien können dadurch effizienter gestaltet und gleichzeitig Netzüberlastungen verhindert werden.

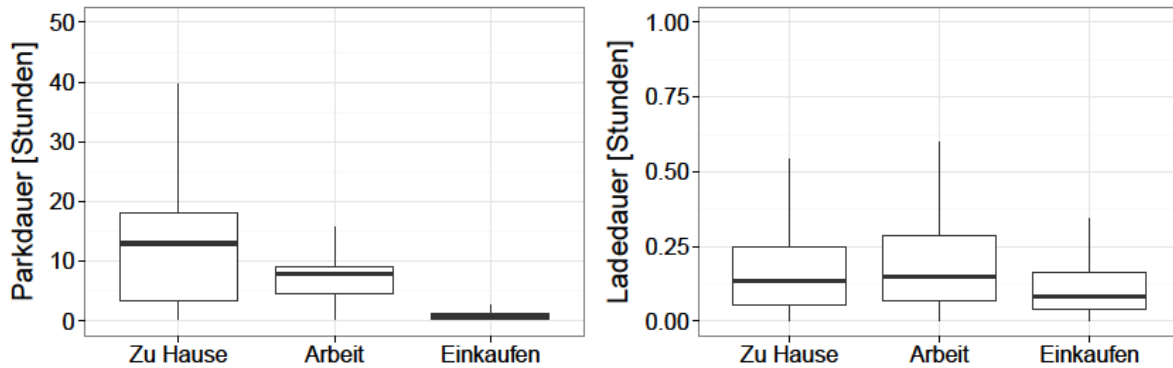


Abbildung 3-21. Park- und Ladedauer von Elektrofahrzeugen an verschiedenen Standorten (212)

Für Energieversorgungsunternehmen sind das Zusammenspiel der Energienetze mit der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien sowie die Auswirkungen des massenhaften Ladeverhaltens auf das Energiesystem von Bedeutung. Um kritische Netzzustände auszuschließen, die Stabilität der Netze sicherzustellen und im gleichen Zuge möglichst viel Energie aus erneuerbaren Quellen für das Laden nutzen zu können, sind genaue und kontinuierlich angepasste Netzzustands- und Ladebedarfsprognosen von zentraler Bedeutung. Dafür ist nicht nur eine Kommunikation zwischen den relevanten Marktakteuren, sondern auch ein angepasster regulatorischer Rahmen für die Schaffung neuer Markt- und Geschäftsmodelle notwendig.

3.5.5 Umweltauswirkungen

Die Umweltauswirkungen von Elektromobilität lassen sich in global und lokal wirksame Effekte trennen. Bereits heute sind deutliche Lärmemissionsminderungen durch Elektrofahrzeuge realisierbar. Dies gilt besonders in verkehrsberuhigten Innenstadtbereichen. Lokale Emissionen wirken direkt am Ort der Entstehung oder in der direkten Umgebung. Elektrofahrzeuge verursachen zwar lokal keine Luftschadstoffbelastung in Form von Stickoxiden (NO_x), Kohlenmonoxiden (CO) oder Schwefeldioxyden (SO_2). Die durch Fertigung und Energiebezug verursachten globalen Emissionen wirken im Gegensatz hierzu jedoch unabhängig vom Ort der Emission auf der ganzen Welt. Hierzu zählen neben Kohlendioxid (CO_2) auch Methan (NH_4) oder Fluor-Chlor-Kohlenwasserstoffe (FCKW).

Bei der Nutzung von Elektrofahrzeugen entstehen lokal geringe Mengen an Feinstaub durch Reifen- und Bremsabrieb. Weitere Luftschadstoffe werden durch Elektrofahrzeuge nicht emittiert. Besonders in Stadtzentren kann durch den Einsatz von Elektrofahrzeugen die Luftschadstoffbelastung reduziert werden. Durch eine Verschärfung der Abgasnormen bei konventionellen (Neu-)Fahrzeugen verringert sich aber dieser Vorteil der Elektrofahrzeuge (213).

Die globalen Emissionen von Elektromobilität hängen stark vom zugrundeliegenden Strommix ab. Für die Elektrifizierung einer Lieferflotte mit einem CO_2 -Ausstoß von aktuell über 200 g/km wird das CO_2 -

Minderungspotenzial beim derzeitigen deutschen Strommix auf ca. 40 Prozent geschätzt (214). Insgesamt können die direkten Treibhausgasemissionen des Verkehrssektors bei einem hohen Anteil elektrischer Fahrzeuge bis zum Jahr 2050 um über 80 Prozent reduziert werden. Voraussetzung hierfür ist jedoch ein zusätzlicher Ausbau Erneuerbarer Energien. Der zusätzliche Bedarf an Erneuerbaren Energien (EE) Kapazitäten geht bei einem hohen Anteil Elektrofahrzeuge sogar über gängige Ausbauszenarien hinaus (210). Die zeitliche Flexibilität der Ladevorgänge ist zur Nutzung der Energieerzeugung aus volatilen Quellen von entscheidender Bedeutung. Abbildung 3-22 zeigt, dass eine geeignete Steuerung die Ladelast der Elektrofahrzeuge an die Erzeugung aus Wind und Photovoltaik anpassen kann, dadurch wird besonders die direkte Nutzung der Erneuerbaren Energien gesteigert und der CO₂-Ausstoß reduziert.

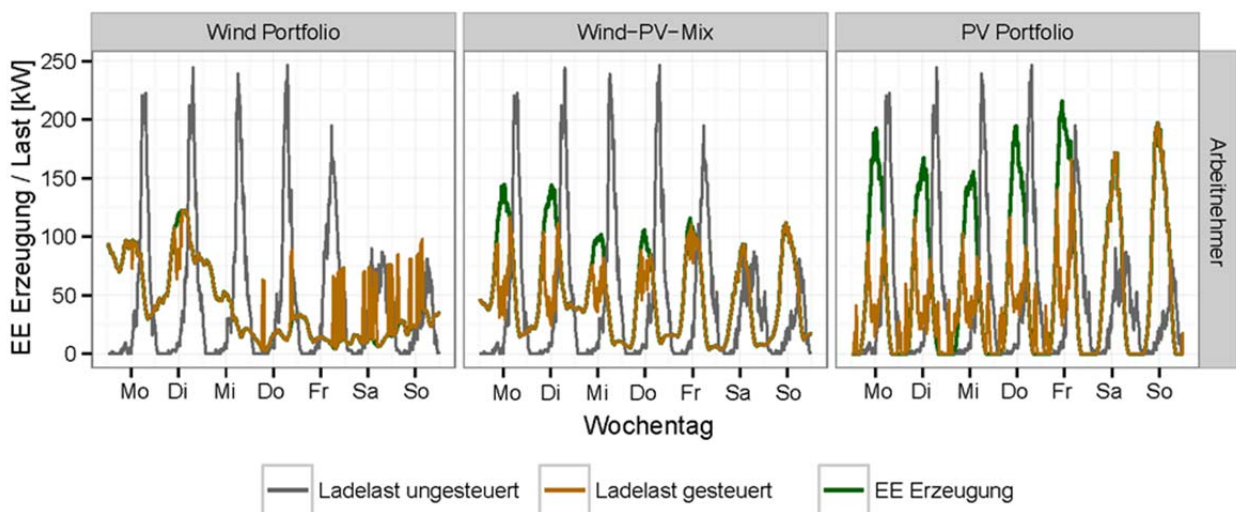


Abbildung 3-22. Ladesteuerung zur verbesserten Nutzung Erneuerbarer Energien (EE) (Quelle: Überarbeitung basierend auf Schuller et. al., 2015 (215)).

Zur Gewährleistung der Systemsicherheit wird das Energiesystem der Zukunft, gekennzeichnet durch einen hohen Anteil volatiler, Erneuerbarer Energien, weit mehr als bisher auf Informationen und deren intelligente Verknüpfung angewiesen sein. Wie dieses Kapitel verdeutlicht, wird diese Entwicklung durch die Integration von Elektrofahrzeugen und deren intelligente Einbindung an das Energiesystem nochmals verstärkt.

3.6 Schlussfolgerungen

Zur Aktualisierung dieser Studie wurde Kapitel 3 kritisch überprüft, ob und wie sich die Potenziale zum

- Ausbau Erneuerbarer Energien
- Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung
- Lastmanagement

durch zwischenzeitlich veränderte Randbedingungen und Marktentwicklungen verändert haben. Diese Analyse wurde allerdings durch die gerade während der Bearbeitungszeit in rascher Folge erfolgten politischen Entscheidungen, Gesetzesvorhaben und Regierungsentscheidungen, insbesondere auf Bundesebene, erschwert. Dies sind auch die Gründe für eine erneute sogar mehrmalige Befassung mit der Studie nach dem eigentlichen Ende der Bearbeitungszeit, d.h. nach dem ursprünglich vereinbarten Redaktionsschluss am 1. Juli 2015.

Aus den vorherigen einzelnen Betrachtungen wird jedoch ersichtlich, dass sich die Bedingungen zur Ausschöpfung der Potentiale nicht grundlegend geändert haben. Der Ausbau von Anlagen für erneuerbare Energien und KWK-Anlagen wird inzwischen stärker unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten gesehen und gefördert, der zunehmende Eigenverbrauch von selbsterzeugtem Strom spiegelt die Attraktivität dieser Nutzungsform sowohl für Industrie wie für Privathaushalte wider. Auch das Lastmanagement weist nach wie vor ein hohes Potential auf, welches jedoch stark von den Marktanreizen für verschiebbare beziehungsweise abschaltbare Lasten bestimmt wird. Da Vergütungssätze und Preise für Energieversorgungsleistungen hauptsächlich durch politische Entscheidungen gesteuert werden, sind Prognosen über die wirtschaftlichen Randbedingungen im Jahr 2025 schlichtweg nicht seriös machbar.

Zusammengefasst erscheinen die Ausbauziele der Landesregierung Baden-Württemberg bei erneuerbaren Energien bis 2020 aus technischer Sicht erreichbar. Wind und Sonnenenergie sind dabei die vorrangigen Energiequellen. Um 2020 eine Windstromproduktion von 6,4 TWh/a zu erreichen, sind allerdings Investitionen in 1000 bis 1200 große Windkraftanlagen von 2,5 bis 3 MW Leistung zu erbringen, die sich in Anbetracht der knappen EEG-Vergütung kaum rechnen. Die derzeit in Baden-Württemberg neu genehmigten rund 100 Windkraftanlagen sind im Vergleich dazu, trotz der gewaltigen Steigerung zur Anzahl bestehenden Anlagen, ein bescheidener Anfang. Ein weiteres Problem ist die hohe Volatilität der Windkraft im Binnenland, wo in der Regel der Wind nach Sonnenuntergang einschläft. Es erscheint daher wirtschaftlich sinnvoller, in Offshore-Windkraftanlagen in Nord- und Ostsee oder im ertragreichen norddeutschen Flachland onshore zu investieren. Solche Investitionen können bilanziell im Windenergie-Ausbau Baden-Württembergs berücksichtigt werden, wenn es sich beispielsweise um baden-württembergische Investitionen handelt. Über solche Kapitalverknüpfungen kann derzeit keine verlässliche Aussage getroffen werden, da es sich auch um privatwirtschaftliches Engagement handelt. Eine genauere Aussage, ob das tatsächliche Potenzial an Windkraft und die Ausbauziele der Landesregierung kompatibel sind, wird von solchen Systemgrenzen und deren allgemeiner Akzeptanz bestimmt.

Das technische Potenzial von Photovoltaikanlagen ist weit höher als das Ausbauziel von 7 TWh/a, in 2020, sofern sämtliche geeignete Dachflächen, Fassadenflächen und zugelassene Freiflächen in BW genutzt werden. Dieses Potenzial wird bisher nur zum Bruchteil genutzt. Ein weiterer Anstieg der Nachfrage wird erwartet, sobald PV-Anlagen mit Batteriespeichern wirtschaftlich werden, sich also sogar

ohne Subventionen rechnen. Im Privathaushalt stehen die heute angebotenen PV-Anlagen mit Batteriespeicher im Vergleich zu 25 ct/kWh Strombezugskosten bereits an der Grenze zur Wirtschaftlichkeit. Mit steigenden Strompreisen wird daher zusätzlich mit einer marktwirtschaftlichen Entwicklung des PV-Ausbaus gerechnet, etwa als Tagesspeicher oder Wochenspeicher im Sommer. 2014 wurde bereits ein sprunghafter Anstieg des Anteils von PV-Anlagen mit Batterie auf 3,3 Prozent beobachtet. Ein weiterer Anreiz für solche PV-Anlagen mit Batteriespeicher ist eine unterbrechungsfreie Stromversorgung im Fall unzuverlässiger Netze. Wegen der geringeren Strombezugskosten bei größeren Abnehmern sind PV-Anlagen mit Batteriespeicher für Unternehmen dagegen vorerst noch nicht rentabel.

Das Ausbauziel der Biomasseverstromung von 4,9 TWh/a in BW in 2020 erscheint in Anbetracht der bereits vorhandenen Stromproduktion von 4 TWh/a in 2014 zwar unproblematisch. Die Stromgestehungskosten von 17 ct/kWh von Biogasanlagen und von 24 ct/kWh von Biomasse-Heizkraftwerken, die sich auf Grund hoher Betriebskosten kaum senken lassen, sind nach Auslaufen der EEG Förderung allerdings nicht mehr finanzierbar, so dass nach 2020 bis 2025 mit einem deutlichen Rückgang der Biomasseverstromung zu rechnen ist.

Wegen hoher Investitionskosten und geringer Akzeptanz geothermischer Kraftwerke in BW wird in den nächsten 10 Jahren noch wenig Bedeutung der Geothermie für die Stromproduktion erwartet. Allerdings sollte das Potenzial der Geothermie für die direkte Nutzung als Wärmeenergie in Zukunft nicht übersehen werden.

Die Kraft-Wärme-Kopplung ist derzeit eine wirtschaftliche Lösung für den Eigenverbrauch vor allem größerer Unternehmen. Die Stromgestehungskosten liegen dort aus betriebswirtschaftlicher Sicht schon bei 2000 bis 3000 Volllaststunden gleichzeitiger Wärme- und Stromerzeugung pro Jahr unter den Strombezugskosten. Ein Verkauf dieses Stroms an der Strombörse ist derzeit aber nicht rentabel. Ein weiterer Anreiz zur Anschaffung eines Blockheizkraftwerks ist gegeben, wenn eine Notstromversorgung zu installieren ist.

Das neue Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG 2016) richtet die KWK-Förderung neu aus (siehe auch 2.1.2). So wird bis 2020 eine Erhöhung der Nettostromerzeugung aus KWK auf 110 TWh und bis 2025 auf 120 TWh angestrebt und eine garantierte Abnahme sowie bevorzugte Einspeisung von Strom aus hocheffizienten KWK-Anlagen durch die Netzbetreiber vorgesehen. Damit wird dieses Gesetz dem weiteren KWK-Ausbau auch im Hinblick auf die Förderung von effizienten und klimavorteilhaften Technologien Vorschub leisten.

Die Nachfragesteuerung durch abschaltbare und verschiebbare Lasten wird an Bedeutung gewinnen, wenn die Marktpreise hierfür entsprechende Anreize setzen. Feldversuche in BW haben gezeigt, dass in Privathaushalten 6 bis 8 Prozent des Spitzenlastverbrauchs in Zeiten höherer Stromproduktion aus erneuerbaren Energien verlagert werden kann. Eine Studie zum Lastmanagement in Industriebetrieben in Süddeutschland ergab eine potentielle Lastverschiebung von bis zu 4 Prozent der Spitzenlast. Dieser Beitrag zur Netzentlastung erscheint zwar gering, ist aber bei der Kappung von Spitzenverbräuchen durchaus relevant. Weiteres Potenzial zur Lastverschiebung wird vom Lastmanagement von Elektrofahrzeugen erwartet, die in der Regel eine höhere Flexibilität in den Ladezeiten haben.

4 Potenziale der Energieeffizienz und Entwicklung des Strombedarfs in Baden-Württemberg

Die Erschließung von Effizienz- und Energieeinsparpotenzialen wird im energiepolitischen Diskurs als eine der notwendigen Voraussetzungen anerkannt, um die Energiewende zum Erfolg zu führen. Im Kern sieht die Bundesregierung in den Erneuerbaren Energien und der Energieeffizienz „die günstigsten neuen Investitionen in die Senkung des CO₂-Ausstoßes (Low-Carbon-Investitionen), wenn der Rahmen richtig gesetzt ist“ (216). Wie schon in Kapitel 2 ausgeführt, haben zuletzt in den Jahren 2014 und 2015 alle politischen Akteure Ziele und Maßnahmen für den Bereich der Energieeffizienz neu formuliert und überarbeitet (Abbildung 4-1), die Gegenstand des folgenden Kapitels sein werden. Für die Beurteilung der Ziele und Maßnahmen wird zudem ein Blick auf die Ist-Situation der Effizienz sowie auf ihre Potenziale notwendig sein.




	Europäische Union 	Bundesrepublik Deutschland 	Baden-Württemberg 															
Primärenergie	Reduktion des Primärenergieverbrauchs gegenüber einer Referenzentwicklung: • 2030: 27%	Reduktion des Primärenergieverbrauchs gegenüber 2008: • 2020: 20% • 2050: 50%																
Endenergieverbrauch			Reduktion des Endenergieverbrauchs gegenüber 2010: • 2020: 16% • 2030: 32% • 2040: 42% • 2050: 49%															
Bruttostromverbrauch		Reduktion des Bruttostromverbrauchs gegenüber 2008: • 2020: 10% • 2050: 25%	Reduktion des Bruttostromverbrauchs gegenüber 2010: <table border="1"> <thead> <tr> <th>[%]</th> <th>Ges.</th> <th>HH</th> <th>GHD</th> <th>Ind.</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2020</td> <td>5,5</td> <td>9,6</td> <td>11,1</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>2050</td> <td>14</td> <td>34,2</td> <td>29,6</td> <td>6,9</td> </tr> </tbody> </table>	[%]	Ges.	HH	GHD	Ind.	2020	5,5	9,6	11,1	0	2050	14	34,2	29,6	6,9
[%]	Ges.	HH	GHD	Ind.														
2020	5,5	9,6	11,1	0														
2050	14	34,2	29,6	6,9														
Energieproduktivität		Steigerung der Energieproduktivität (BIP bezogen auf den Endenergieverbrauch) um 2,1 % pro Jahr zwischen 2008 und 2050																
Gebäude	Sanierungsrate für Gebäude der Zentralregierung 3%	<ul style="list-style-type: none"> • Bis 2020 Reduktion des Wärmebedarfs um 20 % • Bis 2050 Reduktion des Primärenergiebedarfs um ca. 80 % gegenüber 2008 Sanierungsrate stark erhöhen	Reduktion des Endenergieverbrauchs zur Wärmebereitstellung geg. 2008 <u>für möglich erachtet</u> : • 2020: 22% • 2030: 40% • 2040: 51% • 2050: 64% Sanierungsrate mindestens 2%															

Abbildung 4-1. Zusammenfassung der wichtigsten Effizienzziele der Europäischen Union, der Bundesrepublik Deutschland und des Landes Baden-Württemberg. Quellen: siehe Text.

Die Neuformulierung der klima- und energiepolitischen Ziele auf europäischer Ebene erfolgte im Oktober 2014 mit dem Beschluss des Europäischen Rates (3). Bezogen auf die Energieeffizienz wurde eine Reduktion des (Primär-)Energieverbrauchs bis 2030 um 27 Prozent gegenüber einer Referenzentwicklung beschlossen. Zusätzlich wurde festgelegt, dass das Energieeffizienzziel bis 2020

überprüft wird, mit der Option, es auf 30 Prozent anzuheben. Darüber hinaus werden weitere Maßnahmen im Bereich der Gebäudesanierung vorgeschlagen. So legt sich die EU z.B. darauf fest, den eigenen Gebäudebestand in den kommenden Jahren mit einer Sanierungsrate von drei Prozent energetischen Sanierungen zu unterziehen. Weitere Effizienzmaßnahmen u.a. im Bereich der Entwicklung von Städten und Gemeinden sowie des Verkehrssektors werden formuliert.

Die Landesregierung von Baden-Württemberg veröffentlichte im Juli 2014 das „Integrierte Energie- und Klimaschutzkonzept Baden-Württemberg“ (IEKK) (43), welches das 2014 in Kraft getretene „Gesetz zur Förderung des Klimaschutzes Baden-Württemberg“ (45) vorbereitete. Bezüglich der Energieeffizienz legt sich die Landesregierung dort auf eine Reduktion des Endenergieverbrauchs um 16 Prozent bis 2020 und um 49 Prozent bis 2050 fest (Abbildung 4-2), also einer Halbierung seit dem Bezugsjahr 2010. Die abgeleiteten Ziele basieren auf dem „Gutachten zur Vorbereitung eines Klimaschutzgesetzes für Baden-Württemberg“ (44) des ZSW. Die Landesregierung bescheinigt, dass für eine solche tiefgreifende Veränderung Klimapolitik und Energiepolitik gleichrangig sein müssen, also sich an den Klimaschutzziele orientiert und „zugleich die energiewirtschaftlichen Ziele, besonders im Hinblick auf die Kosten- und Versorgungssicherheit“ (43) verfolgt werden.

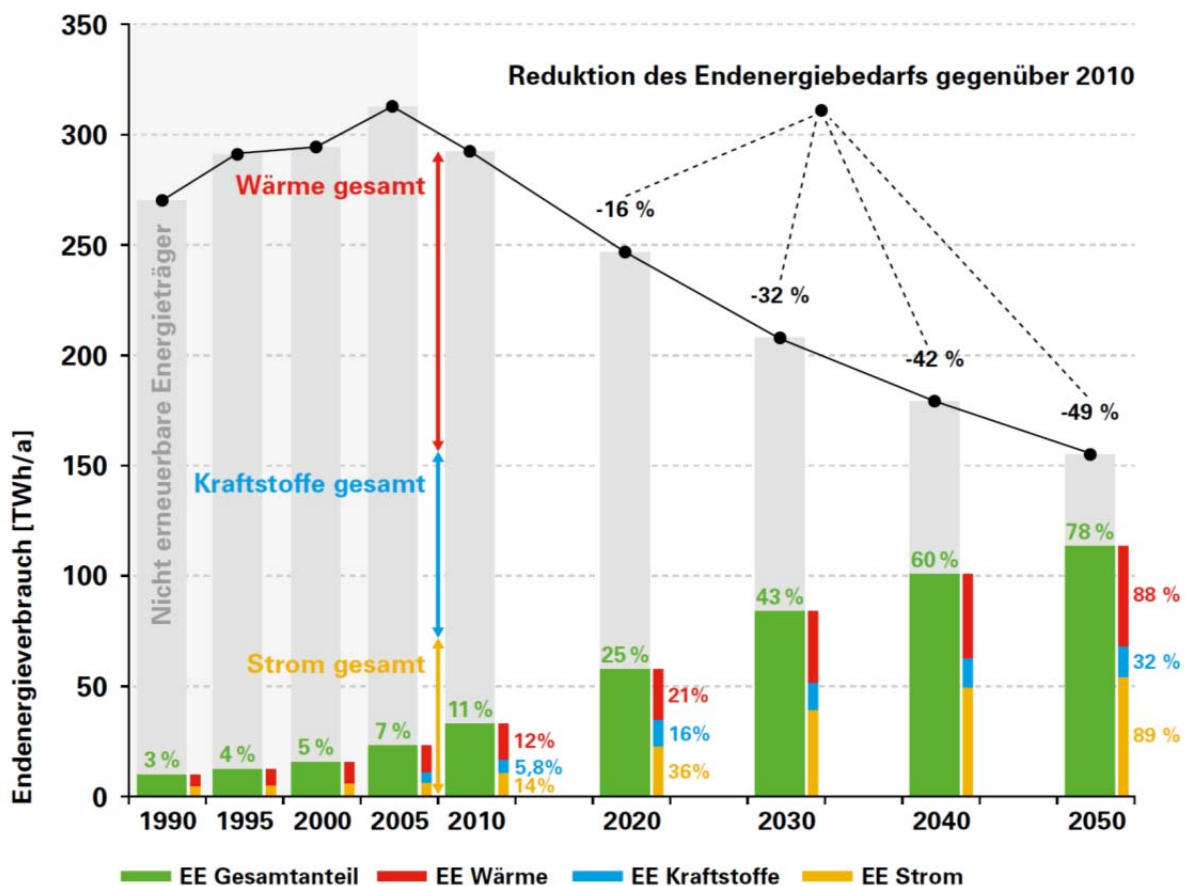


Abbildung 4-2. Reduktion des Endenergieverbrauchs bis 2050 in Baden-Württemberg gegenüber 2010. Quelle: IEKK (43) basierend auf dem Energieszenario des ZSW (44).

Für den Bruttostromverbrauch werden übergreifende aber auch auf die einzelnen Wirtschaftssektoren (HH: Haushalte; GHD: Gewerbe, Handel und Dienstleistungen; Industrie) bezogene Ziele festgelegt

(Abbildung 4-1). Werden die übergreifenden Ziele für 2020 und 2050 zur Reduktion des Bruttostromverbrauchs aus dem Energiekonzept der Bundesregierung von 2010 (6) auf das Land Baden-Württemberg übertragen, so ist eine vorsichtiger Zielsetzung seitens der Landesregierung festzustellen. Für das Zieljahr 2020 setzt sie sich einen Bruttostromverbrauch pro Jahr zum Ziel, der ca. 3,7 TWh höher liegt als der der Bundesregierung. Eine Diskussion dieses Unterschiedes findet sich in Abschnitt 4.1.

Gerade im Bereich der Wärmebereitstellung für Gebäude sieht die Landesregierung große Handlungsmöglichkeiten. Für 2020 sieht sie eine Reduzierung des Endenergieverbrauchs zur Wärmebereitstellung von 22 Prozent als realistisch an, was sich bis 2050 auf 64 Prozent steigert. Technologisch setzt sie u.a. auf den Einsatz von Wärmepumpen und der Kraft-Wärme-Kopplung zur Wärmebereitstellung. Die Zielsetzungen im IEKK werden flankiert von einem Katalog von mehr oder weniger präzise gesetzten Maßnahmen, die im Abschnitt 4.2 erläutert werden.

Auf Bundesebene bildet der NAPE (30) die aktuelle Zusammenfassung der Ziele und Maßnahmen für den Bereich der Energieeffizienz. Eine erste Einführung findet sich in Kapitel 2.1.2 Bundesebene. Als Eckpfeiler werden das Voranbringen der Energieeffizienz im Gebäudebereich, die Etablierung der Energieeffizienz als Rendite- und Geschäftsmodell und die Erhöhung der Eigenverantwortlichkeit für Energieeffizienz gesetzt. Mit besonderem Blick auf die Sanierung von Gebäuden wurde im Dezember 2014 das Papier „Sanierungsbedarf im Gebäudebestand“ veröffentlicht (31), welchem bis November 2015 die „Energieeffizienzstrategie Gebäude“ folgen soll. Die im NAPE ausführlich diskutierten Maßnahmen werden im Abschnitt 4.2 erläutert.

4.1 Energieeffizienzsituation in Baden-Württemberg

Die Energieeffizienzsituation wird durch eine Reihe von Kennzahlen und Indikatoren wie den Primärenergieverbrauch oder die Energieproduktivität charakterisiert. Grundlage dafür bieten vornehmlich die statistischen Daten der AGEB, des Statistischen Bundesamtes und des Statistischen Landesamtes Baden-Württemberg. Um Aussagen über die gesamtwirtschaftliche Energieeffizienz von Baden-Württemberg oder Deutschland treffen zu können, werden die Daten des Energieverbrauchs in Relation zu Entwicklungsdaten auf gesamtwirtschaftlicher Ebene z.B. dem Bruttoinlandsprodukt gestellt. Zur Differenzierung in den einzelnen wirtschaftlichen Verbrauchssektoren Industrie, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) und Haushalte werden spezifische Kennzahlen wie die Bruttowertschöpfung oder die Anzahl der Haushalte herangezogen. Die Vorgehensweise in dieser Studie folgt damit den Betrachtungen der AGEB zur Energieeffizienz (217), dem Ersten Fortschrittsbericht (218) des Monitoring-Prozesses der Bundesregierung zur Energiewende oder dem Energiebericht 2014 der Landesregierung von Baden-Württemberg (219). Sie eignet sich zur Bilanzierung, in welchem Maße die oben ausgeführten Ziele für die Energieeffizienz erreicht werden.

Die Schwierigkeit bei der Beschreibung der Effizienzsituation ist nicht die Erstellung der Indikatoren, die in der Betrachtung möglichst langer Zeitreihen spannende Entwicklungen offenbaren. Vor allem die Interpretation der Wirkzusammenhänge wird durch die Indikatoren oft nicht deutlich. Statistische Effekte sowie z.B. sich ändernde Zusammensetzungen wie beim Strommix über die Zeitreihe hinweg erschweren die Ableitung von Aussagen. Im Folgenden werden die Kennzahlen Primärenergieverbrauch, Bruttostromverbrauch und Energie- und Stromproduktivität intensiver beleuchtet und die dabei angenommenen gesamtwirtschaftlichen Rahmenbedingungen erläutert.

4.1.1 Energieverbrauch und Energieproduktivität

Abbildung 4-3 zeigt die Entwicklung des Primär- und des Endenergieverbrauchs des Landes Baden-Württemberg. In den Jahren bis 2006 ist ein Aufwärtstrend zu erkennen, der darauf folgend umgekehrt wurde. 2006 lagen die höchsten Werte für den Primärenergieverbrauch bei ca. 1.700 PJ und für den Endenergieverbrauch bei ca. 1.144 PJ. 2013 lagen die Werte bei ca. 1.435 PJ bzw. 1.056 PJ.

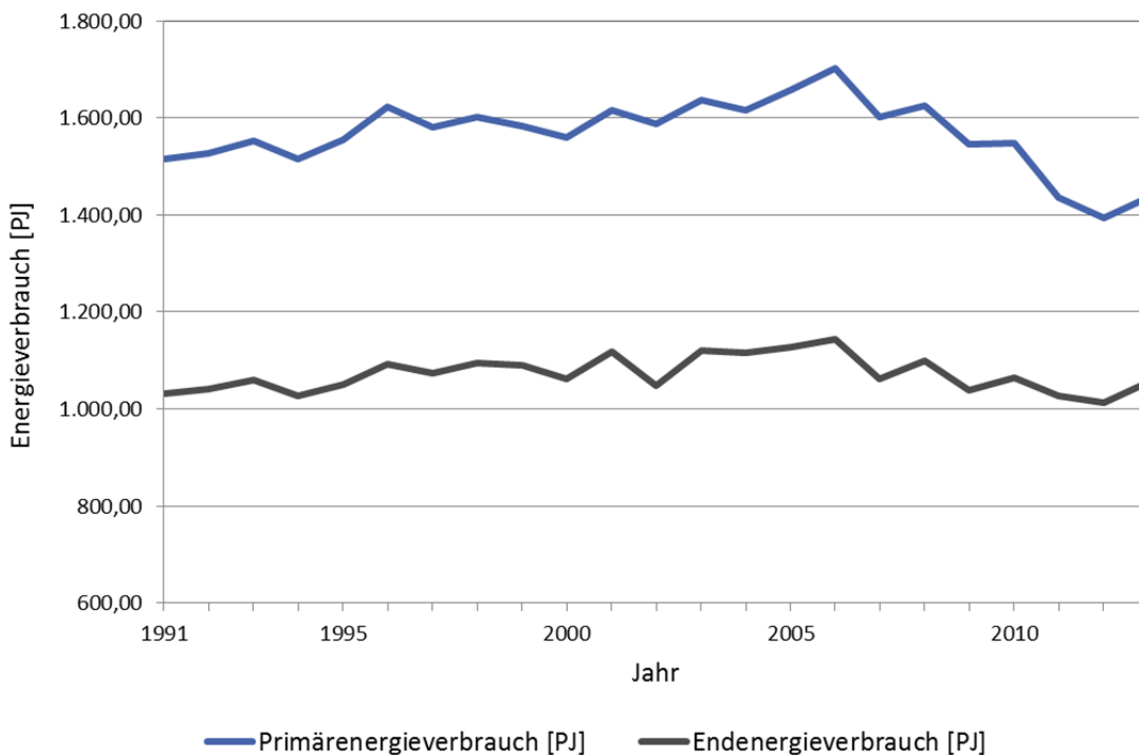


Abbildung 4-3. Primär- und Endenergieverbrauch [PJ] pro Jahr über die Zeitreihe von 1991 bis 2013.

Die Tendenzen zeigen sich ähnlich für die bundesweiten Energieverbräuche. Besonders das Jahr 2014 konnte den Abwärtstrend von 2013 fortsetzen, wie die aktuellen Daten der AGEB im Jahresbericht 2014 offenbaren (220). So lag der Primärenergieverbrauch von Deutschland im Jahr 2014 bei 13.077 PJ und damit ca. 4,7 Prozent niedriger als 2013. Im Jahresbericht der AGEB für 2014 findet sich eine ausführliche Diskussion der Ursachen des Rückgangs des Primärenergieverbrauchs. In erster Linie ist dabei der Effekt der milden Witterung des Jahres 2014 zu spüren, was sich deutlich im Wärmebedarf für alle Sektoren auswirkt. Die Gradtagzahlen des Jahres 2014 waren um 17 Prozent niedriger (das bedeutet wärmer) als im Jahr 2013. Um ein realistischeres Bild der Entwicklung des Primärenergieverbrauchs zu bekommen, empfiehlt sich deswegen ein Blick auf die temperaturbereinigten Verbräuche. Für die Ermittlung dieser Werte wird eine Temperaturkurve für 2014 wie im langjährigen Mittel angenommen. Die resultierende Reduzierung des Primärenergieverbrauchs beträgt dann immer noch ca. ein Prozent.

Verglichen mit 2013 weist das Jahr 2014 eine positive wirtschaftliche Entwicklung auf, das Bruttoinlandsprodukt wuchs im Zeitraum um ca. 1,6 Prozent. Diese Steigerung macht trotzdem nicht die Reduktion des Primärenergieverbrauchs zunichte. Abbildung 4-4 zeigt den temperatur- und lagerstandbereinigten Primärenergieverbrauch, das Bruttoinlandsprodukt und die Energieproduktivität, also das Verhältnis aus Bruttoinlandsprodukt und Primärenergieverbrauch von Deutschland in den Jahren 1990 bis 2014.

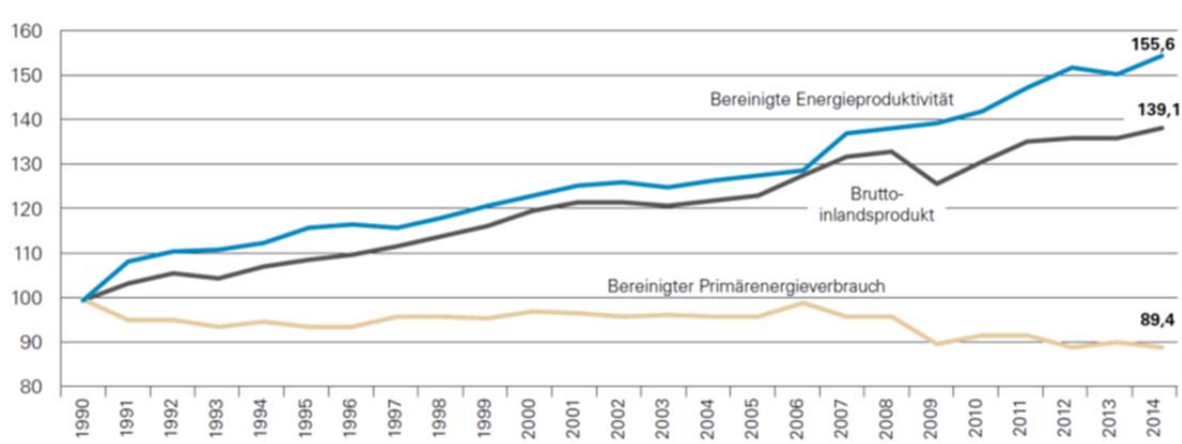


Abbildung 4-4. Bruttoinlandsprodukt, Primärenergieverbrauch und Energieproduktivität Deutschlands in den Jahren 1990 bis 2014. Das Bezugsjahr ist 1990 (1990=100). Quelle: AGEb, Jahresbericht 2014 (220)

Die bereinigte Energieproduktivität, vergleiche auch Kapitel Stromnachfrage als Maß für die volkswirtschaftliche Energieeffizienz zeigt mit deutlicher Tendenz nach oben und weist im Zeitraum von 1991 bis 2014 eine jahresdurchschnittliche Steigerung von 1,9 Prozent auf (217). Es wurden demnach 2014 nur noch 4,8 GJ Primärenergie eingesetzt, um Waren im Wert von 1000 Euro zu produzieren. Die Forderung aller politischen Ebenen von der Entkopplung des Wirtschaftswachstums vom Energieverbrauch ist damit erfüllt. Die Studie zu den aktuellen Effizienzindikatoren Deutschlands 2014 (217) diskutiert die Einflussfaktoren auf die oben gezeigte Energieproduktivität, die aus dem Primärenergieverbrauch ermittelt wird. So ist zu beachten, dass Effizienzsteigerungen durch bessere Umwandlungspfade in der Energiegewinnung beispielsweise durch eine Erhöhung der Brennstoffausnutzung oder eines vermehrten Einsatzes der technisch effizienteren Kraft-Wärme-Kopplung einen positiven Beitrag zur gesamtwirtschaftlichen Produktivitätssteigerung bringen. Allerdings wirkt sich ebenso eine Verschiebung des Energiemix aus, da nach der angewandten Wirkungsgradmethode die den Vorzug erhaltenden Erneuerbaren Energien per Definition einen Wirkungsgrad von 100 Prozent zugeordnet bekommen und die Kernenergie einen Wirkungsgrad von 33 Prozent.

Die Enderdenergieverbräuche und die daraus ableitbaren Energieproduktivitäten der einzelnen Wirtschaftssektoren (217) Deutschlands zeigen im langjährigen Mittel jeweils leichte Verbesserungen in der Effizienz (Industrie: -1,6 Prozent (ab 1991), GHD: -2,5 Prozent (ab 1990), HH: -1,6 Prozent temperaturbereinigt (ab 1990), Verkehr: -1,7 Prozent (ab 1990)). Über alle Sektoren hinweg liegt die Produktivitätssteigerung im Endenergieverbrauch bei 1,7 Prozent p.a.. Ein tendenziell ähnliches Bild zeichnet sich für Baden-Württemberg ab (219).

Der Vergleich der beobachteten Entwicklungen mit den Zielsetzungen der Bundesregierung für den Primärenergieverbrauch und der Landesregierung für den Endenergieverbrauch (Abbildung 4-1) lassen Zielverfehlungen bezüglich der Reduktionsziele für 2020 vermuten. Zu diesem Schluss kommt die Expertenkommission in ihrer Stellungnahme zum Ersten Fortschrittsbericht der Bundesregierung zur Energiewende (221). Der Primärenergieverbrauch müsste sich demnach in den verbleibenden Jahren bis 2020 noch um ca. 1500 PJ verringern. Auch die angestrebte Steigerung der Endenergieproduktivität um jährlich 2,1 Prozent erscheint unwahrscheinlich bei einem langjährigen Durchschnittswert von 1,7 Prozent p.a. (217). Auch im Gutachten des ZSW (44) wird eingeräumt, dass eine enorme Kraftanstrengung zum Erreichen der Reduktion des Endenergieverbrauchs von Baden-Württemberg

vonnöten sein wird, um im Bilanzzeitraum 2014 bis 2020 die 161 PJ oder ca. 15 Prozent im Vergleich zu 2013 zu reduzieren, wobei er sich im Zeitraum von 2010 bis 2013 (Abbildung 4-3) lediglich um 10 PJ verringert hat. Diese starke Reduktion müsste sich in den Folgejahren fortsetzen, um das Ziel für 2050 erreichen zu können. Ein Mittel zur deutlichen Senkung der Verbräuche können die 2014 in Bund und Land beschlossenen Maßnahmen und Instrumente zur Effizienzsteigerung sein, die Schritt für Schritt umgesetzt werden. Abschnitt 4.2 bringt hierzu eine Diskussion.

4.1.2 Bruttostromverbrauch und Stromproduktivität

Eine Abschätzung über die zukünftige Entwicklung des Bruttostromverbrauchs ist eine wichtige Basis zur Entwicklung von Szenarien zum Strommix und der zur Deckung notwendigen Stromproduktion für Baden-Württemberg, wie sie in Kapitel 5 aufgestellt werden. Bereits in Kapitel 2.2 wurde die bisherige Entwicklung des Bruttostromverbrauchs in Baden-Württemberg, die sektorale Aufteilung des Stromverbrauchs sowie die Stromintensität ausführlich diskutiert. Als Basis für die weiteren Prognosen lohnt ein erneuter Blick auf die Ziele von Bundes- und Landesregierung bezüglich des Bruttostromverbrauchs, wie sie in Abbildung 4-1 zusammengefasst sind. Die Gründe für die im Vergleich zur Bundesregierung weniger ambitioniert erscheinenden Ziele der Landesregierung liegen sicher auch am Erscheinungsjahr der jeweiligen Konzepte. So stammen die Bundesziele aus dem Energiekonzept von 2010 und somit vor dem beschlossenen beschleunigten Ausstieg aus der Kernenergie. Je länger der Energiewendeprozess im Gange ist, desto stärker werden die Möglichkeiten der Transformation des Energiesystems deutlich. Die Gutachter des ZSW rechtfertigen das unterschiedliche Tempo bei der Reduktion des Bruttostromverbrauchs mit einem auch in Zukunft zu erwartenden, höheren Wirtschaftswachstum in Baden-Württemberg und der schon in einem stärkeren Maße erreichten Stromproduktivität im Land (Abbildung 4-5 aus (219)) im Vergleich zu Gesamtdeutschland. Sie führen ebenso auf, dass im Zuge der Transformation neue Einsatzfelder für Strom wie z.B. Wärmepumpen und Elektromobilität hinzukommen werden.

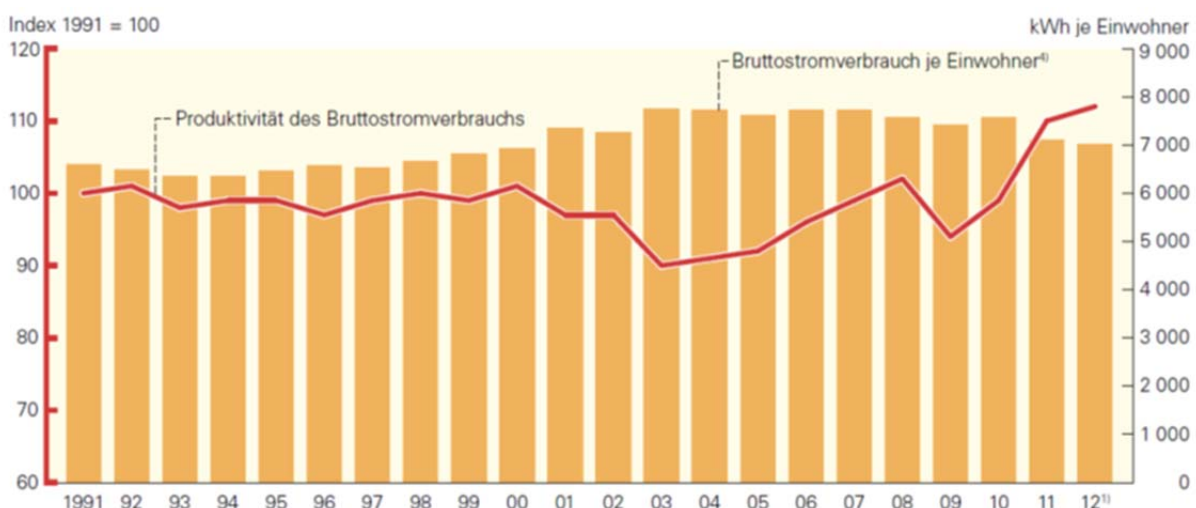


Abbildung 4-5. Bruttostromverbrauch je Einwohner in Baden-Württemberg sowie Produktivität des Bruttostromverbrauchs im Zeitraum von 1991 bis 2012. Das Bezugsjahr ist 1991 (1991=100) (157).

In der Vorgängerstudie aus dem Jahr 2012 wurde für den Bruttostromverbrauch eine Basisannahme getroffen, die sich an den Zielen orientiert, die die Vorgängerregierung im Jahr 2011 in ihrem „Klimaschutzkonzept 2020Plus“ (222) formuliert hat. In diesem Konzept wird von einem konstanten Bruttostromverbrauch bis zum Jahr 2020 ausgegangen und einem ab diesem Zeitpunkt leichten Rückgang von interpolierten 5 Prozent bis 2025. So wurde in der Vorgängerstudie daran angelehnt ein ab dem Ausgangsjahr 2010 bis 2020 konstanter Bruttostromverbrauch von 81,1 TWh/a angenommen¹⁰ und ein Rückgang um 5 Prozent auf 77,4 TWh in 2025 unterstellt.

Betrachtet man die vom Statistischen Landesamt veröffentlichten realen Daten des Bruttostromverbrauchs der Jahre 2005 bis 2010 und damit bis zum Bezugsjahr der Vorgängerstudie, ist die Übernahme dieser Annahme für die weiteren Prognosen gerechtfertigt. Dies wird auch in Abbildung 4-6 deutlich, in der der Bruttostromverbrauch dargestellt und in einer roten Linie die damalige Basisannahme eingetragen ist.

Ebenfalls illustriert – in grüner Linie – ist in dieser Abbildung 4-6 der von der Landesregierung im IEKK unterstellte Bruttostromverbrauch, der auf die Berechnungen des Energieszenarios 2050 im Gutachten des ZSW (223) aus dem Jahr 2012 zurückgeht. Ebenfalls ausgehend vom Bezugsjahr 2010 mit einem Jahresbruttostromverbrauch von 81,4 TWh wird dort ein Rückgang auf 79,4 TWh im Jahr 2015, 77,0 TWh in 2020 und 75,6 TWh in 2025 als Zieljahr dieser Studie erwartet. Ein Vergleich mit den inzwischen vom Statistischen Landesamt vorliegenden Daten für den Bruttostromverbrauch bis 2013 zeigt, dass für die Jahre 2011 bis 2013 die interpolierten Ziele durch den realen Bruttostromverbrauch deutlich unterschritten wurden. Auch für das Jahr 2014, für das eine „erste Abschätzung“ des Umweltministeriums und des ZSW vorliegt (133) und die in getrennter Markierung ebenfalls in der Grafik dargestellt ist, werden die Verbrauchsziele mehr als erreicht. Einen wirklichen Trend an einer Statistik über wenige Jahre festzustellen ist nicht möglich, doch wird deutlich, dass die angestrebten Ziele des Bruttostromverbrauchs erreichbar erscheinen. Insbesondere das Jahr 2012, in dem in Baden-Württemberg knapp 75,8 TWh Bruttostromverbrauch bilanziert wurden, stützt diese These: durch das bereits in diesem Jahr fast erreichte Ziel von 75,6 TWh, das für 2025 angegeben wurde, ist gezeigt, dass sich der Bruttostromverbrauch nicht nur unterhalb einer angestrebten Trendlinie, sondern bereits auf dem absoluten Zielniveau für den Betrachtungszeitraum dieser Studie bewegt. Daher orientiert sich die Basisannahme des Bruttostromverbrauchs in Baden-Württemberg als Grundlage für die Szenarien eines Strommixes abweichend von der Vorgängerstudie nicht mehr an den Zielen aus dem Klimaschutzkonzept 2020plus, sondern an den Zielen, wie sie im Energieszenario 2050 (43) (223) formuliert sind. Demnach werden bis zum Jahr 2013 die vom Statistischen Landesamt ermittelten realen Verbrauchsdaten zur Grundlage genommen und für die folgenden Jahre die oben beschriebenen Zielwerte für die Betrachtungsjahre 2020 und 2025 unterstellt. Demnach wird für das Jahr 2020 ein Verbrauch von 77,0 TWh und im Jahr 2025 von 75,6 TWh unterstellt, wobei für die Jahre von 2014 bis 2019 sowie zwischen den angegebenen Eckdaten die erwarteten Verbrauchswerte linear interpoliert wurden. Somit wurde abweichend vom Energieszenario 2050 der Wert für 2015 nicht aus der ZSW-Prognose übernommen, sondern ebenfalls aus der Interpolation zwischen dem realen Verbrauch in 2013 und dem erwarteten Verbrauch in 2020 ermittelt.

Allerdings bleibt auch hier zu konstatieren, dass der Abwärtstrend beibehalten werden muss, um auch mittel- und langfristig erfolgreich zu sein und dies bei zu steigender Stromnachfrage für das

¹⁰ Der für 2010 hier angegebene Bruttostromverbrauch von 81,1 TWh, der als Basis in der Vorgängerstudie verwendet wurde, war ein vom Umweltministerium Baden-Württemberg veröffentlichter vorläufiger Wert. Das Statistische Landesamt gibt als realen Wert einen Bruttostromverbrauch von 81,4 TWh an.

Energiesystem in der Transformation. Der folgende Abschnitt beleuchtet, inwiefern beschlossene Maßnahmen und Instrumente sich auf den Strombedarf auswirken werden.

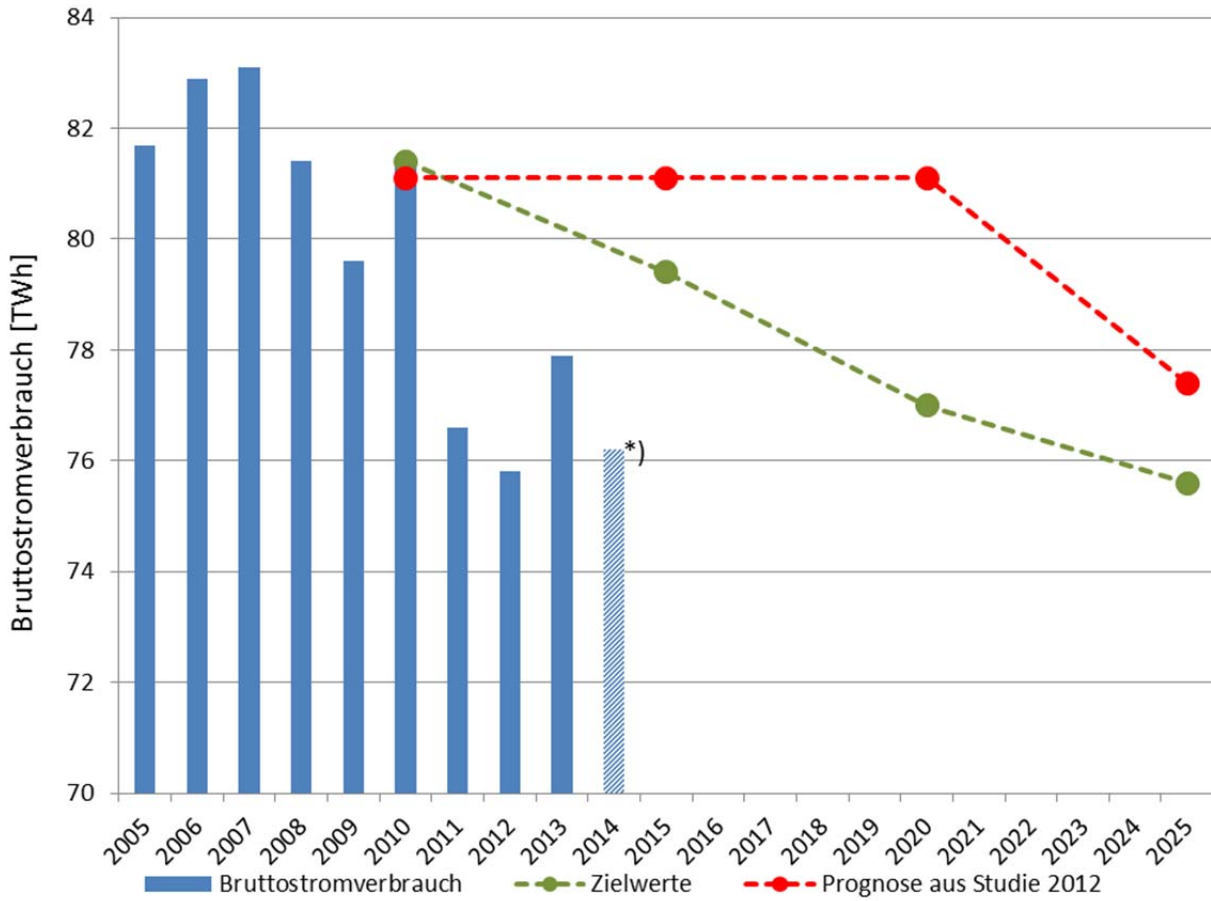


Abbildung 4-6. Vergleich der tatsächlichen Bruttostromverbräuche von Baden-Württemberg mit der Zielsetzung der Landesregierung. *) „Erste Abschätzung“ aus (133)

4.2 Erschließung weiterer Potenziale für mehr Energieeffizienz

Das IEKK (43) von 2014 listet in Summe 108 Maßnahmen auf, die der Zielerreichung dienen sollen. Sie lassen sich nach Relevanz zu Sektoren zuordnen oder aber in ihren Handlungsfeldern unterscheiden. Eine Vielzahl der Maßnahmen dient der Erhöhung der Energieeffizienz und damit der Zielerreichung der Effizienzziele der Landesregierung. Dabei sind die Maßnahmen teils schon explizit ausformuliert, oft jedoch unkonkreter gehalten als z.B. der Maßnahmenkatalog der Bundesregierung zur Energieeffizienz im NAPE (30). Die Landesregierung konkretisiert ihre Maßnahmen im Laufe der Umsetzung in den kommenden Jahren. Die Betrachtung im ersten „Klimaschutz Monitoring Kurzbericht“ (48) der Landesregierung bilanziert erste Fortschritte bei der Umsetzung des IEKK und diskutiert u.a. das Zusammenwirken der Maßnahmen auf europäischer, bundesdeutscher und landespolitischer Ebene. Im besten Fall und bei kongruenten Zielen ergänzen sich Maßnahmen und wirken in dieselbe Richtung. Der Kurzbericht benennt klar, dass z.B. für die Ziele der Treibhausgasmindeung die landespolitischen Maßnahmen für das Erreichen der ersten Etappenziele bis 2020 nicht ausreichen werden und dass erst ein Zusammenspiel mit bundesdeutschen Maßnahmen zum Erfolg führen kann.

Im Folgenden werden exemplarisch einige wichtige Maßnahmen des IEKK zur Erhöhung der Energieeffizienz aufgezeigt:

- M16 Energiefinanzierung Mittelstand: Das Programm, das bereits seit 2012 läuft, richtet sich an gewerbliche Unternehmen. Es handelt sich um ein Finanzierungsprogramm der L-Bank, das Investitionsmaßnahmen zur effizienten Energieerzeugung und -verwendung sowie Neubau und Sanierung von Betriebsgebäuden finanziert. Da das Programm einen positiven Verlauf hat, wurde 2014 eine Erhöhung der Darlehenssumme seitens der Landesregierung beschlossen.
- M17 Contracting-Offensive: Contracting meint eine energiebezogene Dienstleistung, die die Finanzierung, die Errichtung oder den Betrieb von Energieanlagen zum Ziel hat. Das Ziel der Landesregierung mit dieser Offensive ist die Information, der Abbau von Hemmnissen sowie eine Ankurbelung des Contracting Marktes. Nach einer ersten Phase seit Beginn des Programms 2012 sollen nun folgende Punkte in Angriff genommen werden: Erstens Erstellen einer Best-Practice-Broschüre zu erfolgreich umgesetzten Contracting-Projekten, zweitens Überprüfung des kommunalaufsichtlichen Genehmigungsverfahrens, drittens Überlegungen zur Einrichtung eines Kompetenzzentrums Contracting, sowie viertens Untersuchungen zu innovativen Finanzierungslösungen und der Einbindung von Bürgerenergiegenossenschaften.
- M37 Vom Smart Meter zum Smart Home: Diese Maßnahme richtet sich an Verbraucher, die mit intelligenter Messtechnik versehen die Potenziale für mehr Flexibilisierung und Energieeffizienz quantifizieren und ausschöpfen können. 2014 wurde eine wissenschaftliche Studie in Auftrag gegeben, die Hinweise erbringen soll auf die zukünftige Gestaltung möglicher Anreize für die Verbraucher sowie die notwendigen gesetzlichen Rahmenbedingungen und politischen Handlungsfelder.
- M41 Landesförderung für energetische Gebäudesanierung: Die finanziellen Mittel für ein Anreizprogramm für die energetische Gebäudesanierung seitens der L-Bank wurden durch das Umweltministerium um jährlich bis zu 2,5 Mio. € erhöht.

- M59 und M60: Potenzial-Analyse für Industrie-Abwärme und Marktmodell zur Einspeisung von Abwärme in Wärmenetze: Die Nutzung von Wärmepotenzialen aus industrieller Abwärme steht im Mittelpunkt dieser Maßnahmen. Zunächst würde mit M59 eine Potenzial-Analyse durchgeführt werden. M60 hat zum Ziel, Marktmodelle für die Einspeisung dieser Wärme in Wärmenetze zu entwickeln. Gesamtwirtschaftlich betrachtet ist es spannend und naheliegend, diese Wärmepotenziale nutzen zu wollen, die jedoch nur aufgebaut werden, wenn sie für Einspeiser und Netzbetreiber rentabel werden. Diese Maßnahmen werden laut Übersichtstabelle in (48) erst in der nächsten Legislaturperiode umgesetzt.

Im IEKK wie auch im ersten Kurzbericht des landesweiten Monitoringprozesses findet keine Verknüpfung quantitativer Art zwischen den Maßnahmen und den zu erwartenden Auswirkungen z.B. Reduktion der Treibhausgasemissionen oder des Energieverbrauchs oder auch wirtschaftliche Effekte statt. Über die aktualisierte Betrachtung der Ziele wie die Treibhausgasemissionen werden allerdings Abschätzungen über die mögliche Zielerreichung und Verfehlung für die ersten Zwischenziele 2020 vollzogen. Leider fehlen diese Abschätzungen noch gänzlich für die Entwicklung des Bruttostromverbrauchs oder der Energieverbräuche, was dem kurzen Berichtszeitraum zwischen Veröffentlichung des IEKK und dem Monitoringbericht zuzuschreiben ist. Für den Monitoringbericht in 2016 wird eine Bilanzierung der Effektivität der Maßnahmen angekündigt.

Verschiedene Veröffentlichungen haben sich in den letzten Jahren mit der Bilanzierung von Maßnahmen im energie- und klimapolitischen Bereich beschäftigt. Eine qualitative Beschreibung liefert z.B. der Branchenmonitor Energieeffizienz 2015 (224). Einen quantitativen Ansatz verfolgt die Projektgruppe des Fraunhofer ISI mit der „Kosten-/Nutzen-Analyse von Instrumenten zur Realisierung von Endenergieeinsparungen in Deutschland“ (225) und dem Vorgängerprojekt (226). Besonders mit der quantitativen Bewertung in diesen Studien können die jährlichen Einsparpotenziale und die addierte Energieeinsparung für ein bestimmtes Zieljahr ermittelt werden. Ein Ergebnis der Kosten-/Nutzen-Analyse (226) von Effizienzmaßnahmen ist, dass besonders Maßnahmen für den Gebäudesektor eine hohe Wirksamkeit für die gesamtwirtschaftliche Energieeffizienz haben. 2014 wurden die geplanten Maßnahmen des NAPE einer Kosten-/Nutzen-Analyse unterzogen (227) und lassen so prinzipiell eine frühzeitige Prognose und ein Nachsteuern der politischen Maßnahmen zu. Die existierenden und im NAPE beschlossenen Maßnahmen werden im Betrachtungszeitraum bis 2020 z.B. nicht die Lücke zwischen Primärenergieverbrauch und dem zugehörigen Zielwert schließen. Dieses Ergebnis lässt sich der quantitativen Analyse (227) entnehmen. Allerdings verpasst es die Bundesregierung im NAPE klarzustellen, welche zusätzlichen Maßnahmen ergriffen werden, um diese Lücke zu schließen (221). Einige Studien geben Vorschläge über die Maßnahmen und Instrumente und deren Ausgestaltungsmöglichkeiten, so z.B. (225), (227), (228) und (229). Diese könnten helfen, prognostizierte Lücken der Energieeffizienzpotenziale zu schließen.

5 Untersuchung von Szenarien zur Deckung des Strombedarfs bis 2025

Auf der Grundlage der Untersuchungen aus den vorherigen Kapiteln zum Ist-Zustand der Stromversorgung in Baden-Württemberg inklusive der politischen Rahmenbedingungen sowie den Potenzialen für die Nutzung Erneuerbarer Energien werden in diesem Kapitel Szenarien entwickelt und diskutiert, die darstellen, wie in dem gegebenen Rahmen die Energiewirtschaft in Baden-Württemberg und besonders die Stromerzeugung im Land in den Jahren bis 2025 gestaltet sein könnten. Wesentlich ist hierbei eine Aussage zur Deckung des Strombedarfs, der in Baden-Württemberg vorherrscht, und die Prognose eines unter den genannten Bedingungen notwendigen Strommix, der auch die für die Deckung der Nachfrage notwendigen Stromimporte aus anderen Bundesländern und dem Ausland einschließt. Daher baut dieses Kapitel auch wesentlich auf die Prognosen des Strombedarfs im vorherigen Kapitel auf.

Nach der Betrachtung der grundlegenden Annahmen zur Entwicklung der konventionellen Stromerzeugungskapazitäten und dem Ausbau der Erneuerbaren Energien werden drei Szenarien definiert, für die der Strommix abgeleitet und diskutiert wird. Hierbei eingeschlossen sind auch jeweils Betrachtungen zur CO₂-Bilanz und der Notwendigkeit von Stromimporten.

5.1 Konventionelle Stromerzeugungskapazitäten

In Baden-Württemberg existiert ein Kraftwerkspark zur grundlastfähigen Stromerzeugung, der über diverse konventionelle Energieträger betrieben wird. Diese Darstellung betrachtet als konventionelle Kraftwerke diejenigen, die mit den Brennstoffen Uran, Steinkohle, Erdgas und Mineralölprodukte betrieben werden. Ebenso werden gemäß den Definitionen des Statistischen Landesamts Baden-Württemberg (54) Pumpspeicherkraftwerke ohne natürlichen Zufluss nicht unter Erneuerbarer Energie geführt und hier ebenfalls als konventionelle Stromerzeugungskapazitäten betrachtet. In späteren Auswertungen etwa der Lastendeckung erfahren die Pumpspeicherkraftwerke aufgrund ihres besonderen Charakters als Speicher eine gesonderte Behandlung. Die Stromerzeugung aus Kraftwerken zur Verwertung von nichtbiogenem Abfall wird statistisch zu 50 Prozent den Erneuerbaren Energien zugerechnet (54). In der folgenden Darstellung der Kapazitäten wird jedoch auf diese Trennung verzichtet, da es sich zum einen um vergleichsweise geringe Kapazitäten handelt und zum anderen diese in den diversen Statistiken oft unter Sammel-Kategorien zusammengefasst sind, was eine genaue Trennung erschwert. Für Auswertungen, bei denen eine Trennung in konventionellen und erneuerbaren Anteil notwendig erscheint, wird dies explizit erwähnt und entsprechend berücksichtigt.

In den letzten Jahren hat sich der konventionelle Kraftwerkspark teils substantiell gewandelt. In diesem Abschnitt werden im ersten Teil die bisherigen und zukünftigen Entwicklungen der konventionellen Stromerzeugungskapazitäten betrachtet, um diese Ableitungen als Grundlage der Prognosen der konventionellen Stromerzeugung in den jeweiligen Szenarien heranzuziehen. Hierfür werden zunächst qualitativ die Veränderungen der Kraftwerkslandschaft seit dem letzten Betrachtungszeitraum ab 2010 dargestellt und die sich abzeichnenden Entwicklungen aufgezeigt, wonach sich eine quantitative Analyse der Entwicklung der installierten Leistung anschließt. Der zweite Teil widmet sich der Auslastung der konventionellen Kraftwerke, um dies als Basis zur Berechnung der konventionellen Stromerzeugung in den verschiedenen Szenarien heranzuziehen. Die Darstellungen der vergangenen und die Prognose der

zukünftigen Entwicklung basiert besonders auf der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur vom 01.06.2015 (60), der Darstellung des geplanten Zu- und Rückbaus (57) und der veröffentlichten Angaben über Pläne seitens der Betreiber von Kraftwerken sowie auf der öffentlichen Diskussion in den Medien.

5.1.1 Qualitative Darstellung der Entwicklung konventioneller Stromerzeugungskapazitäten in Baden-Württemberg bis 2025

Im Bereich der **Kernenergie** ist die Entwicklung aufgrund der Beschlüsse zum Ausstieg aus der Kernkraft nach den Ereignissen im japanischen Kernkraftwerk Fukushima-Daiichi im Jahr 2011 (siehe Kap.2.1) nahezu eindeutig vorhersehbar. Zu Beginn des Jahres 2011 waren in Baden-Württemberg vier Reaktoren mit einer Gesamtkapazität von knapp 4,4 GW installierter Leistung in Betrieb. Seit dem Abschalten der Reaktoren Philippsburg 1 (890 MW) und Neckarwestheim II (785 MW) nach dem Moratorium 2011 laufen an beiden Standorten die jeweils jüngeren Reaktoren mit einer Gesamtleistung von ca. 2,7 GW, bis im Jahr 2019 der Reaktor Philippsburg 2 mit ca. 1,4 GW und schließlich 2022 die Anlage Neckarwestheim II mit ca. 1,3 GW vom Netz genommen wird. Diese Entwicklung zeichnet sich unverändert zur Betrachtung in der Studie 2012 ab.

Kraftwerke, die als Hauptbrennstoff **Steinkohle** verwenden, tragen spätestens seit der Abschaltung der ersten Kernreaktoren die Hauptlast der Stromerzeugung in Baden-Württemberg. In diesem Bereich wurden in den letzten Jahren auch diverse neue Anlagen in Betrieb genommen, Altanlagen aufgegeben oder modernisiert und es sind weitere Investitionen geplant. Im Jahr 2010 waren in Baden-Württemberg Steinkohlekraftwerke mit einer elektrischen Leistung von knapp 4,3 GW in Betrieb. Neben dem Kraftwerk der Papierfabrik Albrück mit 28 MW, das nach der Stilllegung des Produktionswerks im Jahr 2012 vom Netz genommen wurde, wurden im Jahr 2014 die Blöcke WAL 1 und 2 des Kraftwerks Walheim mit insgesamt ca. 240 MW außer Betrieb genommen. Eine endgültige Stilllegung wurde jedoch zu diesem Zeitpunkt verweigert, weshalb diese Kraftwerke bis mindestens 2016 in die Reserve überführt wurden (230) (231). Gleiches gilt für die Blöcke HLB 5 und 6 des Heizkraftwerks Heilbronn, die zusammen auf etwa 250 MW elektrische Leistung kommen und im Jahr 2015 als Reservekraftwerke fungieren (230) (232). Dagegen wurde im Jahr 2014 der Block 8 (RDK 8) des Rheinhafendampfkraftwerks in Karlsruhe mit einer elektrischen Leistung von 842 MW offiziell in Betrieb genommen, wobei erste Testbetriebe und Netzeinspeisungen bereits im Jahr 2013 erfolgten (233). Ebenso wurde mit Block 9 des Großkraftwerks Mannheim (GKM 9) ein weiterer großer Steinkohleblock mit etwa 843 MW Leistung ans Netz angeschlossen. Dieser Block ersetzt die älteren Blöcke GKM 3 und 4 mit jeweils ca. 203 MW, was zu einem bilanziellen Leistungsaufwuchs von knapp 440 MW durch GKM 9 führt. Der für das Jahr 2018 geplante Ersatz des ca. 22 MW-Steinkohle-Blocks im Heizkraftwerk Stuttgart-Gaisburg durch eine 30 MW-Gasturbine führt ebenfalls zu einer leichten Verschiebung der Erzeugungskapazitäten in den Energieträger-Sparten.

Neben der Steinkohle spielen **Erdgas**-Kraftwerke eine wichtige Rolle bei der Grundlast-Stromversorgung in Baden-Württemberg, die über 1,1 GW zu den Erzeugungskapazitäten im Jahr 2010 beitrugen. Durch Modernisierungen bestehender Kraftwerke wie dem oben beschriebenen Ersatz eines Steinkohle-Blocks im Heizkraftwerk Stuttgart-Gaisburg durch ein Gaskraftwerk oder der Installation einer neuen Turbine im Werkskraftwerk Stuttgart-Sindelfingen der Daimler AG im Jahr 2013, die die Leistung von 64 MW auf 95 MW erhöht und damit einen deutlich größeren Teil des Stromverbrauchs im Daimler-Hauptwerk decken kann, ging mit dem BHKW-Hauffstraße in Reutlingen auch eine kleinere Anlage mit knapp

10 MW im Jahr 2011 in Betrieb. Dagegen wurden die Blöcke 1 und 2 des Freudenberg-Kraftwerks in Weinheim im Jahr 2013 und der Block GAI GT 13 des Heizkraftwerks Stuttgart-Gaisburg in 2014 mit insgesamt ca. 97 MW Leistung endgültig stillgelegt. Zudem erwartet die Bundesnetzagentur für die Jahre 2015-2017 die Stilllegung der Gaskesselanlage des Heizkraftwerks Pforzheim mit ca. 11 MW (57).

Kraftwerke mit **Mineralölprodukten** als Hauptbrennstoff stellten im Jahr 2010 noch etwa 700 MW installierte Leistung zur Verfügung. Durch die Abschaltung der drei Blöcke MAR II GT, MAR III GT (solo) und MAR III DT des Dampfkraftwerks Marbach am Neckar im Jahr 2014 reduzierte sich diese auf ca. 275 MW. Nach einer Entscheidung der Bundesnetzagentur müssen jedoch auch diese Kapazitäten als Reservekraftwerke bis mindestens 2016 betriebsbereit gehalten werden (230) (231). Mineralölkraftwerke werden jedoch in der Gesamtbetrachtung immer mehr eine untergeordnete Rolle in der Energieversorgung im Land spielen, da zum jetzigen Zeitpunkt auch keine neuen Projekte in dieser Sparte bekannt sind.

Mit unter 100 MW elektrischer Leistung machen Kraftwerke, die **Abfall** verbrennen, einen eher geringen Anteil an der Stromproduktion in Baden-Württemberg aus. Der 2012 erfolgten Inbetriebnahme der Turbinen D.0 und E.0 des Heizkraftwerks Mannheim mit zusammen knapp 14 MW stehen die endgültige Stilllegung der Turbinen D und 2 des gleichen Kraftwerks in dem Zeitraum 2012-2013 gegenüber, was bilanziell einen leichten Anstieg der installierten Leistung von etwa 92,7 MW im Jahr 2010 auf 98,2 MW im Jahr 2015 bewirkte. Größere Veränderungen zeichnen sich in diesem Sektor für die nächsten Jahre nicht ab.

Pumpspeicherkraftwerke werden, da sie grundsätzlich keine Kraftwerke im klassischen Sinne sind, sondern anderweitig erzeugten Strom mechanisch speichern und bei Bedarf abgeben, in der Regel zu den konventionellen Kapazitäten gezählt. Ausnahmen bilden solche Kraftwerke, die einen natürlichen Zufluss haben (54). Die Topologie Baden-Württembergs bietet einige Möglichkeiten für diese Form der Stromerzeugung, und so sind im Jahr 2015 über 1,8 GW elektrischer Leistung in Pumpspeicherkraftwerken installiert. Da es sich bei diesen Kraftwerken um einen Komplex mit weitreichenden Eingriffen in die natürliche Umgebung handelt, gibt es in diesem Segment keine kurzfristigen Entwicklungen. Zurzeit befindet sich ein Pumpspeicherwerk in Atdorf im Genehmigungsverfahren, das alleine eine Leistung von 1,4 GW vorhalten soll. Ein Realisationszeitpunkt ist jedoch nicht konkret prognostizierbar. Andere geplante Projekte wie der Ausbau des Rudolf-Fettweis-Werks in Forbach zu einem leistungsfähigen Pumpspeicherkraftwerk mit ca. 220 MW Leistung befinden sich zurzeit in der Vorbereitungsphase. So gibt der Betreiber EnBW eine Fertigstellung des Antrags auf Planfeststellung für frühestens Ende 2016 an (234).

5.1.2 Quantitative Analyse der Entwicklung konventioneller Stromerzeugungskapazitäten in Baden-Württemberg bis 2025

Die quantitativen Analysen der konventionellen Stromerzeugungskapazitäten basieren auf der Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur mit Stand vom 01. Juni 2015 (60). In dieser sind Erzeugungsanlagen mit einer Netto-Nennleistung von ≥ 10 MW einzeln aufgeführt, während kleinere Anlagen in Summe dargestellt werden. Für Erzeugungsanlagen > 10 MW, die nach EEG vergütungsfähig sind, werden die Summen je Bundesland und Energieträger gebildet, während für nicht EEG-vergütungsfähige Anlagen < 10 MW die Summen je Energieträger für das ganze Bundesgebiet dargestellt werden, was gesondert berücksichtigt werden muss.

Methodik

Gemäß der Grundannahme der Studie wird ein abgeschlossener Raum von Stromerzeugungskapazitäten in Baden-Württemberg betrachtet und alle bilanziellen Bewegungen über die Landesgrenzen als Import und Export angenommen. Somit werden im Weiteren nur die Kraftwerke betrachtet, die in der Kraftwerksliste dem Bundesland Baden-Württemberg zugeordnet sind. Die Kraftwerke anderer Bundesländer werden ebenso nicht einbezogen wie diejenigen, die in angrenzenden Staaten installiert sind und in das deutsche Netz einspeisen, weshalb sie ebenfalls in der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur aufgeführt sind. Dies betrifft vor allem Kraftwerke in Luxemburg, Österreich und der Schweiz. Gleiches gilt für Kraftwerke in der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ, > 12 Seemeilen von der Küste entfernt), was für Betrachtungen der Offshore-Windkraft relevant wäre.

Die Kraftwerksliste klassifiziert die Erzeugungsanlagen nach Energieträgern. Gerade moderne Kraftwerke nutzen oft eine Kombination mehrerer Energieträger, weshalb in diesem Fall ein Hauptbrennstoff sowie gegebenenfalls Zusatz- und Ersatzbrennstoffe aufgeführt sind. Um dennoch eine eindeutige Zuordnung für statistische Auswertungen zu ermöglichen, gibt die Kraftwerksliste hierfür eigens eine eindeutige Einteilung für jede Anlage an, worauf auch die Klasseneinteilungen der hier folgenden Auswertungen beruhen. Der Entscheidung zur Einteilung der Kraftwerkskapazitäten in Sparten kommt auch eine besondere Bedeutung zu, wenn diese später mit der für Baden-Württemberg bilanzierten Bruttostromerzeugung verbunden werden, die vom Statistischen Landesamt veröffentlicht wird (235). Eine aufeinander abgestimmte Einteilung der beiden Statistiken ermöglicht eine genauere Analyse der mit der installierten Leistung tatsächlich erreichten Stromerzeugung und ist essentiell zur Betrachtung der Kraftwerksauslastung als Basis für die Prognose der zukünftigen Stromerzeugung anhand der Entwicklung der Kapazitäten.

Weiter enthält die Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur die Stromerzeugungskapazitäten in Stichtagsbetrachtung zum angegebenen Stand, im vorliegenden Fall ist dies der 01. Juni 2015. Aufgrund der nicht exakt bekannten Zu- und Abschaltzeiten der einzelnen Anlagen ist für die Analyse der zeitlichen Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten jedoch nur eine Zeitraumbetrachtung möglich. So gibt die Liste lediglich das Jahr der In- oder Außerbetriebnahme eines Kraftwerks an. Daher werden die Kapazitäten für die folgende quantitative Analyse in der Regel für den Zeitraum jeweils eines gesamten Jahres angenommen. Somit werden Inbetriebnahmen in einem bestimmten Jahr diesem Jahr zugerechnet, da diese mit hoher Wahrscheinlichkeit im Laufe des Jahres und nicht automatisch zum Jahresende geschah. Gleiches gilt für Außerbetriebnahmen, die aus gleichem Grund ebenfalls dem angegebenen Jahr zugerechnet werden. Hieraus ergibt sich ein Effekt, der zu leichten Unsicherheiten führt: In einem Jahr mit In- und Außerbetriebnahmen werden die Kraftwerkskapazitäten aufgrund der Zurechnung zum jeweiligen In- und Außerbetriebnahmejahr in der Regel systematisch überschätzt und bestenfalls exakt betrachtet, nie jedoch systematisch unterschätzt. Diese Unsicherheit ist jedoch bezogen auf die Gesamtkapazität innerhalb der Erzeugungsklasse gering. Wenn bestimmte Jahresrandtermine von In- und Außerbetriebnahmen bekannt sind oder Korrelationen zwischen solchen Aktionen bestehen, werden diese Einzelfälle in den Auswertungen gesondert berücksichtigt und diskutiert, um die Unsicherheit möglichst gering zu halten. Ein Beispiel ist die Inbetriebnahme des Blocks 9 des Großkraftwerks Mannheim im Jahr 2015 und die endgültige Außerbetriebnahme der Blöcke 3 und 4 des Kraftwerks im selben Jahr. Da öffentlich kommuniziert wurde, dass Block 9 die Blöcke 3 und 4 ersetzt und diese mit Inbetriebnahme des neuen Blocks vom Netz genommen wurden (236), wurden entgegen der oben beschriebenen Systematik zwar der Block 9 bereits dem (gesamten) Jahr 2015 zugerechnet,

die Blöcke 3 und 4 jedoch letztmalig im Jahr 2014 bilanziert. Damit wird der Fehler aufgrund des unterjährigen Wechsels und der Zeitrumbetrachtung nicht vollständig behoben, jedoch auf ein tolerables Minimum reduziert, was auf Grund der hohen Kapazitäten der betrachteten Kraftwerksblöcke wesentlich für die weitere Analyse ist. Ein anderer Fall eines Zubaus großer Kapazitäten und daraus resultierender Unsicherheiten in der Zeitreihe betrifft den Block 8 des Rheinhafendampfkraftwerks Karlsruhe mit ca. 840 MW installierter Leistung, der offiziell nach Liste der Bundesnetzagentur im Jahr 2014 ans Netz gegangen ist. Laut Mitteilungen des Betreibers EnBW (233) gab es jedoch bereits Netzeinspeisungen im Jahr 2013 während des Probetriebs, die relevanten Umfang haben dürften. In der vom statistischen Landesamt ausgewiesenen Bruttostromerzeugung für das Jahr 2013 ergibt sich ein Missverhältnis zur installierten Leistung verglichen mit den Vorjahren, wenn man die zusätzliche RDK 8-Kapazität für dieses Jahr nicht betrachtet. Würde man sie vollständig auch dem Jahr 2013 zuschreiben, ist das Verhältnis wieder nahezu ausgeglichen. Da das offizielle Inbetriebnahmejahr jedoch 2014 war, wird diese Zuordnung in der dargestellten Kapazität beibehalten, für die spätere Berechnung der Kraftwerksauslastung wird diese Unsicherheit jedoch besonders betrachtet (siehe Abschnitt 5.1.3).

Da nicht EEG-vergütungsfähige Kleinanlagen mit installierten Leistungen < 10 MW in der Kraftwerksliste nur bundesweit zusammengefasst und nicht bundeslandspezifisch dargestellt sind, kommt es bei einer kompletten Nichtberücksichtigung zu einer systematischen Unterschätzung der konventionellen Kraftwerkskapazitäten. Bei einigen Energieträgern summieren sich darunter bedeutende Kapazitätsmengen. So verteilen sich im Jahr 2015 knapp 2,3 GW in kleinen Erdgas-Kraftwerken. Auf Mineralölprodukte entfallen bundesweit auch noch 250 MW sowie knapp 400 MW auf sonstige, nicht erneuerbare Energieträger. Die Kleinanlagen für Steinkohle sind dagegen mit insgesamt 12 MW für diese Auswertung vernachlässigbar. Um die hierbei entstehende Unsicherheit zu quantifizieren und zu diesem Zweck die auf Baden-Württemberg entfallenden Kapazitäten abzuschätzen, wurden die aktuellsten nach Energieträgern und Bundesländern getrennten statistischen Daten zur Bruttostromerzeugung, die vom Länderarbeitskreis Energiebilanzen der Statistischen Landesämter zusammengestellt wurden und in ihrer Qualität neuestens aus dem Jahr 2012 vorliegen (237), als Referenz herangezogen. Der Prozentsatz an der deutschen Gesamt-Stromproduktion, der in der jeweiligen Sparte aus Baden-Württemberg registriert wurde, dient zur Berechnung und Verteilung des Anteils der Kleinanlagen, der für Baden-Württemberg angenommen wird. Nach dieser Abschätzung entfallen von den 2015 für Deutschland zusammengefassten Kleinanlagen installierte Leistungen von etwa 77,8 MW im Bereich Erdgas, 10,4 MW für Mineralölprodukte und 43,7 MW auf Stromerzeugung mit sonstigen Energieträgern auf Anlagen in Baden-Württemberg. Das erhöht die Kapazitäten für Erdgaskraftwerke um 7,4 Prozent und für Mineralölkraftwerke um etwa 1,5 Prozent. Die „sonstigen nicht erneuerbaren Energieträger“, die man der Kategorie „Abfall“ zuordnen kann, erhöhen diese Kapazität um 44,5 Prozent. Bei dieser Kategorie handelt es sich jedoch um die relativ betrachtet kleinste mit einer gesamten installierten Leistung von ca. 100 MW. Insgesamt kann man durch diese Überlegungen von Kleinkraftwerkskapazitäten über alle Energieträgerarten von unter 250 MW im Jahr 2015 ausgehen, was einem Anteil von unter 3 Prozent der gesamten konventionellen Erzeugungskapazitäten (ohne Kernenergie) im Land entspricht.

Konventionelle Erzeugungskapazitäten

Insgesamt waren im Jahr 2015 in Baden-Württemberg ca. 11,42 GW an regulärer konventioneller elektrischer Kraftwerksleistung (inklusive Pumpspeicher, ohne Reserve) installiert, wobei auf die Kernenergie 2,7 GW entfallen. Der Hauptanteil wird durch die Steinkohle mit 5,5 GW gestellt, gefolgt von Pumpspeicherkapazitäten mit knapp 1,9 GW und Erdgas mit etwas mehr als 1,1 GW installierter

Leistung. Der Rest verteilt sich auf Mineralölkraftwerke mit gut 700 MW und Abfall-Verwertungen sowie sonstigen konventionellen Kraftwerken mit etwa 140 MW. Weiter werden ca. 670 MW an Kraftwerkskapazitäten als Reserve vorgehalten durch Kraftwerke, die vom Betreiber im Regelbetrieb vom Netz genommen wurden, auf Grund ihrer Systemrelevanz jedoch betriebsbereit gehalten werden müssen und in Spitzenlastzeiten zum Einsatz kommen. Dies betrifft vor allem, wie bereits in der qualitativen Darstellung ausgeführt, Steinkohle- und Gaskraftwerke.

Bis zum Jahr 2020 werden sich nach den getroffenen Annahmen die Regelkapazitäten der konventionellen Kraftwerke um ca. 1,66 GW auf rund 9,77 GW verringern, was vor allem auf die Stilllegung des Kernkraftwerks Philippsburg 2 im Jahr 2019 zurückzuführen ist. Die übrigen Kraftwerkskapazitäten bleiben bis auf einen leichten Rückgang im Bereich der Steinkohle weitestgehend stabil. Dieser Trend setzt sich auch bis 2025 fort, wobei wiederum die Stilllegung des Kernkraftwerks Neckarwestheim II als letzter verbliebener Kernkraftwerksblock in Baden-Württemberg im Jahr 2022 den Hauptanteil des Rückgangs der Kapazitäten um weitere 1,4 GW gegenüber 2020 und insgesamt um 3,06 GW verglichen mit 2015 auf nunmehr rund 8,37 GW ausmacht. In diesen Zeitraum fallen auch einige wenige Außerbetriebnahmen von meist kleineren Kraftwerken, für die nach einer gängigen Abschätzung ihrer durchschnittlichen Lebensdauer nach Vorbild der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena) (238) eine Stilllegung angenommen wird. So könnte damit gerechnet werden, dass die drei Mineralölkraftwerks-Blöcke des Restmüllheizkraftwerks in Stuttgart-Münster, die mit Gasturbinen betrieben werden, gegen 2024 nach 50 Betriebsjahren vom Netz genommen werden. Vorausgesetzt wird hierbei jedoch eine ersatzlose Stilllegung, doch auch eine Modernisierung mit Wechsel des Energieträgers nach dem Vorbild des Heizkraftwerks Stuttgart-Gaisburg erscheint möglich.

Die beschriebene Entwicklung der konventionellen Kraftwerkskapazitäten ist in Abbildung 5-1 dargestellt. Die Balken, die sich auf die linke Achse beziehen, verdeutlichen die installierten Kapazitäten summiert für die Energieerzeugungssparten Kernenergie, Steinkohle, Erdgas, Mineralöl, Abfall (mit sonstigen Energieträgern) und Pumpspeicherkraftwerke. Dabei zeigen die helleren Abschnitte bei Steinkohle und Mineralöl in den Jahren 2015 bis 2017 die betriebsbereit gehaltenen Reservekapazitäten. Die darüber dargestellte Linie mit Bezug auf die rechte Achse verdeutlicht die gesamten installierten Leistungen im konventionellen Kraftwerksbereich, wobei wiederum die Reserve als hellere, unterbrochene Linie aufgezeigt ist.

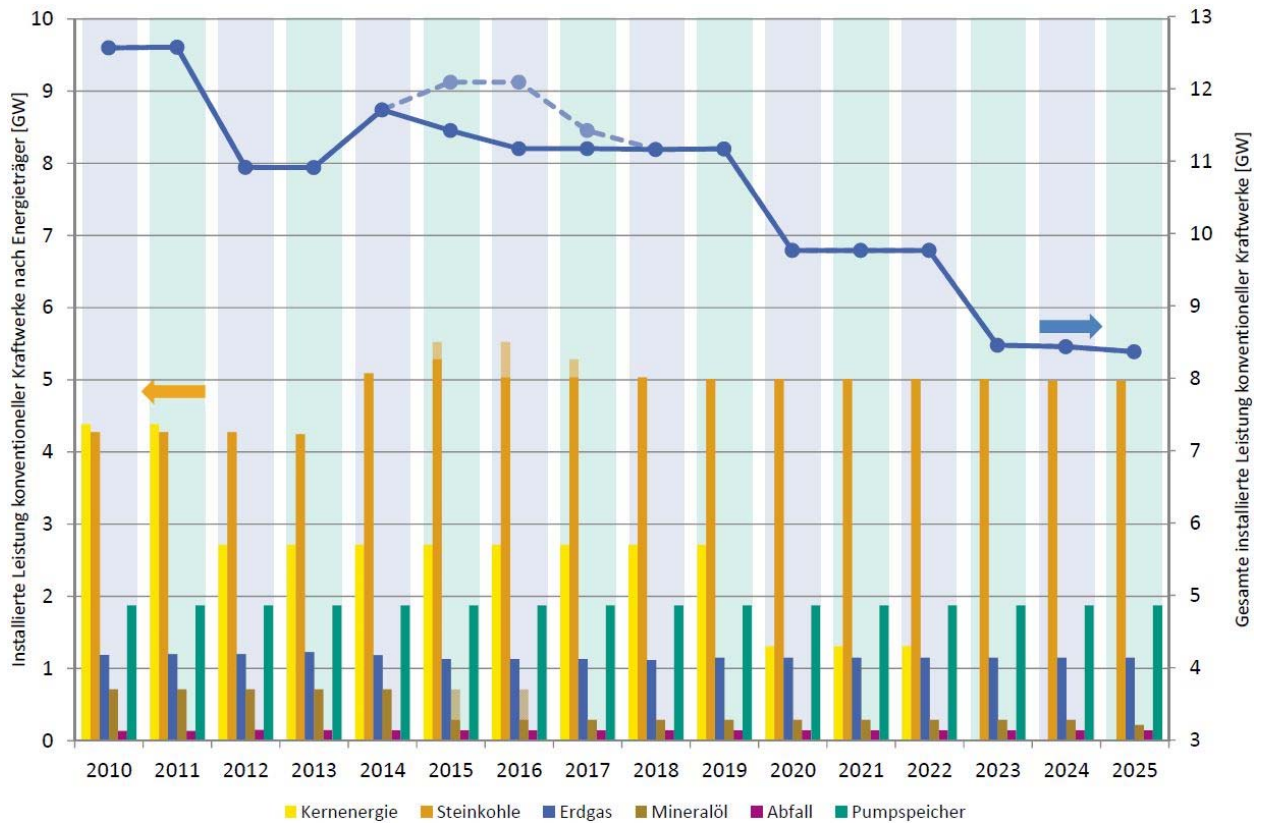


Abbildung 5-1. Installierte Leistung konventioneller Kraftwerke nach Energieträger und insgesamt.

Leicht zu erkennen sind die Stufen des Ausstiegs aus der Kernkraft im Jahr 2011, der weitere große Rückgänge in 2019 und 2022 zur Folge hat. Die größeren Veränderungen in den Jahren 2014 bis 2017 sind besonders auf die beschriebenen Entwicklungen bei den großen Kraftwerken im Steinkohle-Sektor zurückzuführen. So zeigt sich in dem starken Anstieg in 2014 die Inbetriebnahme des Blocks 8 des Rheinshafendampfkraftwerks und im Jahr darauf des Ersatzes der Blöcke 3 und 4 des Großkraftwerks Mannheim durch den neuen und leistungsstärkeren Block 9, dem jedoch die Stilllegungen bzw. Überführungen in die Reserve der Kraftwerksblöcke in Walheim und Heilbronn sowie die ebenfalls in die Reserve überführten Anlagen des mit Mineralöl betriebenen Dampfkraftwerks in Marbach gegenüberstehen und dadurch einen Gesamt-Rückgang der Regelkapazität bewirken.

Vergleich zur Vorgängerstudie 2012

Betrachtet man die in der Vorgängerstudie prognostizierten Entwicklungen der konventionellen Kraftwerkskapazitäten, sind leichte Abweichungen zu den aktuellen Analysen zu erkennen, die zum einen auf realen Entwicklungen, zum anderen auch auf unterschiedlichen Annahmen und Datengrundlagen beruhen. Letzteres bezieht sich besonders auf die Einbeziehung der Pumpspeicherkraftwerke in die Zusammenstellung der konventionellen Stromerzeugungsanlagen, die im Gegensatz zur Vorgängerstudie in diesem Update vorgenommen wurde. Begründet ist dies damit, dass der dort gespeicherte Strom aus verschiedenen Quellen stammt und daher auch das statistische Landesamt in der Auswertung der Stromerzeugung den durch Pumpspeichieranlagen ohne natürlichen Zufluss erzeugten Strom nicht zu den Erneuerbaren Energien, sondern zu den „sonstigen Energieträgern“ rechnet. Weiter wird der erzeugte Strom in allen Statistiken bilanziert und die Pumpspeicher haben mit ca. 1000 Volllaststunden [bdeW Volllaststunden] einen nennenswerten Anteil an der Strombereitstellung. Wie erwähnt werden sie jedoch bei der Lastdeckung aufgrund ihres

Speichercharakters gesondert betrachtet. Die Kraftwerksliste führt bei Pumpspeichieranlagen, die auch parallel einen Laufwasserteil aufweisen oder zu Teilen über natürliche Zuflüsse verfügen, ebenfalls mit eigenen Kapazitäten unter der Kategorie „Laufwasser“ auf, sodass alle in der Kraftwerksliste dargestellten Pumpspeicherkraftwerkskapazitäten auch als solche ohne natürlichen Zufluss angenommen werden.

Die für die Studie 2012 zugrunde gelegten Kraftwerkslisten weisen zudem nur Kraftwerke mit einer installierten Leistung von > 20 MW aus, während die in der aktuellen Auswertung verwendete neue Liste diese Schwelle auf 10 MW setzt und die Kleinanlagen wie beschrieben kumuliert. Auch werden in der Vorgängerstudie Werkskraftwerke wie etwa das Kraftwerk der Daimler-AG in Sindelfingen, der Freudenberg & Co. KG in Weinheim oder die Kraftwerke der Universität Stuttgart nicht berücksichtigt, ebenso wie diverse andere kleinere Kraftwerke (z.B. HKW Ulm).

Der abweichende Verlauf der Gesamt-Kapazitäten liegt besonders an verschobenen Inbetriebnahmen von größeren neuen Kraftwerken, hier besonders des Blocks 8 des Karlsruher Rheinhardendampfkraftwerks (RDK 8) und des Großkraftwerks Mannheim, Block 9 (GKM 9). Für ersteren wurde in der Vorgängerstudie eine Inbetriebnahme in 2013 angenommen, welche nach der aktuellen Kraftwerksliste erst 2014 erfolgte. Dennoch fanden erste Netzeinspeisungen in 2013 statt, was im Abschnitt über die Kraftwerksauslastung näher berücksichtigt wird. Letztgenannter ging ebenfalls mit einer Inbetriebnahme in 2015 statt 2014 ein Betrachtungsjahr später als in der Vorgängerstudie angenommen ans Netz.

Weiter werden in der Darstellung der Studie aus 2012 verschiedene Annahmen über Stilllegungen zu existierenden Kraftwerken getroffen, die sich zum Teil entweder real anders eingestellt haben oder in der aktuellen Auswertung leicht modifiziert wurden. So gingen die Heilbronner Kraftwerksblöcke HLB 5 und 6, für die eine Stilllegung erst in 2020 bzw. 2021 prognostiziert wurde, bereits 2015 vom Netz, ebenso wie Turbine D des Heizkraftwerks Mannheim, die schon im Jahr 2012 statt im Jahr 2022 endgültig stillgelegt wurde. Auch für die Gaskesselanlage des Heizkraftwerks Pforzheim, für die bis spätestens 2017 eine Stilllegungsanzeige bei der Bundesnetzagentur vorliegt (57) (239) wurde eine andere Betriebsdauer unterstellt. Dagegen wurde die Außerbetriebnahme mehrerer Blöcke des Kraftwerks Marbach recht genau vorhergesagt, wobei mit Marbach II GT der älteste Block dieser Anlage statt bis 2011 noch bis 2014 im Regelbetrieb lief und nun wie die anderen beiden Blöcke auch in der Reserve betriebsbereit gehalten wird. Die in der Vorgängerstudie getroffenen Annahmen der Betriebsdauern beruhten auf den von der dena angenommenen üblichen Lebensdauern verschiedener Kraftwerkstypen (240) (238). So werden für Mineralölkraftwerke durchschnittlich 40 Jahre angenommen. Eine unterschiedliche Kategorisierung einzelner Kraftwerke führte jedoch auch zu einer abweichenden Einschätzung etwa für das Kraftwerk Stuttgart-Münster, bei dem es sich zwar vom Brennstoff her um ein Mineralölkraftwerk handelt, deren Lebensdauern nach dena mit durchschnittlich 40 Jahre angenommen werden. Technisch beinhaltet dieses Kraftwerk jedoch eine Gasturbine, und somit wird die die Betriebsdauer in dieser Aktualisierung der Studie mit 50 Jahren angenommen. Daher wird in der aktuellen Auswertung nicht von einer Abschaltung in 2014 ausgegangen, die auch nicht erfolgt ist, sondern von einer Betriebsdauer bis mindestens 2024. Ganz allgemein wird in der vorliegenden Studie zwar ebenfalls mit den genannten Prognosen der Kraftwerkslebensdauern gearbeitet, es wird aber eher von einer konservativen Abschätzung der Außerbetriebnahme ausgegangen, da die von der dena vorgeschlagenen Betriebsdauerannahmen nur grobe Richtwerte darstellen und in der Diskussion mitunter umstritten sind (241).

Neben diesen abweichenden Annahmen von Datengrundlagen und Entwicklungen spielen auch unvorhersehbare Ereignisse bei den unterschiedlichen Prognosen zur Vorgängerstudie eine Rolle. Ein Beispiel ist das erst 2009 in Betrieb gegangene Steinkohlekraftwerk der Papierfabrik Albrück, dessen Stilllegung erst für Mitte der 2050er Jahre angenommen wurde. Aufgrund der Insolvenz der Papierfabrik wurde dieses Kraftwerk jedoch bereits 2012 endgültig stillgelegt.

5.1.3 Kraftwerksauslastung als Basis zur Berechnung der Entwicklung der Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken

In dieser Studie werden die Prognosen der Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken auf der Grundlage der installierten Leistungen berechnet. Der Parameter zur Berechnung der Stromproduktion ist die Anzahl der Volllaststunden als Maß für die Auslastung einer Kraftwerkskapazität. Er gibt an, wie viele Stunden ein Kraftwerk im Jahr unter Volllast produzieren müsste, um die entsprechende Jahresstrommenge zu erzeugen, und errechnet sich als Quotient aus tatsächlicher Stromerzeugung und installierter Leistung. Der reale Betrieb eines Kraftwerks stellt sich selbstverständlich anders dar, zur Berechnung der Produktionsmenge ist die Anzahl der Volllaststunden jedoch ein sinnvolles Hilfsmittel.

Die jeweiligen Prognosen starten mit dem gleichen Ausgangswert der Volllaststunden, der aus der bisherigen Entwicklung der Stromerzeugungskapazitäten und der tatsächlichen Stromproduktion der letzten Jahre gebildet wird. Um Einflüsse durch etwaige Sondereffekte zu minimieren, wurden die im vorherigen Abschnitt betrachteten Kapazitäten seit dem Jahr 2010 mit den vom Statistischen Landesamt veröffentlichten Erzeugungsdaten verglichen, die bis 2013 vorliegen. Somit wurden die Volllaststunden über einen Zeitraum von vier Jahren (2010-2013) ermittelt und ein Mittelwert gebildet, der als Ausgangswert für die Prognosen dient. Zur Prüfung der Plausibilität wurden die ermittelten Werte mit den Ergebnissen einer Metastudie der Agentur für Erneuerbare Energien (AEE) zur Entwicklung der Volllaststunden von Kraftwerken in Deutschland verglichen (242). In dieser Studie aus dem Jahr 2013 werden historische Daten und Prognosen von zahlreichen Studien zur Kraftwerksauslastung diverser Sparten dargestellt. Zusätzlich wurden die hier ermittelten Volllaststunden mit aktuellen vorläufigen Werten, die vom Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (bdeW) als Durchschnitt für die gesamte Energiewirtschaft in Deutschland für das Jahr 2013 veröffentlicht wurden, verglichen und so ebenfalls auf Plausibilität überprüft.

Für die *Kernenergie* ergibt sich in der Rückschau der betrachteten Jahre eine durchschnittliche Anzahl der Volllaststunden von 7572. Hierbei wurde das Jahr 2011 aufgrund der besonderen Situation durch das Atom-Moratorium vom 14.03.2011, nachdem die Kraftwerksblöcke Philippsburg 1 und Neckarwestheim I vom Netz genommen wurden, nicht mit in die Betrachtung einbezogen. Auch eine anteilige Berücksichtigung der Kapazitäten der abgeschalteten Kraftwerke würde nicht die tatsächliche Situation der Kraftwerksauslastungen in diesem Jahr widerspiegeln, da die anderen Kraftwerke dies mit erhöhter Produktion kompensierten. Ein Vergleich mit historischen Daten der AEE-Studie (242) zeigt zum einen, dass die Kraftwerksauslastung der nach dem Moratorium verbliebenen Kraftwerke in 2011 überdurchschnittlich hoch war, was die beschriebene Ausnahmesituation bestätigt. Zum anderen erscheint die hier angenommene Volllaststundenanzahl im Vergleich sowohl mit den von der AEE als auch vom bdeW dargestellten Werten plausibel.

Steinkohlekraftwerke als die nach installierter Leistung mittlerweile mit Abstand bedeutendsten Kraftwerke weisen eine durchschnittliche Volllaststundenanzahl von 3829 auf. Hierbei ist jedoch zu

berücksichtigen, dass nach einer strengen Berechnung der installierten Leistung nach Kraftwerksliste und produziertem Strom nach Statistischem Landesamt für das Jahr 2013 die Anzahl der Volllaststunden einen starken Anstieg verzeichnet. Dies lässt sich erklären durch den oben beschriebenen Effekt der Stromeinspeisung durch den großen neuen Kraftwerksblock RDK 8 des Rheinhardendampfkraftwerks, die bereits 2013 erfolgte, wobei der Block erst mit Betriebsbeginn in 2014 in der Kraftwerksliste aufgeführt ist. Erhöht man die installierte Leistung bereits im Jahr 2013 um diesen Wert, liegt die Volllaststundenanzahl wieder auf Durchschnittsniveau, weshalb hier so verfahren wurde. Es sei bemerkt, dass durch die Zurechnung der vollen Kapazitäten in 2013 jedoch die ebenfalls beschriebenen Unsicherheiten durch die Zeitraumbetrachtung entstehen, die jedoch verglichen mit einer Nichtbeachtung als gering einzuschätzen sind. Ein Vergleich mit der AEE-Studie zeigt, dass die aufgeführten 3829 Volllaststunden genau im Durchschnittsbereich für Deutschland liegen, was diese Vorgehensweise bestätigt.

Bei Kraftwerken mit *Erdgas*-Befeuerung gibt es ebenfalls einen Sondereffekt, der zu berücksichtigen ist. Während die Werte für die Jahre 2010, 2011 und 2013 mit knapp unter 3000 Volllaststunden im Bereich derjenigen der AEE-Studie liegen, ist für 2012 ein Einbruch der Volllaststunden auf rund 2300 zu verzeichnen. Grund hierfür ist – im Gegensatz zu dem Sondereffekt der Steinkohlekraftwerke – nicht eine Abweichung in der betrachteten installierten Leistung, sondern ein starker Rückgang in der tatsächlichen Stromproduktion in diesem Jahr. Diese um rund einem Viertel geringere Produktion verglichen mit den angrenzenden Jahren lässt sich durch Lieferengpässe bei Erdgas in 2012 erklären, was sich direkt auf die Stromproduktion der Erdgas-Kraftwerke in Süddeutschland ausgewirkt hat, wie auch eine Studie der DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH im Auftrag des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfachs (DVGW) zeigt (243). Aus diesem Grund wurde dieser Datenpunkt bei der Durchschnittsbildung nicht berücksichtigt, und so ergibt sich mit den übrigen Werten eine Anzahl von 2.832 Volllaststunden.

Für die weiteren Kraftwerkstypen müssen zur Ermittlung der Volllaststunden weitere Annahmen und Vereinfachungen getroffen werden, da die Kapazitäten und die produzierten Strommengen in den beiden zugrunde liegenden Datensätzen (Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur und Daten des Statistischen Landesamts zur Bruttostromerzeugung) unterschiedlich eingruppiert sind. So unterscheidet die Kraftwerksliste nach den Kategorien „Mineralölprodukte“, „Abfall“ und „Pumpspeicher“, während das Statistische Landesamt eine Gruppierung nach „Heizöl“ und „sonstigen Energieträgern“ vorsieht. Unter letzter Kategorie fallen Dieselmotorkraftstoff, Flüssiggas, Raffineriegas, Petrolkoks, Braunkohle und sonstige sowie Pumpspeicherwasser ohne natürlichen Zufluss. Die abweichenden Begrifflichkeiten schließen Überschneidungen zwischen den Kategorien nicht aus. Da es sich bei den Volllaststunden jedoch nur um eine virtuelle Größe zur Berechnung der Stromproduktion aus den Kapazitäten handelt, ist eine sinnvolle direkte Zuordnung einer Kapazitätsgruppe zu einer Produktionsgruppe zulässig. So wurden für die weiteren Berechnungen die Kategorie „Mineralölprodukte“ bei den Kapazitäten auf die Erzeugung aus „Heizöl“ abgebildet und die Pumpspeicherkraftwerke sowie die Abfall-Kraftwerke, unter die auch die Kapazitäten aus Kleinanlagen für „sonstige nicht Erneuerbare Energieträger“ subsumiert sind, der Erzeugungskategorie „Sonstige Energieträger“ zugeordnet. In dieser Kategorie werden in Baden-Württemberg die Pumpspeicherkraftwerke die dominante Rolle spielen. So ergibt sich für die *Mineralölkraftwerke* eine Anzahl an Volllaststunden von 497. Die Tendenz – sofern man bei der geringen Anzahl an Datenpunkten und dem ohnehin schon niedrigen Wertenniveau von einer Tendenz sprechen kann – ist leicht rückläufig. Die hierbei in Kauf genommene Unsicherheit bei der Prognose ist jedoch gering, da sowohl die Auslastung als auch die Kapazitäten jeweils am niedrigsten aller Kategorien sind.

Für *Pumpspeicherkraftwerke und sonstige* – hier besonders Abfall – ergeben sich recht konstante 1384, was auch plausibel erscheint. Die AEE-Studie macht zwar über Pumpspeicher und Mineralölkraftwerke keine direkte Aussage, jedoch ist in einer vorläufigen Auswertung des bdeW für Pumpspeicherkraftwerke ein Wert von 1000 Volllaststunden in 2013 angegeben. Für Öl hingegen liegt der deW-Bundeswert 2013 um einen Faktor 2 über dem hier dargestellten Wert, was aber mit den beschriebenen Abwägungen eine akzeptable Unsicherheit darstellt.

Die so ermittelten Ausgangswerte für die Kraftwerksauslastung, die den folgenden Prognosen der Stromerzeugung aus konventionellen Kapazitäten zugrunde liegen, sind in Tabelle 5-1 zusammengestellt:

Tabelle 5-1: Basisannahme für die Kraftwerksauslastung konventioneller Stromerzeugungskapazitäten.

Kategorie	Ausgangswert Volllaststunden (h/a)
Kernenergie	7.572
Steinkohle	3.829
Erdgas	2.832
Mineralöl	497
Pumpspeicher und sonstige	1.384

5.2 Szenarien für den Strommix in Baden-Württemberg bis 2025

Mögliche Entwicklungen des zukünftigen Strommix für die Strombereitstellung durch inländische Erzeugung und externe Importe zur Deckung des Bruttostromverbrauchs in Baden-Württemberg für die Zeit bis 2025 werden in drei Szenarien mit unterschiedlichen Schwerpunkten dargestellt, die auf die Erkenntnisse aus den vorangestellten Untersuchungen beruhen. Modelliert werden jeweils die erzeugten oder importierten Strommengen und die entsprechenden installierten Leistungen sowie daraus abgeleitete Größen wie Umweltfaktoren. Die Szenarien arbeiten hinsichtlich des modellierten Strommix mit den folgenden Größen-Kategorien, die je nach Szenario entsprechend individueller Annahmen fixiert werden, fest angenommenen Entwicklungen unterworfen sind oder als frei zu modellierende Größe einen Untersuchungsgegenstand des jeweiligen Szenarios ausmachen:

- Bruttostromerzeugung aus **konventionellen Kraftwerken** in Baden-Württemberg
- Bruttostromerzeugung aus **erneuerbaren Energiequellen** in Baden-Württemberg
- **Stromimporte** aus Nachbarländern bzw. notwendiger Zubau weiterer Kapazitäten

Die Annahmen und Untersuchungsgegenstände für die einzelnen Kategorien sind in der Definition des jeweiligen Szenarios dargestellt. Neben den technischen Voraussetzungen, auf denen die Modellierungen basieren, setzen die folgenden (z.T. politischen) Rahmen entweder die jeweiligen Randbedingungen für die Annahmen oder die Zielgrößen für die Untersuchungsgegenstände, um deren Zielerreichung zu überprüfen:

- Landespolitische Ziele hinsichtlich des **Ausbaus der erneuerbaren Energien**

Tabelle 5-2. Ziele der Landesregierung zum Ausbau der Erneuerbaren Energien in Baden-Württemberg gemäß IEKK (43) / ZSW (223): Absolut produzierte Strommengen in TWh/a (Anteil in Prozent).

Sektor	Ziel bis 2020	Ziel bis 2030
Photovoltaik	7,6 TWh/a (12 %)	10,95 TWh/a
Windkraft	6,35 TWh/a (10 %)	14,54 TWh/a
Wasserkraft	5,5 TWh/a (8 %)	5,7 TWh/a
Bioenergie, -gas und - Abfall	4,9 TWh/a (8 %)	5,8TWh/a
gesamt	24,7 TWh/a (38 %)	48,8 TWh/a (86 %) in 2050

- Landespolitische Ziele zur **Reduktion der Treibhausgasemissionen** durch die Stromproduktion

Tabelle 5-3: CO₂-Minderungsziele gemäß IEKK (43) / ZSW (223) für 2020 und 2050 sowie Interpolation des Ziels für 2025.

CO ₂ -Minderungsziel bezogen auf:	2020	2025	2050
1990	-15 bis -18%		-87%
2005	-26%		-88%
2010	-6%	-19%	-84%

- **Bruttostromverbrauch** in Baden-Württemberg

Tabelle 5-4: Angenommener Bruttostromverbrauch in Baden-Württemberg (vgl. Kapitel 4.1.2).

	2020	2025
Bruttostromverbrauch	77 TWh/a	75,6 TWh

- Zielvorgaben zum **Import von Strommengen** aus Nachbarländern oder dem Ausland

Bezüglich des Bruttostromverbrauchs wird in den Szenarien davon ausgegangen, dass die im „Energieszenario 2050“ des IEKK prognostizierten Werte erreicht werden, wie in Kapitel 4.1.2 dargestellt ist. Auf Grund des Vergleichs des realen Bruttostromverbrauchs und der Neuausrichtung der Energiepolitik wird daher von der Annahme eines bis 2020 konstanten Stromverbrauchs mit anschließender Reduktion, wie sie in der Vorgängerstudie in Anlehnung an das „Klimaschutzkonzept 2020plus“ der Vorgängerregierung getroffen wurde, abgewichen.

Die Variation der verschiedenen Größen-Kategorien innerhalb der entsprechenden Rahmen und die diversen möglichen Untersuchungsgegenstände ergeben eine Vielzahl denkbarer Szenarien, die zur Prognose des zukünftigen Strommix in Baden-Württemberg modelliert werden könnten. Unter diesen wurden drei Szenarien ausgewählt, die in den folgenden Kapiteln diskutiert werden:

Basis-Szenario

Das Basis-Szenario geht von der Erreichung der landespolitischen Ausbauziele für Erneuerbare Energien und einer konservativen Entwicklung der Stromproduktion aus konventionellen Kraftwerken aus. Untersucht werden die notwendige zu importierende Strommenge bzw. ein eventueller Zubau konventioneller Kapazitäten und die Zielerreichung im Klimaschutz. Darüber hinaus spielt die Deckung typischer Lastverläufe eine wichtige Rolle. Das Basis-Szenario entspricht in der Gestalt der Grundannahmen dem Basis-Szenario der Vorgängerstudie, verwendet jedoch die aktualisierten Modellierungen und berücksichtigt die neueren Entwicklungen auf dem Baden-Württembergischen Energiemarkt. Vor diesem Hintergrund werden auch die Abweichungen des neuen Basis-Szenarios zu dem der Vorgängerstudie diskutiert.

Alternativ-Szenario

Als Aktualisierung des Alternativ-Szenarios aus der Vorgängerstudie wird angenommen, dass der Zubau der Erneuerbaren Energien – besonders der Windenergie – nicht in dem von der Landesregierung angestrebten Maß voranschreitet. Dafür werden die Importe deutlich höher angenommen als im Basis-Szenario. Die Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken in Baden-Württemberg wird gleich der des Basis-Szenarios angenommen.

Klimaschutz-Szenario

Das Klimaschutz-Szenario stellt eine Erweiterung der Betrachtungen aus der Vorgängerstudie dar und untersucht eine mögliche Variante des Strommix in Baden-Württemberg, nach dem die landespolitischen Ziele zur Reduktion der Treibhausgasemissionen eingehalten würden. Dies hat besonders Auswirkungen auf die Auslastung der konventionellen Kraftwerke.

5.2.1 Basis-Szenario

5.2.1.1 Annahmen und Untersuchungsgegenstände

Die Annahmen für das Basis-Szenario spiegeln im Grunde die Annahmen des entsprechenden Szenarios in der Vorgängerstudie wider. Es wird davon ausgegangen, dass die landespolitischen Ziele zum Ausbau Erneuerbarer Energien gemäß dem Integrierten Energie- und Klimaschutzkonzept IEKK (43) erreicht werden. Auch geht das Basis-Szenario von einer konservativen Entwicklung der Bruttostromproduktion aus konventionellen Kraftwerken aus, was bedeutet, dass deren Auslastung als konstant über den Betrachtungszeitraum angenommen wird und dass keine neuen konventionellen Kraftwerke mehr zugebaut werden. Somit kann das Basis-Szenario zum einen als Aktualisierung und Weiterentwicklung des Basis-Szenarios aus der Vorgängerstudie, zum anderen auch als Überprüfung des entsprechenden Szenarios aus dem Konzept der Landesregierung verstanden werden, weshalb dieses Szenario besonders vor diesem Hintergrund diskutiert wird. Untersuchungsgegenstand ist demnach zum einen die Stromlücke, die sich aus dem aus allen verfügbaren Quellen produzierten Strom und dem entsprechenden Verbrauch in Baden-Württemberg ergibt und wie diese durch notwendige Importe und weiterem Zubau von konventionellen Erzeugungsanlagen geschlossen werden muss, die Gewährleistung der Deckung typischer Lastverläufe sowie die Einhaltung der Ziele zum Klimaschutz, besonders der angestrebten Reduktion der CO₂-Emissionen aus der berechneten Stromproduktion im Land.

Eckdaten des Basis-Szenarios

Annahmen und Modellierungsrahmen

- **Bruttostromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken:**
konservative Entwicklung, d.h. Annahme konstanter Volllaststunden für die einzelnen Kraftwerkssparten gemäß des Ausgangswertes in Kap. 5.1.3.
- **Bruttostromerzeugung aus Erneuerbaren Energien:**
Zielerreichung der landespolitischen Ausbauziele, d.h. Anteil der erneuerbaren Energieversorgung an der landesinternen Bruttostromerzeugung sowie die nach IEKK/ZSW entsprechende Strommenge
- **Bruttostromverbrauch:**
Annahmen gemäß Tabelle 5-4.

Untersuchungsgegenstände

- **Notwendigkeit von Stromimporten bzw. Zubau konventioneller Anlagen**
- **Klimaschutz:** Erfüllung der landespolitischen Ziele zur Minderung der CO₂-Emissionen aus der inländischen Stromerzeugung nach Tabelle 5-3.

5.2.1.2 Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken

Die konservative Prognose der Stromproduktion aus konventionellen Kraftwerken geht von einer im Mittel konstanten Kraftwerksauslastung gemäß Abschnitt 5.1.3 über den Betrachtungszeitraum aus. Dies entspricht im Prinzip dem Vorgehen der Prognose konventioneller Stromerzeugung, wie sie in der Vorgängerstudie als Grundlage für die Szenarien des Strommix in Baden-Württemberg getroffen wurde.

Die so errechnete Stromproduktion aus konventionellen Kapazitäten, die in Abbildung 5-2 dargestellt ist, bildet nach der konservativen Prognose natürlich im Wesentlichen die installierten Leistungen ab, da diese eine lineare Grundlage zur Berechnung der Produktion bieten. Durch die stark voneinander

abweichenden Volllaststunden je Energieträger als Faktor zwischen installierter Leistung und Produktion sind die Verhältnisse jedoch deutlich verschoben. Die mit Linien verbundenen Punkte zeigen die Stromerzeugung getrennt nach Erzeugungs-Sparten, für die bis 2013 statistische Daten vorliegen. Der Prognose-Zeitraum ist durch unterbrochene Verbindungslinien gekennzeichnet. Hinterlegt ist die Grafik mit einer flächigen Darstellung der Gesamtstromerzeugung aus konventionellen Kapazitäten, die zur besseren Interpretation einmal mit und einmal ohne die Produktion aus Kernkraftwerken dargestellt ist. Die beiden Hauptbetrachtungsjahre der Prognose, die Jahre 2020 und 2025, sind besonders hervorgehoben und in der Grafik mit Werten dargestellt. Demnach wird im Jahr 2020 eine Bruttostromerzeugung aus konventionellen Kapazitäten von rund 37,3 TWh erwartet, wobei der Wert ohne Kernenergie, die zu diesem Zeitpunkt vermutlich noch 9,9 TWh ausmacht, bei 27,3 TWh prognostiziert wird. Für 2025 ist diese Unterscheidung hinfällig und es wird von einer konventionellen Bruttostromerzeugung von 27,2 TWh ausgegangen.

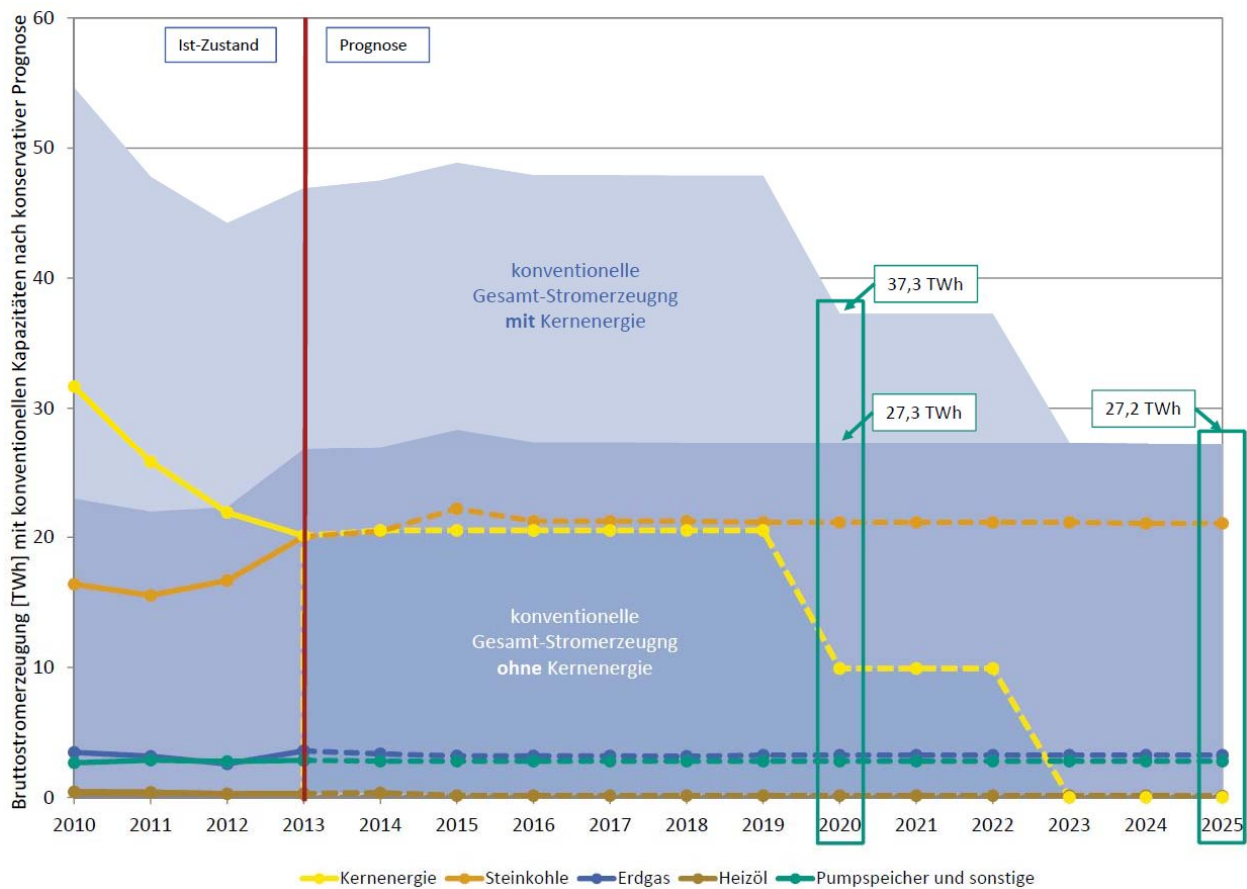


Abbildung 5-2: Stromerzeugung aus konventionellen Kapazitäten nach der konservativen Prognose.

Da die konservative Prognose dem Vorgehen der Vorgängerstudie gleicht, lassen sich die ermittelten Werte mit dieser vergleichen und diskutieren. So wird deutlich, dass auch die hier getroffenen Abschätzungen der Stromproduktion aus konventionellen Anlagen von den Prognosen der Vorgängerstudie in manchen Punkten abweichen. Entscheidend hierfür ist die unterschiedliche zu Grunde gelegte Annahme der Erzeugungskapazitäten, die sich sowohl unmittelbar als auch mittelbar auf die Prognose auswirkt.

Der unmittelbare Effekt der unterschiedlichen Annahmen zu den Erzeugungskapazitäten wirkt sich auf die Berechnungsbasis aus, da mit unterschiedlichen installierten Leistungen in der hier vorgenommenen

linearen Betrachtung unterschiedliche Produktionen angenommen werden. Ein mittelbarer Effekt ergibt sich bei der Berechnung der Volllaststunden als Faktor zwischen der Kapazität und der Stromerzeugung. Dieser wurde, wie in Abschnitt 5.1.3 dargestellt, mit dem Quotienten aus historischer Stromproduktion und installierter Leistung bzw. deren Mittelwert gebildet. Eine Variation der installierten Leistung führt zu einem anderen Wert dieses hier konstant gehaltenen Faktors, was bei sich in der Zukunft ändernden Kapazitäten in unterschiedlichen Steigungsraten der Stromproduktion resultiert. Auch wurde in der vorliegenden Überarbeitung ein Mittelwert gebildet und der Faktor um entsprechende Unsicherheits- und Individualeffekte bereinigt.

Eine weitere Abweichung der Volllaststunden aufgrund unterschiedlicher Grundlagen der installierten Leistungen ergibt sich nicht nur aus abweichender Berücksichtigung einzelner Anlagen, sondern auch aus einer teilweise abweichenden Zuordnung zu den entsprechenden Erzeugungskapazitäten. Wie erwähnt, wurden in der neuen Auswertung die Anlagen, die mit mehreren Energieträgern betrieben werden, dem in der Kraftwerksliste ausgewiesenen Hauptbrennstoff bzw. der Auswertekategorie zugeordnet. Dies wurde in der Vorgängerstudie abweichend gehandhabt, da die zu dem Zeitpunkt vorliegende Kraftwerksliste anders strukturiert war und eine solche eindeutige Zuordnung nicht ausgewiesen hatte. So wurden 2012 diverse Kraftwerke zwangsläufig den „sonstigen fossilen Energieträgern und Pumpspeichern“ zugeordnet und nicht der eigentlichen Erzeugungskapazität, in der die Produktion in den Statistiken des Bruttostromverbrauchs entsprechend dargestellt wird. Dies führt zu einer mitunter deutlichen Änderung der angenommenen Volllaststunden, welche in dieser aktualisierten Studie mit genauerer Datengrundlage korrigiert wurde. Zudem wurden einzelne Korrekturen wie etwa eine veränderte Abschätzung der Volllaststunden neuer Kraftwerksblöcke vorgenommen. Für die kürzlich in Betrieb genommenen Blöcke GKM 9 und RDK 8 wurde eine stärkere Auslastung als bei Altanlagen angenommen und diese auf 5000 Volllaststunden fixiert. Diese Zahl resultiert aus ähnlichen Abschätzungen in der Literatur (244) und ist dem Wertebereich nach im Einklang mit aktuellen Meldungen des Betreibers des GKM (245). Im Falle der Kernenergie wurde ein errechneter Mittelwert statt einer fest angenommenen Auslastung verwendet und weitere kleine Korrekturen vorgenommen.

5.2.1.3 Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien

Gemäß der oben definierten Annahme wird im Basis-Szenario die Erreichung der landespolitischen Ziele bezüglich der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien unterstellt. Maßgeblich für die hier vorgenommene Modellierung waren die absoluten Angaben der spartenspezifischen Stromerzeugung aus dem Gutachten des Zentrums für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) in seiner aktualisierten Fassung vom Dezember 2012 (223), das dem im IEKK adressierten Energieszenario 2050 zu Grunde liegt. Die vorliegende Modellrechnung geht von einem im Mittel linearen Ausbau der Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien aus und nutzt als Referenzpunkte für die Zeit bis 2020 die realen Erzeugungsdaten aus dem Jahr 2013, die als aktuellste Daten des Statistischen Landesamts vorliegen (58) sowie die für 2020 festgelegten Ziele. Für die folgenden fünf Jahre bis 2050 werden die Daten aus einer Interpolation zwischen den vorliegenden Zielen für 2020 und 2030 gewonnen. Einen Sonderfall bildet die Stromerzeugung aus Wasserkraft. Durch die Installation einer zusätzlichen Turbine im Wasserkraftwerk Iffezheim (246) im Jahr 2013 erhöhten sich die Erzeugungskapazitäten in dieser Sparte von 753 MW um 38 MW auf 791 MW, was sich auch direkt in der realen Stromproduktion niederschlägt, die im Jahr 2013 bereits bei 5,6 TWh gelegen hat. Das Ziel, mindestens 5,5 TWh/a bis 2020 aus Wasserkraft zu produzieren, ist damit bereits im Jahr 2013 erfüllt.

Somit wurde für die Zeit bis 2020 eine im Mittel konstante Produktion von 5,5 TWh/a für Strom aus Laufwasserkraftwerken angenommen.

Unter diesen Annahmen wird im Basis-Szenario die Stromproduktion in Baden-Württemberg, die auf erneuerbare Energiequellen beruht, für das Jahr 2020 mit 24,7 TWh und für das Jahr 2025 mit 31,1 TWh prognostiziert. Die angenommene Entwicklung der Stromproduktion ist in Abbildung 5-3 illustriert. Hierbei sind wieder die einzelnen Technologien in Linien für reale Daten bzw. unterbrochenen Linien für die Prognose sowie im Hintergrund die angenommene Gesamt-Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien dargestellt. Für die Betrachtungsjahre 2013 als Ausgangspunkt mit realen Daten des Statistischen Landesamts sowie 2020 und 2025 als Prognosejahre ist die Zusammensetzung der erneuerbaren Stromproduktion zusätzlich in eingefügten Stapelbalken illustriert.

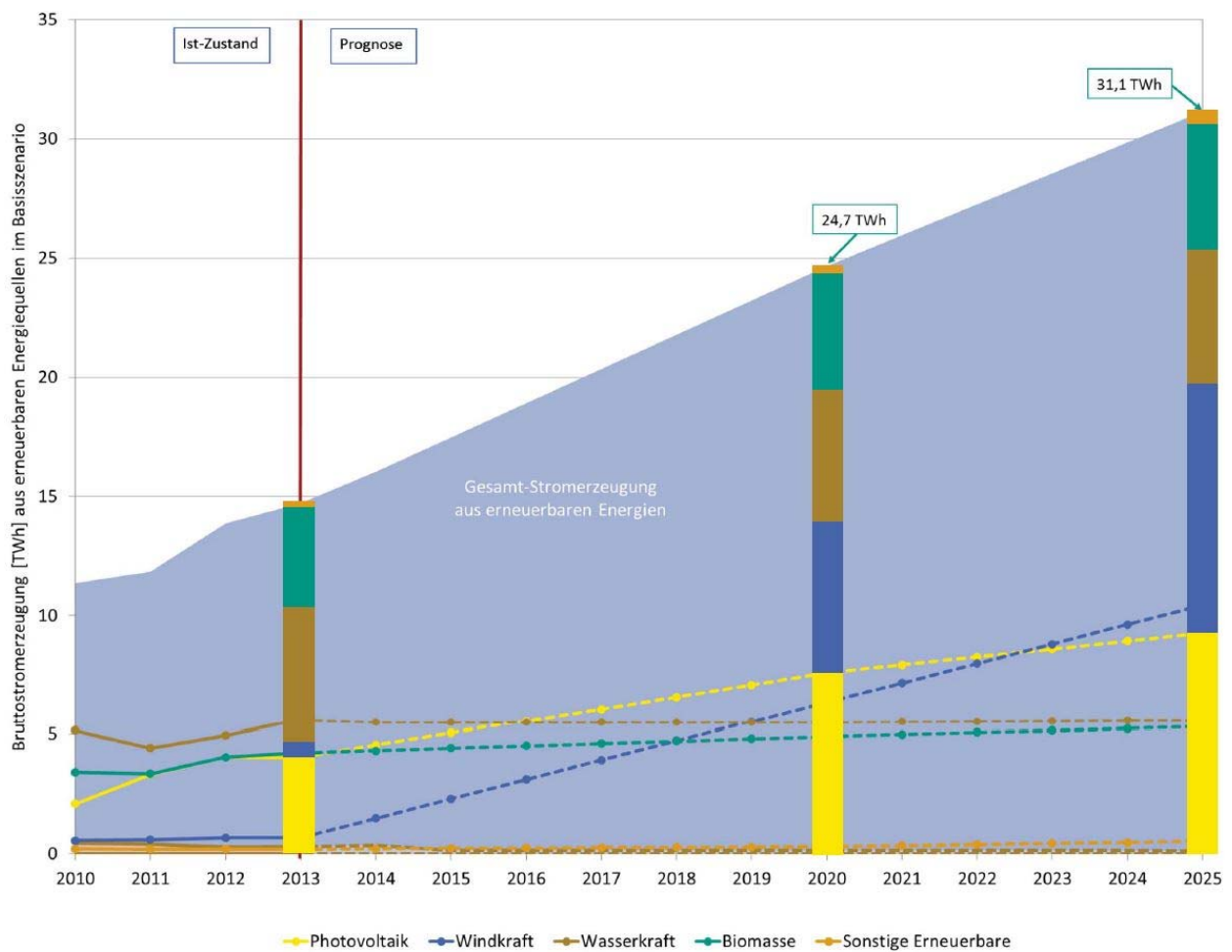


Abbildung 5-3: Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien nach dem Basis-Szenario.

Um die Ziele der Landesregierung bezüglich der Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien zu erreichen, sind sehr unterschiedliche Ausbaupfade zu beschreiten. Wie erwähnt, sind für die Stromgewinnung aus **Wasserkraft** die technischen Voraussetzungen bereits getroffen, um die Ziele für 2020 zu erreichen. Auf dem Weg zu den nächsten Zielschritten sind ab 2020 moderate Steigerungen der Stromproduktion von jährlich etwa 20GWh notwendig, was bei einer gleichbleibenden Auslastung einem Zubau an Kapazitäten von etwa 3 MW entspricht. Das Ziel, ca. 5,6 TWh/a im Jahr 2025 durch

Wasserkraft zu erzeugen, scheint auch nach der Analyse der Vorgängerstudie für erfüllbar, die ein technisches Potential von 6 TWh/a annimmt.

Auch im Bereich der **Biomasse** bleiben die notwendigen Steigerungen der Stromproduktion in diesem Szenario in einem überschaubaren Rahmen von etwa 100 GWh pro Jahr bis 2020, was etwa 2,4 Prozent der gesamten installierten Leistung des Jahres 2013 ausmacht, von dem ab die Steigerung gerechnet ist. Diese verlangsamt sich ab 2020 leicht und wird nur noch mit ca. 80 GWh/a angesetzt.

Die Stromerzeugung aus **Photovoltaik**-Anlagen, die sich in dem kurzen Zeitraum zwischen 2010 und 2012 fast verdoppelt hat, 2013 jedoch auf dem Vorjahresniveau stagnierte, müsste nach dem Szenario ab 2014 um jährlich rund 500 GWh steigen, um das Ziel für 2020 von 7,6 TWh zu erreichen. Nimmt man die mittlere Volllaststundenzahl der Jahre 2010 bis 2013 von 827 h zur Grundlage, müssten bis 2020 etwas über 9 GW an Photovoltaik-Erzeugungskapazitäten installiert werden. Das IEKK geht hier von lediglich 8,8 GW notwendiger Leistung in 2020 aus und unterstellt eine Steigerung der Volllaststunden auf etwa 860.

Die Windkraft sieht sich der größten geforderten Steigerung gegenüber von jährlich über 800 GWh ab 2013, um die Ziele für 2020 zu erreichen. Legt man die Jahresstromproduktion 2013 aus Windenergie von 667 GWh zugrunde, erscheint ein solch starker Ausbau sehr ambitioniert. Wie in Kapitel 3.2.1 dargestellt, würde dies etwa 1.000-1.200 Anlagen mit 2,5-3 MW installierter Leistung bedeuten. Das Ziel für 2025 mit einer Stromproduktion von über 10,4 TWh/a aus Windenergie liegt nahe an der unteren Grenze des gesamten Potentials der Windenergieerzeugung in Baden-Württemberg unter Berücksichtigung nicht nur technischer, sondern auch soziologischer Aspekte.

Für die Zielerreichung der Stromerzeugung **aus sonstigen erneuerbaren Energiequellen**, hier vor allem der Geothermie, sind wiederum nur sehr leichte Steigerungen von ca. 15 GWh/a notwendig, bis 2025 jedoch mit 45 GWh/a etwa die dreifache Steigerungsrate. Auch wenn diese notwendigen Zuwächse vergleichsweise klein sind, sind die langen Genehmigungsverfahren solcher Anlagen eine nicht zu unterschätzende Randbedingung für mögliche Zubauten an Erzeugungskapazitäten.

Der Vergleich der hier modellierten Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien mit den entsprechenden Größen der Vorgängerstudie zeigt Unterschiede besonders im Bereich der Photovoltaik, für die statt 7,6 TWh nur 7,0 TWh im Jahr 2020 als Zielgröße angenommen wurde. Weiter gibt es kleinere Abweichungen im Bereich der Windkraft und der Bioenergie. Auch in der Vorgängerstudie wurde die Erreichung der landespolitischen Ausbauziele angenommen, jedoch lag zu diesem Zeitpunkt das Integrierte Energie- und Klimaschutzkonzept noch nicht vor. So bezogen sich die dort getroffenen Annahmen auf eine Studie des ZSW zu „Sachstand und Entwicklungsperspektiven“ Erneuerbarer Energien in Baden-Württemberg (247), in der bereits erste Ziele perspektivisch formuliert wurden. Erst im etwas später veröffentlichten „Gutachten zur Vorbereitung eines Klimaschutzgesetzes für Baden-Württemberg“ des gleichen Instituts (44) sowie besonders in dessen Aktualisierung vom Dezember 2012 (223) wurde das „Energieszenario 2050“ genauer definiert, welches die Grundlage für das IEKK bildet. Detailangaben zu den Zielen des IEKK wurden bei den in dieser Aktualisierung durchgeführten Betrachtungen aus diesem Gutachten entnommen, was zu Abweichungen gegenüber den in der Vorgängerstudie angenommen landespolitischen Zielen führt.

5.2.1.4 *Stromproduktionslücke*

Nach der unterstellten Entwicklung der Stromproduktion aus konventionellen und erneuerbaren Energiequellen ergibt sich zu dem erwarteten Stromverbrauch in Baden-Württemberg eine Lücke, die durch eine Mischung aus Stromimporten aus anderen Bundesländern und dem Ausland sowie durch den Zubau weiterer Erzeugungskapazitäten geschlossen werden muss. Für das Jahr 2020 wird ein Bruttostromverbrauch in Baden-Württemberg von 77,0 TWh erwartet (siehe (43), (223) und Tabelle 5-4), dem eine konventionelle Bruttostromproduktion von 37,25 TWh und eine Produktion aus erneuerbaren Energiequellen von 24,7 TWh gegenübersteht, was eine gesamte Bruttostromproduktion von 61,9 TWh ergibt. Somit ergibt sich eine Stromproduktionslücke von rund 15,1 TWh, die durch Importe, höhere Auslastungen oder die Installation weiterer Kraftwerkskapazitäten geschlossen werden muss. Vergleicht man diesen Wert mit den Stromimporten der letzten Jahre, so spiegelt er nahezu genau den Wert von 2010 wieder und bewegt sich im Bereich der Jahre 2011 bis 2013. Für die Jahre 2014 bis 2019 ist auf Grund des Ausbaus der Erneuerbaren Energien und der leichten Einsparungen im Bruttostromverbrauch in der jeweiligen kumulierten Jahresbetrachtung ein stetig fallender Importbedarf abzusehen, was jedoch auf Grund des Abschaltens des Kernkraftwerkblocks Philippsburg 2 im Jahr 2019 zu einer sprunghaften Verringerung der Stromproduktion und damit steigendem Importbedarf führt.

Da sich die Menge des Stromimports in 2020 trotz des abgeschalteten Kernkraftwerkblocks auf dem gleichen Niveau wie 2010 und leicht unter dem der Folgejahre bewegt, sollte es grundsätzlich möglich sein, die Importe auch technisch zu realisieren. Über diese rein Jahresbilanzielle Betrachtung hinaus muss jedoch beachtet werden, dass die wahrscheinlich realisierte Stromproduktion in 2020 zu einem erheblich größeren Anteil Erneuerbarer Energien im Vergleich zu 2010 stammen wird. Da gerade die Einspeisung aus Wind- und Sonnenkraft sehr volatil ist, sind kurzfristig deutlich größere Importe oder flexiblere Kraftwerksauslastungen als noch im Jahr 2010 notwendig. Nähere Betrachtungen zu den Aspekten der Lastendeckung werden im nächsten Abschnitt ausgeführt und bewertet. Auch ist zu bemerken, dass zwar die Gesamtmenge des importierten Stroms in der Bilanz in 2020 gleich der des Jahre 2010 ist, wohl aber die Importquote am Bruttostromverbrauch von 18,5 Prozent in 2010 auf 19,6 Prozent in 2020 steigt. Auch diese Werte wurden jedoch in den Jahren 2011 bis 2013 teils deutlich überschritten mit einer Spitze in 2012 von 23,4 Prozent.

In 2025 stellt sich die Situation etwas anders da. Zwar erhöht sich die Produktion aus erneuerbaren Energiequellen auf prognostizierte 31,1 TWh und der Bruttostromverbrauch wird mit 75,6 TWh niedriger erwartet, durch die Abschaltung des letzten Kernkraftwerks in 2022 sinkt jedoch die Produktion aus konventionellen Kraftwerken deutlich auf 27,2 TWh ab. Die zu schließende Lücke würde in diesem Fall über das Jahr betrachtet 17,2 TWh betragen. Im Zieljahr 2025 spielen jedoch die voran getroffenen Überlegungen zur Volatilität der Erneuerbaren Energien eine noch deutlich größere Rolle, da alleine knapp 20 TWh aus Wind- und Sonnenenergie angenommen werden und diese nicht gleichmäßig zur Verfügung stehen. Auch dies wird besonders im folgenden Abschnitt über die Lastendeckung näher betrachtet. Ein weiterer Zubau konventioneller Erzeugungskapazitäten, mit denen kurzfristige Lastspitzen abgedeckt und somit punktuell sehr große Importbedarfe verhindert werden können, scheint notwendig zu sein, wie auch in der Abschlussbetrachtung zum Basis-Szenario gezeigt werden wird.

5.2.1.5 Lastdeckung

Neben der summarischen Betrachtung des Bruttostromverbrauchs pro Jahr und dessen Deckung durch die Produktion über Anlagen in Baden-Württemberg sowie Importen ist für die Versorgungssicherheit die Deckung der unmittelbar anfallenden Lasten von entscheidender Bedeutung. In diesem Abschnitt soll untersucht werden, ob reale Lastverläufe alleine mit Erzeugungskapazitäten in Baden-Württemberg zu decken wären und in welchem Umfang kurzfristige Stromimporte oder die Deckung durch zusätzlich zu errichtende Kraftwerke notwendig würde.

Die Untersuchungen verwenden Darstellungen, in denen die verfügbaren Kapazitäten aufsummiert illustriert und mit einem realen Lastverlauf überlagert werden. Für grundlastfähige Kraftwerke wird ein Verfügbarkeitsgrad von 95 Prozent unterstellt, da zumindest 5 Prozent der Kapazitäten auf Grund von Wartungen oder Ausfällen möglicherweise nicht zur Verfügung stehen. Die theoretisch mögliche Deckung der anfallenden Lasten wird so angenommen, dass zunächst die grundlastfähigen Anlagen für erneuerbare Energiequellen (Laufwasser, Biomasse, Geothermie und sonstige) mit einer maximalen Auslastung eingesetzt werden. Dies entspricht dem Einspeisevorrang für Strom aus Erneuerbaren Energien. Nach Erschöpfung dieser Kapazitäten kommen die Anlagen mit konventionellen Energieträgern (Kernenergie, Steinkohle, Erdgas, Abfall und sonstige, jedoch keine Pumpspeicher) zum Einsatz. Da die Deckung der Lasten besonders unter Berücksichtigung des Einsatzes der volatilen Erneuerbaren Energien wie Wind- und Sonnenenergie betrachtet werden soll, werden reale Netzeinspeisedaten dieser beiden Energiequellen herangezogen und ebenfalls bevorzugt dargestellt. Das heißt, dass bei geringer Last, aber hoher Produktion durch diese Quellen die Produktion aus konventionellen Kraftwerken entsprechend geringer angenommen wird. Existiert nach Ausschöpfung dieser Kapazitäten eine Lücke zur realen Last, wird nun die Deckung durch Strom aus Pumpspeicherkraftwerken angenommen. Darüber hinausgehende Lücken werden hinsichtlich Import und notwendigem Zubau diskutiert.

Als realer Lastverlauf werden beispielhaft für die verschiedenen Jahresperioden der Januar 2015 und der Juli 2015 aus der Datenbank des Betreibers für das Baden-Württembergische Übertragungsnetz TransnetBW (248) betrachtet und darunter die theoretisch mögliche Lastendeckung durch reale bzw. prognostizierte Erzeugungskapazitäten für die Jahre 2015, 2020 und 2025 projiziert. Diese Monate wurden ausgewählt, da im Januar üblicherweise sehr hohe Lasten anfallen, die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen – besonders aus der Photovoltaik – dagegen sehr gering ist. Der Juli als zweiter Beispielmonat spiegelt das Gegenteil wieder, denn hier sind eher geringere Lasten üblich, die Sonnenstromeinspeisung jedoch sehr stark.

Während die Lastdaten und Einspeisedaten für Strom aus Wind- und Sonnenkraft bei der Projektion für das Jahr 2015 als unveränderte Messdaten dargestellt werden, werden bei den Prognosen für die Jahre 2020 und 2025 entsprechende Anpassungen vorgenommen. So wird eine theoretische Last für das jeweilige Jahr dargestellt, die linear entsprechend dem verändert angenommenen Bruttostromverbrauch für das jeweilige Jahr verringert ist. Die Einspeisung von Strom aus Wind- und Sonnenenergie wird dagegen auf Basis der Daten von 2015 gemäß des Kapazitätsverhältnisses der Betrachtungsjahre hochgerechnet. Somit werden indirekt die Wetterverhältnisse, die für die Auslastung dieser Produktionsanlagen maßgeblich sind, gleich dem Jahr 2015 angenommen, um eine reale Abschätzung zu erhalten.

2015

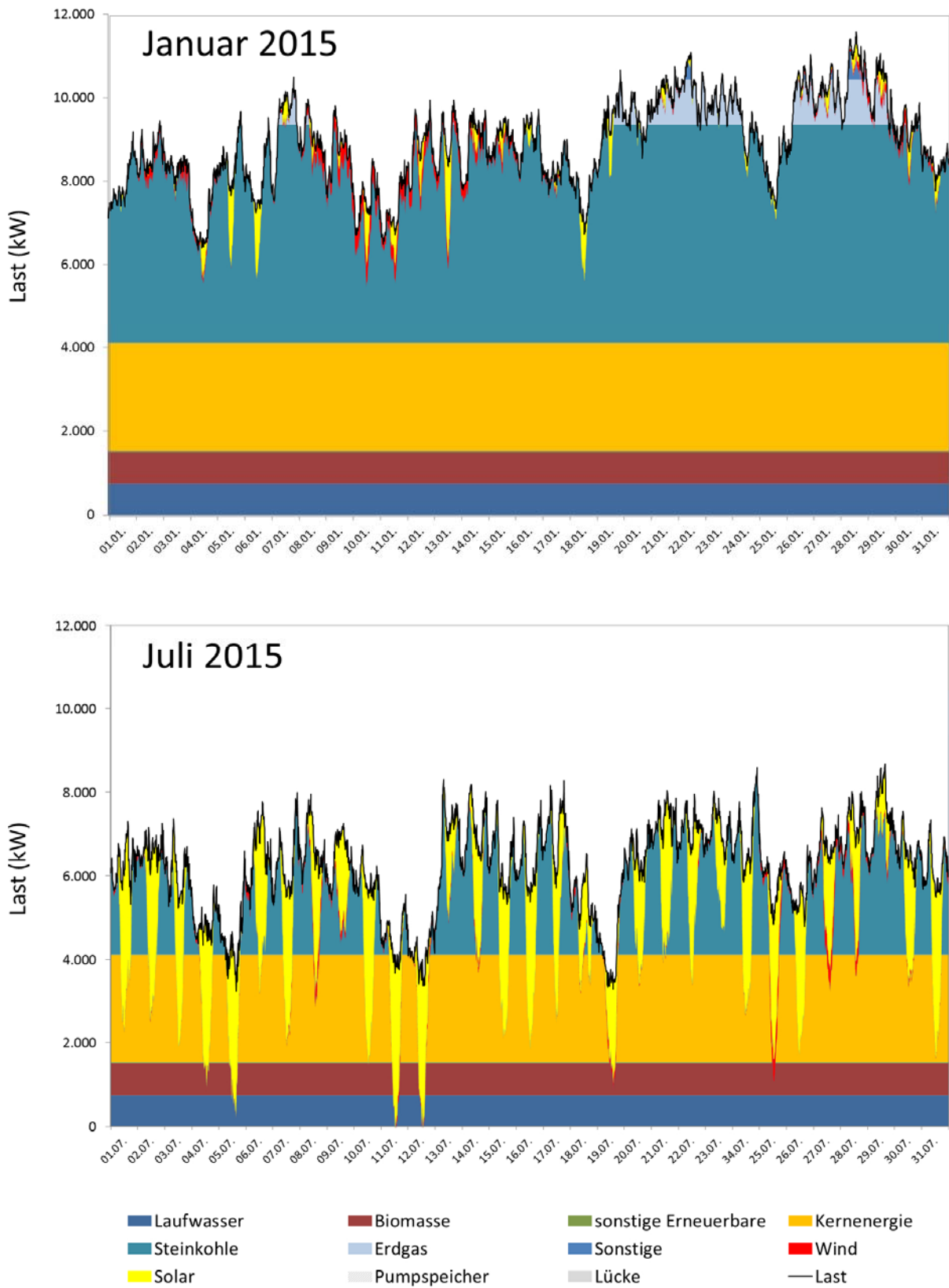


Abbildung 5-4: Mögliche Lastdeckung im Jahr 2015 am Beispiel der Monate Januar und Juli.

Auch wenn die betrachteten Monate Januar und Juli 2015 bereits vergangen sind und die real anfallenden Lasten mit realen Einspeisungen gedeckt wurden, wird hier wie in den Prognosen für 2020 und 2025 eine fiktive mögliche Lastendeckung durch konventionelle Kraftwerke und grundlastfähige EE-Anlagen (Biomasse, Laufwasser, Sonstiges) gepaart mit den realen Einspeisedaten für Wind- und Sonnenstrom betrachtet, um mit gleicher Systematik die verschiedenen Strommix-Situationen der drei Betrachtungsjahre zu analysieren.

Die Lasten, die im Januar 2015 durchschnittlich ca. 8,9 GW betragen, können problemlos durch konventionelle Kraftwerke und die grundlastfähigen Erneuerbare-Energien-Anlagen bedient werden. Die Einspeisung volatiler Erneuerbarer Energien erlaubt kurzfristig eine recht geringe Einspeisung aus den grundlastfähigen Anlagen von unter 6 GW. Die Spitzenlast wird in dem betrachteten Monat mit 11,6 GW Ende Januar erreicht. Auch hier bestehen nach den verfügbaren grundlastfähigen Kapazitäten keine Engpässe, sodass auch bei einem Ausbleiben der volatilen EE-Einspeisungen die Versorgungssicherheit auch fast vollständig ohne Zuhilfenahme der Pumpspeicherkraftwerke oder Importen zu decken wäre.

Im Monat Juli 2015 ist die Möglichkeit zur theoretischen Lastdeckung durch die grundlastfähigen Kraftwerke noch klarer unproblematisch, da die Maximallast in diesem Monat bei lediglich knapp 8,7 GW lag. Auffällig ist jedoch bereits hier die jahreszeitbedingte starke Einspeisung von Solarstrom, sodass an einigen Tagen in der Mittagsspitze die gesamte Last durch Photovoltaik gedeckt werden könnte und so zu diesen Zeitpunkten keine weitere Kraftwerksleistung mehr notwendig wäre oder komplett in den Export gehen würde. Dies betrifft jedoch nur die Zeit mit hoher Sonnenstrahlung, sodass dieser Lastdeckungsverlauf zeigt, wie schnell bereits bei den bisher installierten Leistungen der Wechsel zwischen theoretisch notwendiger Volllast und im Extremfall keiner benötigten Stromproduktion ist.

2020

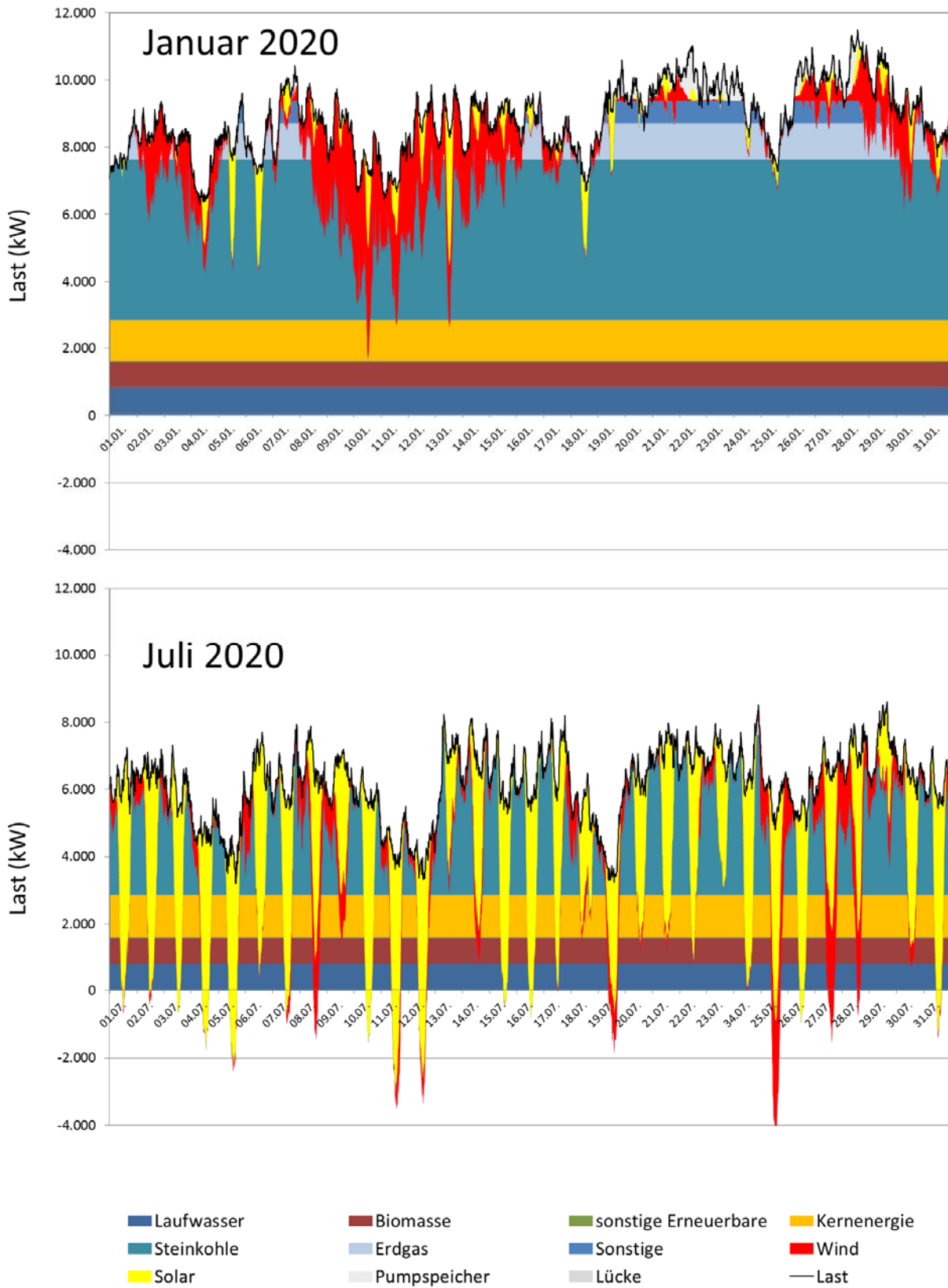


Abbildung 5-5: Mögliche Lastdeckung im Jahr 2020 am Beispiel der Monate Januar und Juli.

In 2020 machen sich die im Basis-Szenario auf der einen Seite die deutlich erhöhte installierte Leistung für Windkraft, auf der anderen Seite die besonders durch die Abschaltung des Kernkraftwerksblocks Philippsburg 2 deutlich reduzierten konventionellen Kapazitäten bereits sehr bemerkbar. Die Last, die gemäß des angenommenen reduzierten Strombedarfs geringfügig um ca. 1 Prozent niedriger ist als in 2015, würde in dieser Situation an einigen Tagen zu bedeutenden Teilen aus Windkraft bedient werden können, sodass für diese Zeitpunkte viele grundlastfähige Kapazitäten nicht benötigt würden. Zu Spitzenlastzeiten, zu denen wieder knapp 11,5 GW benötigt würden, stehen bei Ausbleiben der Produktion aus Wind- und Sonnenkraft keine klassischen grundlastfähigen Kapazitäten in Baden-Württemberg ausreichend zur Verfügung, sodass die Lücke anderweitig geschlossen werden müsste. In der zweiten Hälfte des Monats wäre ein solcher Fall nach den betrachteten Daten eingetreten. Die Pumpspeicherkapazitäten würden zwar meist ausreichen, um die Lücke kurzfristig zu schließen, bei länger anhaltenden Situationen dieser Art oder bei ausbleibenden Möglichkeiten, die Pumpspeicher durch eigene Stromproduktion wieder zu füllen, wäre man hier auf Importe oder einen konventionellen Kapazitätsaufbau angewiesen. Die zu schließende Lücke beträgt in diesem Fall etwas mehr als 2,1 GW, zu deren kurzfristiger Kompensation nur etwa 1,8 GW Pumpspeicherkapazitäten gegenüberstehen.

Die projizierte Maximallast von knapp 8,7 GW im Juli 2020 wäre durch die zur Verfügung stehenden grundlastfähigen Kapazitäten von leicht über 8,7 GW gerade so gedeckt, jedoch ist hierfür die Annahme einer Verfügbarkeit von mindestens 95 Prozent und ein Betrieb aller Kraftwerke unter Vollast die Voraussetzung, wenn jegliche Einspeisung von volatilen Erneuerbaren Energien ausbleiben würde. Dies ist der Fall bei Erreichen der Spitzenlast nach Übertragung der realen Einspeisedaten aus dem Jahr 2015 zu Beginn des letzten Viertels des Monats. An einigen Tagen dieses Monats wäre die Produktion aus Sonnen- und Windkraft dagegen deutlich über den inländischen Bedarf, sodass hier auch bei völligem Produktionsstillstand der grundlastfähigen Kraftwerke eine Überproduktion stattfinden würde. An 19 Tagen müssten die Grundlast-Kraftwerke theoretisch zwischen Produktionsstopp und Vollast in kurzer Zeit wechseln, wenn man alleine den Strombedarf in Baden-Württemberg decken und keine Speicher befüllen oder exportieren würde.

2025

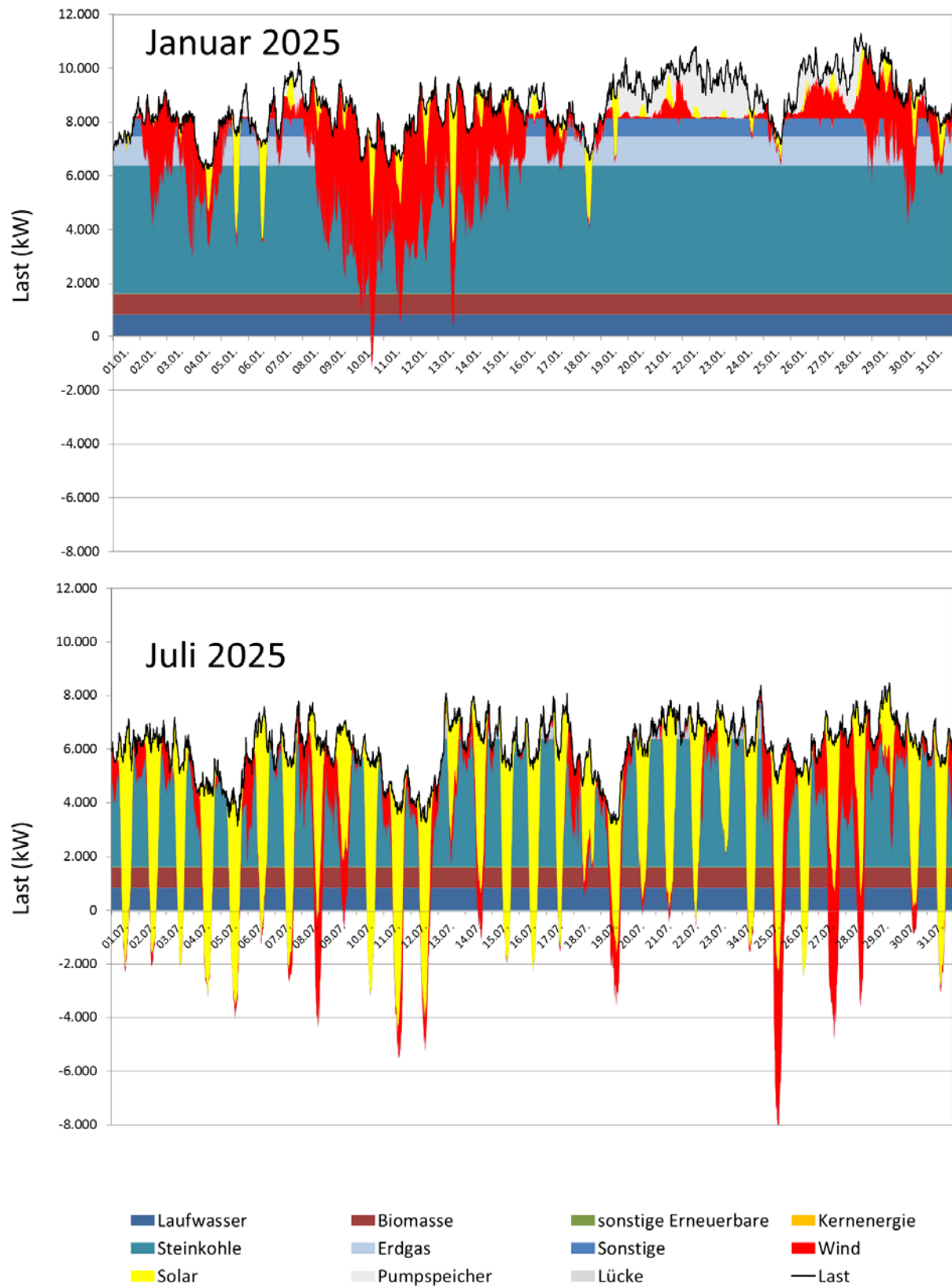


Abbildung 5-6: Mögliche Lastdeckung im Jahr 2025 am Beispiel der Monate Januar und Juli.

In 2025 gäbe es nach der Prognose bereits im Januar einen Tag, an dem der Strom aus Wind- und Sonnenenergie ausreichen würde, um die nachgefragte Last komplett zu decken. Die Lücke zur Maximallast ohne Einspeisung dieses Stroms wird jedoch auch größer, wie man in der zweiten Hälfte des Monats deutlich sehen kann. Grund ist natürlich vor allem die komplett ausbleibende Einspeisung aus Kernkraftwerken und die leichte Reduktion der übrigen konventionellen Kapazitäten wie in Abschnitt dargestellt. Die Lücke zum Nachfragepeak von rund 11,3 GW zur installierten Grundlastleistung von leicht über 8,2 GW beträgt schon mehr als 3,1 GW, die auch kurzfristig nicht durch die Pumpspeicherkraftwerke gedeckt werden könnte. Auch hier ist wieder eine komplette Volllast aller grundlastfähigen Kraftwerke bei 95 Prozent Verfügbarkeit unterstellt. Längere Spitzenlastperioden erfordern also eine anderweitige Absicherung der Strombereitstellung.

Sogar im Juli bestünde eine Deckungslücke von über 300 MW in der Spitze, wenn man von einer windstillen Zeit ohne Sonneneinstrahlung ausgeht, was die realen projizierten Daten auch darstellen. Diese vergleichsweise geringe Lücke ist durch die Pumpspeicherkapazitäten sicher über einen etwas längeren Zeitraum zu decken, doch auch dieser Zeitraum ist nicht unbegrenzt, und so sind selbst im Sommer weitere Absicherungen zur Lastdeckung notwendig. Scheint jedoch die Sonne in einem sommerüblichen Maße und wird dies durch einen entsprechenden Wind begleitet, wie an einigen Tagen im Juli auch zu sehen ist, entsteht ein großer Produktionsüberschuss alleine durch Erneuerbare Energien. Es gibt Tage, an denen deutlich mehr als doppelt so viel Strom aus Wind- und Sonnenenergie produziert wird wie insgesamt benötigt, wenn man die angestrebten Ausbauziele für diese Produktionsparten des Basis-Szenarios unterstellt. Die theoretische Notwendigkeit zum schnellen Wechsel der grundlastfähigen Kraftwerke zwischen Produktionsstopp und Volllast besteht in diesem Monat dagegen nahezu täglich. Batteriespeicher für PV-Anlagen, die nicht in diesem Szenario berücksichtigt wurden, könnten dieses Problem effektiv lösen. Sie entlasten tagsüber die Überproduktion von Solarstrom und schließen zumindest teilweise die Stromlücke während der Nacht.

5.2.1.6 CO₂-Emissionen

Allein durch die Tatsache, dass sich die energiepolitischen Ziele der Landesregierung aus dem Klimaschutzgesetz ableiten (45) und die zentrale Strategie mit „Integriertes Energie- und Klimaschutzkonzept“ überschrieben ist (43), zeigt die von der Landespolitik eingeräumte große Bedeutung des Klimaschutzes im Zusammenhang mit der Gestaltung des Energiesystems. Daher sollen die hier vorgelegten Szenarien eines Strommix in Baden-Württemberg besonders auch auf die damit verbundene Entwicklung der CO₂-Emissionen analysiert werden.

In solchen Analysen sind diverse Bilanzierungsmethoden gebräuchlich. Grundsätzlich wird zwischen einer *Verursacherbilanz* und einer *Quellenbilanz* unterschieden (249). Die Verursacherbilanz betrachtet, aus welchen Sparten der im Land verbrauchte Strom *bezogen* wird und bilanziert dann mit entsprechenden Emissionsfaktoren die durch den Verbrauch induzierte CO₂-Emission. In ihr werden dabei auch die importierten Strommengen einbezogen, während der aus dem Land exportierte Strom in dieser Bilanz keine Rolle spielt. Bei der Quellenbilanz wird die Blickrichtung umgedreht: dabei wird die *Stromproduktion* im Land betrachtet und bilanziert, welche CO₂-Emissionen durch den gesamten in Baden-Württemberg produzierten Strom verursacht werden – gleich, ob dieser Strom im Land verbraucht oder exportiert wird. Importierter Strom bildet sich in der Quellenbilanz demnach nicht ab.

Da der Fokus der vorliegenden Studie auf die Diskussion der in Baden-Württemberg installierten Kraftwerksleistung und der damit verbundenen Fähigkeit, den inländischen Strombedarf bestmöglich zu decken, liegt, wird in der folgenden Analyse die Entwicklung der CO₂-Emissionen nach der Quellenbilanz vorgenommen. Dieses Verfahren wird als „international anerkannte Berechnungsbasis“ auch im IEKK angewandt (43) und bietet somit die beste Vergleichbarkeit zu bisherigen Werten und angestrebten Zielen.

Gemäß dem Energieszenario 2050 der ZSW-Studie aus 2012 (223), das die Grundlage für das Integrierte Energie- und Klimaschutzkonzept der Landesregierung Baden-Württemberg darstellt, leiten sich die landespolitischen Ziele zur Reduktion der CO₂-Emissionen durch die Stromproduktion im Land ab, wie sie in der Einführung der Szenarien in Tabelle 5-3 dargestellt sind.

Auch wenn die grundsätzliche Bilanzierungssystematik festgelegt ist und man sich wie in diesem Fall auf die Quellenbilanz bezieht, ist eine direkt vergleichbare Berechnung der CO₂-Emissionen aus der Stromproduktion nicht ohne vereinfachende Annahmen durchführbar. Prinzipiell erfolgt die Berechnung der für die Treibhausgasbilanzierung relevanten Emissionen durch die Multiplikation der mit dem Wirkungsgrad bzw. Brennstoffnutzungsgrad gewichteten Stromproduktion eines Kraftwerks mit dem brennstoffspezifischen Emissionsfaktor, wonach die Emissionen zu einer Gesamtemission aufaddiert werden.

Um die absoluten Einsparziele auf die Szenarien zu projizieren, wäre eine genaue Reproduktion der vom Statistischen Landesamt veröffentlichten Emissionsdaten anhand der realen Bruttostromproduktion notwendig, um die Emissionen für die Zukunft anhand der Prognosen fortschreiben zu können. Hierzu fehlen für diese Studie jedoch genaue Angaben besonders über die Block-aufgelösten Wirkungsgrade und Auslastungen. Gerade für die Wirkungsgrade – selbst verallgemeinert für eine gesamte Sparte wie etwa Steinkohlekraftwerke – gibt es diverse Annahmen, deren leichte Variation jedoch zu relevanten Abweichungen in der CO₂-Bilanzierung und damit zu einer Unvergleichbarkeit mit den absoluten Zielen führt.

Die Abschätzung der absoluten Emissionswerte ist in dem Zusammenhang der vorliegenden Studie jedoch von untergeordneter Relevanz. Um eine Prognose der relativen Zielerreichung anstellen zu können, werden in der Berechnung der CO₂-Emissionen der Stromerzeugungsszenarios dieser Studie vereinfachende Annahmen getroffen, die auf die Vergleichbarkeit mit der realen Emission normiert sind. So wird als Emissionsfaktor über den gesamten Betrachtungszeitraum der vom Zentralen System der Emissionen (ZSE) veröffentlichte brennstoffspezifische Emissionsfaktor des Jahres 2012 herangezogen, wie er auch vom Umweltbundesamt verwendet wird (250). Für die im Rahmen der Szenarien diskutierten Erzeugungskategorien werden somit die entsprechenden Faktoren nach ZSE verwendet, wie sie in Tabelle 5-5 dargestellt sind.

Die bedeutendste Vereinfachung besteht in der zusammenfassenden Betrachtung einer gesamten Erzeugungskategorie unter Verzicht auf Block-scharfe Berechnungen, indem für eine gesamte Kategorie ein einheitlicher Wirkungs- bzw. Brennstoffnutzungsgrad unterstellt wird. Um die erwähnten Unsicherheiten hierbei kleinstmöglich zu halten und gleichzeitig die Höhe der berechneten Emissionen auf die vorhandenen statistischen Daten der bereits vergangenen Jahre (251) zu normieren, wurde ein mittlerer Wirkungsgrad pro Brennstoffkategorie aus den Daten für die vom Statistischen Landesamt errechneten CO₂-Emissionen (251) und der festgestellten Bruttostromerzeugung (235) unter Zuhilfenahme der erwähnten Emissionsfaktoren nach Tabelle 5-5 errechnet und für die Prognosen der zukünftigen Jahre des Betrachtungszeitraums als konstant angenommen. Lediglich für die neu in Betrieb

gegangenen Kraftwerksblöcke GKM 9 und RDK 8 sowie für eventuell neu zu errichtende Gaskraftwerke werden spezifische, leicht höhere Wirkungsgrade angenommen und die Emissionen entsprechend prognostiziert.

Die zu erwartenden Emissionen werden nun mithilfe der gewonnenen Faktoren über die prognostizierte Bruttostromproduktion errechnet. Diese lineare Fortschreibung der Emissionen lässt auch einen Verzicht der Korrektur um den Wärmeanteil bei KWK-Anlagen gemäß der international verwendeten „Finnischen Methode“ (252) zu, was die Berechnungen weiter vereinfacht. Darüber hinaus erfordert die Kategorie „Abfall“ eigene weitergehende Annahmen, da sie in der Stromerzeugungsstatistik des Statistischen Landesamts Baden-Württemberg (235) nicht als eigene Kategorie aufgeführt ist, sondern zusammengefasst besonders mit der Stromerzeugung aus Pumpspeicherkraftwerken unter der Sammlung „Sonstige Energieträger“ dargestellt wird. Um sich der CO₂-Emission aus der Verstromung von Abfall zu nähern, wurden folgende Annahmen getroffen: Von der gesamten aufgeführten Stromproduktion mit Hilfe „Sonstiger Energieträger“ wird die Produktion aus Pumpspeicherkraftwerken herausgerechnet, indem von der Jahresstrommenge das Produkt der jahresspezifischen Erzeugungskapazität von Pumpspeicherkraftwerken mit der vom bdeu vorläufig errechneten Zahl der Volllaststunden von 1000 (vgl. auch Abschnitt 5.1.3) abgezogen wird. Darüber hinaus ist für die CO₂-Bilanz nur der Teil der Abfallverwertung maßgeblich, der als „fossil“ angesehen wird, da jegliche Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien als CO₂-emissionsfrei bilanziert wird (249). Nach Definition des statistischen Landesamts ist 50 Prozent der gesamten Stromproduktion aus Abfall als „fossil“ anzusehen. Somit wird von dem verbleibenden Teil nach Abzug der Pumpspeicherproduktion die Hälfte in die Betrachtungen einbezogen und als Grundlage zur Errechnung des mittleren Wirkungsgrads genommen, der zusammen mit dem entsprechenden Emissionsfaktor nach ZSE die zu erwartenden Emissionen aus Abfall-Kraftwerken ergibt.

Table 5-5: Zur Berechnung verwendete CO₂-Emissionsfaktoren gemäß ZSE aus dem Jahr 2012 (250).

Kategorie	„Material“ nach ZSE	Faktor 2012 (kg/TJ)	Faktor 2012 (g/kWh)
Steinkohle	Steinkohle	93.363	336,1068
Erdgas	Erdgas	55.917	201,3012
Mineralöl	Heizöl, schwer	80.007	288,0252
Abfall	Hausmüll/Siedlungsabfall fossil	91.510	329,4360

Die nach dem Basis-Szenario erwarteten CO₂-Emissionen durch Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern, die nach der oben beschriebenen Methode errechnet wurde, sind in Abbildung 5-7 skizziert. Da die Berechnungen vereinfacht auf die veröffentlichten Daten des Statistischen Landesamts Baden-Württemberg (251) für die vergangenen Jahre normiert wurden, ist ein Vergleich mit diesen zulässig. So sind diese Daten mit unterbrochenen Linien in der Abbildung 5-7 dargestellt. Die statistischen Daten reichen, aufgeschlüsselt nach Energieträgern, bis ins Jahr 2012. Für das Jahr 2013 liegt im „Energiebericht kompakt 2015“ (253) nur eine vorläufige Zahl der Gesamtemissionen aus der inländischen Stromproduktion vor. Zum Abgleich mit den Klimaschutzpolitischen Zielen der Landesregierung sind auch diese in der Grafik eingetragen. Dabei stellt die durchgehende Linie das anteilige Ziel bezogen auf die berechneten Daten dar, die unterbrochene Linie illustriert die absoluten Zielwerte des IEKK.

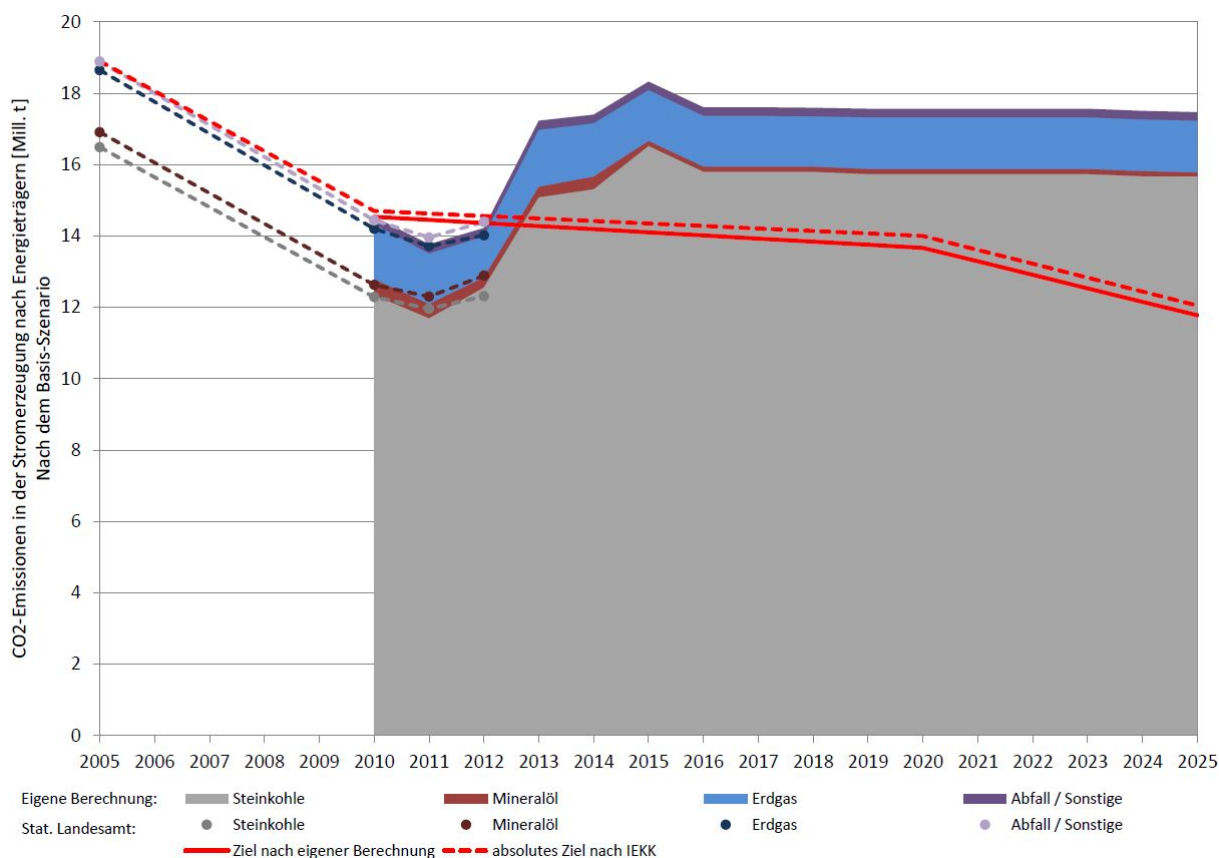


Abbildung 5-7. Darstellung der prognostizierten CO₂-Emissionen im Basis-Szenario gemäß den Beschreibungen im Text und Daten des Statistischen Landesamts im Vergleich zu den Reduktionszielen des IEKK (43).

Die erwarteten CO₂-Emissionen durch die Stromerzeugung nach dem Basis-Szenario und den so angestellten Berechnungen laufen dem angestrebten Ziel der Landesregierung, den Treibhausgasausstoß zu reduzieren, diametral zuwider. Nimmt man die theoretischen Gesamtemissionen von 2010 in Höhe von 14,54 Mil. t als Grundlage, werden diese im Jahr 2020 mit 17,57 Mill. t um über 3 Mill. t übertroffen, was eine Steigerung von über 20,8 Prozent gegenüber dem Jahr 2010 statt der angestrebten Reduktion von -6 Prozent bedeutet. Das Reduktionsziel für 2025, das nach Interpolation der Ziele für 2020 und 2050 mit -19 Prozent angenommen wird, wird durch eine prognostizierte Steigerung um 20,17 Prozent und damit nur einer leichten Reduktion gegenüber 2020 sehr weit verfehlt.

5.2.1.7 Zusammenfassende Diskussion des Basis-Szenarios

Das Basis-Szenario stellt mit der Unterstellung einer konservativen Fortführung der Stromproduktion aus den konventionellen Erzeugungskapazitäten und der Erfüllung des angestrebten Ausbaus der Erneuerbaren Energien einen Strommix dar, der in den nächsten Jahren problemlos und in ferner Zukunft mit wenigen unterstützenden Maßnahmen wie Import oder leichtem Zubau den Strombedarf Baden-Württembergs decken kann. Die wegfallenden Kapazitäten aus der Kernenergie können bei passenden Wetterverhältnissen durch die Produktion aus Erneuerbaren Energien kompensiert werden. Deren massiver Zubau stellt jedoch auch erhöhte Anforderungen an die Regelung der konventionellen Kraftwerke, die im Sommer an vielen Tagen in der Mittagszeit für die Deckung der anfallenden Last

theoretisch nicht benötigt würden, in der Nacht oder bei starker Bewölkung jedoch – ebenfalls theoretisch – unter Volllast arbeiten müssten.

Im Regelbetrieb werden die konventionellen Kraftwerke nicht dauerhaft unter Volllast arbeiten, was die angenommene mittlere Stromproduktion zeigt. Geht man von einer stabilen Produktion aus, ist im Jahr 2020 eine Lücke von 15,1 TWh/a anderweitig zu decken. Da sich dies in der Größenordnung bereits vergangener Jahre bewegt, ist ein Stromimport – wie in den Jahren zuvor auch – realistisch. Neben dieser bilanziellen Betrachtung über ein Jahr entstehen jedoch kurzfristige Lastdeckungslücken durch die gesteigerte Abhängigkeit volatiler Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien. Bei schlechten Wetterverhältnissen kann im Jahr 2020 mit einer Deckungslücke von über 2 GW und im Jahr 2025 von über 3 GW gerechnet werden, denen nur knapp 2 GW Pumpspeicherkapazitäten zur kurzfristigen Deckung gegenüberstehen. Um die Abhängigkeit verfügbarer Strommengen aus den benachbarten Ländern oder dem nahen Ausland zu verringern – denn durch ähnliche Entwicklungen kann nicht mit einer dauerhaften Verfügbarkeit gerechnet werden – scheint ein Zubau an flexiblen konventionellen Kapazitäten als Reserve für angebracht. Dies wird auch im IEKK unter dem Gesichtspunkt der Versorgungssicherheit ausgeführt und hierfür ökonomische Anreize – etwa durch die Schaffung eines Kapazitätsmarktes – gefordert.

Im Hinblick auf den Klimaschutz werden im Basis-Szenario jedoch die Ziele zur Reduktion der Treibhausgase weit verfehlt. Statt einer Reduktion gegenüber 2010 ergeben sich deutliche Steigerungen durch die fossilen Kraftwerke.

Das Basis-Szenario stellt sich zusammengefasst und im Vergleich zu den Konzepten der Landesregierung (43), (223) sowie der Vorgängerstudie nun folgendermaßen dar:

Tabelle 5-6. Zusammenstellung der Kennzahlen des Basis-Szenarios.

	Basis-Szenario	2020	Basis-Szenario	2025
Stromerzeugung Kernenergie	9,9 TWh	16,0 %	--	--
Stromerzeugung fossil	27,3 TWh	44,2 %	27,2 TWh	46,6 %
Steinkohle	21,1 TWh	34,2 %	21,1 TWh	36,1 %
Erdgas	3,3 TWh	5,3 %	3,3 TWh	5,6 %
Mineralöl	0,1 TWh	0,3 %	0,1 TWh	0,2 %
Pumpspeicher und sonstige	2,8 TWh	4,5 %	2,8 TWh	4,8 %
Stromerzeugung erneuerbar	24,7 TWh	39,8 %	31,1 TWh	53,4 %
Photovoltaik	7,6 TWh	12,3 %	9,3 TWh	15,9 %
Windkraft	6,4 TWh	10,3 %	10,4 TWh	17,9 %
Wasserkraft	5,5 TWh	8,9 %	5,6 TWh	9,6 %
Biomasse	4,9 TWh	7,9 %	5,3 TWh	9,1 %
Sonstige EE	0,3 TWh	0,5 %	0,5 TWh	0,9 %
Bruttostromerzeugung gesamt	61,9 TWh	80,4 % (des Verbrauchs)	58,4 TWh	77,2 % (des Verbrauchs)
Bruttostromverbrauch	77,0 TWh		75,6 TWh	
Importe	15,1 TWh	19,6 % (des Verbrauch)	17,2 TWh	22,8 % (des Verbrauch)
Lastdeckungslücke Spitzenlast	ca. 2,1 GW	18,3 % (der Spitzenlast)	ca. 3,1 GW	27,9 % (der Spitzenlast)
CO₂-Emissionen ggü. 2010	+ 3,0 Mil. t	+ 20,8 %	+ 2,9 Mil. t	+ 20,2 %

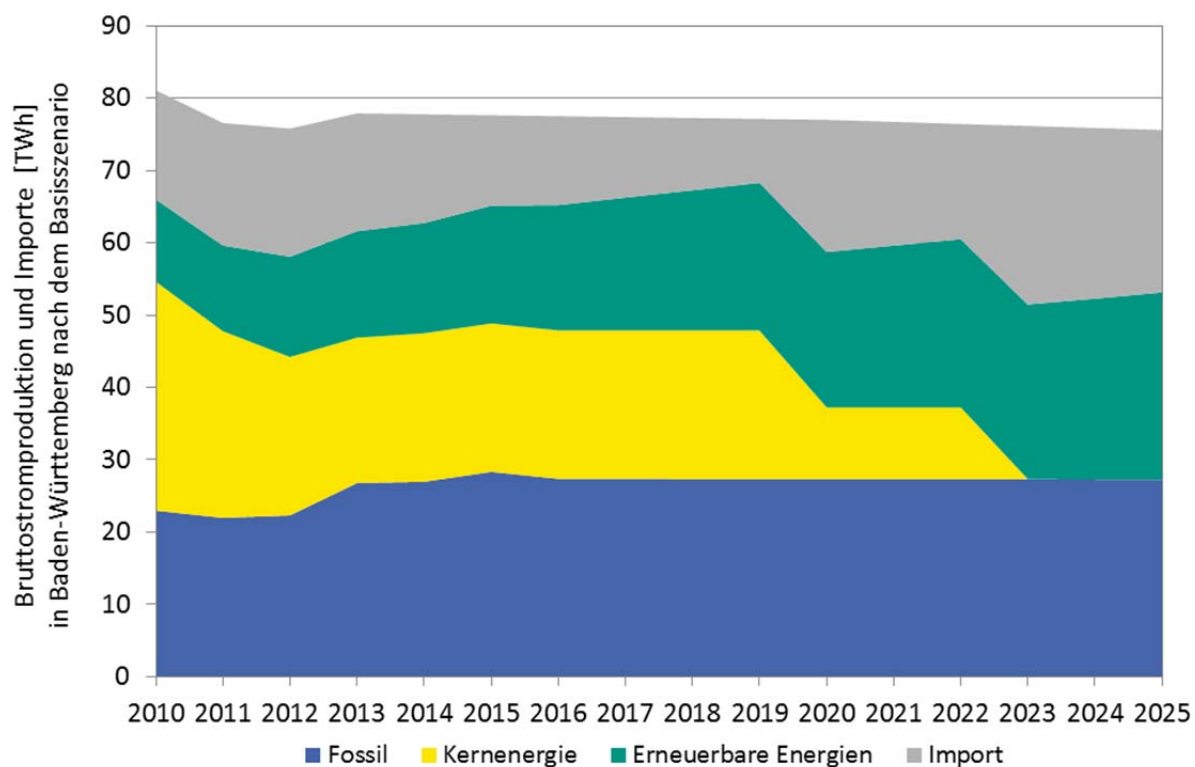


Abbildung 5-8. Strommix in Baden-Württemberg bis 2025 nach dem Basis-Szenario.

5.2.2 Alternativ-Szenario

5.2.2.1 Annahmen und Untersuchungsgegenstände

Als Aktualisierung des Alternativ-Szenarios aus der Vorgängerstudie geht auch das hier diskutierte Alternativ-Szenario davon aus, dass die absoluten Ziele der Landesregierung bezüglich der Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien nicht vollständig erreicht werden, was besonders für das sehr ambitionierte Ziel zum Ausbau der Windenergie angenommen wird.

Bezüglich der Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken werden im Wesentlichen die Annahmen aus dem Basis-Szenario übernommen, wobei jedoch im Bereich der Erdgas-Kraftwerke eine wesentliche Variation angenommen wird. So trägt das Alternativ-Szenario den Umständen Rechnung, dass zum einen die Gas-Kraftwerke aufgrund Ihrer Flexibilität vornehmlich als Spitzenlast-Ausgleich besonders bei ausbleibender Strom-Einspeisung durch volatile Erneuerbare Energien eingesetzt werden, was zu einer Reduktion der Auslastung führt.

Eckdaten des Alternativ-Szenarios

Annahmen und Modellierungsrahmen

- **Bruttostromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken:**
Annahme der Entwicklung nach dem Basis-Szenario mit reduzierter Auslastung der Erdgas-Kraftwerke
- **Bruttostromerzeugung aus Erneuerbaren Energien:**
Nichterreichen der landespolitischen Ausbauziele besonders im Bereich der Windkraft
- **Bruttostromverbrauch:**
Annahmen gemäß **Tabelle 5-4**.

Untersuchungsgegenstände

- **Notwendigkeit von Stromimporten bzw. Zubau konventioneller Anlagen**
- **Klimaschutz:** Erfüllung der landespolitischen Ziele zur Minderung der CO₂-Emissionen aus der inländischen Stromerzeugung nach Tabelle 5-4.

5.2.2.2 Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien

Da die wesentliche Variation gegenüber dem Basis-Szenario in der geänderten Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien besteht und auf diese Annahmen die anderen variierten Parameter aufbauen, wird diese Sparte an erster Stelle besonders diskutiert.

Besonders eine Verfehlung des sehr ambitionierten Ziels zum Ausbau der Windenergie wird im Folgenden diskutiert. Wie in der Einleitung zum Kapitel 5 zusammengestellt wurde, wird im „Energieszenario 2050“ des ZSW (223), das dem IEKK (43) der Landesregierung zugrunde liegt, im Jahr 2020 eine Stromproduktion aus Windkraft in Höhe von rund 6,4 TWh erwartet. Interpoliert man das gesteckte Ziel für das Jahr 2030, ergibt sich für das zweite Betrachtungsjahr dieser Studie im Jahr 2025 eine angestrebte Windenergie-Strommenge von 10,5 TWh. Dem steht die reale Situation gegenüber: Die aktuellsten Daten zum tatsächlich produzierten Strom aus Windkraft liegen beim Statistischen Landesamt für 2013 vor (58). In diesem Jahr wurden lediglich 667 GWh Strom aus Windkraft produziert, was ungefähr einem Zehntel der Zielgröße für 2020 entspricht. Das Basis-Szenario, das von der Erreichung dieses Ziels ausgeht, modelliert die hierfür zu produzierenden Strommengen entsprechend

ab dem Jahr 2014 als das Folgejahr zur letzten Datengrundlage. Im entsprechenden Abschnitt 5.2.1.3 des Basis-Szenarios ist dargestellt, dass hierfür ab 2014 eine jährliche Produktionssteigerung um über 800 GWh/a notwendig wäre. So wird im Basis-Szenario für das Jahr 2014 bereits eine Produktion von knapp 1,5 TWh, für 2015 von rund 2,3 TWh angenommen.

In einer „Ersten Abschätzung“ des Umweltministeriums Baden-Württemberg zusammen mit dem ZSW (254) wird von einer Stromproduktion aus Windkraft im Jahr 2014 in Höhe von 680 GWh ausgegangen. Dies liegt nur minimal über dem Wert der Jahre 2012 und 2013 und verdeutlicht für die Zeit von 2012 bis 2014 eine Stagnation der Windstrom-Produktion. Verglichen mit dem im Basis-Szenario auf Grundlage des politischen Ziels angenommenen Wert von 1,5 TWh in 2014 ist dies deutlich weniger als die Hälfte. Zur Zielerreichung wären nun ab dem Jahr 2015 nochmals deutlich größere Produktionssteigerungen von bereits knapp 1 TWh notwendig.

In Abschnitt 3.2.1 wird von 1.000-1.200 benötigten Windkraftanlagen einer Leistung von 2,5-3 MW in 2020 gesprochen, wenn das angestrebte Ziel erreicht werden soll. Zu einer ähnlichen Einschätzung kommt auch das IEKK (43). Auch wenn in der Darstellung des Ist-Zustands der Stromversorgung mit Erneuerbaren Energien in Baden-Württemberg in Abschnitt 2.2.1.1 ausgeführt ist, dass im Jahr 2014 94 neue Windkraft-Anlagen behördlich genehmigt wurden gegenüber jeweils neun bis zehn Anlagen in den Jahren 2011 bis 2013, verzeichnet die installierte Leistung nur einen leichten Netto-Zuwachs von 21 MW für 2014 gegenüber 2013 auf zu diesem Zeitpunkt 548 MW. Selbstverständlich tritt der Aufwuchs der Leistung mit einer Verzögerung gegenüber der Genehmigung ein, doch auch in der ersten Hälfte des Jahres 2015 waren nur 7 MW netto mehr an Erzeugungskapazitäten durch Windkraft im Land installiert als im Jahr zuvor (255). Zwar ist durch politische Anstrengungen und regulatorische Erleichterungen zur Förderung der Windkraft (siehe Abschnitt 2.1.3) tatsächlich mit einem deutlichen Aufwuchs der Windenergie zu rechnen, jedoch auch vor dem Hintergrund der in der Vorgängerstudie diskutierten wirtschaftlichen Überlegungen mit besser geeigneten Standorten in Deutschland ist durchaus zu hinterfragen, ob die angestrebten Ziele erreicht werden.

Im Alternativ-Szenario der Vorgängerstudie wurde von einem Ziel des Ausbaus der Stromproduktion aus Windenergie von 7 TWh in 2025 ausgegangen und unterstellt, dass dies nicht erreicht werden könne. Daher wurde eine „konservative Annahme“ des Ausbaus auf 3,5 TWh in 2025 getroffen, was der Hälfte des Ziels entspricht. In dieser Studie lauten die Produktionsziele gemäß ZSW (223) und IEKK (43) 6,35 TWh in 2020 und 10,5 TWh in 2025. Würde man entsprechend dem Alternativ-Szenario der Vorgängerstudie als Annahme für 2025 die Hälfte der angestrebten Stromproduktion und damit für 2025 eine Produktion von 5,25 TWh annehmen und nach gleicher Systematik auch das Ziel für 2020 auf knapp 3,2 TWh halbieren, wäre ab 2013 – um bei der Ausgangslage der Daten des Statistischen Landesamts zu bleiben – immer noch ein jährlicher Produktionszuwachs von knapp 340 GWh/a bis 2020 und dann von über 400 GWh/a bis 2025 zur Zielerreichung notwendig. Bei Beachtung der vom Umweltministerium abgeschätzten tatsächlich produzierten Strommenge für 2014 (s.o.) läge der jährliche Produktionszuwachs ab 2015 schon deutlich über 400 GWh/a und damit bei zwei Dritteln des aktuell jährlich produzierten Stroms. Weiter würde eine solche Annahme bedeuten, dass die Ausbauziele des Alternativ-Szenarios deutlich über denen des entsprechenden Szenarios der letzten Studie lägen. Da der Ausbau in den letzten Jahren nicht in entsprechendem Umfang nennenswert vorangeschritten ist, ist auch eine solche Annahme sehr ambitioniert.

Mit diesen Vorüberlegungen und Abwägungen wird nun für das Alternativ-Szenario angenommen, dass die Stromproduktion aus Windenergie im Jahr 2020 auf 3 TWh und bis 2025 auf 4 TWh angestiegen sein

wird. Damit liegt das Ziel für 2025 zwar immer noch leicht über der Annahme des Alternativ-Szenarios der Vorgängerstudie, in beiden Zielmarken jedoch deutlich unter der Hälfte des Ziels der Landesregierung. Für die Modellierung wird wieder als Ausgangsjahr das Jahr 2013 als das mit Daten des Statistischen Landesamts zuletzt hinterlegte Jahr angenommen und somit ab 2014 die jährlichen Aufwüchse berechnet. Diese betragen demnach bis 2020 durchschnittlich 333 GWh/a, was etwa der Hälfte der Stromproduktion in 2013 entspricht. Dem Ziel der Landesregierung, über 14,5 TWh in 2030 über Windkraft zu produzieren, wird die deutlich reduzierte Annahme von 5 TWh gegenübergestellt, was interpoliert für das Zieljahr 2025 eine Stromproduktion von 4 TWh bedeutet, wofür ab 2020 ein leicht geringerer jährlicher Aufwuchs von 200 GWh/a notwendig wäre. Damit geht das Alternativ-Szenario auch von einem etwas schwächeren Wachstum für die Zeit nach 2020 aus, gegenüber einem minimal vergrößerten Wachstum, das nach den Zielen der Landesregierung im Mittel zu erreichen wäre. Dies spiegelt auch die Überlegungen der Sättigung attraktiver Standorte wieder.

Während im Alternativ-Szenario der Vorgängerstudie auch für den Ausbau der Photovoltaik mit einem geringeren Zielwert gearbeitet wurde, wurden in dieser Aktualisierung die Zielwerte auf dem im IEKK angenommenen Niveau belassen. Da die Studie 2012 noch von einem landespolitischen Ziel von 7 TWh in 2020, das IEKK jedoch hierfür von 7,6 TWh ausgeht, ist der Unterschied in dieser Sparte zwischen den beiden Alternativszenarien 2012 und 2015 etwas vergrößert. Begründet wird die hier getroffene Annahme der Beibehaltung des landespolitischen Ziels mit einem Vergleich zwischen dem als notwendig modellierten durchschnittlichen Aufwuchs der jährlichen Produktionsleistung aus Photovoltaik und der ersten Abschätzung der erreichten Werte für 2014 (254) analog zu den Überlegungen zur Windenergie. Das Basis-Szenario, das die Ziele der Landesregierung übernimmt, fordert zu deren Erreichung ab 2014 bis 2020 einen jährlichen durchschnittlichen Aufwuchs von ca. 510 GWh. Anders als bei der Windenergie, bei der ein Vielfaches der aktuell erreichten Stromproduktion als Aufwuchs gefordert wurde, wurden solche Zuwächse bei der Photovoltaik in der Vergangenheit bereits erreicht und teilweise stark übertroffen. So beträgt der Aufwuchs in 2012 verglichen mit 2011 über 700 GWh, der Sprung von 2010 zu 2011 gar rund 1,2 TWh. Dass diese Aufwüchse jedoch nicht stetig und in gleichem Maße steigen, zeigt jedoch das Jahr 2013, in dem die Produktion auf dem Vorgängerniveau stagnierte. Dennoch lassen die erwähnten Abschätzungen für 2014 einen Aufwuchs der Produktion um ca. 630 GWh auf über 4,6 TWh erwarten, was den im Basis-Szenario für dieses Jahr geforderten Aufwuchs deutlich übersteigt. Diese Beobachtungen lassen es zu, die Ziele der Landesregierung als realistisch anzusehen und auch im Alternativ-Szenario beizubehalten. Der abgeschwächte Aufwuchs ab 2020 von rund 330 GWh/a bis 2025 ist ebenfalls vereinbar mit einem zu erwartenden Sättigungseffekt, sodass auch das Fernziel von rund 9,3 TWh in 2025 erreichbar erscheint.

Somit stellt sich die Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien im Alternativ-Szenario dar, wie in folgender Abbildung illustriert ist:

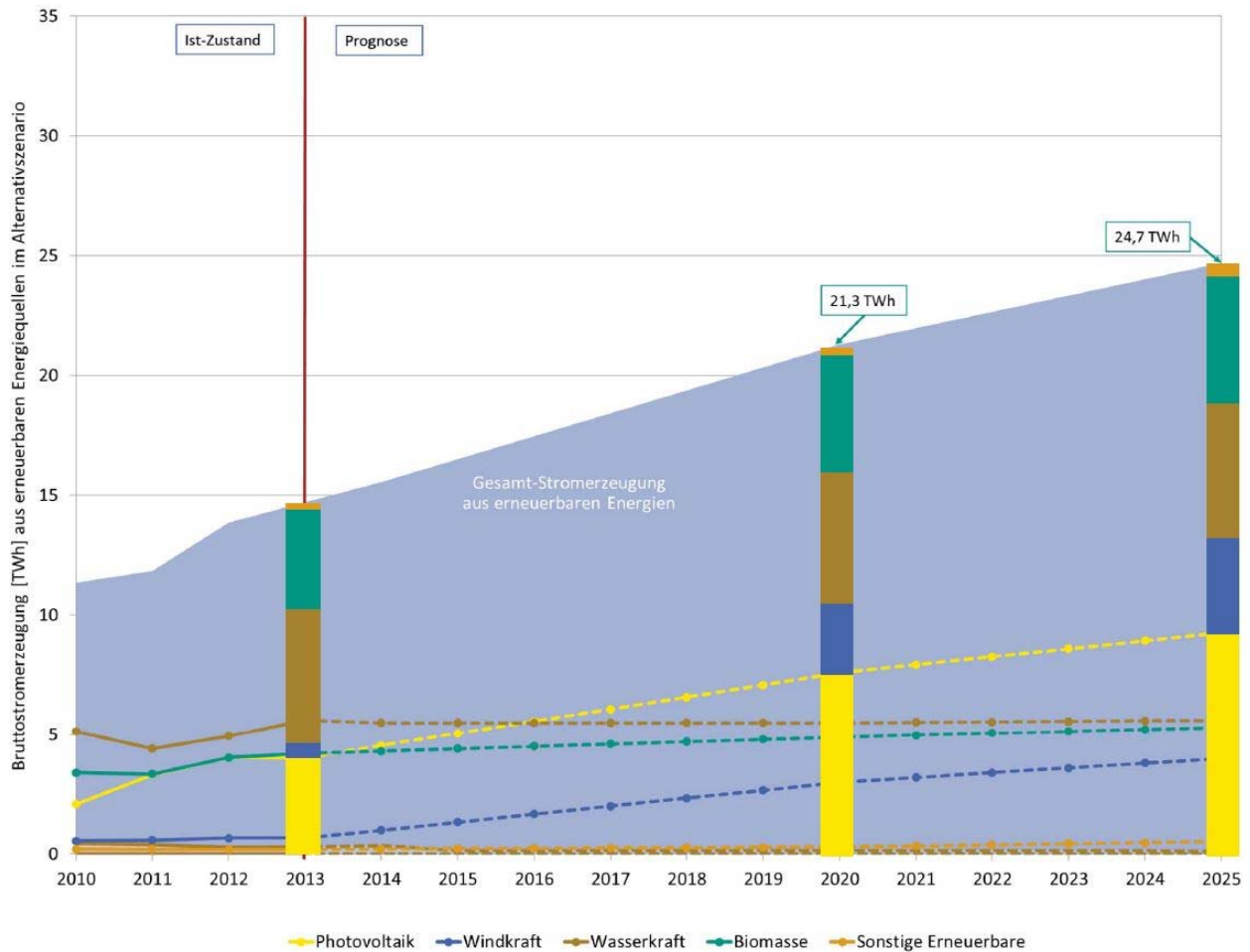


Abbildung 5-9. Zusammensetzung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien im Alternativ-Szenario.

5.2.2.3 Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken

Im Bereich der konventionellen Stromerzeugung werden im Wesentlichen die Annahmen aus dem Basis-Szenario übernommen, die eine konservative Prognose der Stromerzeugung aus dieser Kategorie abbilden.

Besonders für Erdgas-befeuerte Kraftwerke ist diese Prognose jedoch zu hinterfragen. Diese werden oft als Spitzenlast-Kraftwerke eingesetzt, um ein Ausbleiben der fluktuierenden Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien auszugleichen, wofür sie durch ihre dynamische Regelbarkeit gut geeignet sind. So ist ihre Betriebsdauer bei höherer Einspeisung von Strom aus Wind und Sonne deutlich reduziert. Auch andere Effekte wie etwa ein vermehrter Import von günstigerem Strom aus anderen konventionellen Kraftwerken lässt die Auslastung der Erdgas-Kraftwerke zurückgehen. Die damit verbundenen wirtschaftlichen Folgen wurden nicht zuletzt prominent durch die Diskussion über die geplante Abschaltung des modernen Erdgaskraftwerks im Bayerischen Irsching deutlich (256). Auch wenn die Politik auf diese Umstände reagiert (257), existiert das Problem der Wirtschaftlichkeit moderner Gaskraftwerke.

Um diese Überlegungen im Alternativ-Szenario zu berücksichtigen, wurde für die Auslastung der Erdgaskraftwerke eine reduzierte Zahl der Volllaststunden angenommen. Als Basis für eine berechnete Grundlage, wurden die Lastdaten des Jahres 2013 (248) als Basis herangezogen. Die über das Jahr angefallene Gesamtlast wurde auf den ermittelten Stromverbrauch in 2013 in Baden-Württemberg normiert. Daraufhin wurde die Einspeisung von Strom aus Wind und Sonne von dieser normierten Last abgezogen. Um den Rest der Last zu bedienen, wurden die Stromproduktion, die in der konservativen Prognose ermittelt wurde, sowie die Produktion aus grundlastfähigen Erneuerbaren Energien unter der Annahme einer gleichmäßigen Verteilung über das Jahr ähnlich wie in der beschriebenen Lastdeckung in Abschnitt 5.2.1.5 zugrunde gelegt. So werden zunächst die Erneuerbaren Energien (Wasserkraft, Biomasse, sonstige Erneuerbare Energien) aufgrund des Einspeisevorrangs berücksichtigt, wonach Kernenergie, Steinkohle und sonstige folgen.

Die Stromimporte werden als anteilig konstant angenommen. So wird als Referenz der Anteil des Stromimports des Jahres 2010 am Bruttostromverbrauch in Baden-Württemberg gebildet und dieser Anteil als Konstante in die Berechnungen eingesetzt, sodass sich die Importannahme an dem jeweiligen Jahresverbrauch orientiert.

Eine weitere Annahme besteht in der Kompensation des Ausfalls der Stromproduktion aus Kernenergie: hier wird angenommen, dass die wegfallenden Mengen (ca. 10 TWh ab 2020, ca. 20 TWh ab 2023) vollständig kompensiert werden – entweder durch weitere Importe oder durch weitere Erzeugung über konventionelle Kraftwerke. Eine vollständige Kompensation über die Erdgaskraftwerke scheint unrealistisch und würde die Untersuchung der Erdgas-Auslastung im ersten Schritt verzerren, weshalb diese Kompensation getrennt herausgerechnet wurde.

Die nun entstehende Lücke bis zum errechneten Lastverlauf wird – soweit möglich – rechnerisch mit Strom aus Erdgaskraftwerken gedeckt. Hierbei wird die Auslastung nicht mehr konstant angenommen, sondern es wird zur Lastdeckung entsprechend der Granularität der statistischen Daten im Viertelstunden-Takt ermittelt, wie viel Strom durch Erdgas hierfür produziert werden müsste. Dabei wurde die Produktionsobergrenze mit 95 Prozent der installierten Kapazitäten für Erdgaskraftwerke berücksichtigt. Überschüssige Produktionen, ob aus Erneuerbaren Energien oder den anderen konventionellen Kapazitäten, werden zur Vereinfachung als Export oder etwa zur Beladung der Pumpspeicher angenommen. Die Projektion der Lastverläufe und die Steigerungen der Einspeisung von Strom aus Wind und Sonne werden vor dem Hintergrund der Annahmen des Alternativ-Szenarios bezüglich der Erneuerbaren Energien wie in Abschnitt 5.2.1.5 dargestellt auf die Jahre bis 2025 fortgeschrieben.

Eine Summierung der so ermittelten notwendigen Produktion aus Erdgaskraftwerken geteilt durch die entsprechenden Erzeugungskapazitäten ergibt die angenommenen Volllaststunden (Vlh). So werden für 2016 statt den im Basis-Szenario angenommenen über 2800 Vlh nur noch 1050 Vlh angenommen. Dieser Wert bleibt mit leichten Schwankungen, die auf die übrige Stromproduktion und den prognostizierten Verbrauch zurückzuführen sind, bis 2020 mit 1054 Vlh etwa konstant und reduziert sich bis 2025 leicht auf einen Wert von 1033 Vlh.

Eine Prognose der zukünftigen Auslastung konventioneller Kraftwerke – besonders der stark unsicheren Auslastung der Erdgas-Kraftwerke – ist ohne eine sehr vertiefte Analyse des komplexen Energiemarktes sehr schwierig und auch dann mit einer starken Unsicherheit behaftet. Hier spielen eine Vielzahl von Parametern und nicht zu prognostizierende Randbedingungen wie politische Regeländerungen eine

starke Rolle. Der Trend zur Reduktion der Auslastung ist jedoch absehbar und mit der Berechnung über die Lastdeckung wurde in dieser Studie eine mögliche Grundlage herangezogen, um die Annahmen der Auslastung der Erdgaskraftwerke abzuschätzen.

5.2.2.4 Stromproduktionslücke

Wie beschrieben wird zunächst ein, bezogen auf den Bruttostromverbrauch, konstanter Import von Strom aus benachbarten Ländern oder dem Ausland angenommen. Offen bleibt die Frage der Deckung der ausfallenden Produktion aus der Kernenergie, die sich in den Jahren 2020 und 2023 um jeweils ca. 10 TWh reduziert. Bei der Berechnung wurde pauschal von einer Deckung durch Importe oder dem Aufbau weiterer Kapazitäten gesprochen. Soll dies über den Aufbau weiterer Kapazitäten erfolgen, sind erhebliche Kompensationskapazitäten zuzubauen oder die Auslastung der konventionellen Kraftwerke deutlich zu erhöhen. Wahrscheinlicher ist jedoch die Deckung durch Stromimporte aus den benachbarten Ländern, wodurch sich die Importquote deutlich erhöht.

5.2.2.5 Lastdeckung und CO₂-Emissionen

Sowohl im Bereich der Lastdeckung als auch in der Betrachtung der CO₂-Emissionen hat sich durch die Annahmen wenig geändert. Die Deckung basiert auf den installierten Kapazitäten und kann damit aus dem Basis-Szenario übernommen werden. Die wesentliche Änderung – eine verringerte Einspeisung durch Strom aus Windkraft durch einen reduzierten Ausbau – ist durch die Diskussion über das Ausbleiben der volatilen Einspeisung von Wind- und Sonnenstrom abgedeckt.

Auch die CO₂-Emissionen haben sich nicht grundlegend gegenüber dem Basis-Szenario geändert, da der Großteil der Annahmen über die Stromproduktion aus konventionellen Kraftwerken übernommen wurde. Die Verringerung der Produktionsleistung aus Erdgas-Kraftwerken wird sich dennoch in einer leichten Reduktion der CO₂-Emissionen gegenüber dem Basis-Szenario in Höhe von ca. 0,9 Mill.t aus, was jedoch immer noch einen deutlichen Zuwachs in 2020 um 2,1 Mil.t und damit um 14,6 Prozent gegenüber 2010 und in 2025 um 2,0 Mil.t (13,9 Prozent) bedeutet. Der Trend ist somit gleich dem des Basis-Szenarios.

5.2.2.6 Zusammenfassende Diskussion des Alternativ-Szenarios

Das Alternativ-Szenario legt den Fokus auf zwei identifizierte Schwierigkeiten, die bei einem zukünftigen Strommix in Baden-Württemberg ausgemacht wurden: der Verfehlung der ambitionierten Ausbauziele besonders für die Windkraft und der reduzierten Auslastung der Erdgas-Kraftwerke. Eine solche Szenariobetrachtung lässt nur stark vereinfachende Annahmen zu, die auf einer bestmöglichen Begründung basieren. Die Realität wird deutlich vielschichtiger sein. Während der Ausbau der sonstigen Erneuerbaren Energien weniger kritisch betrachtet wird, wird sich die Stromproduktion aus konventionellen Kraftwerken weiter ändern. Vor allem die Steinkohlekraftwerke bedürfen einer weiteren Aufmerksamkeit, so müsste auch deren Auslastung tiefer analysiert werden. Eine Abschätzung ist mit den vereinfachenden Modellannahmen nur schwer umzusetzen, jedoch ist davon auszugehen, dass deren Produktion ebenfalls abnehmen wird. In Bezug auf den Klimaschutz ist der Strommix des Alternativ-Szenarios kein wesentlicher Schritt nach vorne, da sich die Emissionen in der Größenordnung des Basis-Szenarios bewegen. Reduzierte Produktionen aus konventionellen Kraftwerken können hier Abhilfe schaffen (siehe auch das Klimaschutz-Szenario), jedoch sind dann die Abhängigkeiten von Importen erhöht, deren Klimafreundlichkeit auch sichergestellt werden müsste, wenn man nicht die Quellenbilanz als alleinige lokale Betrachtungsebene heranzieht.

Tabelle 5-7: Zusammenstellung der Kennzahlen des Alternativ-Szenarios.

	Alternativ-szenario	2020	Alternativ-szenario	2025
Stromerzeugung Kernenergie	9,9 TWh	17,6 %	--	--
Stromerzeugung fossil	25,3 TWh	44,8 %	25,2 TWh	50,5 %
Steinkohle	21,1 TWh	37,4 %	21,1 TWh	42,3 %
Erdgas	1,2 TWh	2,1 %	1,2 TWh	2,4 %
Mineralöl	0,1 TWh	0,3 %	0,1 TWh	0,2 %
Pumpspeicher und sonstige	2,8 TWh	4,9 %	2,8 TWh	5,6 %
Stromerzeugung erneuerbar	21,3 TWh	37,7 %	24,7 TWh	49,5 %
Photovoltaik	7,6 TWh	13,4 %	9,3 TWh	18,6 %
Windkraft	3,0 TWh	5,3 %	4,0 TWh	8,0 %
Wasserkraft	5,5 TWh	9,7 %	5,6 TWh	11,2 %
Biomasse	4,9 TWh	8,7 %	5,3 TWh	10,6 %
Sonstige EE	0,3 TWh	0,5 %	0,5 TWh	1,1 %
Bruttostromerzeugung gesamt	56,5 TWh	73,4 % (des Verbrauchs)	49,9 TWh	65,9 % (des Verbrauchs)
Bruttostromverbrauch	77,0 TWh		75,6 TWh	
Importe (mit Kernkraft-Kompensation)	20,5 TWh	26,6 % (des Verbrauch)	25,7 TWh	34,1 % (des Verbrauch)
CO₂-Emissionen ggü. 2010	+ 2,1 Mil. t	+ 14,6 %	+ 2,0 Mil. t	+ 13,9 %

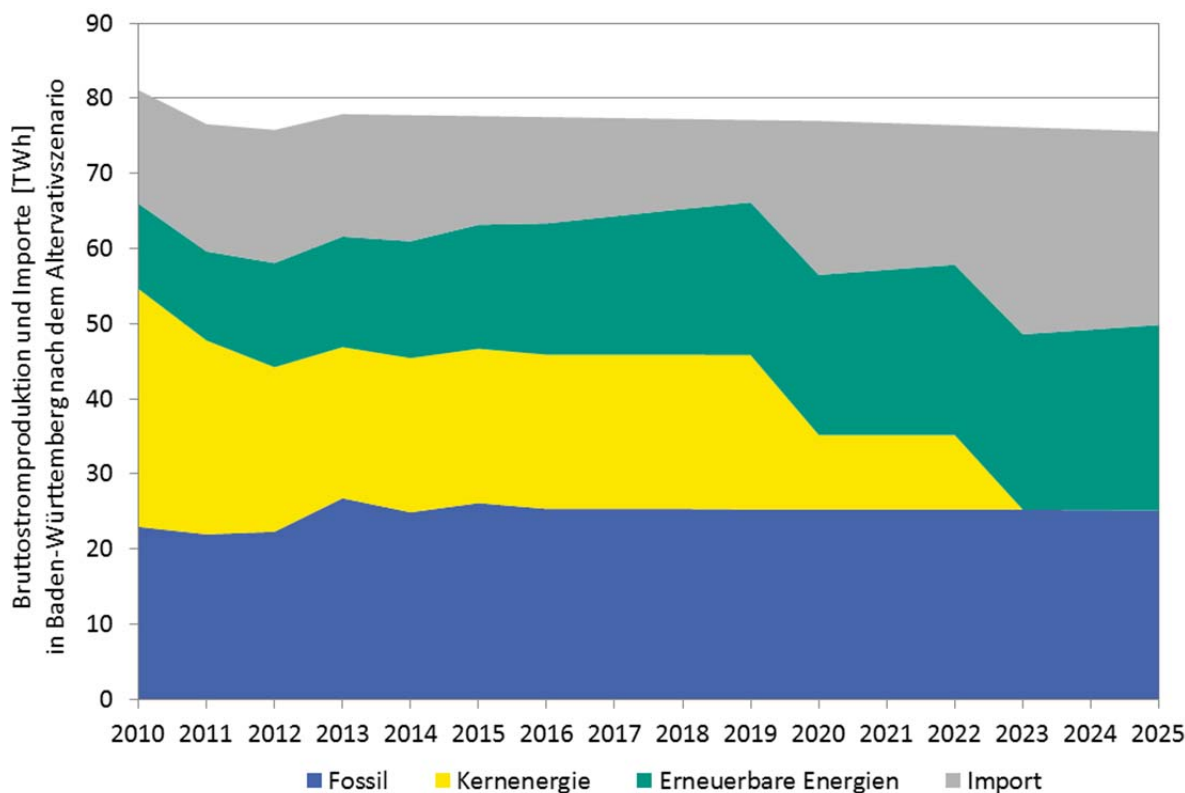


Abbildung 5-10. Strommix in Baden-Württemberg bis 2025 nach dem Alternativ-Szenario.

5.2.3 Klimaschutz-Szenario

Während der Fokus der beiden voranstehend diskutierten Szenarien auf der Sicherstellung der Stromversorgung in Baden-Württemberg lag, soll nun in einem theoretischen Klimaschutz-Szenario ein Fall kurz andiskutiert werden, in dem die klimaschutzpolitischen Ziele der Landesregierung nach Tabelle 5-5 erreicht werden können. Nach diesen sollen die CO₂-Emissionen aus der Stromproduktion bis 2020 um 6 Prozent gegenüber 2010 und bis 2025 interpoliert um 19 Prozent gegenüber 2010 sinken. Wie dargestellt, werden in den anderen beiden Szenarien diese Ziele weit verfehlt und es wird jeweils ein Aufwuchs der CO₂-Emissionen um rund 20 Prozent bzw. 14 Prozent erwartet.

Um die Reduktion zu erreichen, wird der Strommix für konventionelle Stromerzeugung neu zusammengestellt werden müssen, was den Untersuchungsgegenstand des Szenarios bildet. Die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien bleibt wie im Basis-Szenario dargestellt erhalten, sodass hier die landespolitischen Ziele erreicht werden. Auch wird der Verbrauch wie gehabt angenommen.

Eckdaten des Klimaschutz-Szenarios

Annahmen und Modellierungsrahmen

- **Klimaschutz:** Erfüllung der landespolitischen Ziele zur Minderung der CO₂-Emissionen aus der inländischen Stromerzeugung nach **Tabelle 5-3**.
- **Bruttostromerzeugung aus Erneuerbaren Energien:** Erreichung der absoluten landespolitischen Ausbauziele gemäß Tabelle 5-5.
- **Bruttostromverbrauch:** Annahmen gemäß **Tabelle 5-4**.

Untersuchungsgegenstände

- **Bruttostromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken:** Verschiebung der Anteile Strommix aus konventioneller Stromerzeugung zwischen den Sparten zur Erreichung der Klimaschutzziele

Konventionelle Kraftwerke werden zur Deckung der Grundlast in mittelbarer Zukunft weiter eine wesentliche Säule der Stromversorgung bleiben. Daher soll die Summe der Stromproduktion aus konventionellen Kraftwerken gleich der des Basis-Szenarios angenommen werden. Auf Grund der unterschiedlichen Emissionen der verschiedenen Sparten sowie der abweichenden Wirkungsgrade ist jedoch eine Verschiebung der Produktion notwendig. Steinkohle hat mit 336,1 g/kWh eine wesentlich höhere CO₂-Emission als Erdgas mit 201,3 g/kWh. Die wesentliche Produktion erfolgt in Baden-Württemberg jedoch mit Steinkohlekraftwerken. Um dies zu ändern, müssen Produktionsmengen zwischen den Sparten Steinkohle und Erdgas verschoben werden. Dabei ist darauf zu achten, dass die neuen Blöcke GKM 9 und RDK 8, deren Wirkungsgrad höher als bei herkömmlichen Kraftwerken ist, sicher weiter eine höhere Produktion gegenüber den älteren Anlagen haben werden, weshalb diese gesondert betrachtet werden. Die Produktion aus Mineralöl und sonstigen, besonders Abfall und Pumpspeicher, wird als konstant angenommen.

Um das Ziel, die CO₂-Emissionen in 2020 um 6 Prozent gegenüber 2010 zu reduzieren, wäre eine deutliche Drosselung der Produktion aus Steinkohle ab 2016 notwendig. Das Ziel ist erreichbar, wenn man beispielsweise die Produktion der älteren Steinkohlekraftwerke in 2020 um etwa zwei Drittel auf

4 TWh statt den im Basis-Szenario angenommenen 12,7 TWh reduziert sowie die beiden neuen Blöcke GKM 9 und RDK 8 um etwa die Hälfte auf 4,1 TWh statt den angenommenen 8,4 TWh drosselt. Ein gleichzeitiger Aufwuchs der Stromproduktion aus Erdgas von 3,2 TWh des Basis-Szenarios auf etwa 16,3 TWh wäre notwendig. So müssten die alten Steinkohle-Kraftwerke ab 2016 ihre Produktion um jährlich rund 2 TWh reduzieren, die neuen Blöcke um etwa 0,9 TWh. Die Produktion aus Erdgaskraftwerken müsste ab 2016 bis 2020 um jährlich etwa 2,8 TWh steigen.

Das Ziel für 2025 ist mit 19 Prozent CO₂-Emissionsreduktion gegenüber 2010 noch ambitionierter, was weitere Anstrengungen erfordert. Zu erreichen wäre dies etwa mit einer kompletten Einstellung der Stromproduktion aus alten Steinkohlekraftwerken und der weiteren Reduktion der Stromerzeugung in GKM 9 und RDK 8 auf 2,1 TWh. Die Stromproduktion aus Erdgas müsste dann auf etwa 22,7 TWh steigen.

Die Lastdeckung und die Stromproduktionslücke wurden in diesem Szenario nicht gesondert untersucht, da die grundsätzliche Systematik mit konventioneller Stromerzeugung und der Nutzung Erneuerbarer Energien denen des Basis-Szenarios entspricht.

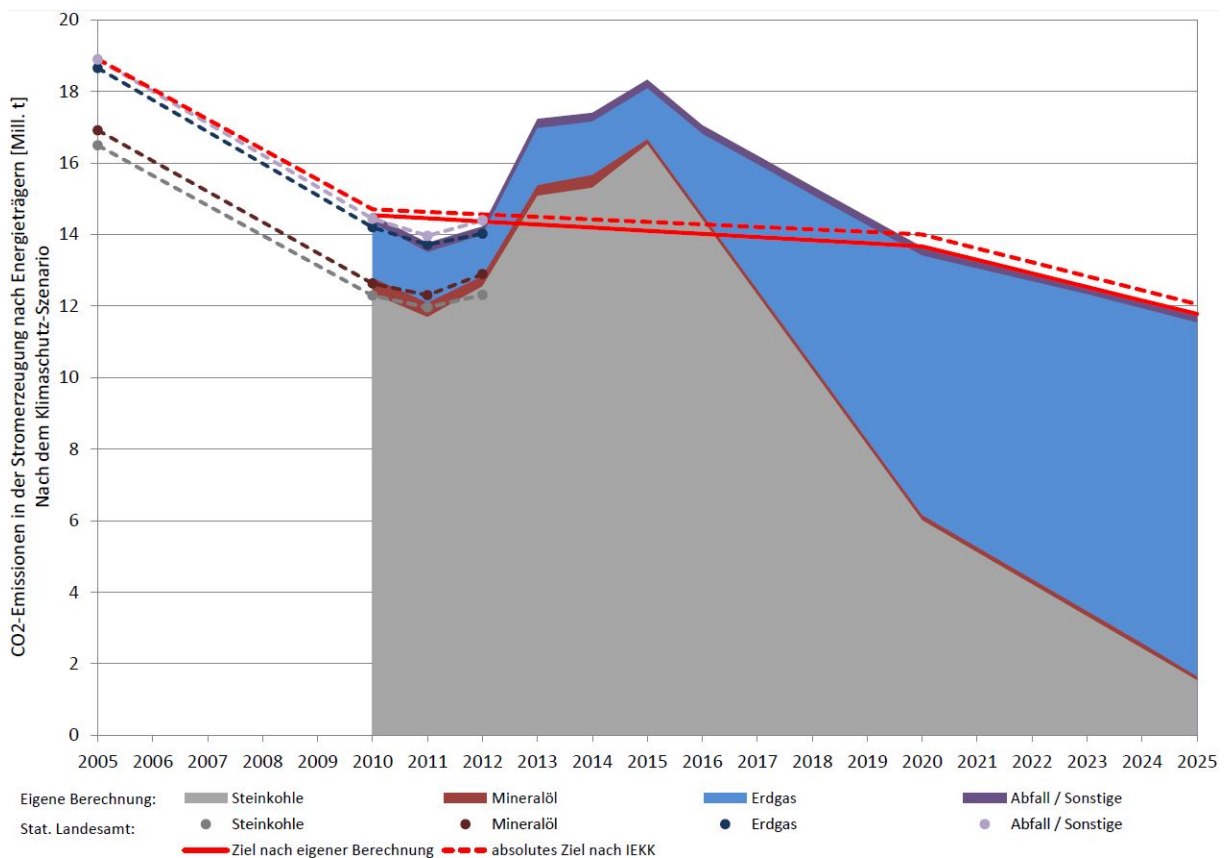


Abbildung 5-11. CO₂-Emissionen bei einer konventionellen Stromerzeugung nach dem Klimaschutz-Szenario.

Tabelle 5-8. Zusammenstellung der Kennzahlen des Klimaschutz-Szenarios.

	Klimaschutz- Szenario	2020	Klimaschutz- Szenario	2025
Stromerzeugung Kernenergie	9,9 TWh	16,0 %	--	--
Stromerzeugung fossil	27,3 TWh	44,2 %	27,2 TWh	46,6 %
Steinkohle	8,1 TWh	13,1 %	2,1 TWh	3,6 %
Erdgas	16,3 TWh	26,3 %	22,2 TWh	38,1 %
Mineralöl	0,1 TWh	0,3 %	0,1 TWh	0,2 %
Pumpspeicher und sonstige	2,8 TWh	4,5 %	2,8 TWh	4,8 %
Stromerzeugung erneuerbar	24,7 TWh	39,8 %	31,1 TWh	53,4 %
Photovoltaik	7,6 TWh	12,3 %	9,3 TWh	15,9 %
Windkraft	6,4 TWh	10,3 %	10,4 TWh	17,9 %
Wasserkraft	5,5 TWh	8,9 %	5,6 TWh	9,6 %
Biomasse	4,9 TWh	7,9 %	5,3 TWh	9,1 %
Sonstige EE	0,3 TWh	0,5 %	0,5 TWh	0,9 %
Bruttostromerzeugung gesamt	61,9 TWh	80,4 % (des Verbrauchs)	58,4 TWh	77,2 % (des Verbrauchs)
Bruttostromverbrauch	77,0 TWh		75,6 TWh	
Importe	15,1 TWh	19,6 % (des Verbrauch)	17,2 TWh	22,8 % (des Verbrauch)
CO₂-Emissionen ggü. 2010	- 0,9 Mil. t	- 6,1 %	- 2,8 Mil. t	- 19,0 %

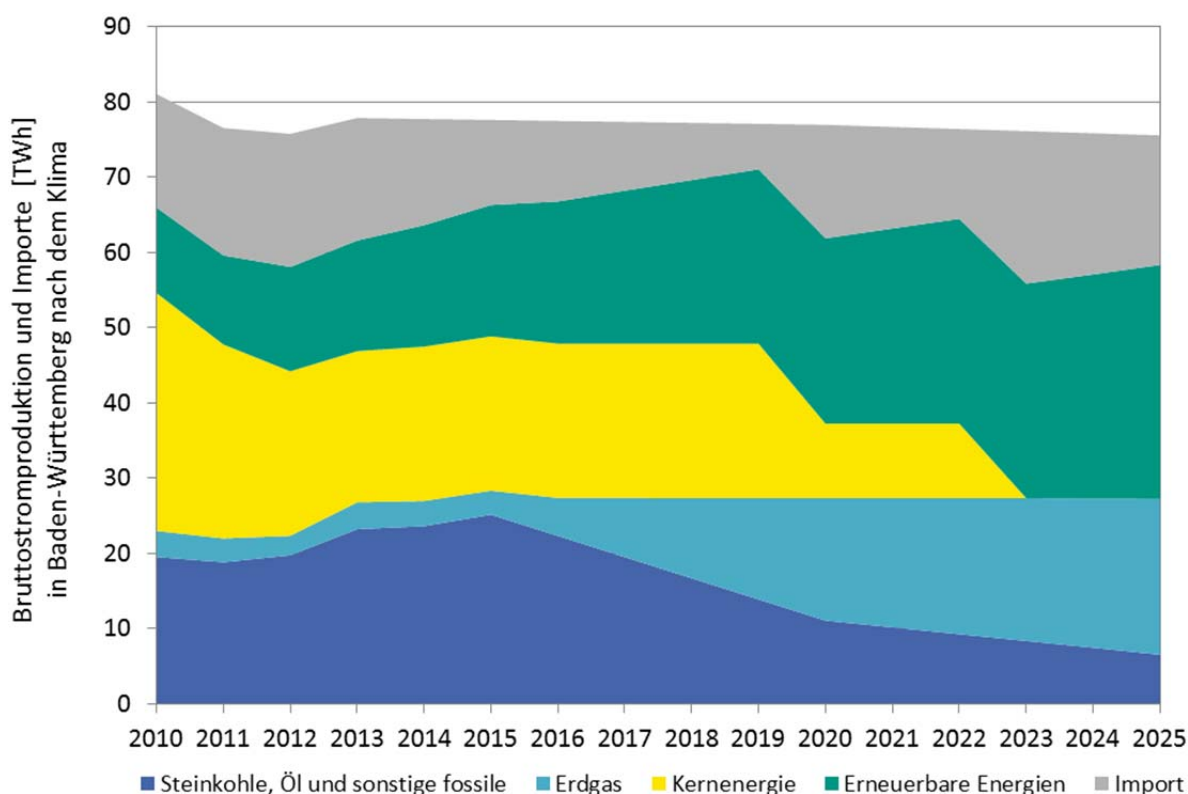


Abbildung 5-12. Strommix nach dem Klimaschutz-Szenario. Die Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen ist getrennt nach Erdgas und den übrigen fossilen Brennstoffen dargestellt.

5.2.4 Diskussion der Szenarien

Die Entwicklung des zukünftigen Energiesystems in Baden-Württemberg muss sich nach vielen Anforderungen richten und ist vielen Einflüssen ausgesetzt – politischer, technischer, sozialer und ökonomischer Natur. Welche Anforderungen bestehen und Voraussetzungen existieren oder sich entwickeln, wurde in den vorherigen Kapiteln dargestellt. Dieses Kapitel sollte anhand von einfachen Berechnungen verschiedene Szenarien skizzieren, um Trends im System abschätzen zu können. Dabei wurde der Fokus auf drei Leitfragen gelegt: Was passiert, wenn alles wie bisher weitergeführt und die Pläne erreicht werden? Wie geht das System damit um, wenn die Pläne nicht erreicht werden? Und schließlich: Wie könnten die ambitionierten Klimaschutzziele erreicht werden?

Die Methodik dieser Szenarien ist geeignet, um Fragen nach den benötigten Kapazitäten zur Deckung des Strombedarfs, der in einem Jahr anfällt, oder die nach dem notwendigen Ausbau erneuerbarer Energien zu klären. Auch können mit ihnen Abschätzungen über die zu erwartenden CO₂-Emissionen getroffen werden. Dabei orientieren sich die Berechnungsmethoden an denen der Vorgängerstudie und sind in den Vorbetrachtungen zu diesem Kapitel ausführlich dargestellt. In dieser Aktualisierung wurden an einigen Stellen eine Schärfung der Betrachtungen sowie eine Anpassung der Methodik vorgenommen, um die Aussagekraft zu erhöhen. Was bleibt ist eine allgemeine Betrachtungsweise, die kumuliert über alle Kapazitäten in der jeweiligen Sparte die *Produktion* eines Jahres im Blick hat und Schlüsse daraus zieht. Die Aussagen der Szenarien basieren also in erster Linie auf output-orientierten Daten – der angenommenen Stromproduktion. Die Entwicklung der Kapazitäten wird insbesondere im Bereich der konventionellen Kraftwerke über die bekannten Ausbau- und Rückbaupläne abgeschätzt, wobei zur Ermittlung der zu erwartenden Produktion analog zur Vorgängerstudie insbesondere im Basiszenario und größtenteils im Alternativszenario eine konservative Kraftwerksauslastung angenommen wird. Während die Studiengröße Stromproduktion somit für die konventionellen Kraftwerke über die Ermittlung der Kapazitäten in Verbindung mit der Auslastung ermittelt wird, wird für die Erneuerbaren Energien die Stromproduktion direkt abgeschätzt über die angestrebten Zielgrößen, die die politischen Strategien vorgeben. In diesen Sparten wird also nicht eine installierte Leistung prognostiziert, sondern die Blickrichtung geändert. Vielmehr werden aus der Rückrechnung der Stromproduktion auf die dafür benötigten Kapazitäten die Realisierbarkeit derer Installation auf Grund der Betrachtungen aus dem Kapitel 3 über Potentiale für Erneuerbare Energien beleuchtet.

Was die Szenarien nach dieser Methodik nicht leisten können ist eine realistische Simulation des realen Energiesystems. Um dieses annähernd nah an der zu erwartenden Entwicklung beschreiben zu können, sind eine Vielzahl von Betrachtungen anzustellen und in die Simulation einzubeziehen, was im Rahmen dieser Studie nicht erfolgen konnte. Zu nennen sind hier neben den einigermaßen gut bekannten politischen Rahmenbedingungen die deutlich schwieriger vorhersehbaren ökonomischen Entwicklungen – sowohl konjunktureller Art, was sich auf die Stromnachfrage auswirkt, als auch betriebswirtschaftlicher Art im Hinblick auf unternehmerische Entscheidungen der Kraftwerksbetreiber und EVUs bezüglich der Auslastung, Investitionen und des Stromhandels. Weitere Unwägbarkeiten sind gerade für die Erneuerbaren Energien die zu erwartenden Wetterlagen, aber auch gesellschaftspolitische Strömungen und unerwartete Ereignisse, etwa Naturphänomene oder Schwierigkeiten in der Lieferkette für Rohstoffe. Nicht zuletzt der Betrachtungsrahmen eines „abgeschlossenen Energiesystems Baden-Württemberg“ mit bilanziellem Im- und Export stellt eine weitere starke Vereinfachung dar, die dem immer vernetzter agierenden Energiemarkt nur bedingt gerecht wird. Auch ist der jährlichen Bilanzbetrachtungsmethode der Studie geschuldet, dass konkrete Aussagen über die tatsächliche Lastdeckung zu definierten Zeitpunkten nur sehr grob getroffen werden

können. Insbesondere hierfür wären Analysen von Auslastungen und die Einbeziehung von technischen Rahmenbedingungen wie Kraftwerksverfügbarkeit und –schaltbarkeit notwendig.

Trotz dieser Grenzen der Szenarien, deren Vergegenwärtigung wichtig ist, um die richtigen Schlüsse aus den Ergebnissen zu ziehen, sind die angestellten Berechnungen eine solide Grundlage zur Abschätzung von großen Trends bei der Umsetzung der Energiewende und den lokalen Verhältnissen in Baden-Württemberg. Sie zeigen, zu welcher Energieproduktion die im Land vorhandenen Kapazitäten bei ähnlichen Bedingungen in der Lage sind, ob die angedachten Veränderungen realisierbar und auch für das Gesamtsystem verkraftbar sind und ob die angenommene Gesamtstromnachfrage damit gedeckt werden kann. Auch zeigen sie, welche Stromimporte über das Jahr betrachtet notwendig sind, wenn das System entsprechend fortgeschrieben wird und lassen Vergleiche mit früheren Jahren zu, um abzuschätzen, ob Netze und Verbraucher mit den zu erwartenden Strombewegungen über die Landesgrenzen hinweg umgehen können. Zudem wird in einer vereinfachten, aber der Betrachtungstiefe der skizzierten Szenarien gerecht werdenden Analyse eine punktuelle Abschätzung über die theoretisch mögliche Lastdeckung in einem realen Lastverlauf unter realen Wetterbedingungen angestellt. Hierzu wurden tatsächlich angefallene Lastverläufe auf die prognostizierte Stromnachfrage der Betrachtungsjahre skaliert und der theoretischen Stromproduktion aus vorhandenen Kapazitäten bei einer maximal möglichen Auslastung gegenübergestellt. Die Produktion aus den volatilen erneuerbaren Energien und damit die Wetterverhältnisse wurden aus der realen Einspeisung der Monate des betrachteten Lastverlaufs herangezogen und mit den erwarteten Steigerungen der EE-Produktion auf Grund von Kapazitätsszubau linear extrapoliert. Unter Beachtung des Einspeisevorrangs für Erneuerbare Energien kann so unter allen erwähnten Einschränkungen recht gut abgeschätzt werden, ob einerseits die Last mit den erwarteten Kapazitäten landesintern zu decken wäre oder ob eine Lücke entstünde, die durch Speicher, Import oder Zubau gedeckt werden müsste, aber auch andererseits, ob die vermehrte Einspeisung aus Erneuerbaren Energien die konventionellen Kraftwerke zu einer starken Drosselung der Produktion bis hin zur kurzfristigen Abschaltung zwingen würde, wenn es keinen Abnehmer außerhalb des Landes gäbe. Gerade für diese punktuellen Betrachtungen sind die Landesgrenzen eine sinnvolle Betrachtungseinheit, da in diesen „Extremsituationen“ (die so extrem gar nicht sind, sondern durchaus vermehrt eintreten können), nämlich der Stromknappheit bei schlechten Wetterverhältnissen oder der massiven Überproduktion bei starkem Wind und Sonne die benachbarten Regionen und damit die potentiellen Zulieferer oder Abnehmer vor den gleichen Herausforderungen stehen und so landesintern eine Lösung gesucht werden müsste. Auch ist durch die Herangehensweise der Szenarien eine Aussage möglich, wie sich die CO₂-Emissionen entwickeln könnten. Gerade dieser Aspekt ist eine wichtige Betrachtungsgröße bei den Zielen des Klimaschutzes und oft eine Schwierigkeit im System, das verstärkt fossile Brennstoffe einsetzt auf Grund der abnehmenden Produktion aus Kernkraft. Hier reicht eine jahresbilanzielle Sicht aus, um tendenzielle Aussagen zu treffen, weshalb speziell das Klimaschutzszenario neu entwickelt wurde. Dieses löst sich von den vorherigen in Bezug auf die Auslastung der konventionellen Kraftwerke und spielt mit diesem Parameter, um einen Weg aufzuzeigen, wie die Klimaschutzziele eingehalten werden könnten.

Ein Blick in die aufgestellten Szenarien kann dabei helfen, die anstehenden Entwicklungen zu bewerten. So wird nach den Ergebnissen der Szenarien deutlich, dass die Stromversorgung in Baden-Württemberg bei den absehbaren und realistisch angestrebten Entwicklungen als sichergestellt angenommen werden kann. Das Basis-Szenario zeigt dabei, dass bei einem auf heutigem Niveau konstantem Betrieb der konventionellen Kraftwerke die Abschaltung der Kernkraftwerke in der Jahresbilanz durch die

Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien kompensiert werden kann und bei dem erwarteten Rückgang der Stromnachfrage die Abhängigkeit von Importen sich nicht wesentlich von der heutigen Situation unterscheidet. Offen bleibt die Frage, woher diese Stromimporte kommen. Sicher wird sich auch der politische Blick auf die Quelle des importierten Stroms verschärfen, um nicht die angestrebten Ziele ad absurdum zu führen. Da wird schnell klar, dass ein starker Import von Kernenergie aus dem Ausland auf der einen Seite und Strom aus Kohle und vor allem Braunkohlekraftwerken auf der anderen Seite politisch schwierig wird – gerade vor dem Hintergrund der politischen Vereinbarung, die Braunkohleverstromung stark zu reduzieren. Der Import des Stroms aus Erneuerbaren Energien aus dem Norden Deutschlands ist sicher der bevorzugte Weg, wozu der Netzausbau eine wesentliche Rolle spielt. Auch hierzu sind durch die Vereinbarung mit den Festlegungen zum Erdverkabelungsvorzug für Gleichstromkabel und Grundsatzfestlegungen für die Trassenführungen wichtige Schritte gegangen, doch auch dieser Strom ist volatil – wenn auch nicht in dem Maße wie die einheimischen Erneuerbaren Energien. Hier liegt das größere Problem, das mit Blick auf die Betrachtungen zur Lastdeckung deutlich wird: Die Produktionsspitzen für Erneuerbare Energien zeigen eine Überproduktion um mehr als das Doppelte des verbrauchten Stroms im Land, während eine Lücke bei entsprechend schlechteren Bedingungen entsteht. Somit trägt die jahresbilanzielle Betrachtung naturgemäß ein wenig und die Anforderungen konzentrieren sich weniger auf die Frage, ob der Strom insgesamt über das Jahr ausreichend produziert wird, sondern wie mit den stark wechselnden Bedingungen und den daraus entstehenden Anforderungen umgegangen wird. Hier richtet sich der Blick zum einen auf ausreichende wetterunabhängige Kapazitäten, zum anderen auf die technischen Voraussetzungen, diese kurzfristig zu steuern. Sicher werden hier umgerüstete oder neue Gas-Kraftwerke eine wichtige Rolle spielen. Auf jeden Fall wird jedoch auch die Frage nach der Speicherung in großem Umfang und mit schnelleren Schaltzeiten immer wichtiger. Pumpspeicherkraftwerke mit einer installierten Leistung von ca. 2 TWh können sicher einen Teil der großen Trendschwankungen auffangen, doch werden lokalere Speicher immer wichtiger werden.

Der Blick auf das Alternativszenario verleiht diesen Überlegungen noch mehr Nachdruck. Wenn sich der Ausbau Windenergie nicht wie erwartet einstellt, fallen zum einen bilanzielle Stromproduktionen aus, zum anderen wird die Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien stärker von dem Faktor Sonneneinstrahlung abhängig und kann weniger durch einen in erster Ordnung unabhängigen Wetterfaktor Wind ausgeglichen werden. Natürlich ist die Sonneneinstrahlung einem konstanteren Rhythmus unterworfen, aber auch konstant wechselnd, wobei Wind auch längere Perioden konstante Produktion darstellen kann. Das Alternativszenario zeigt zudem, dass konventionelle Kraftwerke stark auf diese Faktoren mit entsprechender Auslastungssteuerung reagieren müssen, was in diesem Fall für die Gaskraftwerke angenommen wurde. Diese beiden Faktoren lassen das Alternativszenario etwas näher an der Realität erscheinen als das starrere Basisszenario.

Während die zuvor getroffenen Einordnungen der Szenarien bis zu diesem Punkt nur die Versorgungssicherheit und den Naturschutz-Aspekt der Umweltverträglichkeit im Blick hatten, richtet sich das dritte Szenario als „Klimaschutz-Szenario“ nach dem Ziel der Treibhausgasreduktion und nimmt sich dabei einem Problem an, welches die vorherigen beiden Szenarien offenbaren. So wird nach dem Basis-Szenario und dem Alternativ-Szenario zwar die Umweltverträglichkeit und Versorgungssicherheit erfüllt, die Reduktion der CO₂-Emissionen scheint jedoch bei einer solchen Entwicklung weit verfehlt, wie die Berechnungen innerhalb der beiden Szenarien deutlich zeigen. Gerade nach den sehr weitreichenden und ambitionierten nationalen und internationalen Zielen zum Klimaschutz, die in Kapitel 2.1 ausführlich dargestellt sind, darf dieser Aspekt nicht aus dem Hauptfokus geraten. Die

Abschaltung der Kernenergie und die damit notwendige Kompensation zunächst durch fossile Kraftwerke erschwert die Zielerreichung. Das Klimaschutz-Szenario zeigt, welche massiven Einschnitte im fossilen Sektor notwendig wären, um die angestrebte Reduktion der Treibhausgase zu erreichen, ohne dabei ein reales und detailliertes Szenario zu entwerfen. Dabei basieren diese Überlegungen nicht auf konkreten Vorhaben der Betreiber oder technischen Aspekten wie Lebensdauern oder ökonomischen Randbedingungen, sondern auf der simplen Rechnung, welche Treibhausgase das System bei der nach dem Basis-Szenario und dem Alternativ-Szenario prognostizierten Entwicklung emittiert würden und welche man sich leisten könnte, wenn man die Ziele erreichen möchte. Das Ergebnis ist wenig überraschend und massiv zugleich: nahezu der gesamte fossile Sektor müsste sich wandeln durch einen massiven Umstieg von Kohle zu Gas, wenn man die getroffene Annahme halten will, dass die Stromproduktion aus fossilen Kraftwerken insgesamt gleich bleibt. Das Klimaschutz-Szenario zeigt aber auch, dass genau dies prinzipiell möglich wäre, nämlich eine gleich starke Stromproduktion aus fossilen Kraftwerken bei gleich angenommenem Ausbau der Erneuerbaren Energien und dennoch der Einhaltung von Klimaschutzziele. Die Versorgungssicherheit wäre also auch mit diesem Szenario gewährleistet – vorausgesetzt, der Rohstoff Gas steht in ausreichendem Maße zur Verfügung.

Dass solche bedeutenden Eingriffe in den konventionellen Strommix prinzipiell möglich sind, hat ein Gutachten im Auftrag des Rheinland-Pfälzischen Wirtschaftsministeriums gezeigt, nach dem ein sogenannter „Kohleausstieg“ theoretisch möglich wäre (257). Auch legte die Agora Energiewende im Januar 2016 „Elf Eckpunkte für einen Kohlekonsens“ vor, in denen ein Fahrplan für einen Ausstieg aus der Kohleverstromung dargestellt wird (258). Die Wirtschaftlichkeit für Baden-Württemberg und der notwendige enorme Aufbau an Erdgaskapazitäten müssten gesondert untersucht werden. Wenn man die Zielzahlen für 2020 zugrunde legt und eine hohe Auslastung von 6000 Volllaststunden annimmt, wären Produktionskapazitäten von knapp 3,7 GW notwendig. Aktuell installiert sind leicht über 1,1 GW. Eine solche Steigerung der Kapazitäten auf über das Dreifache bei gleichzeitiger Stilllegung vorhandener Steinkohlekapazitäten scheint – auch besonders aus ökonomischer Sicht - schwer vorstellbar. Dabei ist auch ein besonderes Augenmerk auf die Versorgungssicherheit mit Erdgas zu achten, wenn Strom in diesen Mengen durch Erdgaseinsatz produziert werden soll. Dies betrifft zum einen die Liefersicherheit, zum anderen auch die vorhandene Infrastruktur des Gasnetzes (siehe auch Kapitel 2.5). Hier sind große Anstrengungen nötig, um trotz des Ausstiegs aus der Kernenergie das wichtige Ziel der Reduktion von CO₂-Emissionen zu erreichen und damit auch in der Stromproduktion aktiv zum Klimaschutz beizutragen. Die Maßnahmen der Bundesregierung gehen hier jedoch in die richtige Richtung: gerade das neue KWK-Gesetz weist den Weg weg von Kohle und hin zu Brennstoffen wie Gas, die deutlich weniger Treibhausgase emittieren. Auch ist die Festlegung des geänderten Ziels des KWK-Gesetzes, nämlich nicht einen KWK-Anteil auf die gesamte Produktion, sondern den thermischen Anteil (bzw. absolute Werte) zu legen, richtig, um nicht die anderen Ziele zu gefährden. Sicher wird bei zukünftigen Kraftwerksneubauten immer weniger Kohle zum Einsatz kommen. Das System würde dies theoretisch verkraften und die Ziele wären gleichrangig erreichbar.

5.3 Strompreise

Der Strompreis setzt sich aus folgende Hauptkomponenten zusammen:

- Energieerzeugung,
- Lieferung und Beschaffung
- Netznutzung
- Abgaben, Umlagen und Steuern

Die Bestandteile Energieerzeugung, Beschaffung und Lieferung wird hauptsächlich an der Strombörse bestimmt. Das Netznutzungsentgelt ist ein gesetzlich reguliertes Entgelt, das von Stromnetzbetreibern für die Durchleitung von Strom durch ihre Netze zu den Verbrauchern erhoben wird. Es enthält unter anderem die Kosten für den Aufbau, den Betrieb und die Instandhaltung von Stromnetzen. Die Netzbetreiber sind seit 2005 verpflichtet, ihre Netzentgelte auf Basis der angezeigten Kosten von der Bundesnetzagentur genehmigen zu lassen. Als letztes sind die Abgaben, Umlagen und Steuern zu betrachten.

2014 bestimmten acht verschiedenen Umlagen diesen Preisbestandteil:

- Konzessionsabgabe
- Stromsteuer
- KWK-Umlage
- EEG-Umlage
- §19 Umlage (Umlage nach §19 Abs. 2 Stromnetzentgeltverordnung)
- Offshore-Haftungsumlage (nach dem Energiewirtschaftsgesetz EnWG, Novelle 2012)
- Umlage für abschaltbare Lasten nach §18 AbLaV und Umsatzsteuer.

In Kapitel 2.4 werden die Zusammensetzung der Strompreise für Haushaltskunden und Industrie und ihre Entwicklung in den letzten Jahren detailliert betrachtet.

5.3.1 Die Entwicklung der Großhandelspreise und die EEG-Umlage

Die Entwicklung des Stromgroßhandelspreises spielt eine wichtige Rolle: für die Beschaffungskosten der Stromvertriebe und damit den Endkundenpreis; für die Strombeschaffungskosten energieintensiver Unternehmen; für die Differenzkosten zwischen Strom aus Erneuerbaren Energien, der nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz vergütet wird, und der übrigen Stromerzeugung (und damit für die Höhe der EEG-Umlage); sowie für die Erlöse und damit die Wirtschaftlichkeit von Kraftwerken, die keine gesetzlich garantierte Vergütung bekommen. Der Stromgroßhandelspreis wird an der Strombörse EEX oder in bilateralen Handelsgeschäften ermittelt. Unterschieden werden dabei der langfristige Terminmarkt, an dem Strom bis zu sechs Jahre im Voraus gehandelt wird, und der kurzfristige Spotmarkt mit dem Handel am Vortag (Day Ahead) und am Liefertag selber (Intraday). Das Niveau des Spotmarktpreises reflektiert vor allem die aktuelle Stromnachfrage und die Verfügbarkeit von Kraftwerken, inklusive des fluktuierenden Angebots der Erneuerbaren Energien. Der heutige Stromgroßhandelsmarkt ist ein sogenannter Energy-only-Markt, bei dem nicht die Bereitstellung von Leistung bezahlt wird, sondern nur die erzeugte Kilowattstunde. Maßgeblich für die Preisbestimmung am Großhandelsmarkt sind die variablen Stromgestehungskosten der Kraftwerke, das heißt die Kosten

einer zusätzlich erzeugten Kilowattstunde. Diese hängen bei fossil befeuerten Kraftwerken vorrangig von den Brennstoffkosten und den Kosten der Emissionsberechtigungen für den Ausstoß von Kohlendioxid ab. Änderungen der CO₂-Preise und der Brennstoffpreise wirken damit unmittelbar auf den Stromgroßhandelspreis und die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke (Merit-Oder) ein (259).

Verschiedene energiewirtschaftliche Studien betrachten die Entwicklung der Stromgroßhandels- bzw. Börsenstrompreise, da diesem einen wichtiger Stellenwert in der Diskussion über die Kosten der Energiewende eingeräumt wird. Dabei lassen sich die Studien nur schwer vergleichen, da die methodischen Ansätze sehr vielfältig sind und die Studien unterschiedliche Zielsetzungen haben. Es werden sehr unterschiedliche Annahmen zur Entwicklung der Erneuerbaren Energien und deren Wechselwirkungen mit dem Strommarkt getroffen. Beispielsweise betrachtet die „Leitstudie 2010“ (244) als Schwerpunkt die Erreichung der Ziele bei der CO₂ Einsparung, während andere Rechenmodelle mit Marktregeln einsetzen, die analog zum derzeitigen Spotmarkt nur die durchschnittlichen Grenzkosten des letzten zur Nachfragedeckung benötigten Kraftwerks berechnen (260). Ebenso sind die sehr langen Betrachtungszeiträume schwierig.

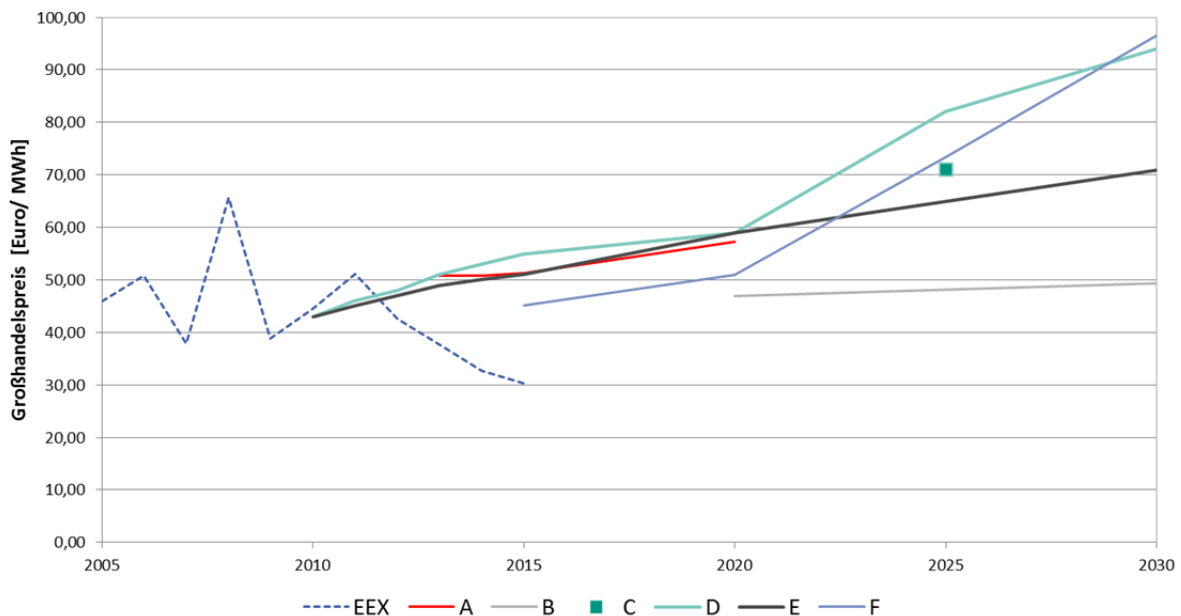


Abbildung 5-13. Entwicklung der Stromgroßhandelspreise EEX an der Strombörse sowie die Prognosen verschiedener Studien (A: Leipziger Institut für Energie GmbH 2012 (261); B: DENA Integration EE 2012 (262); C: KIT 2012 (1); D: DLR Leitstudie 2010 „Deutlich“ (244); E: DLR Leitstudie 2010 „Mäßig“ (244); F: UBA Politikszenerien 2013 (263).

Abbildung 5-13 stellt neben der tatsächlichen jahresdurchschnittlichen Entwicklung der Großhandelspreise von 2005-2015 ausgewählte Ergebnisse verschiedener Studien zusammen. Die große Spanne zwischen den verschiedenen Modellen sowie den tatsächlichen Preisen fällt sofort auf. Grundsätzlich ist zu beobachten, dass Studien, die von ambitionierten Klimaschutzzielen ausgehen, also einen hohen CO₂-Preis für fossile Energien annehmen, von einem stärkeren Anstieg der Brennstoffpreise ausgehen (259) und damit eine höhere Preisprognose erzielen, als Studien, die auf einen Fortbestand des bisherigen Marktdesigns und aus moderaten Brennstoff- und CO₂-Preisen setzen.

Weiterhin ist zu beobachten, dass seit 2011 der Börsenstrompreis sinkt. Dies ist unter anderem auch ein Grund für den weiteren Anstieg der EEG-Umlage (Differenz der Vergütungszahlungen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz und den Erlösen an der Strombörse). Gerade die Entwicklung der EEG-

Umlage hat in der Gesellschaft zu großen Differenzen über die Ausrichtung der Energiewende geführt, da hierdurch die Kosten des starken Zubaus Erneuerbarer Energien sehr direkt beim Verbraucher über die Strompreise spürbar wurden. Auch wurden Industrieprivilegien in der Gesellschaft und ebenfalls in europarechtlichem Zusammenhang kritisch diskutiert. In einer Studie des Fraunhofer ISE zur historischen Entwicklung der EEG-Umlage werden die Gründe für die stark steigende EEG-Umlage in den Jahren bis 2014 diskutiert (15). Allein im Zeitraum zwischen der Vorgängerstudie und dem Jahr 2014 hat sich die EEG-Umlage von 3,59 ct/kWh auf 6,24 ct/kWh um fast 75 Prozent erhöht. Diese Erhöhung übertrifft auch die Prognosen, die anhand diverser Studien in der Vorgängerstudie für die Entwicklung der EEG-Umlage getroffen wurden, Abbildung 5-14.

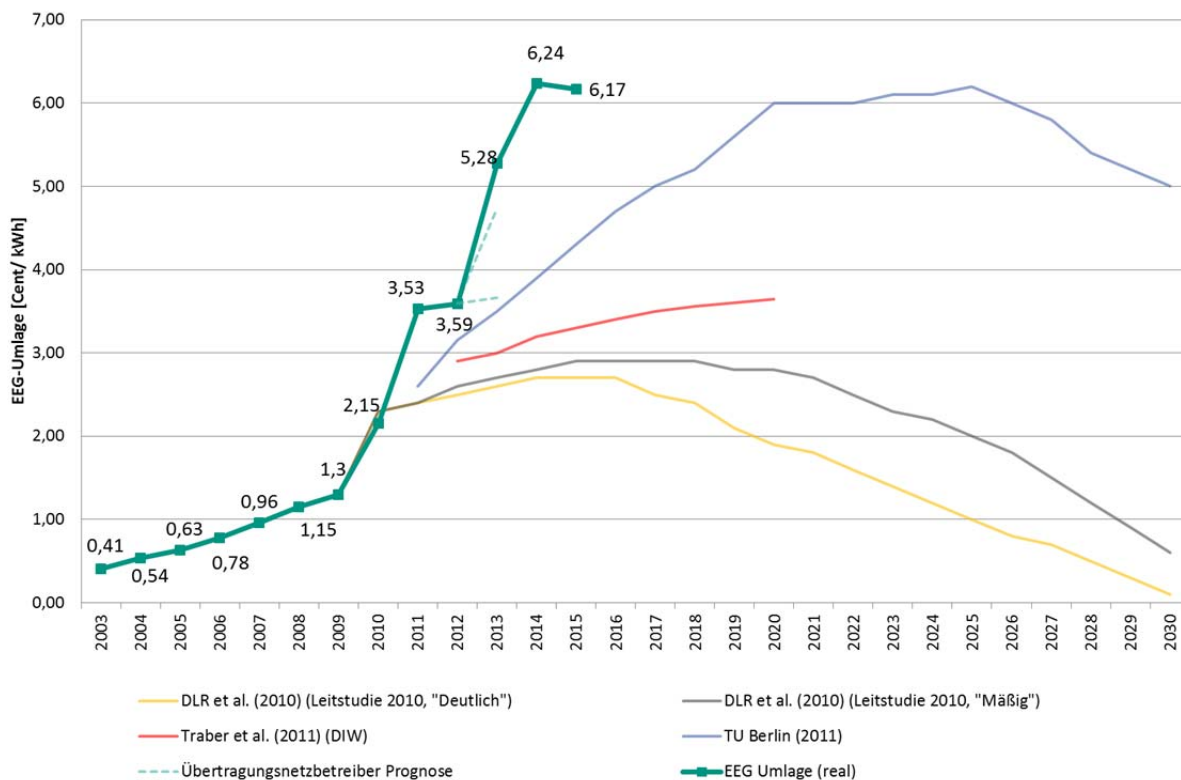


Abbildung 5-14. Entwicklung der EEG-Umlage für Privathaushalte im Vergleich mit den in der Vorgängerstudie in Kapitel 5.4 dargestellten Prognosen (16), (17), (18), (19), (20).

Da die Entwicklung der EEG-Umlage so direkt auch vom Großhandelsstrompreis an der Börse abhängt, sollten diese beiden Größen gemeinsam betrachtet werden. Vergleicht man die in der Studie für 2011 angegebenen Werte mit den realen Marktdaten wird einerseits deutlich, dass für die Jahre bis 2015 alle angeführten Studien zur EEG-Umlage die Entwicklung dieser Umlage unterschätzen (Abbildung 5-14). Andererseits überschätzen – unter anderem infolge der nicht vorhergesehenen geringen Marktpreise für CO₂-Zertifikate - alle angeführten Studien die Entwicklung der Großhandelspreise für die Jahre bis 2015 (Abbildung 5-13). Während auch in den folgenden Jahren die Einspeisung von Elektrizität aus einer immer weiter wachsenden Anzahl von Anlagen auf Basis Erneuerbarer Energien eine dämpfende Wirkung auf den Großhandelspreis haben wird, werden Faktoren wie steigende CO₂-Zertifikatepreise und zukünftige Knappheiten von Erzeugungskapazitäten preisstärkernd wirken. Voraussichtlich wird sich diese Knappheit erst nach 2020 bzw. 2022 zeigen. Dies hängt unter anderem von der schwer

einzuschätzenden Entwicklung der ökonomisch getriebenen Stilllegungen von konventionellen Kraftwerken ab.

Das Freiburger Ökoinstitut hat im Auftrag der Agora Energiewende 2015 eine Studie „Die Entwicklung der EEG-Kosten bis 2035“ (264) vorgelegt und den EEG-Rechner (265) entwickelt. In der Langfristprognose wird hier ein Absinken der EEG-Umlage ab 2023 prognostiziert, ebenso ein Sinken der Strompreise für den Verbraucher ab diesem Zeitraum. Trotz steigendem Anteil an Erneuerbaren Energie wird die EEG-Umlage ab 2023 sinken, da ab 2023 die Erneuerbaren-Anlagen mit hohen Vergütungsansprüchen aus den Anfangsjahren des EEG aus der EEG-Vergütung fallen, und neue Erneuerbare Energien-Anlagen deutlich günstiger Strom produzieren. Daher werden bei weiterem Erneuerbaren Ausbau die Stromkosten für die Verbraucher bis 2023 noch um 1-2 ct/kWh steigen und dann aber kontinuierlich um 2-4 ct/kWh bis 2035 sinken. (264)

5.3.2 Entwicklung weiterer Strompreisbestandteile

Kapitel 2.4 betrachtet bereits die Zusammensetzung der Strompreise für Haushaltskunden und Industrie und ihre Entwicklung in den letzten Jahren. Da jedoch weiterhin ein substantieller Netzausbau zur Umsetzung der „Energiewende“ notwendig ist, soll die weitere Entwicklung der Netznutzungsentgelte betrachtet werden. Einige Studie untersuchen die Auswirkungen des Stromnetzausbaus auf die Netznutzungsentgelte, dazu notwendig sind die Abschätzungen des Ausbaugrades, der notwendigen Investitionen unter Berücksichtigung demographischer Entwicklungen für Übertragungs- und Verteilungsnetze (266) (261).

Für Deutschland lässt sich demnach festhalten, dass die im Netzentwicklungsplan vorgesehenen und von der Bundesnetzagentur bestätigten Ausbaumaßnahmen in den nächsten zehn Jahren zu einer durchschnittlichen geschätzten jährlichen Kostensteigerung von 7,3 Prozent auf Übertragungsnetzebene führen. Durch ein bundesweites Umlagen der Offshorekosten, die mit 54 Prozent den größten Teil der Investitionen ausmachen, kommt es zu einer weitest gehenden Angleichung der Übertragungsnetzzulagen in den Bundesländern (266). Die aus der dena-Verteilnetzstudie (267) abgeleiteten regionalisierten Verteilungsnetzinvestitionen zeigen, dass einige der Regionen, auf die die meisten Investitionen entfallen, ebenso in besonderem Maße durch einen Bevölkerungsrückgang vom demographischen Wandel betroffen sind. Die regionalisierte, demographische Prognose der Netznutzungsentgelte weist Regionen aus, die strukturell durch die Netzkosten benachteiligt sind. Diese, vom demographischen Wandel besonders betroffenen Gebiete, beschränken sich jedoch nicht ausschließlich auf die überwiegend ländlich strukturierten neuen Bundesländer sondern sind auch im Nordosten Bayerns, dem Saarland oder dem Ruhrgebiet anzutreffen. In der Gesamtbetrachtung der dena wird eine Entgeltsteigerung in den nächsten zehn Jahren von durchschnittlich jährlich 2,0 Prozent für Haushalts- und Gewerbekunden sowie von 4,9 Prozent für Industriekunden prognostiziert. Über einem Zeitraum von zehn Jahren entspricht dies einer Steigerung von insgesamt ca. 20 und 60 Prozent, je nach tatsächlichem Ausbau der Erneuerbaren Energien. Die höhere Steigerungsrate im Industriebereich lässt sich durch einen großen Einfluss der Übertragungsnetzkosten sowie hohe Investitionen im Mittel- und Hochspannungsbereich erklären. Generell ist die Entwicklung der Netznutzungsentgelte regional sehr unterschiedlich: vor allem in den nördlichen und östlichen Bundesländern mit hohem Windkraftpotenzial können höhere Steigerungsraten erwartet werden als im Süden und im Westen, aber auch dort sind einzelne Landkreise überdurchschnittlich stark von Kostensteigerungen aufgrund des regionalen Ausbaus erneuerbarer Energien und den damit verbundenen Netzinvestitionen betroffen. Zusammenfassend betrachtet wird die regionale Ungleichverteilung der Netzkosten tendenziell noch zunehmen und es Regionen in Deutschland geben

wird, in denen hohe Netzausbaukosten, eine negative demographische Entwicklung und eine geringe Kaufkraft zusammentreffen und so Privathaushalte sowie Industriebetriebe stark belastet werden (266).

Zu ähnlichen Ergebnissen kommt eine Studie die die Netznutzungsentgelte in Baden-Württemberg untersucht (261). Im Gegensatz zu Bundesländern, in denen der Stromverbrauch niedriger ist, werden die reinen Netzausbauinvestitionen und derzeitigen Regelungen zur Kostenverteilung der Netznutzungsentgelte einen geringen Einfluss auf die zukünftig zu zahlenden Strompreise für Haushaltskunden in BW haben. Es werden Mehrbelastungen durch Netznutzungsentgelte zwischen 0,7 und 0,28 ct/kWh Strom für das Jahr 2020 postuliert. Würden die Netznutzungsentgelte zukünftig bundesweit einheitlich umgelegt hätte Baden-Württemberg noch mit einer Mehrbelastung von etwa 1 ct/kWh zu rechnen. Bis zum Jahr 2020 könnten die durchschnittlichen NNE für den Endkunden somit um 5,4 Prozent bis 19,2 Prozent. im Vergleich zu 2011 ansteigen. Für Gewerbekunden könnten die Netzentgelte demnach zwischen 0,27 ct/kWh und 0,94 ct/kWh bis 2020 steigen, für Industriekunden zwischen ca. 0,08 ct/kWh und 0,28 ct/kWh (261).

Neben den Netzentgelten und der EEG-Umlage werden bestimmte weitere Umlagen in Zukunft aufgrund des Ausbaus der Netze und der Erneuerbaren Energien an Bedeutung gewinnen, wobei derzeit nicht abschätzbar ist, wie sich dies tatsächlich auf die Kosten auswirken wird. Zum 01. Januar 2016 wird die Umlage nach § 19 der Stromnetzentgeltverordnung, die Offshore-Haftungsumlage und die KWK-Umlage steigen. Die Umlage für abschaltbare Lasten wird voraussichtlich 2016 entfallen.

6 Anforderungen an die Energieforschung, die Energiepolitik und Chancen für die Wirtschaft in Baden-Württemberg

6.1 Aktuelle Energieforschung vor dem Hintergrund der Energiewende

Deutschland hat sich mit seiner Energiewende Ziele gesetzt, die bis weit in das 21. Jahrhundert reichen und zu den ambitioniertesten der Welt gehören: Bis 2050 soll der Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch auf 60 Prozent steigen; ihr Anteil an der Stromversorgung soll auf mindestens 80 Prozent wachsen. Ebenfalls bis 2050 soll der Primärenergieverbrauch um 50 Prozent sinken; der Stromverbrauch soll um 25 Prozent zurückgehen. Vergleichsjahr ist jeweils 2008.

Bei der Energiewende handelt sich um ein großes, vielschichtiges und verantwortungsvolles Projekt – vergleichbar etwa mit dem Apollo-Programm der USA, das im Jahr 1969 erstmals Menschen auf den Mond brachte. Um die Energiewende zu verwirklichen, muss Deutschland enorme technische, wirtschaftliche und auch gesellschaftliche Herausforderungen bewältigen. Dieses Projekt birgt aber auch große Chancen für den Standort Deutschland. Dabei kann gerade Baden-Württemberg sich international als Forschungs- und Technologiestandort profilieren, Arbeitsplätze schaffen und Exportmärkte erschließen.

Die aktuell verfügbaren Technologien genügen nicht, um die ehrgeizigen Ziele der Energiewende für das Jahr 2050 zu erreichen. Daher ist Deutschland auf die Energieforschung und auf die mit ihr zusammenhängenden Schlüsseldisziplinen wie Materialforschung und Nanowissenschaften angewiesen. Forschung und Entwicklung müssen technologische Optionen sichern und erweitern, die gesamte Kette der Energieversorgung von der Erschließung und Umwandlung über die Speicherung und Verteilung bis hin zur Nutzung abdecken sowie ökologische, ökonomische, politische, soziale und ethische Aspekte neuer Technologien einbeziehen.

6.1.1 Energieforschungsprogramm der Bundesregierung

Auf Bundesebene basiert die Förderung der Energieforschung auf dem 6. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung „Forschung für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung“. Die Bundesregierung entwickelt dieses Programm fortlaufend weiter und setzt dabei gezielt auf Technologien, die zu einer erfolgreichen Verwirklichung der Energiewende beitragen. Verantwortlich für die Umsetzung des 6. Energieforschungsprogramms sind aktuell das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), das Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) sowie das Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL). Das BMWi ist dabei zuständig für die programmatische Ausrichtung, die systemorientierte Weiterentwicklung sowie die Koordination des Energieforschungsprogramms.

Um die Energiewende zu koordinieren, hat das BMWi hochrangige Energiewende-Plattformen konstituiert: Plattform Strommarkt, Energiewende-Plattform Gebäude, Plattform Energieeffizienz, Plattform Forschung & Innovation, Plattform Energienetze. Das BMWi tauscht sich auf diesen Plattformen fortlaufend mit Vertretern von Ländern, Wirtschaft, Gesellschaft und Wissenschaft aus, um Strategien für die zentralen Handlungsfelder der Energiewende zu erarbeiten.

6.1.2 Schwerpunkte der Energieforschung

Ziel der Forschung und Entwicklung ist ein als ökologisch und ökonomisch sinnvoll betrachtetes, gesellschaftlich akzeptiertes Energiesystem mit einem großen Anteil Erneuerbarer Energien und einer möglichst hohen Effizienz. Daraus ergeben sich folgende Schwerpunkte:

Erneuerbare Energien

Eine Versorgung mit Strom, Wärme und Treibstoffen, die überwiegend auf regenerativen Energien basiert, erfordert umfassende Forschungs- und Entwicklungsarbeiten zu Biomasse, Geothermie, Wasserkraft, Windkraft sowie Sonnenenergie (Photovoltaik und Solarthermie).

Energieeffizienz und Ressourcenschonung

Ein nachhaltiges Energiesystem verlangt hohe Energie- und Materialeffizienz bei der Erschließung, Umwandlung, Bereitstellung und Nutzung von Energie in Industrie, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen, Mobilität, privaten Haushalten sowie im Gebäudesektor, speziell bei der energetischen Sanierung des Gebäudebestands. Wichtige Kriterien sind Wirkungsgrad, Verfügbarkeit, Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit.

Speicherung, Verteilung und intelligente Netze

Das zukünftige Energiesystem ist wesentlich auf Informationen und deren intelligente Verknüpfung angewiesen. Dazu interagieren Systeme der Informations- und Kommunikationstechnologie mit Komponenten des Energiesystems. Angesichts eines steigenden Anteils kleiner und mittlerer dezentraler Einspeiser, die auf volatile Quellen zurückgreifen, in Verbindung mit grundlastfähigen Großkraftwerken sind neue intelligente Lösungen für die Systemführung von Einspeisern, Speichern und Verbrauchern erforderlich. Nur so lassen sich die meist dezentral verfügbaren, großenteils fluktuierenden Erneuerbaren Energien ausbauen und räumliche und zeitliche Schwankungen von Angebot und Nachfrage effizient ausgleichen. Voraussetzungen sind stationäre Speicher mit ausreichender Kapazität und angepasstem hocheffizientem Be- und Entladungsverhalten sowie intelligente Netzsteuerungen. Eine zentrale Steuerung erscheint bei der Vielzahl von dezentralen Anlagen eher unrealistisch; stattdessen bieten sich beispielsweise selbstorganisierende Systeme an. Um nachhaltige Mobilitätskonzepte zu verwirklichen, bedarf es alltagstauglicher chemischer und elektrochemischer mobiler Energiespeicher.

Energiesystemanalyse und sozioökonomische Forschung

Ein sozioökonomischer Ansatz, um die technischen, ökologischen, ökonomischen, politischen und sozialen Wechselwirkungen zwischen allen Komponenten des Energiesystems zu erforschen, gewinnt wesentlich an Bedeutung. Dazu gehört auch, Werkzeuge zu entwickeln, die eine umfassende und erfolgreiche Beteiligung der Bürgerinnen und Bürger am Umbau der Energieversorgung auf allen Ebenen gewährleisten.

Kernenergie in Deutschland sicher beenden – Kompetenz erhalten

Die staatliche nukleare Sicherheitsforschung zielt darauf, im Sinne der öffentlichen Daseinsvorsorge eine eigene Kompetenz zu erhalten, die jeweils dem aktuellen Stand der Wissenschaft und Technik entspricht. So kann sie Sicherheitskonzepte der Hersteller und Betreiber kerntechnischer Anlagen in

Deutschland unabhängig prüfen, bewerten und weiterentwickeln sowie bei internationalen Entwicklungen – besonders bei kerntechnischen Einrichtungen in der Nachbarschaft von Deutschland – auf hohe Sicherheitsstandards hinwirken und in internationalen Gremien kompetent mitarbeiten.

Fusionstechnologie

Die Forschung zur Fusionstechnologie in Deutschland ist in internationale Kooperationen eingebunden. Um ein Strom lieferndes Fusionskraftwerk zu verwirklichen, befasst sie sich mit physikalischen und technologischen Aspekten der Fusionsreaktion. Für den Einschluss des dafür benötigten heißen Plasmas mithilfe von starken Magnetfeldern verfolgt die Forschung zwei Konzepte: Tokamak und Stellarator.

In Baden-Württemberg kooperiert die Forschung eng mit industriellen Partnern, um die im Land entwickelten innovativen Energietechnologien weiterhin erfolgreich in Deutschland, Europa und auf der ganzen Welt zu positionieren. Die baden-württembergische Energieforschung zielt langfristig auf eine sichere und nachhaltige Energieversorgung. Dazu erschließt, bewertet und entwickelt sie technologieoffen und ideologiefrei alle Optionen für die Zukunft.

6.1.3 Förderung

Die **projektorientierte Förderung** im 6. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung richtet sich an Universitäten, Forschungseinrichtungen und Unternehmen. Als Instrument zur Unterstützung von zeitlich und inhaltlich abgegrenzten Vorhaben von bundesweitem Interesse ist sie für Projekte bestimmt, die am Markt nicht realisierbar sind oder eine erste praktische Anwendung neuer Energietechnologien oder verbesserter Energietechnologien demonstrieren wollen. Die Projektförderung unterstützt bevorzugt Vorhaben der Verbundforschung, bei der Hochschulen und Forschungseinrichtungen mit Unternehmen vorwettbewerblich zusammenarbeiten. Das BMBF fördert die energietechnologische Grundlagenforschung; BMWi und BMEL unterstützen anwendungsorientierte Forschung, Entwicklung und Demonstration, wobei das BMWi für Energieeffizienz, Erneuerbare Energien sowie nukleare Sicherheits- und Entsorgungsforschung, das BMEL für Bioenergie zuständig ist.

Für die **institutionelle Förderung** der Zentren der Helmholtz-Gemeinschaft (HGF) – mit Ausnahme des Deutschen Zentrums für Luft und Raumfahrt (DLR) – sowie der Institute der Max-Planck-Gesellschaft (MPG), der Institute der Fraunhofer-Gesellschaft (FhG) und der Einrichtungen der Leibniz-Gemeinschaft (WGL) ist das BMBF verantwortlich. Mit der Förderung des Bereichs Energie des DLR ist das BMWi betraut. Innerhalb des 6. Energieforschungsprogrammes hat die Bundesregierung im Jahr 2014 die Forschung im Energiebereich in Deutschland mit 819,2 Millionen Euro gefördert. Dies war ein etwa um 1 Prozent höheres Fördervolumen als noch im Vorjahr (2013: 809,1 Mio. Euro) und etwa 40 Prozent mehr als 2008 (492,6 Mio. Euro) (268).

Die Energieforschung der **Helmholtz-Gemeinschaft** beschäftigt sich mit einem breiten Spektrum von Optionen für das Energiesystem der Gegenwart und Zukunft und treibt dazu sowohl grundlegende als auch anwendungsorientierte Arbeiten voran. Am Forschungsbereich Energie der Helmholtz-Gemeinschaft sind beteiligt: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Forschungszentrum Jülich, Helmholtz-Zentrum Berlin für Materialien und Energie (HZB), Helmholtz-Zentrum Dresden-Rossendorf (HZDR), Helmholtz-Zentrum Potsdam – Deutsches GeoForschungsZentrum GFZ, Max-Planck-Institut für Plasmaphysik (IPP – als assoziiertes Mitglied der

Helmholtz-Gemeinschaft), Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung – UFZ. In der dritten Periode der Programmorientierten Förderung (POF-III) von 2015 bis 2019 gliedern sich die Arbeiten des Forschungsbereichs Energie in sieben Forschungsprogramme:

- **Energieeffizienz, Materialien und Ressourcen:** effiziente und flexible Kraftwerke, energieeffiziente Prozesse in der Industrie, Entwicklung von Materialien zur Effizienzsteigerung, effiziente Wandlung von biogenen und fossilen Energierohstoffen in chemische Energieträger, Wertschöpfungskette mineralischer und metallhaltiger Rohstoffe
- **Erneuerbare Energien:** Materialien, Prozesse und Bauelemente für die Photovoltaik, Wärmeträgermedien zur Steigerung der Effizienz und Flexibilität von solarthermischen Kraftwerken, Umwandlung nachhaltig verfügbarer Biomasse in stoffliche Energieträger und Plattformchemikalien, umweltgerechte Erschließung und Nutzung flacher und tiefer geothermischer Reservoire, leistungsstarke sowie kostengünstige und umweltverträgliche Windenergieanlagen, direkte Erzeugung von Brennstoffen aus Sonnenlicht
- **Speicher und vernetzte Infrastrukturen:** elektrochemische Energiespeicher, Elektrolyse- und Speicherkonzepte für Wasserstoff, Herstellung synthetischer Kohlenwasserstoffe aus Kohlendioxid und Wasserstoff auf Basis Erneuerbarer Energien, Brennstoffzellen für mobile und stationäre Anwendungen, sensible und latente thermische Energiespeichersysteme auf Basis von Salzen, thermochemische Speicher für Hochtemperaturprozesswärme und zur Flexibilisierung von Kraftwerksanwendungen, Stromversorgungssysteme auf der Basis von Hochtemperatur-Supraleitern
- **Zukünftige Informationstechnologien:** Zusammenfassung von Logik- und Speicherbauteilen auf Computerchips, energieeffiziente memresistive und nicht volatile Speicher, Übergang von binärer zu neuromorpher Informationsverarbeitung – inspiriert vom menschlichen Gehirn, Konzepte der Quanteninformationsverarbeitung
- **Technologie, Innovation und Gesellschaft:** Optionen zur nachhaltigeren Nutzung Erneuerbarer Ressourcen, Nachhaltigkeitsbewertung von Energiesystemen und gesellschaftlich-politische Lösungen für eine nachhaltige Energieversorgung
- **Nukleare Entsorgung, Sicherheit und Strahlenforschung:** sichere Entsorgung radioaktiver Abfälle; Sicherheit von Kernkraftwerken
- **Kernfusion:** Stellarator-Konzept, Tokamak-Physik, Entwicklungen für ITER und ein erstes Fusionskraftwerk, Plasma-Wand-Wechselwirkung

Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler der Helmholtz-Gemeinschaft bearbeiten die Programme im Forschungsbereich Energie zentrenübergreifend, interdisziplinär und in Kooperation mit nationalen und internationalen Partnern.

Das KIT hat gemeinsam mit der Universität Ulm das **Helmholtz-Institut Ulm zur Batterieforschung (HIU)** gegründet. Assoziierte Partner sind das DLR sowie das Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW). Am HIU erforschen und entwickeln Wissenschaftler Konzepte für elektrochemische Speicher der nächsten und übernächsten Generation für den stationären und mobilen Einsatz.

Mit dem **Energy Lab 2.0** entsteht am KIT eine europaweit einzigartige Forschungsplattform, die elektrische, thermische und chemische Energieströme sowie Informations- und Kommunikationstechnologien verknüpft. Das Energy Lab 2.0 umfasst ein Simulations- und Kontrollzentrum und einen energietechnischen Anlagenverbund am KIT, ein Elektrolyse-Testzentrum am

Forschungszentrum Jülich und eine Testanlage zur Erprobung von Power-to-Heat-Konzepten am DLR in Stuttgart. Die intelligente Plattform ermöglicht, neue Ansätze zur Stabilisierung von Energienetzen wirklichkeitsnah zu erproben.

Der **Beitrag der Bundesländer zur Förderung** der Energieforschung macht einen zunehmend bedeutenden Teil der gesamtstaatlichen Forschungsförderung aus. 2013 lag das Fördervolumen der Länder für die nichtnukleare Energieforschung bei 311,7 Millionen Euro, was einem Anteil von 34 Prozent von der gesamtstaatlichen Förderung des Bereiches entspricht (268). Übergreifende Schwerpunkte liegen auf Erneuerbaren Energien und Energieeffizienz. Außerdem werden Forschungsarbeiten zur Elektromobilität seit einigen Jahren verstärkt gefördert.

Baden-Württemberg lag 2013 mit einem Fördervolumen von 35,6 Millionen Euro hinter Bayern und Sachsen auf Platz drei. Zu den vom Land geförderten Projekten gehörten u.a.: Landesinitiative Elektromobilität, Technologiecluster Composites, KIC InnoEnergy, RedoxWind.

6.1.4 Vernetzte Forschungsaktivitäten

Erfolgreiche Energieforschung erfordert die Einbeziehung von regionen- und institutsübergreifenden Perspektiven. Dazu dient die Vernetzung von Forschungsarbeiten auf nationaler und internationaler Ebene.

Horizon 2020: Das Programm der EU zur Forschungsförderung deckt die gesamte Kette von der Grundlagenforschung bis zur Vorbereitung marktfähiger Produkte und Dienstleistungen ab.

SET-Plan: Der Europäische Strategieplan für Energietechnologie treibt Ausbau und Verbreitung möglichst kostengünstiger kohlenstoffemissionsarmer Technologien voran.

KIC InnoEnergy: Das europäische Unternehmen fördert Innovation, Entrepreneurship und Ausbildung im Bereich nachhaltiger Energien, indem es Universitäten, Forschungseinrichtungen und Unternehmen zusammenführt. In Karlsruhe ist die KIC InnoEnergy Germany GmbH angesiedelt.

Zu den internationalen Kooperationen gehören weiterhin das **Forum für deutsch-französische Forschungskoooperation**, die Initiative **Förderung der Intensivierung der Zusammenarbeit mit Griechenland**, die **Internationale Energieagentur** (IEA) sowie die **gemeinsame Nachwuchsförderung und Forschungskoooperationen mit China**.

Im **Koordinierungskreis Forschung** erörtern die institutionell geförderten außeruniversitären Forschungseinrichtungen der HGF, der MPG, der FhG und der WGL, die Hochschulrektorenkonferenz und die Deutsche Forschungsgemeinschaft (DFG) Fragen der Verwirklichung der Energiewende.

Das Projekt **Energiesysteme der Zukunft** der deutschen Wissenschaftsakademien bündelt die in Deutschland vorhandene wissenschaftliche Expertise interdisziplinär und richtet sie auf die zentralen Fragen der Energiewende aus.

Die **Strategische Forschungsagenda Energiewende**, Ergebnis eines Dialogprozesses zwischen Politik, Wirtschaft, Wissenschaft und Zivilgesellschaft, formuliert langfristige Schwerpunkte einer Forschung für die Energiewende.

Das **Forschungsforum Energiewende** ist eine transdisziplinäre Dialogplattform für Akteure aus Politik, Wissenschaft, Wirtschaft und Zivilgesellschaft. Sie erörtern und bewerten wissenschaftsbasierte Optionen für den Umbau der Energieversorgung.

Das **Forschungsnetzwerk Energie in Gebäuden und Quartieren**, initiiert vom BMWi, bietet ein Forum zum Austausch an den Schnittstellen der Forschung zur Praxis und zur Politik.

Kopernikus-Projekte für die Energiewende sind geplante Forschungsprojekte mit systemischem und transdisziplinärem Ansatz, gefördert vom BMBF, zu folgenden Themenfeldern: Neue Netzstrukturen, Flexiblere Nutzung Erneuerbarer Ressourcen: Power-to-X, Ausrichtung von Industrieprozessen auf fluktuierende Energieversorgung, Systemintegration: Transformation und Vernetzung der Energieversorgung

6.1.5 Energieforschung in Baden-Württemberg

Baden-Württemberg verfügt über eine herausragende Forschungslandschaft. Universitäten, Forschungseinrichtungen und Unternehmen engagieren sich auf vielfältigen Feldern der Energieforschung. Dies wurde bereits in den vorangegangenen Abschnitten deutlich. Viele der bundesweiten Initiativen und Projekte haben einen Schwerpunkt in Baden-Württemberg. Baden-Württemberg bietet daher auch einen großen Standortvorteil für vernetzte Forschungsarbeiten. Durch Einrichtungen wie u.a. der EnBW Energie Baden-Württemberg AG, den Fraunhofer Instituten für Chemische Technologie (ICT) und für Solare Energiesysteme (ISE) oder dem deutsch-französischen Institut EIFER (European Institute for Energy Research) liegen die Schwerpunkte der Energieforschung in Baden-Württemberg auf ausgewählten, für die Energiewende zentralen Themen wie „Erneuerbare Energien“, „Speicher, Netze und Systeme“ und „Energieeffizienz“. Das Karlsruher Institut für Technologie (KIT) befasst sich mit allen drei Schwerpunkten.

Die Bemühungen seitens der Landesregierung, die Energieforschung finanziell zu fördern, stehen im bundesweiten Vergleich an dritter Stelle hinter Bayern und Sachsen (Stand 2013). Hiermit leistet das Land bereits einen beachtlichen Beitrag, um die Energiewende im eigenen Land und bundesweit zu beschleunigen und zu verbessern. Die Fokussierung auf wesentliche Projekte und die Bildung von größeren Verbänden und Plattformen wie der Smart Grids Plattform Baden-Württemberg e.V. sind begrüßenswert und geben eine sehr gute Tendenz vor. Aber aufgrund sowohl der technologischen, soziologischen, politischen und wirtschaftlichen Komplexität und Dimension als auch der hohen Dynamik der anstehenden Herausforderungen der Energiewende, wäre eine Ausweitung der bereits zielorientierten Fördermaßnahmen wünschenswert. Insbesondere wäre es sinnvoll, die oben genannten drei zentralen Themen der Energiewende stärker zu fördern:

- Erneuerbare Energien (z.B. Geothermie)
- Energieeffizienz (z.B. Prozessoptimierung, Gebäudetechnik)
- Speicher, Netze und Systeme (z.B. Smart Grids Technologien, hybride und multimodale Netze, Energiesystemanalyse, Sicherheit)

Im Folgenden werden noch einige Beispiele für Forschungseinrichtungen genannt, die wesentliche Impulse für die Energieforschung im Land und darüber hinaus liefern. Die Liste ist nicht vollständig.

Das **Karlsruher Institut für Technologie (KIT)** bildet eine der europaweit führenden Einrichtungen in der Energieforschung. Im KIT-Zentrum Energie forschen Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler zu den Topics Energieumwandlung, Erneuerbare Energien, Energiespeicherung und Energieverteilung, Effiziente Energienutzung, Fusionstechnologie, Kernenergie und Sicherheit sowie Energiesystemanalyse. Prioritäten liegen auf den Handlungsfeldern Erneuerbare Energien, Energieeffizienz sowie Energiesysteme, -speicher und -netze.

An der **Universität Stuttgart** bildet der Bereich Nachhaltige Energieversorgung und Umwelt einen interdisziplinären Forschungsschwerpunkt. Als forschungsorientierte Universität mit Schwerpunkten in den Natur- und Ingenieurwissenschaften sowie deren Einbettung in Wirtschaft und Gesellschaft verfügt sie über die Kompetenzen, innovative Lösungen auf international hohem Niveau zu erarbeiten.

Das **DLR Stuttgart** konzentriert sich in der-Energieforschung auf die umweltfreundliche, effiziente und kostengünstige Energiebereitstellung und -speicherung im energiewirtschaftlich relevanten Maßstab. Zu den Themen gehören Hochleistungsstrukturen für die Energietechnik, zuverlässige Verbrennungsvorgänge sowie konzentrierende Solarsysteme zur Erzeugung von Strom, Wärme und Brennstoffen.

Am **Fraunhofer-Institut für Chemische Technologie ICT** in Pfinztal bei Karlsruhe befassen sich Wissenschaftler unter anderem mit Batterien und Akkumulatoren, Brennstoffzellen sowie elektrischen und hybriden Fahrzeugantrieben.

Das **Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE** in Freiburg ist das größte Solarforschungsinstitut in Europa. Seine Arbeit reicht von naturwissenschaftlich-technischen Grundlagen der Solarenergienutzung über die Entwicklung von Prototypen bis hin zur Ausführung von Demonstrationsanlagen.

Am **Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW)** in Stuttgart, Widderstall und Ulm befassen sich Forscher mit Photovoltaik, regenerativen Energieträgern wie Wasserstoff und Methan, Batterie- und Brennstoffzellentechnologien sowie ökonomischen Analysen von Energiesystemen.

Die **EnBW Energie Baden-Württemberg AG** mit Sitz in Karlsruhe engagiert sich in der Forschung zu den Themen Energiesystem, Erneuerbare Energien, CO₂-Reduktion und Elektromobilität.

EIFER – European Institute for Energy Research in Karlsruhe, gegründet von KIT und Électricité de France SA (EDF), widmet sich Fragen der Energieeffizienz in Städten und Regionen, entwickelt lokale Energiekonzepte auf der Basis Erneuerbarer Energien und analysiert Energiesysteme unter Einbeziehung ökologischer und ökonomischer Aspekte.

6.2 Marktanforderungen

Die Weiterentwicklung der Energiewirtschaft, die auch in Baden-Württemberg oft unter technischen und politischen Randbedingungen in der Öffentlichkeit wahrgenommen und diskutiert wurde und wird, unterliegt vor allem aber ökonomischen Entscheidungsprozessen. Markt-Akteure wie Erzeuger, Händler und Verbraucher von elektrischem Strom entscheiden in erster Linie aus betriebswirtschaftlicher Sicht und streben dabei eine Optimierung an. Ganz entscheidend ist auch das Verhalten der Investoren, die ein „Return on Investment“ in den für sie relevanten Zeiträumen abzuschätzen versuchen und daraus

Kapitalentscheidungen treffen. Soweit die Theorie; in der Praxis unterliegen alle Entscheidungen den jeweils gesetzten politischen und administrativen Randbedingungen, die sich durch gesellschaftlich gewolltes ‚Nachsteuern‘ während der Investitionsperioden drastisch verändern können. Die aktuelle Situation der Unwirtschaftlichkeit von flexiblen, hochmodernen Gastkraftwerken oder die sich auflösenden Geschäftsmodelle für Pumpspeicherkraftwerke bilden entsprechende Negativbeispiele. Ein Strommarkt ist durch Regulationen sehr weit von einer realen Marktwirtschaft entfernt. Dies betrifft die Erzeugungskosten, die Netzentgelte, die Einspeisevergütungen und die Vergünstigungen für energieintensive Industrien ebenso wie die Eigentumsverhältnisse an den Markt-Akteuren, zum Beispiel der Anteilsmehrheit des Landes Baden-Württemberg an EnBW. Insofern ist es ein schwieriges Unterfangen, von ‚Marktanforderungen‘ und einem sogenannten ‚Strommarkt-Design‘ zu sprechen. Es werden dennoch drei Aspekte als ‚Anforderungen aus Sicht des Strommarktes‘ aufgegriffen und beleuchtet:

- Stromnetze
- Integration von Erneuerbaren Energien
- Kapazitätsmärkte und Reserveleistung

6.2.1 Anforderungen an Stromnetze

Versorgungssicherheit ist ein wichtiger Faktor, der in Deutschland und natürlich in Baden-Württemberg sehr zur Attraktivität des Standorts beiträgt. Stromausfallzeiten akkumulieren sich bisher auf weniger als 20 Minuten pro Jahr¹¹; damit gelten sowohl Verbundnetz als auch Verteilnetz als äußerst zuverlässig. In jüngster Zeit häufen sich zwar sowohl Regeleingriffe wie auch Stromausfälle auch in Baden-Württemberg, aber dazu können verschiedene Ursachen ermittelt werden, die in erster Linie wenig mit der intensiveren Nutzung erneuerbarer Energien zu tun haben. Natürlich gilt die Besorgnis insbesondere der Wirtschaft eben dieser Versorgungssicherheit; der zunehmende Einsatz erneuerbarer Energien bei der Stromproduktion könnte zukünftig mehr Gewicht bei der Auslösung von Stromausfällen gewinnen, wenn nicht durch eine angepasste, hoch flexible und schnelle Regelung dieser Ursache entgegengewirkt werden kann. Dazu gehören insbesondere Fähigkeiten, auf der Erzeugerseite der Dynamik der Einspeisung zahlreicher dezentraler Anlagen, die von volatiler Wind- und Sonnenenergie gespeist werden, durch komplementäre Produktion aus anderen Kraftwerkstypen zu folgen. Zusätzlich werden auch zunehmend Flexibilitäten und Regeleingriffe auf der Verbraucherseite durch intelligentes Lastmanagement gefordert. Wie im Abschnitt 3.4 beschrieben wird, kann das ‚Demand-Side-Management‘ als alternative ‚virtuelle Speicherlösung‘ und Kompensation konventioneller Stromproduktion vor allem während hoher Spitzenlasten an Bedeutung gewinnen. Lastverschiebung und Lastreduktion erfordern jedoch intelligente Mess- und Abrechnungsmethoden (z.B. Smart Metering), also eine enge Kopplung mit einem Informationsnetz, welches diese Zustandsdaten in Echtzeit ermittelt und dem Netzbetreiber zur Verfügung stellt. Das Schlüsselwort ist auch hier die Entwicklung und weitaus intensivere Kopplung der Energie- und Informationsnetze hin zu hochintegrierten und klügeren Netzsteuerungen, derzeit unter dem Sammelbegriff ‚Smart Grid‘ bekannt. Damit einhergehend wachsen auch neue Herausforderungen an die Sicherheit solcher informationsbasierten Steuerungen. Im Abschnitt 6.3 wird der Entwicklungsstand zu Smart Grid näher ausgeführt; das Thema IT Sicherheit wird in 6.2.2 nochmals aufgegriffen.

¹¹ Beckmann/Springmann: Das Stromnetz in Zeiten der Energiewende, Informationen zur politischen Bildung

Weiterentwickelte Stromnetze sind essentielle Bausteine einer zukünftigen Stromwirtschaft, die kurzfristig auf Schwankungen von Last und Erzeugung reagieren kann. Die Weiterentwicklung und Anpassung der Stromnetze startet mit einem bestehenden, über Jahrzehnte gewachsenen System der Strom-Übertragung und –Verteilung. Traditionelle Steuerungsgröße für die verschiedenen Netze war die momentan abgerufene Last; auf diesen Wert wurde die Erzeugung ausgerichtet. Auch dafür sind bereits zahlreiche Akteure, d.h. Netzkomponenten, Betriebsmittel und vor allem Informationstechnik erforderlich. Zwar entsteht manchmal der Eindruck, dass es infolge der Energiewende zu einem abrupten Systemwechsel käme, weil zusätzlich die Erzeugerseite als Steuerungsgröße abgerufen wird. In Wirklichkeit spielt sich dieser Vorgang bereits seit zwei Jahrzehnten ab und eröffnet seither allen Beteiligten das Durchlaufen einer Lernkurve. Sowohl das Stromeinspeisungsgesetz von 1991 wie auch das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) von 2000 gaben und geben der Einspeisung von volatilem Strom aus Wind- und Sonnenenergie die Priorität. Netz-Designer, -Konfigurierer und -Betreiber sowie die Strommärkte konnten so sich zumindest schrittweise, ausgehend von einem damals noch sehr kleinen Anteil an EE-Strom bis heute deutlich über 25% entlang der Wissenszuwachs-Rampe bewegen und die gesammelten Erfahrungen für das zukünftige Netzdesign auswerten.

Das vorhandene Stromnetz erweist sich jedoch zunehmend als Engpass für den Transport der zusätzlich vorhandenen volatilen Windenergie von Nord nach Süd. Weil der Strom aus erneuerbaren Energien zudem auch in Baden-Württemberg räumlich dezentral und in strukturschwachen, bisher kaum an das Energienetz angeschlossenen Regionen erzeugt wird, ist auch aus diesem Grund ein Stromnetzum- und -ausbau notwendig. Dem stehen neben der ökonomischen Frage jedoch auch ökologische und soziale Anforderungen entgegen: Naturschutz und Kulturlandschaftspflege sowie die nicht immer ausreichende Akzeptanz der vom Netzausbau tangierten Bevölkerung haben in den vergangenen Jahren gezeigt, dass ein Netzausbau meistens nicht an technischen Lösungen scheitert. Hieraus ergeben sich weitere Anforderungen, die insbesondere von der Politik und der bürgerlichen Gesellschaft angegangen werden müssen.

Die Erfahrungen und Erkenntnisse, die bei der Vorrang-Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien gewonnen wurden, schlagen sich in zahlreichen Technologieentwicklungen nieder, die heute bereits eingesetzt werden. Auch begleitende Forschungsprojekte tragen in großer Vielfalt dazu bei, die grundsätzlichen Anforderungen an weiterentwickelte Stromnetze zu bestehen. Ein Beispiel dafür ist das 2014 in Karlsruhe im KIT gestartete Großprojekt „EnergyLab 2.0“, bei dem ein energietechnischer Anlagenverbund aufgebaut wird, der wesentliche Komponenten zur Erzeugung, Wandlung und Speicherung verschiedener Energieträger enthält und dabei elektrische, thermische und chemische Energieströme miteinander verknüpft. Daraus erwächst im Rahmen einer ganzheitlichen Systembetrachtung ein „Reallabor“ zur Erforschung neuer Möglichkeiten für die Stabilisierung der Energienetze.

Welches sind nun die konkreten Anforderungen an die Weiterentwicklung der Stromnetze in Baden-Württemberg insbesondere aus Sicht der heimischen Wirtschaft?

- Realisierung der Anbindung an die geplante Nord-Süd-Höchstspannungsverbindung, um die Grundsicherung mit Windenergie aus dem Norden und offshore zu gewährleisten.
- Anbindung bzw. Stärkung der die Landesgrenzen überschreitenden Stromkopplungen (Baden-Württemberg ist mit seinen Stromimporten- und exporten ein starker Partner im deutschen und europäischen Verbund und ist auf den Stromhandel angewiesen).

- Ertüchtigung der Verteilnetzebene im Hinblick auf die Aufnahme volatilen Sonnen- und Windstroms und zur Gewährleistung einer kundengerechten stabilen Anschluss- Spannung und Einhaltung der Netzfrequenz von 50 Hz.
- Weiterentwicklung der Netzmanagementfähigkeit für hohe zeitliche und räumliche Flexibilität; Integration der Informationsnetze und Kopplung mit flexiblen Gasnetzen.
- Einbindung und Regelung netzstabilisierender Speichertechnologien auf den unterschiedlichen Zeitskalen, um dem Eigenverbrauch Rechnung zu tragen und den Netzausbau auf das Mindestmaß zu begrenzen.
- Kopplung der Netzertüchtigung mit einem zunehmenden Demand-side-Management und der daraus resultierenden Möglichkeit der Verlagerung von Lastspitzen.
- Politische Unterstützung für den Netzausbau durch konstruktiven Bürgerdialog und Partizipation.

Nur auf der Basis einer vernünftigen Netzausbau-Strategie, die zugleich auch geeignete Geschäftsmodelle für die beteiligten Akteure der Wirtschaft und Kommunen ermöglicht, wird es möglich sein, den heutigen hohen Stand der Versorgungssicherheit nachhaltig, zu gewährleisten. Bürgerliches, wirtschaftliches und politisches Engagement müssen in dieser Frage an einem Strang ziehen.

6.2.2 Anforderungen an Erneuerbare Energien

Der Ausbau von Kapazitäten zur Erzeugung von Strom auf Basis erneuerbarer Energien hat sich auch im Zeitraum der dem Update dieser Studie zugrunde liegt, fortgesetzt. Eine detaillierte Beschreibung der Ausbaumaßnahmen und ihrer Ursachen wurde bereits in Kapitel 2.2 (Strombereitstellung und -nachfrage) gegeben. Fakt ist, dass 2013 rund 40 Prozent der installierten Leistung auf den Sektor Erneuerbare Energien entfallen und damit rund 24 Prozent der Stromerzeugung in Baden-Württemberg decken. Damit sind die erneuerbaren Energien, die insbesondere aus Sonnen- und Windenergie umgewandelt werden, relevante Marktgrößen geworden. Durch die EEG-Umlage, die sich seit der Vorgängerstudie um 75 Prozent erhöht hat, wurden die Aufwendungen für den starken Ausbau der EE-Anlagen direkt beim Stromkunden spürbar. Darauf haben Politik, Erzeuger und Verbraucher deutlich reagiert. Das wichtigste Signal geht dabei von dem 2014 novellierten EEG aus, dessen Bedeutung und grundlegende Reformwirkung hier schon in Kapitel 2.1 (Energiepolitische Rahmenbedingungen) erörtert wird.

Die weitere Integration von mit Priorität gefördertem PV- und Windstrom in den Strommarkt kann nur zum Erfolg geführt werden, wenn grundlegende Überlegungen zu einem zukünftigen Strommarkt-Design auch im Wettstreit der verschiedenen Interessen entwickelt werden. Eigenverbrauch, dezentrale Speicher, und eine stärkere Nachfragesteuerung durch entsprechende Anreizsysteme sind einerseits unerlässlich und können andererseits nicht ohne Berücksichtigung der wirtschaftlichen Gesichtspunkte und der Versorgungssicherheit gewährleistet werden. Aus Sicht der Wirtschaft stehen eine Verlässlichkeit der Investitionsbedingungen, eine planbare und transparente Weiterentwicklung der technischen und politischen Gegebenheiten als zentrale Anforderung aus Sicht des Marktes im Mittelpunkt dieser Überlegungen.

Schon in der Hauptstudie von 2012 wurde dazu festgehalten, dass die Einspeisung aller Erzeugungsanlagen auf Marktsignale und Netzrestriktionen reagieren können muss und es nicht

zwangsläufig vorausgesetzt werden kann, dass jede Kilowattstunde zu jeder Zeit eingespeist werden kann. Ebenso müssen auch Anlagen auf Basis Erneuerbarer Energien in der Lage sein, Systemdienstleistungen für den sicheren Netzbetrieb bereitzustellen. Zu diesen Systemdienstleistungen zählen insbesondere

- Frequenzhaltung, insbesondere durch Bereitstellung von Momentanreserve
- Spannungshaltung durch aktives Blindleistungsmanagement
- Versorgungswiederaufbau nach Störfällen durch gezielte Steuerungsmöglichkeiten von dezentralen Energieanlagen
- Unterstützung der Betriebsführung durch Koordination über alle Netzebenen hinweg

Systemdienstleistungen werden bisher typischerweise von konventionellen Kraftwerken erbracht. Bei EE-Anlagen ist zwischen grundlastfähigen und volatilen Energieformen zu unterscheiden; Wasserkraftwerke und Bioenergie sind ebenso wie Geothermie grundsätzlich zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen geeigneter als Anlagen, die Wind- und Solarenergie umwandeln. Gerade aber mit dem starken Ausbau letzterer Energieanlagen wird es unerlässlich sein, auch deren Beitrag zu Systemdienstleistungen zu ermöglichen.

Damit befasst sich insbesondere die Roadmap, die im Rahmen einer dena-Studie erarbeitet wurde und die Ziele und Maßnahmen im Zeitraum 2015 bis 2030 beschreibt (269). Die Roadmap betrachtet die erforderliche Entwicklung in drei 5-Jahres-Perioden (2015-2020, 2020-2025, 2025-2030) und macht dabei deutlich, dass wir bei der Integration der volatilen Erneuerbaren Energie in die Systemdienstleistungen praktisch noch am Anfang stehen, Laufwasserkraftwerke und Pumpspeicher einmal ausgenommen. In der ersten Periode bis 2020 sollen die Anforderungen und Definitionen dazu definiert werden. Insgesamt erbringen die Netzbetreiber die Systemdienstleistungen, wobei eine engere Zusammenarbeit zwischen Übertragungsnetz- und Verteilnetzbetreibern erforderlich werden wird. Dahinter steht das Konzept eines Verbundkraftwerks, basierend auf der Kombination aus Lastmanagement und Regelenergie. Ein Abrufkonzept und dezentrale Batteriespeicher sowie die Integration von thermischen Speichern werden wesentliche Elemente für die Erbringung von Systemdienstleistungen der EE-Anlagen sein müssen.

Speicher sind unerlässliche Elemente bei der Integration erneuerbarer Energie und damit auch im Hinblick auf die Markterfordernisse zu betrachten. Je nach Zeitskala, Be- und Entladezeiten, Zykluszahlen und ihrer Größenordnung als große zentrale oder kleine dezentrale Speicher kommen verschiedene Technologien zum Einsatz: Pumpspeicher, Druckluftspeicher, Power-to-X, Batterien oder Wärmespeicher sind derzeit die wichtigsten Optionen. Pumpspeicherkraftwerke weisen mit ihrem hohen Wirkungsgrad von 80 Prozent im Vergleich zu Druckluft- oder Power-to-Gas-Speichern ein großes Nutzenpotenzial auf. Batterien und Wärmespeicher zielen derzeit eher auf den Selbsterzeuger von volatilem Solarstrom und haben in jüngster Zeit beachtliche Markterfolge. In einer Studie des Fraunhofer ISE im Rahmen des BWPlus Projekts: „Ökonomisch-ökologische Analyse und Vergleich von Speichern in autonomen, dezentralen Netzen und für regionale und überregionale Versorgungsaufgaben“ (270) wird seit 2013 ein deutliches Wachstum der kombinierten PV-Anlagen und dezentralen Batteriespeicher beobachtet. Allerdings ist dieser Studie zufolge derzeit noch kein wirtschaftlicher Betrieb auch bei Förderung der Investitionen durch das KfW Programm darstellbar. Bedingungen beziehungsweise Voraussetzungen für zukünftige Betreibermodelle von lokalen Stromspeichern sind demnach in oberster Priorität:

- Wirtschaftlichkeit und Rentabilität
- Kooperationen und Vernetzung lokaler Akteure
- Zusammenschluss von Kompetenzen hilfreich

Zukünftig werden vor allem ein Bedarf und besondere Chancen für lokale Stromspeicher in Quartierslösungen gesehen.

Den Blick in eine eher optimistische Zukunft unterstreicht eine Marktanalyse¹², welche die drei Top-Entscheidungskriterien für kombinierte PV-Speicheranlagen ermittelt hat:

- Garantie
- Dienstleistung
- Preis

Für zwei Drittel aller Befragten ist derzeit der Preis noch zu hoch. Allerdings scheint die Bereitschaft der Endkunden, in eine autonomere Stromversorgung einzusteigen in jüngster Zeit erheblich gestiegen zu sein. In der gleichen Studie wird hochgerechnet, dass die Renditeerwartung von 1,0 Prozent (2014) auf 4,3 Prozent (2020) ansteigt. Dies spiegelt sich in einem Anstieg von rund 10.000 Installationen in Deutschland (2015) auf prognostizierten 45.000 Anlagen im Jahr 2020 wider.

Da jedoch zentrale große Energiespeicher auch in naher Zukunft nicht in ausreichender Kapazität zur Verfügung stehen, müssen zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit parallel konventionelle Kraftwerke mit fossilen Energieträgern vorgehalten werden. Deren Geschäftsmodelle werden aus schon genannten Gründen derzeit unbrauchbar. Ganz konkret und aktuell haben im Juni 2015 die Betreiber konventioneller Kraftwerke bei der Bundesnetzagentur 16 Blöcke wegen mangelnder Rentabilität zur Stilllegung angemeldet.¹³ Insgesamt liegen derzeit 69 Stilllegungs-Anzeigen für Kraftwerke mit einer Gesamtleistung von 14,4 GW vor, wovon zwei Drittel dauerhaft vom Netz gehen sollen. Kapazitäten von 2,7 GW wurden allerdings von der Netzagentur als ‚systemrelevant‘ eingestuft und dürfen daher nicht abgeschaltet werden. Die Tendenz, daraus einen Kapazitätsmarkt zu entwickeln, ist unübersehbar. Bei sehr niedrigen Strom-Großhandelspreisen rechnen sich jedoch Neubauten von hochflexiblen und effizienten Gaskraftwerken nicht mehr, da sie bestimmungsgemäß immer kürzere jährliche Laufzeiten haben werden.

Die mittel- bis langfristige Transformation der Energieinfrastruktur (EE, Netze, Speicher und IT) für Strom (der hier allein betrachtet wird) erfordert einen hohen Kapitaleinsatz, sowohl national wie auch in Baden-Württemberg. PV- und Windkraftanlagen unterscheiden sich aber von konventionellen Kraftwerken durch wegfallende Brennstoffkosten und führen damit tendenziell zu niedrigeren Betriebskosten. Betriebskosten werden sozusagen durch Kapitalkosten substituiert. Dieses kann aus wirtschaftlicher Sicht für Anleger von größerem Interesse sein, insbesondere bei einer noch mittelfristig niedrigen Kapitalrendite in anderen Unternehmungen. Es ist also durchaus zu erwarten, dass sich Investoren engagieren, wenn die schon genannten Randbedingungen auf mittelfristige Sicht erlässlich werden. Ein hektisches von aktuellen gesellschaftlichen Diskussionen geprägtes Hin- und Hersteuern der Randbedingungen ist dafür keine gute Voraussetzung. Benötigt wird hingegen jetzt eine behutsamere

¹² „Dezentrale stationäre Stromspeicher: Marktanalyse, Marktüberblick“, Martin Ammon, EuPD Research, Stuttgart, Mai 2015

¹³ FAZ, 25. August 2015

mit Augenmaß durchgeführte Feinsteuerung der Strommärkte zur weiteren Integration der erneuerbaren Energien. Auch wenn die wesentlichen politischen Entscheidungen auf Bundes- und europäischer Ebene getroffen werden, sollte doch auch die Landespolitik in Baden-Württemberg im Rahmen ihrer Möglichkeiten sich an diesem Ziel orientieren.

Die IT Sicherheit ist wesentlicher Faktor bei der Entwicklung der Netze und der Netztopologie. Prozesssteuerungen dezentraler Anlagen werden zunehmend über das Internet erreichbar und konfigurierbar. Die Bedrohungsszenarien, die sich hieraus ergeben, erfordern eine entsprechende Reaktion und Prävention. Infolge der Verflechtung zwischen Energie- und IT-Systemen entsteht eine gegenseitige Abhängigkeit, die zu erheblichen Problemen führen kann. Mit dieser Herausforderung befasst sich ein Positionspapier des VDE (271), das Ende 2014 vorgelegt wurde. Darin werden zwei kritische Dimensionen der Bedrohung analysiert:

- Die Sicherung der Funktion des Smart Grid als kritischer Infrastruktur
- Die Gewährleistung von Informationssicherheit und Datenschutz aus Sicht des Personenbezugs

Beim ersten Punkt stehen Fragen der funktionalen Sicherheit im Mittelpunkt. „Angriffe auf Energieinformationssysteme oder Ausfälle von Kommunikationssystemen und wesentlicher Systemfunktionen können zu Stromausfällen führen und stellen damit eine akute Gefahr für Unternehmen und öffentliche Einrichtungen dar“ (VDE). Der zweite Punkt adressiert den Verbraucherschutz und mögliche Folgen für die Privatheit. Mit Hilfe von Smart Metern werden detaillierte Verbrauchsinformationen gesammelt und können zu individuellen Verbrauchsprofilen zusammengesetzt werden. So fordert der VDE: „Die Erfassung und Verarbeitung dieser personenbezogenen Daten muss im Sinne der informationellen Selbstbestimmung für den Verbraucher transparent, durch ihn freigegeben und sperrbar sowie kontrollierbar sein.“

Sicherheitsziele, Anforderungen und Schutzmaßnahmen zielen auf den dezentralen Erzeuger, Verbraucher, die Marktakteure und die Komponenten des Netzes. Ein sicheres Energieinformationsnetz ist als Grundlage für das Funktionieren des Smart Grid unverzichtbar. Hier treten die unterschiedlichen Perspektiven der überwiegend zentralen oder überwiegend dezentralen Stromerzeugung und –versorgung deutlich zu Tage. Einerseits ist jede verteilte Erzeugung intrinsisch zuverlässiger als eine an wenigen Anlagen bzw. Standorten konzentrierte Stromproduktion. Fällt eine zentrale Anlage aus welchem Grund auch immer (technisches Versagen, Terror, Naturkatastrophen) aus, sind die Folgen weitreichend und erfordern eine umfassende und aufwendige Reaktion. Andererseits hat der professionelle Verbund von Großkapazitäten in Deutschland eine herausragende Erfolgsgeschichte vorzuweisen. Das Koppeln von zahlreichen Kleinerzeugern und deren Betriebsmanagement muss erst geübt und optimiert werden. ‚Virtuelle Kraftwerke‘ entstehen durch das Zusammenwirken zahlreicher kleiner Einzelerzeuger und in Zukunft auch verteilter Speicher. Die oftmals angenommene Autonomie dezentraler Erzeuger ist ebenfalls virtuell, solange sie sich nicht definitiv von der zentralen Großerzeugung abkoppeln. Dezentrale Stromerzeugungssysteme erfordern ein weit höheres integratives Management, eine zuverlässige IT-Infrastruktur, die digitale Ertüchtigung zwischen Erzeugern und Verbrauchern sowie weit mehr Sicherheitsmaßnahmen, da die Dezentralität eben den verteilten Zugriff auf die Systeme ermöglicht. Da sich die zentralen und dezentralen Lösungen parallel weiterentwickeln werden und ihren jeweiligen Beitrag zur Gesamtsystem-Sicherheit leisten müssen, wird die eigentliche Herausforderung das Management gekoppelter zentrale und dezentraler Systeme werden.

6.2.3 Kapazitätsmärkte, Reserveleistung

Die Studie „Perspektiven für die langfristige Entwicklung der Strommärkte und der Förderung Erneuerbarer Energien bei ambitionierten Ausbauzielen“ des KIT hat diese Aspekte kürzlich näher beleuchtet (272).

Im Rahmen der Energiewende wird derzeit intensiv über die Weiterentwicklung des Strommarktdesigns diskutiert. Während sich die beteiligten Akteure aus Energiewirtschaft, Wissenschaft und Politik weitgehend darüber einig sind, dass der Strommarkt die Aufgabe des Kraftwerkseinsatzes effizient erfüllt (Einsatzfunktion), ist umstritten, ob der Strommarkt auch langfristig Anreize für ausreichende Investitionen in neue Erzeugungskapazität setzt und so die Versorgungssicherheit jederzeit gewährleistet ist (Vorhaltefunktion).

Die Kritiker des Energy-Only-Markts (EOM) vertreten im Kern die Position, dass ein grenzkostenbasierter Markt, mit überwiegend unelastischer Nachfrage und dem Einfluss der fluktuierenden erneuerbaren Stromerzeugung, langfristig zu Marktversagen führt. Sie schlagen daher die Ergänzung des EOM durch sogenannte Kapazitätsmechanismen vor (im Rahmen dieser Studie wurden die Strategische Reserve, ein zentraler Kapazitätsmarkt sowie der dezentrale Leistungszertifikatemarkt genauer untersucht), die eine Vergütung für die langfristige Vorhaltung an Kraftwerksleistung vorsehen. Demgegenüber konstatieren die Befürworter des EOM, dass durch Aktivierung der Flexibilitäten auf Angebots- und Nachfrageseite auch bei hohen Anteilen Erneuerbarer Energien ein effizientes Marktergebnis zustande kommt und weiterhin Anreize für ausreichende Investitionen bestehen werden.

Im Gegensatz zu anderen Studien zum Strommarktdesign unterscheidet sich der im Rahmen dieser Studie gewählte Ansatz (273) vor allem dadurch, dass bei der Modellierung des Strommarkts teilweise kein vollkommener Wettbewerbsmarkt mit perfekter Voraussicht für Investitionsentscheidungen unterstellt wird. Die gewählte agentenbasierte Modellierung versucht vielmehr, Investitionsrisiken und die Trägheit des Systems nachzubilden. Einzelne Akteure werden als Agenten modelliert, welche kein gemeinsames übergeordnetes Ziel verfolgen, sondern ihre eigene Wirtschaftlichkeit im Fokus haben. Agentenbasierte Simulationsmodelle ermöglichen somit die differenzierte Nachbildung einzelner Rollen und Funktionen unterschiedlicher Akteure. Diese Modellierungsweise begünstigt die Untersuchung, ob und in welchem Umfang in den verschiedenen Marktdesignoptionen Investitionen aus Akteursperspektive getätigt werden und ob diese ausreichen, um das gesamtwirtschaftliche Ziel der Gewährleistung der Versorgungssicherheit zu erreichen.

Wesentliche Annahmen dieser Studie sind der ungestörte Stromhandel mit dem benachbarten Ausland bzw. die Leistungsbereitstellung von ausländischen Stromerzeugern auch in Spitzenlastzeiten in Deutschland entsprechend den Ergebnissen einer europäischen Modellierung. Weiter sind sog. Mark-ups, also Preisaufschläge in Stunden mit hoher Knappheit am Strommarkt zugelassen, um die Fixkosten der Grenzkraftwerke zu decken. In Knappheitssituationen sind außerdem abschaltbare Lasten verfügbar und im Notfall kann auf den Einsatz von Regelenergie bei Nicht-Markträumung auf dem Großhandelsmarkt zur Vermeidung von Zwangsabschaltungen (Brown-outs) zurückgegriffen werden. Unter diesen Annahmen und den verbleibenden Unsicherheiten, u.a. aufgrund des langen Betrachtungshorizonts, legen die durchgeführten modellgestützten Analysen nahe, dass der EOM in verschiedenen Szenarien bei einer deterministischen Betrachtung bis 2030 ein

Versorgungssicherheitsniveau¹⁴ von mindestens 100 Prozent sicherstellen kann. Ein Verzicht auf den Zubau von Braunkohlekraftwerken verändert das Versorgungssicherheitsniveau kaum. In einem Szenario ohne weiteren Braunkohlezubau erfolgen zwar weniger Zubauten, aber auch weniger Stilllegungen. Bezüglich der Wirtschaftlichkeit von Kraftwerken kann festgestellt werden, dass neu hinzugebaute Anlagen ab 2020 in der Regel rentabel betrieben werden können. Allerdings sind Kraftwerke, die heute in Betrieb genommen werden, aufgrund von Überkapazitäten derzeit zum Teil nicht wirtschaftlich.

Auch nach 2030 können unfreiwillige Lastabschaltungen vermieden werden. Vereinzelt wird dabei in den konservativen Modellrechnungen Regelernergie zur Nachfragedeckung eingesetzt, sofern keine Markträumung zustande kommt. Eine ausbleibende Markträumung kann jedoch bei deterministischer Betrachtung mit einer Strategischen Reserve mit einer Kapazität von ca. 5 GW oder durch die Aktivierung von Nachfrageflexibilität in Höhe von über ca. 8 GW abschaltbaren Lasten abgesichert bzw. vermieden werden. (274) Braunkohlezubauten spielen für den Zeitraum nach 2030 lediglich eine untergeordnete Rolle, falls aufgrund gestiegener CO₂-Zertifikatepreise überwiegend Investitionen in gasbefeuerte Kraftwerke erfolgen.

Aus den Analysen der weiteren Marktdesignoptionen geht hervor, dass eine Strategische Reserve in Höhe von etwa 5 GW langfristig die Versorgungssicherheit über den gesamten Zeitraum bis 2050 gewährleisten kann. Auch die Markträumung am Day-ahead-Markt kann bei deterministischer Betrachtung dauerhaft garantiert werden. Bezüglich der Ausgestaltung einer Strategischen Reserve bleibt anzumerken, dass ihr Volumen zeitlich variabel gestaltet und vor allem an Marktgegebenheiten, wie beispielsweise die Importflüsse aus den angrenzenden Nachbarländern in Knappheitssituationen, angepasst werden sollte. Bei einer zu hohen Dimensionierung der Strategischen Reserve besteht allerdings die Gefahr von Ineffizienzen.

Im Marktdesign mit einem zentralen Kapazitätsmarkt werden über den gesamten Betrachtungszeitraum relativ gleichmäßig Investitionen in konventionelle Kraftwerkskapazitäten getätigt. Der dezentrale Kapazitätsmarkt ist dagegen durch volatile Leistungszertifikatepreise charakterisiert, welche zu Investitionszyklen und dadurch zu Schwankungen in der Kapazitätsentwicklung führen können. Investitionen können durch das vom Regulator definierte „Triggerereignis“, welches eine gewisse Knappheit am Spotmarkt anzeigen soll, gesteuert werden. Bei Auftreten dieses Triggerereignisses sind Anbieter von Leistungszertifikaten verpflichtet, Strom in Höhe ihrer verkauften Zertifikate zu liefern bzw. Nachfrager, ihre Stromnachfrage auf die Höhe ihrer durch gekaufte Leistungszertifikate gesicherten Nachfrage zu reduzieren. Eine häufigere Überprüfung von Leistungszertifikaten führt unter den getroffenen Annahmen zu einer deutlich verstärkten Investitionstätigkeit. Das Kapazitätsniveau ist in den beiden Marktdesigns mit einem Kapazitätsmarkt insgesamt deutlich höher als im EOM, sodass das deterministische Versorgungssicherheitsniveau über den gesamten Betrachtungszeitraum deutlich über 100 Prozent liegt und somit auch die Markträumung am Day-ahead-Markt dauerhaft gewährleistet werden kann.

Bei einer stochastischen Betrachtung der Markträumung ist festzustellen, dass besonders ab 2036 für alle Marktdesigns ohne Kapazitätsmechanismen Unsicherheiten bestehen bleiben. Bei einem konservativen Entwicklungspfad der Verfügbarkeit von abschaltbaren Lasten im EOM, bis zu einer Höhe

¹⁴ Das deterministische Versorgungssicherheitsniveau beschreibt das Verhältnis von deterministisch verfügbarer konventioneller Kraftwerkskapazität inklusive Regelleistung zu der residualen Höchstlast.

von 2 GW, ist die erwartete Anzahl an Stunden einer Nicht-Markträumung ab 2036 dauerhaft erhöht. Durch eine Strategische Reserve in Höhe von ca. 5 GW sowie die Steigerung der Nachfrageflexibilität in Form von abschaltbaren Lasten auf eine Höhe von mindestens 8 GW können die erwarteten Stunden einer Nicht-Markträumung deutlich reduziert werden.

Insgesamt lässt sich schlussfolgern, dass unter den getroffenen Annahmen die Gewährleistung der Versorgungssicherheit durch den EOM mit ausreichend dimensionierter Strategischer Reserve gewährleistet werden kann. Mit der Einführung eines Kapazitätsmarkts ist dieses Ziel ebenfalls zu erreichen. Die Steuerung der Versorgungssicherheit lässt sich mit Kapazitätsmärkten zwar leichter gestalten, allerdings können Fehlparametrierungen unerwünschte Überkapazitäten erzeugen. Weiterhin muss die Integrierbarkeit der Marktdesignoptionen in den EU-Binnenmarkt berücksichtigt werden. Während der EOM kaum Rückwirkungen auf den Stromaußenhandel hat, können Kapazitätsmärkte das Preisniveau und den Kapazitätsbedarf der Nachbarstaaten deutlich beeinflussen.

Über die ökonomische Vorteilhaftigkeit der Marktdesignoptionen sind keine eindeutigen Aussagen möglich. Die Modellergebnisse zeigen, dass bis 2030 die kumulierten Zahlungsströme an konventionelle Kraftwerkskapazitäten im EOM mit konservativem Entwicklungspfad der Verfügbarkeit von abschaltbaren Lasten bis zu einer Höhe von 2 GW (Szenario „DSM-Konservativ“) und mit Strategischer Reserve mit 5 GW geringer sind als in den Szenarien mit Kapazitätsmärkten. Bei einem Zeithorizont bis 2050 sind in Summe die Zahlungen an konventionelle Kraftwerkskapazitäten im Szenario „DSM-Konservativ“ weiterhin am geringsten, jedoch liegen die Zahlungen im Szenario mit Strategischer Reserve etwas höher im Vergleich zu den anderen Szenarien. Durch die geringere Knappheit an konventioneller Erzeugungskapazität am Day-ahead-Markt treten im Marktdesign mit Kapazitätsmärkten kaum Preisspitzen auf. Dies führt zu geringeren Zahlungsströmen am Spotmarkt.

Basierend auf diesen Ergebnissen erscheint kurz- bis mittelfristig die Weiterentwicklung des EOM und Stützung durch eine Strategische Reserve vorteilhaft. Langfristig sind jedoch die Kostennachteile eines Kapazitätsmarktes nicht mehr eindeutig gegeben, aber es ist ein höheres Sicherheitsniveau über verschiedene Szenarien zu erwarten. Falls die skizzierten Ziele bezüglich Nachfrageflexibilisierung, Verfügbarkeit von Importen zu Spitzenlastzeiten sowie Zulassung von Markups nicht erreicht werden, ist nach 2025 trotz Parametrierungsrisiken die Einführung eines Kapazitätsmarktes zu empfehlen.

6.3 Chancen für die Wirtschaft in Baden-Württemberg

Der mit den Beschlüssen der Bundesregierung und der Landesregierung Baden-Württemberg im Jahre 2011 verstärkte Übergang zur nachhaltigen Energieversorgung und Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien, das heißt, der Transformation von fossilen und nuklearen Energieressourcen zu Energieressourcen, die auf Wasser, Wind, Sonne, Bio- und Georessourcen beruhen, wird zwar im Grundsatz von einem breiten gesellschaftlichen Konsens getragen, stößt jedoch vielfach auf Skepsis, was die praktische Umsetzung betrifft. In erster Linie stehen dabei aus Sicht der Wirtschaft die Beeinträchtigung der Wettbewerbsfähigkeit durch steigende Kosten, die sinkende Versorgungssicherheit sowie die veränderten Geschäftsmodelle im Fokus. Kaum ein anderes Feld politisch-gesellschaftlicher Entscheidungen unterliegt dabei dem Verdacht ideologischer Einflussnahme mehr als die Energiepolitik. Auch aus Sicht der baden-württembergischen Wirtschaft müssen Chancen und Risiken ganzheitlich betrachtet und abgewogen werden. Disruptive ökonomische Veränderungsprozesse sind immer mit einem Ensemble von Akteuren verknüpft, die unter der Lupe betrachtet zu Gewinnern und Verlierern werden. Die Energiewende ist ein solches disruptives Ereignis und wird daher mit besonderer Aufmerksamkeit im Hinblick auf Risiken und Chancen zu analysieren sein. Es ist jedoch nicht zielführend, je nach politischer Überzeugung vor dem einen oder anderen die Augen zu verschließen. Auch hat die Energiewende nicht erst mit dem Jahr 2011 begonnen. Seit zwei Jahrzehnten streben wir in Deutschland einen höheren Nutzungsgrad Erneuerbarer Energien an. Daraus haben sich Wirtschaftszweige und Industriebranchen entwickelt, die definitiv zu den Nutznießern gehören und neben altruistischen Motiven verständlicherweise für ihre Interessen in Politik und Gesellschaft eintreten.

Klimaschutz, Erneuerbare Energien und Energieeffizienz sind die drei tragenden Säulen der Transformation der Energiesysteme auf der kurz-, mittel- und langfristigen Skala. Sie boten schon seit längerem und bieten auch zukünftig baden-württembergischen Unternehmen attraktive Geschäftsfelder und Marktchancen, sowohl regional wie auch national, europäisch oder vor allem auch global. Dies zieht sich durch alle industriellen Sektoren der heimischen Wirtschaft, vom Maschinen- und Anlagenbau, der Fahrzeug- und Elektroindustrie bis hin in den Dienstleistungssektor. Durch politische Vorgaben werden dabei verschiedene Geschäftsfelder zusätzlich priorisiert. Aus Unternehmersicht bedeutet dies, solche Entscheidungsprozesse genau zu beobachten, Vorgaben in Chancen umzudeuten und aktiv in die Unternehmensstrategie einzubinden.

Die Bedeutung der Energiewende für die baden-württembergische Wirtschaft kann branchenbezogen und unternehmensgrößenbezogen betrachtet werden. Selbstverständlich spielt dabei eine große Rolle, wie eng das jeweilige Unternehmen an die Fragen der Energieversorgung angebunden ist und mit seinem Produkt- und Dienstleistungsportfolio auf diesem Markt aktiv ist. Im Folgenden sollen nur einige Beispiele betrachtet werden, die von den Marktentwicklungen betroffen sind. Allerdings können nicht immer Daten für Baden-Württemberg ausgewertet werden, häufig müssen Daten auch nur auf nationaler Ebene betrachtet werden. Sie spiegeln dennoch auch eine Marktbeschreibung.

Erneuerbare Energien

Deutsche Unternehmen beteiligen sich einer Studie zufolge, die vom BMWi in Auftrag gegeben wurde (275) und im März 2015 vorgelegt wurde, vor allem im Anlagenbau und bei der Herstellung der Komponenten sowie beim Betrieb, der Wartung und der Instandhaltung von Anlagen der Erneuerbaren Energien (EE). Im gesamten Segment EE lag 2013 die Beschäftigtenzahl bei rund 370.000 und damit zwar um 7 Prozent niedriger als 2012. Aber diese Schrumpfung wird hauptsächlich dem drastischen Rückgang in der Photovoltaik-Produktion in den Jahren 2012 und 2013 zugeschrieben. Im Vergleich zu 2004 allerdings zeichnete sich ein herausragendes Wachstum aus; damals lag die Beschäftigtenzahl bei nur 160.000.

Von den 370.000 Beschäftigten waren bundesweit 230.000 Beschäftigte mit der Produktion von EE-Anlagen, 64.000 mit deren Betrieb und 69.000 mit biogenen Energieträgern befasst; dazu kommen ca. 8.000 Beschäftigte in Forschung und Entwicklung sowie in der Verwaltung. Betrachtet man dies im Hinblick auf die einzelnen Energieträger, so verteilen sich die Beschäftigtenzahlen wie folgt: 138.000 in der Windenergie, 127.000 in der Bioenergie, 69.000 in der Solarenergie, 17.000 in der Geothermie (oberflächennah und tief), 13.000 in der Wasserkraft. Da Baden-Württemberg besonders in den letztgenannten Energieformen engagiert ist, aber zugleich ein starker Zulieferer in der Windenergie ist, dürften sich diese Verhältnisse auch in der heimischen Wirtschaft widerspiegeln. Konkret waren 2013 in Baden-Württemberg 40.500 Personen in der EE-Branche beschäftigt; dies bedeutete zugleich ein Rückgang um 7 Prozent gegenüber dem Vorjahr und Position 11 im Vergleich der Bundesländer (276). Dies betrifft vor allem das Handwerk als Folge der zurückgehenden PV-Installationen.

Neben der nationalen Dimension ist in diesen Zahlen auch die internationale Bedeutung enthalten. Der Export aus Deutschland wird durch die weltweite Vorreiterrolle unterstrichen. Deutsche Unternehmen liefern ein breites Spektrum von Anlagen und Technologien in einem Volumen von rund 10 Milliarden Euro, vor allem in den Segmenten On-shore-Wind, PV und Wasserkraft. Das Solarcluster Baden-Württemberg e.V., eine Branchen-Vereinigung, weist darauf hin, dass die PV-Märkte vor allem außerhalb Europas wachsen, aber diese Zukunftstechnologie zum industriellen Kern Europas gehöre. Laut einer Stellungnahme des Vereins entwickeln sich Geschäftsmodelle zum Eigenverbrauch und der dezentralen Speicherung. Dabei sei es unerlässlich, die globale Wettbewerbsfähigkeit durch einen starken Heimatmarkt zu kräftigen: "Die baden-württembergische Solarbranche bietet Produkte und Dienstleistungen aus allen Bereichen der solaren Wertschöpfungskette" (277). Rund 25 Prozent aller weltweit produzierten PV-Module werden dem Verband zufolge auf baden-württembergischen Maschinen hergestellt; deren Integration in Stromsysteme erfordern zahlreiche elektrotechnische und maschinenbautechnische Komponenten wie Netzbetriebsmittel, Leistungselektronik und IuK-Technologien. Weitere Chancen ergeben sich im Dienstleistungs- und Installationssektor durch Projektierungen, Beratungen und Contracting bis hin zu Finanzierungen.

Energiespeicher

Die Energiespeicherung ist ein essentieller Baustein bei der Integration volatiler erneuerbarer Energieträger in das Stromnetz (278). Deren Anwendungsgebiete sind so vielfältig, dass ein breites Spektrum von Speichertechnologien nötig ist und sich daraus attraktive Marktchancen entwickeln werden. Neben dem Ausgleich der Erzeugung von Windkraft- und Solaranlagen entstehen zukünftig sowohl für Batterietechnologien als auch für Power-to-X, für Wärmespeicher zur Flexibilisierung der

KWK und für Power-to-Heat neue Märkte besonders im Verkehrs- und Chemiesektor. „Aufgrund der sinkenden Kosten der entsprechenden Speichertechnologien wird der Ersatz von fossilen Rohstoffen durch Strom aus Windkraft- und Solaranlagen in diesen Sektoren in Zukunft zunehmend attraktiv“ (91). Aktuell geben die wachsenden Beteiligungen an Messen und Konferenzen ein interessantes Indiz für den sich rasch entwickelnden Markt: Beispielsweise beteiligten sich im Juni 2015 auf Europas größter Fachmesse für Batterien und Energiespeichersysteme in München knapp 160 Aussteller mit Technologien, Produkten und Dienstleistungen rund um die Speicherung Erneuerbarer Energien; die Zahl der ausstellenden Unternehmen habe sich damit gegenüber der Vorgängerveranstaltung verdreifacht. So seien derzeit bereits 20.000 Solarspeicher installiert, das entspricht einer Verdoppelung innerhalb eines Jahres. Das seit 2013 laufende Förderprogramm der Bundesregierung für Batteriespeicher zeige damit Wirkung (279).

Netzausbau und Smart Grid

Die Anpassung und der Ausbau der verschiedenen Netzebenen an die Anforderungen der Energiewende werden zu erheblichen Investitionen führen, wenn die politischen Rahmenbedingungen zu verlässlicheren Planungen führen. Insbesondere aus Sicht des Mittelstands können die Zulieferung von Bauteilen und Komponenten, Netzbetriebsmittel, Transformatoren, Sensorik und Aktorik, Datenerfassungs- und -verarbeitungssysteme sowie die damit verbundenen Dienstleistungen wachsende Geschäftsfelder werden. Smart Grid-Technologien gehören ebenfalls zu den Wachstumsfeldern der Energiewende. Baden-Württemberg kann sich mit Smart Grids nicht nur ein neues Technologiefeld im globalen Wettbewerb, sondern auch Wertschöpfung und Arbeitsplätze erschließen (280). Smart Grids stellen einen wesentlichen Baustein für eine nachhaltige, ressourcenschonende und effiziente Energieversorgung dar. Sie sind in der jüngst erarbeiteten „Smart Grids-Roadmap Baden-Württemberg“ zusammengefasst¹⁵. Diese zeigt auf, wo Innovationsschwerpunkte in Baden-Württemberg liegen, welche Handlungs- und Lösungsansätze es gibt, welche Rahmenbedingungen geändert werden sollten, welche tragfähige Geschäftsmodelle entwickelt und welche Pilotprojekte angestoßen werden könnten. Darin wird auch angeregt, Pilotprojekte zum Lastmanagement zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland zu entwickeln. Außerdem ist vorgeschlagen worden, das Verteilnetz durch den Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren in Richtung Smart Grid auszubauen.

Kritisch anzumerken bleibt, dass sich zahlreiche Ideen und Initiativen zum Smart Grid zwar abzeichnen aber noch kaum Implementierungen zeigen. 2012 wurde die „Smart Grid Plattform Baden-Württemberg“ gegründet. Seit der Durchführung unserer Hauptuntersuchung 2012 wurden verschiedenen Aktionen unternommen und sicherlich in der richtigen Richtung auf den Weg gebracht, aber die eigentlichen Fortschritte und die Kompetenzentwicklung sind erst in den kommenden Jahren zu erwarten. 2015 wurde ein Förderprogramm für Smart Grid und Speichertechnologien gestartet, welches den Zeitraum bis 2019 umfasst und dann sicherlich auch die technische Einsatzreife verbessert. Das KIT ist hierfür der Projektträger und bietet sich interessierten Unternehmen und Kommunen als Partner an. Gefördert werden Durchführbarkeitsstudien und Demonstrationsvorhaben. Demzufolge bieten sich auch den heimischen Unternehmen die erhofften Marktchancen durch neue Produkte und Dienstleistungen in den kommenden Jahren und setzen voraus, dass sich die Wirtschaft aufmerksam und kreativ an diesem Entwicklungsprozess beteiligt. Ein enger Dialog mit den Akteuren von Politik und Verwaltung ist dabei unerlässlich.

¹⁵ Smart Grids Plattform Baden-Württemberg

Energieeffizienz

Geschäftsfelder rund um die Senkung des Stromverbrauchs werden häufig unter dem Schlagwort Energieeffizienz zusammengefasst. Dabei sind push-pull Marktbewegungen zu betrachten: Effizienztechnologien, -produkte und -dienstleistungen, die als Angebote in den Markt dringen (push), werden in ihrem Erfolg sehr stark von der Nachfrage (pull) bestimmt. Hier divergieren jedoch häufig die politisch gewollten Effizienzmaßnahmen von den bei den gewerblichen, industriellen und privaten Verbrauchern umgesetzten Stromverbrauchssenkungen. „Energieeffizienz wird ihren Zielkorridor nach heutige Einschätzung ohne weitere Maßnahmen verfehlen“ (276) Diese Diskrepanz hat verschiedene Ursachen, die seit Längerem besorgt untersucht werden und deswegen immer wieder Gegenstand von Initiativen werden. Anreizsysteme sind dabei ebenso Handlungsfelder wie regulatorische Eingriffe aus der Politik und Verwaltung auf allen Sektoren des Energiemanagements bis hin zu Produkthanforderungen, die von EU, Bund und den Ländern angestoßen beziehungsweise umgesetzt werden.

- Mangelnde Kenntnisse von betrieblichen Einsparmöglichkeiten
- Fehlende Informationen über neue energieeffiziente Produkte und Dienstleistungen
- Zu geringe Bedeutung der Stromkosten in der Mehrzahl der Unternehmen und damit
- Zu lange betriebswirtschaftliche Amortisationszeiten
- Einfach zu realisierende Effizienzmaßnahmen sind schon eingeführt und umgesetzt.

Dem gegenüber stehen solche Unternehmen, für die das Energiesparen ein wichtiger Faktor im Kostenmanagement ist und die damit den Market-Pull bestimmen. So sehen in Baden-Württemberg rund zwölf Prozent der Unternehmen einer Studie der Commerzbank (281) zufolge ein Energieeffizienzmanagement als existentiell notwendig für ihr Unternehmen an. Die Hälfte aller untersuchten Unternehmen, vor allem in den Sektoren Einzelhandel, verarbeitendes Gewerbe und Dienstleistungen, erwartet eine nennenswerte Kostensenkung durch eine verbesserte Energieeffizienz.

Zusammenfassend heißt es in der Commerzbank-Analyse: „Die Unternehmen in Baden-Württemberg agieren in engen Märkten mit ausgereiften Produkten, starkem Verdrängungswettbewerb und beschleunigten Produktzyklen. Effizienzsteigerung und Innovation sind Kernaufgaben am Industriestandort Baden-Württemberg; die dort ansässigen Unternehmen bewerten die Wachstumsperspektiven jedoch überdurchschnittlich optimistisch.“

Die Vielfalt der möglichen Angebote umfasst von der Beratungsleistung bis zum Contracting, von der Substitution älterer, ineffizienter Produkte bis zur Neugestaltung von Produktionsprozessen einschließlich der logistischen Ketten ein weites Spektrum und damit auch breite Marktchancen für die baden-württembergischen Unternehmen. Das Umwelt- und Energieministerium Baden-Württemberg hat eine Sammlung von Beispielen veröffentlicht, die die Energieeffizienz in Unternehmen in seiner Vielfalt zeigt (282). In der Liste finden sich Energieberatung, Einsparpotenziale durch Energiemanagement, Schulung, Ausbildung und Contracting ebenso wie Lastmanagement, Abwärmeverstromung, Prozessoptimierungen sowie Datenerfassung und -verarbeitung als Dienstleistung. Es gelingt allerdings nicht, aus solchen fallbezogenen Darstellungen im Rahmen dieser Studie auf die tatsächlichen Umsätze und Markterwartungen quantitative Einschätzungen abzuleiten.

Rückbau kerntechnischer Anlagen

Ein derzeit öffentlich noch nicht so sehr beachtetes Geschäftsfeld entwickelt sich zukünftig in den Rückbautechnologien für Kernkraftwerke. Rund 440 Reaktoren in 38 Ländern sind derzeit in Betrieb und es ist absehbar, dass in den kommenden Jahrzehnten zahlreiche KKW stillgelegt und rückgebaut werden. Dies ist ein technisch anspruchsvoller und langwieriger Prozess, der zudem eine hohe Kompetenz und profundes Wissen voraussetzt. Durch den politischen Beschluss zum Ausstieg aus der KKW-Nutzung in Deutschland einerseits und der daraus erwachsenden technologischen Erfahrung andererseits werden sich deutsche Unternehmen hier zu Marktführern entwickeln. Mit ihrem hohen technischen Wissen werden sich baden-württembergische Unternehmen entlang der gesamten Wertschöpfungskette des Rückbaus am internationalen Markt positionieren können, sowohl was Generalunternehmer angeht wie auch KMU als Zulieferer.

Zusammengefasst zeigen die Entwicklungen, die unter dem Stichwort „Energiewende“ ablaufen, ein großes Potenzial an neuen und anderen Möglichkeiten für baden-württembergische Unternehmen, an dieser Transformation nicht nur teilzunehmen, sondern auch ihren unternehmerischen Erfolg auszubauen. Die sehr innovative Wirtschaft im Land wird durch ihren engen Kontakt zu und Kooperationen mit Grundlagenforschung und Entwicklungsaktivitäten der Universitäten und Forschungseinrichtungen in Forschung und Entwicklung unterstützt, was sich als weiterer Standortvorteil erweist. Dabei sollten - wie schon in der Hauptstudie 2012 beschrieben (1) - auch Synergien mit anderen Branchen genutzt werden. Beispielsweise erfordert der beabsichtigte Ausbau der Elektromobilität eine enge Zusammenarbeit mit der Automobilindustrie. Hinsichtlich vieler in Baden-Württemberg ansässiger Unternehmen ist diese Entwicklung der Elektromobilität entscheidend, denn viele Wirtschaftsbereiche sind von den Entwicklungen betroffen und wirken aktiv daran mit. Neben den Ladesäulenherstellern, Energieversorgern (besonders Stadtwerke), IT-Unternehmen, Batterieentwicklern und mittelständischen Automobilzulieferern sind besonders die großen Automobilhersteller die entscheidenden Akteure.

Die Partnerschaften zwischen Forschung, Lehre und privater Wirtschaft bieten ein enormes Potenzial für die Wirtschaft. Diese Zusammenarbeit ist speziell im Energiebereich in Baden-Württemberg bereits sehr eng. Die Universitäten und Hochschulen, die außeruniversitären Forschungseinrichtungen sowie die Industrieunternehmen müssen hier eine nachhaltige Verstärkung der Innovationsleistung herbeiführen. So wird zum Beispiel in der Roadmap der Smart Grid Plattform empfohlen, einen Lehrstuhl zur interdisziplinären Integration des Themas Smart Grids in der Forschung und Lehre einzurichten. Insbesondere sind internationale Kontakte und die Durchdringung des europäischen und des globalen Markts von Bedeutung. Zentrales Projekt ist in dieser Hinsicht die vom KIT initiierte „Knowledge and Innovation Community (KIC) InnoEnergy“ des „European Institute of Innovation and Technology (EIT)“ geworden, deren deutsche Co-Location in Karlsruhe ansässig ist, unter Einbindung der Universität Stuttgart. Auf- und Ausbau wurden und werden von der Landesregierung unterstützt, da sich mit dem langfristig angelegten Programm erneut das Land als Zentrum europäischer Aufgaben im Energiebereich erweist. Für die Lehre und Ausbildung ist es unerlässlich, die Nachwuchskräfte frühzeitig mit den technischen und wirtschaftlichen Gegebenheiten vertraut zu machen und eine enge Anknüpfung an die Innovationsprozesse sicherzustellen. Beide Ziele werden in der KIC InnoEnergy gleichermaßen verfolgt.

7 Fazit

Der Übergang in eine nachhaltigere Energiezukunft ist ein Prozess, der schon lange Zeit anhält, der aber durch die politischen Entscheidungen der Bundesregierung nach dem Fukushima-Unglück deutlich beschleunigt wurde. Auch auf internationaler und europäischer Ebene werden im Grundsatz vergleichbare Ziele verfolgt mit Ausnahme der unterschiedlichen Bewertung der Kernenergie. Je nach den Treibern Klimaschutz, Begrenztheit fossiler Ressourcen und die Sorge um unlösbare Probleme der nuklearen Energieversorgung verfolgt man dabei unterschiedliche Strategien.

In der vorliegenden Aktualisierung einer Studie, die 2012 angefertigt wurde und in der damals die akuten Auswirkungen der politischen ‚Energiewende‘-Beschlüsse auf die Versorgungssicherheit und Preisentwicklungen in Baden-Württemberg hochgerechnet wurden, werden diese Auswirkungen vor dem Lichte neuerer Erkenntnisse analysiert und bewertet. Folgende Ergebnisse und Schlussfolgerungen können zusammengefasst werden:

- Die Transformation des Energiesystems ist in Deutschland in den vergangenen drei Jahren politisch entschlossen vorangetrieben worden. Neben dem Ausstieg aus der Kernenergie wächst die Bedeutung der Reduktion fossiler Energieträger aus Klimaschutzgründen. Atomausstieg und Kohleausstieg sollen gleichgewichtig verfolgt werden, wobei hier im Spektrum der Parteien, der Bundesregierung und der verschiedenen Landesregierungen unterschiedliche Schwerpunkte gesetzt werden. Gleichzeitig werden nicht zu erfüllende Erwartungen deutlicher identifiziert. Insgesamt entwickelt sich die Bereitschaft, aus dem ‚Alles-oder-Nichts-Modus‘ herauszukommen und gangbare Lösungswege aufzuzeigen.
- An der grundsätzlichen Möglichkeit, die Ziele der ‚Energiewende‘ zu erreichen, bestehen heute weniger Zweifel als vor drei Jahren. Auch die Wirtschaft hat sich mehr und mehr auf die neuen Randbedingungen eingestellt bzw. erwartet, dass in den kommenden Jahren sich die Unternehmen noch stärker eigenverantwortlich darum kümmern werden müssen. Die Unternehmen im Land beurteilen die Auswirkungen der Energiewende auf die eigene Wettbewerbsfähigkeit erstmals knapp positiv. Das ergab die Baden-Württemberg-spezifische Auswertung des bundesweiten IHK-Energiewende-Barometers 2015.¹⁶ So ergreifen oder planen die baden-württembergischen Unternehmen häufiger Maßnahmen als im Bundesschnitt. Besonders deutlich wird dies beim Aufbau eigener Energieversorgungskapazitäten, beim Bezug erneuerbarer Energien oder bei der Verstärkung von Forschung und Entwicklung. Aus Sicht der Wirtschaft ist es unerlässlich, sich für eine schwankende Stromversorgung vorzubereiten. Unternehmen, die auch eine sekundenlange Unterbrechung nicht verkraften können, müssen eigene Vorsorge treffen.
- Die Berechnungen der aktualisierten Studie zeigen, dass Baden-Württemberg wie bisher auch im Jahr 2025 Importland für Strom bleiben wird, unabhängig von den betrachteten Szenarios.
- Ausbauziele für erneuerbare Energien werden von EU, der Bundesregierung und der Landesregierung gesetzt. Hier sollen im Besonderen die BW-Ziele betrachtet werden. Auch falls die Ausbauziele der Landesregierung erreicht werden (Basis-Szenario), bleibt eine durch Importe zu deckende Lücke.
- Falls die Windenergie nicht im angenommenen Maße ausgebaut werden kann (Alternativ-Szenario), wird die Deckungslücke wachsen und der Importbedarf weiter zunehmen.

¹⁶ Mitteilung der IHK Rhein-Neckar 2015

- In diesen beiden Szenarios werden zumindest in den kommenden Jahren die Klimaschutzziele nicht erreicht, weil durch den Ausstieg aus der Kernenergie die Versorgung mit einem höheren Anteil an fossilen Kraftwerken gewährleistet werden muss.
- Ein weiteres Szenario (Klimaschutz-Szenario) der vorliegenden Studie untersucht eine Möglichkeit die Klimaschutzziele zu erreichen. Dazu wäre ein noch weitergehender Umbau des konventionellen Anteils der Energieversorgung erforderlich. Kohle müsste als Energieträger beispielsweise durch Gas in einem weit überdurchschnittlichen Maße substituiert werden.
- Die Versorgungssicherheit der heimischen Wirtschaft kann nur gewährleistet werden, wenn die Stromimporte in dem errechneten Umfang durchgeführt werden können.
- Der Netzausbau zum Stromtransport von Norddeutschland nach Süddeutschland und die Ertüchtigung der Verteilung im Land sind im Hinblick auf die Versorgungssicherheit unverzichtbar. Nur auf der Basis einer vernünftigen Netzausbau-Strategie, die zugleich auch geeignete Geschäftsmodelle für die beteiligten Akteure der Wirtschaft und Kommunen ermöglicht, wird das Ziel zu erreichen sein, den heutigen hohen Stand der Versorgungssicherheit nachhaltig zu gewährleisten.
- Smart Grids und die digitale Infrastruktur der Energieversorgung sind essentielle Instrumente für die Versorgungssicherheit. Hier steht man im Land aber noch am Anfang, auch wenn Roadmaps vorzeichnen, wie dies vorangebracht werden soll.
- Speicher sind unerlässliche Elemente bei der Integration Erneuerbarer Energie und damit auch im Hinblick auf die Markterfordernisse zu betrachten. Je nach Zeitskala, Be- und Entladezeiten, Zykluszahlen und ihrer Größenordnung als große zentrale oder kleine dezentrale Speicher kommen verschiedene Technologien zum Einsatz. Dezentrale Speicher bis hinunter zu kleinskaligen, haushaltsnahen oder betriebsinternen Speichern entlasten die Anforderungen an den Ausbau der Einspeise- und Verteilnetze. Hier zeichnet sich in jüngster Zeit ein wachsender Markterfolg bei kleinen PV-Speichersystemen ab, die in der Kalkulation bereits nahe an die Strombezugskosten heranreichen können.
- Die Abschätzung und Bewertung der beiden Instrumente ‚Steigerung der Energieeffizienz‘ und ‚Lastmanagement‘ sind aus heutiger Sicht sehr spekulativ. Ihre zukünftigen Potenziale werden in dieser Studie eher konservativ geschätzt.
- Initiativen der Großforschung wie das Energy Lab 2.0 der Helmholtz-Gemeinschaft am Standort KIT sind ein gutes Beispiel der Forschung für die Transformation der Energiesysteme.
- Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass Endverbraucherpreise für Strom steigen, aber die einzelnen Preiskomponenten in dieser Studie nicht prognostiziert werden, sondern auf aktuelle Untersuchungen zurückgegriffen wird. Netzausbau und Speicherung erfordern Investitionen, Reservekraftwerke ebenso. Großhandelspreise können durch das zeitweilige Überangebot der erneuerbaren Energien weiter sinken.

Zusammenfassend ergibt sich aus der Aktualisierung der Studie „Die Weiterentwicklung der Energiewirtschaft in Baden-Württemberg bis 2025 unter Berücksichtigung der Liefer- und Preissicherheit“ aus dem Jahr 2012, dass die Versorgungssicherheit im Jahr 2025 und damit nach dem Abschalten der bisher noch verbliebenen Kernkraftwerke gewährleistet werden kann. Ähnliche Bemühungen in Ländern der EU und die Selbsthilfekraft der Unternehmen werden die Transformation des Energiesystems weiterhin ermöglichen. Dennoch muss deutlich auf die Konditionen verwiesen werden: Die baden-württembergische Wirtschaft braucht Stromimporte, einen weiteren Netzausbau, Betreibermodelle für Energiespeicher und verlässliche Planungsbedingungen. Der enge Schulterschluss

zwischen Politik, Wirtschaft und Forschung kann in Baden-Württemberg den Nährboden für ein erfolgreiches Gelingen der Energiewende bereiten.

8 Literatur

1. Fichtner, Wolf. Die Weiterentwicklung der Energiewirtschaft in Baden-Württemberg bis 2025 unter Berücksichtigung der Liefer- und Preissicherheit. Karlsruhe : KIT, 2012.
2. Bundesregierung. Dreizehntes Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes. Bundesgesetzblatt Jahrgang 2011 Teil I Nr. 43. 2011, S. 1704.
3. Europäischer Rat,. Schlussfolgerungen zum Rahmen für die Klima- und Energiepolitik bis 2030. 2014.
4. Europäische Kommission. Struktur der Europäischen Kommission. [Online] http://ec.europa.eu/about/structure/docs/structure_en.pdf.
5. CDU, CSU, SPD. Deutschlands Zukunft gestalten - Koalitionsvertrag zwischen CDU, CDU und SPD - 18. Legislaturperiode. 2013.
6. Bundesregierung. Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. 2010.
7. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Zentrale Vorhaben Energiewende für die 18. Legislaturperiode (10-Punkte-Energie-Agenda des BMWi). 2014.
8. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Zentrale Vorhaben Energiewende für die 18. Legislaturperiode ((Erste) Fortschreibung der 10-Punkte-Energie-Agenda des BMWi). 2015.
9. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Ein gutes Stück Arbeit. Die Energie der Zukunft - Erster Fortschrittsbericht zur Energiewende. Dezember 2014.
10. Eckpunkte für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende. Politische Vereinbarung der Parteivorsitzenden von CDU, CSU und SPD vom 1. Juli 2015. 2015.
11. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Zentrale Vorhaben Energiewende für die 18. Legislaturperiode (2. Fortschreibung der 10-Punkte-Agenda des BMWi, Januar 2016). 2016.
12. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Ein gutes Stück Arbeit. Die Energie der Zukunft - Vierter Monitoring-Bericht zur Energiewende. November 2015.
13. Bundesregierung. Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2014). 2014.
14. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014 - Die wichtigsten Fakten zur Reform des EEG. 2014.
15. Mayer, J. N. und Burger, B.. Kurzstudie zur historischen Entwicklung der EEG-Umlage. 2014.
16. Netztransparenz. [Online] [Zitat vom: 25. 06 2015.] <http://www.netztransparenz.de/de/EEG-Umlage.htm>.
17. Rosalux. [Online] [Zitat vom: 25. 06 2015.] http://www.rosalux.de/fileadmin/rls_uploads/pdfs/Studien/RLS-Studie_Energieintensive_Industrie.pdf.

18. DLR. [Online] [Zitat vom: 25. 06 2015.]
http://elib.dlr.de/68660/1/EEG_Kosten_Langfristszenarien.pdf.
19. Baypapier. [Online] [Zitat vom: 25. 06 2015.]
http://www.baypapier.com/fileadmin/user_upload/Downloads/Standpunkte/Studie_Kosten_Erneuerbare_Energien.pdf.
20. DIW. [Online] [Zitat vom: 25. 06 2015.]
http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.368303.de/11-6-1.pdf.
21. Dinter, J. und Geipel, M., Das novellierte Erneuerbare-Energien-Gesetz - Ein Überblick zum EEG 2014. 2014.
22. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien. Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. 2015.
23. Bundesregierung. Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2012). 2011.
24. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft. Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2015). 2015.
25. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Ausschreibungsbericht nach §99 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2014). 2016.
26. Europäische Kommission. Staatliche Beihilfe SA.33995 (2013/C) - Deutschland. Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und Begrenzung der EEG-Umlage für energieintensive Unternehmen. 2013.
27. Europäische Kommission. Staatliche Beihilfe SA.38728 - Deutschland. EEG 2014 - Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetz - Besondere Ausgleichsregelung für Schienenbahnen. 2014.
28. Frenz, W., Paradigmenwechsel im EEG 2014: von der "Staats-" zur Marktwirtschaft. Recht der Energiewirtschaft. 2014, 12, S. 465-520.
29. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. EEG-Novelle 2016 - Eckpunktepapier. Dezember 2015.
30. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Ein gutes Stück Arbeit. Mehr aus Energie machen. Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz. 2014.
31. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Sanierungsbedarf im Gebäudebestand - Ein Beitrag zur Energieeffizienzstrategie Gebäude. 2014.
32. Bundesregierung. Energieeffizienzstrategie Gebäude - Wege zu einem nahezu klimaneutralen Gebäudebestand. 2015.
33. Bundesministerium für Umw, Naturschutz, Bau und Raktorsicherheit. Aktionsprogramm Klimaschutz 2020. 2014.

34. Europäisches Parlament. Marktstabilitätsreserve für das EU-System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten [P8_TA-PROV(2015)0258]. Juli 2015.
35. United Nations Framework Convention on Climate Change. Conference of the Parties, twenty-first session. Adoption of the Paris Agreement. Paris , 2015.
36. G7 Germany 2015 | Schloss Elmau. Think Ahead. Act Together. An morgen denken. Gemeinsam handeln. Abschlusserklärung G7-Gipfel 7.-8. Juni 2015. Schloss Elmau, 2015.
37. Editorial. Tough targets. nature. 11. Juni 2015, 522, S. 128.
38. Ausfelder, F. et al., Wechselwirkungen im Energiesystem. Mechanismen - Interaktionen - Beispiele. Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft. 2015.
39. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Ein Strommarkt für die Energiewende - Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch). 2014.
40. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Ein Strommarkt für die Energiewende - Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch). 2015.
41. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Stellungnahmen zum Weißbuch. [Online] 22. 01 2016. <http://bmwi.de/DE/Themen/Energie/Strommarkt-der-Zukunft/Strommarkt-2-0/stellungnahmen-weissbuch.html>.
42. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Stellungnahmen zur Kapazitätsreserveverordnung. [Online] 22. 01 2016. <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Strommarkt-der-Zukunft/Strommarkt-2-0/stellungnahmen-kapazitaetsreserveverordnung.html>.
43. Landesregierung Baden-Württemberg. Integriertes Energie- und Klimaschutzkonzept Baden-Württemberg (IEKK). 2014.
44. Schmidt, M et al., Gutachten zur Vorbereitung eines Klimaschutzgesetzes für Baden-Württemberg. 2011.
45. Landesregierung Baden-Württemberg. Gesetz zur Förderung des Klimaschutzes in Baden-Württemberg. 2013.
46. Landesregierung Baden-Württemberg. Energiewende - 50-80-90. [Online] www.50-80-90.de.
47. Landesregierung Baden-Württemberg. Gesetz zur Nutzung erneuerbarer Wärmeenergie in Baden-Württemberg (Erneuerbare-Wärme-Gesetz - EWärmeG). 2015.
48. Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg. Erster Monitoring-Kurzbericht 2014 - Klimaschutzgesetz - Integriertes Energie- und Klimaschutzkonzept Baden-Württemberg. 2015.
49. Jonck, J. und Hodsman, M.. Ziele der Erneuerbaren-Energien-Politik in den Bundesländern. Solarzeitalter. 2012, 1, S. 50-56.
50. Agentur für Eneuerbare Energien (AEE). Bundesländer mit neuer Energie - Föderal Erneuerbar. [Online] www.foederal-erneuerbar.de.

51. NRWSPD - Bündnis 90/Die Grünen NRW. Koalitionsvertrag 2012-2017 - Verantwortung für ein starkes NRW - Miteinander die Zukunft gestalten . 2012.
52. Landesregierung Schleswig-Holstein. Energiewende und Klimaschutz in Schleswig-Holstein - Ziele, Maßnahmen und Monitoring 2014. 2014.
53. Diekmann, J. et al., Vergleich der Bundesländer: Analyse der Erfolgsfaktoren für den Ausbau der Erneuerbaren Energien 2014 - Indikatoren und Ranking. 2014.
54. Statistisches Landesamt. <http://www.statistik.baden-wuerttemberg.de>. [Online] [Zitat vom: 20. 05 2015.] http://www.statistik.baden-wuerttemberg.de/UmweltVerkehr/Landesdaten/EN_ET_BS_LR.asp.
55. Statistisches Landesamt. [Online] [Zitat vom: 25. 06 2015.] http://www.statistik.baden-wuerttemberg.de/UmweltVerkehr/Landesdaten/EN_ET_BS.asp.
56. Statistisches Landesamt Baden-Württemberg. [Online] [Zitat vom: 25. 06 2015.] http://www.statistik.baden-wuerttemberg.de/UmweltVerkehr/Landesdaten/EN_ET_BS.asp.
57. Bundesnetzagentur. [Online] [Zitat vom: 25. 06 2015.] http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/Veroeff_ZuUndRueckbau_2015.xls?__blob=publicationFile&v=1.
58. Statistisches Landesamt. [Online] [Zitat vom: 25. 06 2015.] <http://www.statistik.baden-wuerttemberg.de/UmweltVerkehr/Landesdaten/re7a03.asp>.
59. John, B., Stromerzeugung aus Deponiegas,. Statistisches Monatsheft Baden-Württemberg Windkraft und Fotovoltaik nimmt zu. 2004, 12.
60. Bundesnetzagentur. [Online] [Zitat vom: 25. 06 2015.] http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/Kraftwerksliste_2015.xls?__blob=publicationFile&v=1.
61. Landesanstalt für Umwelt, Messungen und Naturschutz. [Online] [Zitat vom: 25. 06 2015.] <http://rips-app.lubw.baden-wuerttemberg.de/maps/?lang=de&app=potenzialatlas>.
62. Statistisches Landesamt. [Online] [Zitat vom: 25. 06 2015.] <https://www.statistik-bw.de/UmweltVerkehr/Landesdaten/LRt1001.asp>.
63. European Network of Transmission System Operators for Electricity. [Online] [Zitat vom: 25. 06 2015.] https://transparency.entsoe.eu/transmission-domain/physicalFlow/show?name=&defaultValue=false&viewType=TABLE&areaType=BORDER_CTA&atch=false&dateTime.dateTime=25.06.2015+00:00|CET|DAY&border.values=CTY|10Y1001A1001A83F!CTA_CTA|10YDE-ENBW----N_CTA_CTA|10YF.
64. Statistisches Landesamt. [Online] [Zitat vom: 09. 06 2015.] http://www.statistik.baden-wuerttemberg.de/UmweltVerkehr/Landesdaten/EN_ET_NS.asp.

65. Statista. [Online] [Zitat vom: 10. 06 2015.]
<http://de.statista.com/statistik/daten/studie/308249/umfrage/zubau-der-kwk-anlagen-in-deutschland-nach-leistungsklassen/>.
66. Bundesministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft. [Online] [Zitat vom: 10. 06 2015.]
https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2_Presse_und_Service/Publicationen/Energie/KWK_Gute_Beispiele_in_der_Praxis.pdf.
67. Statistisches Landesamt Baden-Württemberg. Statistisches Landesamt Baden-Württemberg. [Online] [Zitat vom: 20.. 07. 2015.] http://www.statistik-bw.de/UmweltVerkehr/Landesdaten/EN_EV_GA.asp.
68. AGFW. AGFW – Hauptbericht 2013. Frankfurt am Main : s.n., 2014.
69. BDEW. [Online] [Zitat vom: 25. 06 2015.]
[https://www.bdew.de/internet.nsf/id/76A71AB150313BB7C1257E26002AE5EB/\\$file/150306-BDEW-Energieinfo%20Entwicklung%20Stromverbrauch_final.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/76A71AB150313BB7C1257E26002AE5EB/$file/150306-BDEW-Energieinfo%20Entwicklung%20Stromverbrauch_final.pdf).
70. Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung. [Online] [Zitat vom: 25. 06 2015.]
<http://www.vgrdl.de/VGRdL/tbls/RV2014/R1B1.zip>.
71. Statistisches Landesamt. [Online] [Zitat vom: 25. 06 2015.] http://www.statistik.baden-wuerttemberg.de/UmweltVerkehr/Landesdaten/EV_WZ2003_0000.asp.
72. Umweltbundesamt. Umweltbundesamt. [Online] [Zitat vom: 19. 1 2016.]
<https://www.umweltbundesamt.de/indikator-energieproduktivitaet>.
73. Eurostat. Eurostat. [Online] [Zitat vom: 19. 1 2016.]
http://ec.europa.eu/eurostat/tgm/download.do?tab=table&plugin=1&language=en&pcode=t2020_rd310.
74. Blok, K., Hofheinz, P. und Kerkhoven, J., The 2015 energy productivity and economic prosperity index.
75. BDEW. [Online] [Zitat vom: 25. 06 2015.] https://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Energiedaten.
76. Netzausbau. [Online] [Zitat vom: 25. 06 2015.]
http://www.netzausbau.de/cIn_1431/DE/Wissenswertes/WarumNetzausbau/WarumNetzausbau-node.html.
77. www.netzausbau.de. [Online] [Zitat vom: 28. 5 2015.] www.netzausbau.de.
78. Netzausbau. [Online] [Zitat vom: 25. 06 2015.]
http://www.netzausbau.de/cIn_1431/DE/Vorhaben/BBPIG-Vorhaben/BBPIG-Vorhaben-node.html.
79. Transnet BW. [Online] [Zitat vom: 25. 06 2015.] <https://www.transnetbw.de/de/ultranet>.
80. Netzausbau. [Online] [Zitat vom: 25. 06 2015.]
http://www.netzausbau.de/cIn_1431/DE/Vorhaben/BBPIG-Vorhaben/BBPIG-03/BBPIG-03-node.html.
81. Netze BW. [Online] [Zitat vom: 25. 06 2015.] <https://www.netze-bw.de/media/geteilte-medien/docs/veroeffentlichungspflichten/netzstrukturdaten/strukturdaten-2014.pdf>.

82. Netze BW. [Online] [Zitat vom: 25. 06 2015.] https://www.netze-bw.de/media/unternehmen/docs/netzebw_broschuere_netzausbauplan_05_2015.pdf.
83. Destatis. [Online] [Zitat vom: 25. 06 2015.] https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/IndustrieVerarbeitendesGewerbe/Strukturdaten/Kostenstruktur2040430117004.pdf?__blob=publicationFile.
84. Statistisches Landesamt. [Online] [Zitat vom: 25. 06 2015.] https://www.statistik-bw.de/UmweltVerkehr/Landesdaten/EN_EV_SA.asp.
85. Genesis-Online. [Online] [Zitat vom: 25. 06 2015.] https://www-genesis.destatis.de/genesis/online/data;jsessionid=1AB592CD829AB5F006AA2EF81845CFD5.tomcat_GO_2_2?operation=abruftabelleBearbeiten&levelindex=2&levelid=1435229793684&auswahloperation=abruftabelleAuspraegungAuswaehlen&auswahlverzeichnis=ordnung.
86. Bundesnetzagentur. [Online] [Zitat vom: 25. 06 2015.] http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1431/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschundMonitoring/Monitoring/Monitoringberichte/Monitoring_Berichte_node.html#doc490104bodyText1.
87. BDEW. [Online] [Zitat vom: 25. 06 2015.] [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20140428-o-energie-info-industriestrompreise--ausnahmeregelungen-bei-energiepreisbestandteilen/\\$file/BDEW_Energie-Info_Industriestrompreise_final_28.04.2014_ohne_AP.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20140428-o-energie-info-industriestrompreise--ausnahmeregelungen-bei-energiepreisbestandteilen/$file/BDEW_Energie-Info_Industriestrompreise_final_28.04.2014_ohne_AP.pdf).
88. Statista. Statista. [Online] [Zitat vom: 19. 1 2016.] <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/13020/umfrage/strompreise-in-ausgewaehlten-laendern/>.
89. Schäfer, H.-J., Ökonomische Vergleichsanalyse von Speichertechnologien im deutschen Energiemarkt. Karlsruhe Institut für Technologie : Masterarbeit Institut für Kern- und Energietechnik, 2015.
90. European Electricity Index. [Online] www.eex.com.
91. Agora Energiewende. Stromspeicher in der Energiewende. Berlin : s.n., 2014.
92. Powerrouter. [Online] www.powerrouter.com/de/.
93. Senec. [Online] 2015. <http://www.senec-ies.com/>.
94. SMA. [Online] <http://www.sma.de/produkte/batterie-wechselrichter/sunny-island-60h-80h.html>.
95. E3DC. [Online] <http://www.e3dc.com/home/>.
96. IBC Solar. [Online] <http://www.ibt-solar.de/batteriesystem-ibt-solstore.html>.
97. BDEW. [Online] [Zitat vom: 23. 07 2015.] <https://www.bdew.de/internet.nsf/id/379D9EBE9A8246DAC1257823004076C7>.
98. [Online] [Zitat vom: 19. 1 2016.] <http://www.gibgas.de/Fakten/Mobilit%C3%A4t/H%20und%20L-Gas>.

99. FNB Gas Die Fernleitungsnetzbetreiber. Netzentwicklungsplan Gas . 2015.
100. Statista. Statista. [Online] [Zitat vom: 19. 1 2016.]
<http://de.statista.com/statistik/daten/studie/162214/umfrage/gasnetzentwicklung-in-deutschland-seit-dem-jahr-1996/>.
101. BUNDESNETZAGENTUR. Biogas- Monitoringbericht 2014. 2014.
102. FNB Gas. Entwurf Netzentwicklungsplan Gas 2015. Berlin : s.n., 2015.
103. Statistisches Landesamt Baden-Württemberg. Statistisches Landesamt Baden-Württemberg. [Online] [Zitat vom: 5. 9 2015.] http://www.statistik.baden-wuerttemberg.de/Veroeffentl/Statistische_Berichte/Sachgeb.asp?3528.
104. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Notfallplan Gas für die Bundesrepublik Deutschland. 2014.
105. statista. statista. [Online] [Zitat vom: 19. 1 2016.]
<http://de.statista.com/statistik/daten/studie/458722/umfrage/gasversorgungsunterbrechungen-in-deutschland/>.
106. Untertage-Gasspeicherung in Deutschland. ERDÖL ERDGAS KOHLE. 2014, Bd. 13, 11.
107. Elbling, O., Korrelationsanalyse Versorgungssicherheit und Gasmarkt. DVGW, 2013.
108. Statistisches Bundesamt. Statistisches Bundesamt. [Online] [Zitat vom: 07.. 21. 2015.] https://www-genesis.destatis.de/genesis/online/data;jsessionid=C760D16B30E4FE88CCB32DAC304F3A5E.tomcat_GO_2_1?operation=abruftabelleBearbeiten&levelindex=2&levelid=1438068609417&auswahloperation=abruftabelleAuspraegungAuswaehlen&auswahlverzeichnis=ordnung.
109. Quaschnig, V., Systemtechnik einer klimaverträglichen Elektrizitätsvorsorge in Deutschland für das 21. Jhdt. Fortschrittsberichte VDI. 2000, Bd. 6, 437.
110. Kaltschmitt, M., Wiese, A. und Streicher, W., Erneuerbare Energien – Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte, 4. Auflage. Berlin : Springer, 2006.
111. Landesanstalt für Umwelt, Messungen und Naturschutz Baden-Württemberg. [Online] [Zitat vom: 25. 6 2015.] <http://www.lubw.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/223581/>.
112. Landesanstalt für Umwelt, Messungen und Naturschutz Baden-Württemberg. [Online] [Zitat vom: 25. 6 15.] <http://rips-app.lubw.baden-wuerttemberg.de/maps/?lang=de&app=potenzialatlas> .
113. Landesanstalt für Umwelt, Messungen und Naturschutz Baden-Württemberg. [Online] [Zitat vom: 21. 5 15.] http://www.lubw.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/224629/Windenergiepotenzial_Baden-Wuerttemberg.pdf?command=downloadContent&filename=Windenergiepotenzial_Baden-Wuerttemberg.pdf.
114. Held A., Ragwitz, M., Merkel, E., Rathmann, M. und Klessmann, C., Indicators assessing the performance of renewable energy support policies in 27 Member States. Karlsruhe, 2010.
115. dena. Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. 2005.

116. Einig, K., Heilmann, J. und Zaspel, B. Wie viel Platz die Windkraft braucht . Neue Energie. 2011, 8.
117. Hau, E. Windkraftanlagen 4. Auflage. Berlin : Springer, 2008.
118. McKenna, R., Onshore wind energy in Baden-Württemberg. Karlsruhe : KIT, 2015.
119. Böther T. et al., Wertschöpfung und Beschäftigung durch Windenergie in BW in den Jahren 2010 und 2020. Institut für Ökologische Wirtschaftsforschung, 2011.
120. Ministerium Umwelt BW. [Online] [Zitat vom: 20. 06 2015.] <https://um.baden-wuerttemberg.de/de/presse-service/presse/pressemitteilung/pid/anteil-der-erneuerbaren-energien-in-baden-wuerttemberg-erste-abschaetzung-fuer-das-jahr-2014-veroe/>.
121. LUBW. [Online] [Zitat vom: 09. 07 2015.] <http://www.lubw.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/225512/>.
122. LUBW. [Online] [Zitat vom: 09. 07 2015.] <http://www.lubw.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/225514/>.
123. LUBW. [Online] [Zitat vom: 09. 07 2015.] <http://www.lubw.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/225509/Kriterienkatalog.pdf?command=downloadContent&filename=Kriterienkatalog.pdf>.
124. LUBW. [Online] [Zitat vom: 09. 07 2015.] <http://www.lubw.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/225505/>.
125. LUBW. [Online] [Zitat vom: 09. 07 2015.] <http://www.lubw.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/225507/>.
126. LUBW. [Online] [Zitat vom: 09. 07 2015.] <http://www.lubw.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/225508/>.
127. LUBW. [Online] [Zitat vom: 09. 07 2015.] <http://www.lubw.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/225544/>.
128. International Energy Agency. Technology Roadmap: Solar Photovoltaic Energy. [Online] 2010. [Zitat vom:] <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/technology-roadmap-solar-photovoltaic-energy.html>.
129. Solaranlagen-Portal. [Online] [Zitat vom: 09. 07 2015.] <http://www.solaranlagen-portal.com/photovoltaik/wirtschaftlichkeit/einspeiseverguetung>.
130. Fraunhofer. [Online] [Zitat vom: 09. 07 2015.] <http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.pdf>.
131. <http://www.lubw.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/225508/>. [Online] 21.07. [Zitat vom: 21. 07 2015.]
132. Kairies, K.-P., et al. Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher. Aachen : Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe der RWTH Aachen, 2015.

133. Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg. Erneuerbare Energien in Baden-Württemberg 2014. Erste Abschätzung., Stand 2014. 2015.
134. O'Brien, M. et al., Sachstandsbericht über vorhandene Grundlagen und Beiträge für ein Monitoring der Bioökonomie: Systemische Betrachtung und Modellierung der Bioökonomie. Wuppertal : Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH., 2015.
135. Meyer, R., Priefer, C, Energiepflanzen und Flächenkonkurrenz: . GAIA. 2015, Bd. 24, 2.
136. Agentur für Erneuerbare Energien. Potenzialatlas Teilkapitel: Baden-Württemberg. Bioenergie in den Bundesländern. [Online] 2013. [Zitat vom: 02. 09 2015.] [http://www.unendlich-viel-energie.de/mediathek/broschueren/potenzialatlas-bioenergie-in-den-bundeslaendern. .](http://www.unendlich-viel-energie.de/mediathek/broschueren/potenzialatlas-bioenergie-in-den-bundeslaendern.)
137. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR). Biokraftstoffe. 4. Auflage. Gülzow : s.n., 2014.
138. IAT (Universität Hohenheim), IER (Universität Stuttgart), ZSW, IFK (Universität Stuttgart), DVGW (am Engler-Bunte-Institut, KIT, Karlsruhe), ITAS (KIT, Karlsruhe). Systemanalyse biogene Gase BW. Erzeugung und Nutzung biogener Gase in Baden-Württemberg. Schlussbericht. 2013.
139. Jenssen, T., Einsatz der der Bioenergie in Abhängigkeit von der Raum- und Siedlungsstruktur. Wiesbaden : Vieweg+Tauber, 2010.
140. Baden-Württemberg, Wirtschaftsministerium. Biomasse-Aktionsplan Baden-Württemberg. Erste Fortschreibung. Stuttgart., 2010.
141. Umweltministerium und Wirtschaftsministerium (Hrsg.). Erneuerbare Energien Baden-Württemberg 2008. 2009.
142. Der Nachhaltigkeitsbeirat der Landesregierung Baden-Württemberg (NBBW),. Energie aus Biomasse: Potenziale und Empfehlungen für Baden-Württemberg. 2008.
143. IFEU. Nachhaltige Biomassepotenziale in Baden-Württemberg. Kurzgutachten. . 2005.
144. Leible, L. und Kälber, S. Potenzial der Energiebereitstellung aus biogenen Reststoffen und Abfällen für Deutschland – ein Überblick. NAROSSA 10. Internationaler Kongress für nachwachsende Reststoffe und Pflanzentechnologie, 2004.
145. Stenull, M. Stand und Entwicklung der Biogasnutzung in Baden-Württemberg – ein ökonomisch-ökologischer Vergleich regional angepasster Anlagenkonzepte (vorläufiger Titel), Dissertation in Vorbereitung. 2013.
146. Wirtschaftsministerium. Holzenergiefibel. Holzenergienutzung. Technik. Planung. Genehmigung. 2008.
147. Leible, L., et al.. Kraftstoff, Strom und Wärme aus Stroh und Waldrestholz – Eine systemanalytische Untersuchung: Wissenschaftlich Bereiche des Forschungszentrums Karlsruhe, FZKA 7170, 2007.
148. Rösch, C. et al., Energie aus dem Grünland – Eine nachhaltige Entwicklung: Wissenschaftliche Berichte des Forschungszentrums Karlsruhe, FZKA 7333, 2007.
149. Kappler, G. O., Systemanalytische Untersuchung zum Aufkommen und zur Bereitstellung von energetisch nutzbarem Reststroh und Waldrestholz in BW. Inauguraldissertation. Freiburg, 2007.

150. IER. Wärmeatlas Baden-Württemberg – Erstellung eines Leitfadens und Umsetzung für Modellregionen. 2007.
151. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., FNR. Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz. 2006.
152. Hartmann, S. Biogene Rest- und Abfallstoffe in BW. Aufkommen, Potentiale, heutige und künftige Verwertungswege. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. Diplomarbeit. Universität Stuttgart, 2003.
153. Meinhardt, N. J., Energieholz in Baden-Württemberg. Potenziale und derzeitige Verwertung. Diplomarbeit. Fachhochschule Nürtingen, 2000.
154. Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ),. DBFZ-Jahrestagung. Bioenergie. Vielseitig, sicher, wirtschaftlich, sauber?! . 2014.
155. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., Biomassepotentiale von Rest- und Abfallstoffen – Status quo in Deutschland. 2015. ISBN 978-3-942147-29-3.
156. Statistisches Bundesamt. [Online] [Zitat vom: 11. 09 2015.] <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Wirtschaftsbereiche/LandForstwirtschaftFischerei/Flaechennutzung/Tabellen/Bodenflaeche.html;jsessionid=3A5215B7F6E762C6F996FB64E6B62764.cae1>.
157. Statistisches Landesamt BW,. [Online] [Zitat vom: 11. 09 2015.] http://www.statistik.baden-wuerttemberg.de/Veroeffentl/Statistische_Berichte/3336_13001.pdf.
158. Held, A. Modelling the future development of renewable energy technologies in the European electricity sector using agent-based simulation. Dissertation, : Karlsruher Institut für Technologie, 2010.
159. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. Faustzahlen Biogas. [Online] [Zitat vom: 27. 08 2015.] [http://biogas.fnr.de/daten-und-fakten/faustzahlen/..](http://biogas.fnr.de/daten-und-fakten/faustzahlen/)
160. Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ). DBFZ Report Nr. 18. Kleintechnische Biomassevergasung. Optionen für eine nachhaltige und dezentrale Energieversorgung. 2013.
161. Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ). Stromerzeugung aus Biomasse (Vorhaben Ila Biomasse). Zwischenbericht Juni 2014. 2014.
162. Ministerium für ländlichen Raum und Verbraucherschutz Baden-Württemberg . Entwicklung der Biogasanlagen in Baden-Württemberg sowie den Stadt-/Landkreisen. . 2015.
163. DBFZ. Stromerzeugung aus Biomasse (Vorhaben Ila Biomasse). Zwischenbericht 2015. 2015.
164. Paschen H., Oertel D., Grünwald R. Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland – Sachstandsbericht. Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB), Arbeitsbericht Nr. 84, 2003.
165. Weber, J., Ganz, B., Schellschmidt, R., Sanner, B., Schulz, R. Geothermal Energy Use in Germany. Proceedings World Geothermal Congress 2015, Melbourne, Australia,. 19 - 25 April.
166. Grimm, M. et al., Schadensfallanalyse von Erdwärmesondenbohrungen in Baden-Württemberg. Grundwasser. 2014, Bd. 19, 4.

167. Schill, E. et al., EGS Technologie Entwicklung: Risikominimierung bei der Exploration geothermischer Reservoirs. TIB.
168. Signorelli, S. und Kohl, T.. Geothermischer Ressourcenatlas der Nordschweiz ASIN: B002IRZ50I, 2006.
169. Schill E., Cuenot N., Genter A., Kohl T., Review of the Hydraulic Development in the Multi-Reservoir / Multi-Well EGS Project of Soultz-sous-Forêts, . Proceedings WGC. 2015.
170. Eikmeier, B., Jochem, E., Gailfuß M.. Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014, Endbericht zum Projekt I C 4 - 42/13. 2014.
171. Allerdig, F. Organic Smart Home – Energiemanagement für intelligente Gebäude-Dissertation. KIT : KIT Scientific Publishing, 2013.
172. Bellarmine, G.T. Load management techniques. Southeastcon: Proceedings of the IEEE. 2000.
173. Rehm, M. Lastmanagement und dynamische Stromtarife in regenerativen Energieversorgungssystemen. Dissertation. Düsseldorf : VDI-Verla, 1999.
174. Klobasa, M., Erge, T., Bukvic-Schäfer, A. S. und Hollmann, M. Demand Side Management in dezentral geführten Verteilnetzen – Erfahrungen und Perspektiven. Elfte Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik. 2006, S. 115–134.
175. Stadler, I. Power grid balancing of energy systems with high renewable energy penetration by demand response. Utilities Policies. 2007, Bd. 16, 2 (S. 90–98).
176. Kießling, A. et al. Modellstadt Mannheim (moma) – Abschlussbericht. [Online] 2013. [Zitat vom: 2015. 9 4.] http://www.ifeu.de/energie/pdf/moma_Abschlussbericht_ak_V10_1_public.pdf,.
177. Duscha, M. et al. Modellstadt Mannheim – Evaluation der Feldtests und Simulationen, Endbericht. [Online] 2013. [Zitat vom: 04. 09 2015.] http://www.ifeu.de/energie/pdf/moma_oeffentlicher%20EvaluationsEndbericht_V10_finale_Version.pdf.
178. Nabe, C., Beyer, C., Brodersen, N., Schäffler, H., Adam, D., Heinemann, C., Tusch, T., Eder J., de Wyl, C., vom Wege, J.-H. und Mühe, S. Einführung von lastvariablen und zeitvariablen Tarifen. Köln : Studie im Auftrag der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2009.
179. Quasching, V. und Hanitsch, R. Lastmanagement einer zukünftigen Energieversorgung – Integration erneuerbarer Energien in die Elektrizitätsversorgung. BWK. Das Energie-Fachmagazin. 1999, Bd. 51, 19 (S. 64–67).
180. Website Ambient Devices Inc. Website Ambient Devices Inc. [Online] [Zitat vom: 06. 09 2015.] <http://www.ambientdevices.com/>.
181. Plugwise. Energy management systems of the 21st century. [Online] [Zitat vom: 06. 09 2015.] <https://www.plugwise.com/products>).
182. MeRegioMobil . [Online] Karlsruhe Institut für Technologie, 2011. [Zitat vom: 04. 09 2015.] <http://mergiomobil.forschung.kit.edu/>.

183. iZEUS: intelligent Zero Emission Urban System. [Online] Karlsruhe Institut für Technologie, 2014. [Zitat vom: 04. 09 2015.] <http://www.izeus.kit.edu>.
184. Energy Smart Home Lab, Smart Home und Smart Grid Forschungslabor am Karlsruher Institut für Technologie. [Online] Karlsruher Institut für Technologie, 2015. [Zitat vom: 04. 09 2015.] <http://www.izeus.kit.edu/57.php>.
185. House of Living Labs. [Online] [Zitat vom: 11. 09 2015.] <http://www.fzi.de/forschung/fzi-house-of-living-labs/>.
186. Becker, B. Interaktives Gebäude-Energiemanagement., Dissertation. KIT : KIT Scientific Publishing, 2014.
187. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. Potenziale der Informations- und Kommunikations-Technologien zur Optimierung der Energieversorgung und des Energieverbrauchs (eEnergy). [Online] [Zitat vom: 07. 09 2015.] <http://www.e-energy.de/documents/e-energy-studie.pdf>.
188. Ecomomics, Connect Energy. Aktionsplan Lastmanagement. Endbericht . Studie im Auftrag von Agora Energiewende., 2015.
189. Kamper A. Dezentrales Lastmanagement zum Ausgleich kurzfristiger Abweichungen im Stromnetz., Dissertation. KIT : KIT Scientific Publishing, 2010.
190. Kamper, A. und Schmeck, H. Adaptives verteiltes Lastmanagement in Bilanzkreisen. Informatik-Spektrum. 2013, Bd. 35, 2 (Seiten 102-111).
191. Hillemacher, L. Lastmanagement mittels dynamischer Strompreissignale bei Haushaltskunden. Dissertation. Karlsruher Institut für Technologie, 2014.
192. Winter, J. Intelligentes Energiemanagement in kleinen und mittleren Unternehmen. Dissertation . Karlsruhe: KIT, 2014.
193. Energiewende für den Mittelstand. Steuerer, M. Stuttgart : 2. SolarForum Baden-Württemberg, 2015.
194. Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland. Endbericht einer Studie von Fraunhofer ISI und der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft. Agora. Berlin : Im Auftrag von Agora Energiewende, 2013.
195. He, X., Keyaerts, N., Azevedo, I., Meeus, L., Hancher, L., & Glachant, J. M. How to engage consumers in demand response: A contract perspective. . Utilities Policy. doi:10.1016/j.jup.2013.10.001, 2013, Bd. 27, 108–122.
196. Gärttner, J., Flath, C. M. und Weinhardt, C. Load Shifting, Interrupting or Both? Customer Portfolio Composition in Demand Side Management. [Buchverf.] R. Fonseca, J. Telhada und G.-W Weber. Computational Management Science. (eds.). Springer Lecture Notes Eco ;, 2014.
197. Neidlein, H.-C., Lastverschiebung macht Mühe. VDI Nachrichten. 2016, Bd. 1/2.
198. Müschen, K.Vortrag: Potentiale zur Lastreduktion in der Industrie. Umweltbundesamt, 2015.

199. ICCT [The International Council On Clean Transportation]: Global Transportation Energy and Climate Roadmap. [Online] 2012. [Zitat vom: 08. 31 2015.]
<http://www.theicct.org/sites/default/files/publications/ICCT%20Roadmap%20Energy%20Report.pdf>).
200. Bundesregierung . Regierungsprogramm Elektromobilität. [Online] 2011. [Zitat vom: 17. 08 2015.]
http://www.bmbf.de/pubRD/programm_elektromobilitaet.pdf.
201. Bundesregierung, GGEMO[Gemeinsame Geschäftsstelle Elektromobilität der. Zweiter Bericht der Nationalen Plattform Elektromobilität. . Berlin., 2011.
202. GGEMO Gemeinsame Geschäftsstelle Elektromobilität der Bundesregierung. Fortschrittsbericht 2014 – Bilanz der Marktvorbereitung. Berlin. . Berlin 2014.
203. Netherlands, ARF [Amsterdam Roundtable Foundation] and McKinsey & Company The. EVolution - Electric vehicles in Europe: gearing up for a new phase? 2014.
204. Transport Evolved. Norway Reaches 50,000 Electric Car Target Two Years Early. What Happens Now? [Online] 2015. [Zitat vom: 22. 04 2015.] <https://transportevolved.com/2015/04/22/norway-reaches-50000-electric-car-target-two-years-early-what-happens-now/>.
205. IEA [International Energy Agency. Tracking Clean Energy Progress 2014. France. [Online] [Zitat vom: 02. 09 2015.] Online:
http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Tracking_clean_energy_progress_2014.pdf).
206. e-mobil BW GmbH, Fraunhofer-Institut für Arbeitswirtschaft und Organisation IAO und Ministerium für Finanzen und Wirtschaft Baden-Württemberg (2015):. Strukturstudie BWe mobil 2015. Stuttgart. 2015.
207. Knackfuß, C. Die Rolle von Emotionen als Mediatoren zwischen Markenimage und Markenstärke: Eine empirische Analyse am Beispiel des deutschen Automobilmarktes. Mannheim : Gabler, 2010.
208. Nykvist, B. und Nilsson, M. Rapidly falling costs of battery packs for electric vehicles. Nature Climate Change. 2015, Bd. 5, 329–332.
209. Prognos AG, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln und Gesellschaft für wirtschaftliche Strukturforchung. Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose. Basel/Köln/Osnabrück, 2014.
210. Öko-Institut e.V. eMobil 2050 – Szenarien zum möglichen Beitrag des elektrischen Verkehrs zum langfristigen Klimaschutz. . Berlin., 2014.
211. www.tab-beim-bundestag.de. [Online] [Zitat vom: 17. 01 2016.] (<https://www.tab-beim-bundestag.de/de/pdf/publikationen/berichte/TAB-Arbeitsbericht-ab153.pdf>).
212. Wörner, M., Gottwalt, S., Krimmling, T., Lierzer, S. und Zimmermann, D. Integration von Elektrofahrzeugen in Smart Grids. ATZ – Automobiltechnische Zeitschrift,. 2014, Nr. 11.
213. Bundestag, Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen. Konzepte der Elektromobilität und deren Bedeutung für Wirtschaft. Gesellschaft und Umwelt, Arbeitsbericht Nr. 153. 2012.

214. Ketelaer, T., Kaschub, T., Jochem, P. und Fichtner, W. The potential of carbon dioxide emission reductions in German commercial transport by electric vehicles. . International Journal of Environmental Science and Technology. 2014, Bd. 11, 2169-2184.
215. Schuller, A., Flath, Ch.M. and Gottwalt, S. Quantifying Load Flexibility of Electric Vehicles for Renewable Energy Integration. Applied Energy. S. 335-344, 2015, Bd. 151, DOI: 10.1016/j.apenergy.2015.04.004 .
216. BMWi Online. BMWi Online. [Online] [Zitat vom: 12. 09 2015.] <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Europaische-und-internationale-Energiepolitik/europaeische-energiepolitik,did=648680.html>.
217. AG Energiebilanzen e.V. Ausgewählte Effizienzindikatoren zur Energiebilanz Deutschland. August 2015.
218. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Die Energie der Zukunft - Erster Fortschrittsbericht zur Energiewende. Dezember 2014.
219. Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft BW. Energiebericht 2014. Stuttgart : Statistisches Landesamt Baden-Württemberg, 2014.
220. AG Energiebilanzen e.V. Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2014. 2015.
221. Stellungnahme Expertenkomm zum Erster Fortschrittsbericht BMWI2014. 2014.
222. Baden-Württemberg; Ministerium für Umwelt, Naturschutz und Verkehr. Klimaschutzkonzept 2020Plus. 2011.
223. Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW). Gutachten zur Vorbereitung eines Klimaschutzgesetzes für Baden-Württemberg (Aktualisierte Fassung Dezember 2012). 2012.
224. DENEFF und pwc. BRANCHENMONITOR ENERGIEEFFIZIENZ. 2015.
225. Fraunhofer ISI. Kosten-/Nutzen-Analyse von Instrumenten zur Realisierung von Endenergieeinsparungen in Deutschland. 2014.
226. Fraunhofer ISI, ökoinstitut, ECOfys, . Kosten-/Nutzen-Analyse der Einführung marktorientierter Instrumente zur Realisierung von Endenergieeinsparungen in Deutschland. 2012.
227. Fraunhofer ISI, ifam, progros, ifeu. Ausarbeitung von Instrumenten zur Realisierung von Endenergieeinsparungen in Deutschland auf Grundlage einer Kosten-/Nutzen-Analyse. Wissenschaftliche Unterstützung bei der Erarbeitung des Nationalen Aktionsplans Energieeffizienz (NAPE). 2014.
228. Prognos. Modell Deutschland Klimaschutz bis 2015. 2009.
229. ifeu . Energieeffizienz: volkswirtschaftliche Potenziale, 2011.
230. Bundesnetzagentur. Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2015/2016 sowie die Jahre 2016/2017 und 2019/2020. 2015.

231. Bundesnetzagentur. Genehmigungsbescheid der Bundesnetzagentur gemäß § 13a Abs. 2 EnWG zur Systemrelevanz-Ausweisung von Kraftwerksblöcken in Marbach und Walheim, Aktenzeichen: 608-12-003. 2013.
232. Bundesnetzagentur. Genehmigungsbescheid der Bundesnetzagentur gemäß § 13a Abs. 2 EnWG zur Systemrelevanz-Ausweisung von Kraftwerksblöcken in Heilbronn, Aktenzeichen: 608-14-003. 2014.
233. EnBW AG. Steinkohleblock RDK 8 - Projektvorstellung. [Online] [Zitat vom: 14. 09 2015.] <https://www.enbw.com/unternehmen/konzern/energieerzeugung/neubau-und-projekte/rheinhafen-dampfkraftwerk-karlsruhe/index.html>.
234. Bundesnetzagentur. Pumpspeicherkraftwerk Forbach - Projektvorstellung. [Online] <https://www.enbw.com/unternehmen/konzern/energieerzeugung/neubau-und-projekte/pumpspeicherkraftwerk-forbach/index.html>.
235. Statistisches Landesamt Baden-Württemberg. Bruttostromerzeugung in Baden-Württemberg. [Online] [Zitat vom: 14. 09 2015.] http://www.statistik.baden-wuerttemberg.de/UmweltVerkehr/Landesdaten/EN_ET_BS_LR.asp.
236. Großkraftwerk Mannheim Aktiengesellschaft. Der neue Block 9. [Online] [Zitat vom: 14. 09 2015.] http://www.gkm.de/projekt_block_9/.
237. Länderarbeitskreis Energiebilanzen. Aktuelle Ergebnisse und Zeitreihen - Energiebilanzen. [Online] <http://www.lak-energiebilanzen.de/dseiten/energiebilanzenAktuelleErgebnisse.cfm>.
238. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Kurzanalyse der Kraftwerksplanung in Deutschland bis 2020 (Aktualisierung). Berlin, 2010.
239. Bundesnetzagentur. Kraftwerksstilllegungsanzeigenliste der Bundesnetzagentur. 2015.
240. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Kurzanalyse der Kraftwerks- und Netzplanung in Deutschland bis 2020 (mit Ausblick auf 2030). 2008.
241. Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH. Kritische Würdigung der dena-Kurzanalyse zur Kraftwerks- und Netzplanung in Deutschland bis 2020. 2008.
242. Agentur für Erneuerbare Energien. Studienvergleich: Entwicklung der Volllaststunden von Kraftwerken in Deutschland. 2013.
243. DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH (im Auftrag des DVGW). Korrelationsanalyse Versorgungssicherheit und Gasmarkt. 2013.
244. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Stuttgart Institut für Technische Thermodynamik, Abt. Systemanalyse und Technikbewertung. Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. 2010.
245. Mannheimer Morgen. GKM-Hoffnung ruht auf neuen Block 9. [Online] [Zitat vom: 15. 09 2015.] <http://www.morgenweb.de/mannheim/2.904/gkm-hoffnung-ruht-auf-neuem-block-9-1.2242067>.

246. EnBW AG. Rheinkraftwerk Iffezheim - Projektvorstellung. [Online] [Zitat vom: 15. 09 2015.] <https://www.enbw.com/unternehmen/konzern/energieerzeugung/neubau-und-projekte/rheinkraftwerk-iffezheim/index.html>.
247. Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW). Erneuerbare Energien und Energieeffizienz in Baden-Württemberg - Sachstand und Entwicklungsperspektiven. 2011.
248. TransnetBW GmbH. Kennzahlen. [Online] [Zitat vom: 15. 09 2015.] <https://www.transnetbw.de/de/kennzahlen>.
249. Länderarbeitskreis Energiebilanzen. Zur Methodik der CO₂-Bilanzen. [Online] [Zitat vom: 15. 09 2015.] <http://www.lak-energiebilanzen.de/seiten/co2bilanzenMethodik.cfm>.
250. Umweltbundesamt. Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2014. 2015.
251. Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, Statistisches Landesamt Baden-Württemberg. Energiebericht 2014.
252. Mauch, W., Corradini, R., Wiesemeyer, K., Schwentzek, M. Allokationsmethoden für spezifische CO₂-Emissionen von Strom und Wärme aus KWK-Anlagen. Energiewirtschaftliche Tagesfragen. 55, 2010, 9.
253. Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, Statistisches Landesamt Baden-Württemberg. Energiebericht kompakt 2015.
254. Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW). Erneuerbare Energien in Baden-Württemberg 2014 - Erste Abschätzung, Stand April 2015.
255. Agentur für Erneuerbare Energien (AEE). Föederal Erneuerbar: Installierte Leistung Windenergie Onshore - Wind - BW - Landesinfo zur Entwicklung Erneuerbarer Energien. [Online] [Zitat vom: 17. 09 2015.] http://www.foederal-erneuerbar.de/landesinfo/bundesland/BW/kategorie/wind/auswahl/180-installierte_leistun/sicht/diagramm/#goto_180.
256. Spiegel Online. Kraftwerk Irsching: Betreiber beschließen Aus für Gaskraftwerk. [Online] 30. 03 2015. [Zitat vom: 21. 09 2015.] <http://www.spiegel.de/wirtschaft/unternehmen/irsching-betreiber-wollen-gaskraftwerk-stillegen-a-1026267.html>.
257. CDU, CSU und SPD. Eckpunkte für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende - Politische Vereinbarung der Parteivorsitzenden von CDU, CSU und SPD vom 01. Juli 2015. 2015.
258. Agora Energiewende. Elf Eckpunkte für einen Kohlekonsens. Konzept zur schrittweisen Dekarbonisierung des deutschen Stromsektors (Langfassung). 2016.
259. Fortschungsradar Erneuerbare Energien. Studienvergleich: Entwicklung der Stromgroßhandels- und der CO₂-Zertifikatspreise. 2013.
260. Energy Brainpool. Zusammenhang von Strombörsenpreisen und Endkundenpreisen. : Agora Energiewende, 2013.

261. Leipziger Institut für Energie GmbH. Entwicklung der Preise für Strom und Erdgas in Baden-Württemberg bis 2020. Leipzig, 2012.
262. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Integration der erneuerbaren Energien in den deutschen/europäischen Strommarkt. Berlin, 2012.
263. Öko-Institut e.V. Politikszenerarien für den Klimaschutz VI Treibhausgas-Emissionsszenarien bis zum Jahr 2030. Umweltbundesamt, 2013.
264. Öko-Institut. Die Entwicklung der EEG-Kosten bis 2035. Studie im Auftrag von Agora Energiewende. 2015.
265. Agora Energiewende. Online EEG-Rechner. [Online] [Zitat vom: 19. 1 2016.] <http://www.agora-energiewende.de/de/themen/-agothem-/Produkt/produkt/130/Online+EEG-Rechner/>.
266. Hinz, F., et al. Abschätzung der Entwicklung der Netznutzungsentgelte in Deutschland.: Im Auftrag der Sächsischen Staatskanzlei, 2014. <http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-141381>.
267. Deutsche Energie-Agentur. Abschlussbericht: dena-Verteilnetzstudie. Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030. 2012.
268. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Bundesbericht Energieforschung 2015 – Forschungsförderung für die Energiewende. Berlin, April 2015.
269. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Berlin: ., 2014.
270. Fraunhofer ISE, universität Stuttgart IER. Betreibermodelle für Stromspeicher. [Online] 2013-2016. www.fachdokumente.lubw.baden-wuerttemberg.de/.../bwe13015_13016.pdf.
271. VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. . VDE-Positionspapier "Energieinformationsnetze und -systeme". 2014.
272. Keles, D., Renz, L., Bublitz, A., Zimmermann, F., Genoese, M., Fichtner, W. et al. Zukunftsfähige Designoptionen für den deutschen Strommarkt - Ein Vergleich des Energy-only-Marktes mit Kapazitätsmärkten. s.l. : KIT-Verlag, 2015, (in Druck).
273. Genoese, M., Energiewirtschaftliche Analysen des deutschen Strommarktes mit agentbasierter Simulation. Baden-Baden : Nomos Verlag, 2010.
274. Agora Energiewende. Kapazitätsmarkt oder strategische Reserve Was ist der nächste Schritt? 2013.
275. Studie von GWS, DIW, DLR, Prognos, ZSW. Beschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland: Ausbau und Betrieb, heute und morgen. März 2015.
276. GWS-Studie im Auftrag des BMWi. Beschäftigungsbericht. 2013.
277. Solar Cluster BW e.V. Thesen zur Solarenergie in Baden-Württemberg 2020 (Entwurf).
278. Ausfelder, F. et al., Energiespeicherung als Element einer sicheren Energieversorgung. Chemie Ingenieur Technik. 2015, Bd. 87, 1-2.

279. www.intersolar.de. [Online] [Zitat vom: 07. 10 2015.] <http://www.intersolar.de/de/fuer-presse/neuigkeiten/pressemitteilungen.html>.
280. Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg. [Online] [Zitat vom: 11. 10 2015.] <http://um.baden-wuerttemberg.de/de/presse-service/presse/pressemitteilung/pid/umweltministerium-foerdert-smart-grid-projekte-demonstrationsvorhaben-fuer-virtuelle-kraftwerke-in-2/>.
281. Commerzbank. 15. Studie der Unternehmer Perspektiven Baden-Württemberg. 2015.
282. Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg. Energieeffizienz in Unternehmen – Erfolgsbeispiele aus Baden-Württemberg. Mai 2014.
283. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Zentrale Vorhaben Energiewende für die 18. Legislaturperiode (Fortschreibung der 10-Punkte-Energie-Agenda des BMWi). 2014.
284. Institut für ZukunftsEnergieSysteme IZES gGmbH. Kraftwerks-Stilllegungen zur Emissionsreduzierung und Flexibilisierung des deutschen Kraftwerksparks: Möglichkeiten und Auswirkungen. 2015.
285. Leipziger Institut für Energie GmbH.
286. [Online] [Zitat vom: 19. 01 2016.] <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/458722/umfrage/gasversorgungsunterbrechungen-in-deutschland/>.
287. statista. [Online] [Zitat vom: 19. 1 2016.] <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/13020/umfrage/strompreise-in-ausgewaehlten-laendern/>.
288. Agora Energiewende. Elf Eckpunkte für einen Kohlekonsens. Konzept zur schrittweisen Dekarbonisierung des deutschen Stromsektors (Langfassung). 2016.

Herausgeber

Karlsruher Institut für Technologie (KIT)
Kaiserstraße 12
76131 Karlsruhe
www.kit.edu

Karlsruhe © KIT 2016

