

Reihe KLIMOPASS-Berichte

Projektnr.: 4500188610/23

Energie- und gesamtwirtschaftliche Effekte des
Klimawandels in Baden-Württemberg
- Untersuchung der Auswirkungen des Klima-
wandels sowie von Klimaschutz und Anpas-
sungsmaßnahmen auf das Energie-
und Verkehrssystem

von M. Blesl, M. Wiesmeth, U. Fahl

Finanziert mit Mitteln des Landes Baden-Württemberg

April 2016

KLIMOPASS

Klimawandel und modellhafte Anpassung in Baden-Württemberg

Grundlagenforschung zu regionalen Klimafolgen



Baden-Württemberg

MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT

HERAUSGEBER	LUBW Landesanstalt für Umwelt, Messungen und Naturschutz Baden-Württemberg Postfach 100163, 76231 Karlsruhe
KONTAKT KLIMOPASS	LUBW Referat Medienübergreifende Umweltbeobachtung, Klimawandel; Dr. Kai Höpker, Tel.:0721/56001465, Kai.Hoepker@lubw.bwl.de Daniel Schulz-Engler, Tel.:0721/56001554, daniel.schulz-engler@lubw.bwl.de , klimopass@lubw.bwl.de
FINANZIERUNG	Gefördert im Rahmen des Forschungsprogramms KLIMOPASS - Klimawandel und modellhafte Anpassung in Baden-Württemberg aus Mitteln der Zukunftsoffensive III
BEARBEITUNG UND VERANTWORTLICH FÜR DEN INHALT	Dr. Ulrich Fahl, Markus Blesl, Michael Wiesmeth Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart, Abteilung Energiewirtschaft und Systemtechnische Analysen (ESA), Heß- brühlstr. 49a, 70565 Stuttgart http://www.fachdokumente.lubw.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/91063/
BEZUG	ID Umweltbeobachtung U83-W03-N20
STAND	Januar 2015, Internetausgabe April 2016

Verantwortlich für den Inhalt sind die Autorinnen und Autoren. Der Herausgeber übernimmt keine Gewähr für die Richtigkeit, die Genauigkeit und Vollständigkeit der Angaben sowie für die Beachtung privater Rechte Dritter. Die in den Beiträgen geäußerten Ansichten und Meinungen müssen nicht mit denen des Herausgebers übereinstimmen.

Nachdruck für kommerzielle Zwecke - auch auszugsweise - ist nur mit Zustimmung der LUBW unter Quellenangabe und Überlassung von Belegexemplaren gestattet.

Inhaltsverzeichnis

Teil I:	Einleitung	1
Teil II:	Klimawandel und -anpassungsmaßnahmen im Energiesystem von Baden-Württemberg.....	2
1	Herausforderungen für die Energie- und Klimapolitik	2
2	Folgen des Klimawandels für Baden-Württemberg.....	11
2.1	Übersicht der zu erwartenden Auswirkungen des Klimawandels.....	11
2.2	Auswirkungen auf das Energieangebot.....	15
2.2.1	Belastung thermischer Kraftwerke durch Kühlwassermangel.....	16
2.2.2	Auswirkungen auf die Brennstoffversorgung	18
2.2.3	Auswirkungen auf die Erneuerbaren Energien	19
2.2.4	Chancen.....	23
2.3	Auswirkungen auf die Energieverteilung.....	24
2.4	Auswirkungen auf die Energienachfrage	25
3	Anpassungsmaßnahmen	26
3.1	Anpassung im Energieangebot.....	27
3.1.1	Anpassung der fossilen Elektrizitätserzeugung	27
3.1.2	Hochwasser-Anpassungsstrategie	28
3.1.3	Anpassung bei Erneuerbaren Energien-Kraftwerken	30
3.2	Anpassung in der Energieverteilung	32
3.3	Anpassung auf der Energienachfrageseite	34
3.3.1	Änderungen an der Gebäudehülle.....	34
3.3.2	Änderungen des Lebensstils.....	35
3.4	Hemmnisse der Anpassung.....	36

Teil III:	Modellierung des Klimawandels und von Klimaanpassungsmaßnahmen im Energiesystemmodell von Baden-Württemberg.....	38
4	Methodik und Modellinstrumentarium.....	38
4.1	Energiesystemmodell TIMES PanEU	38
4.2	Modellierung der Folgen des Klimawandels.....	47
4.2.1	Klimawandelauswirkungen im Bereich der Wärmenachfrage.....	49
4.2.2	Klimawandelauswirkungen im Verkehrsbereich	51
4.2.3	Klimawandelauswirkungen auf Wärmepumpen und Kältemaschinen.....	61
4.2.4	Klimawandelauswirkungen auf die Photovoltaik.....	64
4.2.5	Klimawandelauswirkungen auf die Biomassepotenziale	65
4.2.6	Klimawandelauswirkungen auf die Wasserkraftnutzung.....	66
Teil IV:	Szenarien zur Analyse der Auswirkungen des Klimawandels für die Energieversorgung in Baden-Württemberg	69
5	Konzeption der Szenarien.....	69
5.1	Szenarienbeschreibung	70
5.2	Sozioökonomische Rahmenannahmen	72
6	Ergebnisse der Szenarien.....	75
6.1	Szenarienergebnisse für Baden-Württemberg	75
6.1.1	Endenergieverbrauch in Baden-Württemberg nach Sektoren.....	75
6.1.2	Endenergieverbrauch in Baden-Württemberg	81
6.1.3	Stromerzeugung und Kapazitäten in Baden-Württemberg.....	86
6.1.4	Primärenergieverbrauch in Baden-Württemberg	91
6.1.5	Emissionen und Systemkosten in Baden-Württemberg	92
6.1.6	Zusammenfassung der end- und primärenergetischen Auswirkungen.....	94
6.2	Energiewirtschaftliche Entwicklungen auf EU-Ebene	97
Teil V:	Schlussbetrachtung	102
Teil VI:	Anhänge und Literaturverzeichnis.....	104
7	Anhang A: Ergebnistabellen.....	104
8	Literaturverzeichnis	109

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1:	Mittlere innerjährliche Variabilität der Lufttemperatur in Baden-Württemberg 1991-2000 im Vergleich zu 2012-2050 in °C.....	3
Abbildung 1-2:	Entwicklung der Jahresmitteltemperatur in Baden-Württemberg zwischen 1900 - 2010	3
Abbildung 1-3:	Entwicklung der Sommer- und Eistage in Karlsruhe zwischen 1875 - 2010.....	4
Abbildung 1-4:	Änderung der Anzahl der Sommertage in Baden-Württemberg zwischen 1971-2000 und 2011-2040.....	5
Abbildung 1-5:	Änderung der Anzahl der Frosttage in Baden-Württemberg zwischen 1971-2000 und 2011-2040.....	6
Abbildung 1-6:	Anzahl der heißen Tage in Baden-Württemberg zwischen den Perioden 1971 – 2000 und 2021 - 2050	7
Abbildung 1-7:	Anzahl der Eistage in Baden-Württemberg zwischen den Perioden 1971 – 2000 und 2021 - 2050	8
Abbildung 1-8:	Entwicklung der klimatischen Wasserbilanz in Baden-Württemberg zwischen den Perioden 2001 – 2010 und 2041 - 50	8
Abbildung 1-9:	Veränderung der mittleren jährlichen Niedrigwasserdauer in Süddeutschland für den Zeitraum 2021-2050 gegenüber 1971-2000.....	9
Abbildung 1-10:	Trockenheitsindex Baden-Württemberg 1971-2000 und 2021-2050	10
Abbildung 2-1:	Wertschöpfungskette der Energiewirtschaft.....	15
Abbildung 2-2:	Auswirkungen von Wetterextremereignissen auf den operativen Betrieb in Energieversorgungsunternehmen	16
Abbildung 2-3:	Auslastung thermischer Kraftwerke mit Durchlaufkühlung, Änderung 2051-2060 gegenüber 2008-2012	17
Abbildung 2-4:	Wasserkraftpotenzial, Änderung 2051-2060 gegenüber 2008-2012; Jahresmittelwert.....	19
Abbildung 2-5:	Potenzial von Windkraftanlagen, Änderung 2051-2060 gegenüber 2008-2012; Jahresmittelwerte.....	21
Abbildung 2-6:	Prozentuale Änderung des Holzzuwachses der Waldbestände zwischen den Perioden 1991 – 2010 und 2031 - 2050	22

Abbildung 2-7:	Produktionsänderungen Energiepflanzen, Änderung gegenüber den Jahren 2001-2010 ohne CO ₂ -Düngeeffekt	23
Abbildung 3-1:	Klimaänderungsfaktoren in Baden-Württemberg	29
Abbildung 3-2:	„Was erschwert eine Anpassung an den Klimawandel?“, IW-Umweltpanel 4/2008 (Befragung von 182 Umweltexperten der Wirtschaft im September 2008).....	37
Abbildung 4-1:	Schematische Darstellung eines Referenzenergiesystems mit farblicher Hervorhebung von durch Klimawandel betroffener Modellbestandteile...	39
Abbildung 4-2:	Endenergieverbrauch der Industrie zur Wärmebereitstellung nach Temperaturniveaus in der EU-28 in 2005	43
Abbildung 4-3:	Schematische Darstellung der Herleitung der Kosten-Potenzial-Kurven für CO ₂ -Transport und Speicherung in TIMES PanEU	45
Abbildung 4-4:	Entwicklung des Raumwärmebedarfs für unterschiedliche Entwicklungspfade	50
Abbildung 4-5:	Prozentuale Entwicklung des Raumwärmebedarfs auf Basis 2010 = 100 %.....	50
Abbildung 4-6:	Relativer Kraftstoffverbrauch ggü. NEFZ bei zwei verschiedenen Umgebungstemperaturen.....	53
Abbildung 4-7:	Weglängenverteilung im motorisierten Individualverkehr in Deutschland	54
Abbildung 4-8:	Relativverbrauch bei Temperaturnormierung und Wegelängengewichtung.....	54
Abbildung 4-9:	Gegenüberstellung des Verbrauchs derzeit verfügbarer Elektrofahrzeuge im TÜV SÜD E-Car Cycle - TSECC	55
Abbildung 4-10:	Monatliche, relative Ertragseinschränkungen und Verteilung des Jahresertrags der Photovoltaik in Baden-Württemberg.....	64
Abbildung 4-11:	Absolute Ertragsänderungen der untersuchten Biomassen nach Bundesländern	66
Abbildung 5-1:	Energieträgerpreisentwicklung für fossile Energieträger in Deutschland, frei Grenze	73
Abbildung 6-1:	Endenergieverbrauch des Verkehrs in Baden-Württemberg nach Energieträgern in den Basis- und Klimaszenarien.....	76
Abbildung 6-2:	Endenergieverbrauch der Haushalte in Baden-Württemberg nach Energieträgern in den Basis- und Klimaszenarien.....	77

Abbildung 6-3: Endenergieverbrauch des Sektors GHD (Gewerbe, Handel und Dienstleistung) in Baden-Württemberg nach Energieträgern in den Basis- und Klimaszenarien	78
Abbildung 6-4: Endenergieverbrauch der Industrie in Baden-Württemberg nach Energieträgern in den Basis- und Klimaszenarien	79
Abbildung 6-5: Endenergieverbrauch der sonstigen chemischen Industrie in Baden-Württemberg nach Energieträgern in den Basis- und Klimaszenarien.....	81
Abbildung 6-6: Endenergieverbrauch der sonstigen Industrie in Baden-Württemberg nach Energieträgern in den Basis- und Klimaszenarien	82
Abbildung 6-7: Endenergieverbrauch in Baden-Württemberg nach Sektoren in den Basis- und Klimaszenarien	82
Abbildung 6-8: Endenergieverbrauch in Baden-Württemberg nach Energieträgern in den Basis- und Klimaszenarien.....	84
Abbildung 6-9: Bruttoendenergieverbrauch Erneuerbarer Energien in Baden-Württemberg im Szenarienvergleich.....	85
Abbildung 6-10: Nettostrombedarf nach Sektoren in Baden-Württemberg in den Basis- und Klimaszenarien	87
Abbildung 6-11: Nettostrombereitstellung und Anteil Erneuerbarer Energien in Baden-Württemberg in den Basis- und Klimaszenarien	88
Abbildung 6-12: Installierte Nettoleistung der Stromerzeugung in Baden-Württemberg in den Basis- und Klimaszenarien.....	90
Abbildung 6-13: Primärenergieverbrauch in Baden-Württemberg nach Energieträgern und Szenarien.....	91
Abbildung 6-14: CO ₂ -Emissionen in Baden-Württemberg nach Sektoren.....	93
Abbildung 6-15: Jährliche Differenzkosten gegenüber dem ETS-Szenario in der Modellregion Baden-Württemberg	94
Abbildung 6-16: Endenergetische und primärenergetische Auswirkungen des Klimawandels im ETS_KI-Szenario in Baden-Württemberg.....	95
Abbildung 6-17: Endenergetische und primärenergetische Auswirkungen des Klimawandels im Ziel_KI-Szenario in Baden-Württemberg	95
Abbildung 6-18: Primärenergieverbrauch in der EU-28 nach Energieträgern und Szenarien	98
Abbildung 6-19: Nettostromerzeugung in der EU-28 nach Energieträgern und Szenarien...	99
Abbildung 6-20: Endenergieverbrauch in der EU-28 nach Energieträgern und Szenarien .	100

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1:	Klimawandelauswirkungen Literaturübersicht	11
Tabelle 4-1:	Im Energiesystemmodell TIMES PanEU modellierte Kraftstoff- und Antriebsalternativen	41
Tabelle 4-2:	Im Rahmen der Modellierung berücksichtigte Klimawandelauswirkungen	47
Tabelle 4-3:	Von der Modellierung ausgeschlossene Klimawandelauswirkungen	48
Tabelle 4-4:	Übersicht der Entwicklungspfade für den Raumwärmebedarf	49
Tabelle 4-5:	Klimakorrekturfaktoren für temperaturbedingten Minderverbrauch von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor	55
Tabelle 4-6:	Klimakorrekturfaktoren für temperaturbedingten Minderverbrauch von Fahrzeugen mit Elektroantrieb	56
Tabelle 4-7:	Kraftstoffverbrauch der PKW für Klimatisierung in Baden-Württemberg 2010	57
Tabelle 4-8:	Relativer Verbrauchsanteil und absoluter Verbrauch von Kraftstoffen für Klimatisierung in PKW	57
Tabelle 4-9:	Klimakorrekturfaktoren für Fahrgastraumklimatisierung in PKW, entsprechend der Veränderung der Kühlgradtage und unter Einbeziehung steigender Marktdurchdringung sowie steigender Energieeffizienz	58
Tabelle 4-10:	Kraftstoffverbrauch der LKW und Kraftomnibusse für Klimatisierung in Baden-Württemberg 2010	58
Tabelle 4-11:	Relativer Verbrauchsanteil und absoluter Verbrauch von Kraftstoffen für Klimatisierung in LKW und Kraftomnibussen	59
Tabelle 4-12:	Klimakorrekturfaktoren für Fahrgastraumklimatisierung in LKW und Kraftomnibussen	59
Tabelle 4-13:	Energiebedarf für Transportkühlung bei LKW	60
Tabelle 4-14:	Klimakorrekturfaktoren für Transportkälte, Normalkühlung, Tiefkühlung und gewichtete Summe	61
Tabelle 4-15:	Änderungsfaktoren des Kraftstoffverbrauchs von PKW mit konventionellem Antrieb	61
Tabelle 4-16:	Änderungsfaktoren des Fahrstromverbrauchs von PKW mit elektrischem Antrieb	61

Tabelle 4-17:	Änderungsfaktoren des Kraftstoffverbrauchs von LKW mit konventionellem Antrieb	61
Tabelle 4-18:	Rahmenannahmen für die Nutzung von Wärmepumpen und Kältemaschinen	63
Tabelle 4-19:	Mittlere, gewichtete Jahresarbeitszahlen für die Zeiträume 1988-2007 und 2021-2050	63
Tabelle 4-20:	Änderungsfaktoren für die Jahresarbeitszahlen von Wärmepumpen und Kältemaschinen.....	63
Tabelle 4-21:	Änderungsfaktoren für den Jahresertrag der Photovoltaik in Baden-Württemberg	65
Tabelle 4-22:	Momentane Biomasseerträge in Baden-Württemberg und bei Klimawandel erwartete Ertragsänderungen.....	66
Tabelle 4-23:	Ertragsänderungsfaktoren für Biomassen in Baden-Württemberg.....	67
Tabelle 4-24:	Änderungsfaktoren für das Wasserkraftpotenzial in Baden-Württemberg, aufgeteilt auf Flüsse	68
Tabelle 5-1:	Übersicht über die Basisszenarien und die Varianten zu den Auswirkungen des Klimawandels	71
Tabelle 5-2:	Sozioökonomische und energiewirtschaftliche Rahmenannahmen für Deutschland bis zum Jahr 2050	72
Tabelle 5-3:	Sozioökonomische und energiewirtschaftliche Rahmenannahmen für die EU-28 bis zum Jahr 2050.....	74
Tabelle 6-1:	Undiskontierte Systemkosten für die EU-28 im Zielszenario mit ambitionierten Klimaschutzziele ggü. ETS	101
Tabelle 7-1:	Ergebnistabelle Endenergieverbrauch in Baden-Württemberg nach Szenario	105
Tabelle 7-2:	Ergebnistabelle Stromerzeugung in Baden-Württemberg nach Szenario.....	106
Tabelle 7-3:	Ergebnistabelle Endenergieverbrauch in der EU-28 nach Szenario	107
Tabelle 7-4:	Ergebnistabelle Stromerzeugung in der EU-28 nach Szenario.....	108

Teil I: Einleitung

Das IER-Verbundvorhaben „Energie- und gesamtwirtschaftliche Effekte des Klimawandels in Baden-Württemberg - Auswirkungen auf Energienachfrage und -angebot und die Ökonomie“ besteht aus den zwei Teilvorhaben „Energie“ und „Ökonomie“. In dem Teilvorhaben „Energie“ geht es um die „Untersuchung der Auswirkungen des Klimawandels sowie von Klimaschutz- und Anpassungsmaßnahmen auf das Energie- und Verkehrssystem in Baden-Württemberg“. In dem Teilvorhaben „Ökonomie“ geht es um die „Untersuchung der Auswirkungen des Klimawandels auf die Ökonomie in Baden-Württemberg“.

Um das Ziel des Teilvorhabens, die „Untersuchung der Auswirkungen des Klimawandels sowie von Klimaschutz- und Anpassungsmaßnahmen auf das Energie- und Verkehrssystem in Baden-Württemberg“ zu erreichen, werden Szenarien erstellt, die die zukünftige Entwicklung von Aktivitäten der Energiebereitstellung und -verbrauch in den Bereichen Landwirtschaft, Abfallwirtschaft, Gebäudestruktur, Straßen-, Schienen- und Luftverkehr sowie andere mobile Quellen, Industrie und Energieversorgung in Abhängigkeit von Datensätzen für Meteorologie, Klima, Wasser und Pflanzenwachstum modellieren. Durch einen modellgestützten Szenarienvergleich wird in einer integrierten Sicht aufgezeigt, welche Klimaschutz- und Anpassungsmaßnahmen in Baden-Württemberg hinsichtlich des Energiesystems getroffen werden sollten, um die Auswirkungen des Klimawandels möglichst kosteneffizient bewältigen zu können. Da die Energieversorgung in Baden-Württemberg durch den hohen Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, der Abhängigkeit vom Kohlebezug von außerhalb, der notwendigen Bereitstellung von Kühlwasserleistungen sowie des hohen Anteils der Raumwärmebereitstellung am Endenergieverbrauch eine direkte Abhängigkeit von den klimatischen Randbedingungen aufweist, hat die Untersuchung eine überaus hohe Bedeutung für Baden-Württemberg.

Teil II: Klimawandel und -anpassungsmaßnahmen im Energiesystem von Baden-Württemberg

1 Herausforderungen für die Energie- und Klimapolitik

Baden-Württemberg ist in Deutschland mitunter am stärksten vom Klimawandel betroffen. (KSK2020PLUS 2011: 3) Der Klimawandel in Baden-Württemberg kann anhand der landesweiten Forschungsprogramme KLIWA (Klimaveränderung und Konsequenzen für die Wasserwirtschaft) und KLARA (Klimawandel – Auswirkungen, Risiken, Anpassung) aufgezeigt werden. Durch diese Projekte wurde eine Fülle an Daten gewonnen und ausgewertet. Auf Basis dieser Daten können Zukunftsszenarien für die Klimaentwicklung in Baden-Württemberg erstellt werden (LUBW 2012: 6). Jedoch soll im Folgenden zuerst die bisherige Entwicklung des Klimas in Baden-Württemberg dargestellt werden, bevor ein weiterer Ausblick gegeben wird.

Zwischen 1931 und 2000 konnte in Süddeutschland ein Temperaturanstieg der Luft von 0,5 bis 1,2 °C verzeichnet werden, wobei der höchste Anstieg in den 90er Jahren erfolgte. Vor allem im Monat Dezember war der Anstieg mit rund 1,8 bis 2,7 °C besonders ausgeprägt (Franke o.J.). Die Jahre zwischen 2000 und 2010 waren das wärmste Jahrzehnt seit rund 130 Jahren. Dabei lag der Anstieg der durchschnittlichen Jahrestemperatur in Baden-Württemberg mit 1 °C über der weltweiten Entwicklung, die 0,7 °C betrug (hierbei liegt der Vergleichszeitraum zwischen 1906 und 2005) (LUBW 2012: 6).

Die Durchschnittstemperatur erhöhte sich in Baden-Württemberg von 1901 bis heute von rund 8 auf 9 °C (LUBW 2012: 7). Vergleicht man die von KLIWA untersuchten innerjährlichen mittleren Temperaturen für die Zeiträume 1971 bis 2000 und 2021 bis 2050 (Abbildung 1-1), so ergibt sich eine durchschnittliche Erhöhung der Lufttemperatur in Baden-Württemberg von 0,9 °C (KLIWA 2012: 43).

Stellt man diesen modellbasierten, quantitativen Veränderungen, real gemessene Temperaturen zur Seite, so ergibt sich zum Beispiel, dass Karlsruhe heute die Temperaturen von Lyon vor 75 Jahren aufweist (LUBW 2012: 7). Eine genaue Darstellung der Entwicklung der durchschnittlichen Jahrestemperatur in Baden-Württemberg kann Abbildung 1-2 entnommen werden.

Die Dauer der Schneebedeckung reduzierte sich in der Vergangenheit in mittleren und Tieflagen deutlich. So nahm die Dauer der Schneebedeckung seit den 50er Jahren in Tieflagen bis 300 m ü. NN um 30 bis 40% und in mittleren Lagen von 300 bis 800 m ü. NN um 10 bis 20% ab. Anders sieht es in der Hochlage aus, hier fällt teilweise durch lokal niedrigere Temperaturen mehr Schnee.

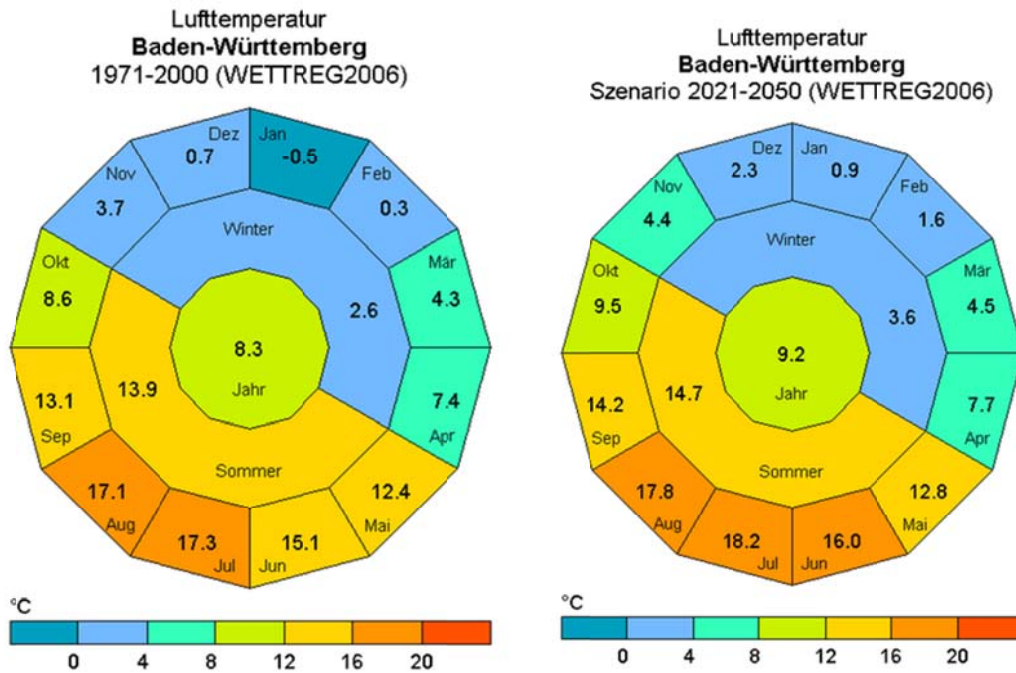


Abbildung 1-1: Mittlere innerjährliche Variabilität der Lufttemperatur in Baden-Württemberg 1991-2000 im Vergleich zu 2012-2050 in °C (KLIWA digital 2012)

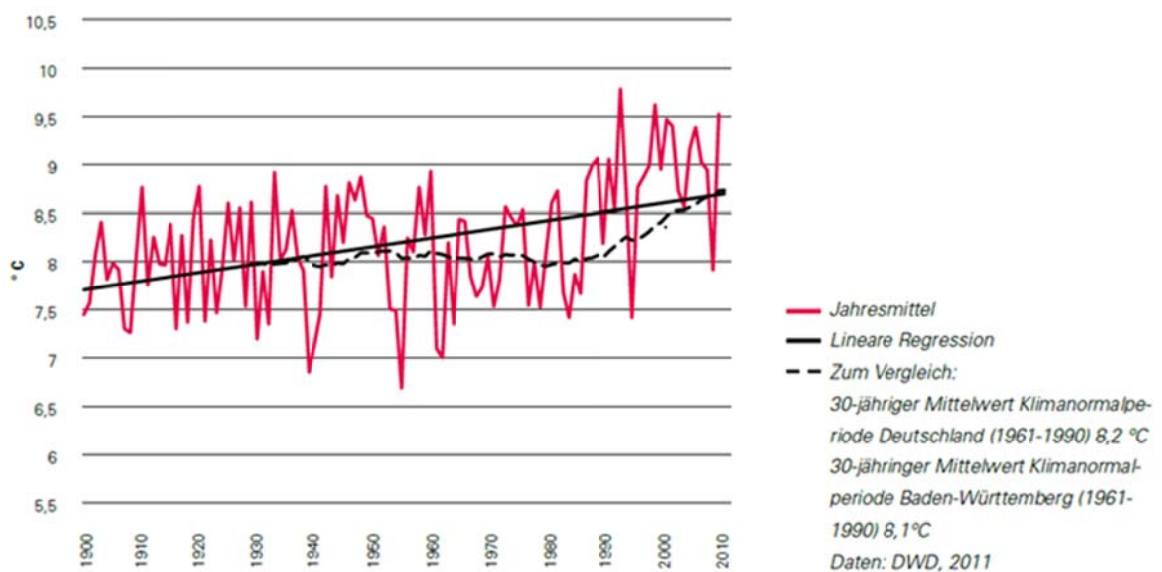


Abbildung 1-2: Entwicklung der Jahresmitteltemperatur in Baden-Württemberg zwischen 1900 - 2010 (LUBW 2012: 7)

Bei dem Parameter Niederschlagsmenge ist zwar im Jahresdurchschnitt keine signifikante Veränderung zu erkennen, jedoch nehmen die Niederschläge im Winter zu und im Sommer ab, wodurch eine innerjährige Umverteilung entsteht. Gerade im Schwarzwald und im Nordosten Baden-Württembergs ist die gemessene Niederschlagsmenge im Winter um bis zu 35 %

gestiegen. Damit einhergehend sind im Winter auch die Flusspegel angestiegen und die Hochwasserereignisse haben sich vermehrt (LUBW 2006: 8). Zwischen 1951 und 2005 verminderte sich die Anzahl der Frosttage in Baden-Württemberg im Durchschnitt um 30 Tage, wohingegen die Anzahl der Sommertage um 20 und die der Starkniederschläge um 11 Tage stieg. Die Niederschlagszunahme ergab auf ein Jahr kumuliert 250 mm (Franke o.J.). Zieht man das Beispiel Stuttgart heran, so gab es 1953 jährlich um 25 Eis- und auch Sommertage. 2009 lagen die Sommertage bei einem Wert von 45 und die Eistage bei 15 (LUBW 2012: 7). Zum regionalen Vergleich ist in Abbildung 1-3 der Verlauf der Entwicklung der Eis- und Sommertage in Karlsruhe dargestellt.

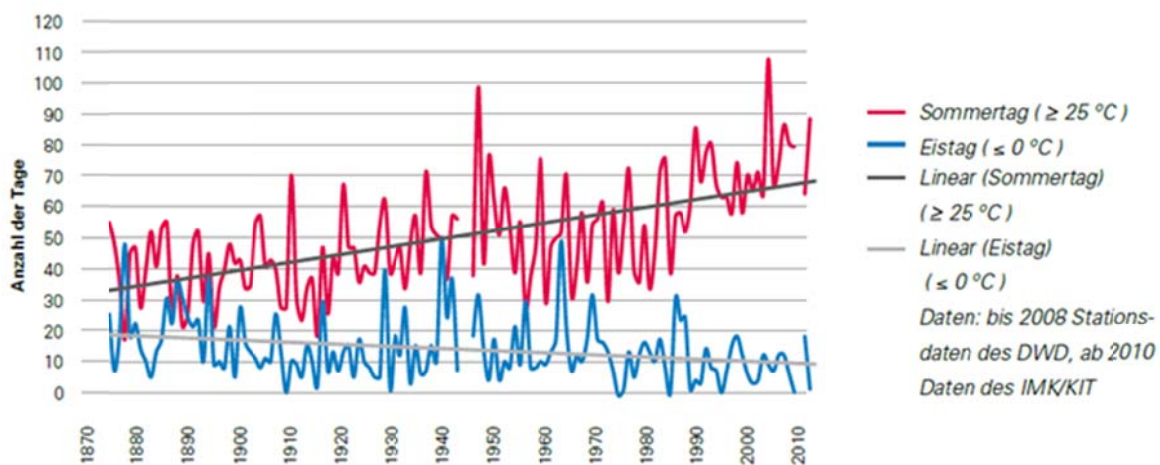


Abbildung 1-3: Entwicklung der Sommer- und Eistage in Karlsruhe zwischen 1875 - 2010 (LUBW 2012: 7)

Abbildung 1-3 kann man die in ganz Baden-Württemberg zu verzeichnende Entwicklung entnehmen, dass die Anzahl der Sommertage, welche als Tage mit Temperaturen über 25 °C definiert sind, ansteigt, wohingegen die durchschnittliche Anzahl der Eistage, bei denen unter 0 °C erreicht wird, sinkt. Auffällig ist die überdurchschnittlich hohe Anzahl an Sommertagen in Karlsruhe, die zum jetzigen Zeitpunkt bei zwischen 60 und 70 Tage pro Jahr liegt. Dies ist selbst im Vergleich zu anderen Städten in Baden-Württemberg, wie beispielsweise Stuttgart (mit 45 Sommertagen im Jahr 2009), ein hoher Wert.

Durch regionale Klimamodelle können Abschätzungen für das zukünftige Ausmaß der Klimaänderungen in Baden-Württemberg getroffen werden. Bis 2050 wird die Temperatur in Baden-Württemberg um 0,8 bis 1,7 °C zunehmen (LUBW 2012: 7). Dabei ist im ganzen Süden Deutschlands ein durchschnittlicher Temperaturanstieg von 1,4 °C im Sommer zu verzeichnen, wohingegen der Anstieg im Winterhalbjahr, vor allem zwischen Dezember und Februar, mit 2 bis 4 °C ausgeprägter ist (LUBW 2006: 14). Für die Temperaturen im Herbst und Frühjahr hingegen werden nur geringfügige Veränderungen zum momentanen Stand er-

wartet (KSK2020PLUS 2011: 3). Auch wenn der Klimawandel einen geringeren Einfluss auf die mittleren Sommertemperaturen hat, sind hinsichtlich der weiteren Klimaparameter dennoch deutliche Auswirkungen sichtbar (LUBW 2006: 14). Entsprechend dem regionalen Klimamodell COSMO-CLM, welches gegenüber Globalmodellen eine kleinräumigere Auflösung aufweist und sich deswegen für detailliertere lokale Aussagen eignet, wird in Zukunft die Zahl der Sommertage im ganzen Bundesland zunehmen, jedoch wie auch am Beispiel der Entwicklungen von Karlsruhe und Stuttgart zu sehen ist, in unterschiedlichem Ausmaß. Zwischen 2011 und 2040 werden Spitzenwerte von bis zu 15 bis 20 zusätzlichen Sommertagen jährlich am Bodensee, im Rhein- und im Neckartal erwartet, wohingegen in Hochlagen lediglich ein voraussichtlicher Anstieg um 10 Sommertage zu verzeichnen ist. Somit ist in manchen Gebieten eine Verdopplung der Sommertage abzusehen (beispielsweise lokal im Schwarzwald und der Schwäbischen Alb). Diese Entwicklungen werden in Abbildung 1-4 veranschaulicht (LUBW 2012: 8,9).

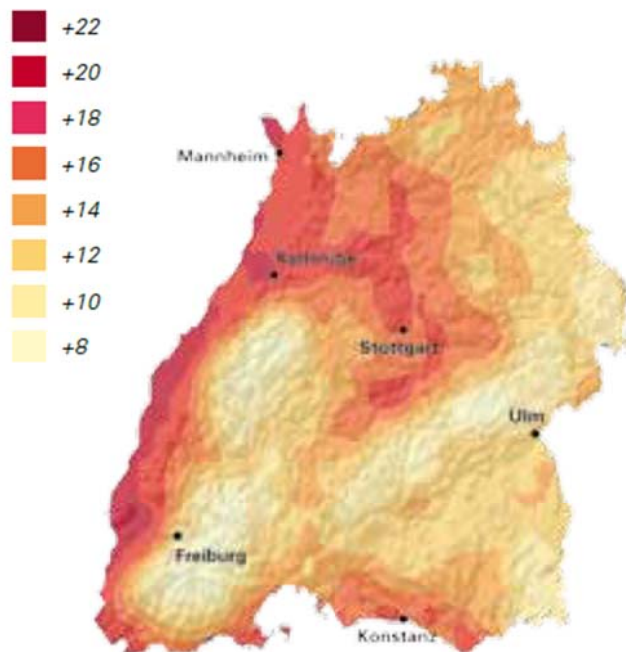


Abbildung 1-4: Änderung der Anzahl der Sommertage in Baden-Württemberg zwischen 1971-2000 und 2011-2040 (LUBW 2012: 9)

Bei Betrachtung der Frosttage ist zu erkennen, dass diese überall in Baden-Württemberg abnehmen. So lag die Anzahl der Frosttage im Mittelgebirge im Zeitraum 1970 – 2000 noch bei über 120. Dieser Wert wird sich entsprechend dem betrachteten Klimaszenario bis 2040 um 15 bis 20 Tage reduzieren. Im Rheinland hingegen war der Ausgangswert der Anzahl der Frosttage geringer. Während dieser Wert bis zum Jahr 2000 bei unter 80 Tagen lag, reduziert er sich bis 2040 nochmals um rund 10 Tage. Das Neckartal und der Bodensee erfahren eine ähnliche Abnahme. Da die Anzahl der Frosttage hier jedoch in der Vergangenheit generell geringer war, macht sich die Reduktion stärker bemerkbar als in höheren Lagen. Abbildung

1-5 veranschaulicht die Abnahme der Frosttage in der regionalen Verteilung in Baden-Württemberg (LUBW 2012: 9).

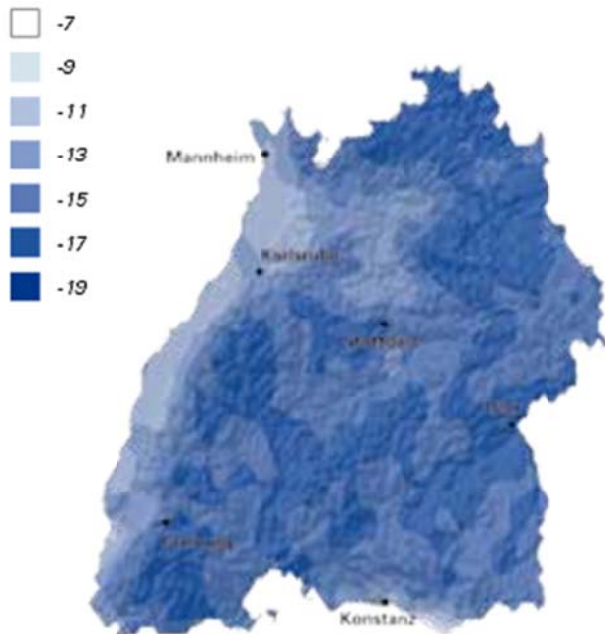


Abbildung 1-5: Änderung der Anzahl der Frosttage in Baden-Württemberg zwischen 1971-2000 und 2011-2040 (LUBW 2012: 9)

Die dargestellten Entwicklungen sorgen für Verschiebungen im Jahresablauf. So werden die „Eisheiligen“, im Sinne der den Gedenktagen im Mai ursprünglich zugrunde liegenden Bauernregel, einer meteorologische Singularität, die den Zeitpunkt im Jahr bezeichnet, ab dem kein Bodenfrost mehr auftritt, aufgrund von früher einsetzendem Spätfrost, früher auftreten. Dies weist zum Beispiel wegen früherer Aussaatmöglichkeiten für die Landwirtschaft eine gewisse Relevanz auf. Die bislang auftretende Erscheinung der feuchter werdenden Winter und trockener werdenden Sommer setzt sich aufgrund der bereits dargestellten Temperaturänderungen fort, da eine höhere Lufttemperatur den Wasserhaushalt beeinflusst und diese sich somit indirekt auch auf die Niederschläge auswirkt. Die Niederschläge im Sommer können dabei um ein Zehntel abnehmen, wohingegen die Winterniederschläge um bis über ein Drittel steigen. Vor allem der Westen, im Speziellen der Schwarzwald, ist hiervon besonders betroffen (LUBW 2006: 14). Diese Erscheinung dehnt sich auch auf die Starkregenquote, in die Niederschlagsereignisse über 25 mm Niederschlag eingehen, aus. Selbige kann um bis zu 50 Prozent steigen. Jedoch geschieht dies nur im Winter, da in der Sommerhälfte die Trockenperioden in Zukunft länger anhalten werden. Durch die höheren Niederschlagsraten im Winter steigt die Hochwassergefahr, besonders die von mittleren Hochwassern. Die Ursache hierfür liegt unter anderem in dem Auf- und Abschmelzen der Schneedecke in wärmeren Wintern (LUBW 2006: 14). Nimmt man beispielsweise den Neckar, so ergeben Studien, dass die Menge an Wasserzufuhr bei einem Jahrhundert-Hochwasser bis 2050 um

15 Prozent höher liegen könnte als bisher (LUBW 2012:7). Die Problematik der steigenden Häufigkeiten von Hochwassern liegt in den höheren Temperaturen und Niederschlägen begründet, die vor allem im Winter erreicht werden, welche zu einer Intensivierung des Wasserkreislaufs führen (Kolokotronis 2007: 56). Am anschaulichsten sind der Temperaturanstieg und seine Auswirkungen in der Region Karlsruhe. War die mittlere Temperatur bislang zwischen 1971 und 2000 bei 15,1 °C anzusiedeln, kann sie in Zukunft bei 17,4 °C liegen. Die Anzahl der heißen Tage (über 30 °C) wird sich von 16 auf 32 Tage verdoppeln (siehe Abbildung 1-6) und somit über allen anderen untersuchten baden-württembergischen Städten liegen.

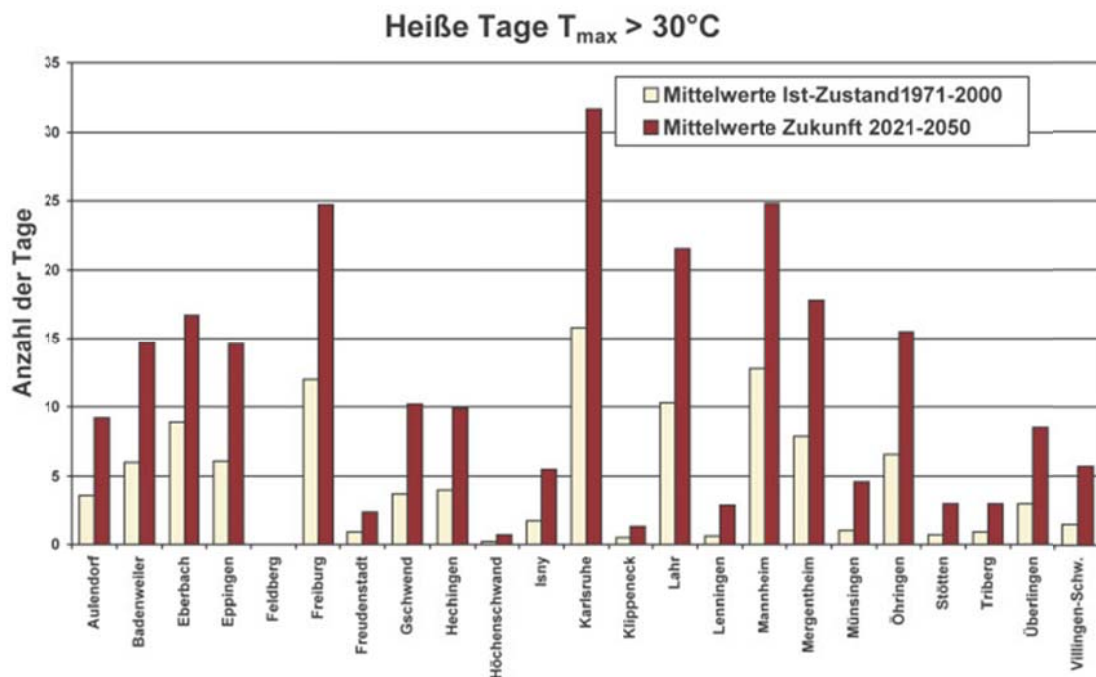


Abbildung 1-6: Anzahl der heißen Tage in Baden-Württemberg zwischen den Perioden 1971 – 2000 und 2021 - 2050 (LUBW 2006: 15)

Der Abbildung 1-7 kann die Anzahl der Eistage in Baden-Württemberg entnommen werden. Die Dauerfrostrate nimmt von bislang elf auf nur noch vier Tage ab (LUBW 2006: 15).

Durch die höheren Temperaturen und die gestiegene Luftfeuchtigkeit nimmt das Potenzial für Gewitter und Hagel zu. Hagelstürme sind seit der nahen Vergangenheit häufiger als davor zu verzeichnen und wirken sich intensiver aus. So gab es in den 1980er Jahren in Baden-Württemberg noch rund 10 Tage im Jahr, an denen es zu Schäden durch starken Hagel kam. Ein Jahrzehnt später lag die Quote doppelt so hoch und stieg in den darauffolgenden Jahren weiter an, so dass sie momentan je nach Region bei zwischen 30 und 40 Tagen pro Jahr liegt (LUBW 2012: 10).

Als weiterer Änderungsfaktor kann die klimatische Wasserbilanz betrachtet werden. Diese gibt die Differenz zwischen den vorhandenen Niederschlagsmengen und der berechneten Verdunstung an. Der Abbildung 1-8 kann man die Unterschiede der durchschnittlichen kli-

matischen Wasserbilanz zwischen den Zeiträumen 2001 bis 2010 und 2041 bis 2050 entnehmen.

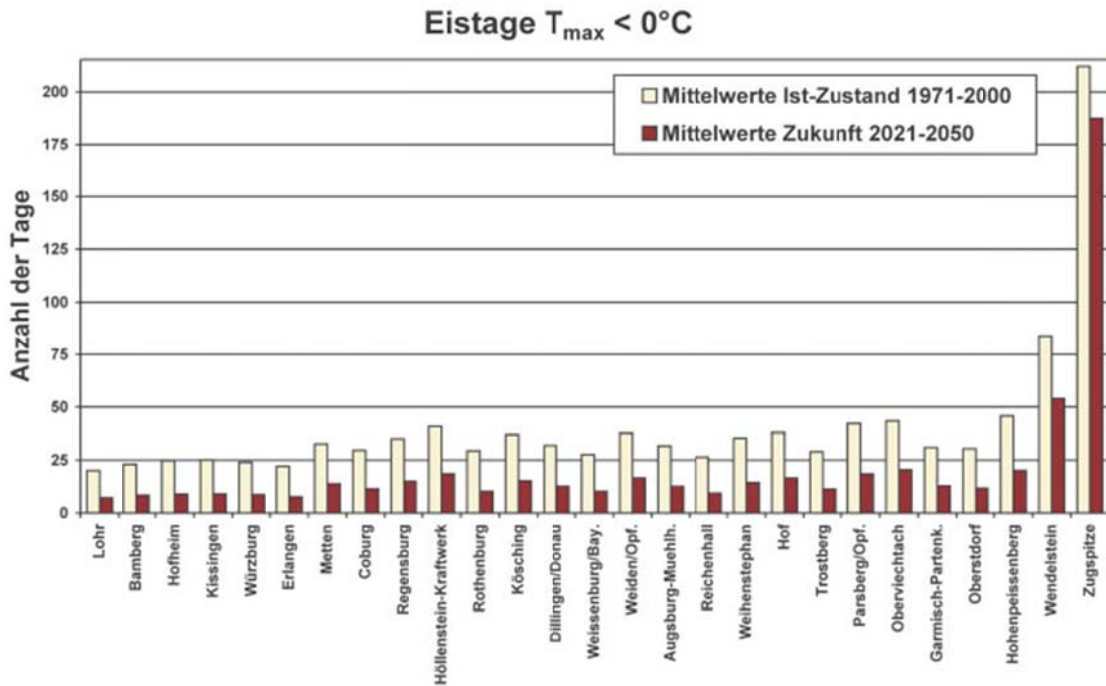


Abbildung 1-7: Anzahl der Eistage in Baden-Württemberg zwischen den Perioden 1971 – 2000 und 2021 - 2050 (LUBW 2006: 15)

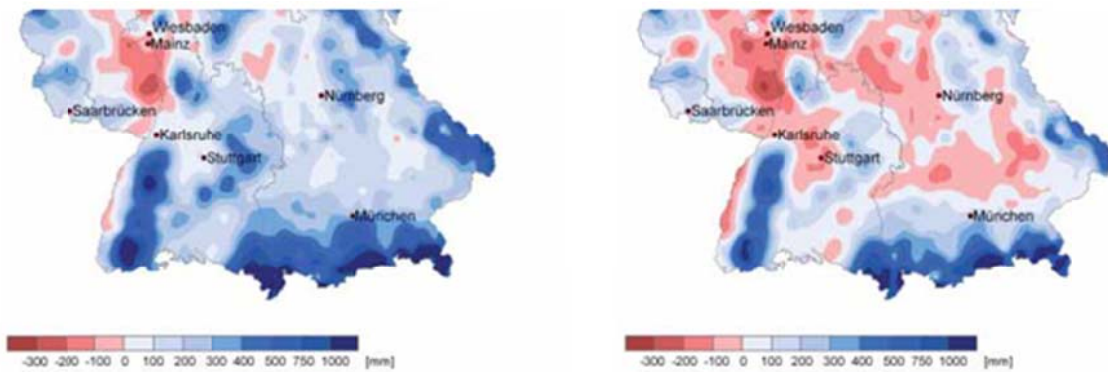


Abbildung 1-8: Entwicklung der klimatischen Wasserbilanz in Baden-Württemberg zwischen den Perioden 2001 – 2010 und 2041 - 50 (PIK 2012: 11)

Fokussiert man die Betrachtung auf Baden-Württemberg, so kann man feststellen, dass gerade im Nordwesten eine starke Abnahme der Wasserbilanz zu verzeichnen ist (PIK 2012: 11). Die höhere Verdunstung durch gestiegene Lufttemperaturen und die Abnahme an Niederschlagsmengen im Sommer haben einen niedrigeren Wasserpegel zur Folge, der eine Verlängerung der Niedrigwasserperiode hervorruft. Die Dauer erhöht sich (betrachtet man als Ausgangslinie die Verbindung Karlsruhe zu Nürnberg) südlich um über die Hälfte und darunter zwischen einem Viertel und 50 Prozent (LUBW 2012: 18).

Die Häufigkeit der Niedrigwasserperioden im Bereich von einer mittleren Niedrigwasserdauer nimmt in Baden-Württemberg stark zu (KLIWA 2009: 81). Dieser Sachverhalt ist in Abbildung 1-9 veranschaulicht. Dort ist zu erkennen, dass in den hellrot und rot eingefärbten Bereichen eine starke Zunahme der mittleren jährlichen Niedrigwasserdauer zwischen 2021 und 2050 im Vergleich zu 1971 bis 2000 zu verzeichnen ist. Durch die länger anhaltenden Niedrigwasserperioden steigt die Gefahr für einen akuten Wassermangel in Fließgewässern und im Grundwasser, welche die Konsequenzen für die Energiewirtschaft in Bezug auf den Kühlwassermangel verstärken könnte. Dies ist als kritisch anzusehen, da Niedrigwasserereignisse meist großräumig sind und sich der verursachte volkswirtschaftliche Schaden über ein weites Gebiet erstrecken kann (KLIWA 2009: 95).

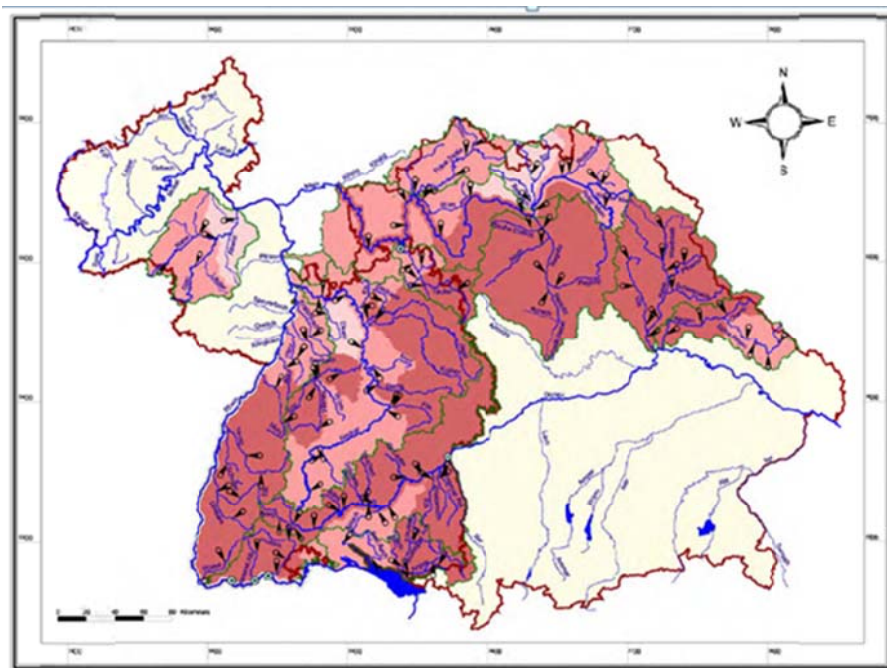


Abbildung 1-9: Veränderung der mittleren jährlichen Niedrigwasserdauer in Süddeutschland für den Zeitraum 2021-2050 gegenüber 1971-2000 (KLIWA 2009: 88)

Die Abnahme der Wasserstände kann auch anhand des Trockenheitsindex verifiziert werden. Dieser gibt an, über welche Zeitspanne der festgelegte Grenzwert des mittleren Füllungszustandes des Bodenwasserspeichers nicht erreicht ist. Dadurch kann er die mangelnde Verfügbarkeit von Wasser im Boden anzeigen. Der Grenzwert liegt in Baden-Württemberg bei 30 Prozent. Die Veränderungen des Trockenheitsindex von heute zur nahen Zukunft sind in Abbildung 1-10 dargestellt. Es ist ersichtlich, dass die jährliche Zahl der Tage, die den Grenzwert unterschreiten, bei 13,4 liegt, wovon 12,7 Tage im Sommerhalbjahr liegen. Der Monat mit dem höchsten Trockenheitsindex ist mit momentan 8,2 Tagen der August. Dieser erfährt auch die höchste Steigerungsrate, sodass der durchschnittliche Trockenheitsindex für den Monat August in naher Zukunft (2021-2050) bei 11,5 liegen wird. Dies hat zur Auswirkung, dass Grundwasser weiterhin entnommen und verbraucht wird, sich jedoch kein Neues

bildet, da durch die Trockenheit keine Sickerung vonstattengeht (KLIWA 2012: 58). Bis zum Jahr 2000 lagen um die sechs bis acht Wochen pro Jahr unter der Niederschlagsgrenze für Grundwasserneubildung. Dieser Wert wird sich zwischen 2021 und 2050 um 11 bis 14 Tage pro Jahr erhöhen, wobei die Tage hauptsächlich im Sommerhalbjahr dazugerechnet werden müssen (KLIWA 2012: 8). Problematisch an diesen Perioden ist, dass sie zur gleichen Zeit wie der erhöhte Bedarf an Wasser zur Kraftwerkskühlung und zur Bewässerung in der Landwirtschaft stattfinden, sodass der Trockenstress verschärft wird (KLIWA 2012: 58).

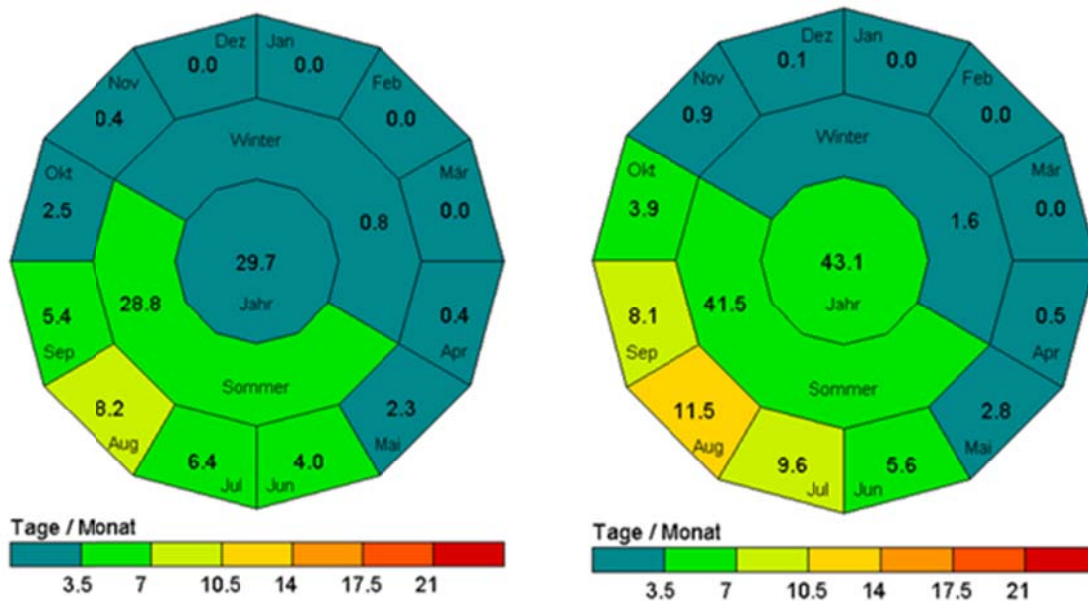


Abbildung 1-10: Trockenheitsindex Baden-Württemberg 1971-2000 und 2021-2050 (KLIWA digital 2012)

2 Folgen des Klimawandels für Baden-Württemberg

2.1 Übersicht der zu erwartenden Auswirkungen des Klimawandels

Mögliche Folgen des Klimawandels in Deutschland und Baden-Württemberg wurden bereits in einer Reihe von Studien und Publikationen analysiert. Tabelle 2-1 stellt eine ausführliche Übersicht in Literaturquellen genannter Auswirkungen des Klimawandels in verschiedenen Bereichen, mit besonderem Fokus auf die Energiewirtschaft, dar.

Tabelle 2-1: Klimawandelauswirkungen Literaturübersicht

Betroffener Bereich	Auswirkungen
Energieerzeugung	<ul style="list-style-type: none"> • Kühlwassermangel (Prognos AG 2011:91) • Höhere Kühlwassertemperatur, schlechtere Wirkungsgrade bei thermischen Kraftwerken (Dunkelberg/Hirschl/Hoffmann 2011: 3) • Beeinträchtigung der Roh- und Brennstoffgewinnung (Dunkelberg/Hirschl/Hoffmann 2011: 5) • Brennstoffversorgungsengpässe (Dunkelberg/Hirschl/Hoffmann 2011: 5) • Preissteigerungen bei Energieträgern (Dunkelberg/Stegnitz/Hirschl 2009: 3) • Veränderungen in der Biomassegewinnung (Dunkelberg/Stegnitz/Hirschl 2009: 3) • Höhere Stromerträge durch Windenergie und häufigere Abschaltungen der Windenergieanlagen durch höhere Luftgeschwindigkeiten (Dunkelberg/Hirschl/Hoffmann 2011: 4) • Betriebseinschränkungen bei Wasserkraftwerken (Dunkelberg/Hirschl/Hoffmann 2011: 4) • Wirkungsgradverschlechterung bei Solaranlagen (Dunkelberg/Stegnitz/Hirschl 2009: 4) • Verkehrsbeeinträchtigungen und Beeinträchtigungen im Gütertransport (Dunkelberg/Stegnitz/Hirschl 2009: 3)
Energieverteilung	<ul style="list-style-type: none"> • Einschränkung der Übertragungskapazität (Dunkelberg/Hirschl/Hoffmann 2009: 7) • Risiko der Versorgungsunterbrechung aufgrund von Schäden der Freileitungen und Erdkabel (Dunkelberg/Stegnitz/Hirschl 2009: 4)

	<ul style="list-style-type: none"> • Notwendigkeit einer erhöhten Bereitstellung von Speicher- und Regelenergie (Prognos AG 2011: 93) • Beeinträchtigung der Binnenschifffahrt (Dunkelberg/Stegnitz/Hirschl 2009: 3)
Energienachfrage	<ul style="list-style-type: none"> • Sinkender Wärmebedarf im Winter (Mahammadzadeh/Biebeler 2009: 34) • Steigender Kühlungsbedarf im Sommer (Mahammadzadeh/Biebeler 2009: 34)
Landwirtschaft	<ul style="list-style-type: none"> • Veränderung der Erträge, Ernteauffälle (Weis/Siedentop/Minnich 2011: 23) • Veränderung der Blütezeiten aufgrund von früherem Frühlingsbeginn (LUBW 2012: 35) • Neue Nutzpflanzen und Kulturarten (Link 2007: 128) • Neue Schädlinge und Schädlingsbekämpfungsmittel (LUBW 2012: 34) • Futtermittelknappheit (Link 2007: 128) • Änderung Anbauzeitpunkt (Link 2007: 128) • Änderung Düngung (Link 2007: 128) • Neue Fruchtartenwahl und Fruchtfolgegestaltung (Link 2007: 128) • Neue Sortenstrategie (Link 2007: 128) • Anpassung der Bewässerung und des Wassermanagements (Müller 2008: 170) • Fokus auf Pflanzenschutz (Weis/Siedentop/Minnich 2011: 100)
Ökosysteme	<ul style="list-style-type: none"> • Belastung der Flussökosysteme (Dunkelberg/Stegnitz/Hirschl 2009: 3) • Abnehmende Biodiversität (LUBW 2012: 34) • Veränderung der Wälder (LUBW 2012: 30) • Neue Arten in Flora und Fauna, Veränderung der Verbreitungsareale, Verschwinden von Arten (LUBW 2012: 32ff)

	<ul style="list-style-type: none"> • Verändertes Überwinterungsverhalten/ Zugverhalten, Veränderte Zugrouten/Zugzeiten (LUBW 2012: 32) • Verschiebung der Grenzen der Verbreitungsareale Wald bildender Baumarten, Verschiebung der Höhengrenzen der Waldgesellschaften, Nadelbaumbestände werden durch andere Arten in Wäldern ersetzt (LUBW 2012: 28ff)
Gesundheit	<ul style="list-style-type: none"> • Hitzestress (LUBW 2012: 13) • Neue Krankheitserreger (LUBW 2012: 12) • Neue Insekten als Überträger von Krankheiten (LUBW 2012: 13) • Neue Verbreitungsgebiete von Insekten (Zecken, Stechmücken) (LUBW 2012: 13) • Neue Allergien (durch nicht heimische Pflanzen mit hohem allergenen Potenzial) • Hitzeschlag, Hitzekollaps, Hitzeerschöpfung (LUBW 2012: 14) (LUBW 2012: 13) • Hitzewarnsystem (LUBW 2012: 14) • Verringerung der kältebedingten Erkrankungen (LUBW 2012: 14) • Verringerung kältebedingter Unfälle mit Personenschäden (Prognos AG 2011: 95) • Physische Schädigungen und psychische Erkrankungen bei Naturkatastrophen (Weis/Siedentop/Minnich 2011: 90) • Höhere Unfallgefahr durch „Schwülebelastung“ (Brandt 2007: 142)
Freizeitverhalten	<ul style="list-style-type: none"> • Beeinträchtigung Schifffahrt (Dunkelberg/Stegnitz/Hirschl 2009: 3) • Vermehrter Sommertourismus (LUBW 2012: 36ff) • Mehr Wandertage (LUBW 2012: 37) • Verlängerung der Badesaison (LUBW 2012: 36ff) • Neue Tourismusangebote (LUBW 2012: 37ff)

	<ul style="list-style-type: none">• Weniger Schneesicherheit (LUBW 2012: 39)• Höhere Schäden an touristischer Infrastruktur (LUBW 2012:39)• Änderung des Verkehrs (Verlagerung in die Abendstunden) (Blesl, 2012: 24)• Änderung in der Ernährungsindustrie (Mahammadzadeh/Biebeler 2009: 40)• Indoor-Projekte (Skihalle, Sea-Life...), inszenierte Urlaubs- und Erlebniswelten, Anstieg der Anzahl von Wellness-Einrichtungen, Multifunktionsprojekte (Thermen mit Dächern, die bei Sonnenschein geöffnet werden können, oder Skischanzen, die als Rodelbahnen genutzt werden), Schneekanonen (IHK 2002)• Verlängerung der Outdoor-Sportsaison (z. B. Tennis) (Brandt 2007: 139)
--	---

Im Nachfolgenden sollen jedoch lediglich die für Baden-Württemberg relevanten Auswirkungen betrachtet und der Fokus explizit auf den Energiesektor gelegt werden.

2.2 Auswirkungen auf das Energieangebot

Die Auswirkungen des Klimawandels auf das Energieangebot beziehen sich auf die ersten drei in Abbildung 2-1 dargestellten Bereiche der Wertschöpfungskette der Energiewirtschaft, nämlich der „Roh- und Brennstoffversorgung“, der „Logistik und des Transports“ und der „Energieerzeugung“. Der Bereich der Energieerzeugung wird hierbei als besonders anfällig gegenüber Beeinträchtigungen durch die Folgen des Klimawandels gesehen (Dunkelberg/Stegnitz/Hirschl 2009: 2).

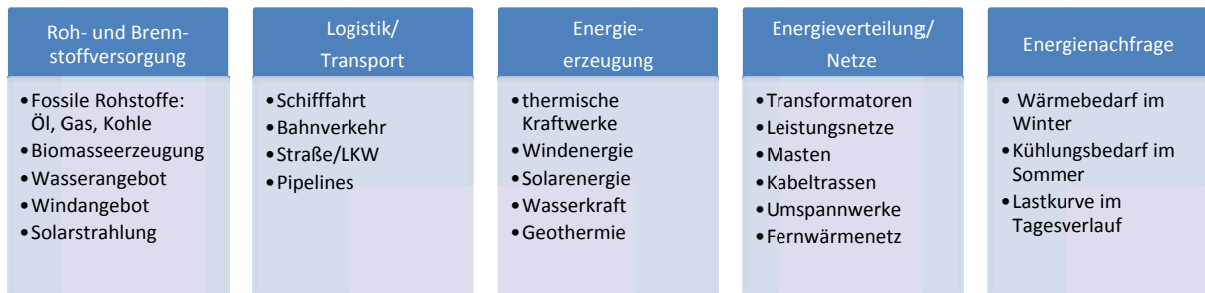


Abbildung 2-1: Wertschöpfungskette der Energiewirtschaft
(nach: Dunkelberg/Stegnitz/Hirschl 2009: 2)

Die Betroffenheit der Energiewirtschaft durch den Klimawandel kann in direkte und indirekte unterschieden werden. Zur direkten Betroffenheit zählen Schäden an Infrastrukturen und Anlagen, sowie Beeinträchtigungen der Energieumwandlung. Darunter fällt beispielsweise die Problematik der Kühlwasserversorgung. Indirekte Betroffenheit hingegen wirkt sich durch eine veränderte Nachfrage nach Brennstoffen und Strom aus (Prognos AG 2011: 91).

Das Zukunftspanel des Instituts der deutschen Wirtschaft stuft die Folgen des Klimawandels für die Energiewirtschaft wie folgt ein: Die Branche wird „stark negativ durch häufigere und stärkere Stürme, mittelmäßig durch häufigeren Hagelschlag, z. T. stark negativ und z. T. stark positiv durch steigende Temperaturen, stark negativ durch veränderte Niederschläge“ beeinflusst (Prognos AG 2011: 91). Dies zeigt den Beeinflussungsgrad der einzelnen Faktoren auf die Energiewirtschaft und stellt eine wichtige Information dar, um mithilfe des Wissens über das Ausmaß der bevorstehenden oder bereits vorhandenen Beeinträchtigungen geeignete Anpassungsmaßnahmen zu entwickeln und zu etablieren.

Als besonderes Risiko in der Energieerzeugung und -verteilung, welches eine Einschränkung des Energieangebots zur Folge haben könnte, werden sogenannte Extremwetterereignisse gesehen, da diese hohe Schäden verursachen können. Zu den Extremwetterereignissen zählen sowohl Trocken- und Dürreperioden als auch starke Niederschläge, Gewitter, Hagel oder auch Stürme (Dunkelberg/Hirschl/Hoffmann 2011: 3). Dabei waren laut einer Unternehmensbefragung zur Anpassung in der Energie- und Verkehrswirtschaft des Instituts für ökologi-

sche Wirtschaftsordnung (IÖW) im Jahre 2010 die Energieversorgungsunternehmen in den vergangenen 15 Jahren am stärksten durch Stürme betroffen (14 Prozent). Werden jedoch die mittelschweren Beeinflussungen des operativen Betriebs hinzugerechnet, so ist die Belastung durch Extremwetterereignisse zusammengerechnet mit der bei Hitzeperioden und Stürmen gleich groß. Von Niedrigwasser waren die Unternehmen bislang erst geringfügig betroffen. Nur rund 6 Prozent der Unternehmen sahen sich bisher mit starken Auswirkungen durch Extremwetterereignisse im Zusammenhang mit Niedrigwasser konfrontiert (Pechan/Rotter/Eisenack 2011: 30). In Abbildung 2-2 werden die Ergebnisse der Auswertung grafisch dargestellt.

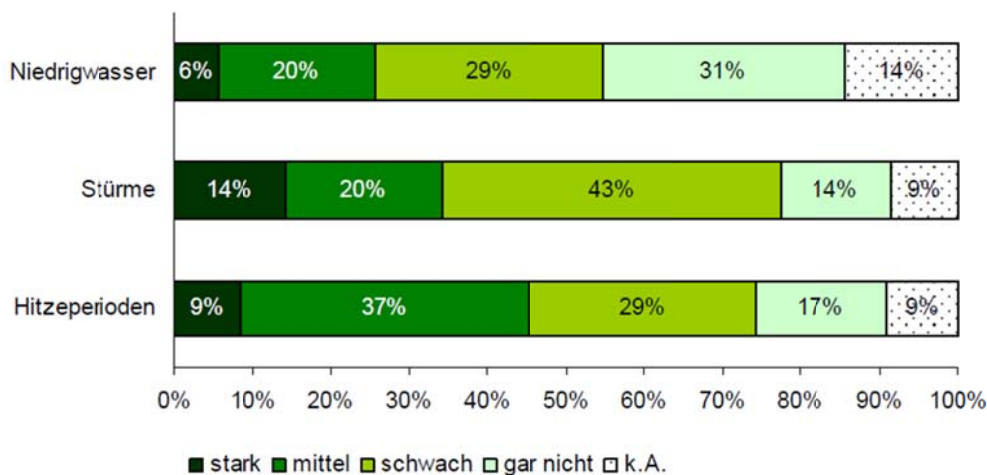


Abbildung 2-2: Auswirkungen von Wetterextremereignissen auf den operativen Betrieb in Energieversorgungsunternehmen (Pechan/Rotter/Eisenack 2011: 29)

Die Vorhersage solcher Extremwetterereignisse birgt im Vergleich zu den gut absehbaren Temperatur- und Niederschlagserwartungen Unsicherheiten, da sie nicht mit derselben Genauigkeit vorhergesagt werden können (Dunkelberg/Hirsch/Hoffmann 2011: 3).

Jedoch liegt gerade bei Schäden durch Extremwetterereignisse ein hohes Schadens- und damit auch Kostenpotenzial für die Kraftwerks- und Anlagenbetreiber vor. So sind in Baden-Württemberg an die 40 Prozent aller Gebäudeschäden, die durch Naturgewalten entstehen, durch Hagel bedingt. Kommt es zu starken Winterstürmen, liegen die Schadenssummen je einzeltem Extremwetterereignis nochmals deutlich höher. Gerade bei zunehmenden Windgeschwindigkeiten steigt das Zerstörungspotenzial überproportional stark (LUBW 2012: 11).

2.2.1 Belastung thermischer Kraftwerke durch Kühlwassermangel

Ein häufig genannter Punkt in Bezug auf die Auswirkungen des Klimawandels auf das Energieangebot in Baden-Württemberg ist der Kühlwassermangel, der zu Beeinträchtigungen von thermischen Kraftwerken führen kann. Kommt es durch starke Hitze zu einem Absinken des

Pegels in Flüssen oder erhöht sich dadurch die Temperatur der Fließgewässer, die zur Kühlung eingesetzt werden, so wird die Kühlwasserverfügbarkeit eingeschränkt. Eine weitere Nutzung dieser Quellen könnte eine Gefahr für die Unversehrtheit der aquatischen Ökosysteme bedeuten. Zudem sinkt bei steigender Flusstemperatur der Sauerstoffgehalt im Wasser, da durch die hohen Temperaturen weniger Sauerstoff gebunden werden kann (Mahammadzadeh/Biebeler 2009: 40). In solchen Fällen müssen Auflagen erfüllt werden, die jedoch zu Leistungsreduktionen oder schlechteren Wirkungsgraden der thermischen Kraftwerke führen (Dunkelberg/Hirschl/Hoffmann 2011: 3). Die verschlechterten Wirkungsgrade werden neben den höheren Temperaturen des Kühlwassers im Weiteren bei Gasturbinen durch höhere Temperaturen der Umgebungsluft verursacht. Ist ein Kühlturm vorhanden, kann auch dessen Kühlleistung beeinträchtigt sein (Dunkelberg/Stegnitz/Hirschl 2009: 3). Die Kraftwerksbetreiber stehen somit der Herausforderung gegenüber, dass höhere Lufttemperaturen die Stromausbeute im Falle von eingesetzten Turbinenkraftwerken verringern können (Dunkelberg/Hirschl/Hoffmann 2011: 3).

Die negativen Auswirkungen von Temperaturerhöhungen sind besonders stark bei thermischen Kraftwerken mit Durchlaufkühlung zu beobachten. Da diese im Gegensatz zu Ablauf- und Kreislaufkühlung nicht mit Kühltürmen arbeiten, sondern das Kühlwasser direkt zur Kühlung des Kondensators verwendet und daraufhin wieder in das genutzte Gewässer abgeführt wird, besteht ein direkter Zusammenhang zwischen der Wassertemperatur und der Kraftwerkskühlung. Damit kann die heutige Auslastung der Kraftwerke in Zukunft nicht in demselben Maße aufrechterhalten werden. Abbildung 2-3 zeigt, dass in den meisten Gebieten Baden-Württembergs für ein entsprechendes thermisches Kraftwerk mit reiner Durchlaufkühlung, die durchschnittliche Auslastung um 0,5 bis 2,5 Prozent sinken würde (PIK 2012: 27).

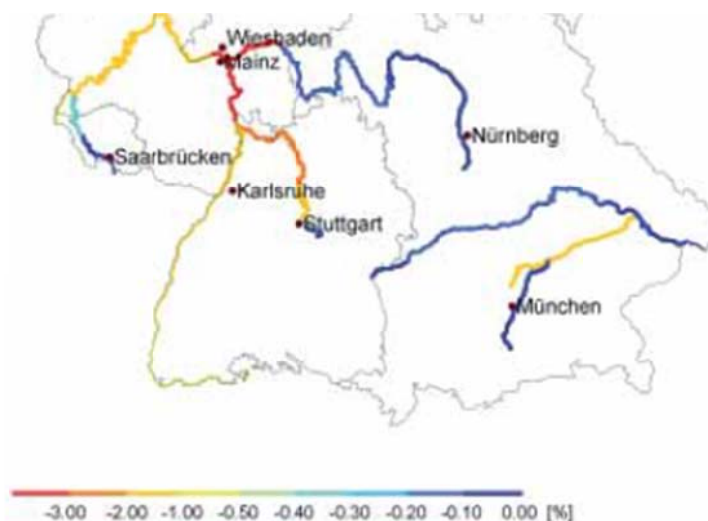


Abbildung 2-3: Auslastung thermischer Kraftwerke mit Durchlaufkühlung, Änderung 2051-2060 gegenüber 2008-2012 (PIK 2012: 28)

Weiter wäre zum Beispiel bei Kernkraftwerken, die als Wärmekraftwerke mit einer niedrigen Prozesstemperatur arbeiten, aufgrund höherer Umgebungstemperaturen, bei einem Temperaturanstieg von 1 °C eine Reduktion des thermischen Wirkungsgrads um 0,5 Prozent zu erwarten. Unter besonderen Belastungssituationen, wie Trockenperioden und Hitzewellen, kann dieser Wert deutlich darüber liegen (Linnerud/Mideksa/Eskeland o.J.).

Bislang wurden in Extremsituationen Ausnahmen in der vorgeschriebenen Leistungsreduktion der Kraftwerke gemacht. Jedoch kann dies die bereits erwähnten Beeinträchtigungen für die Flussökosysteme zur Folge haben, sodass diese Ausnahmeregelungen nicht generell Anwendung finden sollten. (Dunkelberg/Stegnitz/Hirschl 2009: 3).

2.2.2 Auswirkungen auf die Brennstoffversorgung

Neben der Kühlwasserverfügbarkeit stellt die ausreichende Versorgung mit Brennstoffen bei thermischen Kraftwerken eine Herausforderung dar (Dunkelberg/Hirschl/Hoffmann 2011: 5). Die Ursache dafür kann in den Bereichen der Roh- beziehungsweise Brennstoffgewinnung und im Transport- und Logistiksektor in sowie auch außerhalb Baden-Württembergs liegen (Dunkelberg/Stegnitz/Hirschl 2009: 2). Eine Verknappung der geförderten Brennstoffe kann bei Gas oder Öl vor allem durch erschwerte Zugänge infolge von Extremwetterereignissen entstehen. Beispielsweise können Stürme die Ölförderung erschweren und Lagerstätten im Meer für die Gasförderung nur noch in geringerem Maße zugänglich sein. Diese Hemmnisse bedingen die Steigerung des Förderaufwandes, so dass es zu einem Anstieg der Rohstoffpreise und zu Versorgungsengpässen kommen kann (Dunkelberg/Stegnitz/Hirschl 2009: 3). Dabei sind besonders Lieferungen relevant, die „Just-in-Time“ durchgeführt werden, da diese zu Verzögerungen in nachgelagerten Prozessen führen können (Mahammadzadeh/Biebeler 2009: 50).

Dem entgegengesetzte Effekte sind jedoch ebenfalls möglich. So können höhere Temperaturen die Zugänglichkeit von Rohstoffvorkommen erleichtern und wärmere Winter mit geringeren Schnee- und Eismengen können heute bestehende Transporteinschränkungen verringern.

Die Biomasseverwertung kann aufgrund sich ändernder Erträge durch Temperaturschwankungen und unterschiedlich hohen Niederschlagsmengen, aber auch durch sturm- und hagelbedingte Ernteauffälle beeinflusst werden (Dunkelberg/Stegnitz/Hirschl 2009: 3).

Ursachen für Verkehrseinschränkungen sind unter anderem Stürme und Starkregen. Aber auch Sturmfluten und Gewitter können zu Beeinträchtigungen beim Bahn- und Schiffsverkehr führen. Auf der einen Seite sind durch einen zu niedrigen oder hohen Wasserpegel Schifftransporte nur eingeschränkt bis gar nicht durchführbar. Auf der anderen Seite führt jedoch die Abnahme der Eis- und Frosttage zu einer Verringerung der Einschränkungen (Dunkelberg/Stegnitz/Hirschl 2009: 3).

2.2.3 Auswirkungen auf die Erneuerbaren Energien

2.2.3.1 Auswirkungen auf Wasserkraftwerke

Der Betrieb von Wasserkraftwerken wird durch Hoch- und Niedrigwasser beeinflusst. (Dunkelberg/Hirsch/Hoffmann 2011: 4). Auch das Abschmelzen der Gletscher hat hierauf Auswirkungen. Da diese eine sinkende Wasserspeicherkapazität aufzeigen werden, kommt es im Frühjahr und Sommer zu sinkenden Wassermengen, die für die Wasserkraft genutzt werden können. Andererseits entsteht die Möglichkeit, Gletscherwasserkraftwerke zu bauen (Dunkelberg/Stegnitz/Hirsch 2009: 4).

Wasserkraftanlagen sind eine wichtige Quelle zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, da sie neben Grundlasten auch Spitzenlasten bedienen können und schnell verfügbare Energie liefern. Dies ist gerade im Hinblick auf das Absinken der Auslastung anderer Kraftwerke, wie thermischer, von Bedeutung. Die Auslastung der Wasserkraftanlagen sinkt jedoch durch die Folgen des Klimawandels ebenfalls. Abbildung 2-4 veranschaulicht den Rückgang des Wasserkraftpotenzials in Baden-Württemberg. Dieser kann zwischen 2051 und 2060 im Vergleich zum Referenzzeitraum 2008 bis 2012 in den meisten Regionen des Landes zwischen 10 und 15 Prozent betragen. Lediglich im äußersten Süden und Südwesten sinkt das Potenzial der Wasserkraft nur um 5 bis 10 Prozent (PIK 2012: 28). Es ist jedoch darauf hinzuweisen, dass der überwiegende Teil des Regelarbeitsvermögens der Wasserkraft in Baden-Württemberg dem Rhein zuzuordnen ist.

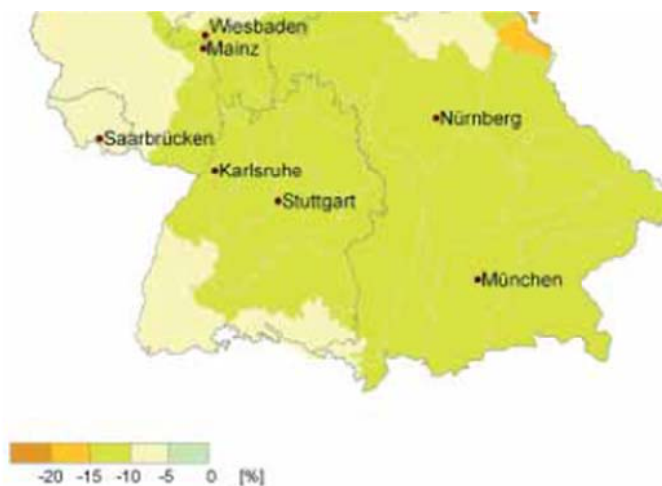


Abbildung 2-4: Wasserkraftpotenzial, Änderung 2051-2060 gegenüber 2008-2012; Jahresmittelwert (PIK 2012: 29)

Im deutschlandweiten Vergleich liegt Baden-Württemberg mit diesen Werten im Durchschnitt. Die Reduktion der mittleren jährlichen Auslastung beträgt bis 2055 bundesweit 12 Prozent. Dies bedeutet, dass die jährliche Produktion der Wasserkraftanlagen auf Bundesebene um 2,5 TWh unter dem heutigen Wert liegen kann. Diesem Effekt kann durch Aufrü-

stung der Anlagen, wie beispielsweise einer Steigerung des Ausbaugrades bzw. dem Einsatz von Turbinen mit optimierten Teillastwirkungsgraden, entgegengewirkt werden (PIK 2012: 28).

2.2.3.2 Auswirkungen auf Windkraftanlagen

Die Stromerzeugung aus Windkraft wird durch sich verändernde Windgeschwindigkeiten beeinflusst. Durch diese vom Klimawandel herbeigeführten Veränderungen kann es zu unterschiedlichen Auswirkungen kommen. Zum einen können höhere Stromerträge erzielt werden. Zum anderen könnten sich aufgrund von höheren durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten Abschaltungen häufen, die Beschädigungen der Anlagen vermeiden sollen (Dunkelberg/-Hirschl/Hoffmann 2011: 4). Die Abschaltung einer Anlage erfolgt momentan bei Windgeschwindigkeiten über 30 m/s. Rund 4m/s stellen die Mindestgeschwindigkeit für den Betrieb vieler Anlagen dar. Dazwischen nimmt üblicherweise die Auslastung bei Werten von 4 bis 15 m/s in Abhängigkeit von den Windgeschwindigkeiten zu, bis bei rund 15 m/s die Auslegungswindgeschwindigkeit erreicht wird. Bis zu einem Wert von 30 m/s können die Anlagen noch auf Volllast gefahren werden (PIK 2012: 29).

Abschaltungen müssen jedoch auch durchgeführt werden, um bei Netzengpässen keine Netzüberlastung zu riskieren (Dunkelberg/Stegnitz/Hirschl 2009: 4). Ein Teil der zusätzlichen Erzeugung ist somit unter Umständen nicht nutzbar. Im Bereich der Windenergie sind allerdings im nördlichen Teil Europas in näherer Zukunft (bis 2050) keine derart relevanten Änderungen im Bereich der Windgeschwindigkeiten zu verzeichnen, dass diese eine Einschränkung des Betriebs der Windkraftanlagen bedeuten würden. Dennoch wird eine mögliche Beeinträchtigung der Funktionsweise durch die sich häufenden Extremwetter-Ereignisse postuliert (Prognos AG 2011: 93).

In Abbildung 2-5 ist zu erkennen, dass das Potenzial zur Nutzung der Windenergie in Baden-Württemberg nur leicht ansteigt (um maximal 4 Prozent), jedoch in weiten Teilen des Bundeslandes stagniert und teilweise im Südosten sogar ein leichter Rückgang um durchschnittlich 1 Prozent zu verzeichnen ist. Dies steht im Gegensatz zu der bundesweiten Entwicklung, bei der gerade in Mittel- und Norddeutschland Potenzialsteigerungen um bis zu 7 Prozent erreicht werden. Die Zunahme des Windkraftpotenzials ist jedoch hauptsächlich in den Wintermonaten zu verzeichnen, sodass die Kühlwasserproblematik der thermischen Kraftwerke, die im Sommerhalbjahr von Relevanz sein könnte, schwerer wiegen würde, da der Erzeugungsrückgang nicht durch Windenergie gedeckt wäre (PIK 2012: 29,30). Abgeschwächt wird dieser Zusammenhang jedoch durch die insbesondere im Sommer zur Verfügung stehenden Potenziale der Photovoltaik, Solarthermie und Biomasse.

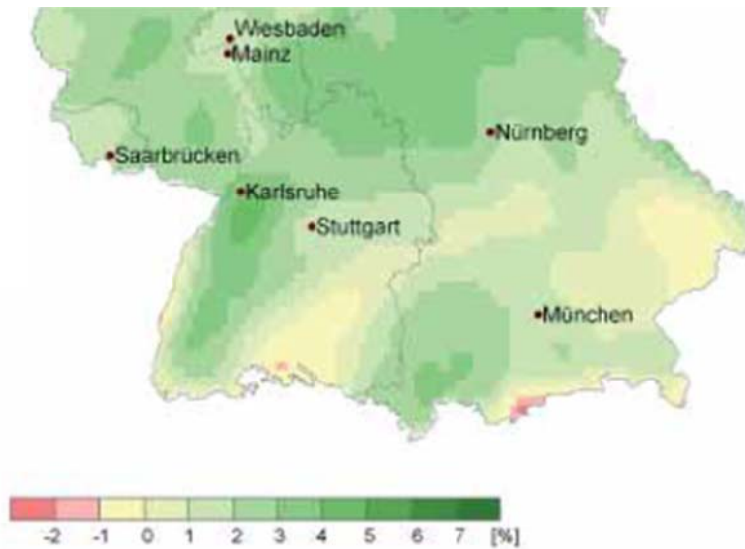


Abbildung 2-5: Potenzial von Windkraftanlagen, Änderung 2051-2060 gegenüber 2008-2012; Jahresmittelwerte (PIK 2012: 30)

2.2.3.3 Auswirkungen auf die Solarenergie

In der Solarenergie ergibt sich unter den Rahmenbedingungen des Klimawandels ein neues Strahlungsangebot. Die Ausbeute der Solarenergie wird durch die veränderte Wolkenbildung beeinflusst, welche verstärkt oder verringert werden kann. Dies hängt mit der Entwicklung der Lufttrübung und Aerosolen zusammen. Die Tendenzen bis 2100 zeigen eine abnehmende Bewölkung im Sommer und eine zunehmende im Winter an. Bei steigender Lufttemperatur sind bei Solaranlagen Wirkungsgradverschlechterungen zu erwarten. (Dunkelberg/Stegnitz/Hirschl 2009: 4).

2.2.3.4 Auswirkungen auf die Biomasseproduktion

Auswirkungen auf die Forstwirtschaft

Die Biomasseproduktion in Deutschland kann im Bereich des Holzbezuges aus der Forstwirtschaft höhere Erträge erzielen, da bis zum Jahr 2050 ein stetiger Holzzuwachs bei den hauptsächlich vorliegenden Baumarten Fichte, Kiefer, Eiche und Buche zu verzeichnen ist (PIK 2012: 18). Dabei ist jedoch in Baden-Württemberg in den wärmeren, tieferen Lagen ein Rückgang bei der Fichte zu verzeichnen. Der Anteil der Buche steigt dagegen entsprechend dem bundesweiten Trend an. Ebenso können Esche, Linde, Esskastanie, Hainbuche, Vogelkirsche und Elsbeere in Baden-Württemberg in Zukunft besser gedeihen (LUBW 2012: 30).

Abbildung 2-6 zeigt die Entwicklung der Baumbestände vom Bezugszeitraum 1991 bis 2010 zu 2031 bis 2050. Dabei ist in Hinblick auf die Veränderungen in Baden-Württemberg bei den meisten untersuchten Baumbeständen ein Zuwachs der Holzbestände in den Wäldern von mindestens zehn Prozent zu verzeichnen. Lediglich in einigen Gebieten rund um größere Städte nimmt der Baumbestand leicht ab (PIK 2012: 18).

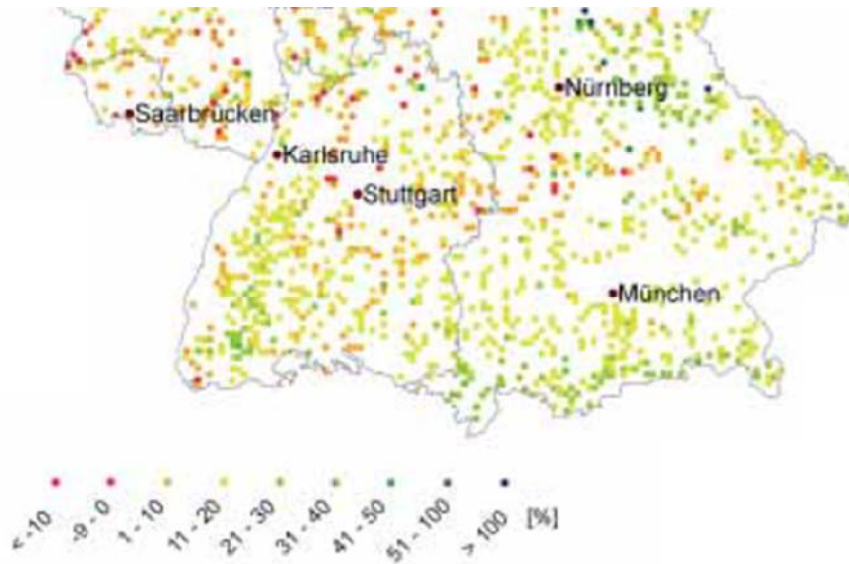


Abbildung 2-6: Prozentuale Änderung des Holzzuwachses der Waldbestände zwischen den Perioden 1991 – 2010 und 2031 - 2050 (PIK 2012: 18)

Auswirkungen auf die Nutzung von Energiepflanzen

Bei Mais, der als Energiepflanze genutzt wird, kann der Klimawandel in Baden-Württemberg eine Ertragssteigerung bewirken, da sich das potenzielle Anbaugebiet aufgrund der höheren Temperaturen ausdehnt. Um dieses Potenzial zu nutzen, ist jedoch eine ausreichende Bewässerung zu garantieren. Ebenso kann der Anteil der Sojaproduktion steigen, da diese Pflanze das wärmer werdende Klima toleriert bzw. bevorzugt (LUBW 2012: 26). Die Hitzetoleranz ist bei den Nutzpflanzen subtropischer Herkunft, zu denen Mais und Soja zählen, vergleichsweise sehr hoch. So gehen die Erträge bei Kulturpflanzen in Deutschland durchschnittlich bei rund 30 °C Lufttemperatur zurück, wobei die Pflanzen subtropischer Herkunft bis 35 °C gut widerstehen können. Ab 40 °C sind jedoch die meisten Pflanzen nicht mehr überlebensfähig und es kommt zu starken Ertragseinbußen (Weis/Siedentop/Minnich 2011: 23). Auch Weizen könnte bis 2050 in Deutschland höhere Erträge aufweisen. Jedoch hängt der Ertrag von den klimatischen Bedingungen in den einzelnen Jahren ab, sodass es zu Schwankungen kommen kann. In trockenen und heißen Jahren kann die Menge an geerntetem Weizen um 10 Prozent geringer ausfallen als in feuchten Jahren (Brandt 2007: 159).

Durch die notwendige Bewässerung und die zu Grunde liegenden höheren Temperaturen und abnehmenden Niederschlagsmengen im Sommer muss häufiger künstliche Bewässerung zum Einsatz kommen, was den Wasserbedarf in diesem Zeitraum für den Sektor Agrarwirtschaft erhöht. Dem kann mit der Entwicklung und Verwendung effizienterer Bewässerungsanlagen und -verfahren entgegengewirkt werden (Müller 2008: 170). Laut dem Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung ergeben sich Änderungen der Produktionsmenge von Energiepflanzen im Rahmen von -5 bis 5 Prozent (Abbildung 2-7). Dies gilt sowohl für die Veränderung zwi-

schen 2011 und 2020 gegenüber den Jahren 2001 bis 2010 ohne CO₂-Düngeeffekt, als auch für die Zeiträume 2041 bis 2050 und 2091 bis 2100.

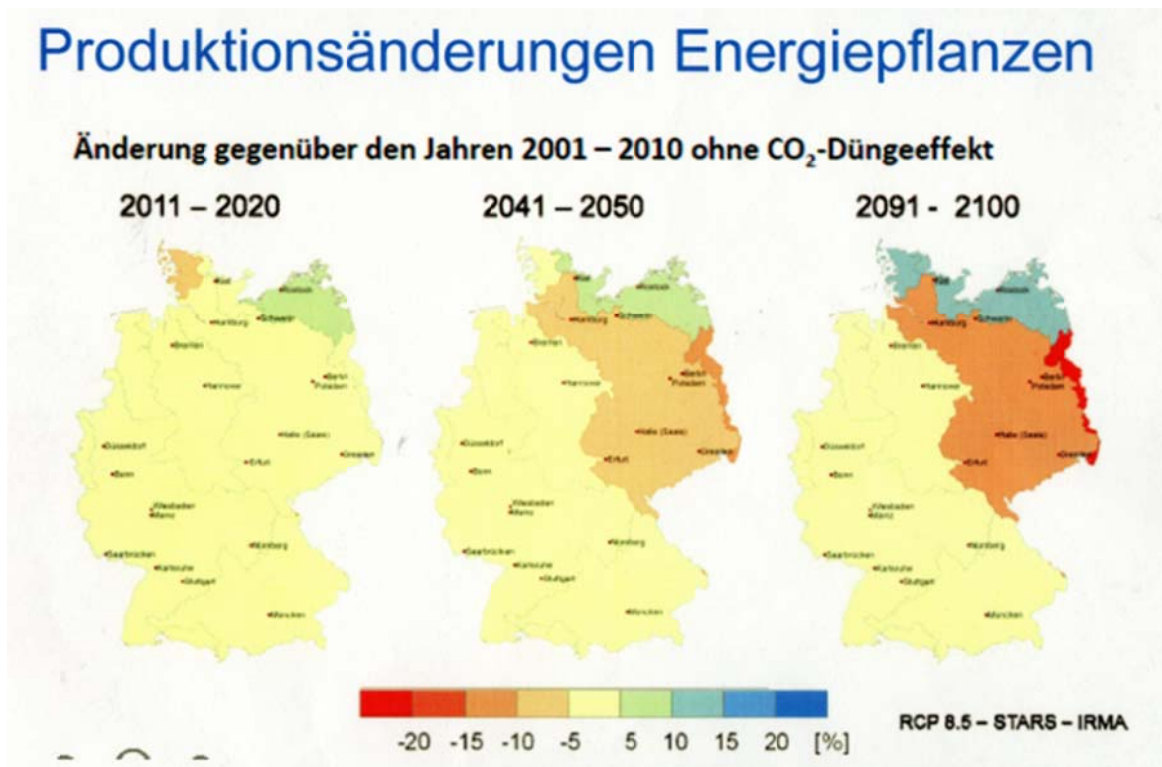


Abbildung 2-7: Produktionsänderungen Energiepflanzen, Änderung gegenüber den Jahren 2001-2010 ohne CO₂-Düngeeffekt (Quelle: PiK)

2.2.4 Chancen

Den negativen Auswirkungen des Klimawandels und den bereits eintretenden Folgen stehen auch Chancen gegenüber. Die Vorteilhaftigkeit mancher Effekte zeigen sich hauptsächlich im Bereich der erneuerbaren Energien. Als positive Aspekte können zum einen eine möglicherweise steigende Biomasseverfügbarkeit aufgrund von hierfür geeigneteren klimatischen Bedingungen genannt werden. Zum anderen würde bei sinkendem Bedeckungsgrad die Ausbeute der Solaranlagen erhöht werden können, wodurch eine Ertragssteigerung hinsichtlich des Energieertrags im Jahresmittel erreichbar wäre (Prognos AG 2011: 94). Auch im Bereich der Brennstoffversorgung kommt es zu Vorteilen im Transportsektor, da die logistische Umsetzung durch die Reduktion der Eis- und Frosttage vereinfacht wird (Prognos AG 2011: 95). Jedoch ist es im Einzelfall nur schwer abzuwägen, ob die positiven oder negativen Auswirkungen auf Energieträger und Energieumwandlungsprozesse überwiegen.

2.3 Auswirkungen auf die Energieverteilung

Durch sogenannte Extremwetterereignisse wie Blitzeinschlag, Eisregen und Stürme, die aufgrund des Klimawandels zunehmen, kann möglicherweise die Sicherheit der Stromnetze nicht durchgängig uneingeschränkt gewährleistet werden (Dunkelberg/Hirschl/Hoffmann 2009: 7).

Die Übertragung der Elektrizität wird über Freileitungen und Erdkabel realisiert, wobei bei Mittel- und Niederspannungsnetzen meist Erdkabel verwendet werden, wohingegen bei Hochspannungsnetzen vorwiegend Freileitungen zum Einsatz kommen. Durch Einflüsse des Klimas, wie Temperaturerhöhungen und Änderungen der Windverhältnisse auf den Durchhang der Freileitung, kann das Szenario eintreten, dass der notwendige Sicherheitsabstand zwischen Freileitung und Boden nicht mehr eingehalten wird. Dies würde die vorhandenen Transportkapazitäten einschränken. Dieser Aspekt wird dadurch verstärkt, dass durch hohe Temperaturen die Übertragungsverluste steigen.

Doch nicht nur bei Freileitungen sind Folgen durch den Klimawandel denkbar. Auch Erdkabel können durch hohe Temperaturen und fehlende Niederschläge in ihrer Funktionsweise eingeschränkt werden (Dunkelberg/Stegnitz/Hirschl 2009: 4).

Durch die zunehmende Einspeisung erneuerbarer Energien und des dadurch bedingten vermehrten Einsatzes großer Energiespeicher, ergibt sich die Notwendigkeit der Anpassung der Stromnetze (Dunkelberg/Hirschl/Hoffmann 2009: 7). Durch zunehmende Spitzenlasten, die hauptsächlich durch Starkwinde verursacht werden, kann die Lebensdauer von eingesetzten Betriebsmitteln sinken. Dadurch entstehen ein höherer Wartungsbedarf und höhere Material- und Arbeitskosten für das Austauschen beschädigter Gerätschaften. Zudem sind die Umspannungsanlagen durch Hochwasser bedroht, da es beispielsweise zu einem Frei- oder Unterspülen von Kabeltrassen und Fundamenten kommen kann (Dunkelberg/Stegnitz/Hirschl 2009: 5). Bei der Übertragung und anschließenden Verteilung des Stroms kommt es zu höheren Verlusten, die durch den Temperaturanstieg bedingt sind. Jedoch ist es deutlich schwieriger, die Beeinträchtigungen durch Extremwetterereignisse auf diesen Bereich einzuschätzen, da diese oft unerwartet auftreten und so die Stromübertragung einschränken. Dies begründet die Notwendigkeit, mehr Speicher zu schaffen und Regelenergie zum Ausgleich zur Verfügung zu stellen (Prognos AG 2011: 93).

2.4 Auswirkungen auf die Energienachfrage

Auch die Energienachfrage wird sich aufgrund der Folgen des Klimawandels verändern. So wird durch höhere Temperaturen im Winter weniger geheizt, während im Sommer der Kühlungsbedarf steigt. Damit einhergehend sinkt die Nachfrage nach Brennstoffen, wohingegen sich die Stromnachfrage im Sommer sowohl bei Privathaushalten, als auch in der Industrie erhöht (Mahammadzadeh/Biebeler 2009: 34). Die Investitionskosten für Geräte zur Kühlung und auch zur Klimatisierung werden in Zukunft ansteigen und 2050 bei rund 1,8 Mrd. Euro jährlich liegen (Prognos AG 2011: 93).

Für den Nachfragebereich des Energiesektors können sich die zu erwartenden Folgen des Klimawandels insoweit als vorteilhaft erweisen, als dass der Wärmebedarf aufgrund der höheren Temperaturen im Winterhalbjahr in dieser Zeit sinkt und die Heizkostenersparnis im Vergleich zu einem Referenzwert in einem Szenario ohne Klimawandel 2050 in Deutschland 8 Mrd. Euro beträgt (Prognos AG 2011: 93).

Im Allgemeinen gestaltet es sich als schwierig, die gesamte Wirkung der Effekte zu erfassen, da diese auch von Gebäudesanierungsaktivitäten beeinflusst wird und sich die Bedarfe aufgrund dessen ändern (Dunkelberg/Hirschl/Hoffmann 2011: 5). Durch den niedrigeren Wärmebedarf im Winterhalbjahr sinkt die Auslastung der Netze, sodass Fernwärmenetze reguliert werden müssen. Durch den höheren Kühlungsbedarf im Sommer wird das Problem der zu niedrigen Produktionsrate an Energie zusätzlich verschärft, da der Bedarf nach Kühlung gerade dann steigt, wenn sich gleichzeitig durch hohe Temperaturen und Trockenheit die Kühlwasserverfügbarkeit und somit auch der Wirkungsgrad von thermischen Kraftwerken auf einem niedrigen Niveau befinden (Dunkelberg/Stegnitz/Hirschl 2009: 5). Dem entgegen stehen jedoch die im Sommer ausgeprägte Verfügbarkeit von Solarthermie und Photovoltaik.

3 Anpassungsmaßnahmen

Im Gegensatz zur Vermeidung beziehungsweise Mitigation, die bislang als vorherrschender Handlungsansatz in Bezug auf den Klimawandel zu finden war, ist die konkrete Befassung mit der Anpassung an die Auswirkungen des Klimawandels ein neueres Gebiet. Deswegen gibt es noch wenige genaue Definitionen, die besagen, was die Anpassung an den Klimawandel umfasst, sodass oft Klimaschutzmaßnahmen auch der Anpassung zugerechnet und deswegen der Begriff Anpassung oftmals nicht scharf abgegrenzt werden kann (Mahammadzadeh/Biebeler 2009: 16).

Laut dem EU-Grünbuch „Anpassung an den Klimawandel in Europa – Optionen für Maßnahmen der EU“ dient die Anpassung „der Bewältigung der Folgen eines sich wandelnden Klimas [...] bzw. der Vorwegnahme künftiger solcher Veränderungen“ (KOM 2007: 4). Nach Definition der Europäischen Kommission sind solche Folgen, die in den vorherigen Kapiteln beschrieben wurden, beispielsweise höhere Temperaturen und Niederschlagsmengen, Verknappung von Wasser und Stürme. Anpassung inkludiert zudem „die Risiken und Schäden gegenwärtiger und künftiger negativer Auswirkungen kostenwirksam zu verringern oder potenzielle Vorteile zu nutzen“ (KOM 2007: 4). Dabei ist es wichtig, nicht nur aufgrund von bereits vorhandenen Auswirkungen zu handeln, um diese einzudämmen, sondern auch zukünftige Belastungen zu erkennen und zu versuchen, Schäden, die daraus entstehen, zu minimieren. Mahammadzadeh und Biebeler beschreiben den Anpassungsvorgang als eine Mischung aus einer Entlastungs-, Schutz- und Vorsorgekomponente (Mahammadzadeh/Biebeler 2009: 17).

Die Versorgungsunternehmen beginnen langsam, sich den Folgen des Klimawandels anzunehmen und bewusst Gegenmaßnahmen und Anpassungsstrategien umzusetzen. Bislang haben zwar deutschlandweit nur ein Fünftel der Unternehmen Anpassungsmaßnahmen implementiert, jedoch ist es bei der Hälfte bereits in zukünftige Planungsvorhaben einbezogen worden. Dennoch muss auch berücksichtigt werden, dass die Maßnahmen gegen die Auswirkungen des Klimawandels und genereller Klimaschutz oft keiner getrennten Betrachtung unterzogen werden können (Pechan/Rotter/Eisenack 2011: 5). Anpassungsmaßnahmen werden dann am schnellsten umgesetzt, wenn das Kosten-Nutzen-Verhältnis für die Akteure am günstigsten erscheint, sie sich geringere Risiken oder bessere Chancen davon versprechen (Mahammadzadeh/Biebeler 2009: 23).

Der sofortige Beginn der Umsetzung von Anpassungsmaßnahmen ist unumgänglich, da diese zum einen häufig eine lange Vorlaufzeit brauchen, weil die Anlagen und Infrastrukturen im Energiesektor zu einem Großteil langlebig und Investitionen kapitalintensiv sind. Zum anderen entstehen durch versäumte Anpassungsmaßnahmen hohe Kosten. Laut dem britischem Stern-Report im Jahr 2006 würden durch das Nicht-Ergreifen von Anpassungsmaßnahmen bis 2100 ein wirtschaftlicher Schaden von 5 bis 20 Prozent des Weltbruttosozialprodukts (BSP) entstehen (LUBW 2012: 40). In Deutschland könnte dieser Wert laut des Deutschen

Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) in den kommenden 50 Jahren bei 3 Prozent des BSPs liegen, was um die 800 Mrd. Euro ausmachen würde (LUBW 2012: 42).

Die Bereitschaft von Unternehmen, Anpassungsmaßnahmen durchzuführen und das Ausmaß der Bemühungen, hängen von drei Faktoren ab. Diese sind: „Die Empfindlichkeit der unternehmerischen Anlagen und Prozesse, die internen Charakteristiken des Unternehmens sowie der regulatorischer Kontext“ (Pechan/Rotter/Eisenack 2011: 12).

Es ist wichtig, die Anpassungsmaßnahmen voranzutreiben, da nur durch eine integrierte Strategie aus Vermeidung und Anpassung die Folgen des Klimawandels gehandhabt und abgeschwächt werden können (PIK 2012: 7).

3.1 Anpassung im Energieangebot

Anpassungen in der Energiewirtschaft an den Klimawandel haben zumeist als oberstes Ziel die Energieversorgungssicherheit zu gewährleisten. Trotz dessen haben sich bisher viele Energieversorgungsunternehmen (EVU) noch nicht oder nicht ausreichend mit den Folgen des Klimawandels für ihren Betrieb auseinandergesetzt, so dass es meist keine konkreten Anpassungsmaßnahmen gibt.

Zur Beschleunigung der Anpassungsmaßnahmen in Energieerzeugungsunternehmen könnte ein Anreiz- und Sanktionssystem auf politischer Ebene implementiert werden, sodass durch das Erwarten von Subventionen und Sanktionen die richtigen Weichen zur schnellstmöglichen Anpassung in Unternehmen gestellt werden. Bereits allein das Thematisieren der Sachlage und die öffentlichen Diskussion würden zu einem erweiterten Problembewusstsein in den Unternehmen führen (Dunkelberg/Hirschl/Hoffmann 2009: 6). Um eine kontinuierliche Anpassung sicherzustellen, ist es zudem wichtig, nicht nur auf Extremwetterereignisse in ausreichendem Umfang zu reagieren, um sich vor den Auswirkungen und Folgen zu schützen, sondern diese auch entsprechend auszuwerten, um für die Zukunft die richtigen Anpassungsstrategien abzuleiten und ein Gespür dafür zu erhalten, welche neuen Technologien oder Abläufe zu Abschätzungen zukünftiger Ereignisse passen könnten und diese zu implementieren (Dunkelberg/Hirschl/Hoffmann 2009: 7).

3.1.1 Anpassung der fossilen Elektrizitätserzeugung

Zur Feststellung des Anpassungsbedarfs und der –möglichkeiten bei der fossilen Elektrizitätserzeugung sollten flussgebietsbezogene Analysen durchgeführt werden (Dunkelberg/Stegnitz/Hirschl 2009: 6). Um die Kühlwasserverfügbarkeit zu gewährleisten, sollten der Einsatz von Kühltürmen oder neu entwickelte innovative Prinzipien, wie solare Kühlung, Anwendung finden. Häufig bereits umgesetzt, ist das Vorhalten von Vorratsseen für den Notfall bei Absinken der verfügbaren Wassermenge zur Kühlung. Jedoch wird hierfür viel Fläche benötigt, sodass diese Methode nicht für jedes Kraftwerk eine Option darstellen kann (Dunkelberg/Hirschl/Hoffmann 2011: 5f.). Vorratsseen kommen so meist nur bei Kleinanlagen in

Frage. (Dunkelberg/Hirschl/Hoffmann 2009: 5). Auch im Stakeholderdialog zur Energiewirtschaft des Bundesumweltamtes wurde die Entwicklung und Verwendung von alternativen Kühltechnologien als maßgeblicher Schritt im Umgang mit der Kühlwasserproblematik erwähnt. Neben der bereits genannten solaren Kühlung kann Adsorptionskühlung oder Trockenkühlung in Betracht gezogen werden. Jedoch würde gerade bei Trockenkühlung der Wirkungsgrad der Kühlung sinken, sodass die Kühltürme größer dimensioniert werden müssten, weshalb diese Methode in der Praxis nicht gängig ist. Eine Alternative hierzu bietet die Hybridkühlung, eine Kombination aus Nass- und Trockenkühlung. Diese hat den Vorteil, dass der Wirkungsgrad über dem der Trockenkühlung liegt und sich gleichzeitig der Wasserverbrauch der Kühlung unter dem der Nasskühlung befindet (Dunkelberg/Hirschl/Hoffmann 2009: 5).

Zur weiteren Anpassung kann eine Reduktion des Kühlwasserbedarfs in Betracht gezogen werden. Dies kann durch eine gesteigerte Effizienz der Energieerzeugung realisiert werden. Beispielsweise kann durch Kraft-Wärme- und Kraft-Kälte-Kopplung die nötige Menge an verfügbarem Kühlwasser gesenkt werden, da diesen Methoden ein höherer Wirkungsgrad zugrunde liegt. Dies kann jedoch nur Anwendung finden, wenn es geeignete Wärme- und Kälteabnehmer gibt. Durch dieses Verfahren können beispielsweise die Spitzenlasten abgemildert werden, wenn Photovoltaikanlagen zur strombetriebenen Kühlung eingesetzt werden (Dunkelberg/Hirschl/Hoffmann 2011: 6). Die Kraft-Wärme- und Kraft-Kälte-Kopplung stellt auch ein lohnendes Verfahren dar, wenn die anfallende Wärme zur Nah- oder Fernwärmeversorgung zur Verfügung gestellt wird, wobei darauf zu achten ist, dass das Heizkraftwerk in nicht zu großem Abstand zu den Abnehmern der Wärme beziehungsweise Kälte steht (Dunkelberg/Stegnitz/Hirschl 2009: 6). Eine zusätzliche Option zur Kühlwassersicherung bei Gasturbinen-Anlagen bietet die Verwendung von Einsaug-Luftkühlern (Dunkelberg/Stegnitz/Hirschl 2009: 6).

Der zweiten problematischen Auswirkung des Klimawandels auf die fossile Elektrizitätserzeugung, nämlich der auf die Brennstoffversorgung, kann beispielsweise durch alternative Transportwege oder neue Konzepte im Bereich Logistik und Verkehr Einhalt geboten werden, sowie durch den Ausbau von vorhandenen oder dem Einsatz von neuen lokalen Vorratsspeichern (Dunkelberg/Hirschl/Hoffmann 2011: 6).

3.1.2 Hochwasser-Anpassungsstrategie

Um die Hochwasserproblematik und deren Folgen in den Griff zu bekommen, werden mithilfe der Kooperation KLIWA zwischen Baden-Württemberg und Bayern klimatische Veränderungen auf das Flusssystem dargestellt, um geeignete Anpassungsstrategien auszuarbeiten. Zu diesem Zweck werden die Entwicklungen der Hochwasser der nächsten fünf Jahrzehnte dargestellt, um auch auf langfristige Auswirkungen frühzeitig reagieren zu können (LUBW 2006: 1).

Um die beschriebenen Auswirkungen des steigenden Hochwasserrisikos zu berücksichtigen, bietet sich die Einführung eines Klimaänderungsfaktors an. So wird der HQ100-Wert, der den Hochwasserabfluss, der alle 100 Jahre auftritt, angibt, neuerdings angepasst. Dieser Wert wird zur Berechnung von neuen Anlagen in der Wasserwirtschaft genutzt, um diese hochwassersicher zu gestalten. Die aktuellen Werte müssen jedoch angepasst werden, um die aus dem Klimawandel resultierenden, steigenden Hochwasserrisiken abschwächen zu können (LUBW 2006: 16). Die bisherigen Werte wurden aufgrund der Annahme der Stationarität gebildet. Dafür wird die Zeitreihe verwendet, die über den gesamten Messzeitraum zu beobachten ist. Bei der Stationaritätsannahme wird davon ausgegangen, dass die einzelnen HQ-Werte variabel sind, jedoch wird nicht berücksichtigt, dass sich Einflussfaktoren ändern. So wurde der Klimawandel bislang nicht in die Kalkulation eingebunden (Caspary 2007: 43). Um die Berechnung genauer zu gestalten, wird der bisherige HQ100-Wert mit einem Klimaänderungsfaktor multipliziert, sodass ein neuer Wert entsteht, mit dem in Zukunft geplant werden kann. Diese Werte können in Baden-Württemberg je nach Lage variieren. Während der Klimaänderungsfaktor für den HQ100-Wert der Oberen Donau 1,25 beträgt, liegt derjenige für kleinere und mittlere Hochwasser deutlich höher und sollte unbedingt in Planungsprozesse und Investitionsentscheidungen einfließen. So beträgt der HQ5-Wert, der den Abflusswert von Hochwassern beschreibt, mit denen im Durchschnitt alle fünf Jahre zu rechnen ist, beispielsweise für die obere Donau 1,67 und am Hochrhein 1,45. Der niedrigste ist mit 1,24 in der Oberschwaben-Bodensee-Region zu finden. Abbildung 3-1 zeigt die unterschiedlichen Klimaänderungsfaktoren in Baden-Württemberg, nach Regionen unterteilt.

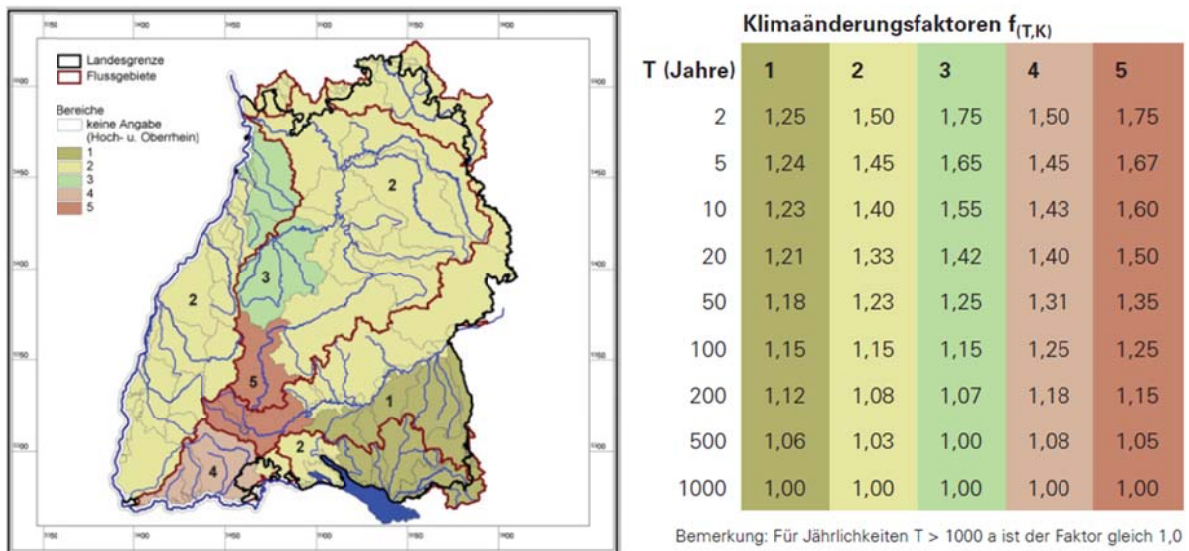


Abbildung 3-1: Klimaänderungsfaktoren in Baden-Württemberg (LUBW 2006: 17)

Die Relevanz und Notwendigkeit der Anpassung durch einen Klimafaktor wird dadurch ersichtlich, dass selbst der niedrigste Faktor beinahe eine um ein Viertel höhere Auftretens-

wahrscheinlichkeit von Hochwassern beinhaltet. Der Klimaänderungsfaktor kann wie folgt in der Umsetzung berücksichtigt werden: Ufermauern sollten so konstruiert werden, dass die Statik eine nachträgliche Erhöhung erlaubt oder die Berechnung eines Hochwasserdammes wird so angepasst, dass eine gewisse Kapazität an leerer Fläche zur eventuellen Erweiterung des Damms zur Verfügung steht (LUBW 2006: 16). Zudem müssen bei der Planung von Hochwasserrückhaltebecken (HRB) die steigenden Abflussmengen berücksichtigt werden und die Beckengröße nach den zukünftigen klimawandelbedingten Volumina, die bei Hochwasser aufzunehmen sind, ausgerichtet werden (Kolokotronis 2007: 62).

Die Relevanz des Themas Wasserwirtschaft für die Energiewirtschaft liegt darin begründet, dass durch das Niedrigwasser oder unzureichende Anpassungsmaßnahmen, die Binnenschifffahrt und somit auch die Versorgung von Kraftwerken mit Roh- und Brennstoffen beeinträchtigt werden kann. Zudem wird durch eintretendes Niedrigwasser und unzureichende Grundwasserneubildung die Kraftwerkskühlung gefährdet, wodurch wasserwirtschaftliche Anpassungsmaßnahmen zur Vermeidung und Abschwächung der aufgeführten Auswirkungen unumgänglich sind (LUBW 2006: 17).

Bei Niedrigwasser unterscheidet Franke in vorsorgende und akute Maßnahmen. Unter vorsorgende Maßnahmen fällt die Grundwasserneubildung, die gerade auch für die Kühlwasserverfügbarkeit in thermischen Kraftwerken eine wichtige Rolle spielt. Zudem sollte der natürliche Wasserrückhalt und die Entwicklung von Prognosemodellen verstärkt werden und auf eine Erhaltung oder, wenn nötig, Rekultivierung von naturnahen Gewässern geachtet werden. Kurzfristig, bei bereits eingetretenem Niedrigwasser, ist es wichtig, das Problem unverzüglich zu beheben. Für die Energiewirtschaft liegt die Bedeutung darin, schnellstmöglich eine mögliche Unterbrechung von Roh- und Brennstofflieferungen aufzuheben und die Kühlwasserzufuhr stabil zu halten, um nicht Kraftwerksleistung einzubüßen und um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Bei akutem Niedrigwasser sollte schnell ein Monitoring erfolgen, um die Menge und Güte abzuschätzen. Es sollten Vorhersagen erstellt werden, inwieweit sich der Niedrigwasserstand und die Wassertemperatur entwickeln und es müssen Nutzungseinschränkungen getroffen werden, um ein weiteres Absinken des Wasserspiegels zu verhindern (Franke o.J.).

3.1.3 Anpassung bei Erneuerbaren Energien-Kraftwerken

Solar- und Windenergieanlagen könnten durch bestimmte Extremwetterereignisse wie Sturm, Hagel oder Gewitter Beschädigungen davontragen, sodass Vorkehrungen für die Stand- und Betriebssicherheit gewährleistet werden müssen (Dunkelberg/Hirschl/Hoffmann 2011: 4).

Dazu müssen die neuen Anforderungen in die Materialentwicklung und Steuerungstechnik integriert werden und neue Richtlinien eingeführt werden, wobei beispielsweise höhere Windgeschwindigkeiten vor einer Abschaltung als zulässig erachtet werden oder eine Regulation des Abschaltzeitpunktes durch den Anlagenbetreiber erfolgen könnte. Eine weitere

Möglichkeit wäre eine Umgestaltung der Rotoren. Sind diese größer, kann das Abschalten auch erst bei höheren Windgeschwindigkeiten erfolgen (Dunkelberg/Hirschl/Hoffmann 2009: 6).

Zudem kann die Biomasseproduktion aufrecht erhalten werden, indem Energiepflanzen Verwendung finden, die besser auf das sich neu einstellende Klima angepasst sind und trotz Extremwetterereignisse hohe Erträge erzielen können (Prognos AG 2011: 96). Neben der gestiegenen Notwendigkeit an Bewässerung einzelner Energiepflanzen steigt auch der Bedarf an Pflanzenschutzmitteln, da sich durch das mildere Klima neue Schädlingsarten durchsetzen und bestehende vermehrt auftreten werden. Vor allem in den Betrieben der Biolandwirtschaft müssen adäquate Alternativen zu chemisch-synthetischen Pflanzenschutzmitteln gefunden werden, die nicht zu kostenintensiv sind, um den Anbau rentabel zu halten. Eine alternative Möglichkeit stellt die Weiterentwicklung von resistenten Getreidesorten dar (LUBW 2012: 26).

3.2 Anpassung in der Energieverteilung

Um die Sicherheit der Stromnetze zu gewährleisten, ist es zuallererst notwendig, diese weiter auszubauen. Dies ist vor allem auch im Hinblick darauf, dass die vermehrte Nutzung erneuerbarer Energien einen schnellen und umfassenden Netzausbau fordert, vonnöten (Dunkelberg/Hirschl/Hoffmann 2009: 7). Die durch Extremwetterereignisse auftretenden Auswirkungen auf die baulichen Anlagen der Energieübertragung und -verteilung, die beispielsweise das Überfluten, beziehungsweise Freispülen, von Anlagen zur Umspannung, Kabeln oder Fundamenten beinhalten, können durch das Treffen geeigneter und erweiterter Hochwasserschutzmaßnahmen eingedämmt werden. So sollten vorhandene Maßnahmen überprüft und mit Klimaprojektionen abgeglichen werden.

Dies kann auch bei der Standortwahl neuer Anlagen Anwendung finden (Prognos AG 2011: 97). Beispielsweise kann eine veränderte geographische Anordnung von Windkraftanlagen bei Sturmereignissen einer Überlastung der Stromnetze in einer Region vorbeugen (Dunkelberg/Hirschl/Hoffmann 2009: 8). Der Einsatz von Prognosetools ist auch dahingehend unverzichtbar, um durch ein Monitoring etwaige Folgen von Temperaturänderungen oder auftretenden Eislasten für die Netze abzuschätzen und schon im Vorfeld Sicherheitsmaßnahmen treffen zu können. Aufgrund dessen ist eine Zusammenarbeit von Netzbetreibern und Forschungseinrichtungen notwendig (Dunkelberg/Hirschl/Hoffmann 2009: 7). Im Rahmen dessen sollte es auch zu einer stetigen Verbesserung der Genauigkeit der Vorhersagen im Bereich der Energiemeteorologie kommen (Dunkelberg/Stegnitz/Hirschl 2009: 7).

Um die Beschädigung von Freileitungen und Strommasten zu verhindern, kann es in vielen Fällen sinnvoll sein, Erdkabel zu verwenden. Dies sollte gerade bei Neuinstallationen in Betracht gezogen werden (Prognos AG 2011: 97). Eine Alternative hierzu wäre ein Freileitungs-Monitoring, welches stärkere Belastungen, zum Beispiel durch einen Temperaturanstieg, erkennt. Dieses sollte jedoch eine Erweiterung der Belastungsfähigkeit der Leitungen durch Hochtemperaturseile zur Folge haben. Diese wären auch bei höheren Übertragungsleitungen durch Starkwinde einsatzfähig (Dunkelberg/Stegnitz/Hirschl 2009: 6,7).

Zudem sollten zur Erhaltung der Versorgungssicherheit elektrische Speicherkapazitäten vergrößert und deren Verfügbarkeit erweitert werden (Prognos AG 2011: 97). Zur Anwendung können hierbei beispielsweise Pumpspeicher oder Druckluftspeicher kommen. Die in Speichern vorhandene Energie kann zum Beispiel beim Ausbleiben der Energie aus Windkraftanlagen bei Sturmabschaltungen genutzt werden, um die Netzstabilität aufrecht zu erhalten (Dunkelberg/Hirschl/Hoffmann 2009: 8). Auf der anderen Seite kann durch ein Einspeisemanagement die Leistung von Anlagen heruntergefahren werden, um die Netze nicht zu überlasten. Dies können beispielsweise Anlagen aus den Bereichen erneuerbare Energien oder Kraft-Wärme-Kopplung sein. Dies kann auch über ein Netzsicherheitsmanagement (NSM) erreicht werden. Dabei haben alle ans Netz angeschlossenen Anlagen ein NSM-Modul, welches eine zu hohe Belastung registriert und genau bestimmen kann, um welchen Wert

die eingespeiste Leistung verringert werden muss (Dunkelberg/Stegnitz/Hirschl 2009: 7). Es besteht zudem die Möglichkeit, auftretende Peaks während besonders hoher Wärmebelastung durch Photovoltaik-Anlagen abzumildern (Dunkelberg/Hirschl/Hoffmann 2011: 4).

Um die Schwankungen zwischen einer zu hohen Einspeisung und einer zu geringen Netzauslastung auszugleichen, können dezentrale Einspeiser zusammengefasst und als virtuelle Kraftwerke oder Kombi-Kraftwerke ausgeführt werden (Dunkelberg/Stegnitz/Hirschl 2009: 7).

3.3 Anpassung auf der Energienachfrageseite

3.3.1 Änderungen an der Gebäudehülle

Durch die steigende Nachfrage nach Kühlung im Sommer werden auch im Nachfragebereich Anpassungen notwendig, beziehungsweise mildern diese die Auswirkungen und steigenden Kosten für den höheren Energiebedarf im Sommer ab, was für eine Senkung des Energieverbrauchs zuträglich ist und damit der Förderung von weiteren Klimawandelfolgen entgegenwirkt. Der erhöhten Klimatisierungsnachfrage kann durch Dämmung und Außenverschattung Einhalt geboten werden. Zudem sollte versucht werden, die inneren Wärmelasten so gering wie möglich zu halten (Prognos AG 2011: 97). Beispielsweise kann auch regenerative Kühlung eingesetzt werden, bei der Lüftungsluft zugeführt wird, die durch den Boden geleitet wird und durch diesen Kälte abgibt, was die Räume auf natürliche Weise klimatisiert (Brandt 2007: 148).

Auch die Wassernutzung sollte reduziert werden, um, gerade in Trockenperioden, einen niedrigeren Verbrauch zu bewirken. Dies würde die Verfügbarkeit an Wasser für andere Zwecke, die beispielsweise wichtig für das Erhalten der Energieversorgung sind, wie das Bereitstellen von Kühlwasser, erhöhen. Ein reduzierter Einsatz von Wasser kann beim Nutzer beispielsweise über die Abwasser- und Regenwassernutzung umgesetzt werden. So kann das in regnerischen Perioden gesammelte Wasser zum Beispiel für Spülzwecke im sanitären Bereich genutzt werden. Auch denkbar wäre ein abwasserloses Haus, wobei Abwässer recycelt werden und somit wieder einsetzbar sind (Fuhrmann 2006: 11).

Durch Bäume und Verkleidungen an Gebäuden kann den höheren Temperaturen zusätzlich entgegengewirkt werden. Dabei kommen unter anderem Jalousien, Dachüberstände oder die Ausrichtung der Fenster an eine andere als die Südseite eines Gebäudes, zum Einsatz. Daneben kann auch aktive Kühlung angewandt werden, wobei die Verdunstungskälte von Wasser verwendet wird (Mahammadzadeh/Biebeler 2009: 47). Um den Energiebedarf für die Kühlung zu senken, kann in Zukunft auch solare Kühlung eingesetzt werden (Mahammadzadeh/Biebeler 2009: 48).

Darüber hinaus können Smart-Grid-Technologien eingesetzt werden, um das Lastmanagement zu verbessern, beziehungsweise zu optimieren. Dadurch können Kosten durch unnötige Verbraucher reduziert und die Stromnachfrage reguliert werden (Prognos AG 2011: 97). Auch Smart Metering kann einen Beitrag dazu leisten, indem der Verbrauch genauer bestimmt und in Folge dessen individuell darauf reagiert werden kann (Dunkelberg/Stegnitz/Hirschl 2009: 7). Diese Methode kann beispielsweise durch Technologien ergänzt werden, die im Steuerungsbereich von Kühlanlagen eingesetzt werden. Dabei wird anhand von Wetterprognosen der zukünftige Bedarf an Kühlung ermittelt und diese auf Basis der Ergebnisse reguliert (Mahammadzadeh/Biebeler 2009: 48). Die Regulierung der Stromnachfrage der Verbraucher erfolgt über den Preis für den Strom, der am Stromhandelsmarkt festgelegt wird.

Somit kann die Nachfrage bei niedrigen vorhandenen Kraftwerkskapazitäten gesenkt werden (Dunkelberg/Hirschl/Hoffmann 2009: 5).

3.3.2 Änderungen des Lebensstils

Auf der Nachfrageseite wird eine Anpassung des Lebensstils stattfinden. Durch die höheren Temperaturen im Sommer und die länger anhaltenden Wärmeperioden kann es zu einer „Mediterranisierung“ des Lebensstils kommen. Dies würde bedeuten, dass sich die Aktivitäten im Tagesverlauf verschieben würden, sodass über die Mittagszeit, wenn die höchsten Tagstemperaturen erreicht werden, wenig aktive Tätigkeiten stattfinden und diese sich eher auf den etwas kühleren Abend verlagern würden. Jedoch steigt gleichzeitig um die Mittagszeit der Bedarf an Klimatisierung. Diese Faktoren führen zu einer Veränderung der Lastkurve über den Tag, da beispielsweise die bisherige Lastspitze um die frühe Mittagszeit, die durch das Zubereiten des Mittagessens entsteht, sich in die frühen Abendstunden verlagern könnte. Durch die neu entstehenden Lastkurven muss es eine Anpassung in der Energiebereitstellung geben, um die eventuell verschobenen Spitzenlasten decken zu können (Dunkelberg/Stegnitz/Hirschl 2009: 5).

Daneben werden Veranstaltungen nach draußen verlegt und Wohnweisen können beeinflusst werden. So kann das Schlafzimmer in das Kellergeschoss verlagert werden, um bei hohen Temperaturen den Klimatisierungsbedarf niedrig zu halten.

Die Mediterranisierung des Lebensstils hätte auch Auswirkungen auf die Nahrungsmittelindustrie. Diese müsste sich auf neue Verhaltensweisen beim Essen einstellen, indem leichtere Gerichte, mehr Speiseeis und Kühlgetränke gefragt wären. Darüber hinaus muss sich die Bekleidungsindustrie den Wetterschwankungen anpassen und sieht sich in Zukunft zunehmend mit Planungsunsicherheiten konfrontiert (Mahammadzadeh/Biebeler 2009: 40).

3.4 Hemmnisse der Anpassung

Die Umsetzung der Anpassungsmaßnahmen wird häufig durch unterschiedliche Faktoren gehemmt. Laut der Ergebnisse des Stakeholderdialogs des Umweltbundesamtes zu Chancen und Risiken des Klimawandels für die Energiewirtschaft wird die Unsicherheit der Klimaprojektionen als bedeutsames Hemmnis gesehen (Dunkelberg/Hirschl/Hoffmann 2009: 6). Die Risiken, auf deren Datengrundlage die Anpassung erfolgt, können oftmals nicht konkret für den eigenen Unternehmenszweck abgeschätzt werden, da sie auf Modellierungen beruhen, die Unsicherheiten bergen, welche unterschiedliche Auswirkungen zur Folge haben können. Diese Unsicherheiten lassen sich sowohl im Bereich der Klimafolgen, als auch generell über das Ausmaß des zu erwartenden Klimawandels finden (Mahammadzadeh/Biebeler 2009: 26).

Auch werden bei heutigen Entscheidungen langfristige, auf dem Klimawandel beruhende Änderungen nicht berücksichtigt, da Unternehmen häufig nur auf aktuelle, kurzfristig zu erwartende Ereignisse reagieren (Dunkelberg/Hirschl/Hoffmann 2009: 6). Gerade kleine und mittelständische Unternehmen verfügen nur über eine mittelfristige Planung, wobei die Amortisation von Ausgaben für Anpassungsmaßnahmen häufig erst langfristig sichtbar ist (Mahammadzadeh/Biebeler 2009: 26).

Ein weiteres Hindernis stellen Interessenskonflikte dar. Beispielsweise kann es bei baulichen und rechtlichen Maßnahmen zu Interessenskonflikten zwischen Behörden und Kraftwerksbetreibern kommen, so dass sich die Umsetzung von Anpassungsmaßnahmen häufig in der Praxis als langwierig und schwierig herausstellt. Als ein Beispiel wäre hier der Bau neuer Kühltürme zu nennen, die für den Kraftwerksbetreiber als Anpassungsmaßnahme von Relevanz sind, jedoch bei zu großer Nähe zu Siedlungen von vielen als unerwünscht angesehen werden und somit behördlich schwieriger durchsetzbar sind (Dunkelberg/Hirschl/Hoffmann 2009: 6). Um dies zu erleichtern, muss die Akzeptanz der Bevölkerung für den Bau von Energieinfrastrukturen und –anlagen geschaffen und gefördert werden. Dies ist durch Öffentlichkeitsarbeit und enger Kooperation mit den Medien zu erreichen (Stecker et al. 2011: 16).

Daneben werden laut einer 2008 durchgeführten Umfrage des Instituts der deutschen Wirtschaft in Köln unter 182 Umweltexperten weitere Faktoren, wie geringe eigene Betroffenheit der Unternehmen oder mangelnde Ressourcen für investitionsintensive Anpassungsmaßnahmen, genannt. Darunter fallen sowohl technische, als auch finanzielle Mittel (Mahammadzadeh/Biebeler 2009: 27). Nahezu ein Viertel der befragten Experten nannte auch die mangelnde Unterstützung der Politik sowie die geringe Nachfrage nach Anpassungsprodukten als Anpassungshindernisse. Zudem wurde das bereits in vorherigen Abschnitten thematisierte Bewusstsein für Anpassungsmaßnahmen als wesentlicher Punkt gesehen, der gerade, wenn er bei Entscheidungsträgern zu finden ist, folgenschwer sein kann und geeignete Anpassungsmaßnahmen verhindert. Allerdings gaben auch 10,7 Prozent der Befragten an, gar keine Hindernisse für Anpassungsmaßnahmen zu sehen, so dass dies eine gute Ausgangssituation für

die schnelle Implementierung von Anpassungsstrategien ist (Mahammadzadeh/Biebeler 2009: 25). In Abbildung 3-2 sind die Ergebnisse der Umfrage zusammengefasst dargestellt.

Mehrfachnennungen, in Prozent



Abbildung 3-2: „Was erschwert eine Anpassung an den Klimawandel?“, IW-Umweltpanel 4/2008 (Befragung von 182 Umweltexperten der Wirtschaft im September 2008), Institut der deutschen Wirtschaft Köln (IW-Umwelt 2008)

Es ist daneben wichtig, bei allen Anpassungsstrategien die gesamte Wertschöpfungskette im Blick zu behalten, da zwischen der Energieerzeugung (Energieangebot), -verteilung und deren Nachfrage Wechselwirkungen bestehen, die berücksichtigt werden müssen (Dunkelberg/Hirschl/Hoffmann 2011: 7).

Teil III: Modellierung des Klimawandels und von Klimaanpassungsmaßnahmen im Energiesystemmodell von Baden-Württemberg

4 Methodik und Modellinstrumentarium

Bei der Durchführung der Szenarioanalysen zum Forschungsvorhaben, die die zukünftige Entwicklung von Aktivitäten der Energiebereitstellung und -verbrauch in den Bereichen Landwirtschaft, Abfallwirtschaft, Gebäudestruktur, Straßen-, Schienen- und Luftverkehr sowie andere mobile Quellen, Industrie und Energieversorgung in Abhängigkeit von Datensätzen für Meteorologie, Klima, Wasser und Pflanzenwachstum untersuchen, kommt der Anwendung von Energiesystemmodellen eine besondere Bedeutung zu. Energiesystemmodelle stellen die komplexe Struktur und das Verhalten des Energiesystems als vereinfachtes Abbild der Realität dar und sind besonders geeignet, Systemzusammenhänge aufzuzeigen. Das Energiesystemmodell erlaubt dabei die Systemzusammenhänge und indirekten Zusammenhänge zwischen Energienutzung und Klimawandel abzubilden. Kernstück des im Rahmen des Forschungsvorhabens eingesetzten Modellinstrumentariums ist das europäische Energiesystemmodell TIMES PanEU, dessen Grundzüge im Folgenden kurz charakterisiert werden.

4.1 Energiesystemmodell TIMES PanEU

Der Energiesystemmodellgenerator TIMES (The Integrated Markal Eform System) wurde in den letzten Jahren im Rahmen des „Energy Technology Systems Analysis Programme“ (ETSAP) der IEA unter Mitwirkung des IER entwickelt. Es ist somit in eine Klasse mit den Modellen MARKAL, EFOM oder MESSAGE einzuordnen. Der Modellgenerator TIMES wurde aus Gründen der Portierbarkeit in der allgemeinen Modellierungssprache GAMS entwickelt. TIMES ist ein mehrperiodisches, lineares Optimierungsmodell, das auf einem prozesstechnischen Ansatz basiert, bei dem einzelne Anlagen im Energiesystem aggregiert abgebildet werden. TIMES stellt streng genommen einen Modellgenerator dar, mit dem ein Energiesystem technologisch detailliert als ein Netzwerk von Prozessen (z. B. Kraftwerkstypen, Verkehrstechnologien) und Gütern (Energieträgern, -formen, Material) in Form eines sogenannten Referenzenergiesystems abgebildet wird. Mit Hilfe eines solchen flexiblen Modellansatzes lassen sich gesamte Energiesysteme vom Primärenergieträger bis zur Energiedienstleistung aber auch einzelne Sektoren, wie der Strom- und Fernwärmeerzeugungssektor, technologisch detailliert abbilden (Abbildung 4-1).

Ziel ist die Ermittlung der wirtschaftlich optimalen Energieversorgungsstruktur bei einem vorzugebenden Nutzenergie- bzw. Energiedienstleistungsbedarf und gegebenenfalls energie- und umweltpolitischen Vorgaben. Hierzu erfolgt eine Minimierung der diskontierten Aufwendungen des Energiesystems, wobei jedoch die einzelnen Akteure (Haushalte, Industrie,

Energieversorgung) unterschiedliche wirtschaftliche Kalküle haben können. Durch Angabe von Rahmenbedingungen lassen sich unterschiedliche Fragestellungen formulieren, beispielsweise die kostengünstigste Umsetzung von Treibhausgasminderungszielen unter Einhaltung technischer und ökologischer Restriktionen. Vorgegeben werden bei der Optimierung in der Regel der anfängliche Anlagenbestand, die zukünftige Entwicklung der Einstandspreise und der Energienachfrage sowie die die Technologien und Energieträger charakterisierenden Parameter.

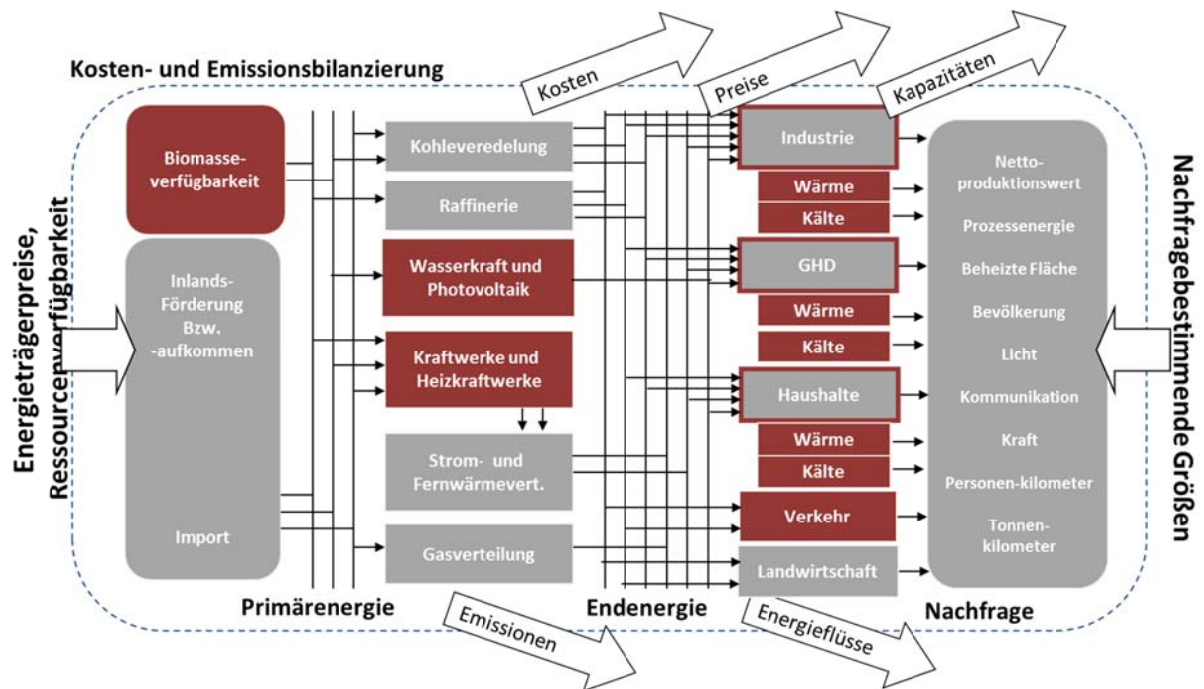


Abbildung 4-1: Schematische Darstellung eines Referenzenergiesystems mit farblicher Hervorhebung von durch Klimawandel betroffener Modellbestandteile

Vorrangige Zielsetzung der Modellentwicklung von TIMES ist die flexible Struktur, um eine einfache Anpassung der mathematischen Modellformulierung an die jeweilige Problemstellung zu gewährleisten. TIMES zeichnet sich durch folgende Charakteristika aus:

- beliebige Anzahl der Prozesse, die im Modell berücksichtigt werden können,
- regional/sektoral disaggregierbar,
- intertemporale Zeitbehandlung,
- beliebige/austauschbare Zielfunktion,
- Flexibilität bezüglich der Änderung und Erweiterung der zugrundeliegenden Modellmathematik,
- Berücksichtigung von preiselastischen Nachfrageänderungen,
- Kopplung an ein makroökonomisches Ein-Sektoren-Wachstumsmodell.

Das Pan-Europäische TIMES Energiesystemmodell (kurz TIMES PanEU) ist ein 31 Regionen umfassendes Energiesystemmodell (Blesl et al. 2010), welches alle Staaten der EU-28 sowie die Schweiz, Norwegen und Baden-Württemberg beinhaltet. Der Modellierungszeitraum erstreckt sich von 2010 bis 2050, wobei die Modellierung in Stützjahren mit einer Länge von 5 Jahren erfolgt. Jedes Stützjahr ist durch 12 Zeitsegmente unterteilt (3 Tageszeitsegmente – Tag, Nacht und Spitzenlast – sowie 4 Jahreszeitsegmente – Sommer, Herbst, Winter und Frühjahr), anhand derer jahreszeitlich verschiedene Zustandsgrößen bzw. Last- und Nachfrageverteilungen abgebildet werden. Zielfunktion des Modells ist eine zeitintegrale Minimierung der gesamten diskontierten Systemkosten für den Zeithorizont 2010 bis 2050. Dabei ist im Modell ein vollständiger Wettbewerb zwischen verschiedenen Technologien bzw. Energieumwandlungspfaden unterstellt. Des Weiteren gehen die Rahmenbedingungen bezüglich der Energiesteuern und Subventionen mit in die Kalkulation ein, ebenso wie typische Gewinnmargen bei den Energiesektoren, so dass im Zuge der einzelnen Stufen der Energiebereitstellungskette die Preise ansteigen (NEEDS 2006).

Als Energiesystemmodell enthält TIMES PanEU auf einzelstaatlicher Ebene alle an der Energieversorgung und -nachfrage beteiligten Sektoren, wie beispielsweise den Rohstoffbereitstellungssektor, die öffentliche und industrielle Strom- und Wärmeerzeugung, die Industrie, den Gewerbe-, Handel-, Dienstleistungssektor, die Haushalte und den Transportsektor. Sowohl die Treibhausgasemissionen (CO_2 , CH_4 , N_2O) als auch Schadstoffemissionen (CO , NO_x , SO_2 , NMVOC, PM_{10} , $\text{PM}_{2.5}$) sind in TIMES PanEU erfasst.

Im **Verkehrssektor** sind die vier Bereiche Straßenverkehr, Schienenverkehr, Schifffahrt und Luftverkehr abgebildet. Der Straßenverkehr enthält insgesamt fünf Nachfragekategorien für den Personenverkehr (Pkw Kurzstrecke, Pkw Langstrecke, Linienbusse, Reisebusse, Krafträder) und eine für den Gütertransport (Lkw). Der Schienenverkehr umfasst die drei Kategorien Schienenpersonenverkehr nah und fern sowie Schienengüterverkehr. Die Verkehrsmodi Schifffahrt und Luftverkehr werden jeweils durch einen Technologie unspezifischen allgemeinen Prozess abgebildet, bei dem die Entwicklung der Verkehrsnachfrage durch die Entwicklung der Endenergienachfrage repräsentiert wird. Im Bereich Luftverkehr kann weiter nach Inlandsflügen, intra-EU Flügen und extra-EU Flügen unterschieden werden.

In den einzelnen Fahrzeugkategorien stehen verschiedene Kraftstoff- und Antriebsvarianten zur Verfügung (Tabelle 4-1). Neben den konventionellen Kraftstoffen auf Mineralölbasis (Benzin, Diesel, Kerosin) sind auch alternative Kraftstoffe wie Erdgas, Autogas, mehrere Arten von Biokraftstoffen, Methanol, Strom, Dimethyleter und Wasserstoff im Modell abgebildet. Bei Biokraftstoffen besteht sowohl die Möglichkeit der Nutzung in Reinform in speziell darauf abgestimmten Motoren als auch die Möglichkeit der Beimischung von Biokraftstoffen zu konventionellen Kraftstoffen. Kraftstoffe wie Methanol, Dimethyleter, Strom oder Wasserstoff können sowohl aus fossilen als auch aus erneuerbaren Quellen erzeugt werden, wobei im Modell alle Emissionen von der Rohstoffgewinnung über die Umwandlung zum Kraftstoff bis hin zum Verbrauch im Fahrzeug (Well-to-Wheel) erfasst sind.

Tabelle 4-1: Im Energiesystemmodell TIMES PanEU modellierte Kraftstoff- und Antriebsalternativen

Kraftstoff-/Fahrzeugkategorie	Pkw	Bus	leichte Nfz	schwere Nfz	Krafträder	Schieneverkehr	Luftverkehr	Schifffahrt
Benzin	+	+	+		+		+	
Hybrid	+		+					
Plug-In-Hybrid	+		+					
Diesel	+	+	+	+		+		+
Hybrid	+	+	+	+				
Plug-In-Hybrid	+		+					
Autogas	+		+	+				
Schweres Heizöl								+
Kerosin							+	
Erdgas	+	+	+	+				
Hybrid	+	+	+	+				
Plug-In-Hybrid	+		+					
Biodiesel	+	+	+	+				
Ethanol (E85)	+	+	+					
Hybrid	+		+					
Plug-In-Hybrid	+		+					
FT-Diesel (BtL, GtL, CtL)	+	+	+	+			+	
Strom	+		+		+	+		
Methanol VM	+	+	+					
Methanol BZ	+							
Dimethyleter	+	+	+	+				
Wasserstoff (g) VM	+		+					
Wasserstoff (g) BZ	+	+	+	+				
Hybrid	+	+	+	+				
Wasserstoff (l) BZ	+		+					

+ im Modell implementiert
* Beimischung von Biokraftstoffen und synthetischen Kraftstoffen möglich

BZ: Brennstoffzelle

VM: Verbrennungsmotor

FT: Fischer-Tropsch

Nfz: Nutzfahrzeug

BtL: Biomass-to-Liquid

GtL: Gas-to-Liquid

CtL: Coal-to-Liquid

Fossile Kraftstoffe

Biokraftstoffe

Kraftstoffe, die sowohl aus fossilen als auch aus Erneuerbaren Energieträgern erzeugt werden können

Zudem sind im Straßenverkehr auch unterschiedliche alternative Antriebskonzepte wie Hybrid- und Plug-In-Hybridfahrzeuge sowie Batterie- und Brennstoffzellen betriebene Elektrofahrzeuge abgebildet. Die im Modell erfassten Antriebstechnologien unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Investitions- und Fixkosten sowie Effizienzen und Emissionen, wobei für alle Parameter ein zeitlicher Entwicklungspfad vorgegeben ist. Tendenziell nehmen dabei die Mehrkosten bei alternativen Antriebskonzepten, wie z. B. Elektroantrieben, gegenüber konventionellen Antrieben im Zeitverlauf ab, während der spezifische Kraftstoffverbrauch je Fahrzeugkilometer auch bei konventionellen Antrieben kontinuierlich sinkt (Blesl et al. 2009; Bruchof, Voß 2010). Des Weiteren besteht im Modell die Möglichkeit zur Investition in Energieeinsparmaßnahmen, die eine zusätzliche Verbrauchsreduktion bei konventionellen Antrieben ermöglichen. Im Straßenverkehr zählen dazu unter anderem Maßnahmen wie verstärktes Downsizing kombiniert mit Turboaufladung, Start-Stopp-Systeme, Direkteinspritzung beim Ottomotor oder Steigerung des Hochdruckwirkungsgrads beim Dieselmotor. Auch für den Luftverkehr existieren zusätzliche Einsparmaßnahmen. Sie umfassen Maßnahmen wie Upgrades der vorhandenen Flugzeugflotte (z. B. Nachrüstung von Winglets, Gewichtsreduzierung durch leichtere Bestuhlung etc.), Verbrauchsoptimierungen beim Flugzeugeinsatz (z. B. Schwerpunktoptimierung, verbessertes Wartungsmanagement) und Steigerung der mittleren Effizienz der Gesamtflotte durch vorgezogenes Ausrangieren und Ersetzen älterer Flugzeuge.

Der **Haushaltssektor** umfasst elf Nachfragekategorien (Raumwärme, Raumklimatisierung, Warmwasser, Kochgeräte, Beleuchtung, Kühlschränke, Waschmaschinen, Wäschetrockner, Spülmaschinen, sonstige Elektrogeräte, sonstiger Energieverbrauch), wovon die ersten drei Kategorien weiter differenziert werden nach Gebäudetyp und –alter (Einfamilienhäuser in städtischen und ländlichen Gebieten sowie Mehrfamilienhäuser, jeweils unterteilt in Gebäudebestand (3 Altersklassen) und Neubauten). Für die unterschiedlichen Gebäudetypen sind verschiedene energetische Sanierungsoptionen sowohl kostenseitig als auch bzgl. deren Einsparpotenzial hinterlegt. Dadurch kann beispielweise die Nachfrage nach Raumwärme entweder dezentral durch einen Niedertemperatur-Heizkessel oder zentral durch Nah- oder Fernwärme gedeckt werden bzw. durch Austausch der Fenster oder Wärmedämmung gegenüber dem Standard reduziert werden.

Der Sektor **Gewerbe, Handel, Dienstleistungen** (GHD) wird durch ein ähnlich strukturiertes Referenzenergiesystem (RES) abgebildet und umfasst neun Nachfragekategorien (Raumwärme, Raumklimatisierung, Warmwasser, Kochgeräte, Kühlschränke, Beleuchtung, öffentliche Straßenbeleuchtung, sonstige Elektrogeräte, sonstiger Energieverbrauch). Die ersten drei Kategorien werden weiter untergliedert nach Gebäudetyp (groß/klein). Betrachtete Technologien für den Bereich Haushalte und GHD sind unter anderem Absorptionswärmepumpen und -kältemaschinen, Elektroheizungen, Biomasseheizungen oder Solarkollektoren.

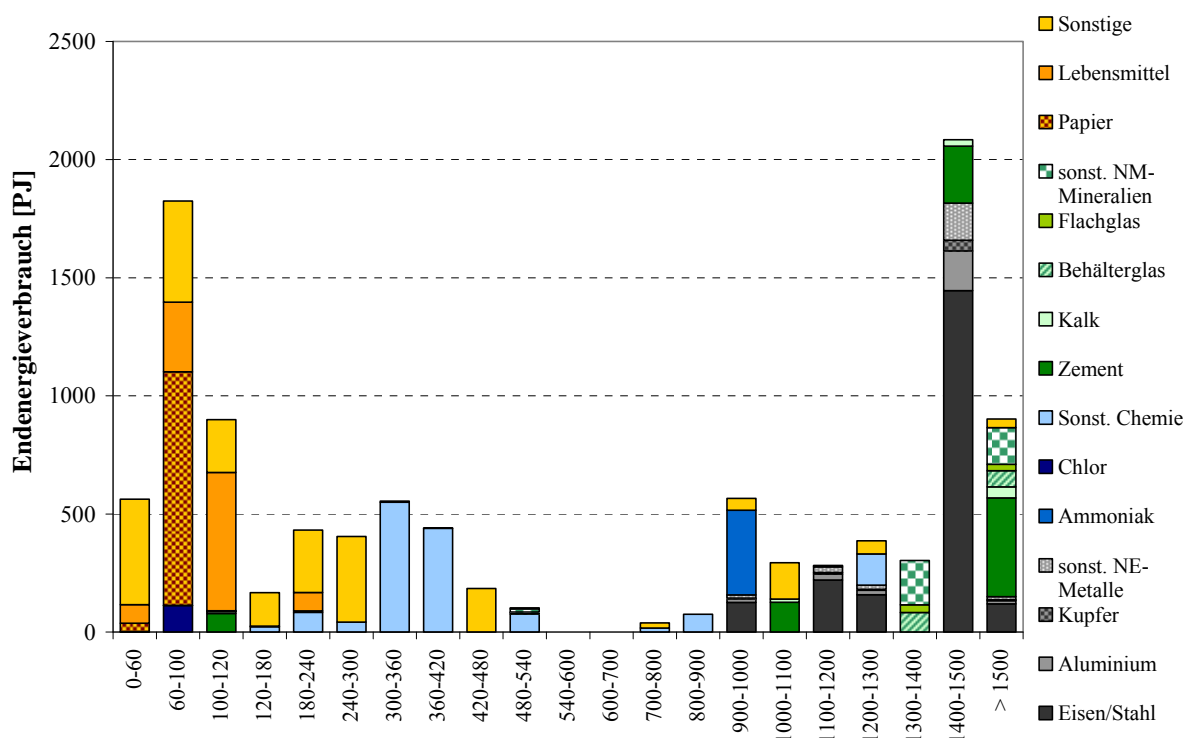
Der Sektor **Landwirtschaft** wird durch einen allgemeinen Prozess beschrieben mit einem Mix aus mehreren Energieträgern als Input und einer aggregierten Nutzenergienachfrage als Output.

Im Bereich **Industrie** wird zwischen energieintensiven und nicht energieintensiven Branchen unterschieden. Die energieintensiven Branchen werden dabei durch ein prozessorientiertes RES abgebildet. Dieser Bereich besteht aus den Branchen Eisen und Stahl, Aluminium, Kupfer, Ammoniak, Chlor, Zement, Kalk, Flachglas, Behälterglas und Papier. Ausgangspunkt sind die absoluten Produktionsmengen dieser Branchen in physischen Mengeneinheiten (Mio. t). Zur Erfüllung dieses Bedarfs stehen auf unterschiedlichen Prozessstufen verschiedene Technologien zur Auswahl. So wird in der Papierindustrie beispielsweise auf einer Prozessstufe Holz- bzw. Zellstoff produziert. Dazu stehen sowohl mechanische, chemische als auch Recyclingverfahren zur Verfügung. Im nächsten Schritt erfolgt die Herstellung der Endprodukte high quality bzw. low quality Papier, auch hier stehen verschiedene Verfahren zur Verfügung.

Diese Möglichkeit durch den Einsatz komplett unterschiedlicher Produktionsverfahren, wie etwa der Einsatz von Recyclingprozessen in der Aluminiumindustrie anstatt von Primäraluminiumprozessen oder von Elektrolichtbogenverfahren statt der üblichen Hochofen-Oxystahlprozesse, stellt eine zusätzliche und industriespezifische Dimension der Emissionsreduktionspfade dar. Weitere Möglichkeiten sind wie in anderen Sektoren der vermehrte Einsatz

von Erneuerbaren Energien oder Effizienzsteigerungen in den Energiebereitstellungsprozessen (Wärme, Dampf, Kälte).

Neben den Produktionsverfahren spielt die Energiebereitstellung innerhalb des Industriesektors eine wichtige Rolle. Für die Wärmebereitstellung werden in Abhängigkeit vom benötigten Temperaturniveau unterschiedliche Technologien angeboten (z. B. KWK-Anlagen, Öfen, Boiler, Wärmepumpen, solare Technologien) (Abbildung 4-2). In Abhängigkeit vom Temperaturniveau existieren unterschiedliche Einsatzpotenziale für diese Technologien und somit auch unterschiedliche Möglichkeiten zur Emissionsreduktion. Weiterhin stehen unterschiedliche Technologien zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser sowie für Kälte (Kompressionskälteanlagen, Absorptionskälteanlagen, solare Kühlung) zur Verfügung.



Quelle: Kuder, Blesl (2010)

Abbildung 4-2: Endenergieverbrauch der Industrie zur Wärmebereitstellung nach Temperaturniveaus in der EU-28 in 2005

Die länderspezifische Struktur der Industrie mit unterschiedlichen Schwerpunkten in einzelnen Branchen bestimmt ebenfalls die Temperaturverteilung des Wärmebedarfs sowie die Einsatzmöglichkeiten und damit auch Emissionsreduktionspotenziale in den einzelnen Ländern. Durch die hohe Bedeutung der Zementindustrie in Italien und Spanien dominiert beispielsweise in diesen Länder die Wärmenachfrage auf einem hohen Temperaturniveau. In Finnland und Schweden dagegen spielt die Papierindustrie eine wichtige Rolle, in der der Wärmebedarf auf vergleichsweise geringem Niveau anfällt und unter anderen durch KWK-Anlagen bereitgestellt werden kann.

Die sonstigen Industriezweige sind durch eine einheitliche Struktur abgebildet. Dieser Bereich besteht aus den Branchen sonstige Nichteisenmetalle, sonstige Chemie, sonstige nicht-metallische Mineralien, Lebensmittel sowie den übrigen Industrien. Im Modell sind diese Branchen durch die Nachfrage nach den fünf Energiedienstleistungen Dampf, Prozesswärme, Maschinenantrieb, elektrochemische Anwendungen, Sonstige repräsentiert.

Innerhalb dieser Gruppe der nicht energieintensiven Branchen sind die Lebensmittelindustrie sowie die übrigen Industrie detaillierter abgebildet. Zu den genannten Energiedienstleistungen kommt die Nachfrage nach Raumwärme, Warmwasser und Kälte. Weiterhin werden die Anwendungen Beleuchtung sowie innerhalb der mechanischen Anwendungen Pumpen, Ventilatoren, Druckluft sowie sonstige mechanische Anwendungen unterschieden und einzeln nachgefragt.¹

Bei der **Strom- und Wärmeerzeugung** in Kraftwerken, KWK-Anlagen und Heizwerken wird zwischen öffentlicher Erzeugung und industrieller Eigenproduktion unterschieden. So sind im Bereich öffentliche, fossile Kraftwerke unter anderem Kondensationskraftwerke, IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle) ohne und IGCC mit CO₂-Sequestrierung für Stein- und Braunkohle abgebildet. Weiterhin sind die Technologien zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien detailliert repräsentiert. Auszugsweise seien Wind onshore, Wind offshore, Lauf- und Speicherwasser, Geothermie, Biomasse-KWK, Wellenkraftanlagen und Brennstoffzellen an dieser Stelle genannt. Die abgebildete zentrale Wärmeerzeugung setzt sich aus einer Vielzahl unterschiedlicher Erzeugungstechnologien auf Basis fossiler und Erneuerbarer Energieträger zusammen. Hierbei handelt es sich um alle in Deutschland bestehenden Anlagen und um mögliche zukünftige Anlagen (z. B. Erdgas-GuD-Anlagen oder Biomasse-Heizwerke). Innerhalb der Erzeugungstechnologien wird nach Leistungsklassen unterschieden.

Das Modell umfasst drei verschiedene Elektrizitätsniveaus (Höchstspannung, Mittelspannung, Niederspannung) und zwei unabhängige Wärmeverteilungssysteme (Fernwärme, Nahwärme). Die Nahwärme- und Fernwärmeverteilung ist entsprechend der unterschiedlichen funktionellen Teilaufgaben (Antransport, Hauptverteilung, Mittel- und Feinverteilung) als aufeinander folgende parallele Ketten von Prozessen abgebildet. Aufgrund der Parallelität können unterschiedliche alternative Verteilungsklassen abgebildet werden. Diese unterscheiden sich in ihren Kosten und zugehörigen Versorgungspotenzialen. Dadurch wird grob z. B. zwischen unterschiedlichen Erschließungskosten für Blockbebauung und Neubaugebiet oder Versorgungsstrukturen in Städten innerhalb von Kernregionen oder in ländlichen Regionen

¹ Für eine detaillierte Beschreibung des Industrie- und Umwandlungssektors und Anwendungsbeispiele siehe unter anderem Kuder, Blesl (2010), Kuder, Blesl (2009), Kober, Blesl (2010a), Kober, Blesl (2010b), PLANETS (2009)

differenziert. Innerhalb des Modells sind die existierenden Netze als Bestände abgebildet, die bei entsprechender Nachfrage im Modell erweitert werden.

TIMES PanEU enthält eine Vielzahl unterschiedlicher CCS-Technologien, wie zum Beispiel die drei Kraftwerkskonzepte Precombustion, Postcombustion und Oxyfuel für verschiedene Energieträger als auch CCS-Technologien für industrielle Anwendungen in der Zement- und Ammoniakindustrie sowie im Umwandlungssektor zur Herstellung synthetischer Kraftstoffe und Wasserstoff aus fossilen Energieträgern. Die jeweiligen Infrastrukturoptionen für den CO₂-Transport und die Speicherung ist in Form von detaillierten Kosten-Potenzial-Kurven für die europäischen Länder hinterlegt. Diesen liegt eine Analyse möglicher zukünftiger CCS-Kraftwerksstandorte und CO₂-Speichern mittels eines Geoinformationssystems zugrunde (Abbildung 4-3) (Kober, Blesl 2010a; Blesl, Kober 2010).

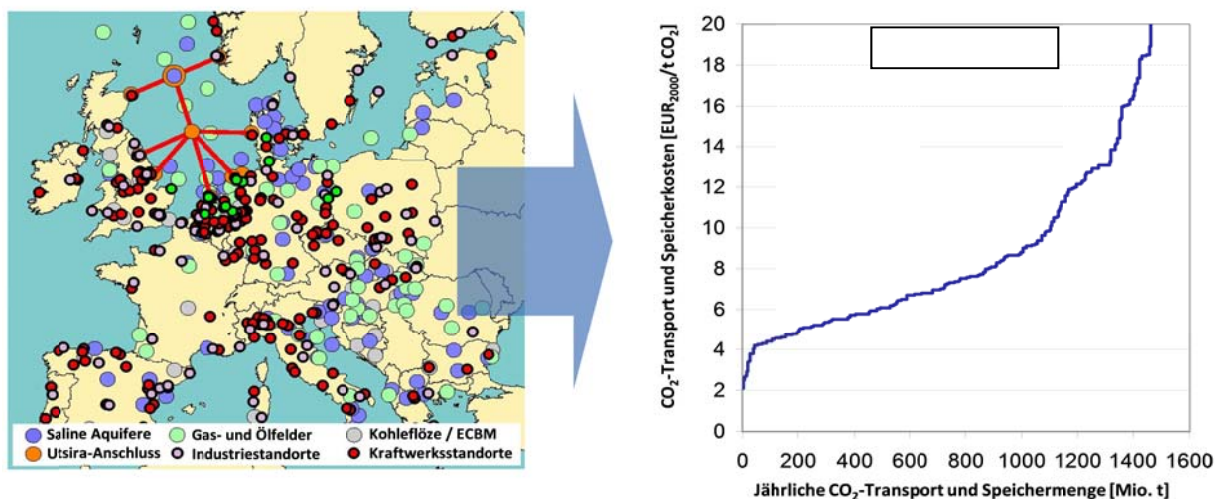


Abbildung 4-3: Schematische Darstellung der Herleitung der Kosten-Potenzial-Kurven für CO₂-Transport und Speicherung in TIMES PanEU

Im **Rohstoffbereitstellungssektor** werden alle Primärenergieressourcen (Rohöl, Erdgas, Steinkohle, Braunkohle) durch Angebotskurven mit mehreren Kostenstufen modelliert. Dabei werden drei verschiedene Kategorien unterschieden: entdeckte Reserven (oder erschlossene Quellen), Reservenwachstum (oder Sekundär- und Tertiärförderung) und Neuentdeckungen. Zusätzlich werden sieben verschiedene Bioenergieträger unterschieden: Alt- und Restholz, Biogas, Haushaltsmüll, Industriemüll, sowie zuckerhaltige, stärkehaltige und lignocellulosehaltige Energiepflanzen, die wiederum in unterschiedlich Kostenkategorien in Abhängigkeit des Sammel- und des Transportaufwandes unterschieden sind.

Durch seine regionale Auflösung erlaubt TIMES PanEU die Berücksichtigung länderspezifischer Besonderheiten, wie z. B. unterschiedliche Kraftwerksstrukturen des Bestandes, regional verschiedene Ausbaupotenziale für Erneuerbare Energien sowie Potenziale zur Speicherung von CO₂. Im Fall der Speicheroptionen für CO₂ wird einerseits zwischen Gasfeldern, Salinen Aquiferen, Kohleflözen, Kohlebergwerken, Salzbergwerken und Ölfeldern und ande-

rerseits zwischen offshore und onshore Optionen unterschieden. Wie erwähnt, ist im Modell ein interregionaler Stromhandel implementiert, so dass Elektrizitätsexporte und -importe unter Berücksichtigung bestehender Kuppelleitungskapazitäten entsprechend ENTSO-E endogen im Modell berechnet werden.

Der im Rahmen dieser Studie angewandte integrierte Planungsansatz bietet somit den Vorteil, z. B. gegenüber den sonst üblichen „Spreadsheet“-Modellen, dass damit alle sektoralen und regionalen Rückkopplungen berücksichtigt werden können, ohne dass an den Koppelstellen der einzelnen Module Informationen verloren gehen. Dies ermöglicht unter vorgegebenen energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen jeweils die Ermittlung ökonomisch optimaler und aufeinander abgestimmter Handlungsstrategien in einzelnen Sektoren und Regionen. Angesichts der zunehmenden Liberalisierung der Energiemärkte erscheint dies von besonderer Bedeutung, da die jeweiligen wettbewerblichen Konkurrenzbeziehungen unbedingt zu erfassen sind. Eine Betrachtung, die sich aus einzelnen sektoralen oder regionalen Überlegungen oder aus gesonderten Analysen der verschiedenen Energieträger zusammensetzt, kann diesem Aspekt nicht gerecht werden

4.2 Modellierung der Folgen des Klimawandels

Hinsichtlich Klimawandelauswirkungen wurden in der Literaturrecherche in Abschnitt 0 eine Vielzahl möglicher Klimawandelauswirkungen in der Literaturübersicht identifiziert. Für die Implementation in das Energiesystemmodell wurde eine Auswahl relevanter Auswirkungen getroffen. Diese zur Implementation ausgewählten Klimawandelauswirkungen werden in Tabelle 4-2 näher beschrieben.

Tabelle 4-2: Im Rahmen der Modellierung berücksichtigte Klimawandelauswirkungen

Auswirkung in der Energiewirtschaft	Methodische Berücksichtigung	Mögliche Adaptionsmaßnahme
Verringerter Heizenergiebedarf <ul style="list-style-type: none"> • Haushalte • GHD • Industrie (~80% Abdeckung) 	Reduzierung der Nachfrage nach Raumwärme entsprechend des Rückgangs der Heizgradtage	Reduzierung der Bemühungen zur Isolation der Gebäudehülle
Klimakältebedarf <ul style="list-style-type: none"> • Haushalte • GHD • Industrie (~85% Abdeckung) • Verkehr (PKW, LKW, Bus) 	Erhöhung der Nachfrage nach Klimakälte entsprechend des Anstiegs der Kühlgradtage	Installation von Kühlaggregaten, Anpassung der Auslegung der Gebäudehülle, Installation von Beschattungseinrichtungen
Einschränkung Wasserkraft	Potentialverringern entsprechend „Klimafolgen für die Wasserkraftnutzung in Deutschland“	Wasserrückhalt, Ausbaugraderhöhung, Wirkungsgraderhöhung in Teillast
Einschränkungen im Pflanzenwachstum durch Trockenheit und Hitzeperioden	Verringerung des Biomassepotentials entsprechend Gutsch et al. PKI	Bewässerungseinrichtungen und Wasserversorgung, Anbau resistenter Pflanzen
Minderverbrauch PKW, Winter	Wirkungsgrad der PKW wird entsprechend Minderverbrauch im Winterhalbjahr erhöht	Keine Adaption notwendig
Erhöhte T_a bei Wärmepumpen und Kältemaschinen	Berücksichtigung durch veränderte JAZ entsprechend Carnot-Wirkungsgrad	Keine Adaption notwendig
Erhöhte T_a bei Photovoltaik	Berücksichtigung der Modultemperatur entsprechend Temperaturkoeffizienten	Verbesserte Modulhinterlüftung, selektive Beschichtungen (Reflektion Infrarot)

Die größten Auswirkungen sind hier im Bereich der Raumwärme, insbesondere Haushalte und Gewerbe, Handel, Dienstleistung (GHD) sowie beim Klimakältebedarf zu erwarten. Als Folge des sinkenden Heizenergiebedarfs kann sich die Wirtschaftlichkeit von energetischen Sanierungsmaßnahmen verringern, während der erhöhte Klimakältebedarf zusätzliche technische Ausrüstung bedingt und energetische Sanierungsmaßnahmen begünstigt.

Die Einschränkungen in der Wasserkraft fallen nur gering aus, insbesondere wenn in einem zukünftigen Energiesystem Photovoltaik, Windkraft und Biomasse dominieren.

Im Bereich der PKW können sich durch höhere Temperaturen in den Wintermonaten geringfügig niedrigere Verbräuche zeigen, die jedoch zu Teilen durch klimatisierungsbedingte Mehrverbräuche in den Sommermonaten kompensiert werden. Weitere Auswirkungen durch erhöhte Umgebungstemperaturen zeigen sich für Wärmepumpen durch eine erhöhte Jahresarbeitszahl sowie als negative Auswirkungen durch verringerte Wirkungsgrade bei Photovoltaik sowie Kältemaschinen.

Weiter konnte eine Vielzahl postulierter Klimawandelauswirkungen wegen zu geringen zu erwartenden Auswirkungen oder fehlender Quantifizierbarkeit von der Modellierung ausgeschlossen werden. Eine Übersicht ausgeschlossener Effekte ist in Tabelle 4-3 dargestellt.

Tabelle 4-3: Von der Modellierung ausgeschlossene Klimawandelauswirkungen

Auswirkung in der Energiewirtschaft	Methodische Berücksichtigung	Mögliche Adaptionsmaßnahme
Klimakältebedarf <ul style="list-style-type: none"> • Binnenschifffahrt • Zugverkehr 	Wegen vernachlässigbarer Auswirkung ausgeschlossen	Wärmeschutzverglasung, Oberflächenfarben, effiziente Klimatisierung
Luftverkehr <ul style="list-style-type: none"> • Temperaturabhängiger Turbinenwirkungsgrad • Luftdruckänderungen 		
Verringerte Kühlwasserverfügbarkeit für Kraftwerke im Sommerhalbjahr	<ul style="list-style-type: none"> • In ETS-Szenarien geringe Nutzung konv. Kraftwerke • in Ziel-Szenarien keine Nutzung konv. Kraftwerke • Positive Rückkopplung mit Photovoltaik (bei höchster sol. Einstrahlung geringste Residuallast) 	Anlegen von Kühltischen Nutzung von Hybrid o. Trockenkühlung
Kühlung/Abwärmeabfuhr bei höherer Außentemperatur (Kraftwerke)		Bevorzugung von Ventilatorkühltürmen ggü. Naturzugkühltürmen
Einschränkungen der Kohleversorgung durch Behinderungen in der Binnenschifffahrt		Anlegung zusätzlicher Kohlelager in Kraftwerksnähe, Rückgriff auf Öl
Übertragungsnetz <ul style="list-style-type: none"> • „Extremwetterereignisse“ • Wirkungsgrad temperaturabhängig 	<ul style="list-style-type: none"> • Auswirkungen der „Extremwetterereignisse“ nicht quantifizierbar / abbildbar • Wirkungsgradauswirkungen gering 	Bau zusätzlicher Übertragungskapazität, Auslegung auf höhere Belastung
<ul style="list-style-type: none"> • Änderungen im Lebenswandel („Mediterranisierung“) 		Quantifizierbarkeit nicht gegeben
...

Energetische Auswirkungen in der Binnenschifffahrt sowie im Zug- und Luftverkehr werden wegen ihrer sehr geringen Bedeutung im Verkehr und somit auch im gesamten Energiesystem aus der weiteren Betrachtung ausgeschlossen.

Hinsichtlich der Kühlung von thermischen Kraftwerken zeigen die Szenarien, dass bis Mitte des Jahrhunderts unter den Rahmenbedingungen der Klimaschutzpolitik kein oder nur noch ein geringer Einsatz der konventionellen Kraftwerke in Baden-Württemberg stattfindet. Zusätzlich erfolgt ein deutlicher Zubau von Photovoltaik sowie Windenergie, wobei insbesondere die hauptsächlich im Sommer stattfindende Stromerzeugung der Photovoltaik die Kühlwassersituation im Sommer weiter entschärft.

Für Auswirkungen auf die Übertragungsnetze, die meist als Auswirkungen von sogenannten „Extremwetterereignissen“ betrachtet werden, ergibt sich kein auf die Energiesystemmodellierung übertragbarer Zusammenhang. Weiter sind die wirkungsgradseitigen Auswirkungen der Temperaturerhöhung vernachlässigbar gering.

Einen weiteren Punkt stellen die Auswirkungen möglicher Lebensstiländerungen dar, diese sind jedoch im Rahmen dieser Untersuchung nicht quantifizierbar und können daher in der Modellierung nicht berücksichtigt werden.

4.2.1 Klimawandelauswirkungen im Bereich der Wärmenachfrage

Der Einfluss der Klimaänderung wurde im Verhältnis zur Energieeinsparverordnung bzw. deren Fortschreibung analysiert (Tabelle 4-4). Hierfür wurden vier verschiedene Entwicklungspfade analysiert. Der Entwicklungspfad „Trend“ beschreibt den Verlauf, der sich ergibt, wenn sich sowohl keine Änderungen hinsichtlich der klimatischen Rahmenbedingungen ergeben, als auch die derzeitige Energieeinsparverordnung unverändert bestehen bleiben würde. In einem weiteren Entwicklungspfad EnEV wurde nur die Energieeinsparverordnung bis 2050 bis zum derzeit möglichen technischen Höchststandard im Bereich der Wärmedämmung und Verglasung verschärft. Im Entwicklungspfad „Klima“ wird der Fall simuliert, dass die Energieeinsparverordnung unverändert bleibt, aber die Klimaänderungen berücksichtigt werden. Im vierten Entwicklungspfad „Max“ wird sowohl eine Veränderung des Klimas als auch der Energieeinsparverordnung zugrunde gelegt.

Tabelle 4-4: Übersicht der Entwicklungspfade für den Raumwärmebedarf

Pfad	Beschreibung der Entwicklungspfade
Trend	<ul style="list-style-type: none"> • Aktueller Trend der Entwicklung des Raumwärmebedarfs ohne Einflussfaktoren wie Klima und Verschärfung der EnEV
EnEV	<ul style="list-style-type: none"> • Verschärfung der Energieeinsparverordnung unter Berücksichtigung des Klimawandels
Klima	<ul style="list-style-type: none"> • Lediglich der Einfluss des Klimawandels auf den Raumwärmebedarf wird betrachtet • Keine Veränderung der Energieeinsparverordnung
Max	<ul style="list-style-type: none"> • Verlauf mit verschärfter Energieeinsparverordnung und fortschreitenden Klimaveränderungen ($\rightarrow \text{Max} = \text{EnEV} + \text{Klima}$)

Die Berechnung des Raumwärmebedarfs erfolgt mithilfe eines Excel-Tools, das nach DIN V 4108-6 eine Berechnung des Raumwärmebedarfs ausführt. Je nach Entwicklungspfad ergibt sich somit ein bestimmter Verlauf für den Raumwärmebedarf. Die Ergebnisse sind in Abbildung 4-4 und Abbildung 4-5 grafisch dargestellt.

Das Trend-Szenario zeigt den Verlauf des Raumwärmebedarfs ohne Fortschreibung der Energieeinsparverordnung. In diesem Fall geht man zusätzlich davon aus, dass die Staatengemeinschaft einen Weg gefunden hat, die globale Erwärmung aufzuhalten. Das bedeutet, das Klima bleibt unverändert und somit auch die Gradtagzahlen und die Dauer der Heizperiode. Somit hat das Klima bei diesem Szenario keinen Einfluss auf den Raumwärmebedarf.

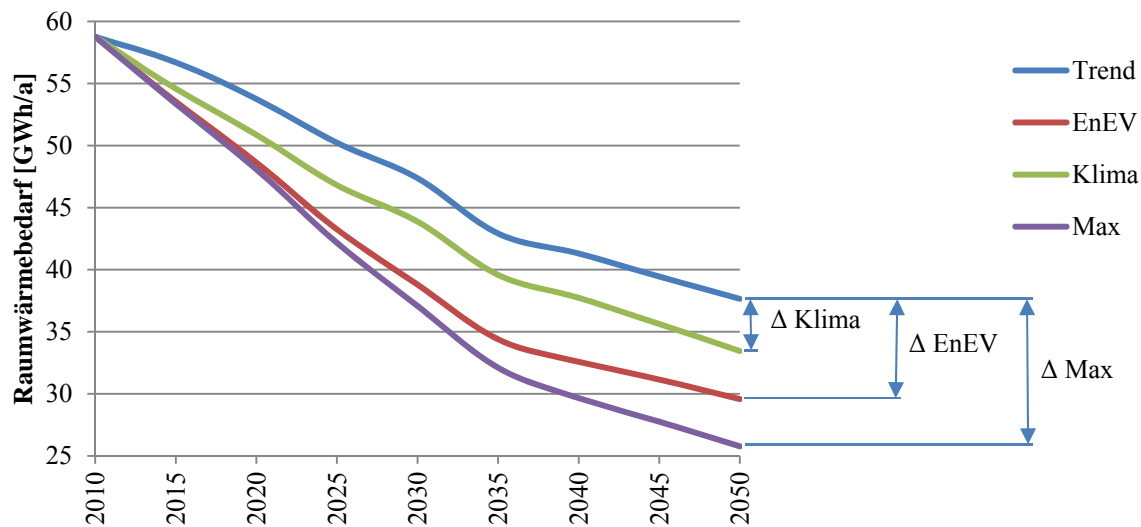


Abbildung 4-4: Entwicklung des Raumwärmebedarfs für unterschiedliche Entwicklungspfade

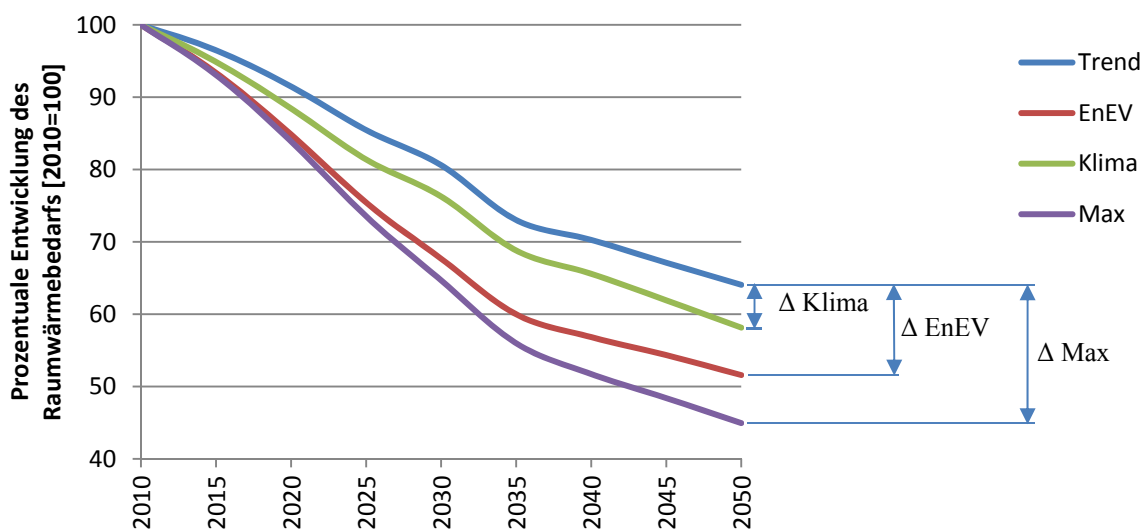


Abbildung 4-5: Prozentuale Entwicklung des Raumwärmebedarfs auf Basis 2010 = 100 %

Aber sehr wohl weiterhin die EnEV, auch wenn diese im Trend-Szenario nicht verschärft wird. Denn sowohl die Planung als auch der Bau eines neuen Wohnhauses müssen nach Vorgabe der aktuellen EnEV 2014 erfolgen. Bereits die fortwährende Umsetzung der Maßnahmen nach EnEV führt zu Energieeinsparungen. Hinzu kommt, dass ebenso bei Sanierungsmaßnahmen die Vorgaben der EnEV eingehalten werden müssen. Diese beinhalten zum Beispiel, dass die ausgetauschten bzw. neu eingebauten Gebäudebauteile den aktuellen wärmeschutztechnischen Standards entsprechen müssen. Ebenso darf sich der Wärmedurchgang der

Bauteile durch die Sanierung nicht verschlechtern. Hinzu kommt, dass im Laufe der Zeit alte und baufällige Wohngebäude abgerissen werden. Auch wenn diese nicht durch ein neues Gebäude ersetzt werden, wird der Gesamttraumwärmebedarf niedriger, da alte Gebäude meist schlechtere Wärmedurchgangskoeffizienten haben und diese nicht mehr mit in die Gesamtbilanz eingerechnet werden. Die Energieeinsparung nach Trend beträgt insgesamt über ein Drittel (35,9 %; 37,6 GWh/a) im Jahr 2050 gegenüber dem Basisjahr 2010 (Abbildung 4-4).

Geht man nun einen Schritt weiter und verschärft die Energieeinsparung im Laufe der Zeit und passt diese den neuen Energiestandards an, so erhält man den Verlauf „EnEV“. Auch in diesem Szenario gibt es keine klimatischen Veränderungen. Betrachtet man den Zeitraum von 2010 bis 2050, so erhält man als Ergebnis für diesen Verlauf eine Energieeinsparung von ca. 48,4 % (29,6 GWh/a) im Jahr 2050, was fast der Hälfte des ursprünglichen Raumwärmebedarfs (2010) entspricht.

Die Auswirkungen des Klimawandels auf den Raumwärmebedarf zeigt der Verlauf des Szenarios „Klima“. Dieses Szenario basiert im Wesentlichen auf dem Trend-Szenario. Mit dem Unterschied, dass in die Berechnungen der Einfluss des Klimas über die Variation der Gradtagzahlen und die Länge der Heizperiode einfließt. Die prognostizierten Klimaveränderungen führen zwischen 2010 und 2050 zu einer Abnahme des Raumwärmebedarfs um rund 41,8 % (33,4 GWh/a). Im Vergleich zum Szenario EnEV sind das ca. 6,6 Prozentpunkte weniger.

Betrachtet man den Raumwärmebedarf, der sich ergeben würde, wenn sich sowohl das Klima als auch die EnEV verändert, so erhält man das Szenario Max. Dieses gibt das größtmögliche Energieeinsparpotenzial wieder. Nach Szenario Max können demnach zwischen 2010 und 2050 ca. 55 % der Raumwärme eingespart werden.

4.2.2 Klimawandelauswirkungen im Verkehrsbereich

Im Bereich des motorisierten Verkehrs haben eine Vielzahl technischer sowie Umweltfaktoren Einfluss auf den energetischen Nutzungsgrad der Dienstleistungserbringung. Der Energieaufwand pro Personenkilometer (Pkm) im Personenverkehr bzw. pro Tonnenkilometer (tkm) im Frachtverkehr ist maßgeblich bestimmt durch:

- Technische Parameter
 - Wirkungsgrad des Antriebsstrangs
 - Wirkungsgrad der Nebenverbraucher
 - Aerodynamik der Karosserie
- Umweltparameter
 - Umgebungstemperatur
 - Luftdichte
 - Solare Einstrahlung
 - Zustand der Verkehrswege

- Nutzerverhalten
 - Fahrgeschwindigkeit
 - Fahrdynamik
 - Wegelänge
 - Besetzungs- bzw. Beladungsgrad
 - Nutzung der Nebenverbraucher
 - Gewünschtes Fahrgastzellenklima

Des Weiteren bestehen verschiedene Interdependenzen zwischen den Einflussfaktoren, insbesondere zwischen dem Nutzerverhalten und den technischen bzw. Umweltparametern.

In Baden-Württemberg stellen hinsichtlich des Endenergieverbrauchs der PKW-Verkehr, gefolgt vom LKW-Verkehr die mit Abstand größten Verbraucher im Verkehrssektor dar. Die nachfolgende Betrachtung widmet sich daher primär den Klimawandeleffekten im PKW-Verkehr, die Übertragbarkeit auf den LKW-Verkehr wurde ggf. berücksichtigt.

4.2.2.1 Bestimmung des Temperatureffekts auf die Fahrzeugeffizienz

Im Folgenden soll der Einfluss höherer Außentemperaturen auf den Nutzungsgrad von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor sowie von Fahrzeugen mit Elektromotor abgeschätzt werden. Betrachtet werden dabei die Effekte von Wirkungsgradänderungen sowie Änderungen im Energieaufwand der Fahrgastzellenklimatisierung. Ohne Berücksichtigung bleiben Effekte möglicher Anpassungen im Nutzerverhalten, wie z.B. eine unterjährige Variabilität der zurückgelegten Weglängen, Jahreszeit- bzw. wetterabhängige Nutzung von Fahrzeugen bzw. die Wetterabhängigkeit des Modal Splits.

Einfluss niedriger Umgebungstemperaturen auf den Kraftstoffverbrauch von Pkw mit Verbrennungsmotor

Als Grundlage der Ermittlung des Einflusses niedriger Außentemperaturen auf den Energieverbrauch im Winterhalbjahr dient Abbildung 4-6, die den relativen Kraftstoffverbrauch ggü. NEFZ bei zwei verschiedenen Umgebungstemperaturen zeigt. Die Abbildung zeigt den Verbrauch eines Fahrzeugs, relativ zu seinem Normverbrauch nach dem Neuen Europäischen Fahrzyklus (NEFZ), bei hohen und niedrigen Umgebungstemperaturen, in Abhängigkeit der zurückgelegten Wegstrecke.

In der Darstellung ist der signifikante Mehrverbrauch von Pkw mit Verbrennungsmotor auf kurzen Strecken gegenüber dem Normverbrauch deutlich sichtbar. Der Verbrauch nähert sich dabei erst ab Strecken von 5 – 10 km dem Normverbrauch an. Ebenfalls deutlich sichtbar ist der Effekt einer Umgebungstemperaturdifferenz von $\Delta T = 20 \text{ K}$, welcher bei einer Umgebungstemperaturabsenkung zu einem Mehrverbrauch zwischen 10 – 40 % führt. Die stärkste Ausprägung hat dieser Effekt zu Beginn der Fahrt bis zum Erreichen der gewünschten Motorbetriebs- und Innenraumtemperatur.

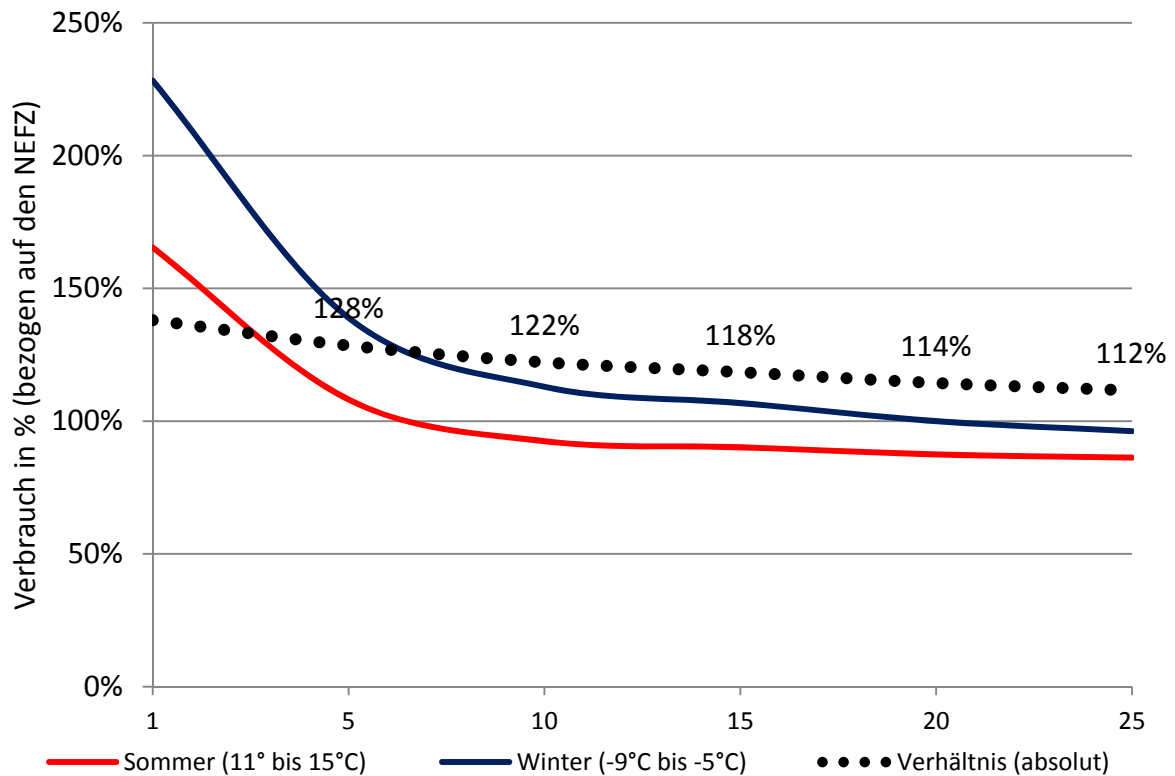


Abbildung 4-6: Relativer Kraftstoffverbrauch ggü. NEFZ bei zwei verschiedenen Umgebungstemperaturen

In Abbildung 4-7 ist die Verteilung der im motorisierten Individualverkehr zurückgelegten Wege, entsprechend MiD 2008, dargestellt. Zu jeder der Kategorien wurde eine mittlere Weglänge bestimmt, woraus die Verteilung der zurückgelegten Strecken berechnet werden konnte. Hinsichtlich der zurückgelegten Wege ist eine häufige Nutzung der Fahrzeuge auf Kurzstrecken sichtbar. Rund 87 % aller Wege haben dabei eine Weglänge kleiner 25 km. Unter Einbeziehung der in jeder Kategorie zurückgelegten, mittleren Weglänge verschiebt sich die Verteilung der zurückgelegten Strecken in Richtung der Langstreckenfahrten.

Aus Abbildung 4-6 ergeben sich bei einer Umgebungstemperaturdifferenz von $\Delta T = 20\text{K}$ Mehrverbräuche zwischen 10 und 40 %. Wird dieser relative Mehrverbrauch temperaturnormiert, so ergibt sich die in Abbildung 4-8 dargestellte Verbrauchsänderung von 0,5 bis 2,0 Prozentpunkten pro Kelvin.

Unter Berücksichtigung des Wegelängenanteils an der insgesamt zurückgelegten Fahrtstrecke aus Abbildung 4-7 folgt für Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor eine durchschnittliche **Verbrauchsminderung um 0,8 % bei Erhöhung der Umgebungstemperatur um 1 Kelvin.**

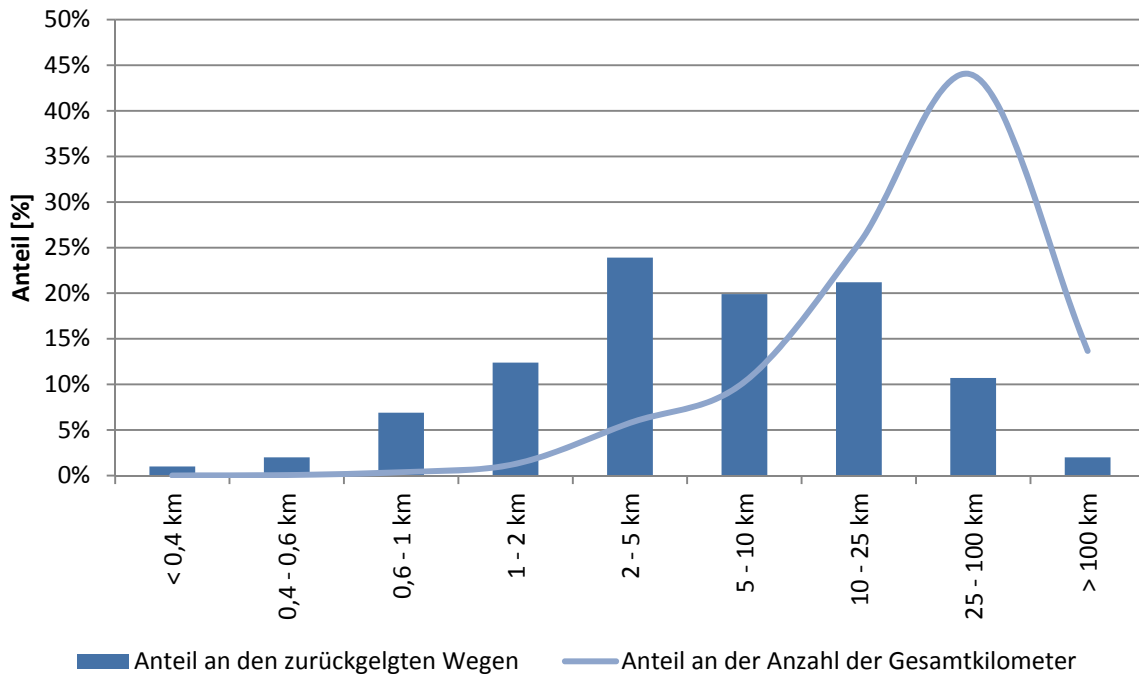


Abbildung 4-7: Weglängenverteilung im motorisierten Individualverkehr in Deutschland (nach MiD 2008)

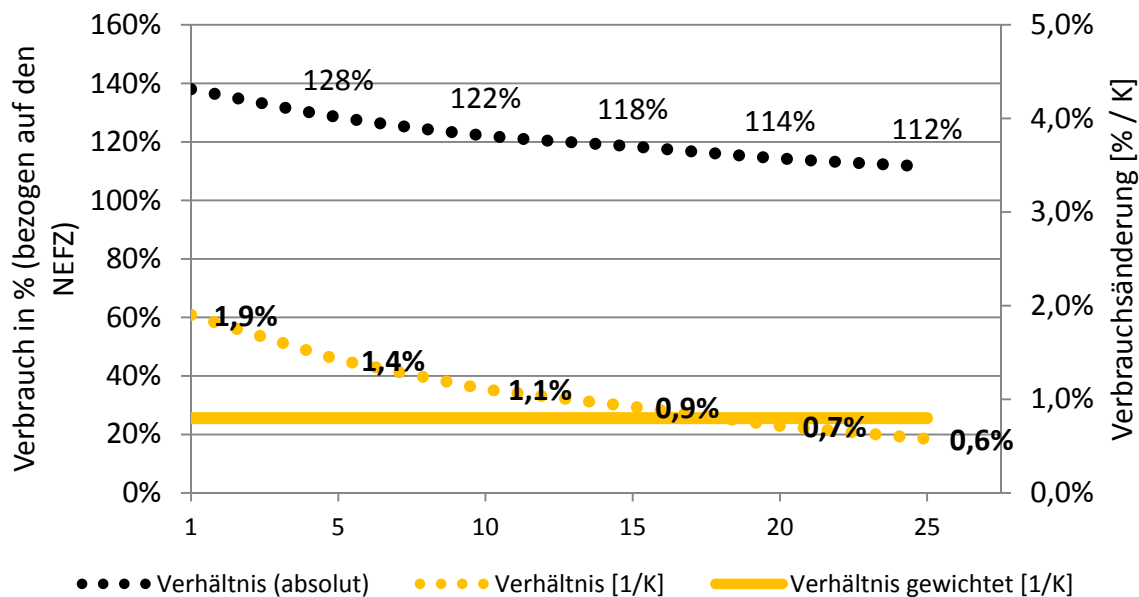


Abbildung 4-8: Relativverbrauch bei Temperaturnormierung und Wegelängengewichtung

Basierend auf der Berechnung der Verbrauchsminderung pro Kelvin, können bei Einbeziehung der absoluten Temperaturänderung, die Klimakorrekturefaktoren für den Treibstoffverbrauch gemäß Tabelle 4-5 abgeschätzt werden.

Tabelle 4-5: Klimakorrektureffektoren für temperaturbedingten Minderverbrauch von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
p15.0	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	99,9%	99,7%	99,6%
p50.0	100,0%	99,9%	99,8%	99,7%	99,6%	99,5%	99,4%	99,2%	99,1%
p85.0	100,0%	99,8%	99,6%	99,4%	99,2%	99,0%	98,8%	98,7%	98,5%

Die vorgenommene Abschätzung gilt lediglich für Pkw. Es ist davon auszugehen, dass der beschriebene Effekt bei Lkw und Kraftomnibussen auf Grund des überwiegenden Langstreckenanteils deutlich geringer ausfällt.

Einfluss niedriger Umgebungstemperaturen auf den Stromverbrauch von PKW mit Elektromotor

Zur Abschätzung des Einflusses niedriger Außentemperaturen bei Elektrofahrzeugen wird der in Abbildung 4-9 dargestellte Vergleich der Stromverbräuche derzeitiger Elektrofahrzeuge verwendet.

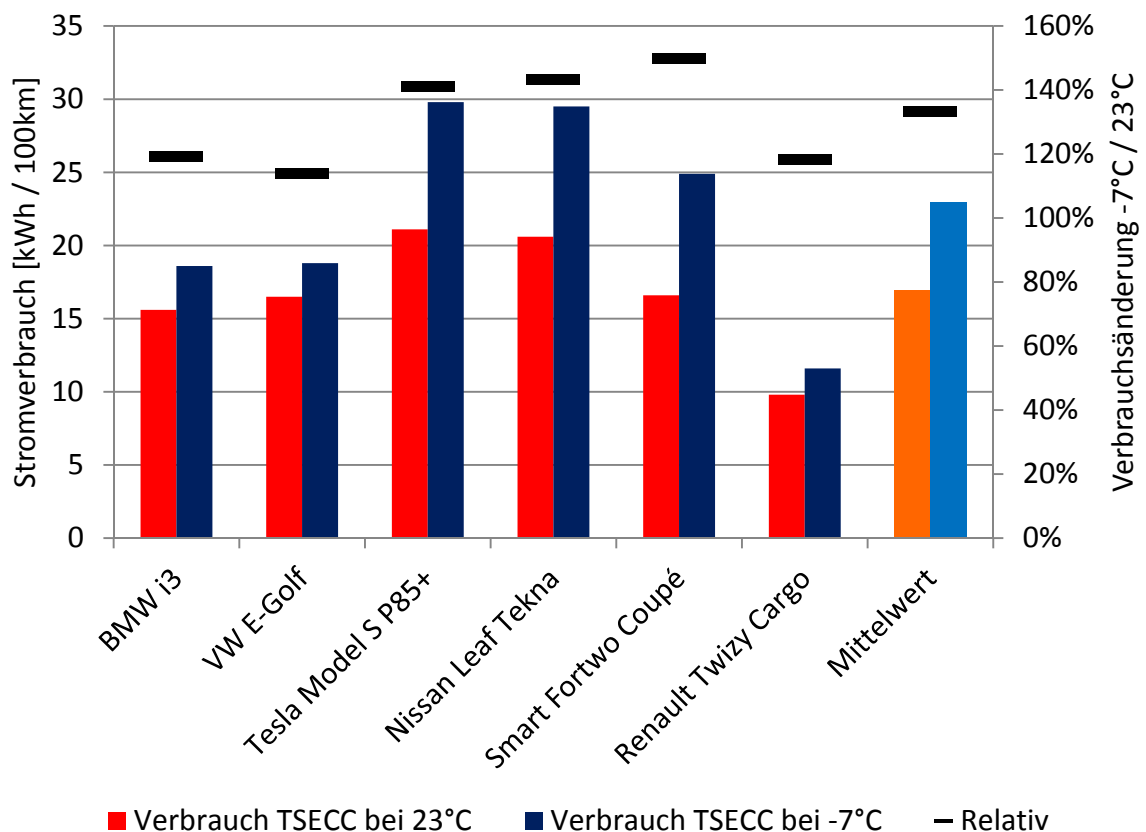


Abbildung 4-9: Gegenüberstellung des Verbrauchs derzeit verfügbarer Elektrofahrzeuge im TÜV SÜD E-Car Cycle - TSECC (AMS 2014)

Die Fahrzeuge wurden dabei im TÜV SÜD E-Car Cycle (TSECC) mit einer Streckenlänge von 60 km bei zwei verschiedenen Umgebungstemperaturen gegenübergestellt. Bei einer Umgebungstemperaturdifferenz von $\Delta T = 30$ K ergeben sich für die getesteten Fahrzeuge relative Mehrverbräuche zwischen 14 – 50 %. Der Mittelwert über die sechs betrachteten Fahrzeuge liegt bei 33 % Verbrauchssteigerung. Temperaturnormiert folgt daraus **für Elektrofahrzeuge eine Verbrauchsminderung um 1,1 Prozentpunkte pro Kelvin Umgebungstemperaturerhöhung.**

Basierend auf der Berechnung der Verbrauchsminderung pro Kelvin, können bei Einbeziehung der absoluten Temperaturänderung, die Klimakorrekturefaktoren für den Stromverbrauch gemäß Tabelle 4-6 abgeschätzt werden.

Tabelle 4-6: Klimakorrekturefaktoren für temperaturbedingten Minderverbrauch von Fahrzeugen mit Elektroantrieb

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
p15.0	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	99,8%	99,6%	99,4%
p50.0	100,0%	99,9%	99,7%	99,6%	99,5%	99,3%	99,1%	98,9%	98,7%
p85.0	100,0%	99,7%	99,5%	99,2%	98,9%	98,6%	98,4%	98,1%	97,9%

Energiebedarf für Klimatisierungsanwendungen im Verkehr

Der Aufwand für Klima- und Transportkälte stellt mit rund 143 PJ für Deutschland (Stand 2009) ca. 5,6% des Endenergiebedarfs des Verkehrs dar.

Bei einem prognostizierten Anstieg der Kühlgradtage in Baden-Württemberg zwischen 30% und 140% und einer parallelen Reduktion des Energiebedarfs für Fahraufwendungen ist mit einer deutlichen, absoluten wie auch relativen, Zunahme des auf Klimatisierung zurückzuführenden Energiebedarfs des Verkehrs zu rechnen.

Dieser Abschnitt basiert auf der VDMA Veröffentlichung „Energiebedarf für Kältetechnik in Deutschland“. Dabei wird die Abschätzung des VDMA auf Baden-Württemberg übertragen und anschließend eine Prognose auf Basis der Entwicklung der Kühlgradtage als indirektes Maß erstellt. Unterschieden wird dabei zwischen der Fahrzeugklimatisierung und Transportkälte.

Fahrzeugklimatisierung

Die Fahrzeugklimatisierung umfasst alle Anwendungen der Klimatisierung zum Personenkomfort. Betrachtet werden Anwendung in Pkw, Kraftomnibussen und Lastkraftwagen. Luft- und Schienenfahrzeuge sowie Schiffe werden auf Grund ihrer vergleichsweise geringen Bedeutung vernachlässigt.

PKW

Basierend auf der Ausgangssituation im Jahr 2010 (Tabelle 4-7) und mit einem Ausstattungsgrad mit Kältesystemen von 90% bei Neufahrzeugen und einem durchschnittlichen Fahrzeugalter von 9 Jahren werden 2015 85% und 2020 90% Ausstattungsgrad mit Kältesystemen im Fahrzeugbestand für PKW angenommen. Parallel wird entsprechend VDMA ein Effizienzsteigerungspotenzial der PKW-Klimaanlagen von 20% angenommen. Für den Verbrauch im Bestand ergeben sich, ausgehend von der Situation im Jahr 2010 (Tabelle 4-8), die folgenden Annahmen: 2015 0,45 l/100 km und 2020 0,4 l/100 km.

Tabelle 4-7: Kraftstoffverbrauch der PKW für Klimatisierung in Baden-Württemberg 2010, entsprechend StaLa, KBA

Typ	Zugel. Fzg. [1000]	Ausstattungsgrad mit Kältesystem [%]	Kältesysteme [1000]	Kraftstoffverbrauch des Kältesystems [l/100km]	km / (Fzg * a)	Kraftstoffverbrauch Kälte / (Fzg. * a) [l]
PKW (otto)	4030	0,81	3264	0,5	11400	57
PKW (diesel)	1652	0,81	1338	0,5	21000	105

Tabelle 4-8: Relativer Verbrauchsanteil und absoluter Verbrauch von Kraftstoffen für Klimatisierung in PKW

Typ	Durchschnittsverbrauch [l/100km]	Verbrauchsanteil Klimatisierung [%]	Heizwert [kWh/l]	Ges. Kraftstoffverbrauch für Klimatisierung [GWh/a]
PKW (otto)	6,9	7%	8,7	1619
PKW (diesel)	6,4	8%	9,8	1377

Zur Bestimmung der Klimakorrekturefaktoren wurde die Entwicklung der Kühlgradtage als Proxy-Variable herangezogen. In einem zweiten Schritt wurden weiter der angenommene Anstieg der Durchdringung im Bestand sowie die angenommene Wirkungsgradsteigerung berücksichtigt. Es ergeben sich, bezogen auf das Basisjahr 2010, die in Tabelle 4-9 aufgeführten Klimakorrekturefaktoren.

Tabelle 4-9: Klimakorrekturefaktoren für Fahrgastraumklimatisierung in PKW, entsprechend der Veränderung der Kühlgradtage und unter Einbeziehung steigender Marktdurchdringung sowie steigender Energieeffizienz

		2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
entspr. Kühlgradtagen	p15.0	100	100	101	101	102	102	103	109	116
		%	%	%	%	%	%	%	%	%
	p50.0	100	104	109	113	117	122	138	153	169
		%	%	%	%	%	%	%	%	%
	p85.0	100	117	134	152	169	186	206	227	247
		%	%	%	%	%	%	%	%	%
angepasst	p15.0	100	96%	91%	91%	92%	92%	92%	98%	104
		%								%
	p50.0	100	100	98%	102	106	110	124	138	152
		%	%	%	%	%	%	%	%	%
	p85.0	100	112	121	137	152	168	186	204	222
		%	%	%	%	%	%	%	%	%

LKW & Kraftomnibusse

Zur Abschätzung des Kraftstoffverbrauchs für Klimatisierung in LKW und Kraftomnibussen wurde das gleiche Vorgehen analog zu den PKW angewandt, basierend auf den Angaben in Tabelle 4-10 und Tabelle 4-11.

Tabelle 4-10: Kraftstoffverbrauch der LKW und Kraftomnibusse für Klimatisierung in Baden-Württemberg 2010

Typ	Zugel. Fzg. [1000]	Ausstattungs-grad mit Kältesystem [%]	Kälte-systeme [1000]	Kraftstoff-verbrauch des Kältesystems [l/100km]	km / (Fzg. * a)	Kraftstoff-verbrauch Kälte / (Fzg. * a) [l]
Lastkraft-wagen	69,6	0,8	56	0,6	28750	173
Sattelzug-maschinen	17,3	0,9	16	0,75	28750	216
Kraft-omnibusse	8,6	0,9	8	2	53250	1065

Tabelle 4-11: Relativer Verbrauchsanteil und absoluter Verbrauch von Kraftstoffen für Klimatisierung in LKW und Kraftomnibussen

Typ	Durchschnitts- verbrauch [l/100km]	Verbrauchsanteil Klimatisierung [%]	Heizwert [kWh/l]	Ges. Kraftstoffverbrauch für Klimatisierung [GWh/a]
Lastkraftw agen	19,0	3 %	9,8	94
Sattelzug maschinen	35,6	2 %	9,8	33
Kraftomni busse	29,0	7 %	9,8	80

Es ergeben sich daraus, bezogen auf das Basisjahr 2010, die in Tabelle 4-12 aufgeführten Klimakorrekturefaktoren.

Tabelle 4-12: Klimakorrekturefaktoren für Fahrgastraumklimatisierung in LKW und Kraftomnibussen

		2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
entspr. Kühlgradtagen	p15.0	100%	100%	101%	101%	102%	102%	103%	109%	116%
	p50.0	100%	104%	109%	113%	117%	122%	138%	153%	169%
	p85.0	100%	117%	134%	152%	169%	186%	206%	227%	247%

Transportkälte

Die Transportkälte umfasst alle Anwendungen der Klimakälte zur Kühlung von transportierten Waren. Betrachtet werden Lastkraftwagen und Kleintransporter. Luft- und Schienenfahrzeuge sowie Schiffe werden auf Grund ihrer vergleichsweise geringen Bedeutung vernachlässigt. Unberücksichtigt bleibt weiter die Möglichkeit der zukünftigen Notwendigkeit von Transportkälte für Waren, welche bei höheren Außentemperaturen nicht mehr ohne Qualitätsverluste transportiert werden könnten.

Es wird angenommen (Tabelle 4-13), dass der Anteil der Kühlfahrzeuge an der Gesamtzahl der zugelassenen Fahrzeuge sowie, dass dieser Bestand in Nutzung und technischer Ausstattung keine Unterschiede zum gesamtdeutschen Bestand aufweist. Weiter geht der VDMA davon aus, dass der COP für Normalkühlung 2,4 und für Tiefkühlung 1,2 beträgt. Rund 40% des Gesamtenergiebedarfs werden dabei schätzungsweise aus elektrischem Strom sowie rund 60% durch Kraftstoff gedeckt.

Zur Abschätzung der Klimaabhängigkeit des Energiebedarfs für Transportkälte ist die Größe der Kühlgradtage nicht zweckmäßig. Im Unterschied zur Fahrgastraumkühlung ist die Not-

wendigkeit der Transportkälte, insbesondere der Tiefkühlung, bei nahezu allen Außentemperaturen gegeben. Daher wird als indirektes Maß die Temperaturdifferenz zur durchschnittlichen Außentemperatur herangezogen. Für Tiefkühlung wird dabei von einer zu erreichenden Solltemperatur von -20°C sowie von 5°C für Normalkühlung ausgegangen.

Tabelle 4-13: Energiebedarf für Transportkühlung bei LKW

Fahrzeuge	Anteil		Betriebsdauer		Kälteleistung		Ges. Kälteenergie		Ges. Energiebedarf		
	NK	TK	NK	TK	NK	TK	NK	TK	NK	TK	
Typ	[1000]	[%]	[%]	[h/a]	[h/a]	[kW]	[k W]	[GW h/a]	[GW h/a]	[GW h/a]	[GWh/a]
Sattelzüge											
Langstrecke	60	40				9,0	8,0	43	51	18	42
	3.975	%	%	2.000	4.000						
Verteil- verkehr	60	40				17,0	15, 0	9	11	4	9
	442	%	%	2.000	4.000						
LKW > 4 t											
Langstrecke	60	40				6,0	5,0	10	11	4	9
	1.325	%	%	2.000	4.000						
Verteil- verkehr	60	40				11,0	9,0	41	45	17	37
	3.092	%	%	2.000	4.000						
klein LKW, Klein- transporter											
Langstrecke	80	20				2,0	1,5	1	0	0	0
	442	%	%	750	1.500						
Verteil- verkehr	80	20				5,5	4,0	13	5	5	4
	3.975	%	%	750	1.500						
								116	122	48	101
Gesamt	13.252							238		150	

Es ergeben sich, bezogen auf das Basisjahr 2010, die in Tabelle 4-14 dargestellten Klimakorrekturfaktoren.

Zusammenfassung Verkehrsbereich

Im Rahmen der Modellierung ergibt sich ein kombinierter Änderungsfaktor für den Kraftstoffverbrauch im Jahresmittel. Dieser wird ermittelt aus dem anteiligen Minderverbrauch während des Winterhalbjahres sowie dem anteiligen Mehrverbrauch im Sommerhalbjahr. Entsprechend wurden die in Tabelle 4-15, Tabelle 4-16 und Tabelle 4-17 aufgeführten Änderungsfaktoren für die Systemmodellierung ermittelt und umgesetzt.

Tabelle 4-14: Klimakorrekturefaktoren für Transportkälte, Normalkühlung, Tiefkühlung und gewichtete Summe

		2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
NK	p15.0	100%	100%	100%	100%	100%	100%	102%	104%	106%
	p50.0	100%	101%	102%	104%	105%	106%	109%	112%	115%
	p85.0	100%	103%	106%	109%	112%	116%	119%	123%	126%
TK	p15.0	100%	100%	100%	100%	100%	100%	101%	101%	102%
	p50.0	100%	100%	101%	101%	102%	102%	103%	103%	104%
	p85.0	100%	101%	102%	103%	103%	104%	105%	106%	107%
kombiniert	p15.0	100%	100%	100%	100%	100%	100%	101%	103%	104%
	p50.0	100%	101%	102%	103%	104%	105%	107%	109%	111%
	p85.0	100%	102%	104%	106%	109%	111%	114%	116%	118%

Tabelle 4-15: Änderungsfaktoren des Kraftstoffverbrauchs von PKW mit konventionellem Antrieb

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
p15.0	100%	100%	99%	99%	99%	99%	99%	100%	100%
p50.0	100%	100%	100%	100%	100%	100%	101%	102%	103%
p85.0	100%	101%	101%	102%	103%	104%	105%	106%	108%

Tabelle 4-16: Änderungsfaktoren des Fahrstromverbrauchs von PKW mit elektrischem Antrieb

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
p15.0	100%	100%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	100%
p50.0	100%	100%	100%	100%	100%	100%	101%	102%	103%
p85.0	100%	101%	101%	102%	103%	104%	105%	106%	107%

Tabelle 4-17: Änderungsfaktoren des Kraftstoffverbrauchs von LKW mit konventionellem Antrieb

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
p15.0	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,1%	100,1%	100,1%	100,3%	100,6%
p50.0	100,0%	100,2%	100,3%	100,5%	100,6%	100,8%	101,3%	101,9%	102,4%
p85.0	100,0%	100,6%	101,2%	101,8%	102,4%	103,0%	103,7%	104,4%	105,1%

4.2.3 Klimawandelauswirkungen auf Wärmepumpen und Kältemaschinen

Wärmepumpen und Kältemaschinen können beide als Kraftwärmemaschinen kategorisiert werden und nutzen einen Thermodynamischen Kreisprozess. Kraftwärmemaschinen nehmen thermische Energie auf niedrigem Temperaturniveau auf und können diese unter Zuhilfenah-

me von Antriebsenergie (z. B. durch elektrischen Strom zur Verfügung gestellt) auf einem höheren Temperaturniveau wieder abgeben.

Der thermische Wirkungsgrad, das Verhältnis von abgegebener Heiz- oder Kühlleistung und der aufgewendeten mechanischen Arbeit, wird als Leistungszahl bezeichnet. Die Leistungszahl dieser Maschinen ist entsprechend dem Carnot-Zyklus nach oben begrenzt. Es ergibt sich als Obergrenze der Leistungszahl:

$$\varepsilon < \frac{T_2}{T_2 - T_1}$$

wobei T_1 das niedrige und T_2 das hohe Temperaturniveau darstellen.

Die theoretischen und die tatsächlichen Leistungszahlen von Kraftwärmemaschinen sind über den Gütegrad η verknüpft. Dieser liegt zum Beispiel für Wärmepumpen um 0,45 bis 0,55. Für die Leistungszahlen finden häufig die englischen Bezeichnungen COP – Coefficient of Performance für Wärmepumpen und EER – Energy Efficiency Ratio für Kältemaschinen Anwendung.

Aus obenstehender Betrachtung ergibt sich die direkte Abhängigkeit der Leistungszahl von der zu erreichenden Temperaturdifferenz. Bei Betrachtung der Auswirkungen des Klimawandels zeigen sich ganzjährig erhöhte Umgebungstemperaturen. Im Allgemeinen sinkt für Wärmepumpen an Heiztagen die zu erreichende Temperaturdifferenz zwischen Innen- und Außentemperatur. Analog zur Situation der Wärmepumpen steigt im Gegensatz dazu für Kältemaschinen die zu erreichende Temperaturdifferenz. Die Leistungszahlen der Wärmepumpen werden daher steigen, während Kältemaschinen rückläufige Leistungszahlen aufweisen.

Um diese Effekte zu quantifizieren, ist es notwendig, für ein Testreferenzjahr zu jedem Zeitpunkt mit Heiz- oder Kühllast die jeweilige Temperaturdifferenz bzw. die sich daraus ergebenden Leistungszahlen zu bestimmen. Hierfür wurde auf den vom Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) im Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung (BBR) und dem Deutschen Wetterdienst (DWD) zur Verfügung gestellten Test-Referenzjahr-Datensätze (TRY) zurückgegriffen. Diese Datensätze beinhalten Testreferenzjahre für zwei Zeiträume. Als Basis dient ein mittleres TRY für den Zeitraum 1988 bis 2007. Gegenüber den bisherigen TRY-Datensätzen für den Zeitraum 1961 bis 1990 wird dadurch der deutliche Temperaturanstieg in Deutschland seit den 1980er-Jahren berücksichtigt. Zur Abbildung des zukünftigen Klimas wurden Datensätze für die Periode 2021 bis 2050 auf Basis von Klimamodellrechnungen erstellt. Eine ausführliche Dokumentation steht auf der Homepage des BBSR zur Verfügung (BBSR 2013).

Für die Berechnungen wurden weiter die in Tabelle 4-18 aufgeführten Annahmen hinsichtlich der Systemauslegung getroffen.

Tabelle 4-18: Rahmenannahmen für die Nutzung von Wärmepumpen und Kältemaschinen

Wärmepumpen		Kältemaschinen	
Heiztag ab Tagesmittel <	15 °C	Kühltage ab Tagesmittel >	18,3 °C
Systemauslegung auf (max)	-20 °C	Systemauslegung auf (max)	35 °C
Heiztemperatur (T2)	35 °C	Kühltemperatur (T1)	6 °C

Unter den in Tabelle 4-18 getroffenen Annahmen ergeben sich für die beiden Testreferenzjahre im Jahresmittel die in Tabelle 4-19 dargestellten Obergrenzen der Jahresarbeitszahlen im Zeitverlauf.

Tabelle 4-19: Mittlere, gewichtete Jahresarbeitszahlen für die Zeiträume 1988-2007 und 2021-2050

	1988 - 2007	2021 - 2050	Verhältnis
JAZ Wärmepumpen	9,34	9,55	102,2%
EER Kältemaschinen	15,93	15,41	96,8%

Aus der Berechnung ergibt sich der beschriebene Effekt des Anstiegs des COP bei Wärmepumpen und damit der Jahresarbeitszahl sowie der gegenläufige Verlauf bei Kältemaschinen. Bei Wärmepumpen verbessert sich damit die Jahresarbeitszahl um rund 2 %, während bei Kältemaschinen ein Rückgang auf rund 97 % erfolgt.

Für die Übertragung der Wirkungsgradänderungen in das Energiesystemmodell wurde angenommen, dass der Ausgangszustand 2010 noch Gültigkeit hat und anschließend im Zeitraum bis 2040 linear die berechneten Änderungen eintreten (Tabelle 4-20).

Tabelle 4-20: Änderungsfaktoren für die Jahresarbeitszahlen von Wärmepumpen und Kältemaschinen

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
JAZ Wärmepumpen	100,0%	100,4%	100,7%	101,1%	101,5%	101,8%	102,2%	102,2%	102,2%
EER Kältemaschinen	100,0%	99,5%	98,9%	98,4%	97,8%	97,3%	96,8%	96,8%	96,8%

4.2.4 Klimawandelauswirkungen auf die Photovoltaik

Der Wirkungsgrad von Photovoltaikmodulen ist maßgeblich von der Modultemperatur abhängig. Nach Zinßer (2010) wird in der Praxis der Leistungsrückgang mit einem Temperaturkoeffizienten von $\gamma = -0,5 \text{ \%}/K$ abgeschätzt. Die Leistung eines Photovoltaikmoduls nimmt also mit mit rund 0,5 % pro Kelvin Temperaturerhöhung des Moduls ab. Real gemessene Temperaturkoeffizienten moderner Si-Photovoltaikmodule fallen tendenziell etwas geringer aus. Die folgende Abschätzung stellt damit eine Obergrenze dar.

Für die Modellierung wurde vereinfachend davon ausgegangen, dass höhere Umgebungstemperaturen direkt die Modultemperaturen beeinflussen. Der angenommene Temperaturkoeffizient wurde dazu mit dem monatlichen Klimaänderungssignal der Periode 2021 bis 2050 multipliziert und anschließend mit dem Ertragsanteil des jeweiligen Monats am Jahresertrag (Abbildung 4-10) gewichtet.

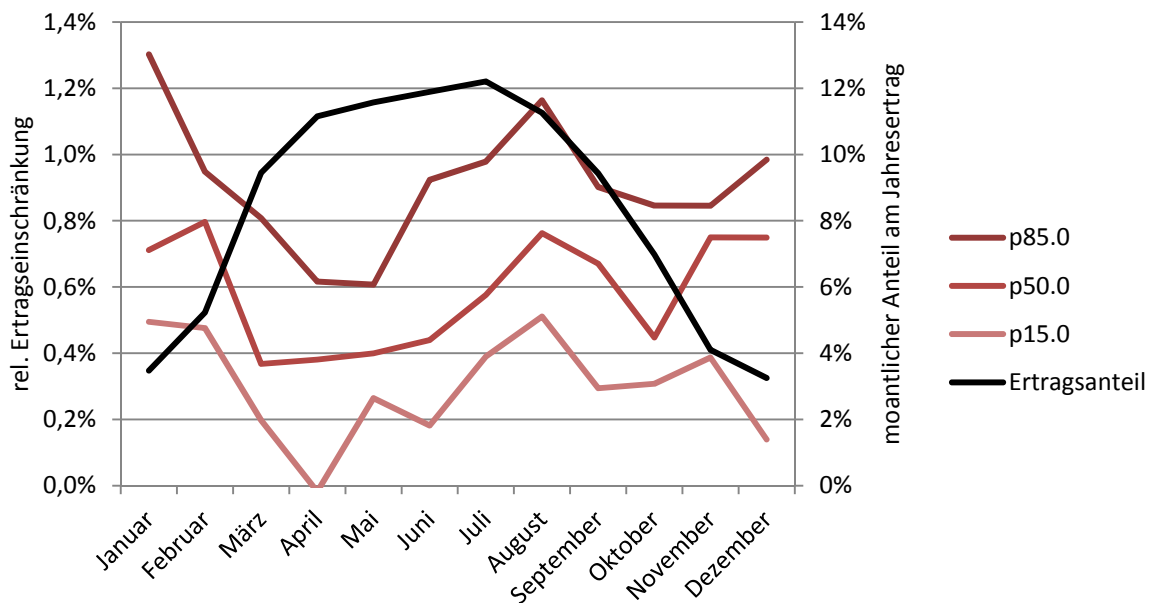


Abbildung 4-10: Monatliche, relative Ertragseinschränkungen und Verteilung des Jahresertrags der Photovoltaik in Baden-Württemberg

Die stärksten Änderungen ergeben sich in den Wintermonaten sowie im Spätsommer, während rund 80 % des Jahresertrags in den Monaten März bis September liegen. Daraus folgt im Jahresmittel ein Ertragsrückgang für Photovoltaikmodule auf 99,7 (p15.0) bis 99,1 % (p85.0) (Tabelle 4-21).

Tabelle 4-21: Änderungsfaktoren für den Jahresertrag der Photovoltaik in Baden-Württemberg

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
p15.0	100%	100,0%	99,9%	99,9%	99,8%	99,8%	99,7%	99,7%	99,7%
p50.0	100%	99,9%	99,8%	99,7%	99,6%	99,5%	99,5%	99,5%	99,5%
p85.0	100%	99,9%	99,7%	99,6%	99,4%	99,3%	99,1%	99,1%	99,1%

4.2.5 Klimawandelauswirkungen auf die Biomassepotenziale

Der Biomasseertrag in der Land- und Forstwirtschaft ist von einer Vielzahl Randbedingungen abhängig. Unter anderem bestehen deutliche Abhängigkeiten von der Dauer der Vegetationsperiode, der Wasserverfügbarkeit, den absoluten Temperaturen und der solaren Einstrahlung. Da das Zusammenwirken dieser Determinanten nicht über die klimatischen Leitplanken aus „Zukünftige Klimaentwicklung in Baden-Württemberg“ abgebildet werden kann, wurde zur Abschätzung der zukünftigen Biomassepotenziale auf Gutsch et al. „Uncertainty of biomass contributions from agriculture and forestry to renewable energy resources under climate change“ zurückgegriffen.

Gutsch et al. untersuchen die Auswirkungen von Klimaänderungen auf forstwirtschaftliche Biomassen, auf Stroh, Mais und auf Biomasse aus Kurzumtriebsplantagen auf regionaler Ebene. Hierfür wurden globale Projektionen im RCP 8.5-Szenario mit dem Klimamodell STARS regionalisiert. Die Auswirkungen auf forstwirtschaftliche Biomasse und Biomasse aus Kurzumtriebsplantagen (KUP) wurden im forstwirtschaftlichen Modell 4C (‘FORESEE’ - Forest Ecosystems in a Changing Environment) abgebildet. Weiter wurden die Erträge von Winterweizen und Mais mit dem statistischen Modell IRMA (Integrated Regional Model Approach) des PIK (Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung) erfasst. Für Biomasse aus Kurzumtriebsplantagen wurden dabei 60 sowie für die übrigen Biomassen je 300 Realisationen berechnet. Unberücksichtigt bleiben Effekte durch CO₂-Düngung.

In Abbildung 4-11 sind die absoluten Ertragsänderungen gegenüber dem Zeitraum 1981-2010 für forstwirtschaftliche Biomassen, Stroh, Mais und Biomasse aus Kurzumtriebsplantagen für die deutschen Bundesländer, ausgenommen der Stadtstaaten, für den Zeitraum 2031 - 2060 dargestellt. Während der Ertrag der forstwirtschaftlichen Biomassen in nahezu allen Bundesländern und Realisierungen profitiert, ergibt sich für die übrigen Biomassen ein ungleichmäßigeres Bild. Insbesondere in den Nord-Östlichen Bundesländern ist dabei mit Ertragsrückgängen zu rechnen.

In Tabelle 4-22 sind die heutigen Flächenerträge der Biomassen in Tonnen Trockenmasse pro Hektar sowie die absolute Änderung für den Zeitraum 2031 - 2060 (nach Gutsch et al.2015) für Baden-Württemberg dargestellt.

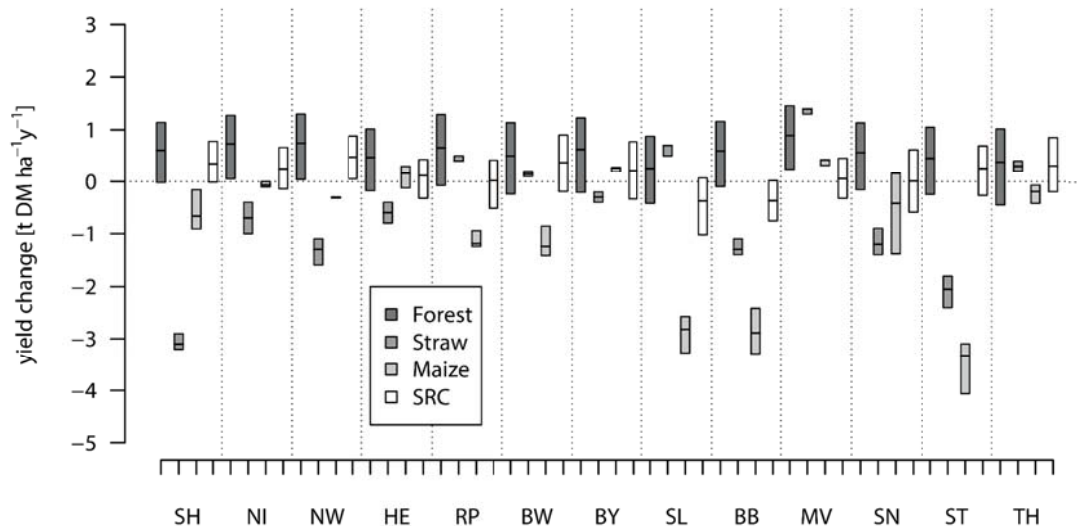


Abbildung 4-11: Absolute Ertragsänderungen der untersuchten Biomassen nach Bundesländern (Gutsch et al. 2015)

Tabelle 4-22: Momentane Biomasseerträge in Baden-Württemberg und bei Klimawandel erwartete Ertragsänderungen nach (Gutsch et al. 2015)

[tDM / ha yr]	2006 - 2011	ΔBest	ΔMid	ΔWorst
Wald	5,74	1,15	0,50	-0,26
Stroh	5,44	0,21	0,15	0,09
Mais	16,31	-0,84	-1,23	-1,42
KUP	6,5	0,89	0,38	-0,21

Während bei Mais im Allgemeinen mit rückläufigen Erträgen zu rechnen ist, ergeben sich für die übrigen Biomassen in den Szenarien „Best“ und „Mid“ Zuwächse und nur im Szenario „Worst“ geringe Rückgänge. Hieraus wurden für die Modellierung die jeweiligen Ertragsänderungsfaktoren bestimmt (Tabelle 4-23). Da aus (Gutsch et al. 2015) nicht hervorgeht, wie die Extremata einander zuzuordnen sind, d. h. eine Klimarealisierung die für forstwirtschaftliche Biomasse den „best-case“ darstellt, könnte gleichzeitig für Mais den mittleren Fall repräsentieren, wird für die weitere Modellierung das Szenario „Mid“, mit den jeweils mittleren Ertragsänderungen verwendet.

4.2.6 Klimawandelauswirkungen auf die Wasserkraftnutzung

Die Wasserkraft stellt in Baden-Württemberg eine historisch feste Größe unter den Erneuerbaren Energien in Baden-Württemberg. Der jährliche Anteil an der lokalen Stromerzeugung beträgt schwankend rund 7 bis 8 %.

Tabelle 4-23: Ertragsänderungsfaktoren für Biomassen in Baden-Württemberg

BEST	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Wald	100%	103%	105%	108%	110%	113%	115%	118%	120%
Stroh	100%	100%	101%	101%	102%	102%	103%	103%	104%
Mais	100%	99%	99%	98%	97%	97%	96%	95%	95%
KUP	100%	102%	103%	105%	107%	109%	110%	112%	114%
MID	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Wald	100%	101%	102%	103%	104%	105%	106%	108%	109%
Stroh	100%	100%	101%	101%	101%	102%	102%	102%	103%
Mais	100%	99%	98%	97%	96%	95%	94%	93%	92%
KUP	100%	101%	101%	102%	103%	104%	104%	105%	106%
WORST	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Wald	100%	99%	99%	98%	98%	97%	97%	96%	96%
Stroh	100%	100%	100%	101%	101%	101%	101%	101%	102%
Mais	100%	99%	98%	97%	96%	95%	93%	92%	91%
KUP	100%	100%	99%	99%	98%	98%	98%	97%	97%

Ausgehend von der Literaturrecherche hinsichtlich der Klimawandelauswirkungen auf die Wasserkraftwerke in Kapitel 2.2.3.1, ist anzunehmen, dass die Wasserkraftnutzung im Modellierungszeitraum durch Klimawandelauswirkungen beeinflusst werden wird. Der Jahresertrag von Wasserkraftanlagen ist neben den Niederschlagsmuster in Baden-Württemberg und der Höhe dieser auch von Zuflüssen aus dem Ausland bzw. der Alpenregion, weiter auch durch die Bodenbeschaffenheit und dessen Rückhaltefähigkeit, das durch den Anlagenbetreiber gefahrene Stauregime und vom Ausbaugrad und der technischen Auslegung der Anlagen, beispielsweise dem Teillastwirkungsgrad, abhängig.

Um die genannten Effekte weitest möglich berücksichtigen zu können, basiert die Abschätzung daher auf dem Endbericht „Klimafolgen für die Wasserkraftnutzung in Deutschland und Aufstellung von Anpassungsstrategien“ (UBA 2012).

Mit einem Regelarbeitsvermögen von rund 3000 GWh p.a. haben die Rheinkraftwerke den größten Anteil am Wasserkraftpotenzial in Baden-Württemberg. Hierzu notiert UBA 2012: „Für den Rhein werden relativ einheitlich milde, niederschlagsreiche Winter mit einer Zunahme der Abflüsse erwartet. Die Erwartungen für den Sommer sind weniger sicher. Sie gehen oft von einer Zunahme der Trockenperioden aus. Aussagen für das ganze Jahr und den Mittelwasserabfluss sind indifferent.“ Weiter von Bedeutung ist der Neckar mit einem Regelarbeitsvermögen von rund 600 GWh für die Großwasserkraft sowie rund 400 GWh bei der Kleinwasserkraft.

Aus den klimatischen Leitplanken ergibt sich für den Niederschlag der nahen Zukunft in Baden-Württemberg ein indifferentes Bild mit hoher Streuung bei mäßiger Richtungssicherheit. Das Klimasignal für den Jahresniederschlag liegt zwischen -1,8 % (p15.0), +4,1 % (p50.0)

bis +6,5 % (p85.0). Auf die Halbjahre aufgeteilt liegen die Klimasignale im Winterhalbjahr zwischen -1,0 % (p15.0), +7,1 % (p50.0) bis +14,8 % (p85.0) bzw im Sommerhalbjahr zwischen -5,8 % (p15.0), -0,7 % (p50.0) bis +3,4 % (p85.0). Erst für die ferne Zukunft ergeben sich für das Winterhalbjahr noch stärkere Zunahmen und für das Sommerhalbjahr in allen Realisierungen geringe bis ausgeprägte Niederschlagsrückgänge. Um bezüglich der Wasserkraft ein den klimatischen Leitplanken ähnliches mittleres Szenario zu kreieren, wird das (UBA 2012) Szenario 1.3 mit 10 % steigenden Winterniederschlägen und unveränderten Sommerniederschlägen aufgegriffen. Da aus UBA 2012 keine Klimaänderungen für den Fluss Iller hervorgehen, wurde hier abweichend auf die Aussagen aus (KOCH et al., 2010) zurückgegriffen (Tabelle 4-24).

Tabelle 4-24: Änderungsfaktoren für das Wasserkraftpotenzial in Baden-Württemberg, aufgeteilt auf Flüsse

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Rhein	100,0%	100,3%	100,7%	101,0%	101,4%	101,7%	102,7%	102,7%	102,7%
Neckar	100,0%	100,1%	100,2%	100,3%	100,4%	100,4%	100,7%	100,7%	100,7%
Neckar Klein WKA	100,0%	100,1%	100,2%	100,3%	100,4%	100,4%	100,7%	100,7%	100,7%
Iller	100,0%	98,8%	97,6%	96,4%	94,0%	91,6%	89,3%	86,9%	84,5%

Teil IV: Szenarien zur Analyse der Auswirkungen des Klimawandels für die Energieversorgung in Baden-Württemberg

5 Konzeption der Szenarien

Das heutige Energiesystem der Bundesrepublik Deutschland hat sich über einen langen Zeitraum in einem ständigen Wandlungsprozess entwickelt. Dabei wirkte eine Vielzahl von unterschiedlichen Einflussfaktoren zusammen, wie der technologische Fortschritt bei der Energiewandlung und Energienutzung oder die energiewirtschaftlichen Potenziale der verschiedenen Energieträger, jedoch auch Entwicklungen außerhalb der eigentlichen Energieversorgung, wie der sozioökonomischen Determinanten, des wirtschaftlichen Ordnungsrahmens und insbesondere auch von Maßnahmen, Eingriffen und Entscheidungen, die von der Politik, der Wirtschaft sowie den Bürgern als Konsumenten getroffen wurden.

Vor dem Hintergrund dieses komplexen Beziehungsgeflechts ist es für die Herleitung eines tragfähigen energiepolitischen Gesamtkonzepts von großer Bedeutung, belastbare Informationen über die potenziellen zukünftigen Entwicklungen der Energieversorgung einschließlich ihrer ökonomischen, umwelt- und ressourcenseitigen Effekte sowie über die Wirkung energiepolitischer Entscheidungen und Maßnahmen zu sammeln. Modellgestützte Szenarioanalysen zur Entwicklung des Energiesystems können derartige Informationen bereitstellen und damit zur Fundierung energiepolitischer Entscheidungen und Strategien beitragen.

Für die zukünftige Entwicklung muss beachtet werden, dass die Entwicklung wichtiger Determinanten der Energieversorgung mit Unsicherheiten behaftet ist und zudem die zukünftige Ausprägung des Energiesystems wesentlich durch gestaltende Eingriffe beeinflusst wird. Szenarien sind daher nicht als Prognosen zu verstehen, sondern als fiktive Zukunftsentwürfe, die Entwicklungen beschreiben, die sich bei Ergreifen bestimmter Maßnahmen und der Vorgabe gewisser Rahmenannahmen einstellen. Dabei soll weder die Vergangenheit fort-, noch die Zukunft normativ festgeschrieben werden, sondern unter Berücksichtigung der vielfältigen Unsicherheiten mögliche Zukunftsentwicklungen der Energieversorgung analysiert werden. Ziel ist es, Handlungsnotwendigkeiten abzuleiten, Gestaltungsspielräume aufzuzeigen und Handlungswirkungen möglichst umfassend im Hinblick auf die energiepolitischen Ziele darzustellen und gegebenenfalls auch auftretende Zielkonflikte aufzuzeigen.

Angesichts der Vielfalt denkbarer Entwicklungen der Energieversorgung lässt sich mit Szenarien immer nur eine begrenzte Zahl von Zukunftsentwürfen beschreiben. Diese sollten so ausgestaltet sein, dass sie die Hauptlinien der Handlungsmöglichkeiten zur Ausgestaltung der zukünftigen Energieversorgung sowie ihre Wirkungen umfassen. Die begrenzte Zahl von Szenarien, aber auch die notwendigerweise reduzierte Komplexität der Realität bei der Quantifizierung der möglichen Entwicklung der Energieversorgung sowie die bestehenden Unsi-

cherheiten erfordern es, die quantitativen Ergebnisse von Szenarioanalysen qualitativ im Hinblick auf die Fundierung eines Gesamtkonzeptes zu interpretieren.

In diesem Sinne werden im Folgenden die Ergebnisse von Szenarien der Entwicklung der Energieversorgung in Baden-Württemberg, Deutschland und Europa erläutert, denen unterschiedliche energie- und klimapolitische Vorstellungen und technologische Präferenzen zugrunde liegen. Zunächst werden jedoch die wesentlichen Charakteristika der Szenarien dargestellt.

5.1 Szenarienbeschreibung

Zur Analyse und Bewertung alternativer energiepolitischer Vorstellungen sowie der Gestaltungsmöglichkeiten für eine sichere, bezahlbare, ressourceneffiziente, umwelt- und klimaverträgliche, d. h. am Leitbild Nachhaltigkeit ausgerichtete Energieversorgung werden im Folgenden die Ergebnisse von Szenarien denkbarer Entwicklungen des Energiesystems der Bundesrepublik Deutschland bzw. Baden-Württembergs beschrieben. Mit den Szenarioanalysen soll auch aufgezeigt werden, welche Rolle und Bedeutung unterschiedliche Energietechniken und Energieversorgungsoptionen für eine klimaverträgliche und nachhaltige Energieversorgung leisten können und sollen. Ebenso sollen mit den Szenarioanalysen die Auswirkungen und Effekte unterschiedlicher Klimaschutzanforderungen auf nationaler und europäischer Ebene sowie von Klimawandelauswirkungen auf das Energiesystem in Baden-Württemberg aufgezeigt werden.

Die Szenariodefinition umfasst vier Szenarien (Tabelle 5-1), darunter zwei Basisszenarien ETS und Ziel. Ausgehend vom Szenario „ETS“, basierend auf den Vorgaben des Emissionshandelssystems der Europäischen Union (EU ETS), das als Referenz verwendet wird, werden im zweiten Basisszenario „Ziel“ zusätzlich die weiteren Ziele der europäischen sowie die Ziele der bundesdeutschen und baden-württembergischen Energie- und Klimapolitik berücksichtigt. Allen Szenarien gemeinsam sind dabei Annahmen zur Bevölkerungs- und Wirtschaftsentwicklung, zu Mindestausbaupfaden für die erneuerbaren Energien sowie der Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie bis zum Jahr 2022.

Um die Übersicht in den folgenden Ergebnisdarstellungen zu wahren, werden mit dem Szenario „ETS“ und dem Szenario Landesziele Baden-Württemberg 50-80-90 (in den Grafiken mit „Ziel“ gekennzeichnet) nur die beiden äußeren Äste eines möglichen Szenarioraums betrachtet. Zu jedem der beiden Szenarien wurde ein korrespondierendes Szenario mit Berücksichtigung von Klimaeinflüssen erstellt. Die Szenarien mit Berücksichtigung der Klimawandelauswirkungen werden mit „ETS_KI“ und „Ziel_KI“ bezeichnet.

Die Klimaausprägung der Szenarien basiert auf den im Rahmen des Projektes zur Verfügung stehenden Ergebnissen aus der Veröffentlichung „Zukünftige Klimaentwicklung in Baden-Württemberg“.

Tabelle 5-1: Übersicht über die Basisszenarien und die Varianten zu den Auswirkungen des Klimawandels

Vorgaben / Szenarien	ETS	übergreifende THG Minderung			EE-Quote am BEEV			EE-Quote an Strom			Reduzierung EEV			KLIMA
		EU	EU	DE	BW	EU	DE	BW	EU	DE	BW	EU	DE	
Ziele bis 2050	THG -75%		-80%	-90%	60%	60%	80%	60%	80%			-50%	-50%	85.P
ETS	X													
ETS_Kl	X													X
Ziel	X		X	X	X	X	X	X	X			X	X	
Ziel_Kl	X		X	X	X	X	X	X	X			X	X	X

Der für Heizwärme und Klimakälte anfallende Nutzenergiebedarf weist eine hohe Korrelation zum Umgebungsklima auf. Als Indikatoren fungieren dazu die sogenannten Heiz- und Kühlgradtage. Diese stellen das Produkt der Differenz zwischen einer festgelegten Innentemperatur und der jeweiligen mittleren Tagesaußentemperatur mit der Anzahl an Kalendertagen dar, an denen die jeweilige Temperaturdifferenz auftritt. In das Teilprojekt wird dies insoweit aufgenommen, als dass, ausgehend von einem Basisjahr, sich der Nutzenergiebedarf entsprechend der normierten Änderung der Heiz- bzw. Kühlgradtage verändert.

Für den Verlauf der Gradtagszahlen stehen aus der Veröffentlichung „Zukünftige Klimaentwicklung in Baden-Württemberg“ jeweils der Durchschnitt der Perioden 1970 bis 2000, 2020 bis 2050 und 2070 bis 2100 zur Verfügung. Für die Modellierung wurde davon ausgegangen, dass der Durchschnittswert dabei jeweils für die Mittleren Jahre der Perioden, 1985, 2035 und 2085 gilt. Zwischen diesen Punkten wurde für die Gradtagszahlen jeweils linear interpoliert. Hierdurch konnten auch die bereits in 2010 gegenüber der Periode 1970 bis 2000 erhöhten Durchschnittstemperaturen berücksichtigt werden.

Unter den beschriebenen Annahmen ergibt sich über den betrachteten Zeithorizont von 40 Jahren eine Steigerung der Zahl der Kühlgradtage gegenüber 2010 auf rund 190 %, während die Zahl der Heizgradtage auf rund 87 % absinkt.

5.2 Sozioökonomische Rahmenannahmen

Für die Szenarien wird von einem gemeinsamen sozioökonomischen Rahmendatenkranz ausgegangen (Tabelle 5-2). Der Rahmendatensatz umfasst die langfristige demographische Entwicklung, die gesamtwirtschaftliche und sektorale Entwicklung, die Entwicklung der Verkehrsleistung im Personen- und Güterverkehr sowie die Entwicklung der Preise für importierte Energieträger.

Tabelle 5-2: Sozioökonomische und energiewirtschaftliche Rahmenannahmen für Deutschland bis zum Jahr 2050

		2010	2020	2030	2040	2050
Entwicklung der Bevölkerung und des Bruttoinlandsprodukts (BIP) in Deutschland						
Bevölkerung	Mio.	81,8	81,4	79,7	77,2	74,3
Haushalte und Wohngebäude						
Anzahl der Wohnungen	Mio.	39,5	41,3	42,4	40,2	37,6
Anzahl der Wohngebäude	Mio.	18,1	18,7	20,1	20,1	19,5
Wohnfläche	Mio. m ²	3.427	3.791	4.021	3.920	3.748
Verkehrsnachfrage						
Personenverkehr	Mrd. Pkm	1.038	1.121	1.153	1.177	1.195
Luftverkehr	PJ	365	329	493	504	490
Güterverkehr	Mrd. tkm	546	595	649	677	695

Quellen: EUROSTAT (2010), IER et al (2010), Blesl (2014), Blesl et al./2 (2011), eigene Berechnungen

Hiernach sind für Deutschland die folgenden Entwicklungen angenommen:

- Die Einwohnerzahl in Deutschland wird von heute rund 81,8 Mio. bis auf 74,3 Mio. Menschen im Jahr 2050 sinken.
- Im gleichen Zeitraum soll nach Überwindung der Wirtschaftskrise bei einem durchschnittlichen Wachstum von rund 1,0 Prozent pro Jahr das reale Bruttoinlandsprodukt (BIP) nahezu um 50 Prozent wachsen. Dies bedeutet, dass das BIP pro Kopf auf etwa das 1,6-fache steigen wird.
- Die Wohnfläche in Deutschland steigt bis 2030 auf gut 4 Mrd. m². Pro Kopf stehen dann rein rechnerisch etwa 50,4 m² zur Verfügung, je Haushalt etwa 95,7 m². Bedingt durch den deutlichen Rückgang der Bevölkerung nach 2030 von 79,6 Mio. auf

74,3 Mio. in 2050 nimmt die gesamte Wohnflächennachfrage und damit die zu beheizende Fläche auf 3,75 Mrd. m² ab.

- Bis 2020 steigt noch die Personenverkehrsleistung in Deutschland (ohne Luftverkehr) um 8 % gegenüber 2010 auf rund 1.121 Mrd. Pkm an. Danach machen sich die sinkenden Einwohnerzahlen auch bei der Personenverkehrsleistung stärker bemerkbar, was zu einer geringeren Zunahme der Personenverkehrsleistung um 7% gegenüber 2020 auf ca. 1.195 Mrd. Pkm in 2050 führt.
- Die Güterverkehrsleistung steigt bis 2030 um rund 20 % gegenüber 2010 auf annähernd 650 Mrd. tkm. Bis 2050 resultiert ein weiterer Zuwachs auf dann 695 Mrd. tkm, was gegenüber 2030 einem Wachstum um 7 % entspricht.

Abbildung 5-1 zeigt die in dieser Studie für Deutschland angenommene, Energieträgerpreisentwicklung (gemäß World Energy Outlook 2014). Für die Modellregion Baden-Württemberg werden zusätzlich Liefer- und Verteilkosten berücksichtigt.

Energieträgerpreis

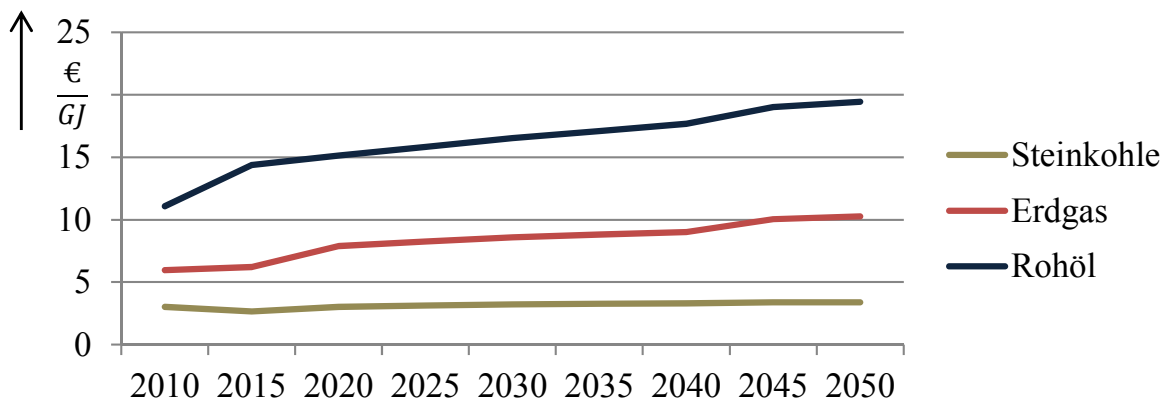


Abbildung 5-1: Energieträgerpreisentwicklung für fossile Energieträger in Deutschland, frei Grenze (WEO 2014)

Bezüglich der längerfristigen Verfügbarkeit von Erdöl und Erdgas wird davon ausgegangen, dass physisch und politisch bedingte Verknappungen nicht auftreten. Allerdings steigen die realen Erdöl- und Erdgaspreise nach einem Rückgang langfristig wieder.

Da im Rahmen dieser Untersuchung Deutschland und Baden-Württemberg nicht isoliert betrachtet werden, sondern auch das gesamte europäische Energiesystem in die Analyse miteinbezogen wird, ist auch für die EU-28 ein gemeinsamer sozioökonomischer Datensatz unterstellt. Vergleichbar mit den Annahmen für Deutschland (Tabelle 5-2), umfasst dieser ebenfalls die langfristige demographische Entwicklung, die gesamtwirtschaftliche und sektorale Entwicklung, die Entwicklung der Verkehrsleistung im Personen- und Güterverkehr sowie die Potenziale zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (Tabelle 5-3).

Tabelle 5-3: Sozioökonomische und energiewirtschaftliche Rahmenannahmen für die EU-28 bis zum Jahr 2050

		2010	2020	2030	2040	2050
Entwicklung der Bevölkerung und des Bruttoinlandsprodukts (BIP) in Europa						
Bevölkerung	Mio.	503	508	499	491	476
Haushalte und Wohngebäude						
Anzahl der Wohnungen	Mio.	197,9	260,2	273,6	267,9	259,8
Anzahl der Wohngebäude	Mio.	114,9	147,2	154,4	156,1	152,0
Wohnfläche	Mio. m ²	15.856	20.502	22.041	22.619	22.320
Verkehrsnachfrage						
Personenverkehr	Mrd. Pkm	5.802	6.283	6.980	7.453	7.796
Luftverkehr	PJ	2.082	2.401	2.818	3.020	3.113
Güterverkehr	Mrd. tkm	2.270	2.6834	3.129	3.386	3.557

Quellen: KOM/2 (2010), KOM/3 (2010), KOM/4 (2010), EUROSTAT (2010), IEA (2009), IER et al (2010), NEEDS (2006), eigene Berechnungen

Für die EU-28 wird angenommen, dass die Einwohneranzahl von derzeit rund 503 Mio. Einwohnern bis zum Jahr 2020 auf 508 Mio. Einwohner leicht steigt, um danach bis zum Jahr 2050 auf 476 Mio. Menschen zurückzugehen. Europaweit setzt der Bevölkerungsrückgang somit später und auch schwächer ein als in Deutschland. Die Wohnflächennachfrage wächst in der EU bis 2040 auf 22,6 Mrd. m², was im Durchschnitt einer Fläche von 46 m² pro Kopf entspricht. Aufgrund des Bevölkerungsrückgangs zwischen 2040 und 2050 reduziert sich die absolute Wohnfläche um 0,3 Mrd. m² auf 22,3 Mrd. m², während die Pro-Kopf-Fläche weiter bis auf 46,8 m² ansteigt.

Die Verkehrsnachfrage des Personen- als auch des Güterverkehrs wächst in der EU-28 kontinuierlich über den gesamten betrachteten Modellzeitraum an. Bezogen auf den Zeitraum zwischen 2010 und 2050 weist der Güterverkehr die größte Steigerungsrate auf (57 %), gefolgt vom Luftverkehr (50 %) und dem übrigen Personenverkehr ohne Luftverkehr (34 %).

6 Ergebnisse der Szenarien

In diesem Kapitel erfolgt der Vergleich der zwei Basisszenarien ETS und Ziel zum einen unter einem Post-Kyoto-Regime mit moderaten Treibhausgasemissionen auf europäischer Ebene, zum anderen mit ambitionierten Klimaschutzzielen auf Bundes- und Länderbene.

Das ETS Szenario beschränkt sich dabei auf die Vorgabe des Treibhausgasminderungsziels von 75% bis 2050 auf europäischer Ebene in den vom ETS-Zertifikatehandel erfassten Wirtschaftsbereichen, während im Ziel-Szenario zusätzliche klimapolitische Zielvorgaben umgesetzt werden. Diese zusätzlichen Zielvorgaben bestehen aus Vorgaben für den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung auf Unions- (EU) und Bundesebene (DE), einem Mindestanteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch auf Unions-, Bundes- und Landesebene (BW) sowie einer Reduktionsvorgabe für den Endenergieverbrauch auf Bundes- und Landesebene.

Für beide Szenarien wird eine Variante mit Klimawandeleinflüssen ETS_Kl und Ziel_Kl betrachtet.

6.1 Szenarienergebnisse für Baden-Württemberg

6.1.1 Endenergieverbrauch in Baden-Württemberg nach Sektoren

Verkehrssektor

Der Endenergieverbrauch des Verkehrssektors zeigt in Abhängigkeit der Basisszenarien ein differenziertes Bild (Abbildung 6-1). Der Endenergieverbrauch weist aufgrund von kontinuierlichen Effizienzsteigerungen bei den eingesetzten Fahrzeugtechnologien in allen Szenarien einen Rückgang auf. In den ETS-Szenarien werden konventionelle, mineralölbasierte Kraftstoffe, zu kleinen Anteilen, zunehmend durch alternative Kraftstoffe wie Biokraftstoffe, Strom und Gas substituiert, der Marktanteil der Mineralölprodukte bleibt jedoch weiterhin hoch. Ausgehend von 93 % Verbrauchsanteil im Jahr 2010 sinkt der Anteil der Mineralöle bis zum Jahr 2050 kontinuierlich auf etwa 80%. Unter den Mineralölprodukten nimmt der Anteil von Dieselmotorkraftstoff bis auf 60% des EEV zu, was sowohl an der starken Zunahme der Güterverkehrsleistung im Straßenverkehr als auch an dem steigenden Anteil von Diesel-Pkw bei den Neuzulassungen liegt.

In den Ziel-Szenarien stellt sich die Entwicklung im Verkehr deutlich dynamischer dar. Ab dem Jahr 2020 ist der Endenergieverbrauch entsprechend der Endenergieverbrauchsreduktionsvorgabe rückläufig und sinkt bis zum Jahr 2050 auf 46% des Ausgangswertes. Deutliche Veränderungen sind in der Struktur des Energieverbrauchs sichtbar. Während die Mineralölprodukte in den ETS-Szenarien durchgehend den dominierenden Energieträger stellen, werden sie in den Ziel-Szenarien zunehmend verdrängt.

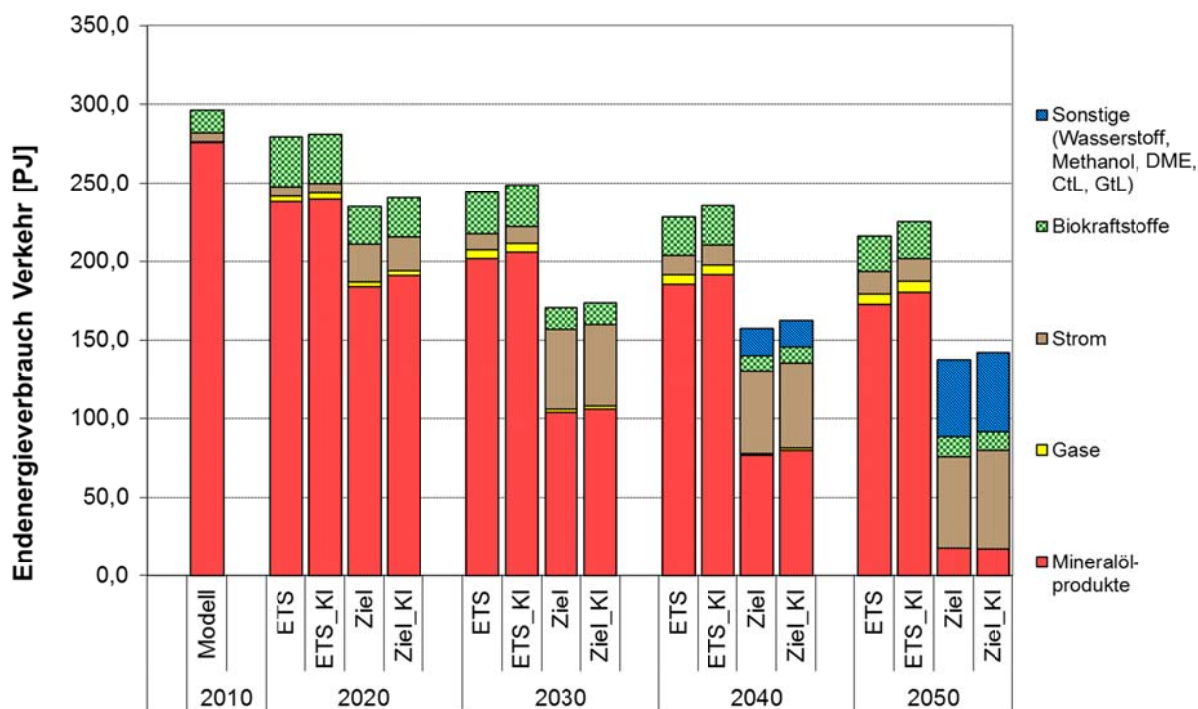


Abbildung 6-1: Endenergieverbrauch des Verkehrs in Baden-Württemberg nach Energieträgern in den Basis- und Klimaszenarien

Kontinuierlich gewinnt die elektrische Energie an Bedeutung und stellt im Jahr 2030 bereits einen Anteil von 32 % am EEV des Verkehrs, der bis zum Jahr 2050 weiter auf 47 % ansteigt. Der elektrische Strom wird dabei im Jahr 2050 hauptsächlich in PKW (80 %), weiterhin im Zugverkehr (12 %) und im Lieferverkehr (7 %) eingesetzt. Ab dem Jahr 2035 spielt in den Ziel-Szenarien auch Wasserstoff eine Rolle, mit steigendem Anteil am EEV des Verkehrs, ausgehend von 11 % im Jahr 2040 bis auf 41 % im Jahr 2050. Der Wasserstoffeinsatz erfolgt dabei zu 95 % im Schwerlastverkehr, während sich der Rest auf den Busnah- und -fernverkehr aufteilt. Wasserstoff bietet in diesem Bereich eine Möglichkeit der Dekarbonisierung des Verkehrs.

Der mit dem Ausbau der Elektromobilität im Straßenverkehr verbundene Anstieg der Stromnachfrage (bis zu 13 TWh in den Szenarien Ziel und Ziel_KI) hat auf Seiten der Stromerzeugung nur einen geringen zusätzlichen Bedarf an Kraftwerkskapazität zur Folge. So wird die Fahrzeugladung bei verstärktem Ausbau der Elektromobilität im Straßenverkehr durch eine intelligente Kommunikation zwischen Netzbetreiber und zu ladendem Fahrzeug gesteuert und findet überwiegend in Zeiten niedriger Netzlast statt. Grundsätzlich ließe sich die verfügbare Speicherkapazität der Elektrofahrzeuge auch zur Rückspeisung ins Stromnetz einsetzen. Auf diese Weise könnten Elektrofahrzeuge zur Deckung der Spitzenlastnachfrage oder zur Bereitstellung von Regelenergie beitragen. Die Auswirkung solcher Vehicle-to-Grid (V2G) Konzepte auf die Batterielebensdauer, ihre Akzeptanz durch die Fahrzeugnutzer sowie die

zusätzlichen fahrzeug- und netzseitigen Anforderungen sind jedoch zurzeit noch mit hohen Unsicherheiten behaftet und Gegenstand laufender Forschungsprojekte.

In den Klimawandelszenarien ETS_KI und Ziel_KI ergibt sich ein absolut höherer Endenergieverbrauch im Verkehr, bedingt durch zusätzlichen Aufwand für die Fahrgastraumklimatisierung und im Tiefkühlgütertransport (4.2.2.1). Dieser Mehrverbrauch wird vom Verbrauchsrückgang in den Wintermonaten nicht vollständig kompensiert. Insgesamt ergibt sich ein erhöhter Endenergieverbrauch zwischen +2% (2030) bis +4% (2050). Hinsichtlich der Aufteilung auf die jeweiligen Energieträger zeigen sich keine signifikanten Verschiebungen.

Sektoren Haushalte und GHD

Die Sektoren Haushalte und GHD zeichnen sich in Baden-Württemberg hinsichtlich ihres Energieverbrauchs durch vergleichbare Strukturen und Entwicklungen aus. Während der Endenergieverbrauch der Haushalte überwiegend durch den Bedarf für Raumwärme geprägt ist, spielen in GHD zusätzlich Kälteanwendungen und Beleuchtung eine größere Rolle.

In 2010 ist der Endenergieverbrauch beider Sektoren deutlich von Mineralölprodukten und Erdgas geprägt. Diese beiden Energieträger sind in allen Szenarien stark rückläufig bzw. finden in 2050 in den Ziel-Szenarien keinen oder nur noch einen geringfügigen Einsatz (Abbildung 6-2 bzw. Abbildung 6-3). Demgegenüber gewinnen Erneuerbare Energien in Form von Biomasse, Solarthermie sowie Umgebungswärme und insbesondere Strom an Bedeutung.

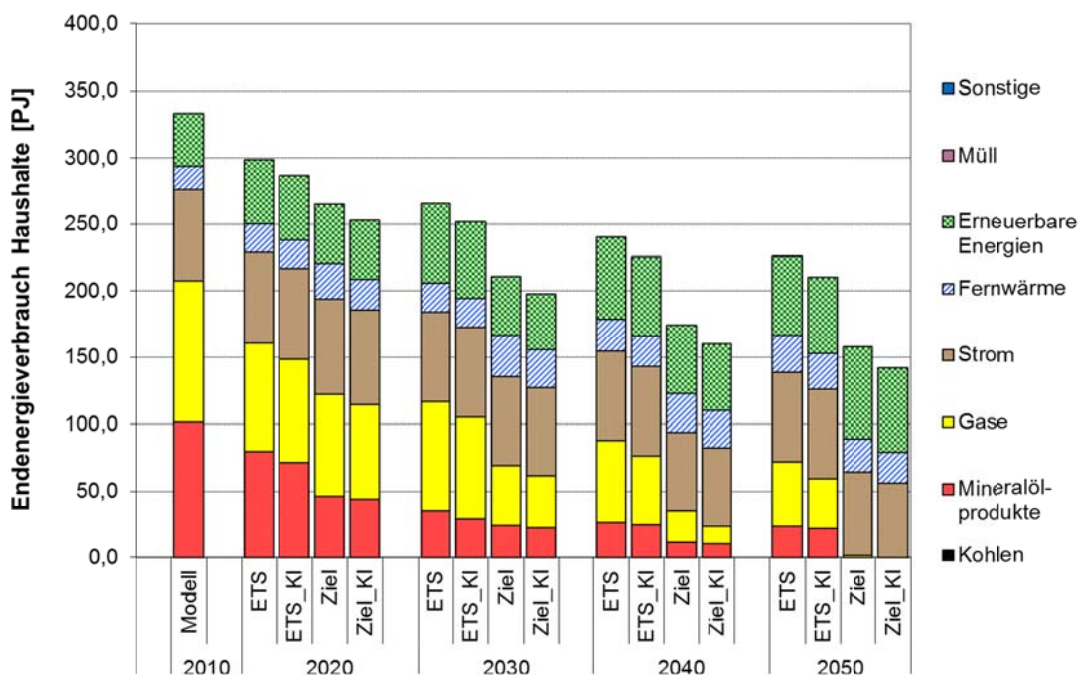


Abbildung 6-2: Endenergieverbrauch der Haushalte in Baden-Württemberg nach Energieträgern in den Basis- und Klimaszenarien

Beide Sektoren übererfüllen das in den Ziel-Szenarien für Baden-Württemberg geltende Endenergieverbrauchsminderungsziel deutlich. Der Endenergieverbrauch der Haushalte beträgt in 2050 47% (Ziel) bzw. 43% (Ziel_KI) des Ausgangswertes in 2010. Für den Sektor GHD ergibt sich eine Reduktion auf 41% (Ziel) bzw. 35% (Ziel_KI).

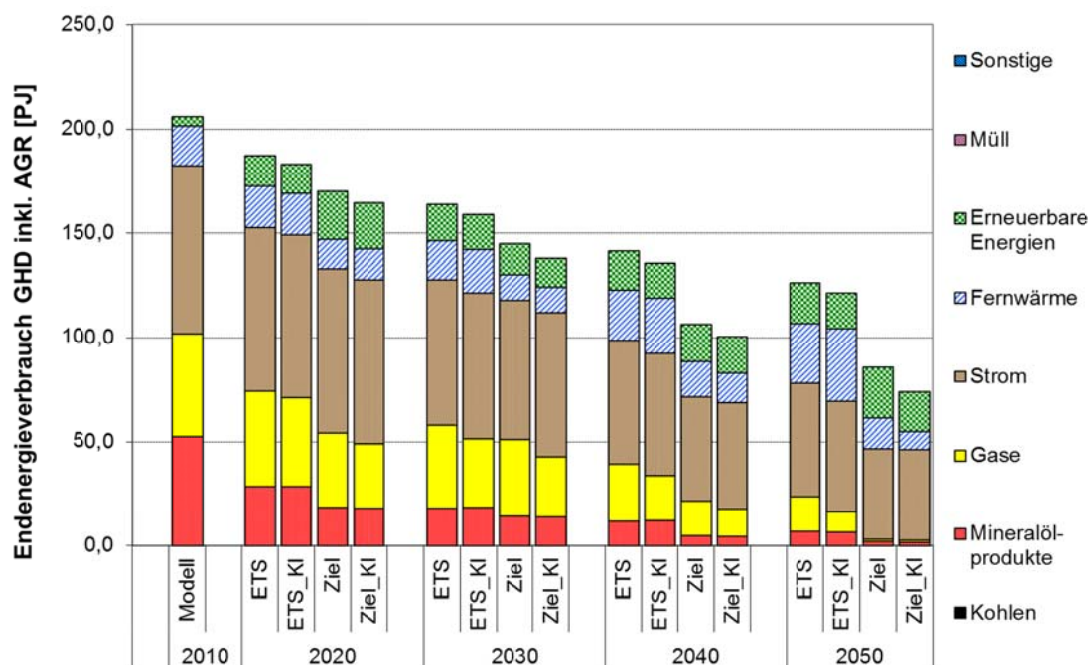


Abbildung 6-3: Endenergieverbrauch des Sektors GHD (Gewerbe, Handel und Dienstleistung) in Baden-Württemberg nach Energieträgern in den Basis- und Klimaszenarien

Hinsichtlich der Auswirkungen des Klimawandels überwiegen in beiden Sektoren die Einsparungen hinsichtlich Raumwärme gegenüber dem Mehrverbrauch durch Klimatisierung. Gegenüber dem Szenario Ziel ist der Endenergieverbrauch in 2050 im Szenario Ziel_KI für Haushalte um 10% und für GHD um 15% reduziert. Die Nutzung der Fernwärme sowie der erneuerbaren Energien – hauptsächlich in Wärmepumpen verbrauchte Umgebungswärme – ist dabei auf Grund der sinkenden Heizenergienachfrage rückläufig.

Industriesektor

Im Industriesektor in Baden-Württemberg ist nach 2020 insgesamt ein Rückgang des Endenergieverbrauchs (EEV) zu beobachten. In allen Szenarien geht der Endenergieverbrauch kontinuierlich über den betrachteten Zeitraum zurück (Abbildung 6-4). Ursächlich dafür sind sowohl der Einsatz von Produktions- und Umwandlungsverfahren mit geringerer Energieintensität als auch teilweise ein Rückgang in den industriellen Produktionsmengen (z. B. Stahlproduktion nach 2030).

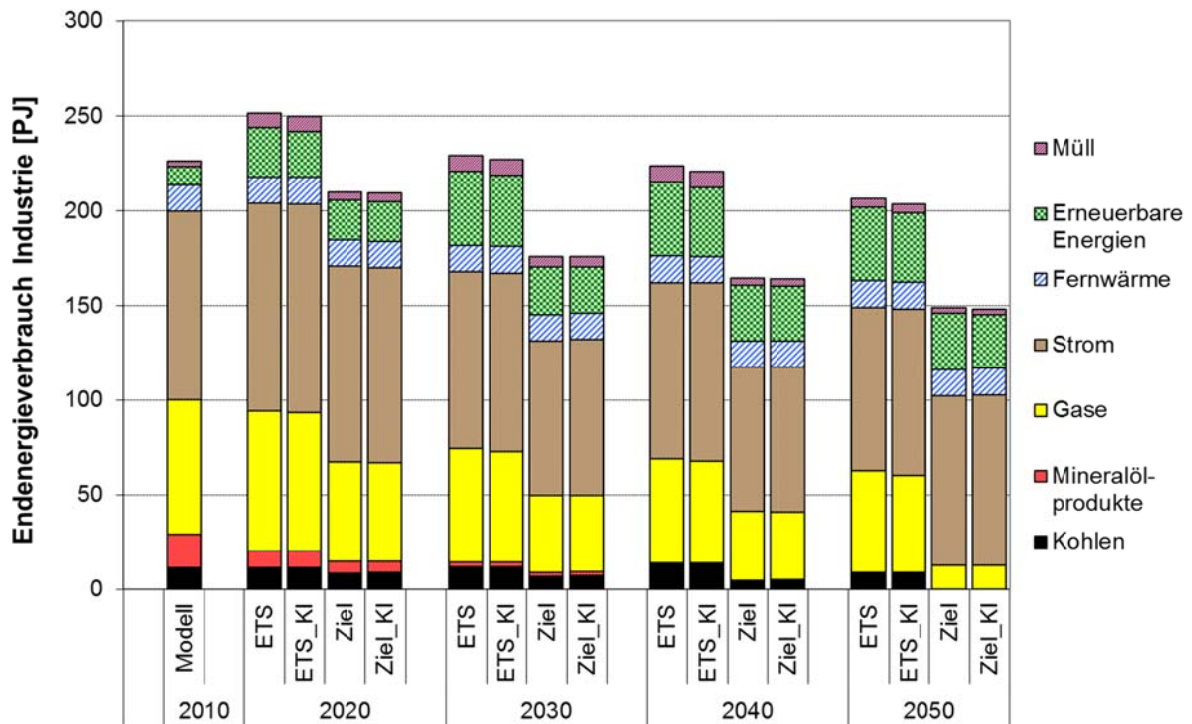


Abbildung 6-4: Endenergieverbrauch der Industrie in Baden-Württemberg nach Energieträgern in den Basis- und Klimaszenarien

Bezogen auf den Endenergieverbrauch ist insbesondere in den ETS-Szenarien in 2020 ein deutlicher Anstieg gegenüber 2010 zu beobachten, der seine Ursachen in der wirtschaftlichen Erholung nach der Finanz- und Wirtschaftskrise hat. In den Ziel-Szenarien werden die Auswirkungen der wirtschaftlichen Erholung durch einen sinkenden spezifischen Verbrauch der Industrie bis 2020 bereits kompensiert.

In den ETS-Szenarien erreicht der industrielle Endenergieverbrauch bis zum Jahr 2030 wieder das Ausgangsniveau von 2010 und sinkt anschließend bis zum Jahr 2050 auf 90% des Ausgangswertes. In den Ziel-Szenarien ist das 90%-Niveau bereits zum Jahr 2020 weitestgehend erreicht, während anschließend bis zum Jahr 2050 ein Rückgang auf rund 65% des Ausgangswertes folgt. Der Industriesektor trägt damit nur unterdurchschnittlich zum Landesziel der Endenergieverbrauchsreduktion auf 50% (ggü. 2010) bei.

Absolut betrachtet findet in den ETS-Szenarien bis zum Jahr 2030, und in den Ziel-Szenarien auf geringerem Niveau bis zum Jahr 2040, ein kontinuierlicher Anstieg des Einsatzes von Erneuerbaren Energien in der baden-württembergischen Industrie statt. Diese werden überwiegend zur Erzeugung von Wärme und Dampf auf niedrigem Temperaturniveau eingesetzt. Hauptenergieträger ist dabei Biomasse, allerdings spielt auch der Einsatz von Umgebungs-wärme in Wärmepumpen eine zunehmende Rolle. Auch in späteren Perioden finden jedoch solarthermische Anlagen, die überwiegend der Bereitstellung von Raumwärme dienen, keinen Einsatz.

Der Stromeinsatz steigt absolut betrachtet zunächst bis zum Jahr 2020 an, 10 – 11 % in den ETS-Szenarien und 4 % in den Ziel-Szenarien. Im Fall der ETS-Szenarien folgt bis zum Jahr 2050 ein kontinuierlicher Rückgang auf 87% - 89% des Basiswertes. Dafür verantwortlich sind Energieeinsparmaßnahmen, vor allem in elektromotorisch angetriebenen mechanischen Anwendungen. Dazu zählen der Einsatz effizienterer Motoren in Pumpen, Ventilatoren oder Kompressoren, aber auch systemseitige Verbesserungen, beispielsweise in der Druckluftversorgung. In den Ziel-Szenarien erreicht der Stromverbrauch bis zum Jahr 2040 ein Minimum bei 76 bis 77% des Basiswertes, gefolgt von einem Anstieg über 2045 bis 2050 auf 90% des Basiswertes. Bedingt wird dieser Anstieg durch die verschärften Emissionsreduktionsvorgaben und die damit steigenden Zertifikatspreise. Der Einsatz von Strom, der mit sinkenden spezifischen Emissionen bereitgestellt wird, ist eine mögliche Emissionsreduktionsstrategie für die Industrie. Mehr Strom wird dabei unter anderem in mechanischen Trocknungsverfahren eingesetzt, die thermische Verfahren verdrängen, und in der Zementindustrie durch die Zunahme von Zementsubstituten, die einen höheren Mahlaufwand erfordern, oder auch bei der Verwendung von industriellen Wärmepumpen.

Für die Energieträgergruppen Gase, Mineralölprodukte und Kohlen zeigt sich ein vergleichbarer Vorgang in unterschiedlich starker Ausprägung. Gemeinsam ist diesen Energieträgern ein kontinuierlicher Rückgang des Verbrauchs. Mineralölprodukte werden dabei in der Industrie nur bis zum Jahr 2035 in signifikanten Mengen eingesetzt, anschließend hat diese Gruppe einen Verbrauchsanteil kleiner 1% am EEV. Die Kohle hält in den ETS-Szenarien bis 2040 ihr Ausgangsniveau und erfährt erst anschließend einen Rückgang um 23% ggü. dem Jahr 2010, während in den Ziel-Szenarien die Kohlenutzung nach dem Jahr 2045 auf vernachlässigbare Anteile zurückgeht. Demgegenüber bleibt die Nutzung der Gase auf niedrigem Niveau auch bis zum Jahr 2050 erhalten. Im Allgemeinen nimmt die Nutzung der fossilen Energieträger in der Industrie in Baden-Württemberg unter den Landeszielen deutlich stärker ab als in den ETS-Szenarien. Dies ist zurückzuführen auf die höheren endenergetischen Wirkungsgrade von elektrischem Strom sowie die mit niedrigeren Kosten verbundenen Dekarbonisierungsoptionen in der Stromerzeugung.

Die Effekte des Klimawandels zeigen sich in der Summe des Endenergieverbrauchs der Industriebranchen mit Differenzen zwischen 0,5 bis 2,0% nur in geringem Ausmaß. Dies ist darauf zurückzuführen, dass Auswirkungen nur in einem Teil der Branchen zu erwarten sind und sich diese Auswirkungen in Summe zu Teilen kompensieren.

So ergibt sich beispielsweise in der sonstigen chemischen Industrie (Abbildung 6-5) ein durch Klimatisierungsanwendungen bedingter Mehrverbrauch von 1,4% (ETS_KI) bis 2,1% (Ziel_KI) bis zum Jahr 2050. Dieser Mehrverbrauch wird primär über den Einsatz von elektrischem Strom für den Betrieb der Kälteanlagen verursacht.

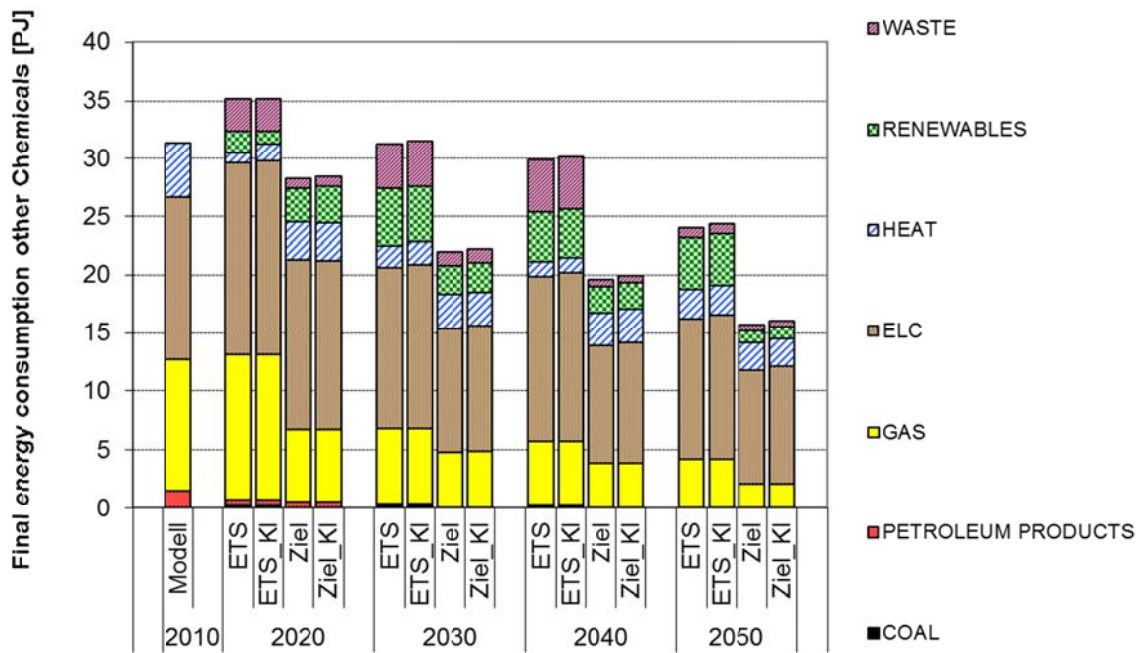


Abbildung 6-5: Endenergieverbrauch der sonstigen chemischen Industrie in Baden-Württemberg nach Energieträgern in den Basis- und Klimaszenarien

Die zur sonstigen chemischen Industrie entgegengesetzte Tendenz ergibt sich im Bereich der sonstigen Industrien (Maschinenbau, Textil und Leder, Gewinnung von Steine und Erden) (Abbildung 6-6). Zwar sind auch diese Branchen von einem erhöhten Energiebedarf für Klimatisierungsanwendungen betroffen, jedoch steht diesem Mehrverbrauch auch ein deutlicher und überwiegender Rückgang des Endenergieverbrauchs für Raumwärme gegenüber. Der Rückgang des Endenergieverbrauchs der sonstigen Industrien beträgt daher bis zum Jahr 2050 zwischen 2,6% (ETS_KI) und 1,7% (Ziel_KI).

6.1.2 Endenergieverbrauch in Baden-Württemberg

Der Endenergieverbrauch weist in beiden Basisszenarien in Baden-Württemberg einen kontinuierlichen Rückgang auf, zu dem alle Sektoren beitragen (Abbildung 6-7).

Die absolut gesehen stärksten Reduktionen verzeichnet bis zum Jahr 2050 der Haushaltssektor, in dem der Verbrauch bezogen auf das Jahr 2010 auch im ETS-Szenario um mehr als 100 PJ (>30%) sinkt. Dieser deutliche Rückgang beruht vor allem auf dem abnehmenden Endenergieverbrauch zur Raumwärmebereitstellung, der sich durch den in der Energieeinsparverordnung (EnEV) festgeschriebenen verstärkten Wärmeschutz für Neu- und Altbauten ergibt.

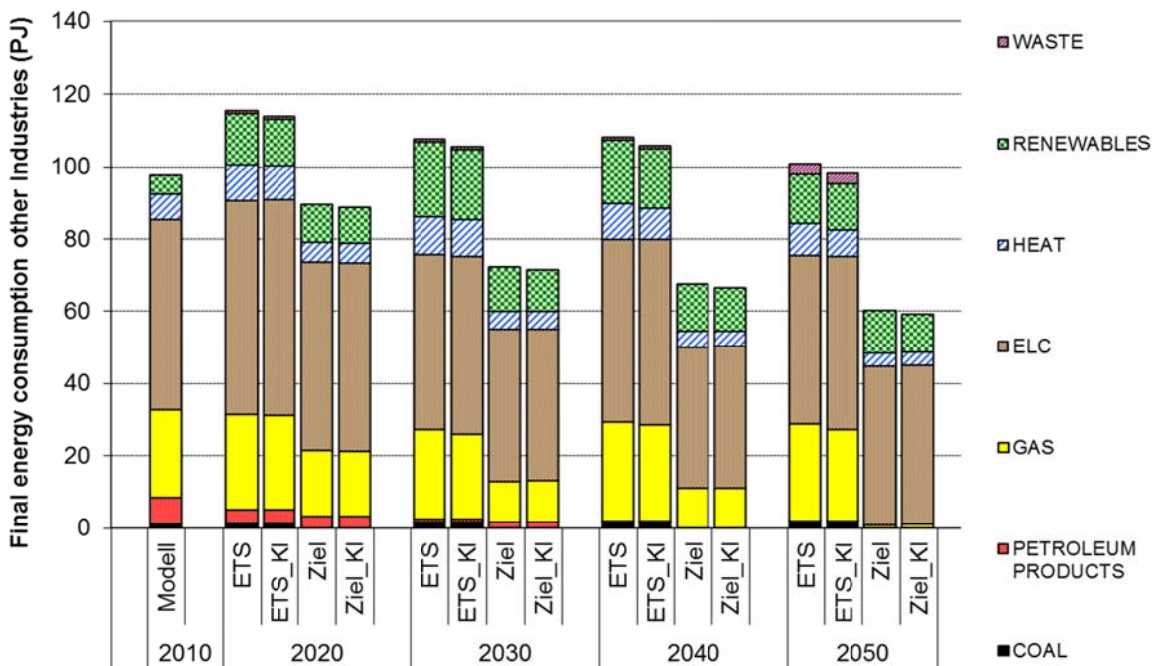


Abbildung 6-6: Endenergieverbrauch der sonstigen Industrie in Baden-Württemberg nach Energieträgern in den Basis- und Klimaszenarien

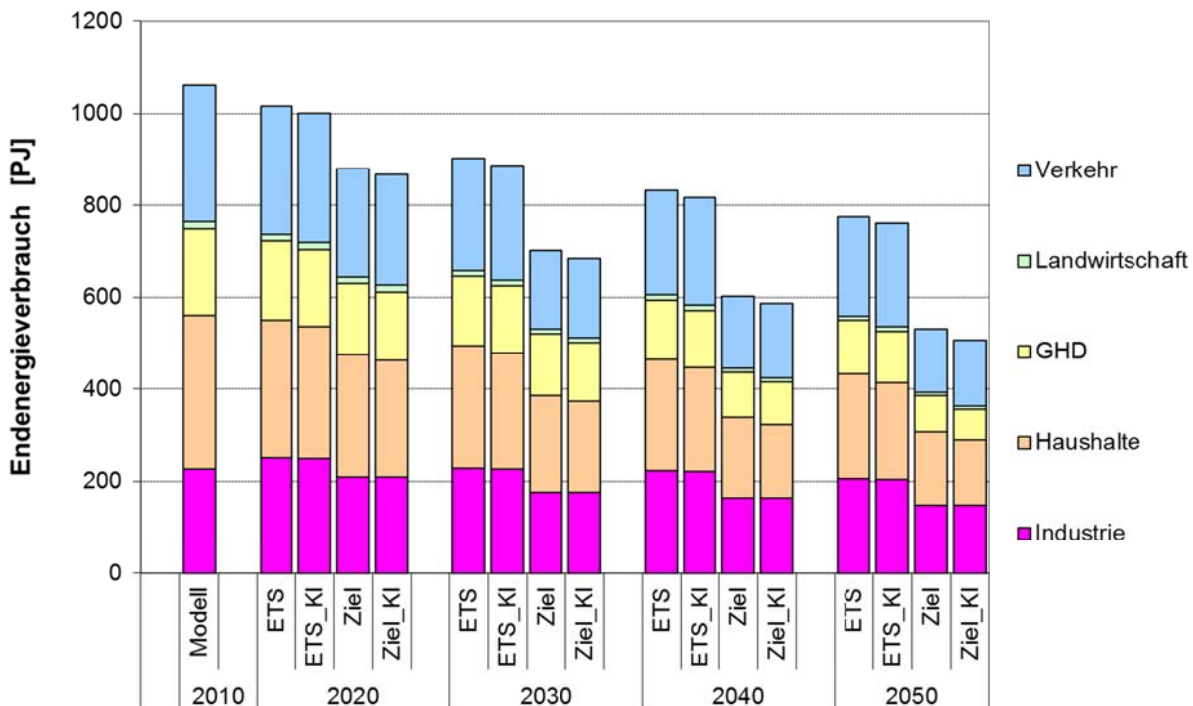


Abbildung 6-7: Endenergieverbrauch in Baden-Württemberg nach Sektoren in den Basis- und Klimaszenarien

Die Raumwärmebereitstellung mit geringerem spezifischem Energieverbrauch trägt auch im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) dazu bei, dass der Endenergieverbrauch sinkt. Auch die Sektoren Industrie und Verkehr verzeichnen über den gesamten Betrachtungszeitraum einen stetig sinkenden Endenergieverbrauch. Durch den Einsatz von Technologien mit geringerer Energieintensität werden somit Mehrverbräuche, die sich aus der teilweise steigenden Nachfrage nach Produktionsgütern in der Industrie bzw. aus der zunehmenden Verkehrsnachfrage insbesondere im Güterverkehr ergeben, überkompensiert.

Deutlich sichtbar ist das Endenergieverbrauchsreduktionsziel in den Zielszenarien. Während sich in den ETS-Szenarien eine Verbrauchsreduktion um 30% zeigt, wird in den Ziel-Szenarien eine Reduktion um 50% erreicht. Die zusätzliche Reduktion wird anteilig am stärksten im Verkehrssektor sowie im Sektor GHD und bei den Haushalten erreicht. Der Beitrag der Industrie fällt dabei geringer aus.

Die Szenarien mit Berücksichtigung der Klimawandeleffekte zeichnen sich gegenüber dem jeweiligen Basisszenario durch einen insgesamt reduzierten Endenergieverbrauch aus. Dabei ist der Endenergieverbrauch der Industrie in Summe nahezu unverändert und der Endenergieverbrauch des Verkehrs erfährt eine leichte Zunahme. Eine Reduktion in Summe wird jedoch erreicht, indem die Energieverbrauchsrückgänge in Haushalten und GHD die Verbrauchszunahme im Verkehr deutlich überkompensieren.

Der Blick auf den Endenergieverbrauch nach Energieträgern (Abbildung 6-8) verdeutlicht, dass der Absatz der fossilen Energieträger Kohle, Öl und Gas aufgrund der Klimaschutzvorgaben in allen Szenarien kontinuierlich abnimmt. Ein deutlicher Unterschied zeigt sich hier zwischen den ETS- und den Ziel-Szenarien.

Der Einsatz von Kohle zur Wärmeerzeugung in Haushalten und im GHD-Sektor läuft bis zum Jahr 2030 vollständig aus, in der Industrie verringert sich der Kohleverbrauch zwischen 2010 und 2050 in den ETS-Szenarien nur geringfügig, während in den Ziel-Szenarien die Kohlenutzung nahezu vollständig aus dem Endenergieverbrauch der Industrie verdrängt wird.

Der Ölverbrauch und Gasverbrauch zur Wärmeerzeugung in Haushalten und im GHD sowie für Industrieanwendungen sinken ebenfalls deutlich, sodass im Jahr 2050 nahezu der gesamte endenergetische Verbrauch an Mineralölprodukten (je nach Szenario 85% - 88%) auf den Verkehrssektor entfällt (Ausgangswert 2010 62%). Ähnlich zur Kohlenutzung ist auch hier der deutliche Unterschied zwischen dem Treibhausgasminderungsziel aus dem ETS-Szenario und der sektorübergreifenden Treibhausgasminderungsvorgabe entsprechend der Landesziele sichtbar. Während der Verbrauchsrückgang in den ETS-Szenarien parallel zum insgesamten Endenergieverbrauchsrückgang verläuft, wird der Verbrauch dieser beiden Energieträger in den Ziel-Szenarien deutlich stärker reduziert.

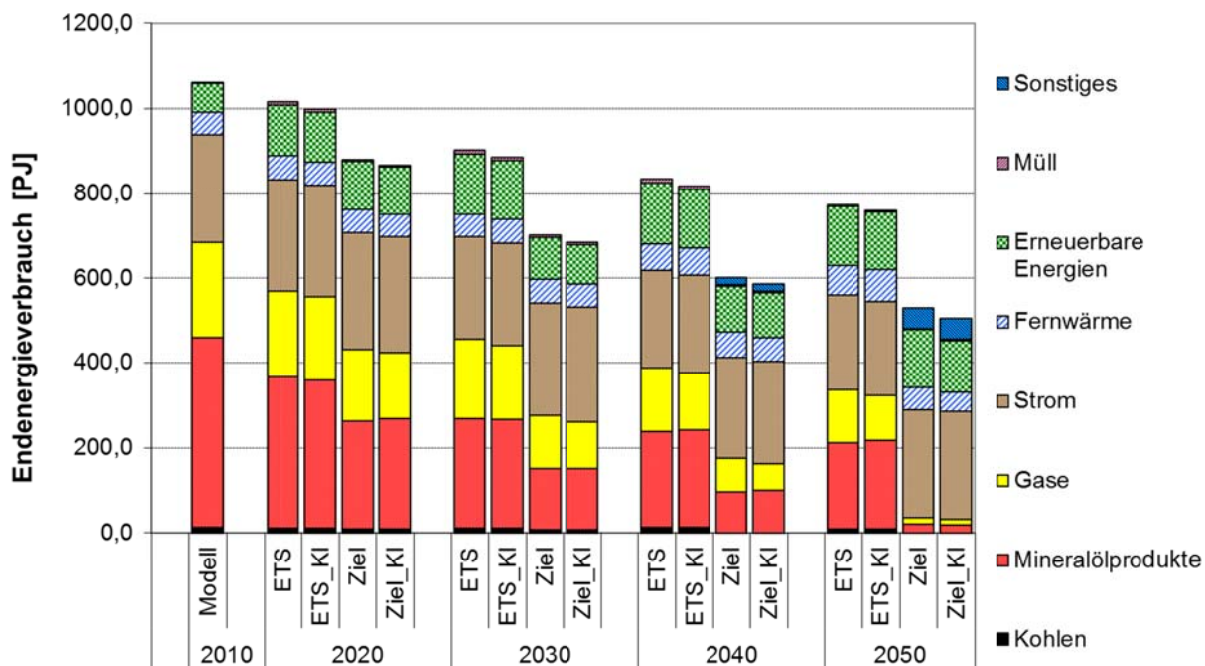


Abbildung 6-8: Endenergieverbrauch in Baden-Württemberg nach Energieträgern in den Basis- und Klimaszenarien

Der Stromanteil am Endenergieverbrauch nimmt in allen Szenarien im Zeitverlauf zu, da Stromanwendungen wie Wärmepumpen oder Elektrofahrzeuge aufgrund der zunehmenden Dekarbonisierung der Stromerzeugung an Attraktivität zur CO₂-Vermeidung gewinnen. Am deutlichsten fällt diese Zunahme in den Ziel-Szenarien aus (Anteil Strom am EEV um 50%). Zusätzlich zur Möglichkeit Strom als CO₂-armen Energieträger einzusetzen, erlaubt der, im Vergleich zu fossilen Energieträgern, im Durchschnitt höhere Wirkungsgrad der strombetriebenen Verbraucher einen zusätzlichen Beitrag zur Endenergieverbrauchs-reduktion.

In der Raumwärmebereitstellung gewinnt auch die Fernwärme zunehmend an Bedeutung. Trotz rückläufigen Endenergieverbrauchs und einer rückläufigen Raumwärmenachfrage steigt ihr Absatz bis zum Jahr 2050 in den ETS-Szenarien um 37 % - 46 % bezogen auf 2010 und im Ziel-Szenario beschränkt sich der Rückgang bis zum Jahr 2050 auf -12 %.

Der Block „Sonstiges“ der Energieträger spielt nur in den Ziel-Szenarien eine Rolle. Dieser Block repräsentiert die Nutzung von Wasserstoff im Verkehrsbereich, die ab dem Jahr 2035 einsetzt und zum Jahr 2050 bis zu 10% Anteil am gesamten Endenergieverbrauch erreicht.

Den stärksten relativen Zuwachs aller Energieträger am Endenergieverbrauch verzeichnen neben Wasserstoff jedoch die Erneuerbaren Energien. Darunter fallen sowohl Solarwärme, Umgebungswärme und Biomasse zur Raumwärmeerzeugung, Biomasse zur Prozesswärmeerzeugung in der Industrie sowie der Einsatz von Biokraftstoffen im Verkehr. Den größten Anteil am direkten Endenergieeinsatz Erneuerbarer Energien haben feste Biomassen und erneu-

erbarer Müll, Umgebungswärme sowie nach 2030 in zunehmendem Maße Biokraftstoffe. Im Jahr 2050 beträgt der Anteil dieser Energieträger in den Ziel-Szenarien 24 - 29 %. Solarthermie und Biogas spielen im Vergleich dazu eine weniger bedeutende Rolle.

Getrieben wird der verstärkte Einsatz von Erneuerbaren Energien als Endenergieträger von den ständig schärfer werdenden Reduktionsvorgaben für den Ausstoß von Treibhausgasen und in den Szenarien Ziel und Ziel_KI zusätzlich durch die Quotenvorgabe für den Mindestanteil Erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch (BEEV) (Abbildung 6-9). Der Bruttoendenergieverbrauch ist die in der EU-Richtlinie festgelegte Referenzgröße für das Ziel des Mindesteinsatzes Erneuerbarer Energien in den Verbrauchssektoren. Der Bruttoendenergieverbrauch unterscheidet sich dabei hauptsächlich vom Endenergieverbrauch in der Erfassung der Leitungsverluste sowie des Eigenbedarfs der Energieerzeugungseinheiten, welche beide im Gegensatz zum Endenergieverbrauch im Bruttoendenergieverbrauch mitbilanziert werden und somit verbrauchssteigernd wirken.

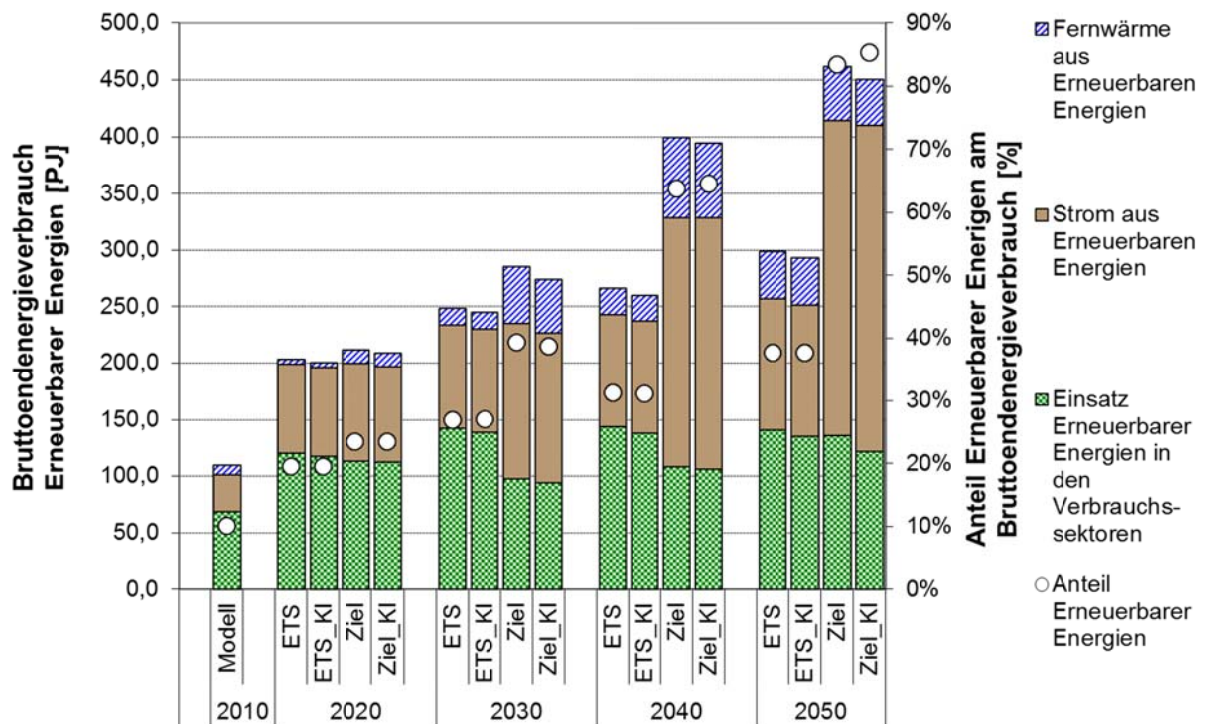


Abbildung 6-9: Bruttoendenergieverbrauch Erneuerbarer Energien in Baden-Württemberg im Szenarienvergleich

Im Vergleich zum jeweiligen Basisszenario zeigt sich in den Klimawandelszenarien jeweils ein leicht erhöhter Verbrauch an Mineralölprodukten, eine geringere Erdgasnutzung sowie ein leicht erhöhter Stromverbrauch. Der erhöhte Verbrauch der Mineralölprodukte lässt sich dabei auf den gestiegenen Energiebedarf im Verkehr zurückführen, wobei dieser teilweise durch den reduzierten Heizenergiebedarf von GHD und Haushalten kompensiert wird. Ebenfalls durch den reduzierten Heizenergiebedarf von GHD und Haushalten ist der Rückgang der

Erdgasnachfrage getrieben. Den Veränderungen beim Strombedarf liegen zwei gegenläufige Tendenzen zu Grunde. Während auch hier der rückläufige Heizenergiebedarf für einen Verbrauchsrückgang von Elektroheizungen und Wärmepumpen sorgt, zeigen elektrisch betriebene Kälteanlagen eine gegenläufige, verbrauchsfördernde Tendenz.

Der Anteil erneuerbarer Energien verhält sich in beiden Basisszenarien bis zum Jahr 2020 ähnlich, während anschließend in den ETS-Szenarien der direkte Einsatz erneuerbarer Energien weiterhin dominiert, überwiegt in den Ziel-Szenarien aus erneuerbaren Energien erzeugter Strom.

Unter den Vorgaben der ETS-Szenarien erreicht der Anteil erneuerbarer Energien bis zum Jahr 2050 knapp 40% am Endenergieverbrauch, während in den Ziel-Szenarien die Vorgaben des EE-Anteils am BEEV in den Jahren 2040 und 2050 leicht übererfüllt werden. Dies geschieht, da der Einsatz Erneuerbarer Energien durch andere Vorgaben, wie den Mindestanteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch oder den Biokraftstoffabsatz im Verkehr, zusätzlich begünstigt wird.

In den Klimawandelszenarien fällt die Nutzung erneuerbarer Energien in absoluten Zahlen geringer aus. Dies ist durch den gegenüber dem jeweiligen Basisszenario niedrigeren Endenergieverbrauch begründet. Bei relativer Betrachtung wird dadurch jedoch ein geringfügig erhöhter prozentualer Anteil am Bruttoendenergieverbrauch (BEEV) ermöglicht. Gleichfalls fällt wegen des geringeren Heizenergiebedarfs in den Haushalten und im GHD die direkte Nutzung der erneuerbaren Energieträger geringer aus (2050; ETS_KI/ETS: -3,8%; Ziel_KI/Ziel: -10,4%).

6.1.3 Stromerzeugung und Kapazitäten in Baden-Württemberg

In beiden Basisszenarien steigt in Baden-Württemberg zwischen den Jahren 2010 und 2020 der Nettostromverbrauch anfangs an. Ausgehend von 75 TWh (2010) werden im Jahr 2020 in den ETS-Szenarien 79 TWh (+4,5%) und in den Ziel-Szenarien 81 TWh (+7,8%) Strom netto verbraucht. Anschließend differieren die Basisszenarien hinsichtlich ihres Verlaufs (Abbildung 6-10).

Die ETS-Szenarien zeichnen sich durch einen gleichmäßigen Stromverbrauchsrückgang auf 66 TWh (-12%) bis zum Jahr 2050 aus. Dieser Rückgang wird von den Sektoren Industrie, GHD und Haushalten getragen und durch einen leichten Ausbau der Elektromobilität nicht kompensiert. In den Ziel-Szenarien wird ein hohes Stromverbrauchsniveau um 80 TWh p.a. gehalten. Hier stellt die Elektrifizierung des Endenergieverbrauchs eine kostenoptimale Option zur Dekarbonisierung des Energiesystems dar. Darüber hinaus vereinfachen die, gegenüber den übrigen Energieträgern typischerweise höheren Wirkungsgrade bei der Nutzung elektrischen Stroms die Erreichung des Landesziels der Endenergieverbrauchsreduktion. Während die Sektoren Industrie, GHD und Haushalte gegenüber den ETS-Szenarien im All-

gemeinen geringere Stromverbräuche aufweisen, ist der insgesamt höhere Stromverbrauch in den Ziel-Szenarien durch die zunehmende Elektrifizierung des Verkehrssektors bedingt.

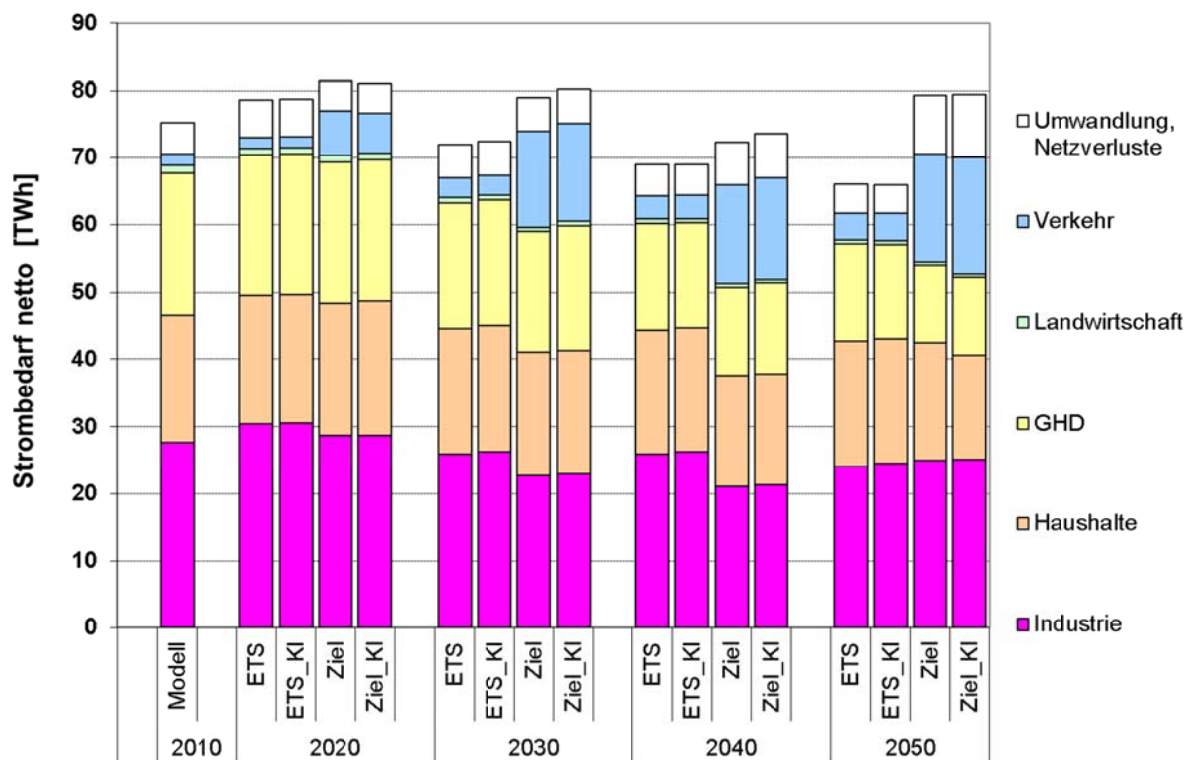


Abbildung 6-10: Nettostrombedarf nach Sektoren in Baden-Württemberg in den Basis- und Klimaszenarien

Bei Berücksichtigung der Klimawandeleffekte zeigen sich in der absoluten Höhe des Stromverbrauchs zwischen den betrachteten Szenarien nur geringfügige Unterschiede. Deutlich erkennbar sind jedoch Verschiebungen im Stromverbrauch zwischen den Sektoren. Stark rückläufig ist dabei der Stromverbrauch von GHD und Haushalten, da in diesen Sektoren der durch Wärmepumpen gedeckte Wärmebedarf deutlich rückläufig ist. Diese Einsparungen werden durch zusätzliche Aufwendungen für Klimatisierung nicht kompensiert. In der Industrie zeigt sich der gegenteilige Effekt in geringem Maße durch einen geringfügig steigenden Strombedarf. Umfangreicher sind auch die verbrauchssteigernden Effekte in der Elektromobilität ausgeprägt. Es ergibt sich ein Strommehrverbrauch bis zu +8% (Ziel_KI) durch Klimawandeleffekte im Jahr 2050.

Die Nettostrombereitstellung in Baden-Württemberg steigt in den Ziel-Szenarien von 75 TWh in 2010 auf ein Niveau von etwa 80 TWh in 2050 an (Abbildung 6-11) bzw. fällt in den ETS-Szenarien auf 66 TWh ab, wobei sich sowohl die Bedeutung der Nettostromimporte als auch die Struktur der Stromerzeugung zwischen den Szenarien erheblich unterscheiden. Generell führt der Ausstieg aus der Kernenergie in allen Szenarien zu einer weiteren Zunahme der Stromimportabhängigkeit in Baden-Württemberg. Dies bedeutet eine Zunahme des

Importstromanteils von 20% (2010) auf 32% (ETS) bis 37% (Ziel) im Jahr 2020. Während die Nettostromimporte in den ETS-Szenarien bis 2050 ausgeprägt hoch bleiben, verringert sich in den Ziel-Szenarien, durch die Vorgabe der Quote erneuerbarer Energien am Stromverbrauch, ab 2030 die Importabhängigkeit deutlich.

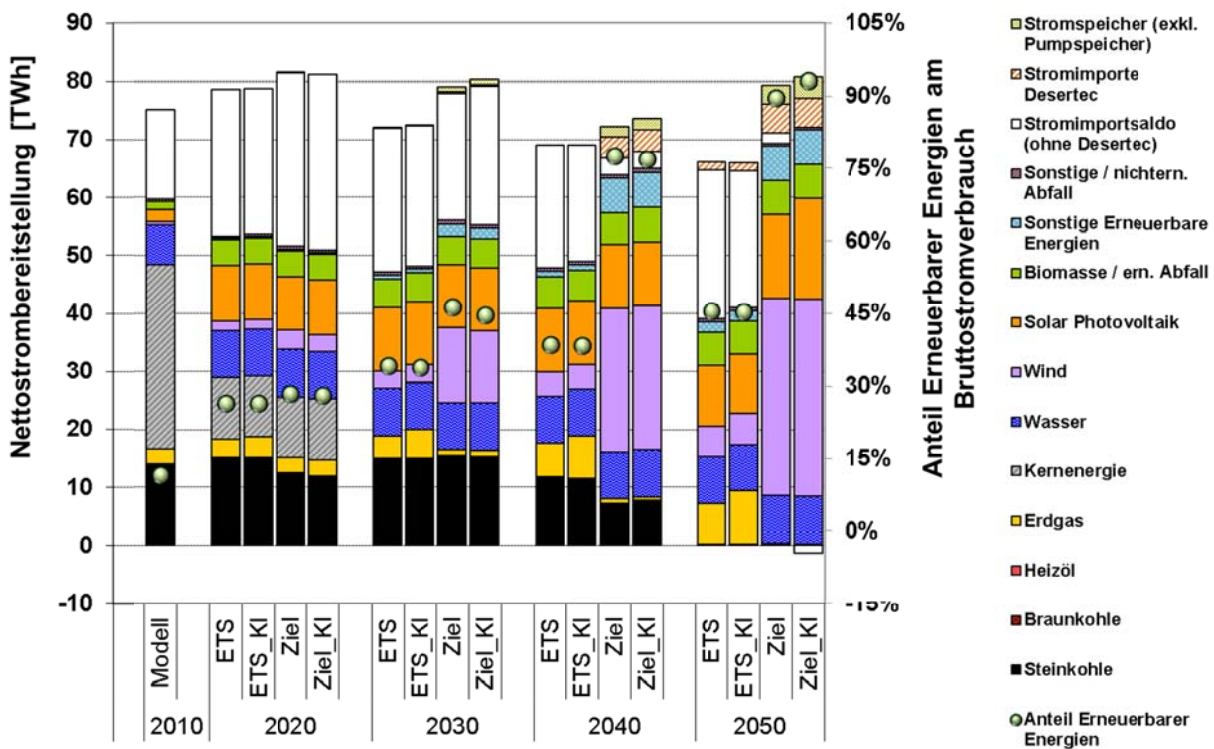


Abbildung 6-11: Nettostrombereitstellung und Anteil Erneuerbarer Energien in Baden-Württemberg in den Basis- und Klimaszenarien

Ohne diese Vorgaben zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien werden in Baden-Württemberg in den ETS-Szenarien Anteile von 34% (2030) bis 46% (2050) erreicht. Die überwiegende Rolle spielt dabei die Photovoltaik, gefolgt von Wasserkraft, Biomasse und Windkraft. Bei Berücksichtigung der Vorgabe zum Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch und bei gleichzeitigem Treibhausgasminderungsziel werden Anteile um 45% bereits bis zum Jahr 2030 erreicht. Anschließend erfolgt dann eine weitere Steigerung des Anteils der erneuerbaren Energien auf 90% (Ziel) bis 93% (Ziel_KI). Deutlich ändert sich die Rolle der Windenergie, diese steht vor Photovoltaik, Wasserkraft und den sonstigen erneuerbaren Energien an erster Stelle.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien fängt damit einen Teil der in Baden-Württemberg durch den Kernenergieausstieg entfallenden Strommengen auf. Die verbleibenden Restmengen werden in allen Szenarien anfangs durch Stromimporte gedeckt.

Die fossil basierte Stromerzeugung behält in beiden Basisszenarien weitestgehend ihre heutige Bedeutung bis zum Jahr 2030 bei. Ausgehend von 17 TWh im Jahr 2010 ergibt sich 2030

eine Erzeugung aus Steinkohle, Heizöl und Erdgas zwischen 16,4 TWh (Ziel) bis 20 TWh (ETS_KI). Anschließend ergeben sich im weiteren Zeitraum bis 2050 deutliche Unterschiede zwischen den Basisszenarien. In den ETS-Szenarien ist die Stromerzeugung aus Steinkohle trotz der neugebauten Kohlekraftwerke in Mannheim und Karlsruhe rückläufig und im Jahr 2050 kein Bestandteil des Erzeugungsmixes mehr, während im gleichen Zeitraum die Stromerzeugung aus Erdgas an Bedeutung gewinnt. Im Gegensatz dazu fällt in den Ziel-Szenarien der Rückgang der Stromerzeugung aus Steinkohle 2040 bereits stärker aus und der in den ETS-Szenarien zu beobachtende Ausbau der Stromerzeugung aus Erdgas findet nicht statt.

Dieser Wandel ist zum einen bedingt durch die zu erfüllenden Treibhausgasmindevorgaben, zum anderen wird die fossile Stromerzeugung auch durch die Quotenvorgabe für erneuerbare Energien verdrängt.

Der Anteil der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) an der Stromerzeugung steigt in allen Szenarien bis 2020 auf 18 % (Ziel_KI) bis 20 % (ETS). Im weiteren Verlauf setzt sich dieser Anstieg für die ETS-Szenarien bis 2050 auf 30 % (ETS) bis 34 % (ETS_KI) weiter fort. Daraus ergeben sich KWK-Strommengen in Höhe von etwa 11 bis 14 TWh in den Jahren 2020 bis 2050. Im Unterschied zu den ETS-Szenarien sinkt in den Ziel-Szenarien, ausgehend von 2020 bis 2050 der Anteil der KWK an der Stromerzeugung auf 6 % (Ziel_KI) bis 7 % (Ziel) ab. Daraus ergeben sich KWK-Strommengen zwischen 4 – 5 TWh in 2050.

Einer weiter verstärkten Nutzung von KWK-Anlagen zur kombinieren Strom- und Wärmezeugung steht wärmeseitig der reduzierte Fernwärmebedarf in den Verbrauchssektoren durch verbesserte Wärmedämmmaßnahmen an Gebäuden sowie der kostenintensive Leitungsbau zur Erschließung neuer Fernwärmeversorgungsgebiete entgegen.

Hinsichtlich der Auswirkungen der Klimaveränderungen zeigen sich auf den Absolutwert der Nettostrombereitstellung im ETS_KI-Szenario nur geringe Effekte. Sichtbar ist jedoch die verstärkte Nutzung von Erdgas mit einer Mehrerzeugung von 27 bis 30 % zwischen 2030 bis 2050. Hierdurch wird neben der Stromerzeugung aus Biomasse insbesondere auch der Nettostromimport reduziert. Im Szenario Ziel_KI fällt der Strommehrverbrauch durch Klimawandeleffekte höher aus. Die zusätzlich notwendige Stromerzeugung wird dabei hauptsächlich durch Photovoltaik getragen, da das Erzeugungsprofil der Photovoltaikanlagen in sehr guter Übereinstimmung zum erhöhten Stromverbrauch von Klimatisierungsanwendungen steht.

Die installierte Kraftwerksnettoleistung zeigt erneut deutliche Unterschiede zwischen den beiden Basisszenarien auf (Abbildung 6-12). In den ETS-Szenarien wie auch den Ziel-Szenarien verläuft die Entwicklung bis zum Jahr 2020 zunächst gleich. Die installierte Nettoleistung steigt dabei, bedingt durch den starken Ausbau der Photovoltaik, von insgesamt 16 GW (2010) auf 24,4 (ETS) bis 25,4 GW (Ziel). Im weiteren Zeitverlauf zeigt sich in den ETS-Szenarien ein moderater Ausbau der Windkraft auf 3,2 GW in 2050, bei geringfügigem Rückgang der Photovoltaikkapazitäten von 12 GW (2020) auf 11,2 GW (2050). Analog zur nach 2040 rückläufigen Stromerzeugung aus Steinkohle werden hier keine weiteren Kapazi-

täten zugebaut. Die bestehenden Kapazitäten können im Energiesystem jedoch weiterhin Reserveleistung zur Verfügung stellen. Ohne Berücksichtigung der Stromspeicher ergibt sich eine installierte Nettoleistung zwischen 21,4 GW (ETS) bis 21,8 GW (ETS_KI).

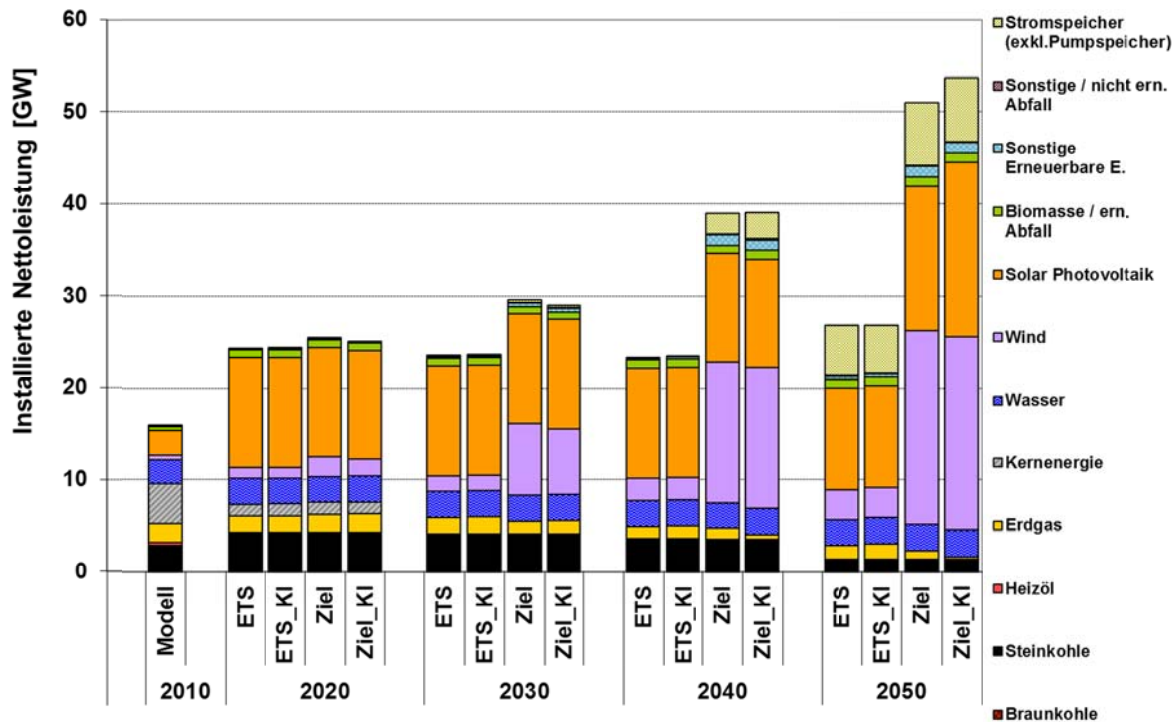


Abbildung 6-12: Installierte Nettoleistung der Stromerzeugung in Baden-Württemberg in den Basis- und Klimaszenarien

Die Ziel-Szenarien weisen dagegen nach 2020 eine deutliche Steigerung der installierten Leistung auf. Ohne Berücksichtigung der Stromspeicher erfolgt hier ein Anstieg auf 44,2 GW (Ziel) bis 46,7 GW (Ziel_KI) bzw. eine Steigerung auf 276% (Ziel) bis 292% (Ziel_KI) des Ausgangsniveaus (2010). Treiber der starken Zunahme der Kraftwerksleistung in den Ziel-Szenarien ist der Ausbau der Erneuerbaren Energien, welche im Allgemeinen ggü. fossilen Kraftwerken durch eine geringere jährliche Verfügbarkeit gekennzeichnet sind. Es erfolgt der Ausbau von Windkraftanlagen auf 21,1 GW bis 2050 sowie der Ausbau der Photovoltaik auf 15,7 GW (Ziel) bis 18,9 GW (Ziel_KI) bis 2050. Diese zwei Technologien stellen damit zusammen circa 85% der in 2050 in Baden-Württemberg installierten Erzeugungsleistung bzw. circa 73% bei Berücksichtigung der Stromspeicher. In den „Ziel“-Szenarien mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien an der installierten Nettoleistung dienen primär Wasserkraft, Biomassekraftwerke und Stromspeicher der Leistungsbereitstellung bei schwankender Einspeisung.

Die Berücksichtigung der Klimawandelauswirkungen führt hinsichtlich der installierten Leistungen in den ETS-Szenarien nur zu geringen Auswirkungen. Einflüsse zeigen sich hier beispielsweise bei Gaskraftwerken (+0,5 GW, 2050) sowie Stromspeichern (-0,5 GW, 2050).

Deutlichere Auswirkungen sind im Vergleich der Szenarien Ziel und Ziel_KI sichtbar. Es ergeben sich Auswirkungen auf die Kapazitäten der Gaskraftwerke (-0,7 GW, 2050), Photovoltaik (+3,2 GW, 2050) sowie Stromspeicher (+0,2 GW, 2050).

Die geringen installierten Kapazitäten fossiler Kraftwerke im Szenario Ziel_KI und die vernachlässigbar kleine Stromerzeugung aus diesen Kraftwerken, führen zu dem Schluss, dass unter Beachtung der Landesziele Klimawandelauswirkungen auf fossile Kraftwerke nur mehr eine untergeordnete Rolle spielen werden.

6.1.4 Primärenergieverbrauch in Baden-Württemberg

Hinsichtlich des Primärenergieverbrauchs in Baden-Württemberg ist in allen Szenarien ein kontinuierlicher Rückgang sichtbar (Abbildung 6-13). Ausgehend von 1.560 PJ in 2010 sinkt der Primärenergieverbrauch auf 1.130 PJ (ETS) und 961 PJ (Ziel) respektive 941 PJ (Ziel_KI) in 2030 sowie 900 PJ (ETS) und 770 PJ (Ziel) respektive 753 PJ (Ziel_KI).

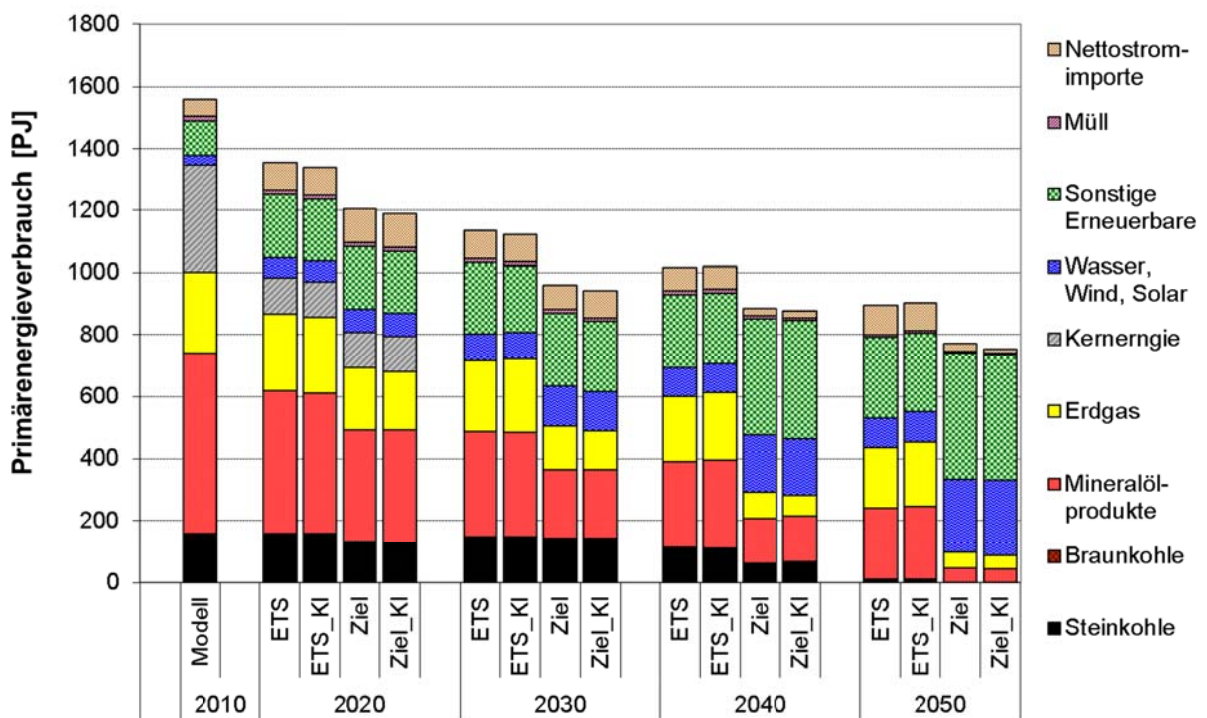


Abbildung 6-13: Primärenergieverbrauch in Baden-Württemberg nach Energieträgern und Szenarien

Getragen wird dieser Rückgang einerseits durch den Ausstieg aus der Kernenergienutzung (Primärenergiefaktor 3) und durch die Umstellung auf erneuerbare Energien in der Stromerzeugung (Primärenergiefaktor 1 für Wasserkraft, Windkraft, Biomasse und Photovoltaik) sowie durch den allgemein rückläufigen Endenergieverbrauch durch die Nutzung effizienterer Technologien und Prozesse.

Damit geht auch eine stark rückläufige Abhängigkeit von Energieträgerimporten einher. Ausgehend von 88 % des Primärenergieverbrauchs in 2010 sinkt die Importabhängigkeit Baden-Württembergs auf 70 % (ETS) und 60 % (Ziel) in 2030. Im weiteren Zeitverlauf bleibt die Importabhängigkeit in den ETS-Szenarien konstant bei etwa 60 %, während sie im Ziel-Szenario deutlich auf 19 % bzw. 16 % (Ziel_Kl) in 2050 sinkt.

6.1.5 Emissionen und Systemkosten in Baden-Württemberg

Gemäß der Annahmen für die Basisszenarien ETS und Ziel ist ein europaweites Klimaschutzregime mit der, die im Emissionshandel eingeschlossenen Sektoren betreffenden, Reduktion der Treibhausgase gegenüber 1990 um 30 % bis 2020 und um 80 % bis 2050 unterstellt. Die Verteilung der Emissionsreduktionen auf die EU-Mitgliedsstaaten ist dabei ebenso offen wie die Aufteilung der Minderungspflichten zwischen den Sektoren. In den Szenarien Ziel und Ziel_Kl gilt dies nur eingeschränkt für Deutschland bzw. Baden-Württemberg, da hier bundes- bzw. länderspezifische Reduktionsziele mit betrachtet werden. Die unterschiedlichen Rahmenannahmen zwischen den Szenarien bewirken dabei sowohl Verschiebungen der Beiträge der einzelnen Staaten zum europaweiten Klimaschutz, als auch verschieden starke Emissionsreduktionen im Umwandlungssektor und den Verbrauchssektoren in den jeweiligen Staaten.

In Baden-Württemberg nehmen die CO₂-Emissionen in allen vier betrachteten Szenarien kontinuierlich ab. Je nach Szenario liegt der Rückgang gegenüber 1990 zwischen 21 % (ETS) und 38 % (Ziel) in 2020 und zwischen 61 % (ETS) und 88 % (Ziel) in 2050 (Abbildung 6-14). Hinsichtlich der Emissionsreduktion liegt Baden-Württemberg damit bereits in den ETS-Szenarien leicht über dem europäischen Durchschnitt.

Den größten Beitrag zur Reduktion der CO₂-Emissionen leistet der Umwandlungssektor, insbesondere die öffentliche Strom- und Wärmeerzeugung. Aber auch in den übrigen Sektoren ist in allen Szenarien ein kontinuierlicher Emissionsrückgang zu beobachten. Während in den Bereichen Industrie, Haushalte und GHD über alle Szenarien deutliche CO₂-Emissionsreduktionen erreicht werden, trägt der Verkehr erst in den Ziel-Szenarien verstärkt zur Emissionsminderung bei.

Hinsichtlich der Auswirkungen des Klimawandels ist zu beobachten, dass sich für beide Klimawandelszenarien ETS_Kl und Ziel_Kl in 2020 verminderte Emissionen ergeben. Diese Emissionsminderungen werden primär durch Einsparungen im Wärmeverbrauch der Haushalte und des Sektors GHD getragen. Nachfolgend differiert die Entwicklung zwischen den Basisszenarien. So ergeben sich im Szenario ETS_Kl gegenüber dem Szenario ETS höhere CO₂-Emissionen, primär durch den Mehrverbrauch im Verkehrssektor bedingt. Im Vergleich der Szenarien Ziel_Kl und Ziel fallen die erhöhten Emissionen im Verkehrssektor auf Grund der Elektrifizierung mit CO₂-arm erzeugtem Strom CO₂-seitig nicht ins Gewicht. Die gesamten Emissionen sind daher gleichbleibend bis leicht vermindert.

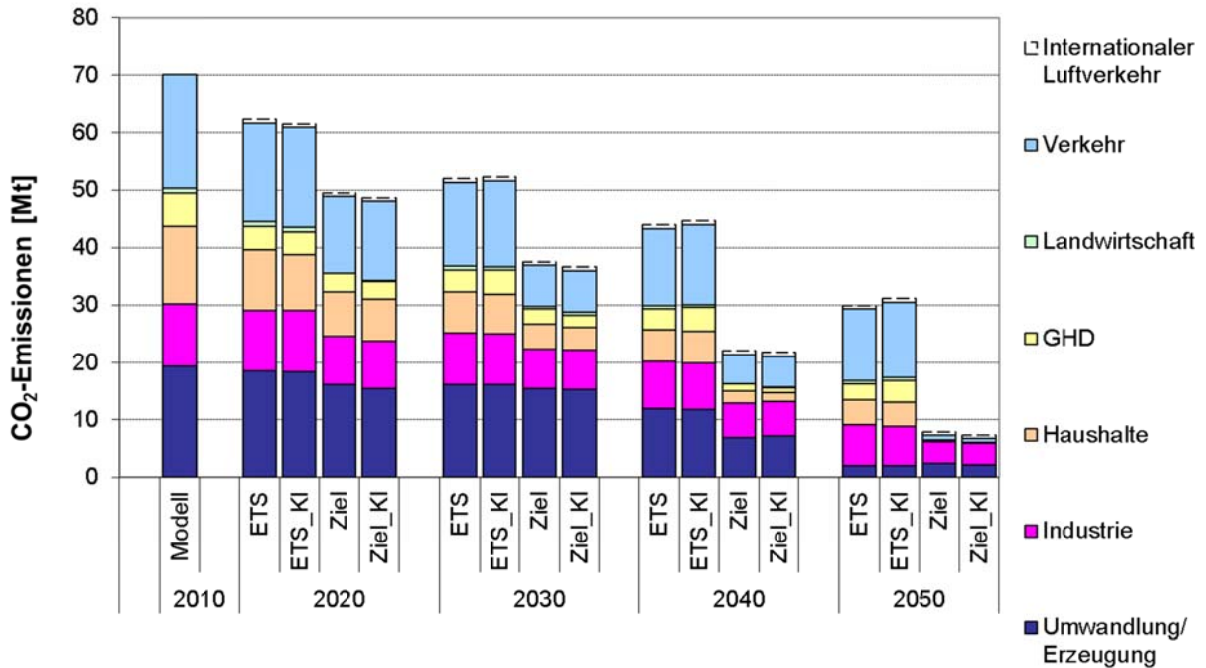


Abbildung 6-14: CO₂-Emissionen in Baden-Württemberg nach Sektoren

Die in dieser Untersuchung ausgewiesenen Systemkosten repräsentieren die in einem Zeitraum und in einer Region für das gesamte Energiesystem aufzubringenden Kosten, welche sowohl Kapitalkosten für Anlagen der Energieumwandlung und des Energietransportes als auch Kosten für Wartung und Betrieb der Anlagen sowie Brennstoff- und Zertifikatskosten umfassen. In Abbildung 6-15 dargestellt wird jeweils die Systemkostendifferenz eines Szenarios im Vergleich zum Szenario ETS, so dass negative Kostendifferenzen als Kostenreduktion bzw. Kostenentlastung interpretiert werden können und positive Kostendifferenzen als Mehrkosten bzw. Kostenbelastungen.

Im Vergleich der Basisszenarien sind in den Ziel-Szenarien, bedingt durch die klimapolitischen Zielvorgaben, jährliche Mehrkosten zwischen 3,6 (2020) bis 14,6 Mrd.€ (2050) erkennbar. Während sich im Bereich der Energieträgerkosten Einsparungen zeigen, ergeben sich für Investitions- und Betriebskosten deutliche Mehraufwände, die in Summe zur beobachteten, insgesamten Kostensteigerung führen.

Hinsichtlich der Auswirkungen des Klimawandels können bis 2020 geringfügige Kostenreduktionen beobachtet werden. In diesem Zeitraum überwiegende Einspareffekte führen zu geringeren Brennstoffkosten, weiterhin ist die Erreichung der klimapolitischen Ziele mit einem verringertem Investitionsaufwand möglich. Im weiteren Zeitverlauf bis 2040 ergibt sich ein weitestgehend ausgeglichenes Bild aus Einspareffekten und Kostensteigerungen bzw. Mehrverbräuchen.

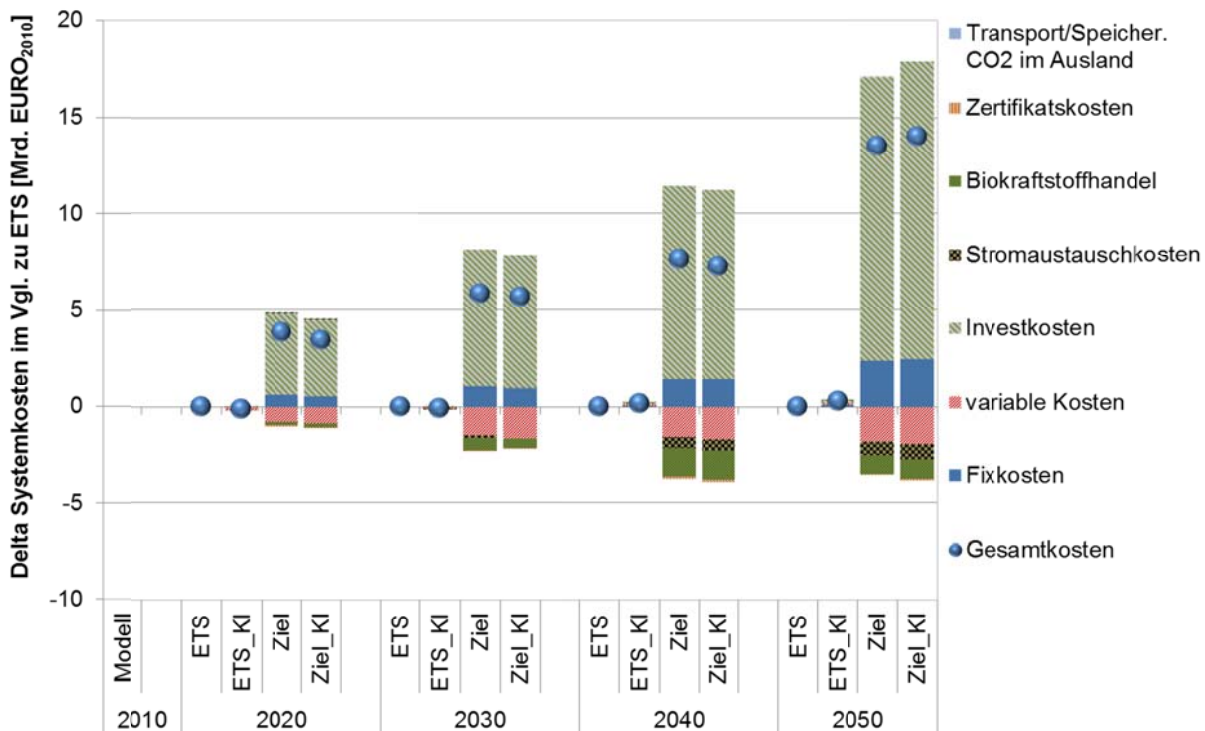


Abbildung 6-15: Jährliche Differenzkosten gegenüber dem ETS-Szenario in der Modellregion Baden-Württemberg

Bei Betrachtung des Jahres 2050 verkehrt sich dieses Bild jedoch ins Gegenteil. Hier ergeben sich über alle Szenarien erhöhte, jährliche Systemkosten zwischen 0,6 (ETS_KI) bis 1,1 Mrd. € (Ziel_KI).

6.1.6 Zusammenfassung der end- und primärenergetischen Auswirkungen

Nachfolgend werden die durch den Klimawandel verursachten Nachfrageeffekte und Wirkungsgradänderungen bei nutzenergiebereitstellenden Technologien endenergetisch und primärenergetisch betrachtet. Dargestellt werden die Auswirkungen für das Szenario ETS_KI (Abbildung 6-16) sowie für das Szenario Ziel_KI (Abbildung 6-17). Zu beachten ist, dass diese Darstellungen die Effekte der Klimawandelinduzierten Nachfrage- und Wirkungsgradänderungen darstellen, Effekte auf die Technologiewahl und die Bereitstellungsinfrastruktur jedoch nicht abgebildet werden können. Verbrauchsmindernde Effekte werden mit negativem Vorzeichen, verbrauchssteigernde Effekte entsprechend mit positivem Vorzeichen dargestellt. Dargestellt wird die energetische Differenz zum jeweiligen Referenzszenario „ETS“ bzw. „Ziel“.

Im Allgemeinen ergeben sich verbrauchsmindernde Effekte im Bereich der Raumwärme sowie damit zusammenhängend ein Minderverbrauch bei Wärmepumpen durch eine gesteigerte Jahresarbeitszahl. Im ETS_KI-Szenario stellen die Minderverbräuche im Bereich der Raum-

wärme mit -16 PJ in 2030 und -28 PJ in 2050 den größten Block dar. Einsparungen bei Wärmepumpen fallen mit -0,9 PJ in 2030 und -1,3 PJ in 2050 deutlich geringer aus.

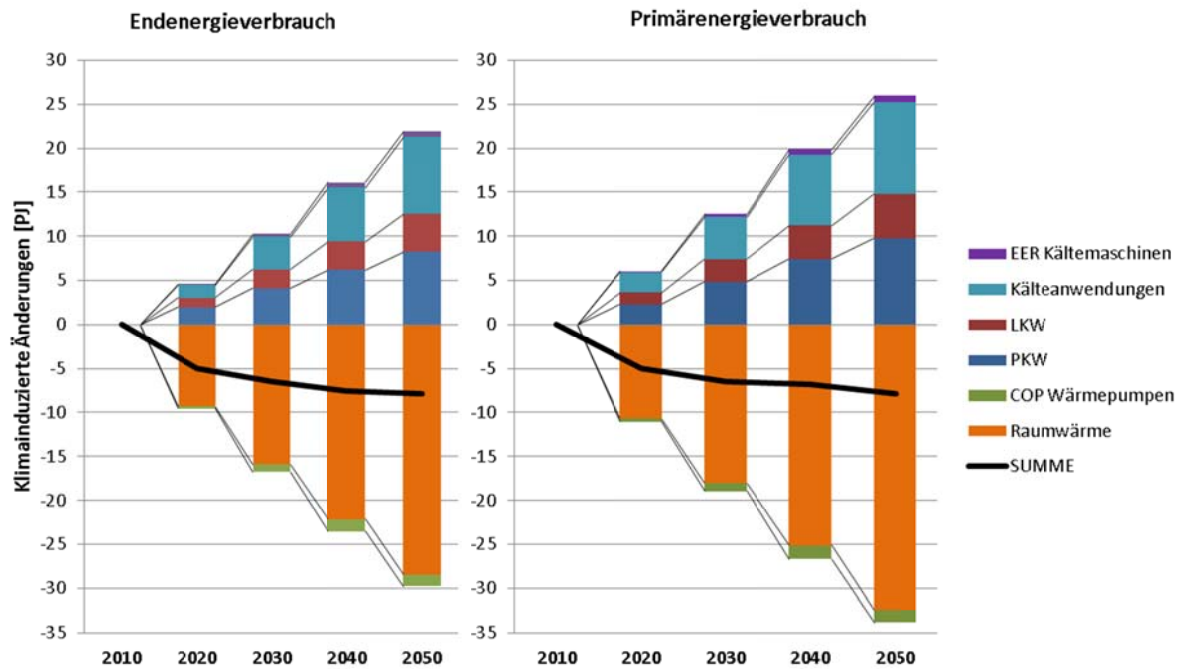


Abbildung 6-16: Endenergetische und primärenergetische Auswirkungen des Klimawandels im ETS_KI-Szenario in Baden-Württemberg

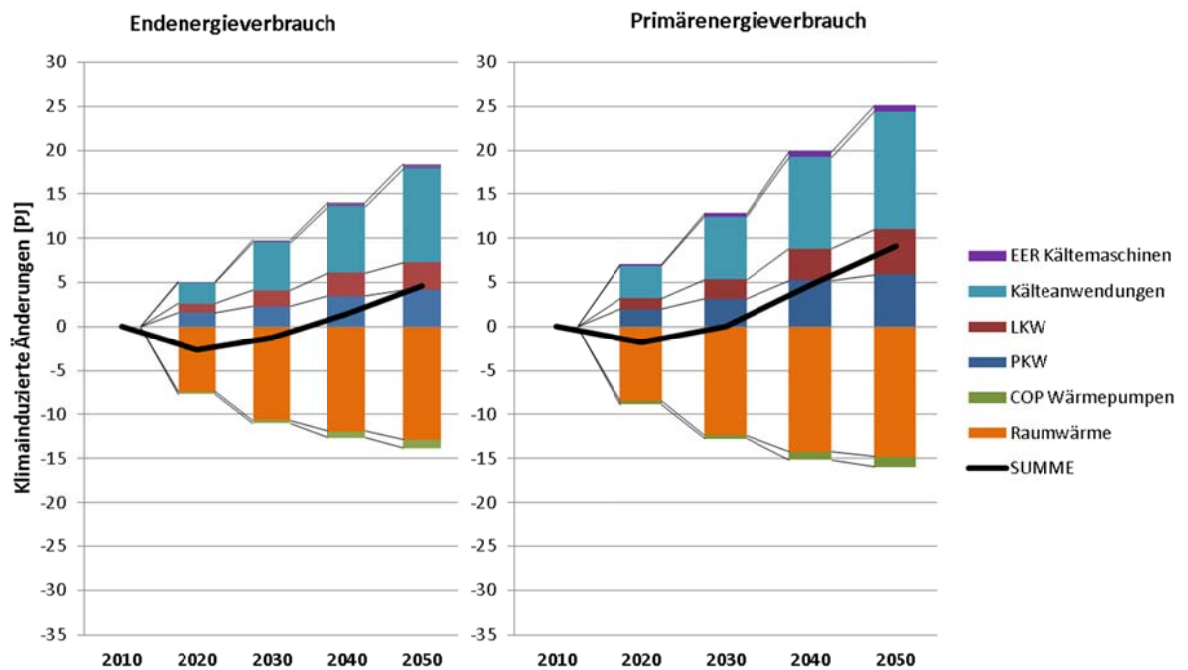


Abbildung 6-17: Endenergetische und primärenergetische Auswirkungen des Klimawandels im Ziel_KI-Szenario in Baden-Württemberg

Demgegenüber stehen Mehrverbräuche im Verkehr, für Pkw und Lkw, sowie in Haushalten, GHD und Industrie für zusätzlichen Kältebedarf. Die Summe der Mehrverbräuche beträgt 10 PJ in 2030 und 22 PJ in 2050. In Summe über alle Mehr- und Minderverbräuche ist weiterhin ein deutlicher Einspareffekt sichtbar.

Primärenergetisch ergibt sich ein vergleichbares Bild. Der Primärenergiefaktor –das Verhältnis von Primärenergieverbrauch zu Endenergieverbrauch- über die eingesetzten Energieträger liegt dabei in 2020 bei 1,2 und sinkt anschließend bis 2050 auf 1,16 ab.

Im Ziel_KI-Szenario zeigen sich im Vergleich zum ETS_KI Szenario Unterschiede insbesondere im Bereich der Raumwärme. Bedingt durch die Landesvorgaben zur Endenergieverbrauchsreduktion fällt der gesamte Endenergieverbrauch für die Raumwärmebereitstellung gegenüber dem ETS_KI-Szenario deutlich geringer aus. Dementsprechend ist auch die weitere Verbrauchsreduktion durch Klimaänderungen verringert. Die Minderverbräuche im Bereich der Raumwärme stellen mit -11 PJ in 2030 und -13 PJ in 2050 den weiterhin größten Block dar. Die Einsparungen bei Wärmepumpen liegen bei -0,3 PJ in 2030 und -1 PJ in 2050. Im Vergleich zum ETS_KI Szenario ist der weitere Anstieg im Bereich der Raumwärme, auf Grund des insgesamt niedrigeren Endenergieverbrauchs für Raumwärme, insbesondere nach 2030 deutlich geringer ausgeprägt.

Demgegenüber stehen Mehrverbräuche im Verkehr, für PKW und LWK sowie in Haushalten, GHD und Industrie für zusätzlichen Kältebedarf. Die Summe der Mehrverbräuche beträgt 10 PJ in 2030 und 18 PJ in 2050.

In Summe über die Mehr- und Minderverbräuche überwiegen damit bis 2030 auf endenergetischer Seite die Minderverbräuche. Im weiteren Zeitverlauf bis 2050 werden die Minderverbräuche jedoch durch die entstehenden Mehrverbräuche überkompensiert. Insgesamt ergibt sich in diesem Zeitraum dann ein entsprechender Mehrverbrauch. In deutlicherer Ausprägung ist dieser Effekt auch auf primärenergetischer Seite sichtbar. Hier kommt zu tragen, dass Raumwärme zu großen Teilen aus Biomasse, Solarthermie und Umgebungswärme bereitgestellt wird. Über alle Energieträger der Raumwärmebereitstellung ergibt sich ein Primärenergiefaktor von rund 1,15. Im Bereich der Kälteanwendung und des zunehmend elektrifizierten Verkehrs liegt der durchschnittliche Primärenergiefaktor um 1,3 bis 1,4. Primärenergetisch haben die Mehrverbräuche somit ein nochmals höheres Gewicht.

Im Vergleich der untersuchten Szenarien ETS und ETS_KI bzw. Ziel und Ziel_KI sind diese Effekte meist nur in geringerer Ausprägung sichtbar. Energieeinsparungen erlauben unter sektorübergreifenden Treibhausgasminderungs- und Endenergieverbrauchsminderungszielen im global optimierenden Energiesystemmodell an anderer Stelle die Nutzung von Technologien und Prozessen mit geringeren Effizienzen bzw. die Nutzung von Energieträgern mit höherem Treibhausgasausstoß. Analog führen bereichsweise Mehrverbräuche zur Notwendigkeit stärkerer Einspar- und Effizienzsteigerungen.

6.2 Energiewirtschaftliche Entwicklungen auf EU-Ebene

Die deutsche Energiepolitik wird in zunehmendem Maße auch von energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen seitens der EU beeinflusst. In ihrem 2008 vorgestellten Klima- und Energiepaket nennt die EU beispielsweise die sogenannten *20-20-20 Ziele* für das Jahr 2020 (20 % Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch, Reduktion des Primärenergieverbrauchs um 20 % bezogen auf eine Trendentwicklung, Verringerung der Treibhausgasemissionen um 20 % gegenüber 1990), die durch gemeinschaftliche Anstrengungen aller Mitgliedsstaaten erreicht werden sollen. Im Jahr 2014 folgte die Fortschreibung der Klimaziele der europäischen Union. Bis zum Jahr 2030 sollen die Treibhausgasemissionen um 40 % ggü. 1990 reduziert werden, der Primärenergiebedarf um 27 % gegenüber der Trendentwicklung geringer ausfallen, während der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch auf 27 % steigen soll. Ein konkretes Instrument zur Erreichung der anvisierten Ziele ist das europäische Emissionshandelssystem, welches auch die Entwicklungen in der öffentlichen Strom- und Wärmeerzeugung sowie in der energieintensiven Industrie in Deutschland entscheidend mitprägt. Neben dem länderübergreifenden Handel mit Emissionszertifikaten stehen die Energiemärkte der einzelnen EU-Länder auch über den Handel mit Energieträgern, insbesondere über den Stromaustausch, miteinander in Beziehung. Baden-Württemberg und Deutschland müssen daher, wie im Rahmen dieser Studie geschehen, als Teil des Energiesystems der EU betrachtet werden, sodass zum einen die von der EU vorgegebenen energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen und zum anderen die Wechselbeziehungen zwischen den einzelnen EU-Staaten Berücksichtigung finden.

Im Folgenden werden die wichtigsten Entwicklungen auf EU-Ebene in den zwei Basisszenarien kurz beschrieben. Die auf Baden-Württemberg-Ebene modellierten Klimawandelauswirkungen haben auf EU-Ebene nur vernachlässigbare Auswirkungen. Die Ergebnisse werden wesentlich von dem EU-weiten Treibhausgasminderungsziel in diesen zwei Szenarien von 80 % bis 2050 gegenüber 1990 und den in Abschnitt 5.2 aufgeführten sozioökonomischen Rahmenannahmen beeinflusst. In den Ziel-Szenarien wirken zusätzlich die Quoten für erneuerbare Energien an der Stromerzeugung (60 % bis 2050) und erneuerbare Energien am Endenergieverbrauch (60 % bis 2050)

Der Primärenergieverbrauch der EU-28 erfährt in beiden Basisszenarien bis 2050 einen moderaten, kontinuierlichen Rückgang. Der Primärenergieverbrauch (Abbildung 6-18) sinkt um 11,5 % (ETS) und 15 % (Ziel) respektive auf 64.700 PJ (ETS) bzw. 62.200 PJ (Ziel). Bezüglich der Anteile der einzelnen Energieträger am Primärenergieverbrauch weisen die Erneuerbaren Energien dabei einen deutlichen Anstieg auf, während die Bedeutung der fossilen Energieträger Kohle, Gas und Mineralöle abnimmt. Die Kernenergie spielt auch im ETS-Szenario in der EU über den gesamten Betrachtungszeitraum eine wichtige Rolle. Ihr Anteil am Primärenergieverbrauch liegt im Jahr 2050 bei etwa 12 %. Länder mit einem hohen Kernenergieeinsatz im Jahr 2050 sind im ETS-Szenario Frankreich, Großbritannien, Schweden,

Slowakei und Ungarn. Weiterhin ausgeprägt ist die Nutzung von Erdgas und Mineralölprodukten, die primär im Verkehr eingesetzt werden. Das Ziel-Szenario setzt sich davon mit einem geringeren Primärenergieverbrauch (-4% ggü. ETS, 2050) und einem deutlich höheren Anteil der erneuerbaren Energien (48%, 2050) am Primärenergieverbrauch ab. Während die Nutzung der Steinkohle konstant bleibt (-3%), ergeben sich bis 2050 gegenüber dem ETS-Szenario bei Kernenergie (-46%) sowie den fossilen Energieträgern wie Braunkohle (-64%), Erdgas (-38%) und Mineralölprodukte (-31%) deutliche Unterschiede.

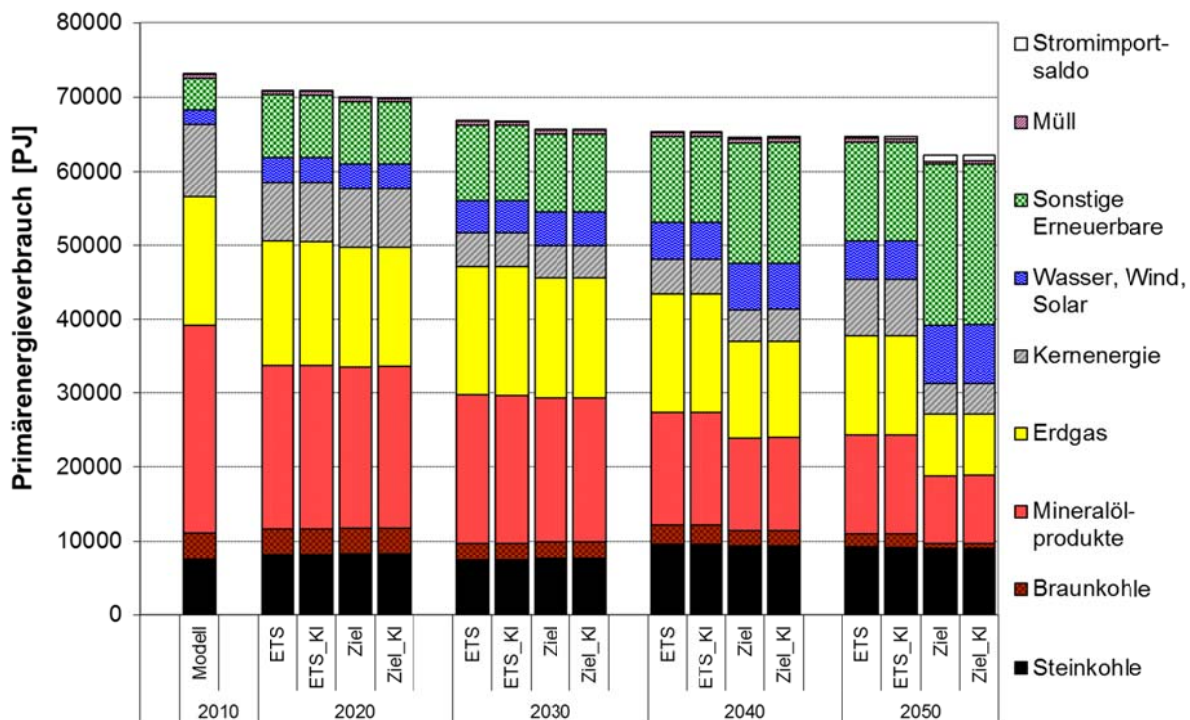


Abbildung 6-18: Primärenergieverbrauch in der EU-28 nach Energieträgern und Szenarien

Die Nettostromerzeugung in der EU-28 sinkt in den Basisszenarien von 3.000 TWh in 2010 auf ein Niveau von 2.930 TWh in 2030 und steigt im weiteren Verlauf auf 2.980 bis 3.040 TWh in 2050 an (Abbildung 6-19). Dabei nimmt der Anteil fossiler Energieträger deutlich auf ca. 55% in 2030 und 50 bis 24% in 2050 ab, bei einer Zunahme der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien sowie aus Kernenergie (ETS). Aufgrund der Zielvorgaben zur Reduktion der Treibhausgase in Europa in den Basisszenarien (-80% bis 2050 ggü. 1990), können feste fossile Energieträger nur noch in Kraftwerken mit CO₂-Abscheidung eingesetzt werden.

Im Vergleich der europäischen Staaten lässt sich für die Struktur der Stromerzeugung in 2050 festhalten, dass die Anwendung von CCS-Technologien besonders für die Nordseeränderstaaten und einige osteuropäische Staaten aufgrund potenziell günstiger Speicherbedingungen und der Existenz großer kohlebasierter Kraftwerksstandorte von Vorteil ist. Da die südeuropäischen Staaten im Vergleich zu den Nordseeränderstaaten über ein geringeres Speicher-

potenzial für CO₂ verfügen, können sich Kraftwerke mit CO₂-Abscheidung im Süden Europas schlechter etablieren, was zu einem geringeren Einsatz fossiler Energieträger in den Mitgliedsstaaten in Südeuropa führt.

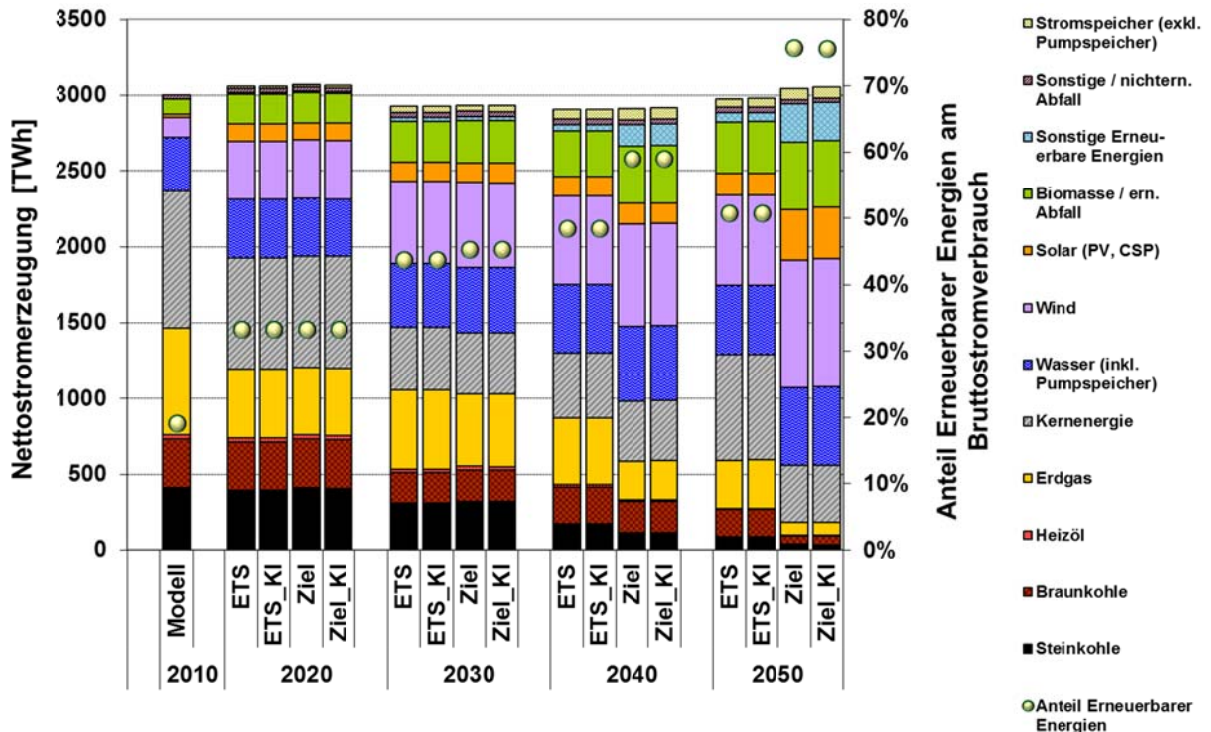


Abbildung 6-19: Nettostromerzeugung in der EU-28 nach Energieträgern und Szenarien

Die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien nimmt in der EU-28 im Szenario Ziel kontinuierlich auf ca. 1.426 TWh in 2030 und 2.385 TWh in 2050 zu, so dass ein Anteil von fast 80 % am Bruttostromverbrauch in 2050 erreicht wird. Der größte Zuwachs ist für die Windkraft zu verzeichnen, welche mit 560 TWh in 2030 rund 20 % Anteil an der Nettostromerzeugung hält und in 2050 mit 833 TWh etwa 27 %. Neben Deutschland ist ebenfalls in Großbritannien, Spanien, Schweden, Dänemark und den Niederlanden von einem starken Ausbau der Windenergie auszugehen, da auch in diesen Ländern ein Ausbau von Offshore- bzw. Near-shore-Windenergie möglich ist. Die Stromerzeugung aus Sonnenenergie erfährt neben dem Ausbau in Deutschland auch einen verstärkten Ausbau in den Anrainerstaaten des Mittelmeeres sowie in Portugal. Diese Länder profitieren im Vergleich zu Deutschland von einer höheren Solarstrahlung und somit von höheren Jahresvollbenutzungsstunden der Solaranlagen. Zudem besteht die Möglichkeit, regenerativ erzeugten Strom aus Nordafrika nach Europa zu importieren. Beginnend ab 2035 könnten geringe Mengen Solarstrom aus Nordafrika nach Italien und Spanien importiert werden. Eine starke Marktdurchdringung dieser Option der Strombereitstellung mit den entsprechenden Leitungsverbindungen nach Zentraleuropa wird unter den hier getroffenen Rahmenbedingungen bis 2050 nicht erreicht.

Der Endenergieverbrauch weist auf EU-Ebene bis zum Jahr 2030 über die Szenarien einen leichten Anstieg (ETS) bzw. einen gering ausgeprägten Rückgang (Ziel) auf (Abbildung 6-20). Die Ursachen dieser Verbrauchssteigerungen liegen vor allem in den hohen Wachstumsraten in Bezug auf die wirtschaftliche Entwicklung und die Bevölkerung in den neuen Mitgliedsstaaten der EU in Ost- und Mitteleuropa. Insbesondere die Sektoren Industrie, Gewerbe, Handel Dienstleistungen (GHD) und Verkehr tragen hier zum Anstieg des Endenergieverbrauchs bei. Nach 2030 überwiegen dann in allen Sektoren mit Ausnahme der Industrie die Energieeinsparungen, die sich aus dem Einsatz von Technologien mit geringerer Energieintensität ergeben, sodass es insgesamt zu einem Rückgang des Endenergieverbrauchs in der EU-28 kommt.

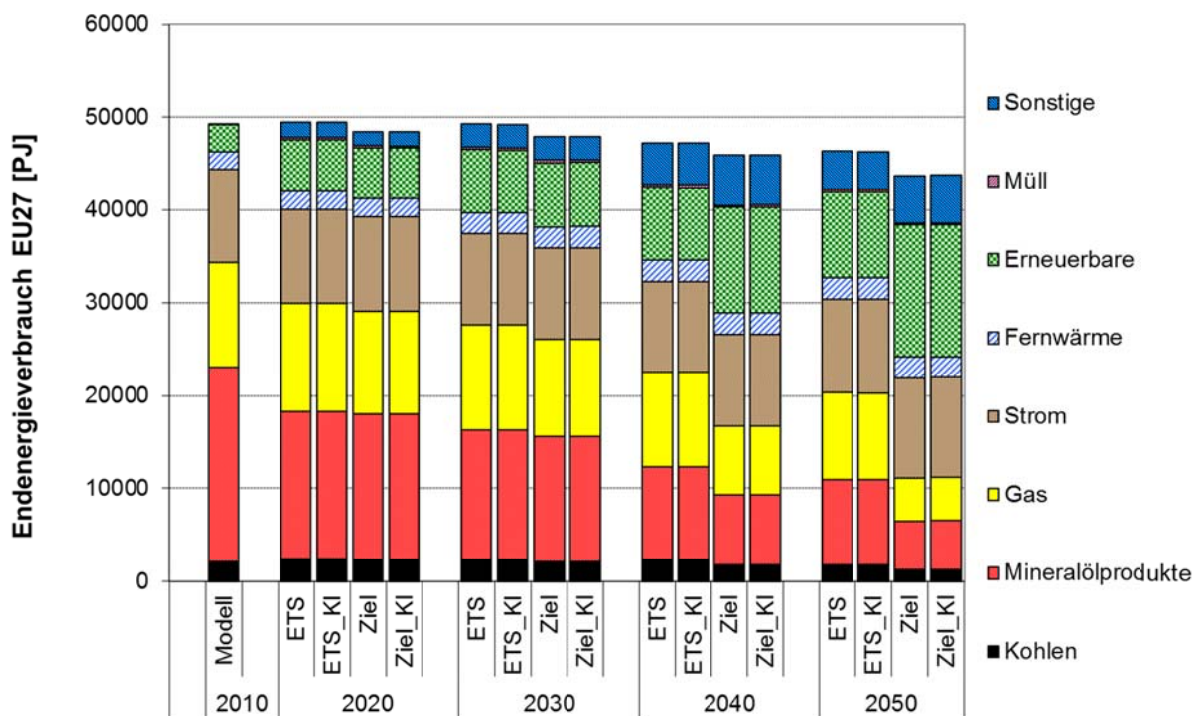


Abbildung 6-20: Endenergieverbrauch in der EU-28 nach Energieträgern und Szenarien

Der Endenergieverbrauch auf Basis fossiler Energieträger wie Kohle, Mineralöle und Gas geht aufgrund der EU-weiten Vorgaben zur Treibhausgasminderung in allen Szenarien zurück. Lediglich der Erdgasverbrauch wächst bis 2020 aufgrund der steigenden Nachfrage in Industrie und GHD zwischenzeitlich leicht an. Im Gegensatz zu dem rückläufigen Verbrauch an fossilen Energieträgern nimmt der Verbrauch von Strom, Fernwärme und Erneuerbaren Energien in allen Szenarien kontinuierlich zu. Je nach geografischen und klimatischen Voraussetzungen spielt beim Einsatz Erneuerbarer Energien die Nutzung von Solarwärme, Umgebungswärme oder Biomasse in verschiedenen Ländern eine unterschiedliche Rolle.

Der Vergleich der zwei Basisszenarien zeigt, dass auch der Endenergieverbrauch im Szenario ETS ab 2030 leicht höher liegt als im Ziel-Szenario. Im Jahr 2050 ergibt sich gegenüber dem

Ziel-Szenario ein Mehrverbrauch von 6 %. Zurückzuführen ist dieser Unterschied auf geringere Investitionen in energiesparende Technologien, z. B. aufgrund fehlender Vorgaben zum Ausbau der Elektromobilität im Straßenverkehr. Der Stromverbrauch steigt im Ziel-Szenario nach 2030 stärker an als im ETS-Szenario, weil die zusätzliche Vorgabe zum Einsatz erneuerbarer Energien den Einsatz strombetriebener Anwendungen in Industrie, Haushalten und GHD-Sektor begünstigt.

Im Gegensatz zum ETS-Szenario sind im Ziel-Szenario auch auf Ebene der europäischen Mitgliedsstaaten deutliche Kostensteigerungen sichtbar (Tabelle 6-1). Kumuliert ergibt sich im Szenario Ziel für die EU-28 eine Steigerung der Energiesystemkosten von knapp 500 Mrd. €₂₀₁₀ für den Zeitraum 2010 bis 2030 und von rund 2.700 Mrd. €₂₀₁₀ für den Zeitraum 2010 bis 2050. Verschärfte klimapolitische Vorgaben wirken sich demnach auf der Ebene der EU-28 besonders stark für den Zeitraum nach 2030 aus, in dem etwa 80 % der kumulierten Kostensteigerungen anfallen.

Tabelle 6-1: Undiskontierte Systemkosten für die EU-28 im Zielszenario mit ambitionierten Klimaschutzzielen ggü. ETS

Veränderung ggü. ETS	Ziel-Szenario (Ziel)
Energiesystemkosten in 2030 [Mrd.€₂₀₁₀]	+37
Energiesystemkosten in 2050 [Mrd.€₂₀₁₀]	+214
Kumulierte Energiesystemkosten 2010 bis 2030 [Mrd.€₂₀₁₀]	+500
Kumulierte Energiesystemkosten 2010 bis 2050 [Mrd.€₂₀₁₀]	+2703

Teil V: Schlussbetrachtung

In der vorliegenden Studie werden mögliche Auswirkungen von Klimaänderungen auf Bestandteile und die zukünftige Entwicklung des Energiesystems Baden-Württembergs untersucht. Zudem werden die Auswirkungen weiterer energie- und klimapolitischer Maßnahmen im europäischen Kontext untersucht.

Die Auswirkungen des Klimawandels werden dabei unter den Rahmenbedingungen zweier klimapolitischer Basisszenarien betrachtet. Ein auf dem EU ETS-Emissionshandel basierendes Szenario mit einer EU-weiten Treibhausgasreduktion von 75 % bis 2050 wird dabei dem zweiten Basisszenario mit Umsetzung weiterer klimapolitischer Ziele auf Ebene der EU, Deutschlands und Baden-Württembergs gegenübergestellt. Diese Ziele der Klimapolitik entsprechen auf Landesebene den „90-80-50“-Landeszielen sowie weiteren Vorgaben zum Anteil erneuerbarer Energien und zur Effizienzsteigerung auf der deutschen und europäischen Ebene.

Der Szenarienvergleich zeigt dabei, dass die baden-Württembergischen Landesziele unter den angenommenen Rahmenbedingungen und mit absehbarem technischem Fortschritt erreicht werden können. Dabei ist die Umsetzung dieser Ziele jedoch auch mit einem Wandel des bestehenden Energiesystems unter hohem technischem Aufwand verbunden, was zu jährlichen Mehrkosten zwischen 3,6 (2020) bis 14,6 Mrd.€ (2050) führen kann. Ohne diese Maßnahmen werden unter Fortschreibung der derzeitigen Rahmenbedingungen (ETS-Szenario) jedoch nur Treibhausgasemissionsreduktionen zwischen -21 % (2020) bis -61 % (2050) gegenüber 1990 erreicht. Die Umsetzung der Landesziele geht einher mit einem deutlichen Ausbau der erneuerbaren Energien, wie dem Ausbau von Windkraftanlagen auf 21,1 GW bis 2050 sowie dem Ausbau der Photovoltaik auf 15,7 GW (Ziel) bis 18,9 GW (Ziel_KI) bis 2050. Weiter erfolgt ein Ausstieg aus der Nutzung von Steinkohle im Energiesystem wie auch eine deutliche Reduktion des Erdgasbezugs.

Hinsichtlich der Auswirkungen des Klimawandels auf die Bestandteile des Energiesystems ist ersichtlich, dass die bedeutendsten Auswirkungen im Bereich der Wärmenachfrage und der Klimakälte zu erwarten sind. Während die relative Wärmenachfrage gegenüber einem Szenario ohne Klimawandel um rund 15 % geringer ausfällt, ergibt sich für die Nachfrage nach Klimakälte eine Steigerung um bis zu 90 %. Die weiteren Auswirkungen über die Potenziale erneuerbarer Energien oder den Wirkungsgrad verschiedener Energiebereitstellungstechnologien fallen demgegenüber gering aus. Hinsichtlich der Auswirkungen auf den Kraftwerksbetrieb ist festzustellen, dass konventionelle Kraftwerke bei Umsetzung der Landesziele, bei starkem Ausbau der erneuerbaren Energien, mittelfristig eine deutlich geringere Auslastung erfahren und in 2050 nicht mehr zur Stromerzeugung beitragen.

Die Auswirkungen auf den Wärme- und Kältebedarf weisen eine gegenläufige Tendenz sowie eine stark jahreszeitliche Gebundenheit auf. Durch die verringerte Wärmenachfrage ergibt sich über den Herbst, Winter und bis in das Frühjahr eine verringerte Energienachfrage. Während der Sommermonate verursacht die ansteigende Kältenachfrage den gegenteiligen Effekt. Hinsichtlich der Kältenachfrage stellt die zukünftige Durchdringungsrate der Klimatisierung zusätzlich eine bedeutende und ungewisse Einflussgröße dar.

Heute stellt der Energiebedarf für Raumwärme den größten Posten des Endenergieverbrauchs der Haushalte und des Sektors Gewerbe, Handel und Dienstleistung. Im Szenarienvergleich haben daher im Zeitraum bis 2030 die Einsparungen im Wärmemarkt die größte Bedeutung. Der verringerte Energiebedarf ermöglicht eine erleichterte und kostengünstigere Erreichung der klimapolitischen Ziele, wodurch sich anfängliche Kostensenkungen ergeben. Im weiteren Zeitverlauf gewinnt der Kältebedarf mit zunehmendem Durchdringungsgrad an Bedeutung und kompensiert damit die Einspareffekte im Wärmemarkt.

Auf Ebene des Energiesystems in Baden-Württemberg können sich dadurch im Landesziel-szenario (Ziel_Kl) Kostensteigerungen bis zu 1,1 Mrd. € p.a. in 2050 ergeben.

Zu untersuchen ist, welche Auswirkungen diese Veränderungen auf die ökonomische Rentabilität effizienter Heizungssysteme sowie von energetischen Sanierungsmaßnahmen haben werden. Weiter stellt der Wärmeschutz zur Reduktion solarer Gewinne in den Sommermonaten zukünftig eine zusätzliche Herausforderung dar.

Teil VI: Anhänge und Literaturverzeichnis**7 Anhang A: Ergebnistabellen**

Tabelle 7-1: Ergebnistabelle Endenergieverbrauch in Baden-Württemberg nach Szenario

BW	Unit	2010				2030				2040				2050				
		Modell	ETS	ETS_KI	Ziel	Ziel_KI	ETS	ETS_KI	Ziel	Ziel_KI	ETS	ETS_KI	Ziel	Ziel_KI	ETS	ETS_KI	Ziel	Ziel_KI
A Final energy consumption Industry																		
1.1	Coal	PJ	11.3	11.6	8.5	8.7	12.0	12.0	6.8	7.3	13.4	13.5	4.5	5.0	6.7	8.7	0.2	0.2
1.2	Petroleum products	PJ	18.0	8.5	6.1	6.1	2.4	2.4	2.1	2.1	0.4	0.4	0.4	0.3	0.2	0.2	0.1	0.1
1.3	Gas	PJ	70.9	74.1	52.9	51.8	60.2	58.6	40.6	39.8	55.4	53.8	36.6	35.7	53.7	51.0	12.3	12.2
1.5	Electricity	PJ	99.6	109.7	110.3	103.3	83.3	94.2	81.8	88.5	94.3	86.6	75.9	76.5	86.6	88.2	89.7	90.4
1.6	Heat	PJ	13.96	14.00	14.00	14.00	14.00	14.00	14.00	14.00	14.00	14.00	14.00	14.00	14.00	14.00	14.00	14.00
1.6	Renewables	PJ	9.8	26.0	24.2	21.0	38.9	37.5	24.9	38.6	36.6	37.0	28.5	28.7	38.9	37.0	30.0	28.5
1.8	Waste	PJ	2.8	4.4	7.7	4.4	8.5	8.6	5.4	5.4	8.4	8.4	3.8	3.9	4.4	4.4	2.8	2.8
1.9	Others (Methanol, Hydrogen)	PJ	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1.10	Sum	PJ	226.3	251.6	210.1	209.3	229.3	227.2	175.7	175.7	223.7	221.1	164.6	164.0	206.4	203.5	149.0	148.1
2 Final energy consumption Commerce																		
2.1	Coal	PJ	0.3	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2.2	Petroleum products	PJ	42.4	19.2	16.8	16.7	11.6	12.5	9.0	8.5	6.2	6.8	3.2	3.0	1.8	1.8	0.4	0.3
2.3	Gas	PJ	47.8	43.0	30.9	31.3	37.5	37.5	26.4	26.4	25.9	21.4	16.7	12.8	15.4	14.5	1.2	0.9
2.5	Electricity	PJ	75.8	74.8	74.7	75.2	67.3	67.2	64.6	66.8	57.1	56.2	48.1	49.3	52.4	51.0	42.1	42.2
2.7	Heat	PJ	19.2	20.1	13.9	14.4	18.4	22.4	12.1	13.5	23.9	29.5	17.3	14.2	28.8	35.0	14.8	8.6
2.7	Renewables	PJ	4.4	14.6	13.8	12.5	16.0	14.9	13.4	12.1	15.7	15.7	12.1	11.9	18.2	18.4	19.5	14.2
2.8	Waste	PJ	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2.8	Others (Methanol, Hydrogen)	PJ	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2.10	Sum	PJ	189.9	171.9	167.5	149.2	150.8	146.5	134.4	127.4	130.2	129.7	97.4	91.3	116.7	118.8	79.0	66.2
3 Final energy consumption Households																		
3.1	Coal	PJ	1.2	0.4	0.4	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
3.2	Petroleum products	PJ	100.7	79.5	70.8	46.2	44.0	35.2	28.9	24.1	22.8	25.5	25.1	11.8	10.8	23.6	22.9	0.6
3.3	Gas	PJ	105.7	80.6	78.4	76.0	70.6	81.8	85.0	45.4	61.8	62.4	23.2	14.1	48.3	45.5	1.1	0.0
3.5	Electricity	PJ	68.1	68.7	71.2	72.1	67.1	67.7	65.9	66.2	66.6	66.3	59.0	59.5	67.1	66.5	65.0	55.6
3.6	Heat	PJ	18.3	21.5	21.7	26.8	22.2	22.5	31.2	25.6	24.1	23.6	28.3	27.3	24.3	26.4	24.3	23.0
3.7	Renewables	PJ	39.6	48.4	45.5	44.6	43.0	59.2	46.1	44.2	61.7	48.4	51.1	48.1	59.7	50.0	69.1	62.9
3.8	Waste	PJ	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
3.8	Others (Methanol, Hydrogen, DME)	PJ	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
3.10	Sum	PJ	333.6	299.0	285.5	252.7	265.4	250.0	210.8	195.6	240.7	225.7	174.2	159.6	226.2	211.3	158.2	142.0
4 Final energy consumption Transport																		
4.1	Coal	PJ	276.1	238.0	239.7	184.2	191.1	202.1	206.1	103.8	185.7	191.7	76.5	79.8	172.9	180.4	18.0	17.4
4.2	Petroleum products	PJ	0.2	3.8	3.9	2.8	3.0	5.2	5.4	1.8	1.8	6.1	1.4	1.5	6.6	7.0	0.1	0.1
4.3	Gas	PJ	5.7	6.1	6.1	24.0	21.5	10.5	10.6	51.4	12.4	12.6	52.3	53.9	14.0	14.4	57.5	62.2
4.5	Electricity	PJ	14.5	31.4	31.6	24.2	25.2	26.2	26.8	13.6	24.2	25.0	10.0	10.4	22.7	23.7	12.7	11.5
4.6	Heat	PJ	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
4.7	Renewables	PJ	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
4.8	Waste	PJ	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
4.9	Others (Methanol, Hydrogen, DME)	PJ	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
4.10	Sum	PJ	296.5	279.3	281.2	235.2	240.8	244.1	248.9	170.6	228.2	235.4	157.2	162.2	216.3	225.4	137.5	141.9
5 Final energy consumption Agriculture																		
5.1	Coal	PJ	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.1	0.1	0.0	0.0
5.2	Petroleum products	PJ	10.0	9.2	9.2	1.3	1.3	6.4	6.3	5.2	5.5	5.5	1.4	1.4	4.8	4.9	1.4	1.4
5.3	Gas	PJ	1.4	2.5	2.5	0.0	0.0	2.1	2.1	1.7	1.8	1.8	0.0	0.0	1.5	1.5	0.0	0.0
5.5	Electricity	PJ	4.3	3.4	3.4	3.4	3.4	2.9	2.9	2.3	2.4	2.4	1.9	1.9	2.0	2.0	1.6	1.6
5.6	Heat	PJ	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
5.7	Renewables	PJ	0.0	0.0	0.0	10.5	10.5	1.6	1.6	1.3	1.4	1.4	5.7	5.7	1.1	1.1	4.8	4.8
5.8	Waste	PJ	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
5.9	Others (Methanol, Hydrogen)	PJ	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
5.10	Sum	PJ	15.9	15.2	15.2	15.2	13.1	13.0	10.5	10.5	11.1	11.1	9.0	9.0	9.5	9.5	7.8	7.8
6 Sum of all sectors																		
6.1	Coal	PJ	12.9	12.2	12.2	9.0	9.2	12.1	12.1	6.9	7.4	13.5	4.5	5.0	6.8	8.8	0.2	0.2
6.2	Petroleum products	PJ	447.1	354.4	347.3	254.5	259.3	257.6	256.2	144.2	144.3	224.2	229.5	95.0	203.3	210.2	20.6	19.8
6.3	Gas	PJ	187.8	197.4	197.4	187.8	186.2	186.8	182.4	110.2	150.7	145.4	77.9	64.1	125.5	119.5	14.5	13.2
6.5	Electricity	PJ	263.6	262.7	263.1	277.0	275.7	241.0	242.6	285.9	237.1	231.5	237.1	241.0	222.2	222.1	253.8	252.0
6.6	Heat	PJ	51.5	55.5	54.7	51.0	54.6	53.9	57.3	53.1	62.0	67.1	60.6	55.5	70.3	75.4	53.2	46.6
6.7	Renewables	PJ	65.3	120.4	115.2	112.9	141.9	126.9	97.5	92.5	143.5	127.1	108.4	104.8	140.7	128.2	136.2	121.9
6.8	Waste	PJ	2.8	4.4	7.7	4.4	8.5	8.6	5.4	5.4	8.4	8.4	3.8	3.9	4.4	4.4	2.8	2.8
6.9	Others (Methanol, Hydrogen)	PJ	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
6.10	Sum	PJ	1062.2	1017.0	993.3	880.3	867.2	902.6	897.6	702.0	833.8	823.0	602.4	586.1	775.1	768.6	530.4	506.0

Tabelle 7-2: Ergebnistabelle Stromerzeugung in Baden-Württemberg nach Szenario

BW	Unit	2010		2020		2030		2040		2050		Ziel	Ziel_KI	Ziel	Ziel_KI		
		Modell	ETS	ETS	ETS	ETS	ETS	ETS	ETS	ETS	ETS						
6	Net electricity consumption	5	6	6	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	4	9	9
6.1	Agriculture	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
6.2	Industry	28	30	31	26	26	26	26	26	26	26	26	21	24	24	25	25
6.3	Commercial	21	21	21	19	19	18	18	16	16	16	15	14	15	14	12	12
6.4	Households	19	19	19	20	20	19	18	19	18	17	17	19	18	17	17	15
6.5	Transport	2	2	2	6	6	3	3	3	3	3	4	4	4	4	16	17
6.6	Final energy	70	73	73	77	77	67	67	64	64	64	62	62	62	62	70	70
6.7	Conversion	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
6.8	Line losses	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
6.9	Storage Cons	3	4	4	3	3	4	4	4	4	3	3	3	3	3	7	7
6.11	Other Energy	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6.12	Net Exports	-15	-25	-25	-30	-25	-24	-24	-21	-21	-20	-20	-20	-25	-25	-7	-4
6.12	Sum	60	63	63	67	67	57	57	48	48	49	41	41	41	41	72	76
7	Net electricity generation	15	25	25	30	25	24	22	21	21	20	21	21	25	25	7	4
7.1	Coal	14	15	15	12	15	15	15	12	12	11	11	7	8	0	0	0
7.2	Lignite	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7.3	Oil	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7.4	Natural gas	3	3	3	3	4	5	1	6	1	7	1	1	7	9	0	0
7.5	Nuclear	32	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
7.6	Hydro incl. pur	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
7.7	Wind	1	2	2	3	3	3	13	12	4	4	25	25	5	5	34	34
7.8	Solar	2	10	10	9	11	11	11	11	11	11	11	11	10	10	15	17
7.9	Biomass / We	1	4	4	4	5	5	5	5	5	5	5	6	6	6	6	6
7.10	Other Renewab	0	0	0	0	1	1	2	2	1	1	1	6	2	2	6	6
7.11	Others /Waste	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7.12	Electric stor	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7.13	Sum	60	63	63	67	67	57	57	48	48	49	41	41	41	41	72	76
7.14	of which CHP	7	11	11	10	11	12	7	13	13	14	6	6	12	14	5	4
7.15	Renewable S	12%	27%	27%	28%	34%	34%	46%	39%	38%	38%	78%	77%	46%	45%	90%	93%
8	Net capacity	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8.1	Coal	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	1	1
8.2	Lignite	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8.3	Oil	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8.4	Natural gas	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
8.5	Nuclear	4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
8.6	Hydro incl. pur	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
8.7	Wind	0	1	1	2	2	2	8	2	2	2	15	15	3	3	21	21
8.8	Solar	3	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	11	11	16	19
8.9	Biomass / We	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
8.10	Other Renewab	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8.11	Others /Waste	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8.12	Electric stor	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8.12	Sum	16	24	24	25	23	24	29	23	23	24	21	21	22	22	44	47
8.13	of which CHP	2	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3	3	3	3	1	1

Tabelle 7-3: Ergebnistabelle Endenergieverbrauch in der EU-28 nach Szenario

EU28	Unit	2010			2030			2040			2050			
		ETS	ETS_KI	Ziel	ETS	ETS_KI	Ziel	ETS	ETS_KI	Ziel	ETS	ETS_KI	Ziel	
1 Final energy consumption Industry														
1.1	Coal	1499,9	2032,7	1933,7	2152,1	1974,8	1974,8	1974,7	2206,6	2206,1	1722,7	1721,7	1707,9	1243,6
1.2	Petroleum products	301,4	639,6	629,8	295,4	299,9	299,9	299,8	171,7	171,7	171,0	170,9	107,6	99,3
1.3	Gas	3818,6	4191,1	3972,1	4471,2	4185,2	4185,2	4185,3	4254,2	4254,9	3510,1	3510,6	3736,6	2458,6
1.5	Electricity	3654,2	3753,5	3710,1	3433,7	3497,4	3497,4	3493,9	3518,9	3518,2	3519,5	3519,6	3795,4	3765,6
1.6	Heat	465,6	455,1	487,4	332,9	333,0	332,9	332,9	293,9	294,0	345,3	345,9	312,0	291,9
1.7	Renewables	937,1	1426,0	1380,6	1812,6	1810,3	1810,3	1840,9	1904,9	1906,9	2927,6	2927,6	2469,2	3737,0
1.8	Waste	122,6	242,0	231,7	289,9	288,8	288,8	263,0	284,6	284,6	260,0	260,0	240,1	175,1
1.9	Others (Methanol, Hydrogen)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1.10	Sum	11962,4	12740,0	12332,4	12766,8	12764,9	12764,9	12272,1	12604,1	12603,2	12274,2	12273,5	12372,8	11772,2
2 Final energy consumption Commerce														
2.1	Coal	60,7	28,0	28,0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3
2.2	Petroleum products	815,3	495,2	432,4	352,6	301,6	301,6	301,5	218,8	218,8	170,5	170,4	99,7	63,2
2.3	Gas	2129,8	2057,6	1870,9	1924,0	1917,6	1745,8	1733,0	1715,0	1715,0	1067,4	1074,5	1647,0	478,8
2.5	Electricity	2990,3	3007,4	3042,7	2927,2	2992,9	2992,8	2992,8	2677,2	2677,2	2899,0	2898,8	2597,1	2611,2
2.6	Heat	472,6	500,8	501,2	474,0	474,0	753,6	764,9	1001,2	1001,2	877,9	880,5	954,0	849,2
2.7	Renewables	105,5	626,0	625,4	859,6	858,4	927,5	925,4	1027,9	1026,6	1598,3	1592,8	1247,5	2149,7
2.8	Waste	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2.9	Others (Methanol, Hydrogen)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2.10	Sum	6754,2	6714,9	6518,4	6959,9	6893,3	6721,5	6717,9	6645,1	6644,5	6403,4	6407,2	6548,7	6155,0
3 Final energy consumption Household														
3.1	Coal	494,7	292,0	291,8	82,7	82,7	82,7	82,7	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
3.2	Petroleum products	1715,0	939,9	886,9	505,0	498,6	461,7	460,9	309,0	307,8	224,9	232,4	87,1	86,5
3.3	Gas	4968,1	5039,0	4983,5	4493,4	4164,8	4133,9	4164,8	3879,4	3879,9	2560,0	2540,6	3563,0	3584,7
3.5	Electricity	2976,7	2750,3	2763,1	2560,6	2561,2	2550,8	2550,8	2458,2	2458,2	2458,2	2458,1	2501,4	2498,7
3.6	Heat	982,4	989,8	990,0	1018,1	1018,1	1081,3	1081,3	1084,2	1084,2	1111,2	1108,7	1030,7	1085,6
3.7	Renewables	1617,4	2186,7	2184,0	2584,7	2571,9	2694,2	2675,5	3155,5	3143,4	4313,4	4313,9	3474,9	3468,4
3.8	Waste	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3.9	Others (Methanol, Hydrogen, DME)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3.10	Sum	12732,4	12197,8	11940,5	11359,7	11344,3	11094,5	10996,6	10897,3	10892,7	10606,4	10633,8	10663,6	10436,4
4 Final energy consumption Transport														
4.1	Coal	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4.2	Petroleum products	16464,2	13243,8	13162,6	12320,9	12319,2	11928,9	11932,8	8895,9	8893,0	6778,4	6796,6	8886,7	8890,0
4.3	Gas	40,7	116,7	112,8	152,0	152,1	137,1	137,0	184,0	184,1	133,6	133,8	237,5	107,3
4.5	Electricity	237,4	431,0	474,4	720,0	720,1	849,6	849,0	891,8	891,8	1160,2	1161,3	1034,9	1065,3
4.6	Heat	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4.7	Renewables	152,4	1141,5	1141,7	1269,4	1270,9	1204,8	1211,2	1429,1	1433,3	1915,3	1920,0	1538,3	1544,4
4.8	Waste	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4.9	Others (Methanol, Hydrogen, DME)	0,0	1619,2	1619,1	2507,0	2511,8	2530,8	2527,7	4483,5	4488,5	5366,3	5352,6	4110,8	5160,7
4.10	Sum	16894,7	16552,2	16379,4	16969,4	16974,1	16551,1	16577,6	15874,0	15880,7	15353,7	15364,3	15069,2	14247,7
6.2	Petroleum products	20922,4	15892,8	15885,7	14002,0	13993,4	13511,3	13514,0	10034,5	10031,4	7505,0	7530,7	9154,6	5191,2
6.1	Sum of all sectors	11245,5	1255,2	1255,5	1268,8	1268,7	1250,4	1250,3	1186,3	1186,3	1185,4	1185,4	1122,9	1114,2
5.1	Coal	57,6	64,5	65,1	73,3	73,2	73,2	73,2	68,0	68,0	54,4	54,4	63,6	49,8
5.2	Petroleum products	626,4	574,3	557,7	528,0	526,7	519,2	519,1	449,1	449,1	160,3	160,4	173,5	111,5
5.3	Gas	1625,4	234,4	231,6	230,9	230,9	231,0	231,0	218,0	217,9	183,1	183,1	196,8	110,5
5.5	Electricity	1793,3	1740,0	1731,0	1671,0	1625,0	1625,0	1625,0	1533,0	1533,0	148,9	148,9	143,0	136,6
5.6	Heat	12,1	9,4	9,9	18,9	18,9	18,9	18,9	17,4	17,4	6,8	6,8	16,3	5,8
5.7	Renewables	86,5	196,7	199,7	208,8	208,8	245,6	245,6	280,6	280,6	631,9	631,7	529,7	699,9
5.8	Waste	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5.9	Others (Methanol, Hydrogen)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5.10	Sum	11245,5	1255,2	1255,5	1268,8	1268,7	1250,4	1250,3	1186,3	1186,3	1185,4	1185,4	1122,9	1114,2
6	Sum of all sectors	11245,5	1255,2	1255,5	1268,8	1268,7	1250,4	1250,3	1186,3	1186,3	1185,4	1185,4	1122,9	1114,2
6.1	Coal	2112,8	2417,1	2315,9	2308,5	2308,5	2130,9	2130,8	2274,9	2274,5	1777,4	1775,4	1771,9	1293,8
6.2	Petroleum products	20922,4	15892,8	15885,7	14002,0	13993,4	13511,3	13514,0	10034,5	10031,4	7505,0	7530,7	9154,6	5191,2
6.3	Gas	11280,7	11638,8	11633,1	10412,9	10412,9	9848,4	9848,4	9729,5	9729,5	9803,2	9813,7	10075,6	10748,2
6.5	Electricity	10038,1	10116,2	10116,6	9908,5	9908,5	9813,7	9813,7	9729,5	9729,5	9803,2	9813,7	10075,6	10748,2
6.6	Heat	1912,8	1955,0	1955,9	2256,9	2256,9	2283,0	2283,0	2314,2	2314,2	2314,2	2314,2	2314,2	2232,5
6.7	Renewables	2898,7	5579,0	5574,8	6776,7	6763,3	6900,6	6900,6	7797,9	7797,9	11385,8	11376,0	9255,5	14242,4
6.8	Waste	122,6	242,0	240,8	289,9	288,8	263,0	263,0	284,6	284,6	260,0	260,0	240,1	175,1
6.9	Others (Methanol, Hydrogen)	0,0	1619,2	1619,1	2507,0	2511,8	2530,8	2527,7	4483,5	4488,5	5366,3	5352,6	4110,8	5160,7
6.10	Sum	49289,2	49460,1	48434,3	49260,7	49245,3	47892,7	47896,5	47069,9	47197,4	45883,1	45884,1	46316,2	43714,1

Tabelle 7-4: Ergebnistabelle Stromerzeugung in der EU-28 nach Szenario

Unit	2010 Modell	2020		2030		2040		2050		Ziel	Ziel_KI	Ziel	Ziel_KI
		ETS	ETS_KI	ETS	ETS_KI	ETS	ETS_KI	ETS	ETS_KI				
Net electricity consumption by sector													
Agriculture	50	48	48	48	46	46	45	45	41	40	40	38	38
Industry	1015	1043	1033	1031	954	954	915	915	977	978	930	1056	1047
Commercial	831	835	845	845	813	813	831	831	744	743	747	722	721
Households	827	764	768	768	711	711	709	709	691	691	682	685	682
Transport	66	120	131	131	200	200	236	236	248	248	288	288	288
Final energy	2788	2810	2826	2823	2725	2725	2736	2736	2703	2703	2726	2799	2886
Conversion	42	41	40	40	35	35	35	35	23	23	21	16	16
Line losses	184	165	166	166	137	137	141	141	134	133	142	145	156
Storage Cons	6	55	49	49	88	88	82	82	118	118	133	112	127
Other Energy	1	4	4	4	4	4	4	4	7	7	7	13	21
Net Exports	-10	-12	-12	-13	-20	-20	-21	-23	-42	-42	-75	-70	-214
Sum	3013	3062	3072	3068	2968	2969	2975	2975	2943	2943	2952	3016	3093
Net electricity generation													
Coal	412	394	409	405	307	307	317	317	171	171	113	85	35
Lignite	319	318	323	324	203	203	211	210	245	244	206	180	57
Oil	30	28	27	27	23	23	22	22	14	14	11	7	5
Natural gas	702	453	445	445	525	525	479	478	442	443	266	319	83
Nuclear	903	733	733	733	413	413	404	404	428	428	397	696	378
Hydro (incl. pu)	355	385	382	382	417	417	427	428	449	449	494	456	517
Wind	132	386	388	387	541	541	561	561	582	582	672	595	833
Solar	22	112	112	112	129	129	129	129	131	131	137	143	339
Biomass /Wa	98	199	199	199	272	272	280	281	299	299	377	341	442
Other Renewa	5	11	12	12	24	24	24	24	45	45	142	60	59
Others /Waste	22	27	27	27	33	33	34	34	37	37	33	38	26
Electricity stor	0	16	16	16	40	40	41	41	62	62	76	57	73
Sum	3000	3062	3071	3068	2925	2926	2935	2934	2905	2905	2913	2978	3055
of which CHP	452	554	537	536	809	809	758	757	781	783	645	713	505
Renewable sh	19,14%	33,33%	33,29%	33,32%	43,77%	43,75%	45,27%	45,30%	48,42%	48,43%	59,05%	50,71%	75,65%
	-13	-1	-1	0	-43	-43	-41	-41	-37	-37	-39	-37	-38
Net capacity													
Coal	122	127	127	127	122	122	125	125	34	34	34	37	25
Lignite	58	57	58	58	54	54	59	59	43	43	35	39	27
Oil	44	45	45	45	45	45	45	45	10	10	9	3	3
Natural gas	243	249	250	247	290	290	280	280	207	207	186	205	171
Nuclear	132	104	104	104	59	59	57	57	59	59	55	94	52
Hydro incl. pur	142	148	147	147	154	154	156	156	160	160	169	162	174
Wind	84	194	195	195	225	225	235	234	213	213	256	218	330
Solar	29	109	109	109	113	113	113	113	112	112	113	116	197
Biomass /Wa	35	54	54	53	67	67	66	66	69	69	84	71	92
Other Renewa	1	2	2	2	4	4	5	5	8	8	27	11	49
Others /Waste	8	10	10	10	11	11	12	12	12	12	11	10	8
Electricity stor	0	4	4	4	11	11	12	12	23	23	26	32	41
Sum	900	1098	1096	1096	1145	1145	1154	1154	935	935	978	966	1119
of which CHP	168	203	203	200	259	259	245	245	187	187	169	165	126

8 Literaturverzeichnis

- AGEB (2010a) AG Energiebilanzen (AGEB): Auswertungstabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland: 1990 bis 2009. Berlin. 2010. <http://www.ag-energiebilanzen.de>
- AGEB (2010b) Vorwort zu den Energiebilanzen für die Bundesrepublik Deutschland, Stand: August 2010
- AMS (2014) Auto Motor Sport (AMS), E-Autos im Härtestest, 16/2014
- BBSR (2013) Bundesinstitut für Bau-, Stadt-, und Raumforschung (BBSR); Aktualisierte und erweiterte Testreferenzjahre (TRY) von Deutschland für mittlere und extreme Witterungsverhältnisse; Stand: Januar 2013
- BDEW (2009) Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V (BDEW): Stromrechnung für Haushalte: Rund 39 Prozent Staatsanteil. www.bdew.de. 15-11-2009
- BDEW (2010) Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V (BDEW): Brutto-Stromerzeugung 2009 nach Energieträgern in Deutschland. www.bdew.de. 01-03-2010
- Blesl, Kober (2010) Blesl, M.; Kober, T.: Bedeutung von CO₂-Transport- und Speicheroptionen im europäischen Energiesystem. Zeitschrift für Energiewirtschaft (ZfE), Jahrgang 34 (2010), Heft 4. Hrsg. Hans K. Schneider, C. Christian von Weizsäcker
- Blesl (2012) Blesl, M.: Auswirkungen Klimaveränderungen. Energieeffizienz in der Stadtplanung. Modul 2: Rahmenbedingungen und Kenndaten – Energie und Energieeffizienz. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, Frankfurt, 2012.
- Blesl (2014) Blesl, M.: „Kraft-Wärme-Kopplung im Wärmemarkt Deutschlands und Europas - eine Energiesystem- und Technikanalyse,“ Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart, August 2014.
- Blesl et al. (2009) Blesl, M.; Bruchof, D.; Hartmann, N.; Özdemir D.; Fahl, U.; Eltrop, L, Voß, A.: Entwicklungsstand und

- Perspektiven der Elektromobilität. Stuttgart. Dezember 2009
- Blesl et al. (2010) Blesl M., Kober T., Bruchof D., Kuder R.: Effects of climate and energy policy related measures and targets on the future structure of the European energy system in 2020 and beyond, Energy Policy 38 (2010) 6278–6292
- Blesl et al. (2011) Blesl, M.; Wissel, S.; Müller, W.; Bergbreiter, C.; Fahl, U.; Preiss, P.; Voß, A.: Ganzheitliche Bilanzierung und Bewertung von Kraftwerksoptionen in 2015. IER-Arbeitsbericht Nr. 9. 2010
- Blesl et al./2 (2011) M. Blesl, D. Bruchof, U. Fahl, T. Kober, R. Kuder, B. Götz und A. Voß, „Integrierte Szenarioanalysen zu Energie- und Klimaschutzstrategien in Deutschland in einem Post-Kyoto-Regime,“ Forschungsbericht des Insituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Nr. 10, Juni 2011.
- BMU (2010) Bundesumweltministerium (BMU): Erneuerbare Energien in Zahlen, Nationale und internationale Entwicklungen. Stand: Juni 2010. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin
- BMU, BMBF (2006) Bericht der Arbeitsgruppe 3 „Forschung und Energieeffizienz“ zum Energiegipfel am 9. Oktober 2006, 25.09.2006
- BMU und BMWi (2007) Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) und Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) (2007): Bericht zur Umsetzung der in der Kabinettsklausur am 23./24.08.2007 in Meseberg beschlossenen Eckpunkte für ein Integriertes Energie- und Klimaprogramm (Stand: 05.12.2007). Berlin
- BMWi (2009) Bundeswirtschaftsministerium (BMWi) (2009): Gesamtausgabe der Energiedaten – Datensammlung des BMWi. <http://www.bmwi.de>. 15.10.2009
- BMWi (2010a) Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. www.bmwi.de. 30.09.2010

- BMWi (2010b) Bundeswirtschaftsministerium (BMWi): Gesamtausgabe der Energiedaten – Datensammlung des BMWi. <http://www.bmwi.de>. 15.09.2010
- Bräuninger et al. (2007) Bräuninger, M., Hinze, J., Kriedel, N., Vöpel, H. (2007): Auswirkungen von Strompreiserhöhungen auf Preise, Wachstum und Wettbewerbsfähigkeit. HWWI Policy Paper 1-2/2007
- Brandt (2007) Brandt, K.: Treibhaus Deutschland. Der Klimawandel in Deutschland und seine Auswirkungen. Bouvier Verlag, Bonn, 2007.
- Breyer (2005) Mikroökonomik – Eine Einführung. Springer-Verlag. Berlin. 2005
- Bruchof (2011) Bruchof, D. (2011): Energiewirtschaftliche Verkehrsstrategie – Möglichkeiten und Grenzen alternativer Kraftstoffe und Antriebe in Deutschland und Europa. Dissertation in Vorbereitung
- Bruchof, Voß (2010) Bruchof, D.; Voß, A.: Analysis of the Potential Contribution of Alternative Fuels and Power Trains to the Achievement of Climate Targets in the EU27. Fullpaper. International Energy Workshop (IEW). Stockholm. 21.-23. Juni 2010
- Bundesregierung (2002) Perspektiven für Deutschland, Unsere Strategie für eine nachhaltige Entwicklung. Die Bundesregierung. 2002
- Bundesregierung (2009) Nationaler Entwicklungsplan Elektromobilität der Bundesregierung. August 2009
- Bundesrepublik Deutschland (2010) Bundesrepublik Deutschland (2010): Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energie gemäß der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen. Berlin
- Caspary (2007) Caspary H. J.: Verschärfung des Hochwasserrisikos in Südwestdeutschland infolge eines veränderten Winterklimas. In: Klimawandel – und danach? Folgen und Konsequenzen für Mensch und Natur. Auswirkungen auf Gesundheit, Biologische Vielfalt sowie Wasser- und Versicherungswirtschaft sowie Aspekte erforderlicher Anpassungsstrategien. Beiträge der Akademie für Natur- und Umweltschutz Baden-Württemberg, Band 46, Wissenschaftliche Verlagsgesellschaft mbH, 2007.

-
- CDU, CSU, SPD (2005) Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, Gemeinsam für Deutschland – mit Mut und Menschlichkeit, 11.11.2005
- DIW (2008) Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW): Wochenbericht Nr. 50/2008, 75 Jahrgang, 796-804
- Dunkelberg/Hirschl/Hoffmann (2009) Dunkelberg E.; Hirschl B.; Hoffmann E.: Dialoge zur Klimaanpassung Energiewirtschaft. Ergebnis des Stakeholderdialogs zu Chancen und Risiken des Klimawandels – Energiewirtschaft. o.O. Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW), 2009
- Dunkelberg/Hirschl/Hoffmann (2011) Dunkelberg E.; Hirschl B.; Hoffmann E.: Anpassung an den Klimawandel. Energiewirtschaft. o.O. Umweltbundesamt, 2011.
- Dunkelberg/Stegnitz/Hirschl (2009) Dunkelberg E.; Stegnitz A.; Hirschl B.: Dialoge zur Klimaanpassung Energiewirtschaft. Arbeitspapier zur Vorbereitung des Stakeholderdialogs zu Chancen und Risiken des Klimawandels – Energiewirtschaft. o.O. Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW), 2009.
- Energiebericht BW 2012 Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg/Statistisches Landesamt Baden-Württemberg: Energiebericht 2012, Stuttgart, 2012, <http://www.statistik.baden-wuerttemberg.de/veroeffentl/806112002.pdf>, 28.07.2013.
- Europäische Kommission (2005) Kommission der Europäischen Gemeinschaften: Grünbuch über Energieeffizienz oder Weniger ist mehr. KOM(2005) 265 endgültig. Brüssel, 22.6.2005
- Europäische Kommission (2008) Kommission der Europäischen Gemeinschaften: Commission staff working document, impact assessment, document accompanying the package of Implementation measures for the EU's objective on climate change and renewable energy for 2020. SEC(2008) 85/3. Brussels 23.01.2008
- Europäische Kommission (2009a) Europäische Kommission (2009): Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur

-
- Europäische Kommission (2009b) Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG. Brüssel
Europäische Kommission (2009): Richtlinie 2009/29/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG zwecks Verbesserung und Ausweitung des Gemeinschaftssystems für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten. Brüssel
- Europäische Kommission (2010a) Europäische Kommission (2010): Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen -Energie 2020, Eine Strategie für wettbewerbsfähige, nachhaltige und sichere Energie. KOM(2010) 639 endgültig. Brüssel, 10.11.2010
- Europäische Kommission (2010b) Europäische Kommission, Generaldirektion Energie und Verkehr (2010): European Energy and Transport, Trends to 2030 - Update 2009
- Europäisches Parlament und Rat (2006) Europäisches Parlament und Rat : Richtlinie 2006/32/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. April 2006 über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen und zur Aufhebung der Richtlinie 93/76/EGW des Rates
- Europäischer Rat (2007) Europäischer Rat: Schlussfolgerungen des Vorsitzenden. Brüssel. 8./9. März 2007
- Europäischer Rat (2010) Europäischer Rat: Schlussfolgerungen der Tagung vom 25./26. März 2010
- Europäischer Rat (2011) Tagung des Europäischen Rates am 04.02.2011, Übermittlungsvermerk des Generalsekretariats des Rates, EUCO 2/11, Brüssel 04.02.2011
- EUROSTAT (2010) EUROSTAT: Statistische Datenbank. <http://epp.eurostat.ec.europa.eu>. 20-05-2010
- Franke o.J. Franke, Werner: Regionale Folgen des Klimawandels für Baden-Württemberg, Landesanstalt für Umwelt, Messungen und Naturschutz Baden-Württemberg, Karlsruhe, o.J.
- Frondel et al. (2009) Frondel, M.; Ritter, N.; Schmidt C.-M.; Vance, C.: Economic Impacts from the Promotion of Renewable Energy Technologies – The German Experience. Ruhr economic Papers No 156, 11-2010

- Fuhrmann (2006) Fuhrmann, P.: Wasserwirtschaft und Klimawandel in Baden-Württemberg. In: Warnsignal Klimawandel: Wird Wasser knapper? Lange Trockenperioden und die Auswirkungen auf Natur, Land- und Forstwirtschaft, Wasserversorgung, Gewässer und Wirtschaft. Beiträge der Akademie für Natur- und Umweltschutz Baden-Württemberg, Band 42, Wissenschaftliche Verlagsgesellschaft mbH, Stuttgart, 2006.
- Gutsch et al. (2015) Gutsch M.; Lasch-Born P.; Lüttger A.; Suckow F.; Murawski A.; Pilz T.; Uncertainty of biomass contributions from agriculture and forestry to renewable energy resources under climate change; Meteorologische Zeitschrift Vol. 24, No. 2, 213–223; DOI 10.1127/metz/2015/0532
- Hillebrand et al. (2006) Hillebrand, B.; Buttermann, H. G.; Behringer, J. M., Bleuel, M.: The expansion of renewable energies and employment effects in Germany. Energy Policy, 34 (2006), 3484-3494
- IEA (2009) International Energy Agency (IEA): World Energy Outlook, Paris. 2009
- IEA, NEA (2010) International Energy Agency (IEA); Nuclear Energy Agency (NEA): Projected Costs of Generating Electricity. Paris. 2010
- IER et al. (2010) Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung (RWI), Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung (ZEW): Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030 – Energieprognose 2009. www.ier.uni-stuttgart.de. 01.03.2010
- IHK (2002) Tourismus-Akademie Baden-Württemberg, Industrie- und Handelskammer Nordschwarzwald: Unberechenbare Wettersituationen und ihre Auswirkungen. Umdenken im Tourismus bei Wirtschaft und Politik. Dokumentation und Leitlinien. 6. Fachtagung der Tourismus-Akademie Baden-Württemberg, Freudenstadt, 2002.

- IW-Umwelt (2008) Institut der deutschen Wirtschaft Köln
IW-Umweltpanel 4/2008 (Befragung von 182
Umweltexperten der Wirtschaft im September 2008)
- KLIWA (2009) Arbeitskreis KLIWA (LUBW Landesanstalt für
Umwelt, Messungen und Naturschutz Baden-Würt-
temberg; Bayrisches Landesamt für Umwelt
(BLfU); Landesamt für Umwelt, Wasserwirtschaft
und Gewerbeaufsicht Rheinland-Pfalz (LUWG),
Deutscher Wetterdienst (DWD)) : Auswirkungen
des Klimawandels auf Niedrigwasserverhältnisse in
Baden-Württemberg, Bayern und Rheinland-Pfalz.
Untersuchungen an ausgewählten Pegeln und Ge-
wässerstellen, KLIWA-Berichte Heft 14, o.O.,
2009.
- KLIWA (2012) Arbeitskreis KLIWA (LUBW Landesanstalt für
Umwelt, Messungen und Naturschutz Baden-Würt-
temberg; Bayrisches Landesamt für Umwelt
(BLfU); Landesamt für Umwelt, Wasserwirtschaft
und Gewerbeaufsicht Rheinland-Pfalz (LUWG),
Deutscher Wetterdienst (DWD)) : Auswirkungen
des Klimawandels auf Bodenwasserhaushalt und
Grundwasserneubildung in Baden-Württemberg,
Bayern und Rheinland-Pfalz. Untersuchungen auf
Grundlage von WETTREG2003- und
WETTREG2006-Klimaszenarien, KLIWA-Berichte
Heft 17, o.O. 2012.
- KLIWA digital (2012) Arbeitskreis KLIWA (LUBW Landesanstalt für
Umwelt, Messungen und Naturschutz Baden-Würt-
temberg; Bayrisches Landesamt für Umwelt
(BLfU); Landesamt für Umwelt, Wasserwirtschaft
und Gewerbeaufsicht Rheinland-Pfalz (LUWG),
Deutscher Wetterdienst (DWD)) : Auswirkungen
des Klimawandels auf Bodenwasserhaushalt und
Grundwasserneubildung in Baden-Württemberg,
Bayern und Rheinland-Pfalz. Untersuchungen auf
Grundlage von WETTREG2003- und
WETTREG2006-Klimaszenarien, digitaler Anhang,
2012,
http://www.kliwa.de/ergebnisse/hefte/anhang_heft1

- 7/de/Auswahlseiten/ringdiagramm_par_reg.html, 28.07.2013.
- Kober (2011) Kober, T. (2011): Energiewirtschaftliche Anforderungen an neue fossil befeuerte Kraftwerke mit CO₂-Abscheidung im liberalisierten europäischen Energiemarkt . Dissertation in Vorbereitung
- Kober, Blesl (2010a) Kober, T.; Blesl, M.: Analysis of potentials and costs of storage of CO₂ in the Utsira aquifer in the North Sea. Report work package 4: Regional analysis at North Sea level. www.fenco-era.net. 2010
- Kober, Blesl (2010b) Kober, T.; Blesl, M.: Perspectives of CCS power plants in Europe, considering uncertain power plant parameters. 2010 International Energy Workshop (IEW). 21. - 23. Juni 2010 in Stockholm, Schweden. www.kth.se
- Koch et al. (2010) KOCH, F., REITER, A. & H. BACH Teilprojekt Hydrologie/Fernerkundung - Auswirkungen des Klimawandels auf die Energiegewinnung aus Wasserkraft und auf die Talsperrenbewirtschaftung. In: GLOWA-Danube-Projekt, Universität München, LMU (Hrsg.). Global Change Atlas, Einzugsgebiet Obere Donau. München.
- Kolokotronis (2006) Kolokotronis V.: Entwicklung von Trockenperioden im zukünftigen Klima? Antworten aus dem KLIWA-Projekt. In: Warnsignal Klimawandel: Wird Wasser knapper? Lange Trockenperioden und die Auswirkungen auf Natur, Land- und Forstwirtschaft, Wasserversorgung, Gewässer und Wirtschaft. Beiträge der Akademie für Natur- und Umweltschutz Baden-Württemberg, Band 42, Wissenschaftliche Verlagsgesellschaft mbH, Stuttgart, 2006.
- Kolokotronis (2007) Kolokotronis V.: Klimawandel und Hochwasser in Südwestdeutschland. In: Klimawandel – und danach? Folgen und Konsequenzen für Mensch und Natur. Auswirkungen au Gesundheit, Biologische Vielfalt sowie Wasser- und Versicherungswirtschaft sowie Aspekte erforderlicher Anpassungsstrategien. Beiträge der Akademie für Natur- und Umwelt-

- schutz Baden-Württemberg, Band 46, Wissenschaftliche Verlagsgesellschaft mbH, Stuttgart, 2007.
- KOM (2007) Kommission der Europäischen Gemeinschaften: Grünbuch der Kommission an den Rat, das Europäische Parlament, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen. Anpassung an den Klimawandel in Europa – Optionen für Maßnahmen der EU, Brüssel, 2007, http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/site/de/com/2007/com2007_0354de01.pdf, 29.05.2013.
- KOM/2 (2010) Europäische Kommission, „Richtlinie 2010/31/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Mai 2010 über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden (Neufassung)“, Brüssel, 2010.
- KOM/3 (2010) Europäische Kommission, „Generaldirektion Energie und Verkehr (2010): European Energy and Transport, Trends to 2030 - Update 2009“.
- KOM/4 (2010) Europäische Kommission, „Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen -Energie 2020, Eine Strategie für wettbewerbsfähige, nachhaltige und sichere Energie“, KOM (2010) 639, Brüssel, 2010.
- KSK2020PLUS (2011) o.A.: Klimaschutzkonzept 2020PLUS Baden-Württemberg, Ministerium für Umwelt, Naturschutz und Verkehr Baden-Württemberg, 2011, http://www.um.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/103570/Klimaschutzkonzept_2020PLUS.pdf, 24.05.2013.
- Kuder, Blesl (2009) Kuder, R.; Blesl, M.: Effects of a white certificate trading scheme on the energy system of the EU-27. Fullpaper. 10th IAEE European Conference. Wien. 2009
- Kuder, Blesl (2010) Kuder, R.; Blesl, M.: Technology orientated analysis of emission reduction potentials in the industrial sector in the EU-27. Fullpaper. International Energy Workshop (IEW). Stockholm. 21-23 Juni 2010
- Link (2007) Link F.-G.: Klimawandel, Folgen und Anpassungsstrategien – Ergebnisse der Akademie-Tagungen. In:

- Klimawandel – und danach? Folgen und Konsequenzen für Mensch und Natur. Auswirkungen auf Gesundheit, Biologische Vielfalt sowie Wasser- und Versicherungswirtschaft sowie Aspekte erforderlicher Anpassungsstrategien. Akademie für Natur- und Umweltschutz (Umweltakademie) Baden-Württemberg. Wissenschaftliche Verlagsgesellschaft mbH, Stuttgart, 2007.
- Linnerud/Mideksa/Eskeland o.J. Linnerud K.; Mideksa T.K.; Eskeland G.S.: Auswirkungen des Klimawandels auf das Kernenergieangebot. Kernenergie.de Informationen zur friedlichen Nutzung der Kernenergie. http://www.kernenergie.de/kernenergie/service/fachzeitschrift-atw/hefte-themen/2011/dez/02_auswirkungen-klimawandel-auf-kernenergieangebot.php, 22.07.2013.
- LUBW (2006) Landesanstalt für Umwelt, Messungen und Naturschutz Baden-Württemberg: Unser Klima verändert sich. Folgen-Ausmaß-Strategien. Auswirkungen auf die Wasserwirtschaft in Süddeutschland, Stuttgart, 2006.
- LUBW (2012) Landesanstalt für Umwelt, Messungen und Naturschutz Baden-Württemberg: Klimawandel in Baden-Württemberg: Fakten – Folgen – Perspektiven, 2. aktualisierte Auflage, Stuttgart, 2012.
- Lutz, Meyer (2007) Lutz, C. und Meyer, B.: Gesamtwirtschaftliche Effekte niedrigerer Strompreise in Deutschland. GWS Discussion Paper. 2007/01
- Mahammadzadeh/Biebeler (2009) Mahammadzadeh M.; Biebeler H.: Anpassung an den Klimawandel, Forschungsberichte aus dem Institut der deutschen Wirtschaft Köln, Nr. 57, Institut der deutschen Wirtschaft Köln Medien GmbH, Köln, 2009.
- MiD (2008) Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung; Mobilität in Deutschland 2008; Ergebnisbericht; Bonn und Berlin, Februar 2010
- Müller (2008) Müller H.: Die sieben Knappheiten. Wie sie unsere Zukunft bedrohen und was wir ihnen entgegensetzen können. Campus Verlag GmbH, Frankfurt am Main, 2008.

- NEEDS (2006) NEEDS working paper RS2, WP2.3 2006: Key Drivers for Energy Trends in EU; Specification of the Baseline and Policy Scenarios. www.needs-project.org
- Nitsch, Wenzel (2009) Nitsch, J.; Wenzel, B. (2009): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland unter Berücksichtigung der europäischen und globalen Entwicklung - Leitszenario 2009. Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin, 2009
- Pechan/Rotter/Eisenack (2011) Pechan A.; Rotter M.; Eisenack K.: Eingestellt auf Klimafolgen? Ergebnisse einer Unternehmensbefragung zur Anpassung in der Energie- und Verkehrswirtschaft, Schriftenreihe des IÖW (Institut für ökologische Wirtschaftsforschung) 200/11, Berlin, 2011.
- PIK (2012) Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung: Konferenz. Klimafolgen für Deutschland. 24. September 2012, Humboldt-Universität zu Berlin, Potsdam, 2012.
- PLANETS (2009) PLANETS: FP 7 project Probabilistic Long-term assessment of New Energy Technologies Scenarios, work package 5 deliverable No. 5.1: Regional Economic and Energy Implications of Reaching Global Climate Targets – A Policy Scenario Analysis. www.feem-project.net/planets. 2009
- Prognos AG (2011) o.A.: Evaluierung möglicher Anpassungsmaßnahmen in den Sektoren Energie, Industrie, Mittelstand und Tourismus vor dem Hintergrund der Erarbeitung eines „Aktionsplans Anpassung“ der Bundesregierung. Endbericht. Düsseldorf/Berlin, Wuppertal: Prognos AG; Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH; Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, 2011.
- r2b und EEFA (2010) r2b energy consulting und Energy Environment Analysis Forecast: Ökonomische Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung, Studie im Auftrag des Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. (BDI)

- Renn (2005) Renn, O.: Globaler Klimawandel – welchen Beitrag können Klimamodelle für die Energiepolitik leisten? In: Energieversorgung der Zukunft – zwischen Klimaschutz und Ökonomie. Ministerium für Umwelt und Verkehr Baden-Württemberg, Edition UNIIVERSITAS, S. Hirzel Verlag, Stuttgart, 2005.
- Statistisches Bundesamt (2008) Statistisches Bundesamt: Bevölkerung und Erwerbstätigkeit: Haushalte und Familien. Fachserie 1, Reihe 3. Statistisches Bundesamt. Wiesbaden. 2008
- Stecker et al. (2011) Stecker R.; Marscheider N.; Petersen M.; Hoffmann E.: Anpassung an den Klimawandel in der Energiewirtschaft – eine Aufgabe für die Politik?, Dokumentation des Branchenworkshops vom 05. April 2011, Universität Oldenburg und Institut für ökologische Wirtschaftsforschung, Oldenburg/Berlin, 2011.
- Strom-Magazin (2010) Strom-Magazin.de 2010: Strom-News. Erstes AKW muss wegen Hitze Leistung drosseln. http://www.strom-magazin.de/strommarkt/erstes-akw-muss-wegen-hitze-leistung-drosseln_28646.html, 18.05.2013.
- UBA (2010) Umweltbundesamt (UBA): Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen. Dessau. 2010
- UBA (2012) Umweltbundesamt (UBA): Klimafolgen für die Wasserkraftnutzung in Deutschland und Aufstellung von Anpassungsstrategien. Dessau. 2012
- UNFCCC (2010) United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC): National Inventory Submissions 2010. www.unfccc.int. 15-09-2010
- VDMA (2011) VDMA Allgemeine Lufttechnik; Energiebedarf für Kältetechnik in Deutschland; Frankfurt am Main 2011
- Weis/Siedentop/Minnich (2011) Weis M.; Siedentop S.; Minnich L.: Vulnerabilitätsbericht der Region Stuttgart, Bericht im Rahmen des Projektes KlimaMORO „Raumentwicklungsstrategien zum Klimawandel“ des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung im Auftrag des Verbands Region Stuttgart, Stuttgart, 2011.

- WEO (2014) International Energy Agency, „World Energy Outlook 2014“.
- WNA (2010) World Nuclear Association (WNA): Emerging Nuclear Energy Countries. www.world-nuclear.org. 20-05-2010
- Zinßer (2010) Zinßer, B. (2010) Jahresenergieerträge unterschiedlicher Photovoltaik-Technologien bei verschiedenen klimatischen Bedingungen, Institut für Physikalische Elektronik der Universität Stuttgart