

TEXTE

64/2025

Auswirkungen der Nutzung Erneuerbarer Energien auf den Wasserhaushalt

Abschlussbericht

TEXTE 64/2025

Ressortforschungsplan

Forschungskennzahl 3717 43 248 0

FB000441

Auswirkungen der Nutzung Erneuerbarer Energien auf den Wasserhaushalt

Abschlussbericht

von

Rita Keuneke, Edith Massmann
Ingenieurbüro Floecksmühle GmbH, Aachen

Armin Gauß
Fichtner GmbH & Co. KG, Stuttgart

Dr. Oliver Buchholz
Hydrotec Ingenieurgesellschaft für Wasser und Umwelt
mbH, Aachen

Dr. Katja Bunzel, Helen Kollai
Department Bioenergie, Helmholtz-Zentrum für Umweltfor-
schung GmbH - UFZ, Leipzig

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Impressum

Herausgeber

Umweltbundesamt
Wörlitzer Platz 1
06844 Dessau-Roßlau
Tel: +49 340-2103-0
Fax : +49 340-2103-2285
info@umweltbundesamt.de
Internet : www.umweltbundesamt.de

Durchführung der Studie:

Ingenieurbüro Floecksmühle GmbH
Bachstr. 62-64
52066 Aachen

Hydrotec Ingenieurgesellschaft mbH
Bachstr. 62-64
52066 Aachen

Fichtner GmbH & Co. KG
Sarweystr. 3
70191 Stuttgart

Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung GmbH - UFZ
Permoserstraße 15
04318 Leipzig

Abschlussdatum:

Mai 2020

Redaktion:

Fachgebiet II 2.1 Übergreifende Angelegenheiten Wasser und Boden
Corinna Baumgarten

Publikationen als pdf:

<http://www.umweltbundesamt.de/publikationen>

ISSN 1862-4804

Dessau-Roßlau, Mai 2025

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen und Autoren.

Kurzbeschreibung: Auswirkungen der Nutzung Erneuerbarer Energien auf den Wasserhaushalt

Die Energiewende in Deutschland hat nicht nur Auswirkungen auf den Stromsektor, sondern auch auf den Wasserhaushalt der Gewässer. Insbesondere die Nutzung von Wasser zur Kühlung thermischer Kraftwerke beeinflusst den Zustand der Gewässer. In dieser Studie wurden daher, ausgehend von der derzeitigen Situation in der Energieerzeugung in Deutschland, die Auswirkungen des Ausbaus der Erneuerbaren Energien und damit der Reduzierung der thermischen Kraftwerke und der Kühlwassermengen auf die Wassermenge und die Temperatur der Gewässer aufgezeigt.

Die Ergebnisse aus Case Studies des Projekts zeigen, dass die Energiewende positive Auswirkungen auf den Wasserhaushalt der Gewässer hat. Eine Verschärfung kritischer Temperatur- oder Abflusszustände der Gewässer aufgrund von Kühlwassernutzungen sind in Zukunft auch regional nicht zu erwarten. Dabei wurden auch Einflüsse des Klimawandels auf den Wasserhaushalt berücksichtigt.

Je konsequenter und schneller der vollständige Ausstieg aus der Nutzung fossiler Energieträger für energetische Anwendungen erfolgt und mit einem ambitionierten Ausbau der erneuerbaren Energien einhergeht, umso schneller verringern sich auch die negativen Auswirkungen der Kühlwassernutzung auf den Wasserhaushalt.

Obschon der Wasserbedarf für den Betrieb der Erneuerbaren Energien aufgrund der defizitären Datenlage nicht seriös abschätzbar war, war zu erkennen, dass dieser im Vergleich zu den Kühlwassermengen um mehrere Größenordnungen geringer war und häufig nicht aus Flusswasser gedeckt wurde.

Abstract: Impacts of the use of renewable energies on the water balance

The energy turnaround in Germany has not only an impact on the electricity sector, but also on the water balance of water bodies. In particular, the use of water for cooling thermal power plants influences the condition of water bodies. Starting from the current situation in energy production in Germany, this study therefore shows the effects of the expansion of renewable energies and thus the reduction of thermal power plants and cooling water volumes on the water volume and temperature of water bodies.

The results from case studies show that energy system transformation has positive effects on the water balance of water bodies. A strengthening of critical temperature or discharge conditions of water bodies due to cooling water use are not to be expected in the future, not even regionally. In the process, the influences of climate change on the water balance were also taken into account.

The more consistently and rapidly the complete phase-out of the use of fossil fuels for energy applications is carried out and is accompanied by an ambitious expansion of renewable energies, the faster the negative impacts of cooling water use on the water balance will be reduced.

Although the water requirement for the operation of renewable energies could not be seriously estimated due to the lack of data, it was evident that it was several orders of magnitude lower than the cooling water quantities and was frequently not covered by river water.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	10
Tabellenverzeichnis	13
Abkürzungsverzeichnis	18
Begriffsdefinition.....	19
Zusammenfassung.....	21
Summary	26
1 Einleitung.....	31
2 Entwicklung von Energieerzeugung und Wasserentnahmen in der Vergangenheit.....	33
2.1 Entwicklung der Energieversorgung	33
2.2 Entwicklung der Stromerzeugung.....	35
2.2.1 Einsatz von Primärenergieträgern für die Stromerzeugung	35
2.2.2 Bestand an Kraftwerken und Anlagen zur Stromerzeugung	36
2.3 Entwicklung der Wassernutzung durch die Energiewirtschaft	38
3 Case Studies - Zukünftige Entwicklung von Energieerzeugung und Wasserentnahmen	41
3.1 Entwicklung der Stromerzeugung aus thermischen Kraftwerken	41
3.2 Szenarien zum Ausbau der Erneuerbaren Energien	44
3.3 Wasserbedarf Power-to-Gas.....	44
3.4 Auswirkungen des Klimawandels auf den Abfluss.....	44
3.4.1 Änderungen im Rheineinzugsgebiet	45
3.4.2 Änderungen im Elbeeinzugsgebiet	48
3.4.3 Änderungen im Oberen Donaeinzugsgebiet	50
3.5 Auswirkungen des Klimawandels auf die Gewässertemperatur	50
3.5.1 Änderungen im Rheineinzugsgebiet.....	52
3.5.2 Änderungen im Elbeeinzugsgebiet	53
3.5.3 Änderungen im Donaeinzugsgebiet.....	54
4 Wasserentnahmen für Erneuerbare Energien	55
4.1 Entwicklung des Ausbaues Erneuerbarer Energien und Daten zum Wasserbedarf.....	55
4.1.1 Windenergie an Land	56
4.1.1.1 Entwicklung des Anlagenbestandes und regionale Verteilung	56
4.1.1.2 Datenlage zum Wasserbedarf.....	57
4.1.2 Photovoltaik.....	58
4.1.2.1 Entwicklung des Anlagenbestandes und regionale Verteilung	58
4.1.2.2 Datenlage zum Wasserbedarf.....	61

4.1.3	Bioenergie	62
4.1.3.1	Entwicklung und regionale Verteilung des Anlagenbestandes und des Energiepflanzenanbaus.....	62
4.1.3.2	Datenlage zum Wassereinsatz	67
4.1.4	Geothermie	72
4.1.4.1	Entwicklung des Anlagenbestandes und regionale Verteilung	72
4.1.4.2	Datenlage zum Wassereinsatz	74
4.1.5	Zwischenfazit	75
4.2	Überschlägige Ermittlung des Wasserbedarfs	76
4.2.1	Windenergie an Land	76
4.2.1.1	Abschätzung aktueller Wasserbedarf	76
4.2.1.2	Abschätzung Wasserbedarf für 2025, 2030, 2040 und 2050	77
4.2.2	Photovoltaik	78
4.2.2.1	Abschätzung aktueller Wasserbedarf	78
4.2.2.2	Abschätzung Wasserbedarf für 2025, 2030, 2040 und 2050	79
4.2.3	Bioenergie	79
4.2.3.1	Abschätzung aktueller Wasserbedarf	79
4.2.3.2	Abschätzung Wasserbedarf für 2025, 2030, 2040 und 2050	82
4.2.4	Geothermie	83
4.2.4.1	Abschätzung aktueller Wasserbedarf	83
4.2.4.2	Abschätzung Wasserbedarf für 2025, 2030, 2040 und 2050	84
4.2.5	Zwischenfazit	84
5	Wasserentnahmen für Konventionelle Energien	86
5.1	Klassifizierung von thermischen Kraftwerken	86
5.1.1	Funktionsprinzipien unterschiedlicher Kraftwerkstypen.....	89
5.1.1.1	Dampf- oder Wärmekraftwerke	89
5.1.1.2	Gasturbinen und GuD-Kraftwerke	91
5.1.2	Kühltechnologien	93
5.2	Datenlage zur Kraftwerkssituation	94
5.2.1	Studien oder Veröffentlichungen mit ähnlichem Kontext.....	94
5.2.2	UBA-Kraftwerksliste	95
5.2.3	EEX-Transparency Plattform	95
5.2.4	Weitere Daten zu Kraftwerken	96
5.2.4.1	Beispiel Steinkohlekraftwerk	97

5.2.4.2	Beispiel Kernkraftwerke.....	99
5.3	Erweiterte Kraftwerksdatenbank.....	100
5.3.1	Erweiterung der UBA-Kraftwerksliste.....	100
5.3.2	Typabhängige Kenngrößen und Parameter.....	105
5.3.3	Abschätzungen der Wassermengen für die Kühlung.....	108
5.4	Kraftwerkspark, Stand 2017.....	114
6	Analyse und Bewertung der Wasserentnahmen	130
6.1	Zielstand für die Menge	130
6.1.1	Wasserentnahmen.....	130
6.1.2	Wassereinleitungen	131
6.2	Bilanzierung der Wasserentnahmen.....	131
6.2.1	Bundesgebiet	132
6.2.2	Rheineinzugsgebiet.....	135
6.2.3	Elbeeinzugsgebiet	135
6.2.4	Donaueinzugsgebiet	136
6.2.5	Bewerten der Entnahmen in Bezug auf den Gewässerabfluss.....	137
6.3	Wasserdargebot.....	141
6.4	Zeitliche Dynamik.....	143
6.5	Anthropogene Einflüsse.....	145
6.5.1	Grundwasserentnahmen im Zuge des Braunkohlentagebaus.....	145
6.5.2	Einfluss auf den Wasser- und Temperaturhaushalt am Beispiel der Erft.....	147
6.6	Ergebnisse	152
7	Gewässertemperatur / Wärmelastpläne	165
7.1	Grundlagen der Gewässertemperatur.....	165
7.2	Zielzustand für die Temperatur der Gewässer	168
7.3	Wärmeeinleitungen	169
7.3.1	Wärmeeinleitungen aus Kraftwerken.....	169
7.3.2	Wärmeeinleitungen aus Kläranlagen.....	175
7.4	Wärmelastpläne in der Vergangenheit.....	177
7.5	Modelltechnische Quantifizierung der Wärmeeinleitung	180
7.6	Betrachtung der Case Studies.....	182
7.6.1	Kühlwasserbedarf	182
7.7	Beurteilung der Wärmeeinleitung	186
7.7.1	Natürliche Variabilität in den Abflüssen und Temperaturen.....	186

7.7.2	Wärmeeintrag für ausgewählte Kraftwerksstandorte.....	193
7.7.3	Betrachtungen zum Klimawandel.....	200
7.7.4	Betrachtungen zum Kraftwerk Lausward, Rhein auf Basis gemessener Betriebsdaten.....	201
7.8	Ergebnisse	207
8	Fazit und Handlungsempfehlungen.....	211
9	Quellenverzeichnis	214
B	Erweiterte Kraftwerksdatenbank	226
C	Belastungsgruppen Wasserhaushalt	227
C.1	Belastungsgruppe B: Wasserentnahmen.....	227
C.1.1	Kriterium B1: Entnahme Oberflächenwasser	227
C.2	Belastungsgruppe C: Wassereinleitungen	228
C.2.1	Kriterium C1: Einleitung in Oberflächenwasser	228

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Wassergewinnung der öffentlichen Wasserversorgung, Bergbau und verarbeitendes Gewerbe, der Energieversorgung und der Landwirtschaft 2016	31
Abbildung 2:	Primärenergieverbrauch Deutschland von 1990 bis 2018	34
Abbildung 3:	Bruttostromerzeugung nach Energieträgern in Deutschland von 1990 bis 2018	35
Abbildung 4:	Kraftwerke und Verbundnetze in Deutschland	37
Abbildung 5:	Zeitliche Entwicklung der Wasserentnahme durch die Energiewirtschaft	39
Abbildung 6:	Szenarienkorridore für die mittleren jährlichen und halbjährlichen Abflüsse (MQ) sowie die Niedrigwasserabflüsse (NM7Q) an ausgewählten Pegeln im Rheineinzugsgebiet	47
Abbildung 7:	Szenarienkorridore der mittl. jährlichen und halbjährlichen Abflüsse (MQ) sowie die Niedrigwasserabflüsse (NM7Q) an ausgewählten Pegeln im Elbeeinzugsgebiet	49
Abbildung 8:	Analysen und Vorhersagen des DWD zur Temperaturveränderung in Deutschland bis 2100	51
Abbildung 9:	Entwicklung des jährlichen Zubaus installierter Leistung und der Gesamtleistung von Windenergieanlagen an Land in Deutschland	56
Abbildung 10:	Standorte von Windenergieanlagen an Land in Flussgebietseinheiten Deutschlands 2015	57
Abbildung 11:	Entwicklung des jährlichen Zubaus installierter elektrischer Leistung und der Gesamtleistung von Photovoltaik (Dach- und Freiflächen) in Deutschland	59
Abbildung 12:	Anteile installierter PV-Leistung nach Anlagenkategorie (Dach-/Freiflächenanlage) und installierte elektrische Leistung in den Bundesländern im Jahr 2018	60
Abbildung 13:	Standorte von Photovoltaik-Freiflächenanlagen in Flussgebietseinheiten in Deutschland 2015	61
Abbildung 14:	Entwicklung der installierten elektrischen Leistung von Bioenergieanlagen in Deutschland nach Brennstofftyp	63
Abbildung 15:	Standorte von Bioenergieanlagen in Flussgebietseinheiten Deutschlands 2015	64
Abbildung 16:	Entwicklung der Anbaufläche von Energiepflanzen in Deutschland	66
Abbildung 17:	Anbaufläche von Energiepflanzen und Anteil an der landwirtschaftlichen Nutzfläche der Bundesländer	67
Abbildung 18:	Anteile ausgewählter Kulturarten an der bewässerten landwirtschaftlichen Nutzfläche in Deutschland im Jahr 2009	69
Abbildung 19:	Herkunft des zur Bewässerungswassers und eingesetzte Wassermenge je Bundesland im Jahr 2009	71

Abbildung 20:	Standorte von tiefen Geothermieranlagen in Flussgebietseinheiten Deutschlands 2019	73
Abbildung 21:	Dampfkraftwerk mit Durchflussskühlung	89
Abbildung 22:	Dampfkraftwerk mit Nasskühlung und Kreislaufkühlung	90
Abbildung 23:	GuD-Kraftwerk mit Wärmenutzung und (Luft-) Kondensator	92
Abbildung 24:	GuD-Kraftwerk mit Wärmenutzung und Durchflussskühlung	92
Abbildung 25:	Verteilung der Kraftwerke / Kraftwerkstypen in Deutschland, Stand 2017, Anzahl = 125	115
Abbildung 26:	Verteilung der Kraftwerke / Kraftwerkstypen in Deutschland mit Kühltürmen, Stand 2017, Anzahl = 92	116
Abbildung 27:	Verteilung der Kraftwerke / Kraftwerkstypen in Deutschland mit Durchlaufkühlung, Stand 2017, Anzahl = 33	117
Abbildung 28:	Anteil der Kraftwerke pro Kraftwerkstyp und Kühltechnik, Stand 2017	118
Abbildung 29:	Anteil der Kraftwerke pro Kühltechnik in den Flussgebieten, Stand 2017	120
Abbildung 30:	Elektrischen Nettoleistung in MW für Kraftwerkstypen und Kühlarten, Stand 2017	121
Abbildung 31:	Kühlbedarf in MW für Kraftwerkstypen und Kühlarten, Stand 2017	122
Abbildung 32:	Altersstruktur der Kraftwerke nach Kraftwerkstyp	123
Abbildung 33:	Wasserentnahmen pro Kraftwerkstyp, Stand 2017	133
Abbildung 34:	Natürliches Wasserdargebot auf Landkreisebene, BMU (2003)	142
Abbildung 35:	Typisches Abflussregime im Rheineinzugsgebiet nach Pardé, Referenzzeitraum 1961-1990	144
Abbildung 36:	Wasserströme im Rheinischen Braunkohlerevier	146
Abbildung 37:	Der Unterlauf der Erft mit Angaben zum Abfluss- und Temperaturregime entsprechend der wasserrechtlichen Erlaubnisse (Stand 2006)	147
Abbildung 38:	Ursprüngliche, 2017 prognostizierte Jahresabflüsse der unteren Erft beeinflusst durch Sümpfungswassereinleitungen von 1950 bis 2045, vor geplantem Braunkohlenausstieg	149
Abbildung 39:	Zeitablauf des geplanten Betriebes des Tagebau Hambachs, Stand 2012	150
Abbildung 40:	Anteil der Kraftwerke pro Kraftwerkstyp und Kühltechnik, Case Study 2025	153
Abbildung 41:	Anteil der Kraftwerke pro Kraftwerkstyp und Kühltechnik, Case Study 2040/2050	154
Abbildung 42:	Wasserentnahmen pro Kraftwerkstyp für Case Study 2025	155
Abbildung 43:	Wasserentnahmen pro Kraftwerkstyp für Case Study 2040/2050	158
Abbildung 44:	Komponenten des Wärmehaushaltes	165

Abbildung 45:	Jahresgänge der Wassertemperatur 2009 (grün) und 2010 (blau) am Pegel Wesel, Lippe	166
Abbildung 46:	aktuelle Messwerte der Wassertemperatur der letzten 31 Tage, Pegel Wesel, Lippe	166
Abbildung 47:	Jahresgang der Wassertemperatur-Tagesmittel im Rhein bei Koblenz im Jahr 2003 (rote Linie) im Vergleich zum Jahresgang der langjährigen Wassertemperatur-Tagesmittel (1978-2002, blaue Linie) sowie im Vergleich zum Jahresgang der Schwankungsbreite zwischen dem langjährigen Tagesmaximum und Tagesminimum der Wassertemperatur (graue Fläche) (Grafik: M. Keller, BfG).....	167
Abbildung 48:	Temperaturverlauf im Ablauf einer großen Kläranlage, Tagesmaximum und Tagesminimum für das Jahr 2004	175
Abbildung 49:	Wassertemperaturen im Rhein für die Messstellen Köln und Rees für 2004.....	175
Abbildung 50:	Verteilung der Klarwasseranteile ausgewählter Flusseinzugsgebiete unter MNQ-und MQ-Abflussbedingungen unter Berücksichtigung aller Pegel (n=2344) (UBA 2018b)	177
Abbildung 51:	Darstellung des Wärmelastplans Rhein von 1971 (Prognose für 1985), erstellt von der Arbeitsgemeinschaft der Länder zur Reinhaltung des Rheins, Abbildung aus BUND (2009)	178
Abbildung 52:	Wassernutzung für Kühlzwecke auf Landkreisebene.....	179
Abbildung 53:	Temperaturverlauf in Fließgewässern als Aufwärmung oder Abkühlung in Abhängigkeit der Gleichgewichtstemperatur	180
Abbildung 54:	Lage der Kraftwerke und der Wassertemperatur- und Abflussmessstellen am Rhein	188
Abbildung 55:	Abfluss- und Temperaturganglinien am Rhein in den Jahren 1993 bis 1995	189
Abbildung 56:	Abfluss- und Temperaturganglinien am Rhein in den Jahren 2006 bis 2008	190
Abbildung 57:	Abfluss- und Temperaturganglinien am Rhein in den Jahren 2016 bis 2018	191
Abbildung 58:	Berechnung der Temperaturerhöhung im Rhein durch Kühlwassereinleitung am Kraftwerk Karlsruhe (E000011) im Jahr 2017	195
Abbildung 59:	Berechnung der Temperaturerhöhung im Rhein durch Kühlwassereinleitung am Kraftwerk Ludwigshafen Mitte (E110060) im Jahr 2017	196
Abbildung 60:	Berechnung der Temperaturerhöhung im Rhein durch Kühlwassereinleitung am Kraftwerk Lausward (E110056) im Jahr 2017	197

Abbildung 61:	Berechnung der Temperaturerhöhung im Rhein durch Kühlwassereinleitung am Kraftwerk Duisburg Walsum (E110070) im Jahr 2017	198
Abbildung 62:	Lage der Kraftwerke am Rhein mit Kühlwasserentnahmemengen und Zuordnung zu Abflusszuständen.....	199
Abbildung 63:	Kraftwerk Lausward am Rhein oberhalb von Düsseldorf, NRW (Quelle Google Maps).....	203
Abbildung 64:	gemessene Kühlwasserentnahmen für 2017 und 2018 am Kraftwerk Lausward am Rhein (StW Düsseldorf)	205
Abbildung 65:	Abwärmestrom am Kraftwerk Lausward in den Jahren 2017 und 2018.....	205
Abbildung 66:	Kühlwassertemperaturen Einlauf und Auslauf für Kraftwerk Lausward für 2017 und 2018.....	206
Abbildung 67:	Wassertemperaturen Rhein und Abflüsse am Kraftwerk Lausward in 2017/2018.....	206
Abbildung 68:	Rheinwassererwärmung am Kraftwerk Lausward in den Jahren 2017/2018	207
Abbildung 69:	Wasserentnahmen in Mio. m ³ /a für Kühlzwecke für Case Studies 2017 bis 2040/2050	208
Abbildung 70	Wärmeeinleitungen in MW für Kühlzwecke für Case Studies 2017 bis 2040/2050	209

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Begriffsdefinitionen zur Energieversorgung.....	19
Tabelle 2:	Begriffsdefinitionen zur Wassernutzung.....	20
Tabelle 3:	Ausschnitt aus der UBA Kraftwerksdatenbank (UBA 2019a)	38
Tabelle 4:	Entwicklung Stromerzeugung und Wassernutzung für Energiewirtschaft.....	38
Tabelle 5:	Definitionen der Case Studies - Festlegungen für Kraftwerke im Einzugsgebiet der Elbe.....	42
Tabelle 6:	Vergleich langjähriger Temperaturen (DWD 2020c)	51
Tabelle 7:	Mittlere Änderungen der Lufttemperaturen im Rhein- Einzugsgebiet. 2021 bis 2050 verglichen mit 1961 bis 1990.....	52
Tabelle 8:	Mittlere Änderungen der Lufttemperaturen im Elbeeinzugsgebiet. 2021 bis 2050 verglichen mit 1961 bis 1990.....	53
Tabelle 9:	Mittlere Änderungen der Lufttemperaturen im Donaeinzugsgebiet. 2021 bis 2050 verglichen mit 1961 bis 1990.....	54
Tabelle 10:	Einsatzmenge agrarischer Rohstoffe zur Bioenergieerzeugung im Nutzungsbereich Strom und Wärme in Deutschland 2018 (nach FNR 2020)	65

Tabelle 11:	Einsatzmenge agrarischer Rohstoffe zur Bioenergieerzeugung im Nutzungsbereich Biokraftstoffe in Deutschland 2018 (nach FNR 2020)	65
Tabelle 12:	Einsatzmenge agrarischer Rohstoffe zur Bioenergieerzeugung für die Gesamtnutzung in Deutschland 2018 (nach FNR 2020)	65
Tabelle 13:	Anbauflächen, bewässerte Flächen und Anteil der bewässerten Flächen an der Anbaufläche ausgewählter Kulturarten in Deutschland im Jahr 2009	69
Tabelle 14:	Wasserbedarf für tiefengeothermale Technologien (eigene Darstellung basierend auf Macknick et al. 2011)	74
Tabelle 15:	Wasserbedarf zur Reinigung von Windenergieanlagen in Deutschland im Jahr 2018	76
Tabelle 16:	Abschätzung des zukünftigen Wasserbedarfs für Windenergie an Land	77
Tabelle 17:	Wasserbedarf zur Reinigung von Photovoltaikanlagen in Deutschland im Jahr 2018	78
Tabelle 18:	Abschätzung des zukünftigen Wasserbedarfs für Photovoltaik	79
Tabelle 19:	Wasserbedarf für den Anbau von Energiepflanzen in Deutschland im Jahr 2018	80
Tabelle 20:	Herleitung der eingesetzten Wassermenge für den Anbau von Energiepflanzen in den Bundesländern für das Jahr 2011.	81
Tabelle 21:	Wasserbedarf für die Kühlung bei tiefer Geothermie zur Stromerzeugung in Deutschland im Jahr 2018.....	84
Tabelle 22:	Beispiel für Kraftwerksklassifizierung.....	88
Tabelle 23:	Erweiterung von Kraftwerks Basisdaten für Rheinische Braunkohlekraftwerke.....	101
Tabelle 24:	Kraftwerksdaten mit Klassifizierung von Rheinischen Braunkohlekraftwerken.....	102
Tabelle 25:	Default-Werte der Kraftwerkstypen.....	105
Tabelle 26:	Typabhängige lineare Interpolation von Kraftwerksparametern.....	106
Tabelle 27:	Kühltechnologien von thermischen Kraftwerken.....	107
Tabelle 28:	Kraftwerkstabelle - Abschätzung der Kühlleistung für rheinische Braunkohlekraftwerke	110
Tabelle 29:	Abschätzung Wasserentnahmen und Wärmeeintrag	113
Tabelle 30:	Anteil der Kraftwerke pro Kraftwerkstyp und Kühltechnik, Stand 2017.....	114
Tabelle 31:	Anteil der Kraftwerke pro Kühltechnik in den Flussgebieten, Stand 2017.....	118
Tabelle 32:	Anteil der Kraftwerke mit Kühlturm in den Flussgebieten, Stand 2017	119
Tabelle 33:	Anteil der Kraftwerke mit Durchlaufkühlung in den Flussgebieten, Stand 2017.....	119

Tabelle 34:	Summe der elektrischen Nettoleistung in MW pro Kraftwerkstyp und Kühlart, Stand 2017	121
Tabelle 35:	Kühlbedarf in MW pro Kraftwerkstyp und Kühlart für das Jahr 2017	122
Tabelle 36:	Altersstruktur der Kraftwerke nach Kraftwerkstyp	123
Tabelle 37:	Liste der Kraftwerke mit Kühlturm-Technik , Anzahl = 92	124
Tabelle 38:	Wasserentnahmen für Kraftwerke mit Kühlturm, Stand 2017	132
Tabelle 39:	Jahresentnahme- und Verdunstungsmenge von Wasser für Kraftwerke mit Kühlturm in Deutschland, Stand 2017	132
Tabelle 40:	Wasserentnahmen pro Flussgebiet, Stand 2017	133
Tabelle 41:	Wasserentnahmen für Kraftwerke mit Kühlturm, Flussgebiet Rhein, Stand 2017	135
Tabelle 42:	Jahresentnahme- und Verdunstungsmenge von Wasser für Kraftwerke mit Kühlturm, Flussgebiet Rhein, Stand 2017	135
Tabelle 43:	Wasserentnahmen für Kraftwerke mit Kühlturm, Flussgebiet Elbe, Stand 2017	136
Tabelle 44:	Jahresentnahme- und Verdunstungsmenge von Wasser für Kraftwerke mit Kühlturm, Flussgebiet Elbe, Stand 2017	136
Tabelle 45:	Wasserentnahmen für Kraftwerke mit Kühlturm, Flussgebiet Donau, Stand 2017	137
Tabelle 46:	Jahresentnahme- und Verdunstungsmenge von Wasser für Kraftwerke mit Kühlturm, Flussgebiet Donau, Stand 2017	137
Tabelle 47:	Anteil der Wasserentnahme am Gewässerabfluss (Neckar)	139
Tabelle 48:	Anteil der Wasserentnahme am Gewässerabfluss (Einzugsgebiet Elbe)	139
Tabelle 49:	Anteil der Wasserentnahme am Gewässerabfluss (Einzugsgebiet Donau)	140
Tabelle 50:	Natürliches Wasserdargebot, HAD (BMU 2003)	143
Tabelle 51:	Wasserströme im Rheinischen Braunkohlenrevier im Jahr 2012 (RWE 2017)	148
Tabelle 52:	Stilllegungszeitpunkte Braunkohleanlagen, Auszug aus Anlage 2 (zu § 42 und 43) Kohleausstiegsgesetz, Entwurf vom 24.02.2020, Revier Rheinland, Erfteinzugsgebiet, ergänzt um Spalte MW el netto gem. Kraftwerksliste UBA (Anlage A)	151
Tabelle 53:	Anteil der Kraftwerke pro Kraftwerkstyp und Kühltechnik, Case Study 2025	152
Tabelle 54:	Anteil der Kraftwerke pro Kraftwerkstyp und Kühltechnik, Case Study 2040/2050	153
Tabelle 55:	Wasserentnahmen für Kraftwerke mit Kühlturm für Case Study 2025	154
Tabelle 56:	Jahresentnahme- und Verdunstungsmenge von Wasser für Kraftwerke mit Kühlturm in Deutschland, Case Study 2025	155
Tabelle 57:	Wasserentnahmen pro Flussgebiet für Case Study 2025	156

Tabelle 58:	Wasserentnahmen für Kraftwerke mit Kühlturm für Case Study 2040/2050	157
Tabelle 59:	Jahresentnahme- und Verdunstungsmenge von Wasser für Kraftwerke mit Kühlturm in Deutschland, Case Study 2040/2050	157
Tabelle 60:	Wasserentnahmen pro Flussgebiet für Case Study 2040/2050	158
Tabelle 61:	Wasserentnahmen für Case Studies im Vergleich	159
Tabelle 62:	Jahresentnahme und Verdunstungsmengen für Case Studies im Vergleich	160
Tabelle 63:	Wasserentnahmen für Case Studies im Vergleich, Flussgebiet Rhein.....	160
Tabelle 64:	Jahresentnahme- und Verdunstungsmengen für Case Studies im Vergleich, Flussgebiet Rhein.....	161
Tabelle 65:	Wasserentnahmen für Case Studies im Vergleich, Flussgebiet Elbe	162
Tabelle 66:	Jahresentnahme- und Verdunstungsmengen für Case Studies im Vergleich, Flussgebiet Elbe	162
Tabelle 67:	Wasserentnahmen für Case Studies im Vergleich, Flussgebiet Donau	163
Tabelle 68:	Jahresentnahme- und Verdunstungsmengen für Case Studies im Vergleich, Flussgebiet Donau	163
Tabelle 69:	Anforderungen an Temperatur und Temperaturerhöhung mit Zuordnung der Fisch-gemeinschaften für den sehr guten ökologischen Zustand (Quelle: OGewV, 2016)	168
Tabelle 70:	Anforderungen an Temperatur und Temperaturerhöhung mit Zuordnung der Fisch-gemeinschaften für den guten ökologischen Zustand (Quelle: OGewV, 2016)	169
Tabelle 71:	Kühlwasserbedarf für Kraftwerke, Stand 2017	170
Tabelle 72:	Erläuterung der Attribute für die Tabelle 71	170
Tabelle 73:	Kühlwasserbedarf für KW im Rheineinzugsgebiet, Stand 2017	170
Tabelle 74:	Kühlwasserbedarf für KW im Elbeeinzugsgebiet, Stand 2017	171
Tabelle 75:	Kühlwasserbedarf für Flussgebiete und Kraftwerkstypen, Stand 2017	171
Tabelle 76:	Liste der Kraftwerke mit Durchlaufkühlung, Stand 2017, Anzahl = 33	173
Tabelle 77:	Kühlwasserbedarf für KW, Case Study 2025 (Erl. Attribute s. Tabelle 72)	182
Tabelle 78:	Kühlwasserbedarf für KW, Case Study 2040/2050 (Erl. Attribute s. Tabelle 72).....	182
Tabelle 79:	Kühlwasserbedarf der Case Studies im Vergleich (Erl. Attribute s. Tabelle 72).....	183
Tabelle 80:	Jahreskühlwasserbedarf der Case Studies im Vergleich	183

Tabelle 81:	Kühlwasserbedarf der Case Studies im Vergleich, Rheineinzugsgebiet (Erl. Attribute s. Tabelle 72)	184
Tabelle 82:	Jahreskühlwasserbedarf der Case Studies im Vergleich, Rheineinzugsgebiet	184
Tabelle 83:	Kühlwasserbedarf der Case Studies im Vergleich, Elbeeinzugsgebiet (Erl. Attribute s. Tabelle 72)	184
Tabelle 84:	Jahreskühlwasserbedarf der Case Studies im Vergleich, Elbeeinzugsgebiet	185
Tabelle 85:	Kühlwasserbedarf für Flussgebiete und Kraftwerkstypen für Case Study 2025	185
Tabelle 86:	Kühlwasserbedarf für Flussgebiete und Kraftwerkstypen für Case Study 2040/2050	186
Tabelle 87	Messstellen am Rhein (WSV).....	187
Tabelle 88:	Auswertung der gemessenen Maximaltemperaturen am Rhein in den Jahren von 1998 bis 2019 an 5 Messstellen	192
Tabelle 89:	Auflistung der Minimalabflüsse am Rhein an 4 Messstellen in den Jahren 1980 bis 2019	193
Tabelle 90:	Intervalle der Dauerlinie zur Definition von Abflusszuständen (NCC-IUP 2013)	200
Tabelle 91:	Berechnung der Wassertemperaturerhöhung im Rhein durch Kühlwassereinleitungen bei um 2 °C erhöhten Wassertemperaturen	201
Tabelle 92:	Kraftwerksblöcke KW Lausward Rhein (bearbeitete UBA-KW- Liste)	203
Tabelle 93:	Entwicklung der Wasserentnahme für Kühlzwecke für Case Studies 2017 bis 2040/2050 (A: absolute Wert, B: Summe WassEntn. = 100 %, C: Stand 2017 = 100 %)	208
Tabelle 94	Entwicklung der Wärmeeinleitung ohne Wärmeauskopplung für Kühlzwecke für Case Studies 2017 bis 2040/2050 (in MW)	209

Abkürzungsverzeichnis

Bundesländer Abkürzungen

BW	Baden-Württemberg
BY	Bayern
BE	Berlin
BB	Brandenburg
HB	Bremen
HH	Hamburg
HE	Hessen
MV	Mecklenburg-Vorpommern
NI	Niedersachsen
NW/NRW	Nordrhein-Westfalen
RP	Rheinland-Pfalz
SL	Saarland
ST	Sachsen-Anhalt
SH	Schleswig-Holstein

Allgemeine Abkürzungen

AGEE-Stat	Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien Statistik
AKW	Atomkraftwerk
BfG	Bundesanstalt für Gewässerkunde
BHKW	Blockheizkraftwerk
BGBI	Bundesgesetzblatt
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMUB	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit
BNetzA	Bundesnetzagentur
BRK	Braunkohlekraftwerk
Destatis	Statistisches Bundesamt
DGAS	Dampfkraftwerk Gas
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange, europäische Energiebörse
EWG	Einwohnergleichwert
GUD	Gas- und Dampfturbinenkraftwerk
GT	Gasturbine
HAD	Hydrologischer Atlas Deutschland
KKW	Kernkraftwerk
KW	Kraftwerk
KWK	Kraft-Wärmekopplung
LAWA	Bund/Länder Arbeitsgemeinschaft Wasser

AGEE-Stat	Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien Statistik
LAGA	Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft Abfall
LN	Landwirtschaftliche Nutzfläche
LWG	Landeswassergesetz
MNQ	Mittlerer Niedrigwasserabfluss
MQ	Mittlerer Abfluss
NawaRo	Nachwachsende Rohstoffe
NEP	Netzentwicklungsplanung der Stromnetze
PtG	Power-to-Gas
PV	Photovoltaik
STK	Steinkohlekraftwerk
StromEinspG	Stromeinspeisegesetz
UBA	Umweltbundesamt, Dessau
WHG	Wasserhaushaltsgesetz
WRRL	Wasserrahmenrichtlinie
WSV	Wasserstraßen- und Schifffahrtsverwaltung des Bunde

Begriffsdefinition

Die Studie verwendet allgemeine Begriffe zur Energieversorgung entsprechend den Definitionen des Statistischen Bundesamtes und der AG Energiebilanzen (AGEB 2017, AGEB 2018, AGEB 2020a, AGEB 2020b).

Tabelle 1: Begriffsdefinitionen zur Energieversorgung

Begriff	Erläuterung
Primärenergieverbrauch	Energiegehalt aller im Inland eingesetzten Energieträger
Primärenergieträger	Energieträger, die direkt genutzt werden, wie Braun- und Steinkohlen, Mineralöl oder Erdgas sowie Erneuerbare Energien
Stromerzeugung	Gewinnung elektrischer Energie mit Hilfe von Kraftwerken
Bruttostromerzeugung	Gesamte erzeugte Strommenge
Nettostromerzeugung	Bruttostromerzeugung abzgl. des elektrischen Eigenbedarfs und sonstiger Verluste nach dem Generator
Erneuerbare Energien	Windenergie, Photovoltaik, Bioenergie, Geothermie und Wasserkraft
Strommenge, Arbeit	auch elektrische Energie; die Maßeinheit ist MWh (oder ein Vielfaches)
Leistung	pro Zeiteinheit verrichtete elektrische Arbeit; Leistung wird in MW (oder einem Vielfachen) gemessen

Neben den Begriffen der Energiewirtschaft werden im Folgenden besonders wichtige Begriffe definiert, die für das Verständnis der Studie im Kontext der Wassernutzung eine wichtige Rolle spielen.

Die Wassernutzung umfasst drei aufeinander folgende Phasen, die dann durchschritten werden, wenn das Wasser nicht an Ort und Stelle genutzt wird. Die drei Phasen sind (i) die Wasserentnahme, (ii) die eigentliche Wassernutzung und (iii) der Wasserverbleib.

Wassernutzungen „an Ort und Stelle“ ohne Entnahmen etc. sind z.B. Freizeitnutzung, Nutzung für Schifffahrt, Nutzung für Energiegewinnung in einem Laufwasserkraftwerk etc.

Eine Sonderstellung nimmt der Begriff „Wasserverbrauch“ ein. Er beschreibt den Übergang des genutzten Wassers von einem „Zustand“ in den anderen. Dies kann sein:

- ▶ Das Wasser ändert den Aggregatzustand, z. B. durch Verdunstung nach Bewässerung
- ▶ Das Wasser ändert seinen Gütezustand, z. B. von sauberen Trinkwasser zu Abwasser
- ▶ Das Wasser geht in eine andere Phase (oder Bilanzgröße) des hydrologischen Kreislaufs über, z. B. von Grundwasser zu fließendem Wasser, von fließendem Wasser durch Versickerung in den Boden zu Grundwasser

Der Begriff Wasserverbrauch ist nicht gleichzusetzen mit Wasserentnahme. Des Weiteren ist der Begriff des Wasserdargebots von zentraler Rolle. Er bezeichnet die raumzeitliche Verfügbarkeit des Wassers für eine Wassernutzung.

Tabelle 2: Begriffsdefinitionen zur Wassernutzung

Begriff	Erläuterung	Beispiel
Wasserentnahme	Synonym zu Wassergewinnung	Förderung von Grundwasser Entnahme von Talsperrenwasser Entnahmen aus der fließenden Welle durch Ausleitung, Pumpen etc.
Wassernutzung	Beschreibt die eigentliche Nutzung des Wasser	Kühlung von Kraftwerken oder Produktionsprozessen Einsatz in der Produktion Trinkwassernutzung Bewässerung
Wasserverbleib	Verbleib des Wassers nach Entnahme	Rückleitung ins Gewässer nach Durchlaufkühlung Verdunstung des Wassers bei Kühltürmen Einleitung von gereinigtem Abwasser in Gewässer

Zusammenfassung

In den letzten Jahren konnte ein Rückgang der Wasserentnahmemengen durch die Energieversorgung festgestellt werden. Es wird angenommen, dass dieser Trend unter anderem auf die rückläufige Kühlwasserentnahme konventioneller Energieträger und damit indirekt auf den zunehmenden Ausbau von Erneuerbaren Energien zurückzuführen ist. Im Rahmen des Forschungsvorhabens sollte deshalb untersucht werden, welche Auswirkungen der weitere Ausbau der Erneuerbaren Energien Windenergie, Photovoltaik, Bioenergie (inklusive Bewässerung von Energiepflanzen) und tiefe Geothermie zur Stromerzeugung auf den Wasserhaushalt hat.

Ziel des Forschungsvorhabens war es, zunächst einen Überblick zum aktuellen Stand der Auswirkungen der konventionellen thermischen Kraftwerke auf den Wasserhaushalt der Gewässer zu geben. Dabei standen die Wasserentnahmen und die Wärmeeinleitungen im Fokus der Untersuchungen. Neben der Abschätzung potentiell positiver Effekte durch eine rückläufige Kühlwasserentnahme sollte auf der anderen Seite analysiert werden, ob und in welchem Ausmaß der Betrieb von Anlagen zur Stromerzeugung aus den oben genannten Erneuerbaren Energien Wasserentnahmen erfordert. Darauf aufbauend erfolgte eine Analyse der gegenwärtigen Wasserentnahmen durch die Energieversorgung und eine Abschätzung des zukünftigen Wasserbedarfs sowohl auf Bundesebene als auch auf Ebene von Flusseinzugsgebieten. Ein weiteres Ziel war es, die gegenwärtigen und zukünftigen Wärmeeinleitungen aus Kühlwasser und deren Auswirkungen auf die Gewässertemperatur unter Berücksichtigung von Temperaturerhöhungen und Abflussveränderungen in Folge des Klimawandels zu untersuchen. Abschließend wurden Handlungsempfehlungen für die Energiewirtschaft und das Datenmonitoring abgeleitet.

Umfangreiche Wasserentnahmen und die Einleitungen von erwärmtem Kühlwasser haben einen wesentlichen Einfluss auf den ökologischen Zustand der Gewässer. Zum einen beeinflussen die Wasserentnahmen die Abflusshöhe und das Abflussgeschehen in Fließgewässern und führen somit zu einer Einengung des Lebensraums aquatischer Organismen. Zum anderen bewirkt eine steigende Wassertemperatur einen abnehmenden Sauerstoffgehalt, der wiederum die Lebensbedingungen der Gewässerbiozönose und insbesondere der Fische und deren Widerstandsfähigkeit gegenüber Belastungen und Krankheitserregern verschlechtert. Das ist vor allem in Hitzeperioden bei Niedrigwasser relevant, wie z. B. im Jahr 2018.

Stand der Auswirkungen thermischer Kraftwerke

Für die Ermittlung des Kühlwassereinflusses der thermischen Kraftwerke wurde ein Bottom-Up-Ansatz gewählt, bei dem für jedes thermische Kraftwerk die Kühlwassermenge und die eingeleitete Temperatur anhand des Kraftwerkstyps (z. B. Braunkohle, Atomkraft etc.) und der Kühltechnologie abgeschätzt wurden. Ausgangsbasis waren Daten der UBA-Kraftwerksliste, die aktualisiert, ergänzt und mit Hilfe weiterer Quellen (z. B. EEX-Transparency) plausibilisiert wurden. Die Aufstellung umfasst deutsche Kraftwerke (Stand Mitte 2019) mit einer installierten Leistung von mindestens 100 MW.

Im Jahr 2017 waren laut Kraftwerksliste 125 thermische Kraftwerke in Betrieb. Mit 78 Kraftwerken stellen Braunkohle- und Steinkohle-Kraftwerke fast 2/3 aller Kraftwerke. Etwa ein Viertel der Kraftwerke verfügt über Durchlaufkühlung (33 KW) und ca. drei Viertel über Kühltürme (92 KW). 2017 gab es noch sechs Kernkraftwerke.

Im Rheineinzugsgebiet finden sich die meisten Kraftwerke. Diese 70 Kraftwerke entsprechen 56 % aller großen Kraftwerke in Deutschland. 51 Kraftwerke davon sind mit Kühlturm-Technik, 19 mit Durchlaufkühlung ausgestattet. Dazu gehören die Braunkohlekraftwerke des Rheinischen Reviers im Erft- und im Maas-Einzugsgebiet. Die nächstgrößere Anzahl an Kraftwerken befindet sich im Elbeeinzugsgebiet mit 22 Kraftwerken. Dies sind rund 18 % aller erfassten größeren

Kraftwerke. 20 der 22 Kraftwerke sind mit Kühltürmen ausgestattet und zwei mit einer Durchlaufkühlung. Die anderen Kraftwerke verteilen sich im Wesentlichen auf das Weser-, Donau- und Ems-Einzugsgebiet.

Die aktuell und in der Vergangenheit eingesetzten Wassermengen zur Kühlung von thermischen Großkraftwerken liegen weit über anderen betrachteten Wassernutzungen in der Energiewirtschaft. Aufgrund von technischen Randbedingungen erfordert dabei insbesondere die Kühlung von Kohle- und Kernkraftwerken große Kühlleistungen. Diese wurden in der Vergangenheit teilweise mittels Durchlaufkühlung und sehr großen Wassermengen realisiert. Bei Kraftwerken, die permanent mit Kühltürmen betrieben werden, wird nur ein Bruchteil der Wassermenge wie bei einer vergleichbaren Durchlaufkühlung benötigt. In der Praxis kann bei manchen Kraftwerken auch bei vorhandenen Kühltürmen bei geeigneten Randbedingungen ein Betrieb mit Durchlaufkühlung erfolgen.

Bei Gasturbinen oder GuD-Kraftwerksprozessen mit den Primärenergieträgern Gas oder Mineralöl fallen technisch bedingt wesentlich geringere Kühlleistungen als bei Kohle- und Kernkraftwerken an. Falls zusätzlich ein Betrieb mit dezentralen Anlagen oder mit Kraft-Wärmekopplung (KWK) erfolgt, verringern sich der Kühlbedarf und damit die benötigten Wassermengen weiter.

Die insgesamt verwendeten Wassermengen zur Kühlung von Kraftwerken haben seit 1990 bereits stark abgenommen. Die Wassermengen wurden durch den vermehrten Einsatz von Kühltürmen, durch Effizienzsteigerungen und den bereits laufenden Ausstieg aus der Kernenergie bereits erheblich reduziert. Bei einer zusätzlichen Umsetzung des geplanten Kohleausstiegs wird eine weitere starke Reduktion der eingesetzten Kühlwassermenge erwartet.

Die im Rahmen dieses Forschungsvorhabens weiterentwickelte Kraftwerksdatenbank erlaubt durch eine Verknüpfung mit EEX-Marktdaten und davon abgeleiteten Projektionen und Szenarien Analysen des zukünftigen Wasserbedarfs durch die Energiewirtschaft mit zeitlich hochaufgelösten Kraftwerkseinsätzen.

Wasserentnahmen für Erneuerbare Energien

Die Ergebnisse des Forschungsvorhabens zeigen, dass es kaum belastbare Daten zum operativen Wasserbedarf der Erneuerbaren Energien Technologien Windkraft, Photovoltaik, Bioenergie und Geothermie gibt. Aufgrund der unzureichenden Datenlage ist es momentan nicht möglich, den tatsächlichen Wasserbedarf zu ermitteln. Um die Größenordnung des Wasserbedarfs abschätzen zu können, mussten eine Vielzahl von teilweise stark vereinfachten Annahmen getroffen werden (z. B. jährliche Reinigung aller Windkraft- und PV-Anlagen). Dies ist bei der Interpretation der Ergebnisse unbedingt zu beachten. In der Praxis können die Werte abweichen.

Für Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen ergibt sich im Betrieb nur für die Reinigung der Anlagen ein Wasserbedarf. Es fehlen verlässliche Angaben zur durchschnittlichen Reinigungshäufigkeit pro Jahr, zur benötigten Wassermenge pro Reinigung sowie zur Herkunft des verwendeten Wassers. Der in diesem Forschungsvorhaben für das Jahr 2018 hochgerechnete absolute Wasserbedarf für Deutschland liegt für Windenergieanlagen bei 600 bis 3.000 m³ sowie der Wasserbedarf je installierter elektrischer Leistung von 11 bis 56 m³/GW. Für Photovoltaik-Anlagen liegt der für das Jahr 2018 hochgerechnete absolute Wasserbedarf für Deutschland bei 330.500 m³ sowie der Wasserbedarf je installierter elektrischer Leistung bei 7.300 m³/GW. Insgesamt wird also nicht davon ausgegangen, dass durch den weiteren Ausbau von Windenergie und Photovoltaik ein großer zusätzlicher Wasserbedarf entsteht.

Im Betrieb von Bioenergieanlagen ist der zu erwartende Wasserbedarf stark abhängig von der anlagenspezifischen technischen Konfiguration und vom eingesetzten Substrat. Es existieren Verfahren für bestimmte Prozessphasen, die einen Wassereinsatz benötigen (z. B. Druckwas-

serwäsche zur Biogasaufbereitung). Deren Funktion kann aber ebenso durch Verfahren ohne Wassereinsatz erfüllt werden. Da keine Betriebsdaten mit Informationen zu den verwendeten Verfahren vorliegen, war in diesem Forschungsvorhaben keine flächendeckende Abschätzung des Wasserbedarfs für den Betrieb von Bioenergieanlagen möglich.

Aufgrund der Vorgaben im Projekt wurde zudem untersucht, wie hoch der Wasserbedarf für die Bewässerung von Energiepflanzen ist. Es gibt sowohl auf nationaler als auch regionaler Ebene keine offiziellen Statistiken zur Bewässerung von Energiepflanzen. Für eine grobe Abschätzung der Größenordnung des Wasserbedarfs wurde dieser über Daten aus der allgemeinen Agrarstatistik, Daten zu Anteilen von Energiepflanzen an den insgesamt angebauten Ackerkulturen sowie Statistiken zur allgemeinen Bewässerung in Deutschland hergeleitet. Der für Bioenergie relevante Wasserbedarf zur Bewässerung von Energiepflanzen lag in dieser groben Abschätzung bei etwa 20,7 Mio. m³ absolut und 2,5 Mio. m³ je installiertem GW elektrischer Leistung. Betrachtet man die Vorkette der Produktion von (bewässerten) Energiepflanzen mit, ist der Wasserbedarf für Bioenergie in seiner Größenordnung unter den Erneuerbaren Energien in Deutschland als der bedeutendste einzuordnen.

Trotz des gegebenenfalls im Vergleich zu den anderen erneuerbaren Technologien höheren leistungsbezogenen Wasserbedarfs (bis etwa 113 Mio m³/GWel) für die Kühlung von tiefen Geothermiekraftwerken, spielt aufgrund der aktuell nur geringen installierten elektrischen Leistung der absolute Wasserbedarf (ca. 170.000 m³/a) der tiefen Geothermie eine untergeordnete Rolle. Auch für die tiefe Geothermie gibt es keine offiziellen Zahlen zum Wasserbedarf der Anlagen. Der Wasserbedarf schwankt für die verschiedenen Kühlverfahren und Untergrundgegebenheiten. Es ist unklar, welche Kühltechnologien sich zukünftig durchsetzen werden.

Generell lässt sich für die untersuchten Erneuerbare Energien Technologien nicht nachvollziehen aus welchen Quellen das eingesetzte Wasser kommt. Es ist anzunehmen, dass von den abgeschätzten Wassermengen nur ein sehr geringer Teil dem Oberflächenwasser entnommen wird. Häufiger werden Versorgungsnetze bzw. im Fall der Bewässerung von Energiepflanzen Grundwasser als Wasserquellen genutzt.

In Summe wurde, unter der Einbeziehung der Bewässerung von Energiepflanzen, für das Jahr 2018 ein absoluter Wasserbedarf von rund 21 Mio. m³ für den Betrieb von Erneuerbare Energien Anlagen abgeschätzt. Trotz der Unsicherheiten, mit denen dieser Wert belegt ist, kann der Wasserbedarf für Erneuerbare Energien im Verhältnis zu den gesamten Wasserentnahmen zur nichtöffentlichen Versorgung in Deutschland (2016: 18,75 Mrd. m³) und im Speziellen zu den Wasserentnahmen für Energieerzeugung (2016: 16,64 Mrd. m³) als sehr gering (0,11 % bzw. 0,13 %) eingeschätzt werden (vgl. DESTATIS 2018).

Die in dieser Arbeit verwendeten GreenSzenarien decken eine Bandbreite möglicher Entwicklungslinien des Energiesystems ab. Gegebenenfalls kann der Möglichkeitsraum für die zukünftige Entwicklung in anderen Szenariostudien anders gestaltet sein. Die auf Basis der GreenSzenarien erstellten Abschätzungen für den zukünftigen Wasserbedarf bis 2050 stellen vordergründig Veränderungen der Größenordnung und der Verhältnisse zwischen den Technologien dar. Betrachtet man jeweils die Entwicklungen mit den größten Änderungen im Vergleich zu 2018, ergeben die Abschätzungen für 2050 knapp eine Verdreifachung auf 8.400 m³/a Wasserbedarf für Windenergie und eine Verfünffachung auf ca. 1,6 Mio. m³/a bei Photovoltaik. Da in den Szenarien kein Einsatz von Energiepflanzen für Bioenergie mehr angenommen wird, reduziert sich der Wasserbedarf für Bioenergie zukünftig sehr stark. Nur noch geringe, jedoch nicht näher bezifferte Mengen Wasser werden dann im operativen Betrieb benötigt. In Abhängigkeit der verwendeten Kühltechnologie wird bei der tiefen Geothermie zukünftig bei verzehnfachter installierter

elektrischer Leistung ein Wasserbedarf von 1,5 bis 22,5 Mio. m³/a errechnet. Grob kann daher eine Summe von 3,1 bis 24,1 Mio. m³/a für das Jahr 2050 abgeschätzt werden.

Analyse und Bewertung der Wasserentnahmen

Obwohl dem Gewässer bei der Durchlaufkühlung große Wassermengen entnommen werden, entsteht hier bezogen auf den Abfluss kein Verlust, weil das Wasser dem Fließgewässer direkt wieder zugeführt wird. Es findet eine Gewässerbelastung durch Erwärmung statt. Bundesweit besaßen im Jahr 2017 insgesamt 33 der 125 Kraftwerke und davon 20 Erdgaskraftwerke eine Durchlaufkühlung. Der Kühlwasserbedarf betrug insgesamt 357 m³/s oder 11,2 Mrd. m³/a.

Der Wasserbedarf für den Betrieb der Erneuerbaren Energien war aufgrund der defizitären Datenlage nicht seriös abschätzbar. Trotzdem war zu erkennen, dass dieser im Vergleich zu den Kühlwassermengen um mehrere Größenordnungen geringer war. Er ist daher im Rahmen dieser Studie vernachlässigbar, zumal der Bedarf häufig nicht aus Flusswasser gedeckt wurde. Auch ist nicht abschätzbar, ob zukünftig ein größerer Bedarf an Wasser durch die Speichertechnologie Power-to-Gas in Deutschland entstehen wird, weil die Erzeugung von Wasserstoff ggf. in klimatisch vorteilhafteren Regionen betrieben wird.

Bei der Kühlturmkühlung hingegen wird dem Gewässer die Menge entnommen, die zum Ausgleich der Verdunstungsverluste erforderlich ist. Eine Wärmeeinleitung in das Gewässer findet nicht statt. Im Jahr 2017 waren noch 92 Kraftwerke mit Kühlturm-Technik in Betrieb. Deren Wasserentnahmen betrugen ohne Wärmeauskopplung, was den ungünstigeren Fall aus wasserwirtschaftlicher Sicht darstellt, ca. 29,6 m³/s oder 935 Mio. m³/a. Dies entspricht einer Verdunstungshöhe von 2,6 mm/a. Gemessen an der jährlichen Verdunstungshöhe in Deutschland von 532 mm pro Jahr ist dieser Wert vernachlässigbar. Werden die einzelnen Flussgebiete betrachtet, sind deutliche Unterschiede zu erkennen. So betrug die Wasserentnahme im Rhein-Einzugsgebiet 4,3 mm, im Elbe-Einzugsgebiet 2,1 mm und im Donau-Einzugsgebiet 1,5 mm.

In Case Studies, für die vorhandene Szenarien zur Energiewende und zum Klimawandel genutzt wurden, wurde ermittelt, dass die Wasserentnahmen für den Betrieb der Kühltürme in Deutschland 2025 auf 56 % und 2040/2050 auf 10 % der Wasserentnahmewerte von 2017 sanken, so dass auch die Relevanz für die Wasserbilanz weiter abnimmt. Für die einzelnen Flussgebiete variieren diese Zahlen je nach Anzahl der Kraftwerke. So nehmen die Entnahmen im Elbe-Einzugsgebiet entsprechend der Szenarien in den Case Studies beispielsweise von 100 % im Jahr 2017 auf 87 % im Jahr 2025 und auf 0,8 % 2040/2050 ab. Bezogen auf das ganze Bundesgebiet bzw. die jeweiligen Flusseinzugsgebiete sind die Verdunstungsverluste zu vernachlässigen. Sie liegen in Größenordnungen weniger Millimeter Verdunstungshöhe.

Auswirkungen von Wärmeeinleitungen auf die Gewässertemperatur

Das Aufstellen von Wärmelastplänen hat schon in der 1970er Jahren gezeigt, dass die Wärmebelastung aus der Durchlaufkühlung problematisch für die Gewässer und ihre Biozönose ist. In der Folge wurden Kraftwerke mit Kühlturmtechnik gebaut, die keine Wärme in das Gewässer einleiten. Weiterhin und insbesondere bei bestehenden Kraftwerken wurde die Wärmeeinleitung durch Genehmigungsaufgaben begrenzt. In besonders trockenen und heißen Sommern sind sowohl Kraftwerke gedrosselt worden als auch Ausnahmegenehmigungen erteilt worden, um einerseits die Gewässer nicht zu sehr zu belasten um andererseits die Stromversorgung sicher zu stellen.

Zukünftig ist ein Rückgang der Belastung aus thermischen Einleitungen zu erwarten, allerdings wird in Folge der Klimaerwärmung die Gewässertemperatur um ca. 2 °C zunehmen. Insbesondere bei kleineren Gewässern und im Umfeld der Kühlwassereinleitung ist zum Schutz der Biozönosen auf eine Gewässerverträglichkeit der Kühlwassereinleitung zu achten. Trotz des Rück-

gangs von Wärmeeinleitungen durch den Ausstieg aus der Atomenergie und den Braunkohleausstieg kann es zukünftig erforderlich werden, eine Anpassung der Genehmigungsauflagen in Betracht zu ziehen, da die ausschöpfbare Spannbreite an zulässiger Gewässertemperaturerhöhung abnimmt. Maßnahmen wie z. B. der Neubau von Kühlanlagen oder die Aufstellung von Wärmelastplänen können auch in die Bewirtschaftungspläne aufgenommen werden.

Handlungsempfehlungen

Die Ergebnisse der Studie zeigen deutlich, dass der geplante Ausbau der Erneuerbaren Energien und somit die Reduzierung der Anzahl der thermischen Kraftwerke und der damit einhergehenden Nutzung von Kühlwasser zu einer Verbesserung des Zustands des Wasserhaushalts der Gewässer sowohl in Bezug auf die Wassermengen als auch in Bezug auf die Temperatur führen wird. Kritische Temperatur- oder Abflusszustände der Gewässer aufgrund von Kühlwassernutzungen sind in Zukunft auch regional nicht zu erwarten. Je nach gewähltem Szenario ist mit einer schnelleren oder langsameren Verbesserung des aktuellen Zustands zu rechnen. Je konsequenter und schneller der vollständige Ausstieg aus der Nutzung fossiler Energieträger für energetische Anwendungen erfolgt und mit einem ambitionierten Ausbau der Erneuerbaren Energien einhergeht, umso schneller verringern sich auch die negativen Auswirkungen der Kühlwassernutzung auf den Wasserhaushalt.

Um die positiven Effekte der Energiewende auf den Wasserhaushalt zu bewahren, ist bei der Nutzung alternativer Energie- und Speicherformen der Einfluss auf den Wasserhaushalt zu prüfen. Eine zukünftige deutliche Verschlechterung des Zustands des Wasserhaushalts der Gewässer durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien wird basierend auf den Ergebnissen dieses Forschungsvorhabens nur in zwei Fällen erwartet: großflächiger Ausbau der Bewässerung von Energiepflanzen mit Oberflächenwasser und/oder von tiefen Geothermiekraftwerken mit wasserintensiver Kraftwerks- und Kühltechnologie. Sollten die amtlichen Statistiken für die bewässerte Fläche von Kulturpflanzen insgesamt bzw. die für Bewässerung eingesetzte Wassermenge zukünftig einen signifikant steigenden Trend zeigen, sollte geprüft werden, ob dies u.a. auf die Bewässerung von Energiepflanzen zurückzuführen ist. Im Falle der tiefen Geothermiekraftwerke wird davon ausgegangen, dass die Aspekte des Wasserhaushalts bei der Genehmigung geprüft werden.

Bei den Abschätzungen hat sich herausgestellt, dass vorhandene Daten für den vorliegenden Zweck nur eingeschränkt geeignet und teilweise mit hohen Unsicherheiten behaftet sind. Während für die hydrologischen Parameter ein gutes Netz an Pegeln mit langen Beobachtungszeitreihen zur Verfügung steht, gibt es deutlich weniger Messstellen zur Erfassung der Gewässertemperatur mit häufig lückenhaften oder ungeprüften Daten. Es wird daher empfohlen, die Daten, die von den Kraftwerksbetreibern erhoben werden, zu veröffentlichen, um sie im Sinne von open science nutzen zu können.

Summary

In recent years, a decline in the quantities of water withdrawn by the energy supply system has been observed. It is assumed that this trend can be explained, among other things, to the decreasing cooling water withdrawal of conventional energy sources due to the increasing expansion of renewable energies. Within the framework of this research project, it should therefore be investigated what impacts the further expansion of renewable energies wind energy, photovoltaics, bioenergy and deep geothermal energy for electricity generation has on the water balance.

The aim of the research project was first to provide an overview of the current status of the impacts of thermal power plants on the water balance of water bodies. The investigations focused on water withdrawals and heat discharges. In addition to the estimation of potential positive effects triggered by a decrease in cooling water withdrawal, it was also necessary to analyse whether and to what extent the operation of plants for the generation of electricity from renewable energies and in particular the cultivation of biomass requires the use of irrigation water and thus leads to water withdrawals. Based on this, an analysis of the current water withdrawals by the energy supply and an estimation of the future water demand on the federal level as well as on the level of river catchment areas were carried out. A further objective was to investigate current and future heat discharges from cooling water and their impacts on water temperature, taking into account temperature increases and changes in discharge as a result of climate change. Finally, recommendations for action for energy management and data monitoring were derived.

Extensive water withdrawals and the discharge of heated cooling water have a significant impact on the ecological status of water bodies. On the one hand, the water withdrawals influence the discharge level and the discharge pattern in flowing waters and thus lead to a restriction of the habitat of aquatic organisms. On the other hand, rising water temperature causes a decrease in oxygen content, which in turn worsens the living conditions of the aquatic biocoenosis and especially of fish and their resistance to pollution and pathogens. This is particularly relevant during hot spells at low water, as in 2018.

Status of the impacts of thermal power plants

For the determination of the cooling water influence of the thermal power plants, a bottom-up approach was chosen in which the cooling water quantity and the introduced temperature were estimated for each thermal power plant on the basis of the power plant type (e.g. lignite, nuclear power, etc.) and the cooling technology. The starting point was data from the UBA power plant list, which was updated, supplemented and plausibility checked with the aid of other sources (e.g. EEX transparency). The list includes German power plants (as of mid-2019) with an installed capacity of at least 100 MW.

According to the power plant list, 125 thermal power plants were in operation in 2017. With 78 power plants, lignite and hard coal-fired power plants account for almost 2/3 of all power plants. About a quarter of the power plants have once-through cooling (33 KW) and about three quarters have cooling towers (92 KW). In 2017 there were still six nuclear power plants.

Most of the power plants are located in the Rhine catchment area. These 70 power plants correspond to 56% of all large power plants in Germany. 51 power plants are equipped with cooling tower technology, 19 with once-through cooling. These include the lignite-fired power plants of the Rhenish mining district in the Erft and Meuse catchment areas. The next largest number of power plants is located in the Elbe catchment area with 22 power plants. This is about 18 % of all the larger power plants covered. 20 of the 22 power plants are equipped with cooling towers

and two with once-through cooling. The other power plants are mainly located in the Weser, Danube and Ems catchment areas.

The current and past water volumes used for cooling large thermal power plants are far higher than other water uses in the energy industry. Due to technical boundary conditions, the cooling of coal and nuclear power plants in particular requires large cooling capacities. In the past, these were partly realised by means of once-through cooling and very large water volumes. In power plants that are permanently operated with cooling towers, only a fraction of the amount of water is required than with a comparable once-through cooling system. In practice, some power plants can be operated with once-through cooling even with existing cooling towers under suitable conditions.

For technical reasons, gas turbines or combined cycle power plant processes with the primary energy sources gas or mineral oil have much lower cooling capacities than coal-fired and nuclear power plants. If the plant is also operated with decentralized systems or with combined heat and power (CHP), the cooling requirement and thus the required water quantities are further reduced.

The total amount of water used to cool power plants has already decreased significantly since 1990. The amount of water has already been significantly reduced through the increased use of cooling towers, efficiency improvements and the ongoing phase-out of nuclear energy. If the planned phase-out of coal is also implemented, a further significant reduction in the amount of cooling water used is estimated.

The power plant database, which has been further developed within the scope of this work, allows analyses of the future water demand by the energy industry with highly resolved power plant deployments by linking it to EEX market data and the projections and scenarios derived from it.

Water withdrawals for renewable energies

The results of the research project show that there are hardly any reliable data on the operative water demand of the renewable energy technologies wind power, photovoltaics, bioenergy and geothermal energy. Because of the insufficient data situation, it is therefore currently not possible to determine the actual water demand. In order to be able to estimate the magnitude of the water demand, a large number of assumptions had to be made, some of which were greatly simplified (e.g. annual cleaning of all wind power and PV systems). This must be taken into account when interpreting the results. In practice, the values may differ.

For wind power and photovoltaic plants, water is only required for cleaning the plants during operation. There is a lack of reliable data on the average cleaning frequency per year, the amount of water required per cleaning and the origin of the water used. In this research project, the absolute water demand for Germany for the year 2018 is projected at 600 to 3,000 m³ for wind turbines and the water demand per installed electrical capacity is between 11 and 56 m³/GW. For photovoltaic plants, the absolute water demand for Germany for the year 2018 is projected at 330,500 m³ and the water demand per installed electrical capacity is 7,300 m³/GW. Overall, it is therefore not assumed that the further expansion of wind energy and photovoltaics will result in a large additional water demand.

In the operation of bioenergy plants, the expected water demand is strongly dependent on the plant-specific technical configuration and the substrate used. There are procedures for certain process phases that require water input (e.g. pressurized water washing for biogas treatment). However, their function can also be fulfilled by processes without water input. Since no operating data with information on the processes used are available, it is not possible in this research

project to make a comprehensive estimation of the water requirement for the operation of bio-energy plants.

Due to the project specifications, the water demand for the irrigation of energy crops was also investigated. There are no official statistics on the irrigation of energy crops at either national or regional level. For a rough estimate of the magnitude of the water demand, data were derived from general agricultural statistics, data on the proportion of energy crops in the total number of arable crops grown, and statistics on general irrigation in Germany. The water demand relevant for bioenergy for the irrigation of energy crops was determined in this rough estimate to be about 20.7 million m³ absolute and 2.5 million m³ per installed GW of electrical power. If the upstream chain of the production of (irrigated) energy crops is taken into account, the water demand for bioenergy can be classified as the most important among the renewable energies in Germany.

Despite the possibly higher performance-related water demand (up to about 113 million m³/gWel) for cooling deep geothermal power plants compared to other renewable technologies, the absolute water demand (about 170,000 m³/a) of deep geothermal energy plays a subordinate role by reason of the currently low installed electrical capacity. There are also no official figures on the water requirements of deep geothermal energy plants. The water demand fluctuates for the different cooling methods and underground conditions. It is not clear which cooling technologies will prevail in the future.

In general, it is not possible to trace the sources of the water used for the renewable energy technologies investigated. It can be assumed that only a very small part of the estimated water quantities is taken from surface water. More often supply networks or, in the case of irrigation of energy crops, groundwater are used as water sources.

In total, including the irrigation of energy crops, an absolute water demand of about 21 million m³ for the operation of renewable energy plants was estimated for the year 2018. Despite the uncertainties with which this value is substantiated, the water demand for renewable energies can be estimated as very low (0.11 % or 0.13 %) in relation to the total water withdrawals for non-public supply in Germany (2016: 18.75 billion m³) and especially to the water withdrawals for energy generation (2016: 16.64 billion m³) (cf. DESTATIS 2018).

The green scenarios used in this study cover a range of possible development lines of the energy system. If necessary, the scope for future development may be different in other scenario studies. The estimates of future water demand up to 2050 based on the Green Scenarios primarily represent changes in the scale and the relationships between the technologies. If one considers the developments with the greatest changes compared to 2018, the estimates for 2050 show a tripling to 8,400 m³/a water demand for wind energy and a fivefold increase to approx. 1.6 million m³/a for photovoltaics. Since the scenarios no longer assume the use of energy crops for bioenergy, the water demand for bioenergy will be reduced very strongly in the future. Only small quantities of water, which are not quantified in detail, will then be required in operations. Depending on the cooling technology used, a water requirement of 1.5 to 22.5 million m³/a will be calculated for deep geothermal energy in the future with a tenfold increase in installed electrical output. A rough estimate can therefore be made for the year 2050 of a total of 3.1 to 24.1 million m³/a.

Analysis and evaluation of water withdrawals

Although large quantities of water are taken from the watercourse during the once-through cooling process, there is no loss in terms of runoff, because the water is directly returned to the watercourse. There is water pollution due to heating. In 2017, a total of 33 of the 125 power

plants nationwide, including 20 natural gas power plants, had once-through cooling systems. The total cooling water requirement was 357 m³/s or 11.2 billion m³/a.

The water demand for the operation of the renewable energies could not be estimated seriously due to the deficit data situation. Nevertheless, it could be seen that it was several orders of magnitude lower than the cooling water quantities. It is therefore negligible in the context of this study, especially since the demand was often not covered by river water. It is also not possible to estimate whether a greater demand for water will arise in Germany in the future as a result of the power-to-gas storage technology, because the production of hydrogen may be operated in climatically more advantageous regions.

With cooling tower cooling, on the other hand, the amount of water needed to compensate for evaporation losses is taken from the water. There is no heat discharge into the water body. In 2017, 92 power plants with cooling tower technology were still in operation. Their water withdrawals without heat extraction, which is the less favourable case from a water management point of view, amounted to approx. 29.6 m³/s or 935 million m³/a. This corresponds to an evaporation height of 2.6 mm. Measured against the annual evaporation height of 532 mm per year, this value is negligible. If the individual river basins are considered, clear differences can be seen. For example, water abstraction was 4.3 mm in the Rhine catchment area, 2.1 mm in the Elbe catchment area and 1.5 mm in the Danube catchment area.

In case studies, for which existing scenarios for energy system transformation and climate change were used, it was determined that water withdrawals for the operation of cooling towers in Germany will fall to 56 % of the values of 2017 in 2025 and 10 % in 2040/2050, so that the relevance for the water balance will also continue to decrease. For the individual river basins, these figures vary depending on the number of power plants. For example, withdrawals in the Elbe catchment area decrease from 100% in 2017 to 87% in 2025 and to 0.8% in 2040/2050. In relation to the entire federal territory or the respective river catchment areas, the evaporation losses are negligible. They are in the order of magnitude of a few millimeters evaporation height.

Impacts of heat discharges on water body temperature

As early as the 1970s, the drawing up of heat load plans showed that the heat load from continuous cooling is problematic for the water bodies and their biocenosis. As a result, power plants were built with cooling tower technology that did not introduce heat into the water. Furthermore, and especially in the case of existing power plants, the heat discharge was limited by permit conditions. In particularly dry and hot summers, power plants were reduced and special permits were granted in order to avoid excessive pollution of the water bodies and to ensure the supply of electricity.

In the future, a decrease in the load from thermal discharges is to be expected, but as a result of global warming, the water temperature will increase by approx. 2 °C. In particular, in smaller water bodies and in the vicinity of the cooling water discharge, care must be taken to ensure that the cooling water discharge is compatible with the water in order to protect the biocenoses. Despite the decrease in heat discharges on account of the phase-out of nuclear energy and lignite mining, it may be necessary to consider an adjustment of the permit conditions in the future, since the range of permissible water temperature increases that can be exploited is decreasing. Measures such as the construction of new cooling plants or the preparation of heat load plans can also be included in the management plans.

Recommendations for action

The results of the study clearly show that the planned expansion of renewable energies and thus the reduction of the number of thermal power plants and the associated use of cooling water

will lead to an improvement in the state of the water balance of the waters, both in terms of water quantity and temperature. Critical temperature or discharge conditions of the waters due to cooling water use are not to be expected in the future, not even regionally. Depending on the scenario chosen, a faster or slower improvement of the current status is to be expected. The more consistently and rapidly the complete phase-out of the use of fossil fuels for energy applications is carried out and is accompanied by an ambitious expansion of renewable energies, the faster the negative impacts of cooling water use on the water balance will be reduced.

In order to preserve the positive effects of energy system transformation on the water balance, the influence on the water balance of alternative forms of energy and storage must be examined. Based on the results of this research project, a future significant deterioration of the water balance of water bodies through the expansion of renewable energies is expected in only two cases: large-scale expansion of the irrigation of energy crops with surface water and/or deep geothermal power plants with water-intensive power plant and cooling technology. If the official statistics for the total irrigated area of cultivated plants or the amount of water used for irrigation show a significantly increasing trend in the future, it should be examined whether this is because of the irrigation of energy crops. In the case of deep geothermal power plants, it is assumed that the aspects of water balance will be examined at the time of approval.

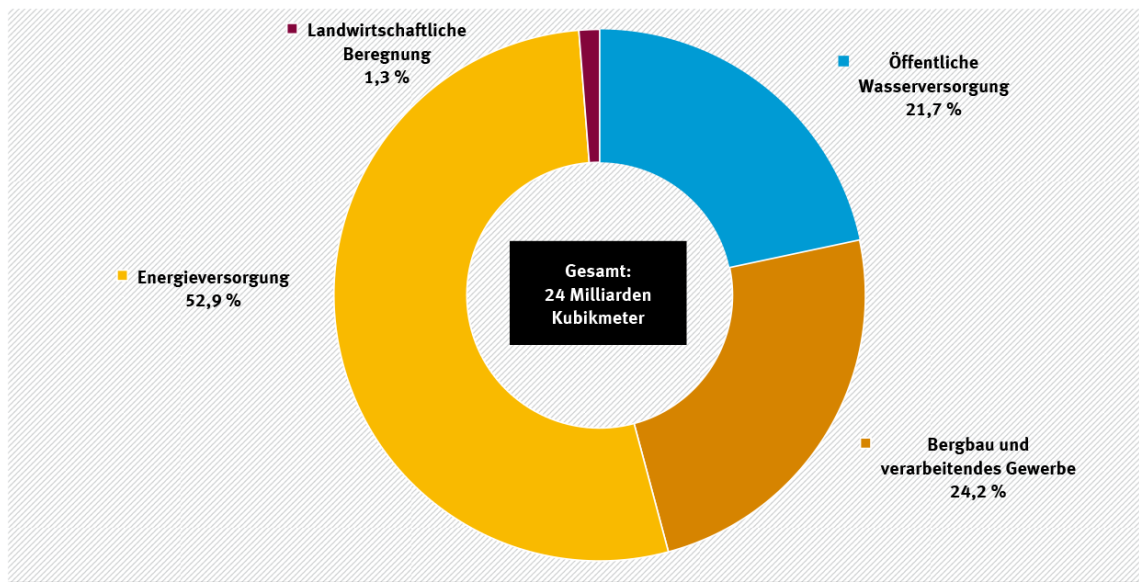
The assessments have shown that existing data are only suitable for the present purpose to a limited extent and are sometimes subject to high uncertainties. While a good network of gauges with long observation time series is available for the hydrological parameters, there are considerably fewer measuring points for recording water temperature, with data that are often incomplete or unchecked. It is therefore recommended to publish the data collected by power plant operators in order to use them in the spirit of open science.

1 Einleitung

Rita Keuneke

Mit einem verfügbaren Wasserdargebot von 188 Mrd. m³ ist Deutschland ein wasserreiches Land. Im Jahr 2016 betrug die gesamte entnommene Wassermenge 24 Mrd. m³. Die größte Menge Wasser, mehr als 50 %, entnahmen mit 12,7 Mrd. m³ die Energieversorger (überwiegend Kühlwasser). Die öffentliche Wasserversorgung, die Haushalte und Kleingewerbe mit Trinkwasser versorgt, nutzte mit rund 5,2 Mrd. m³ weniger als 3 % des vorhandenen Wasserdargebots oder 21,7 % der Wasserentnahmen.

Abbildung 1: Wassergewinnung der öffentlichen Wasserversorgung, Bergbau und verarbeitendes Gewerbe, der Energieversorgung und der Landwirtschaft 2016



Quelle: Statistisches Bundesamt, Fachserie 19, R. 2.1.1 und 2.2, Wiesbaden, verschiedene Jahrgänge

Quelle: UBA 2020a

Statistiken zu Wasserentnahmen durch die Energieversorgung zeigen in den letzten Jahren einen Rückgang der Entnahmemenge (UBA 2020a), siehe auch Kapitel 2.3. Es wird angenommen, dass dieser Trend unter anderem auf die rückläufige Kühlwasserentnahme fossiler und nuklearer Energieträger durch den zunehmenden Ausbau von Erneuerbaren Energien zurückzuführen ist. Dieser Trend ist aber nicht in allen Flussgebieten einheitlich.

Sowohl Wasserentnahmen als auch Einleitungen von erwärmtem Kühlwasser haben einen wesentlichen Einfluss auf den ökologischen Zustand der Gewässer. Während Wasserentnahmen die Abflusshöhe und das Abflussgeschehen in Fließgewässern beeinflussen und zu einer Einengung des Lebensraums aquatischer Organismen führen, beeinflusst die Wassertemperatur die Lebensbedingungen der Gewässerbiozönose und insbesondere der Fische und deren Widerstandsfähigkeit gegenüber Belastungen und Krankheitserregern. Vor allem in trockenen und warmen Sommern, wie im Jahr 2018, ist das von Relevanz.

Im Rahmen des Forschungsvorhabens wurde untersucht, inwieweit der weitere Ausbau der Erneuerbaren Energien Windenergie, Photovoltaik, Bioenergie und tiefe Geothermie zur Stromerzeugung quantitative Auswirkungen auf den Wasserhaushalt hat. Dabei war insbesondere zu klären, ob die Wasserentnahmen zu Kühlzwecken von thermischen Kraftwerken aus Oberflächengewässern weiter rückläufig sein werden und welche Auswirkungen zukünftig auf die Gewässertemperaturen zu erwarten sind.

Um den Zusammenhang zwischen Energieversorgung und Wassernutzung darzustellen, wird zunächst ein Überblick über die bisherige Entwicklung und den aktuellen Stand der allgemeinen Energieversorgung in Deutschland, der Stromerzeugung und der zugehörigen Wassernutzung gegeben.

Neben der aktuellen Situation werden die Auswirkungen der Kühlwasserentnahmen in Case Studies für die Jahre 2025, 2040 sowie 2050 untersucht. Die den Case Studies zu Grunde liegenden Szenarien für die weitere Entwicklung im Stromsektor sowie die erwarteten Auswirkungen des Klimawandels auf die Abflüsse und die Gewässertemperatur werden in Kapitel 3 erläutert.

Die Abschätzungen zu den aktuellen und zukünftigen Wasserentnahmen für Erneuerbare Energien (Kapitel 4) sollen im Gesamtbild eine Einschätzung ermöglichen, ob auch beim angestrebten starken Ausbau der Erneuerbaren Energien die quantitativen Ziele des Gewässer- und Ressourcenschutzes unterstützt werden. Die Auswirkungen der Wasserkraftnutzung auf den Wasserhaushalt sowie die qualitativen Auswirkungen der untersuchten Erneuerbaren Energien auf die Gewässer waren nicht Untersuchungsgegenstand des Forschungsvorhabens. Wie bei thermischen Kraftwerken wurde auch bei den Erneuerbare Energien nur der Wasserbedarf für den Betrieb der Anlagen analysiert, nicht jedoch der Wasserbedarf, der mit der Herstellung einer solchen Anlage verbunden ist. Vor dem Hintergrund des Klimawandels und temporär und regional zu erwartender Phasen des Wassermangels wurde aufgrund der Vorgaben im Projekt der Einfluss der Wasserentnahmen durch die Bewässerung von Energiepflanzen als Rohstoff zur Bioenergieerzeugung in die Betrachtung einbezogen. Diese Vorketten (z.B. Tagebau, Bergbau) und Unterstützungsprozesse (Reinigung) wurden bei thermischen Kraftwerken nicht berücksichtigt.

Die Abschätzung des Kühlwasserbedarfs von thermischen Kraftwerken erfolgt in Kapitel 5. Zunächst wird eine Klassifizierung und Analyse der Kraftwerke im Hinblick auf relevante Auswirkungen auf den Wasserhaushalt vorgenommen. Ausgehend von einer vom UBA zur Verfügung gestellten Kraftwerksliste, die konsolidiert und durch weitere Daten ergänzt wurde, erfolgten Abschätzungen für kraftwerksspezifische Kühlleistungen, Wasserentnahmen und Wärmeeinträge in Gewässer. Zusammen mit dem in den Szenarien definierten zukünftigen Einsatz von relevanten Kraftwerken ergeben sich daraus Abschätzungen für die Entwicklung des zukünftigen Wasserbedarfs und der Auswirkungen auf den Wasserhaushalt. Die Wassernutzung bei der Gewinnung von fossilen Energieträgern, für Prozesse zum Energietransport oder zur Energieverteilung sowie zum Bau oder Rückbau von Anlagen wurden in dieser Studie nicht betrachtet. Im Ergebnis wird der aktuelle Kraftwerkspark (2017) dargestellt.

In Kapitel 6 werden die Wasserentnahmen analysiert und bewertet. Als Bewertungsgrundlage wird zunächst der Zielzustand festgelegt. Anschließend werden die Wasserentnahmen der jeweiligen Flussgebiete betrachtet und mit dem Wasserdargebot verglichen. Darauf aufbauend werden zukünftige Entnahmen abgeschätzt und bewertet. In einem Exkurs wird die besondere Situation des Wasserhaushalts in den Braunkohletagebaugebieten qualitativ erläutert.

In ähnlicher Weise werden die Wärmeeinleitungen in Kapitel 7 untersucht. Nach Erläuterung von Grundlagen der Gewässertemperatur und des Zielzustands werden Wärmeeinleitungen in spezifischen Flussgebieten betrachtet und zukünftige Wärmeeinleitungen abgeschätzt und analysiert. Abschließend werden Handlungsempfehlungen und Hinweise auf weiterführende Ansätze gegeben.

2 Entwicklung von Energieerzeugung und Wasserentnahmen in der Vergangenheit

Armin Gauß, Rita Keuneke

Aus den historischen Daten der letzten 30 Jahre kann der Zusammenhang zwischen der Entwicklung der Energieversorgung und der Stromerzeugung in Deutschland sowie der zugehörigen Wassernutzung abgelesen werden.

2.1 Entwicklung der Energieversorgung

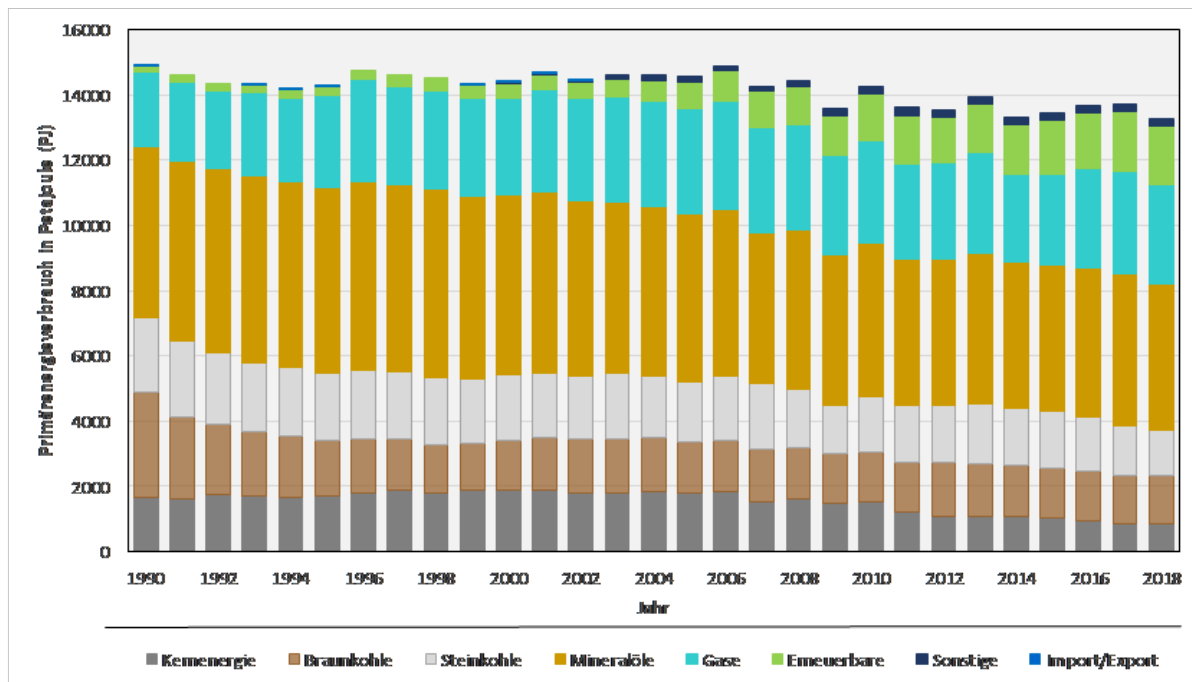
Die jährliche für Deutschland aufbereitete und konsolidierte Bilanzierung von Primärenergieträgern und deren historischer Verlauf geben einen Überblick über den vollständigen Energieeinsatz bzw. den Primärenergieverbrauch in Deutschland von 1990 bis 2018 (AGEB 2020a). Die Daten eignen sich aufgrund ihrer hohen Qualität, Konsistenz und Vollständigkeit in besonderem Maße als Ausgangspunkt für die nachfolgenden Betrachtungen. Bei der Bilanzierung von Primärenergie wird berücksichtigt, dass Energie genau einmal bilanziert wird, auch wenn diese anschließend umgewandelt, transportiert und verteilt wird.

Die Energieversorgung in Deutschland im Zeitraum 1990 - 2018 basiert auf den Primärenergieträgern Braunkohle, Steinkohle, Mineralöle, Gase, auf dem Energieträger Kernenergie und den Erneuerbaren Energien. Abbildung 2 zeigt die Entwicklung des jährlichen Primärenergieverbrauchs in Deutschland von 1990 bis 2018.

Der Primärenergieverbrauch nimmt über den gesamten Zeitraum von 1990 bis 2018 leicht ab. Die Abnahme beträgt insgesamt ca. 12 % bezogen auf die Werte von 1990. Der Beitrag der einzelnen Energieträger ändert sich dabei. Der Einsatz von Kernenergie, Kohle und Mineralölen nimmt ab, der Einsatz von Gasen und von Erneuerbaren Energien nimmt zu.

Der Primärenergieträger Kernenergie wird vollständig zur Stromerzeugung genutzt. Diese erfolgt in Großkraftwerken. Der Verlauf ist bis 2006 relativ konstant und geht dann von 2006 bis 2009 aufgrund von Vereinbarungen zur Laufzeitbegrenzung von Kernkraftwerken leicht zurück. Mit der Verlängerung der Laufzeiten von Kernkraftwerken 2009 steigt dann der Einsatz 2010 leicht an. Ab 2011 - nach dem Atomunfall von Fukushima - erfolgt eine signifikante Reduktion. Entsprechend dem vereinbarten Kernenergieausstieg und aktuellen Planungen wird in naher Zukunft keine Kernenergie mehr zur Stromerzeugung in Deutschland eingesetzt.

Abbildung 2: Primärenergieverbrauch Deutschland von 1990 bis 2018



Quelle: eigene Darstellung auf Basis von Daten von AGEb (2020a)

Braunkohle und Steinkohle werden zu einem großen Teil zur Stromerzeugung, insbesondere in Großkraftwerken eingesetzt. Von 1990 bis ca. 1996 erfolgte ein signifikanter Rückgang des Braunkohleeinsatzes und ein geringerer Rückgang des Steinkohleeinsatzes. Von 1997 bis 2007 gibt es vergleichsweise geringe Veränderungen beim Braunkohle- und beim Steinkohleeinsatz. Ungefähr ab 2008 nimmt der Steinkohleeinsatz ab, der Braunkohleeinsatz bleibt auch von 2008 bis 2018 auf einem ähnlichen Niveau. Entsprechend der Abstimmungen und Planungen zum Kohleausstieg geht die Studie davon aus, dass Kohle mittelfristig (ab 2039) nicht mehr zur Stromerzeugung eingesetzt wird. Als Grundlage für den zukünftigen Einsatz von Kohle dienen Festlegungen entsprechend dem Entwurf der Bundesregierung zum Kohleausstieg vom 29.01.2020 (BMWi 2020).

Mineralöle und Gase werden zur Stromerzeugung, zur Wärmeversorgung, im Verkehr und bei industriellen Prozessen eingesetzt. Der Primärenergieverbrauch von Mineralölen und Gasen zusammen ist zwischen 1990 und 2018 auf ähnlichem Niveau geblieben. Der Rückgang beim Einsatz von Mineralöl um ca. 15 % (bezogen auf 1990) wird durch die Steigerung des Einsatzes von Gasen um ca. 30 – 35 % (bezogen auf 1990) kompensiert.

Erneuerbare Energien als Primärenergieträger umfassen insbesondere die Nutzung Erneuerbarer Energien für die Stromerzeugung mit Wasserkraftwerken, Windenergieanlagen und Photovoltaikanlagen. Des Weiteren werden Bioenergieanlagen und Geothermianlagen zur Erzeugung von Strom oder Wärme sowie über Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) zur gleichzeitigen Strom- und Wärmebereitstellung genutzt. Der Einsatz von biogenen Rest- und Abfallstoffen zur Wärme- und Stromerzeugung wird ebenso zu den Erneuerbaren Energieträgern gezählt. Der Einsatz Erneuerbarer Energieträger hat im Zeitraum seit 1990 signifikant zugenommen. Entsprechend aktueller Planungen soll weiterhin ein starker Ausbau erfolgen.

Bei der Betrachtung der Primärenergieträger muss beachtet werden, dass diese - abhängig vom Einsatzzweck - nicht unmittelbar vergleichbar sind. Sollen Energieträger z. B. für die Bereitstellung von Strom ohne gleichzeitige Wärmebereitstellung genutzt werden, so können die Primär-

energieträgern Wasserkraft, Wind und Photovoltaik zu 100 % genutzt werden, während z. B. bei Braunkohle mit einer Umwandlung in einem thermischen Kraftwerk mit einem angenommenen Wirkungsgrad von 40 % auch nur 40 % der verbrauchten Primärenergie als Strom bereitgestellt werden kann. Im Vergleich zu Wind oder solarbasierter Stromerzeugung muss bei diesem Beispiel die 2,5 fache Menge an Primärenergie für die Bereitstellung der gleichen Menge an Strom aufgewendet werden.

2.2 Entwicklung der Stromerzeugung

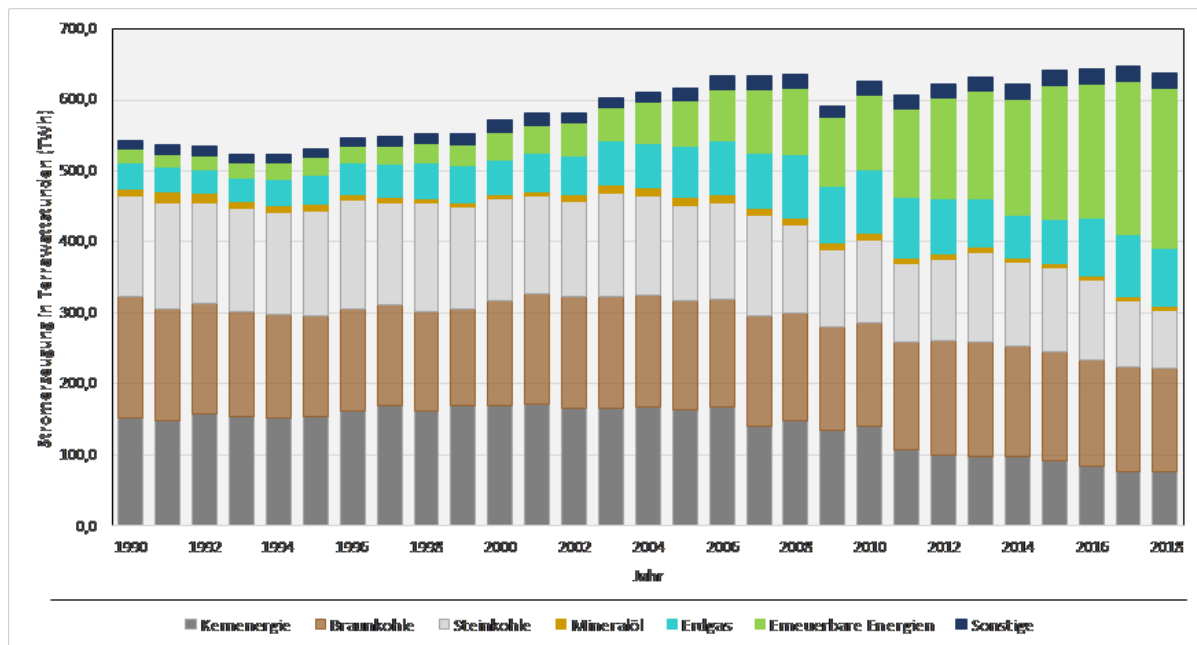
Um die Auswirkungen auf den Wasserhaushalt zu analysieren, ist die Betrachtung der Stromerzeugung und ihrer Entwicklung von Interesse. Andere Formen der Primärenergienutzung z. B. für Wärme oder den Verkehrssektor haben keinen Einfluss auf den Wasserhaushalt.

Ungefähr die Hälfte der gesamten Wasserentnahmen in Deutschland wurde 2016 durch die Energiewirtschaft genutzt. Der mit Abstand größte Teil wurde zur Kühlung von thermischen Kraftwerken eingesetzt.

2.2.1 Einsatz von Primärenergieträgern für die Stromerzeugung

Abbildung 3 zeigt die Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1990 bis 2018, aufgeschlüsselt nach Primärenergieträgern. Die Bruttostromerzeugung umfasst neben der von einem Kraftwerk an das Stromnetz abgegebenen Strommenge auch den im Kraftwerk selbst genutzten elektrischen Eigenbedarf eines Kraftwerks.

Abbildung 3: Bruttostromerzeugung nach Energieträgern in Deutschland von 1990 bis 2018



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Daten von AGEb (2020b)

Die Primärenergieträger Kernenergie, Braunkohle und Steinkohle werden in der Energiewirtschaft überwiegend zur Stromerzeugung genutzt. Die zeitliche Entwicklung der zugehörigen Stromerzeugung entspricht ungefähr der in Abbildung 2 beschriebenen Entwicklung des jeweiligen Primärenergieeinsatzes in der Energiewirtschaft. Aufgrund unterschiedlicher Wirkungsgrade bei der Verstromung von Kernenergie, Braunkohle und Steinkohle weichen die Anteile an der Stromerzeugung gegenüber den Anteilen beim Primärenergieeinsatz ab. Aufgrund von tech-

nischen Entwicklungen und Modernisierungen des Kraftwerksparks steigt zwischen 1990 und 2018 der durchschnittliche Wirkungsgrad von Braunkohle- und Steinkohlekraftwerken.

Der Anteil der Stromerzeugung auf Basis von Mineralölen ist sehr gering. Der Anteil der Stromerzeugung auf Basis von Gasen hat von 1990 bis 2007 zugenommen, der Anteil ist dann ab etwa 2008 auf einem ähnlichen Niveau geblieben.

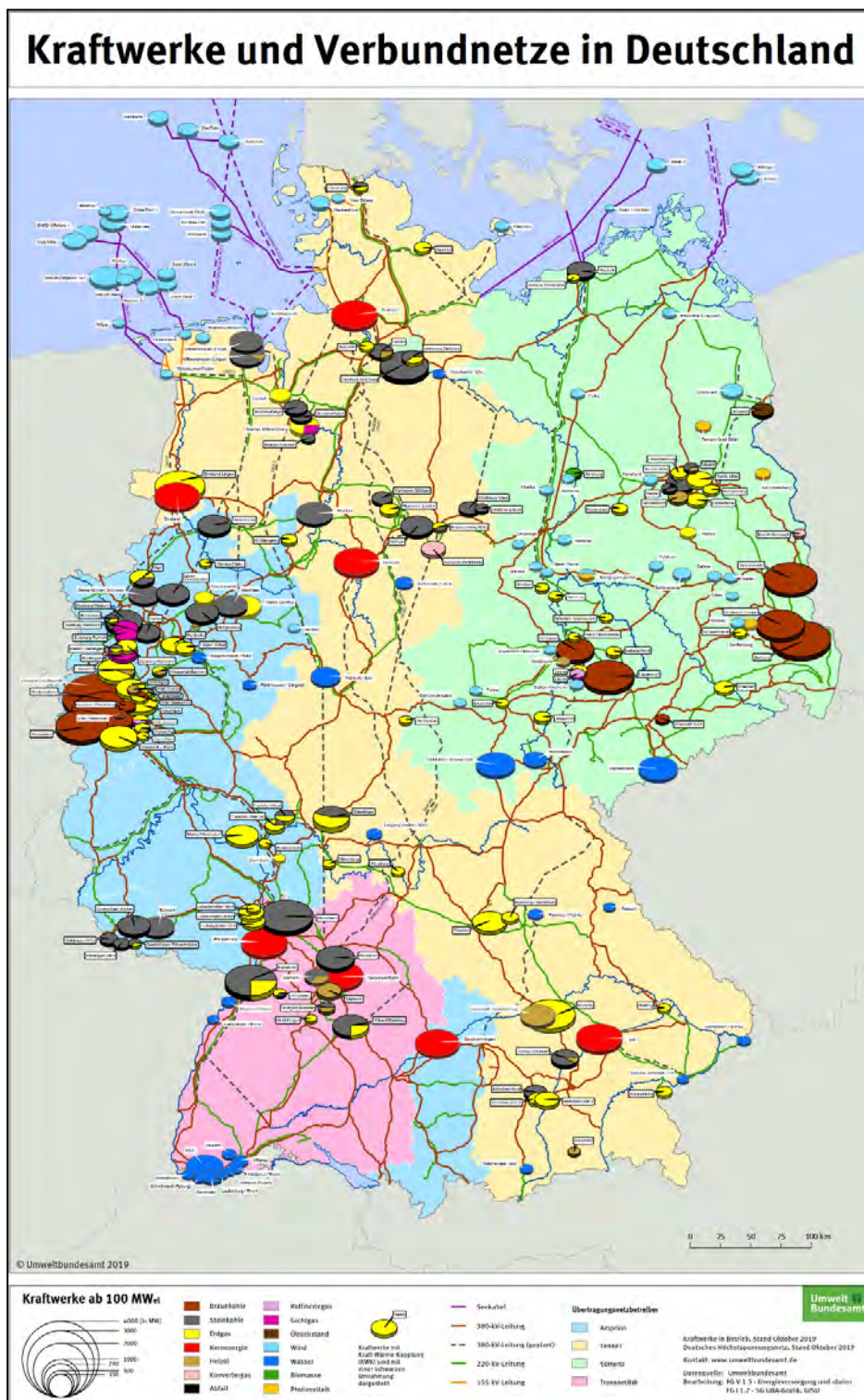
Anders als bei fossilen Energieträgern und bei Kernenergie entspricht bei Wasserkraftanlagen, Windenergieanlagen und PV-Anlagen die erzeugte Strommenge der bilanzierten Primärenergiemenge. Es fallen keine Umwandlungsverluste an und der Anteil dieser Erneuerbaren Energieträger bei der Stromerzeugung ist deshalb wesentlich höher als der entsprechende Anteil beim Primärenergieverbrauch in Abbildung 2.

Unter Sonstigen Energieträgern sind Industrieabfälle und 50 % des Hausmülls zusammengefasst. In den hier gezeigten Darstellungen und Zahlenwerten wurde die Stromerzeugung durch den Pumpspeicherbetrieb von Pumpspeicherkraftwerken herausgerechnet.

2.2.2 Bestand an Kraftwerken und Anlagen zur Stromerzeugung

Kraftwerke und Anlagen zur Stromerzeugung ab einer Stromerzeugungsleistung von 100 MW werden in Deutschland in mehreren Datenbanken erfasst. Für die vorliegende Studie wurde vom Umweltbundesamt eine Übersicht von Kraftwerken und Stromerzeugungsanlagen als Basis für die hier vorgenommenen Abschätzungen zur Verfügung gestellt (UBA 2019a). Die Aufstellung umfasst Kraftwerke in Deutschland (Stand Mitte 2019) mit mindestens 100 MW Leistung. Abbildung 4 zeigt eine Karte mit den zugehörigen Kraftwerken und Verbundnetzen (UBA 2019b).

Abbildung 4: Kraftwerke und Verbundnetze in Deutschland



Quelle: UBA 2019b

Die nachfolgende Tabelle 3 zeigt einen beispielhaften Ausschnitt der zugehörigen Kraftwerksdatenbank. Dieser enthält für jeden Kraftwerksblock eine eindeutige Bezeichnung (z.B. Standort und Blockkennung), Kenndaten wie die elektrische Bruttoleistung und die maximale Fernwärmeauskopplung, Inbetriebnahmejahr, Anlagenart und den verwendeten Primärenergieträger.

Tabelle 3: Ausschnitt aus der UBA Kraftwerksdatenbank (UBA 2019a)

Kraftwerk	PLZ	Standort	Elektrische Bruttoleistung (MW)	Fernwärmelieferleistung (MW)	Inbetriebnahme (Ertüchtigung)	Anlagenart	Primärenergieträger
Grevenbroich - Neurath A	41517	Grevenbroich	312,0		1972	DKW	Braunkohle
Grevenbroich - Neurath B	41517	Grevenbroich	312,0		1972	DKW	Braunkohle
Grevenbroich - Neurath C	41517	Grevenbroich	312,0		1973	DKW	Braunkohle
Grevenbroich - Neurath D	41517	Grevenbroich	644,0	4,5	1975	DKW	Braunkohle
Grevenbroich - Neurath E	41517	Grevenbroich	644,0	4,5	1976	DKW	Braunkohle
Niederaußem E	50129	Bergheim	315,0		1970	DKW	Braunkohle
Niederaußem F	50129	Bergheim	320,0		1971	DKW	Braunkohle
Weisweiler G (6)	52249	Eschweiler	630,0	91,5	1974	DKW	Braunkohle
Weisweiler H (7)	52249	Eschweiler	625,0	91,5	1975	DKW	Braunkohle
Buschhaus (Helmstedt)	38350	Helmstedt	405,0		1985	DKW	Braunkohle

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Daten vom Umweltbundesamt (UBA 2019a)

2.3 Entwicklung der Wassernutzung durch die Energiewirtschaft

Wie in Kapitel 1 beschrieben betragen die durch die Energiewirtschaft 2016 genutzten Wassermengen mehr als 50 % der gesamten entnommenen Wassermengen in Deutschland. Diese werden zum überwiegenden Teil als Kühlwasser von Kraftwerken genutzt (DESTATIS 2018). Tabelle 4 zeigt einen Vergleich der langjährigen Entwicklung der Stromerzeugung und der Wassernutzung durch die Energiewirtschaft aufgeschlüsselt nach Primärenergieträgern. Seit 1991 hat die Wassernutzung durch die Energiewirtschaft stark abgenommen. Im gleichen Zeitraum hat der Stromverbrauch in Deutschland leicht zugenommen.

Tabelle 4: Entwicklung Stromerzeugung und Wassernutzung für Energiewirtschaft

Jahr	Kernenergie	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Mineralöl	Sonstige	Erneuerbare	Wassernutzung Energiewirtschaft
	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	Mio m³ pro Jahr
1991	147	158	150	36	15	13	17	31256
1995	154	143	147	41	9	12	25	30017

Jahr	Kern- energie	Braun- kohle	Stein- kohle	Erdgas	Mineral- öl	Sonstige	Erneuer- bare	Wasser-nutzung Energiewirtschaft
1998	162	139	153	51	7	14	26	28239
2001	171	155	138	56	6	17	39	26554
2004	167	158	141	63	11	15	57	23851
2007	141	155	142	78	10	20	89	21006
2010	141	146	117	89	9	20	105	21751
2013	97	161	127	68	7	20	152	14195
2016	85	150	112	81	6	22	190	13211

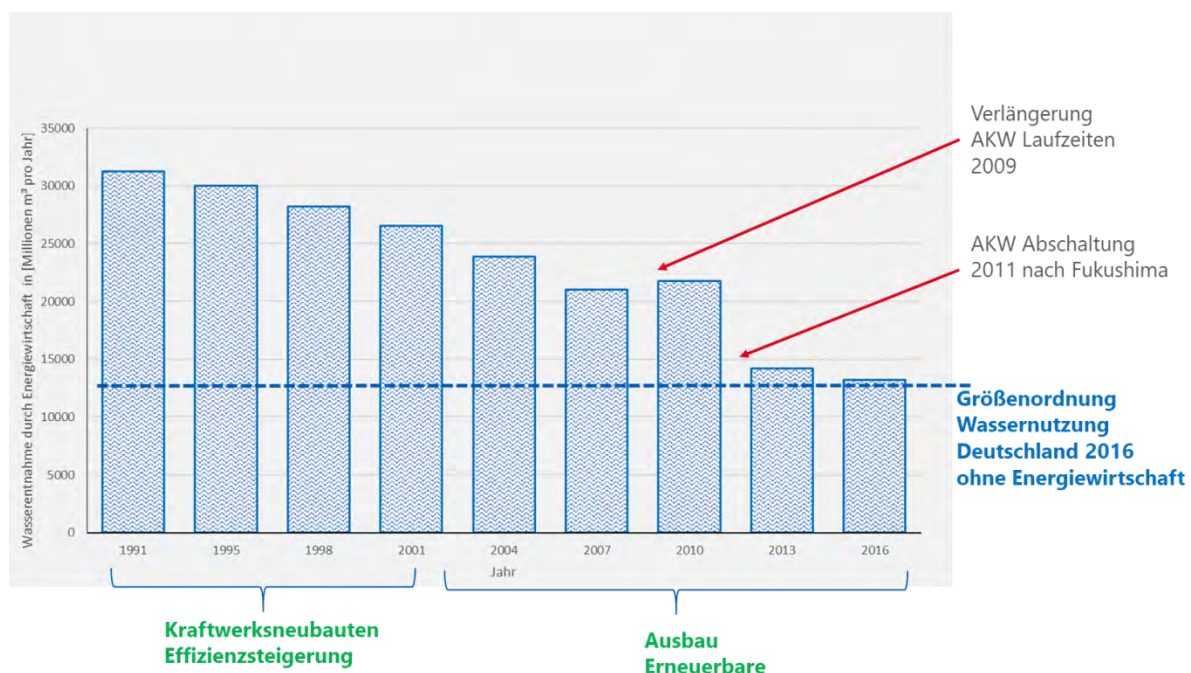
Eigene Darstellung basierend auf Daten von (DESTATIS 2018) und (AGEB 2020b)

Im Zeitraum nach 1990 erfolgten umfangreiche Modernisierungen des Kraftwerksparks, die zu einer Verringerung des Wasserbedarfs führten, siehe auch Kapitel 5.2.4.1. Ein erheblicher Teil der Abnahme der Wassernutzung durch die Energiewirtschaft lässt sich durch Substitution oder Modernisierung alter Kohlekraftwerke erklären.

Zwischen 2010 und 2013 erfolgte eine sehr starke Abnahme der Wassernutzung. Diese erklärt sich zu großen Teilen durch die Abschaltung von zahlreichen Kernkraftwerken nach der Katastrophe von Fukushima 2011. Die Größenordnung der Reduktion bestätigt den abgeschätzten sehr hohen Bedarf an Kühlwasser für Kernkraftwerke mit Durchlaufkühlung.

In den letzten Jahren gab es einen starken Ausbau von Erneuerbaren Energien und dadurch auch eine teilweise Verdrängung von thermischer Stromerzeugung. Diese erklärt einen Teil des Rückgangs der Wassernutzung und des Kühlwasserbedarfs in den letzten Jahren.

Abbildung 5: Zeitliche Entwicklung der Wasserentnahme durch die Energiewirtschaft



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Daten von (DESTATIS 2018) und (AGEB 2020b)

Abbildung 5 zeigt die zeitliche Entwicklung der Wasserentnahmen durch die Energiewirtschaft entsprechend der amtlichen Statistik seit 1991. Von 1991 bis ca. 2001 gab es nach der Wiedervereinigung zahlreiche Kraftwerksneubauten und Effizienzsteigerungen. Im Zeitraum ab 2001 wirkt sich der Zubau aus Erneuerbaren Energien aus. Im Diagramm deutlich erkennbar ist eine starke Abnahme der Wasserentnahme 2007 (Ausbau von Erneuerbaren), eine Zunahme der Wasserentnahmen 2010 (Verlängerung von AKW Laufzeiten 2009) und die sehr starke Abnahme 2013 (AKW-Abschaltungen nach Fukushima). Die blau gestrichelte Linie mit ca. 12,5 Milliarden Kubikmeter Wasser verdeutlicht die Größenordnung der Wassernutzung durch die Energiewirtschaft 2016. Die historische Entwicklung zeigt, dass die von der Energiewirtschaft genutzte Wassermengen seit 1990 stark abgenommen haben und 2016 nur noch in einer Größenordnung von 40 % der 1990 genutzten Wassermengen liegen.

Die Daten zu den Wasserentnahmen von 2016 bestätigen diesen Trend für die meisten Flussgebiete. Er ist aber nicht einheitlich, sondern zeigt regionale Unterschiede. Beispielsweise ist der Kühlwasserbedarf in der Flussgebietseinheit Rhein leicht gesunken gegenüber 2013, eine deutliche Reduzierung ist in der FGE Weser erkennbar. Angestiegen ist die für Kühlzwecke eingesetzte Wassermenge hingegen in den Flussgebietseinheiten Elbe und Oder. Dies lässt sich durch Veränderungen des Kraftwerksbestands oder veränderte Betriebsführungen für die bestehenden Kraftwerke erklären.

Die Daten des Statistischen Bundesamts zur Wasserwirtschaft 2016 (DESTATIS 2018) schlüsseln den hohen Bedarf zur Kühlung von Kraftwerken auf. Die hier vorgenommenen Abschätzungen stimmen mit den Größenordnungen der Erhebung des Statistischen Bundesamtes überein und zeigen, dass der Wasserbedarf im Zusammenhang mit der Kühlung von thermischen Großkraftwerken, insbesondere der von Kernkraftwerken und Kohlekraftwerken mit Durchlaufkühlung einen dominierenden Einfluss auf die erhobenen Wassermengen hat.

Deshalb liegt ein Schwerpunkt der nachfolgenden Betrachtungen bei dem zukünftigen Kühlwasserbedarf thermischer Kraftwerke. Aus einem angenommenen starken Ausbau von Erneuerbaren Energien ergibt sich als zweiter Schwerpunkt die Frage, ob dieser Ausbau der Erneuerbaren Energien einen hohen Wasserbedarf nach sich zieht.

3 Case Studies - Zukünftige Entwicklung von Energieerzeugung und Wasserentnahmen

Katja Bunzel, Armin Gauß, Rita Keuneke, Helen Kollai

Die zukünftige Entwicklung der Stromerzeugung und die daraus resultierenden Auswirkungen auf den Wasserhaushalt, insbesondere auf Wasserentnahmen und Änderungen der Gewassertemperatur wurden in Case Studies abgeschätzt.

Für die Festlegung der Case Studies wurde in einem ersten Schritt abgeschätzt, welche Einflussgrößen sich besonders auf die Ergebnisse, in diesem Fall auf den Wasserhaushalt auswirken. Die Ergebnisse aus Kapitel 0 und 5 zeigen, dass die Wassermengen im Zusammenhang mit dem Betrieb und der Kühlung thermischer Kraftwerke um Größenordnungen höher liegen als die, die für die Erneuerbaren Energien genutzt werden.

Als Zeithorizonte für die Case Studies wurden 2017, 2025, 2040 und 2050 festgelegt.

3.1 Entwicklung der Stromerzeugung aus thermischen Kraftwerken

Für 2025 wurde ein Case Study entsprechend dem Kohleausstieg (Gesetzentwurf vom 29.01.2020, BMWI 2020) festgelegt und in der Kraftwerksdatenbank hinterlegt. Soweit Festlegungen in dem Entwurf noch nicht kraftwerksscharf erfolgt sind, wurden diese ergänzt unter der Annahme, dass die Kraftwerke mit dem schlechtesten Wirkungsgrad bzw. die ältesten Kraftwerke zuerst abgeschaltet werden. Angesichts der hohen Dynamik von Änderungen und Unsicherheiten bzgl. der weiteren Entwicklungen bis 2025 entsprechen die Annahmen zur Kraftwerksabschaltung der Kohlkraftwerke nach unserer Einschätzung den aktuell bestmöglichen. Die Auswirkungen von anderen Stromerzeugungsanlagen auf den Wasserhaushalt sind deutlich geringer und die Auswirkungen z. B. von Gaskraftwerken 2025 mit noch höheren Unsicherheiten behaftet, da es kein Ausstiegsszenario für Gaskraftwerke gibt. Die Größenordnung des durch die Abschaltung von Kohle- und Kernkraftwerken bedingten Rückgangs der Wassernutzung kann unter den angegebenen Annahmen relativ gut abgeschätzt werden, ist aber aufgrund der Datenlage bzgl. des Kühlbetriebs mit Unsicherheiten behaftet.

Die Case Studies für 2040 und 2050 entsprechen sich. Bei beiden wird angenommen, dass keine Kohle- und keine Kernkraftwerke mehr in Betrieb sind. Die Auswirkungen von anderen Stromerzeugungsanlagen auf den Wasserhaushalt sind deutlich geringer und die Auswirkungen z. B. von Gaskraftwerken 2040 mit noch höheren Unsicherheiten behaftet. Die Größenordnung des durch die Abschaltung von Kohle und Kernkraftwerken bedingten Rückgangs der Wassernutzung kann unter den angegebenen Annahmen dabei noch relativ gut abgeschätzt werden.

Die Definitionen der Case Studies wurden in der Kraftwerksdatenbank implementiert. Tabelle 5 zeigt einen Ausschnitt der Kraftwerksdatenbank mit Festlegungen der Case Studies für Kraftwerke im Einzugsbereich der Elbe. Die Definitionen der Case Studies erfolgten ausschließlich für relevante Kraftwerke mit hohem Kühlwasserbedarf, insbesondere für Kohle- und Kernkraftwerke.

Im rechten Bereich der Tabelle sind Kraftwerkskonfigurationen für das Basisjahr 2017 (Basis 2017), für 2025 (Case Study 2025 inkl. Ergebnisse des Gesetzesentwurfs zum Kohleausstieg vom 29.01.2020), und für 2040 (Case Study 2040) aufgeführt. Die Abschaltung von Kraftwerken wurde jeweils mit Stilllegung und dem Jahr bzw. der Zeitspanne der Stilllegung gekennzeichnet. Case Study 2050 entspricht Case Study 2040 und wird deshalb nicht separat aufgeführt.

Tabelle 5: Definitionen der Case Studies - Festlegungen für Kraftwerke im Einzugsgebiet der Elbe

Kraftwerk	Elektrische Bruttoleistung (MW)	Inbetriebnahme (<i>Ertüchtigung</i>)	Primärenergieträger	Case Study 2025 ohne AKW mit Kohleausstieg	Case Study 2040 = 2050 ohne AKW ohne Kohlekraftwerke	Basis 2017
Berlin-Moabit A	100,0	1969 (1990)	Steinkohle	Stilllegung - Baujahr vor 1985	Stilllegung - Baujahr vor 1985	Stilllegung - Baujahr vor 1985
Berlin-Reuter C	132,0	1969	Steinkohle	Stilllegung - Baujahr vor 1985	Stilllegung - Baujahr vor 1985	Stilllegung - Baujahr vor 1985
Berlin-Reuter-West D	300,0	1987	Steinkohle	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant
Berlin-Reuter-West E	300,0	1988	Steinkohle	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant
Boxberg N	500,0	1979 (1993)	Braunkohle	in Betrieb	Stilllegung 2025 - 2038	in Betrieb
Boxberg P	500,0	1980 (1994)	Braunkohle	in Betrieb	Stilllegung 2025 - 2038	in Betrieb
Jänschwalde A	535,0	1981 (1996)	Braunkohle	in Betrieb	Stilllegung 2025 - 2038	in Betrieb
Hamburg-Moorburg A	827,0	2015	Steinkohle	in Betrieb	Stilllegung 2025 - 2038	in Betrieb
Hamburg-Moorburg B	827,0	2015	Steinkohle	in Betrieb	Stilllegung 2025 - 2038	in Betrieb
Hamburg-Tiefstack HKW	205,0	1993	Steinkohle	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant
Jänschwalde B	535,0	1982 (1996)	Braunkohle	in Betrieb	Stilllegung 2025 - 2038	in Betrieb
Jänschwalde C	535,0	1984 (1996)	Braunkohle	in Betrieb	Stilllegung 2025 - 2038	in Betrieb
Jänschwalde D	535,0	1985 (1996)	Braunkohle	in Betrieb	Stilllegung 2025 - 2038	in Betrieb
Jänschwalde E	535,0	1987 (1996)	Braunkohle	Stilllegung vor 2025	Stilllegung 2025 - 2038	in Betrieb
Jänschwalde F	535,0	1989 (1996)	Braunkohle	Stilllegung vor 2025	Stilllegung 2025 - 2038	in Betrieb
Schkopau A	490,0	1996	Braunkohle	in Betrieb	Stilllegung 2025 - 2038	in Betrieb
Schkopau B	490,0	1996	Braunkohle	in Betrieb	Stilllegung 2025 - 2038	in Betrieb
Schwarze	800,0	1997	Braunkohle	in Betrieb	Stilllegung	in Betrieb

Kraftwerk	Elektrische Bruttoleistung (MW)	Inbetriebnahme (Ertüchtigung)	Primärenergieträger	Case Study 2025 ohne AKW mit Kohleausstieg	Case Study 2040 = 2050 ohne AKW ohne Kohlekraftwerke	Basis 2017
Pumpe A					2025 - 2038	
Schwarze Pumpe B	800,0	1998	Braunkohle	in Betrieb	Stilllegung 2025 - 2038	in Betrieb
Boxberg Q	907,0	2000	Braunkohle	in Betrieb	Stilllegung 2025 - 2038	in Betrieb
Boxberg R	675,0	2012	Braunkohle	in Betrieb	Stilllegung 2025 - 2038	in Betrieb
Chemnitz Nord II C/30	100,0	1990 (2010)	Braunkohle	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant
Lippendorf R	933,6	2000	Braunkohle	in Betrieb	Stilllegung 2025 - 2038	in Betrieb
Lippendorf S	933,6	2000	Braunkohle	in Betrieb	Stilllegung 2025 - 2038	in Betrieb
Wedel 1	151,0	1988 (1993)	Steinkohle	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant
Wedel 2	138,7	1989 (1993)	Steinkohle	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant

Quelle: eigene Darstellung nach (UBA 2019a), ergänzt

Eine detaillierte Analyse der Abschätzungen und Szenarien mit Auswirkungen auf den Wasserhaushalt erfolgt in den Kapiteln 6 und 7.

Im Rahmen der mittel- und langfristigen Netzentwicklungsplanung der Stromnetze (NEP) veröffentlicht die Bundesnetzagentur Szenarien und darauf abgestimmte Netzentwicklungspläne. Im Rahmen der Studie erfolgte eine Plausibilisierung von hier verwendeten Szenarien und Kraftwerksdaten im Hinblick auf die für Netzentwicklungspläne definierten Szenariorahmen für 2025 (BNetzA 2019a), für den Zeitraum 2017 - 2030 (BNetzA 2019b) und für den Zeitraum 2019 - 2030 (BNetzA 2019c). Die für diese Studie festgelegten Case Studies dienen der Abschätzung von Auswirkungen auf den Wasserhaushalt und sind bezüglich der Detaillierung nicht mit Szenarien für die Netzentwicklungspläne vergleichbar. Spezifisch für diese Studie getroffene Annahmen, zum Beispiel zum Kohleausstieg bei der Stromerzeugung in Deutschland, können von Annahmen der Netzentwicklungspläne abweichen.

Das Bundesamt für die Sicherheit der nuklearen Entsorgung beschreibt in BASE (2020a und 2020b) Randbedingungen und Termine für die Abschaltung der deutschen Kernkraftwerke und den aktuellen Stand von Betriebsgenehmigungen und Reststrommengen. Aufgrund der Katastrophe von Fukushima 2011 beschloss die Bundesregierung am 14. März 2011, alle deutschen Atomkraftwerke, die bis einschließlich 1980 in Betrieb gegangen waren, vom Netz zu nehmen und herunterzufahren. Davon betroffen waren die Atomkraftwerke Biblis A, Biblis B, Brunsbüttel, Isar 1, Neckarwestheim 1, Unterweser und Philippsburg 1. Das Atomkraftwerk Krümmel war zu diesem Zeitpunkt bereits vom Netz. Das danach geänderte Atomgesetz trat am 6. August 2011 in Kraft. Dadurch erlosch zu diesem Zeitpunkt die Berechtigung zum Leistungsbetrieb für die acht bereits aus dem Leistungsbetrieb genommenen Atomkraftwerke. Für die noch in Betrieb

befindlichen Atomkraftwerke wurden feste Abschalttermine im Atomgesetz festgelegt. Diese werden in den festgelegten Szenarien berücksichtigt.

3.2 Szenarien zum Ausbau der Erneuerbaren Energien

Mit einer Treibhausgasminderung in verschiedenen Sektoren bis 2030 und einer „weitestgehenden Treibhausgasneutralität“ bis 2050 drückt die Bundesregierung im Klimaschutzplan ihre Ambitionen zum Beitrag Deutschlands zur Begrenzung der Erderwärmung gemäß Übereinkommen von Paris aus (UBA 2010, BMU 2019). Die UBA-Studie „Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität – RESCUE“ stellt sechs verschiedene Szenarien vor, die Lösungsräume zum Erreichen dieser Ziele aufzeigen (UBA 2019c). Mit den Szenarien GreenLate und GreenSupreme (GreenSzenarien) stehen sich zum einen ein Szenario mit eher geringen Effizienzsteigerungen und Energieeinsparungen sowie verzögertem Erneuerbare Energien Ausbau und zum anderen ein sehr ambitioniertes Szenario mit schnellen und effizienten Ausbaupfaden gegenüber. Die Entwicklungspfade dieser beiden Szenarien werden daher als Basis für die Abschätzungen in der vorliegenden Studie verwendet. Sie decken eine große Bandbreite möglicher Zukunftsbilder ab. Szenarien übergreifend stellen Windenergie an Land und Photovoltaik die Hauptsäulen der zukünftigen nationalen Energieversorgung dar.

Neben den in dieser Studie verwendeten Szenarien der RESCUE-Studie existieren weitere mögliche Zukunftsmodelle. Eine Metastudie anderer Szenariostudien präsentieren z. B. Elsner et al. (2015).

3.3 Wasserbedarf Power-to-Gas

Die Umsetzung der in UBA (2019a) genannten Entwicklungspfade mit einem stark vergrößerten Anteil fluktuierender Energiequellen erfordert effiziente Speichertechnologien. Hierfür wird vor allem Power-To-Gas vorgesehen. Mit dieser Technologie wird der Strom durch Elektrolyse in Wasserstoff (bzw. Methan) umgewandelt und in bestehenden Gasinfrastrukturen gespeichert, transportiert und bedarfsgerecht wieder bereitgestellt.

Im Jahr 2050 wird gemäß UBA (2019a) ein Endenergiebedarf an Wasserstoff von 97 TWh in Deutschland benötigt. Nach UBA (2012) werden für die Erzeugung von 1 m³ Wasserstoff etwa 0,8 bis 1 l Wasser bzw. für 1 MWh Wasserstoff werden mindestens 226–283 l Wasser benötigt. IWES (2011) gibt an, dass für die Speicherung von 1 GWh Strom etwa 200 m³ Wasser benötigt. Für einen Endenergiebedarf von 97 TWh/a sind demnach rein rechnerisch 20 - 24 Mio. m³/a Wasser oder, bei Dauerbetrieb (8.760 h/a) der Elektrolyseanlagen, 2.200 bis 2.800 m³/h erforderlich. Dieses Wasser sollte mindestens Trinkwasserqualität aufweisen. In der Synthese von Methan und der Verbrennung von Methan entsteht zudem wieder Wasserdampf, womit der Wasserkreislauf geschlossen ist.

Weiterhin ist heute noch nicht geklärt, ob bei einem Einsatz von Power-to-Gas große Kapazitäten in Deutschland aufgebaut werden oder ob Anlagen in klimatisch vorteilhafteren Regionen betrieben werden. Aufgrund der aktuell hohen Unsicherheiten bzgl. einer konkreten zukünftigen Entwicklung werden deshalb Power-to-Gas Anlagen in den betrachteten Szenarien nicht berücksichtigt.

3.4 Auswirkungen des Klimawandels auf den Abfluss

Den Kühlwasserbedarf decken Kraftwerke hauptsächlich über Entnahmen aus Fließgewässern. Im Falle von Durchlaufkühlungen wird das erwärmte Wasser wieder direkt eingeleitet. Die Temperaturbelastung kann dann kritisch werden, wenn das Gewässer in Niedrigwasserphasen wenig Wasser führt und die Wassertemperaturen jahreszeitbedingt hoch sind. Durch den Kli-

mawandel ist zu befürchten, dass neben den erwarteten Temperaturerhöhungen auch Niedrigwasserphasen häufiger auftreten und länger anhalten. Sollten kritische Kombinationen öfter auftreten, können daraus Restriktionen für den Kraftwerksbetrieb erwachsen. Im Folgenden wird daher auf die erwartete Entwicklung der Abflüsse und der Temperaturen (s. Kapitel 3.5) am Beispiel der Einzugsgebiete für Rhein, Elbe und Donau eingegangen, für die auch der Einfluss der Kraftwerkskühlung flussgebietsbezogen untersucht wurde.

Das natürliche Abflussgeschehen der Fließgewässer wird im deutlich überwiegenden Teil Deutschlands von Regenfällen bestimmt. In der warmen Jahreszeit spielt zudem die Höhe der Verdunstung eine Rolle. Dadurch treten hohe Mittelwasserabflüsse im Winter und im zeitigen Frühjahr auf, niedrige Abflüsse hingegen im Spätsommer und Herbst. Vor allem im Süden Deutschlands ist für das Abflussgeschehen neben dem Regen auch die winterliche Schneebedeckung entscheidend. Da der Niederschlag in den alpin geprägten Einzugsgebieten der großen Flüsse wie beispielsweise von Iller, Isar, Lech und Inn im Winter in Form von Schnee angesammelt wird, treten in dieser Jahreszeit die geringsten Abflüsse auf. Aufgrund der Schneeschmelze im Frühjahr und Frühsommer, die häufig zusätzlich von Regenfällen begleitet wird, kommt es zu einem Abflussmaximum in der Jahresmitte. Man spricht in diesem Falle von einem nivalen Abflussregime. Neben den Niederschlägen spielt zudem das Relief der Einzugsgebiete eine wichtige Rolle und ist entscheidend dafür, wie schnell die Niederschläge tatsächlich abflusswirksam werden.

Ändern sich infolge des Klimawandels die Niederschlags- und Temperaturverhältnisse, so wird sich dies auch im Abflussgeschehen niederschlagen. Auswirkungen können sich sowohl bei der Menge des insgesamt abfließenden Wassers als auch bei der jahreszeitlichen Verteilung des Abflusses ergeben. (UBA 2019d)

In Deutschland existieren verschiedene Klimaszenarien zum zukünftigen Abflussgeschehen mit verschiedenen Zielsetzungen. In GLOWA ist die Entwicklung von Strategien für eine nachhaltige und vorausschauende Bewirtschaftung von Wasser im regionalen Maßstab unter Berücksichtigung globaler Umweltveränderungen und sozio-ökonomischer Randbedingungen das Ziel. In Deutschland wurden die Elbe und die Donau untersucht (Rieland, 2004). Das Projekt WASKlim unterstützt die Entwicklung der nationalen deutschen Anpassungsstrategie an den Klimawandel und entwickelt Anpassungsstrategien an den Klimawandel für die Wasserwirtschaft und wasserabhängige Wirtschaftszweige. Hierzu wurden konkrete Anpassungsstrategien für drei Testgebiete (Oberlauf der Iller, Wupper, Salza/Wipper) erarbeitet (UBA 2010b).

In der vorliegenden Studie wurden für die Abschätzung der Entwicklung des Wasserhaushalts die Ergebnisse des Projektes KLIWAS (Nilson et al. 2014) verwendet. Der letzte veröffentlichte Stand ist von 2014. Das Projekt KLIWAS wird fortgeschrieben, so dass die hier verwendeten Werte ggf. von neueren Veröffentlichungen abweichen.

3.4.1 Änderungen im Rheineinzugsgebiet

Für das Rheineinzugsgebiet ist in dem im Projekt betrachteten Zeitraum (2021 – 2050) insgesamt mit höheren Abflüssen zu rechnen. Dabei ist im hydrologischen Winterhalbjahr (November bis April) mit einer Zunahme um bis zu 25 %, im Sommerhalbjahr (Mai bis Oktober) sind in der Regel Veränderungen um +/- 10 % möglich, siehe auch Abbildung 6.

Die Niedrigwasserabflüsse (NMQ7) zeigen überall dort eine zunehmende Tendenz, wo heute Einflüsse des Schneeregimes vorherrschen. Hier führen die höheren winterlichen Direktabflüsse zu weniger intensiven Niedrigwassersituationen. Insgesamt betragen die Zunahmen 10 % oder weniger. Außerhalb des Einflussbereichs des Schneeregimes (z. B. an den Pegeln der Mittelge-

birgsflüsse Neckar und Mosel) vermitteln die Szenarienkorridore ein indifferentes Bild (+/- 10 %). Ausnahme ist hier der Pegel Würzburg (Main) der überwiegend steigende Niedrigwasserabflüsse zeigt (0 bis +15 %) (Nilson et al. 2014).

Abbildung 6: Szenarienkorridore für die mittleren jährlichen und halbjährlichen Abflüsse (MQ) sowie die Niedrigwasserabflüsse (NM7Q) an ausgewählten Pegeln im Rheineinzugsgebiet

Parameter	Pegel	Beobachtung (1961-1990)	Beobachtung (1981-2010)	Nahe Zukunft (2021-2050)	Ferne Zukunft (2071-2100)
		[m³/s]	[%]	[%]	[%]
MQ Hydrologisches Jahr (Nov.-Okt.)	Basel	1065	+1.4	-5 bis +5	-10 bis +10
	Maxau	1255	+2.1	0 bis +5	-15 bis +15 (*)
	Worms	1427	+2.2	0 bis +10	-15 bis +10
	Kaub	1710	+2.4	0 bis +10	-10 bis +15
	Köln	2189	+1.2	0 bis +15	-10 bis +20 (*)
	Rees	2370	+0.8	0 bis +10	-5 bis +20
	Rockenau (Neckar)	137	+7.1	0 bis +20	-5 bis +30 (*)
	Würzburg (Main)	112	+14.1	0 bis +15	0 bis +30 (*)
	Trier (Mosel)	288	+3.5	-5 bis +10	-5 bis +10
MQ Hydrologischer Winter (Nov.-Apr.)	Basel	884	+4.2	0 bis +15	0 bis +25
	Maxau	1130	+5.5	+5 bis +15	+5 bis +30
	Worms	1344	+5.7	+5 bis +15	+5 bis +30
	Kaub	1706	+6.0	+5 bis +20	0 bis +30 (*)
	Köln	2380	+4.3	+5 bis +20	+5 bis +30
	Rees	2607	+4.0	+5 bis +20	0 bis +30 (*)
	Rockenau (Neckar)	170	+10.2	+5 bis +25	0 bis +40 (*)
	Würzburg (Main)	146	+15.3	+5 bis +20	+5 bis +40 (*)
	Trier (Mosel)	410	+7.1	0 bis +15	+5 bis +25
MQ Hydrologischer Sommer (Mai-Okt.)	Basel	1248	-1.4	-10 bis +5	-30 bis -10
	Maxau	1385	-1.6	-10 bis +10 (a)	-30 bis -10
	Worms	1511	-1.7	-10 bis +10	-25 bis -10
	Kaub	1712	-1.8	-10 bis +10 (a)	-25 bis -10
	Köln	1996	-3.4	-10 bis +10	-25 bis -5
	Rees	2134	-4.2	-10 bis +10	-25 bis -5
	Rockenau (Neckar)	103	+1.4	-10 bis +10	-30 bis +5 (*)
	Würzburg (Main)	78	+12.0	-5 bis +15	-15 bis +25 (*)
	Trier (Mosel)	166	-7.0	-15 bis +10	-35 bis +10 (*)
Parameter	Pegel	Beobachtung (1961-1990)	Beobachtung (1981-2010)	Nahe Zukunft (2021-2050)	Ferne Zukunft (2071-2100)
		[m³/s]	[%]	[%]	[%]
NM7Q Wasserhaushaltsjahr (Apr.-Mrz.)	Basel	519	+4.90	-5 bis +10	-10 bis +10
	Maxau	635	+6.6	0 bis +10	-10 bis +5
	Worms	705	+6.6	-5 bis +10	-10 bis +0
	Kaub	827	+7.2	-5 bis +10	-15 bis +0
	Köln	1009	+4.8	-5 bis +10	-15 bis +5
	Rees	1119	+4.7	-5 bis +10	-20 bis +5
	Rockenau (Neckar)	44	+6.1	-15 bis +15	-35 bis -5
	Würzburg (Main)	40	+24.6	0 bis +15	-10 bis +10
	Trier (Mosel)	64	-5.3	-20 bis +5	-50 bis -20

Quelle: Nilson et al. 2014

3.4.2 Änderungen im Elbeeinzugsgebiet

Im Elbeeinzugsgebiet ist für den mittleren jährlichen Abfluss (MQ) mit leichten Änderungen im Bereich zwischen -10 % bis +15 % zu rechnen. Die mittleren Winterabflüsse (MQ, Nov.-Apr.) zeigen keine klaren Änderungstendenzen (an mehreren Pegeln +/-5 %). Hinsichtlich der mittleren Sommerabflüsse (MQ, Mai-Okt.) deutet eine Mehrheit der Projektionen auf eine Abnahme bis -15 % hin, jedoch gibt es an allen Pegeln auch mehrere Projektionen mit leicht positiver Tendenz (+5 %).

Die Niedrigwasserabflüsse (NM7Q) zeigen in der Zukunft keine klare Änderungstendenz. Die projizierten Werte streuen an den meisten Pegeln im Bereich von +/-10 %, siehe Abbildung 7 (Nilson et al. 2014).

Abbildung 7: Szenarienkorridore der mittl. jährlichen und halbjährlichen Abflüsse (MQ) sowie die Niedrigwasserabflüsse (NM7Q) an ausgewählten Pegeln im Elbeeinzugsgebiet

Parameter	Pegel	Beobachtung (1961-1990)	Beobachtung (1981-2010)	Nahe Zukunft (2021-2050)	Ferne Zukunft (2071-2100)
		[m³/s]	[%]	[%]	[%]
MQ Hydrologisches Jahr (Nov.-Okt.)	Brandys			-10 bis +15	-25 bis +5 (*)
	Dresden	331	+2.4	-10 bis +15	-25 bis +10 (*)
	Aken	453	-2.2	-10 bis +15	-20 bis +10 (*)
	Barby	571	-2.7	-5 bis +5 (a)	-20 bis +5
	Neu Darchau	730	-3.4	-5 bis +5	-20 bis +5
	Prag (Moldau)			-10 bis +15	-20 bis +5
	Louny (Eger)			-10 bis +15	-15 bis +5
	Calbe-Grizhne (Saale)	125	-5.2	-10 bis +10	-20 bis +5
	Rathenow (Havel)	92	-13.7	-5 bis +5	-25 bis +10 (*)
MQ Hydrologischer Winter (Nov.-Apr.)	Brandys			-5 bis +10	-20 bis +10
	Dresden	396	+7.0	-5 bis +10 (a)	-20 bis +15 (*)
	Aken	547	+1.8	-5 bis +5	-20 bis +15 (*)
	Barby	691	+1.3	-5 bis +5	-20 bis +10 (*)
	Neu Darchau	880	+1.2	-5 bis +5 (a)	-25 bis +10 (*)
	Prag (Moldau)			-15 bis +10	-20 bis +20 (*)
	Louny (Eger)			-10 bis +5	-15 bis +20 (*)
	Calbe-Grizhne (Saale)	152	-0.3	-10 bis +10	-30 bis +5 (*)
	Rathenow (Havel)	117	-10.8	-10 bis +5	-25 bis +10 (*)
MQ Hydrologischer Sommer (Mai-Okt.)	Brandys			-15 bis +5 (a)	-30 bis +5 (*)
	Dresden	271	-5.7	-15 bis +5 (a)	-30 bis 0 (*)
	Aken	365	-9.5	-15 bis +5	-30 bis -5
	Barby	459	-10.0	-10 bis +5	-30 bis -5
	Neu Darchau	589	-11.1	-15 bis +5	-20 bis 0
	Prag (Moldau)			-20 bis +5	-30 bis -5
	Louny (Eger)			-10 bis +10	-20 bis -5
	Calbe-Grizhne (Saale)	98	-12.7	-10 bis +5	-25 bis -5
	Rathenow (Havel)	69	-19.4	-15 bis +5	-20 bis +10 (*)
Parameter	Pegel	Beobachtung (1961-1990)	Beobachtung (1981-2010)	Nahe Zukunft (2021-2050)	Ferne Zukunft (2071-2100)
		[m³/s]	[%]	[%]	[%]
NM7Q Wasserhaushaltsjahr (Apr.-Mrz.)	Brandys			-15 bis +20 (*)	-30 bis 0 (*)
	Dresden	131	+0.8	-10 bis +10	-25 bis +5 (*)
	Aken	185	-2.8	-10 bis +15	-20 bis +5
	Barby	240	+0.3	-10 bis +10	-25 bis +5 (*)
	Neu Darchau	316	-6.0	-10 bis +20 (*)	-25 bis +5 (*)
	Prag (Moldau)			-10 bis +15	-30 bis +10 (*)
	Louny (Eger)			-10 bis +10	-30 bis 0
	Calbe-Grizhne (Saale)	57	-7.8	-10 bis +5	-25 bis 0
	Rathenow (Havel)	29	-36.6	-5 bis +15	-35 bis +10 (*)

Quelle: Nilson et al. 2014

3.4.3 Änderungen im Oberen Donaeinzugsgebiet

Für das Obere Donaeinzugsgebiet zeigen die Projektionen in dem im Vorhaben betrachteten Zeitraum (2021 – 2050) eine indifferente Situation mit Änderungen des Abflusses von – 10 % bis +5 %. Eine Ausnahme stellt der Pegel Donauwörth dar, bei dem eine Mehrzahl der Projektionen einen Rückgang der Wasserressourcen andeutet (-15 % bis 0 %). Nach dem derzeitigen Kenntnisstand ist somit bis zur Mitte des 21. Jahrhundert nicht mit einer generellen Verknappung der Wasserressourcen im Donaeinzugsgebiet zu rechnen. Aufgrund von Veränderungen der Wasserhaushaltsgrößen, insbesondere des Schneeregimes im alpinen Raum, der tatsächlichen Verdunstung und der saisonalen Verteilung der projizierten Niederschläge, ergeben sich jedoch Änderungen in der jahreszeitlichen Verteilung der Abflüsse.

Während für die mittleren Winterabflüsse keine klaren Veränderungen zu erkennen sind (-5 % bis +10 %), werden für die mittleren Sommerabflüsse durchweg Abnahmen projiziert (0 % bis -15 %/-20 %).

Mögliche Betroffenheiten könnten sich unter diesen Bedingungen in den Mittelgebirgsregionen ergeben. Dies zeigen auch die Ergebnisse zu den Niedrigwassersituationen (NMoMQ = niedrigster mittlerer Monatsabfluss). Hier werden Abnahmen von ca. -15 % bis 0 % prognostiziert. Nur im schneedominierten Inn-Einzugsgebiet könnten sich Niedrigwassersituationen aufgrund der beschriebenen Änderung des Abflussregimes (zunehmende Regenlastigkeit) weniger intensiv ausnehmen, siehe auch Abbildung 9 (Nilson et al. 2014).

3.5 Auswirkungen des Klimawandels auf die Gewässertemperatur

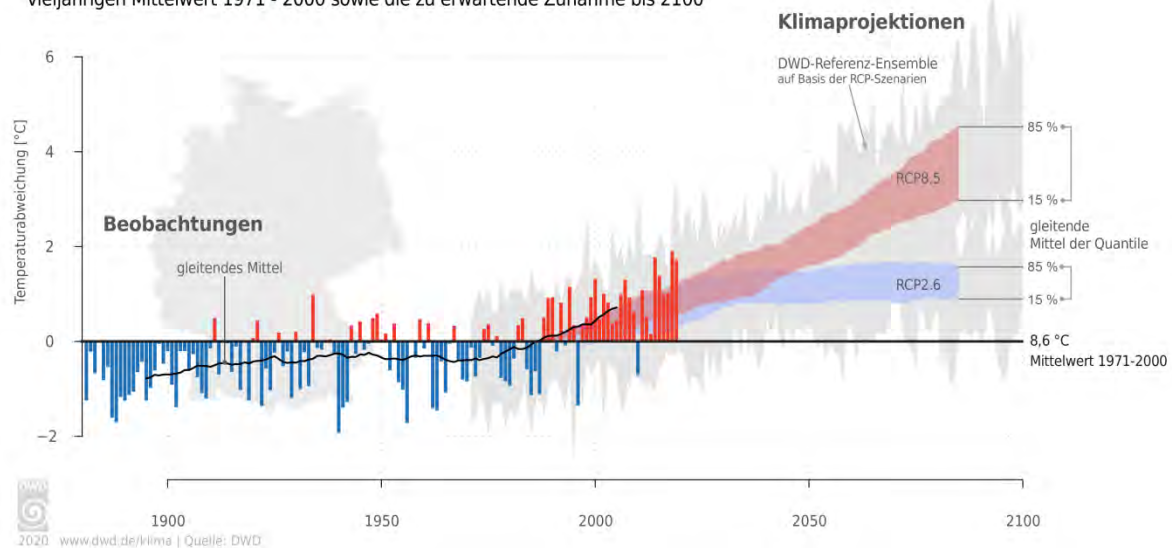
Der Deutsche Wetterdienst (DWD) hat am 17.03.2020 die aktuelle dekadische Klimavorhersage für Deutschland vorgestellt (DWD 2020a): „Die aktuelle dekadische Klimavorhersage für Deutschland zeige, dass es im Jahr 2020 in allen deutschen Regionen um 1,0-1,5 Grad wärmer werden könne als im Mittel der Referenzperiode 1981-2010. Im Fünfjahresmittel 2025-2029 erwarte die Klimavorhersage im westlichen und östlichen Teil Deutschlands sogar 1,5-2,0 Grad höhere Temperaturen.“

In Abbildung 8 sind die vom DWD (2020b) veröffentlichten Trends der Temperaturentwicklung bis 2100 in Abhängigkeit der Klimaprojektionen dargestellt. Im Mittel wird für den Zeitpunkt 2050 eine Zunahme der Lufttemperatur um 2 °C im Vergleich zum langjährigen Mittelwert von 1971 bis 2000 stattfinden. Gleichzeitig ist zu sehen, dass ab dem Jahr 1987 das gleitende Mittel über dem Mittelwert 1971 bis 2000 liegt und bis auf zwei Werte die Einzelwerte pro Jahr mit zunehmender Tendenz über dem langjährigen Mittel liegen. Das heißt, dass die in dem Trockenjahr 2018 gemessenen Wassertemperaturen, die in erster Linie von den Lufttemperaturen abhängig sind, bereits Bestandteil des Trends sind und Teil der 2 °C Erhöhung. Die Annahme einer korrespondierenden Wassertemperaturerhöhung um 2 °C liegt damit konservativ geschätzt.

Abbildung 8: Analysen und Vorhersagen des DWD zur Temperaturveränderung in Deutschland bis 2100

Deutschland im Klimawandel

Abgebildet sind die **positiven** und **negativen** Abweichungen der Lufttemperatur vom vieljährigen Mittelwert 1971 - 2000 sowie die zu erwartende Zunahme bis 2100



Quelle: DWD 2020b

Eine detaillierte Beschreibung der Änderungen der Lufttemperatur einzelner Flussgebiete findet sich im Abschlussbericht des Projektes KLIWAS (BMVI 2015).

Der DWD veröffentlicht langjährige Datenreihen regionaler (auf Bundesländer bezogene) und bundesweiter jährlicher Mittelwerte der Lufttemperaturen frei im Internet (DWD 2020). Die Lufttemperaturreihen liegen aktuell von 1881 bis 2019 vor.

Der Mittelwert der Temperaturen in Deutschland von 1881 bis 2019 liegt bei 8,36 °C. Unter der vereinfachten Annahme, dass die Temperaturdaten der Bundesländer Baden-Württemberg, Rheinland-Pfalz, Saarland, Nordrhein-Westfalen und Hessen das Rheineinzugsgebiet abdecken liegt der langjährige Mittelwert der Temperaturen im Rheingebiet von 1881 bis 2019 bei 8,64 °C und damit 0,28 °C über dem Bundeswert.

Folgende Tabelle zeigt zusätzlich die Mittelwerte der Periode 1971 bis 2000 (Grundlage der DWD-Grafik Abbildung 8 und der Periode 1961 – 1990 (Grundlage der KLIWAS Studie (BMVI 2015))).

Tabelle 6: Vergleich langjähriger Temperaturen (DWD 2020c)

	Deutschland	Differenz	Rheingebiet	Differenz
Mittelwert 1881 – 2019 in °C	8,36		8,64	
Mittelwert 1971 – 2000 in °C	8,56		8,86	
Mittelwert 1961 – 1990 in °C	8,24	0,32	8,54	0,32

Sowohl im Rheingebiet als auch bundesweit ist die Periode 1971 – 2000 wärmer als das Mittel seit 1881 und die Periode 1961 – 1990 kälter als das Mittel seit 1881. Die mittlere Temperatur der Periode 1961 – 1990 liegt jeweils 0,32 °C unter der mittleren Temperatur der Periode 1971 – 2000. Damit weichen die Bezugsgrundlagen zwischen der Aussage DWD (2000b) und der KLIWAS Studie (BMVI 2015) um 0,32 °C ab. Diese Abweichungen liegen unter der Bandbreite der Schätzung der Temperaturerhöhung im Rheingebiet von + 1 °C bis + 2 °C für den Zeitraum 2021 bis 2050 (BMVI 2015). Damit ist insgesamt die Vergleichbarkeit der Datengrundlagen gewährleistet.

Von den Änderungen der Lufttemperatur kann mit einiger Sicherheit auf die korrespondierenden, zu erwartenden Änderungen der Wassertemperaturen geschlossen werden. In einer Studie des Bayerischen Landesamtes für Umwelt (BLfU 2013b), in der das langjährige Verhalten der Gewässertemperaturen im Freistaat untersucht wurden, kommen die Autoren auf Basis statistischer Analysen (multipler Regressionen) zu dem Schluss, dass Luft- und Wassertemperaturen sehr stark miteinander korrelieren (mittleres $R^2 = 0,7$). Weitere Einflussfaktoren sind nicht erfasste natürliche Faktoren und die menschliche Beeinflussung. Auch zwischen der maximalen Wassertemperatur und der Lufttemperatur gibt es einen (weniger stark ausgeprägten) Zusammenhang (mittleres $R^2 = 0,33$). Dies liegt an der nicht linearen Korrelation, da bei hohen Lufttemperaturen der abkühlende Einfluss der Verdunstungskälte die Wassertemperatur reduziert (BLfU 2013b).

3.5.1 Änderungen im Rheineinzugsgebiet

Wie für ganz Deutschland, so ist für das Rheineinzugsgebiet gemäß BMVI (2015) im Mittel mit Temperaturanstiegen um +1 bis +2,5 °C bis Mitte des Jahrhunderts, bzw. um bis zu +5 °C bis zum Ende des Jahrhunderts zu rechnen, siehe Tabelle 7. Die Gewässertemperaturen korrespondieren mit den Lufttemperaturen.

Tabelle 7: Mittlere Änderungen der Lufttemperaturen im Rhein-Einzugsgebiet. 2021 bis 2050 verglichen mit 1961 bis 1990

Lufttemperatur	Fluss	Nahe Zukunft 2021 - 2050
Sommer	Rhein	+1°C bis +2°C
Sommer	Hochrhein / Alpenrhein	+1,5°C bis +2,5 °C
Sommer	Oberrhein / Neckar	+1°C bis +2°C
Sommer	Mosel	+1°C bis +2°C
Sommer	Main	+1°C bis +2°C
Sommer	Maas	+1°C bis +2°C
Sommer	Mittel-, Niederrhein	+1°C bis +2°C
Winter	Rhein	+0,5°C bis +2,5°C
Winter	Hochrhein / Alpenrhein	+1°C bis +2,5 °C
Winter	Oberrhein / Neckar	+1°C bis +2,5°C
Winter	Mosel	+1°C bis +2,5°C

Lufttemperatur	Fluss	Nahe Zukunft 2021 - 2050
Winter	Main	+1°C bis +3°C
Winter	Maas	+1°C bis +2,5°C
Winter	Mittel-, Niederrhein	+1°C bis +2,5°C

Quelle: BMVI 2015

3.5.2 Änderungen im Elbeeinzugsgebiet

Für das Einzugsgebiet der Elbe ist im Mittel mit einem sommerlichen Temperaturanstieg von +1 bis +2 °C für die nahe Zukunft (2021 bis 2050), bzw. +2,5 bis +4 °C für die ferne Zukunft (2071 bis 2100) zu rechnen. Für den Winter ergeben sich ähnliche Werte, siehe Tabelle 8 (BMVI 2015).

Tabelle 8: Mittlere Änderungen der Lufttemperaturen im Elbeeinzugsgebiet. 2021 bis 2050 verglichen mit 1961 bis 1990

Lufttemperatur	Fluss	Nahe Zukunft 2021 - 2050
Sommer	Elbe	+1°C bis +2°C
Sommer	Vltava	+1°C bis +2°C
Sommer	Eger	+1°C bis +2°C
Sommer	Labe	+1°C bis +2°C
Sommer	Mittel-elbe	+1°C bis +2°C
Sommer	Saale	+1°C bis +2°C
Sommer	Havel	+1°C bis +2°C
Sommer	Unter-elbe	+1°C bis +2°C
Sommer	Tide-elbe	+1°C bis +2°C
Winter	Elbe	+0,5°C bis +2,5°C
Winter	Vltava	+1°C bis +2,5°C
Winter	Eger	+1°C bis +2,5°C
Winter	Labe	+1°C bis +2,5°C
Winter	Mittel-elbe	+1°C bis +3°C
Winter	Saale	+1°C bis +3°C
Winter	Havel	+1°C bis +2,5°C
Winter	Unter-elbe	+1°C bis +2,5°C
Winter	Tide-elbe	+1°C bis +2,5°C

Quelle: BMVI 2015

3.5.3 Änderungen im Donaueinzugsgebiet

Für das Einzugsgebiet der Donau ist gemäß BMVI (2015) im Mittel mit einem sommerlichen Temperaturanstieg von +1 bis +2 °C für die nahe Zukunft zu rechnen. Für den Winter ergeben sich ähnliche Werte, siehe Tabelle 9.

Tabelle 9: Mittlere Änderungen der Lufttemperaturen im Donaueinzugsgebiet. 2021 bis 2050 verglichen mit 1961 bis 1990

Lufttemperatur	Fluss	Nahe Zukunft 2021 - 2050
Sommer	Donau	+1°C bis +2°C
Sommer	Obere Donau	+1°C bis +2°C
Sommer	Inn	+1,5°C bis +2,5°C
Winter	Donau	+0,5°C bis +2,5°C
Winter	Obere Donau	+1,5°C bis +2,5°C
Winter	Inn	+1°C bis +2,5°C

Quelle: BMVI 2015

4 Wasserentnahmen für Erneuerbare Energien

Katja Bunzel, Helen Kollai

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland kann mittlerweile auf eine fast 30jährige Historie zurückblicken. Startpunkt war dabei das Inkrafttreten des Stromeinspeisegesetzes (StromEinspG) zum 01.01.1991, welches erstmals Elektrizitätsversorgungsunternehmen verpflichtete, Strom aus erneuerbaren Quellen abzunehmen und zu vergüten. Im Jahr 2000 wurde das StromEinspG dann vom Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) abgelöst, welches nicht nur die bevorzugte Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien regelte, sondern zudem auch feste Einspeisevergütungen garantierte. Seitdem entwickeln sich die Erneuerbaren Energien rasant. So stieg der Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch von 6,2 % im Jahr 2004 auf 16,7 % im Jahr 2018 (AGEE-Stat 2019a). Bis zum Jahr 2050 strebt die Bundesregierung eine Erhöhung des Anteils der Erneuerbaren am Bruttoendenergieverbrauch auf 60 % an (BMWi 2010).

Der Anteil der Erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung verzehnfachte sich von 3,4 % (ca. 19 TWh) im Jahr 1990 auf 37,8 % (ca. 226 TWh) im Jahr 2018. Den größten Teil zur Bruttostromerzeugung durch Erneuerbare Energien trägt die Windenergie an Land bei (ca. 92 TWh), gefolgt von Bioenergie (ca. 51 TWh), Photovoltaik (ca. 46 TWh), Windenergie auf See (ca. 19 TWh) und Wasserkraft (ca. 16,5 TWh) (AGEE-Stat 2019a). Ein weiterer kräftiger Ausbau ist notwendig, um bis zum Jahr 2050 den Zielwert von 80 % Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch zu erreichen (EEG 2017).

Die Abschätzungen zu den aktuellen und zukünftigen Wasserentnahmen für Erneuerbare Energien sollen im Gesamtbild eine Einschätzung ermöglichen, ob auch beim angestrebten starken Ausbau der Erneuerbaren Energien die quantitativen Ziele des Gewässer- und Ressourcenschutzes unterstützt werden. Die Abschätzung der Größenordnungen basiert auf Literaturrecherchen und der Auswertung der statistischen Datenbasis. Ergänzend wurden Informationen aus dem persönlichen Austausch mit Sachkundigen herangezogen. Im Fall von ungenügenden Datengrundlagen musste auf Annahmen zurückgegriffen werden.

4.1 Entwicklung des Ausbaues Erneuerbarer Energien und Daten zum Wasserbedarf

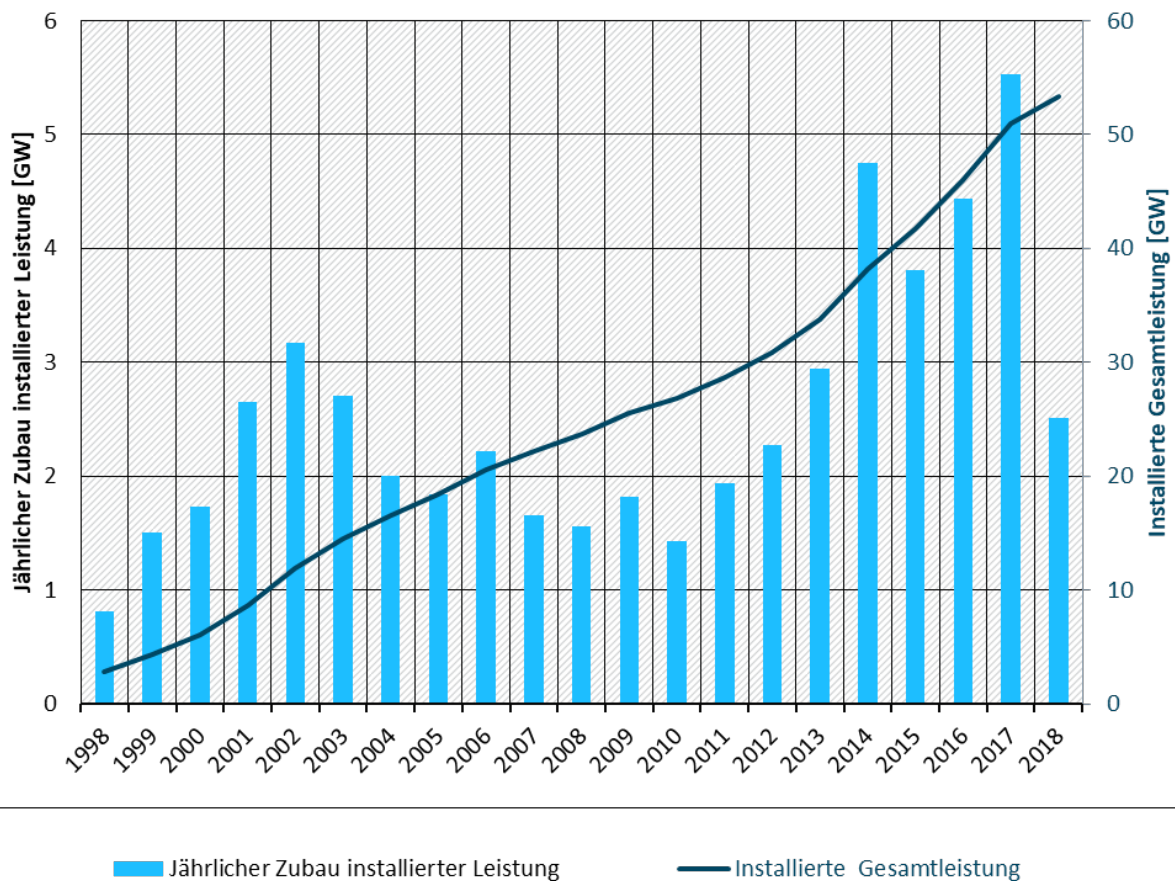
Der Ausbau Erneuerbarer Energien erfolgt sowohl räumlich und zeitlich variabel als auch nicht einheitlich zwischen den Technologien. Er ist beeinflusst durch eine Vielzahl von Faktoren, wie u.a. durch theoretisches Potential, Klimaschutzziele, Technologieentwicklung, Markt- und Politikrahmen und Akzeptanz der Bürger (vgl. Rave 2016). In diesem Abschnitt werden zunächst für jede der betrachteten vier Technologien die Ausbauentwicklung und die regionale Anlagenverteilung dargestellt. Anschließend wird die Datenlage zu den aktuellen quantitativen Auswirkungen der verschiedenen erneuerbaren Technologien auf den Wasserhaushalt präsentiert. Hierfür wurde eine systematische Literaturrecherche durchgeführt, wo vorhanden amtliche Statistiken ausgewertet sowie relevante Akteure (z. B. Reinigungsdienstleister, Anlagenbetreiber) stichprobenartig befragt. Es wird versucht möglichst viele Auskünfte zu Volumen sowie eingesetzter Wasserart und -qualität zusammenzutragen. Darüber hinaus wurden Informationen zum Zweck sowie zur geographischen Lage und zu zeitlichen Aspekten der Wassernutzung berücksichtigt. Der Umfang und die Verlässlichkeit dieser Datenbasis werden beschrieben und eingeordnet.

4.1.1 Windenergie an Land

4.1.1.1 Entwicklung des Anlagenbestandes und regionale Verteilung

Seit 1990 ist eine stetige Zunahme von Anzahl und installierter Leistung von Windenergieanlagen an Land zu verzeichnen (Abbildung 9). So stieg die installierte elektrische Leistung von Windenergieanlagen an Land von knapp 3.000 MW im Jahr 1998 auf über 53.300 MW im Jahr 2018 an (AGEE-Stat 2019a). Im Jahr 2018 verteilten sich etwa 29.900 Windenergieanlagen über die Festlandsfläche Deutschlands (IEE 2019a). Politische Rahmenbedingungen, wie zum Beispiel die Fördersystematik des EEG, beeinflussen den Zubau von Anlagen. Daher zeigt sich im zeitlichen Verlauf eine Variabilität der jährlich neu installierten Leistung. Zuletzt halbierte sich der Zubau im Jahr 2018 auf weniger als die Hälfte der Leistung des Vorjahres (Abbildung 9). Dieser Trend setzte sich auch im Jahr 2019 fort (AGEE-Stat 2019b). Zurückzuführen ist diese Entwicklung größtenteils auf den mit dem EEG 2017 festgelegten Umstieg von festen Einspeisevergütungen auf ein Ausschreibungsmodell und die daraus resultierende Zuschlagssituation. Ein Großteil der 2017 vergebenen Zuschläge ging an immissionsschutzrechtlich noch nicht genehmigte und infolgedessen bis zum ersten Quartal 2019 nicht realisierte Projekte (FA Wind 2019). Damit konnten 2018 und 2019 die angestrebten Ausbauziele nicht erreicht werden.

Abbildung 9: Entwicklung des jährlichen Zubaus installierter Leistung und der Gesamtleistung von Windenergieanlagen an Land in Deutschland



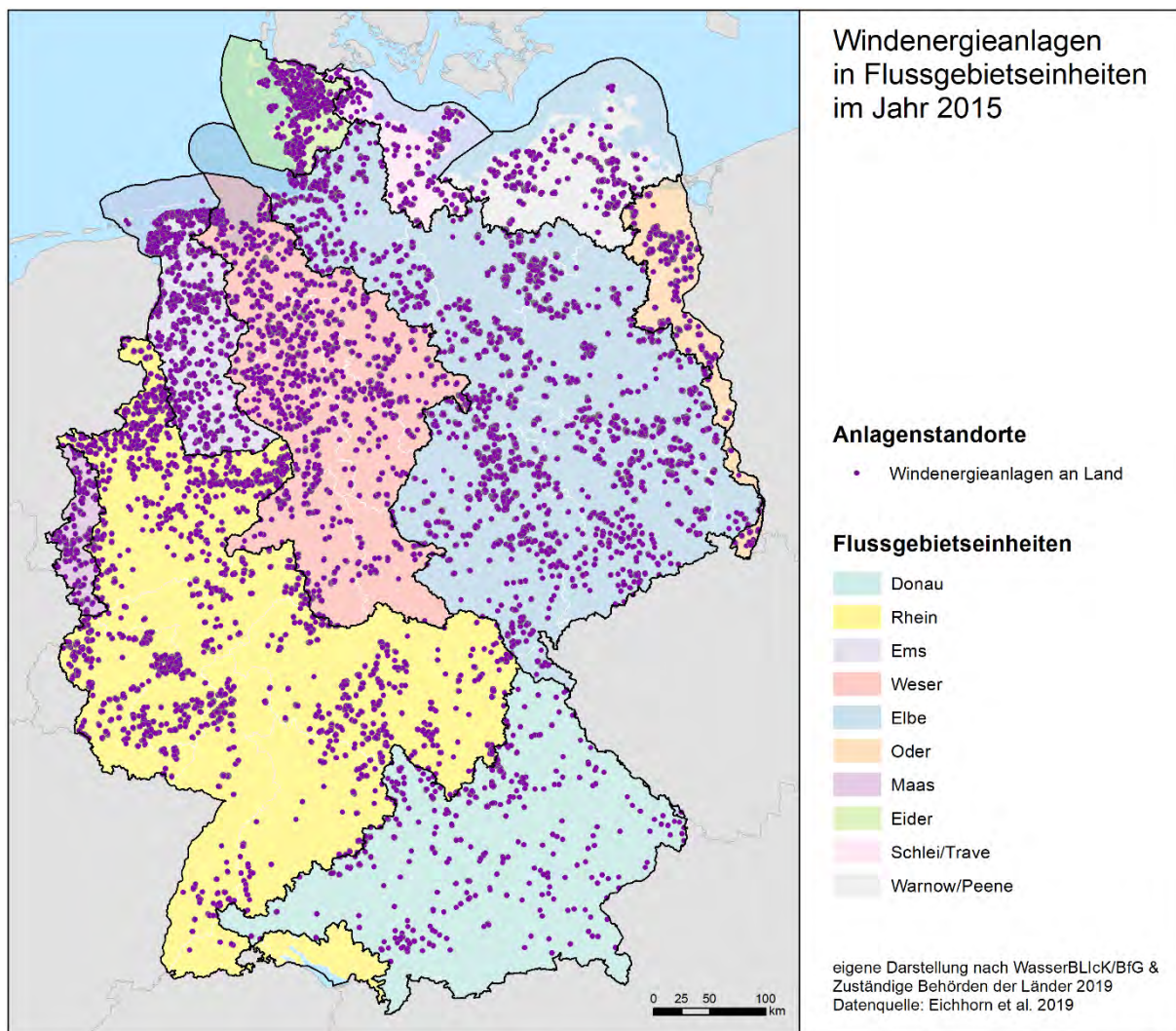
Eigene Darstellung nach AGEE-Stat 2019a, IEE 2019c

In Niedersachsen befindet sich mit 6.517 Anlagen (11 GW), und damit 20 % aller Windenergieanlagen an Land, der größte Bestand. Darauf folgen 3.909 Anlagen in Brandenburg (7,2 GW),

3.837 Anlagen in Schleswig-Holstein (7,1 GW) und 3.777 Anlagen in Nordrhein-Westfalen (5,8 GW) (IEE 2019b). Die größte Leistungsdichte in Bezug auf die Landesfläche ist mit $0,45 \text{ MW/km}^2$ in Schleswig-Holstein installiert. Es folgen mit deutlichem Abstand und durchschnittlich $0,25 \text{ MW/km}^2$ die Bundesländer Sachsen-Anhalt, Niedersachsen und Brandenburg (IEE 2019a).

Während zu Beginn der Windenergienutzung in Deutschland vornehmlich Standorte an der Küstenlinie und in Küstennähe gewählt wurden, erfolgt aktuell ca. 80 % des Ausbaus an Binnenland- und Schwachwindstandorten (IEE 2019a). Eine räumliche Verteilung der Anlagen in den Flussgebietseinheiten im Jahr 2015 zeigt Abbildung 10.

Abbildung 10: Standorte von Windenergieanlagen an Land in Flussgebietseinheiten Deutschlands 2015



4.1.1.2 Datenlage zum Wasserbedarf

In internationalen Studien zum Wasserbedarf verschiedener Technologien zur Stromerzeugung wird Windenergie als Technologie mit keinem bzw. dem geringsten Wasserbedarf im operativen Betrieb eingeschätzt (vgl. Mielke et al. 2010, WEC 2010, Davis 2013, Larsen & Drews 2019). Ein Wassereinsatz erfolgt lediglich für die Reinigung von Anlagen. Hauptsächlich wird diese im Fall von Getriebeölleckagen oder bei starken Rotorblattverunreinigungen durchgeführt. Ehrmann et al. (2017) ermittelten in experimentellen Anordnungen eine durchschnittliche Abnahme des

Energieertrages durch Rotorblattverunreinigungen von 0,4 bis 2,3 %. Auch Hinsch & Westermann (1996) konnten nur eine kurzfristige, maximal ca. zweiprozentige Verbesserung der Leistung einer Windenergieanlage durch eine Rotorblattreinigung feststellen. Es ist also fraglich, ob sich die regelmäßige Reinigung der Rotorblätter wirtschaftlich lohnt. In der Literatur gibt es keine Angaben oder Empfehlungen darüber, wie oft eine Windenergieanlage während ihrer Lebensdauer gereinigt werden sollte. Dies wird zudem standortabhängig sein.

Für die manuelle Rotorblattreinigung einer „standard“ 90 m hohen Windenergieanlage werden etwa $0,02 \text{ m}^3$ kalkuliert. Häufig werden dabei Reinigungskonzentrate verwendet. Bei der Hochdruckreinigung kommen etwa $0,1 \text{ m}^3$ zum Einsatz (Kardie Equipment 2019). Es werden keine Angaben zur installierten Leistung der sogenannten „standard“ Anlage gemacht (Kardie Equipment 2019). Angesichts der Nabenhöhe von 90 m wird davon ausgegangen, dass es sich um eine Anlage mit rund 2 MW installierter Leistung handelt (vgl. IEE 2019a: 41). Für die Reinigung von Anlagen mit größerer Nabenhöhe und größerem Rotordurchmesser, und damit größerer Oberfläche, wird voraussichtlich mehr Wasser benötigt, für kleinere Anlagen weniger Wasser. Es konnten jedoch in der Literatur keine weiteren Angaben gefunden werden. Für die Reinigung von Anlagentürmen nach z. B. Ölleckagen können bis zu 1 m^3 pro Anlage aufgewendet werden (v. Helldorff 2019, mdl. Mitt.). Diese Ereignisse treten aber nicht regelmäßig auf und sollten daher nicht die Basis von quantitativen Abschätzungen bilden.

Über die Herkunft des eingesetzten Wassers sind keine verlässlichen Angaben bekannt. Laut telefonischer Auskunft durch einen Reinigungsdienstleister werden die eingesetzten Wassermengen nicht dem standortnahen Oberflächenwasser entnommen, sondern aus dem Wasserversorgungsnetz bezogen und können nicht direkt im räumlichen Umfeld der Anlage verortet werden (ebd.).

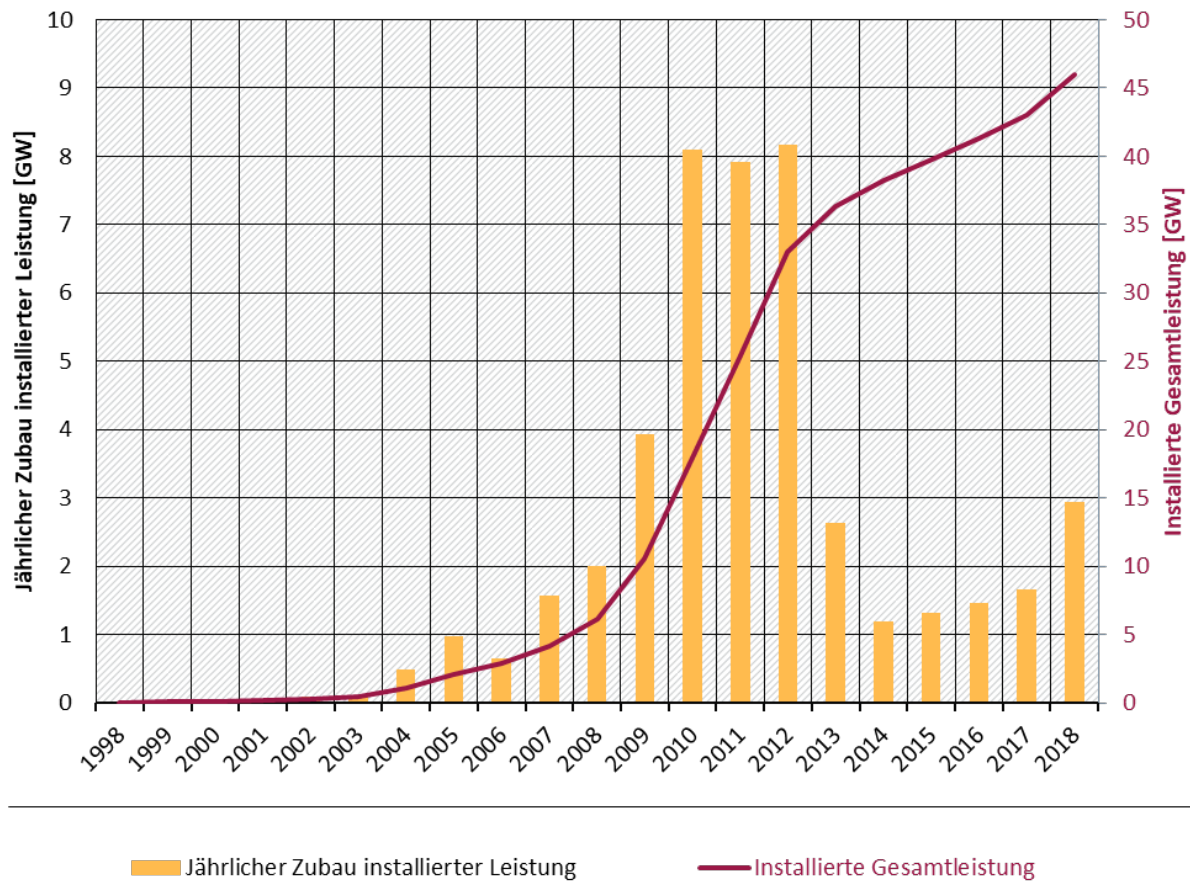
Andere mögliche Wasserentnahmen, die im Sinne einer Lebenszyklusanalyse der Windenergie zugeordnet werden können, aber nicht im Rahmen dieser Studie betrachtet werden, sind u.a. der Wasserverbrauch bei Materialherstellung (z. B. Stahlproduktion), Anlagenerrichtung (z. B. Wasser für Betonfundamente) und Anlagenentsorgung (Recycling, Deponierung). Meldrum et al. (2013) tragen hierfür insgesamt einen Wert von durchschnittlich $0,1 \text{ m}^3/\text{MWh}$ Wasserentnahme bzw. $0,004 \text{ m}^3/\text{MWh}$ Wasserverbrauch aus verschiedenen Literaturquellen zusammen (entsprechend $170.000 \text{ m}^3/\text{GW}$ bzw. $6.800 \text{ m}^3/\text{GW}$ bei einer angenommenen durchschnittlichen Volllaststundenzahl von 1700 h).

4.1.2 Photovoltaik

4.1.2.1 Entwicklung des Anlagenbestandes und regionale Verteilung

Ausgehend von einer installierten Leistung von etwa 50 MW im Jahr 1998 hat der Ausbau der photovoltaischen Stromerzeugung (PV) bis zum Jahr 2018 eine Leistung von 45.000 MW erreicht (AGEE-Stat 2019a). Rund 11.000 MW davon waren als Freiflächenanlagen installiert (AEE 2019a). Insgesamt hat der Anlagenbestand einen Umfang von etwa 1,76 Mio. Anlagen (BNetzA 2019d). Wie auch bei der Windenergie zeigen die in Abbildung 11 dargestellten jährlichen Zubauzahlen eine unstete Entwicklung. Diese sind unter anderem auf Reaktionen auf die Novellierungen des EEG und damit einhergehende veränderte Förderbedingungen zurückzuführen. Die mit der Novelle im Jahr 2012 festgelegte Verminderung der Einspeisevergütungen führte zu einem starken Rückgang des Photovoltaikzubaus in den darauffolgenden Jahren. Aktuell setzt sich der Zubau auf einem vergleichsweise niedrigen Niveau, aber mit leicht steigender Tendenz fort (AGEE-Stat 2019c).

Abbildung 11: Entwicklung des jährlichen Zubaus installierter elektrischer Leistung und der Gesamtleistung von Photovoltaik (Dach- und Freiflächen) in Deutschland



Eigene Drstellung nach AGEE-Stat 2019a, AEE 2019a

Räumlich ist die Erzeugung von Energie mit PV-Anlagen auf den Süden (Bayern, Baden-Württemberg) und den Nordwesten (Nordrhein-Westfalen, Niedersachsen) von Deutschland aber auch in Brandenburg konzentriert (Abbildung 12). Dabei gibt es zwischen den Bundesländern starke Unterschiede in den Anteilen von Dach- und Freiflächenanlagen an der installierten PV-Leistung. Während in Thüringen, Sachsen, Sachsen-Anhalt, Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg der Freiflächenanteil zwischen 49 und 73 % liegt, ist er in den übrigen Flächenländern deutlich niedriger (6 bis 30 %) (BNetzA 2019d). In den Stadtstaaten sind etwa 2 % der installierten Leistung in der Freifläche verbaut. Die in Deutschland bis zum Jahr 2015 installierten Freiflächenanlagen sind in Abbildung 13 dargestellt. Für die Standorte von Dachflächenanlagen gibt es keine flächendeckenden, räumlich aufgelösten Daten.

Abbildung 12: Anteile installierter PV-Leistung nach Anlagenkategorie (Dach-/Freiflächenanlage) und installierte elektrische Leistung in den Bundesländern im Jahr 2018

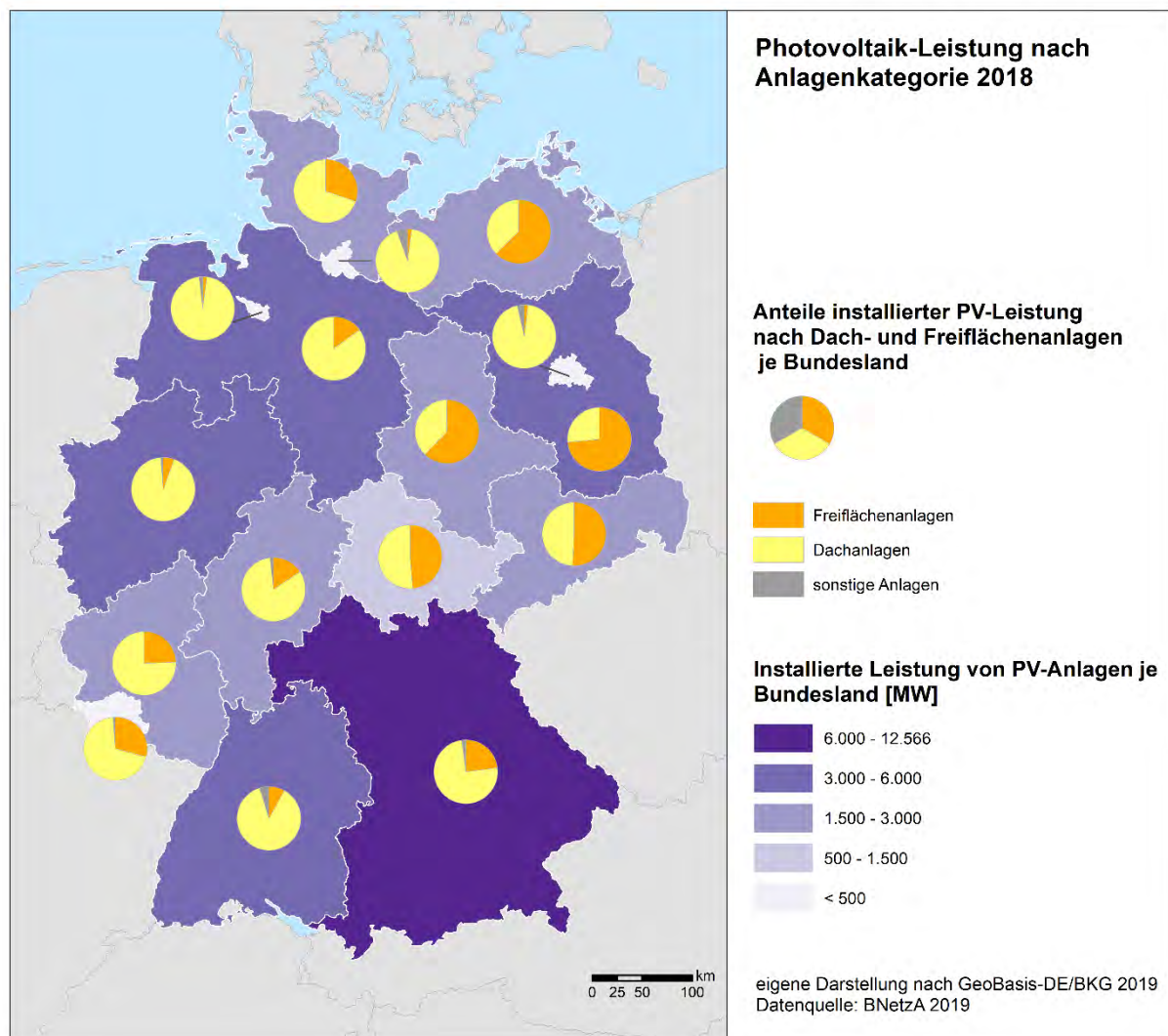
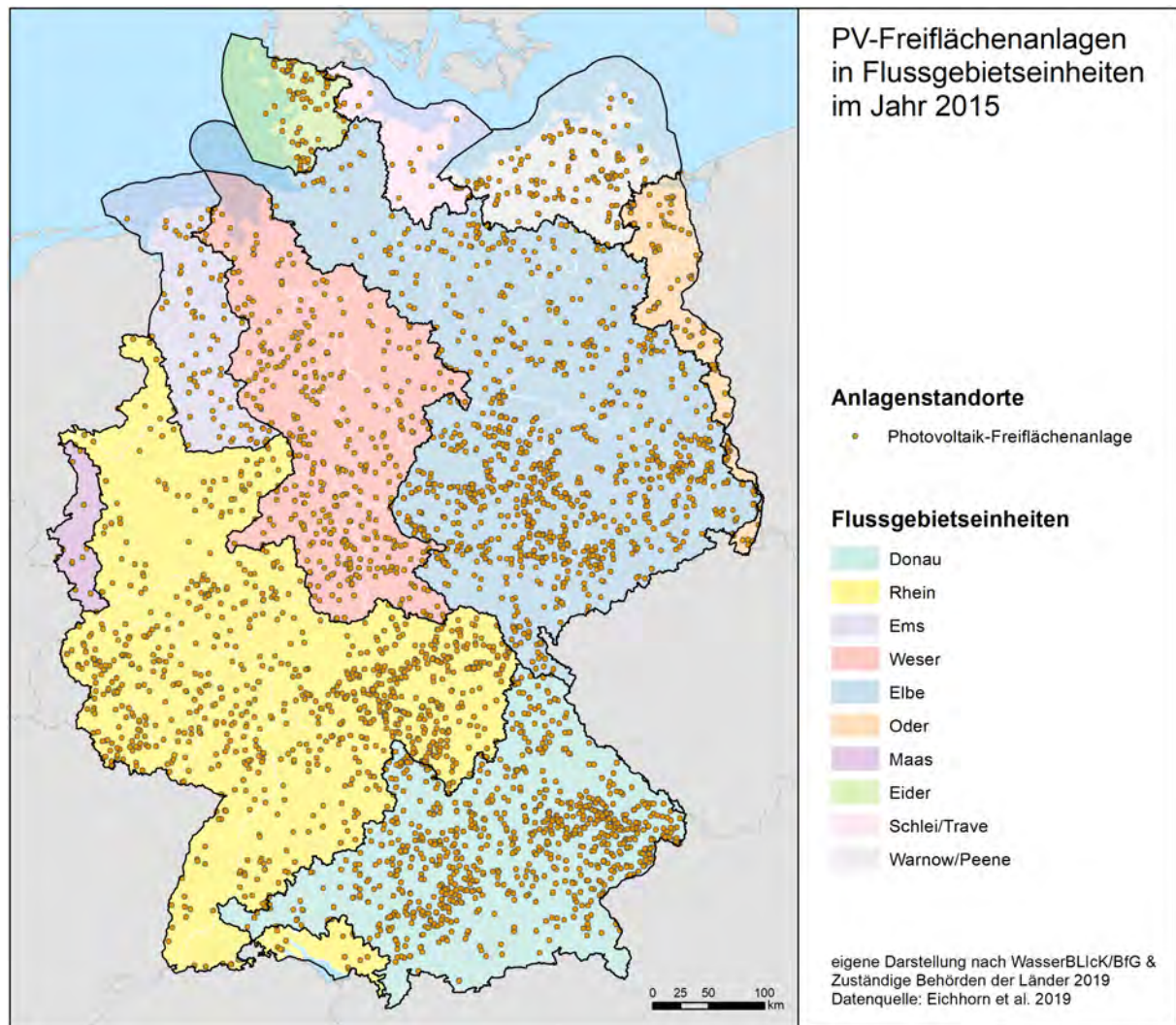


Abbildung 13: Standorte von Photovoltaik-Freiflächenanlagen in Flussgebietseinheiten in Deutschland 2015



4.1.2.2 Datenlage zum Wasserbedarf

Auch für die Photovoltaik wird in der internationalen Literatur nur von einem marginalen Wasserbedarf im operativen Betrieb ausgegangen (vgl. Mielke et al. 2010, Meldrum et al. 2013, Spang et al. 2014). Wasser wird lediglich zur Reinigung der Modulflächen eingesetzt. Wietzke (2011) und DLG (2018) geben eine Beschreibung verschiedener manueller und automatisierter Reinigungsverfahren. Das Entfernen von Verschmutzungen wie Stäuben, Pollen oder organischen Aufwüchsen über die Selbstreinigung durch Niederschläge und Wind hinaus, soll das ursprüngliche Leistungsniveau der Module wiederherstellen. Experimentelle Versuchsreihen von Schweiger et al. (2017) ergeben für PV Anlagen in gemäßigttem Klima (Referenzanlage Köln) weniger als 0,5 % jährlichen Leistungsverlust. Um ein Vielfaches höher können die Werte in ungünstigen Lagen oder bei sehr flachen Anstellwinkeln der Module ausfallen. Im DLG-Merkblatt 414 zur Reinigung von Solaranlagen auf Ställen werden Ertragsverluste von 10 bis 15 %, im Extremfall bis zu 30 % genannt (DLG 2018).

Ob und in welchem Turnus PV-Anlagen tatsächlich gereinigt werden, ist demnach stark standortabhängig. Während bei Anlagen in räumlicher Nähe zu Landwirtschaft und Industrie durch z. B. Abluftverunreinigungen und Erntestäube Reinigungswiederholungen von etwa einmal bis mehrmals im Jahr notwendig und wirtschaftlich sein können, kann im Siedlungsbereich die Häu-

figkeit wesentlich geringer sein (etwa alle 3 bis 7 Jahre). Bei einem nicht näher zu bestimmenden Anteil der Anlagen findet während der Lebenszeit der Anlage keine Reinigung statt (Steinert 2019, mdl. Mitt.; Liebold 2019, mdl. Mitt.).

Abschätzungen von PV-Reinigungsunternehmen für verschiedene Techniken ergeben einen Wassereinsatz von 0,0002 (voll automatische Systeme) bis durchschnittlich 0,001 m³/m² (manuell geführte Systeme) (ebd.). Wie im Fall des Reinigungswassers für die Windenergieanlagen gibt es auch zur Herkunft des Wassers für die Reinigung der PV-Module keine verlässlichen Angaben. Die im Rahmen des Forschungsvorhabens kontaktierten Reinigungsdienstleister geben an, das Wasser aus dem lokalen Wasserversorgungsnetz zu beziehen und zum Teil Vorort aufzubereiten (z. B. zu demineralisieren) (ebd.). Neben Leitungswasser können auch Regenwasser, Brunnenwasser und enthärtete bzw. demineralisierte Wasser aus anderen Quellen Verwendung finden (DLG 2018). Inwieweit Oberflächenwasser geeignet ist und zum Einsatz kommt, ist in keiner der herangezogenen Quellen eindeutig angegeben. Ebenso konnten keine seriösen Angaben zum Verbleib des Reinigungswassers ermittelt werden. Ob das Wasser in den Untergrund eingetragen wird bzw. verdunstet oder aufgefangen und der Entsorgung zugeführt wird, ist nicht bekannt.

Betrachtet man die Vorkette der Anlagenproduktion, so zeigt sich ein unter Umständen um mehrere Größenordnungen höherer Wasserbedarf als für den operativen Betrieb. Insbesondere der Herstellungsprozess für Module aus kristallinem Silizium ist mit einem hohen Wassereinsatz verbunden, sodass der Anlagenproduktion und -errichtung durchschnittlich 0,36 m³/MWh Wasserentnahme zugeschrieben werden (Meldrum et al. 2013) (entsprechend 324.000 m³/GW bei angenommenen durchschnittlich 900 Volllaststunden). Demgegenüber ist nach Angaben einzelner Studien der Wasserbedarf von Anlagen mit Dünnschichtmodulen reduziert (durchschnittlich 0,07 m³/MWh bzw. 63.000 m³/GW) (ebd.). Für Wasserentnahmen im operativen Betrieb, die hauptsächlich die Reinigung umfassen, ermitteln Meldrum et al. (2013) in ihrem Literaturvergleich durchschnittlich 0,02 m³/MWh bzw. 18.000 m³/GW.

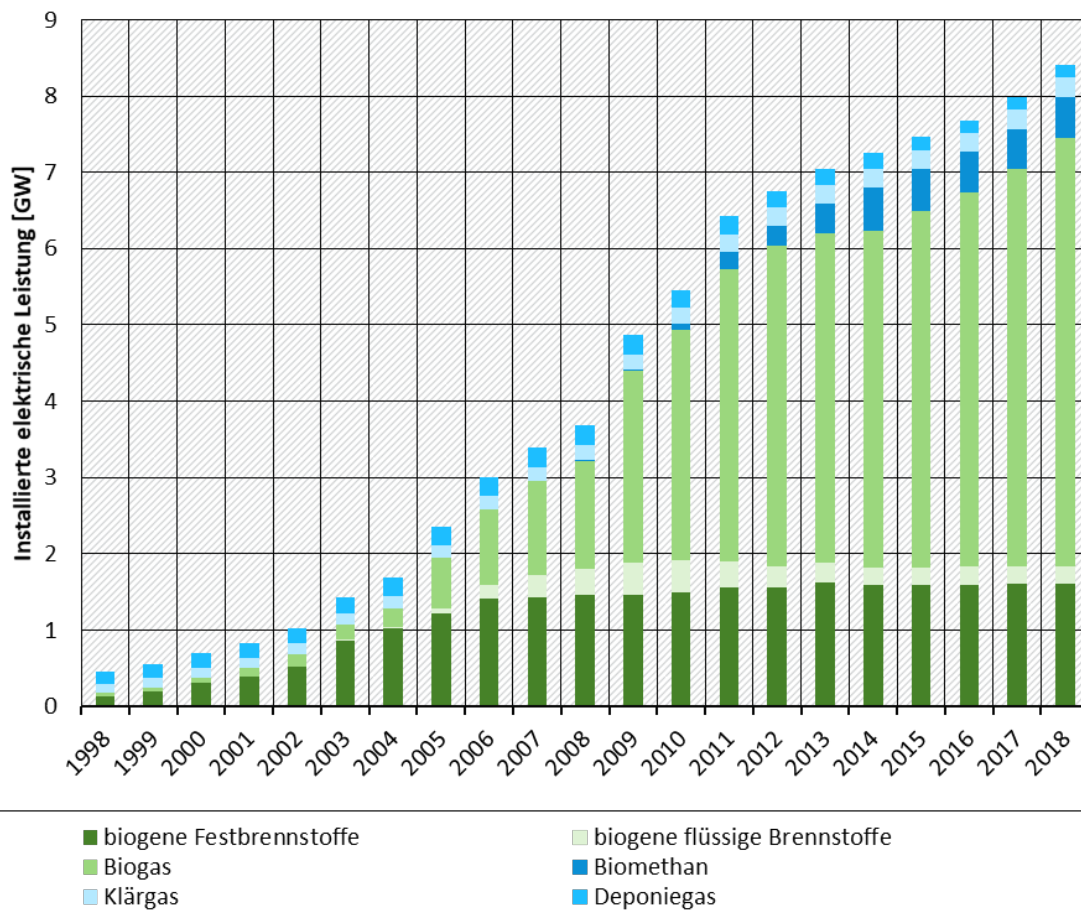
4.1.3 Bioenergie

4.1.3.1 Entwicklung und regionale Verteilung des Anlagenbestandes und des Energiepflanzenbaus

Laut der Bundesnetzagentur waren im Jahr 2018 in Deutschland rund 14.400 Anlagen zur energetischen Nutzung von Biomasse in Betrieb. Damit hat sich der Bestand in den letzten 10 Jahren annähernd verdoppelt (2008: 7.369 Anlagen) (BNetzA 2019d). Insgesamt betrug die installierte elektrische Leistung 2018 etwa 8,4 GW (Abbildung 14). Der größte Anteil entfällt auf Biogasanlagen (nach AEE (2019b) etwa 12.000 Anlagen). Des Weiteren tragen Biomasseheizkraftwerke, Biomethan- und Pflanzenöl-Blockheizkraftwerke, Anlagen zur Verstromung von Klär- und Deponiegas sowie Anlagen zur Verbrennung des biogenen Anteils von Abfällen zur Stromerzeugung aus Biomasse bei. Wiederholte Veränderungen der Förderstrukturen seit Bestehen des EEG wirkten sich auch im Bereich der Bioenergie auf die Zubauentwicklung aus. Seit 2012 erfolgt ein nur noch mäßiger Ausbau von Bioenergieanlagen (IEE 2018). Leistungszuwächse werden überwiegend bei Biogasanlagen durch Leistungserweiterung zur Flexibilisierung bestehender Anlagen erreicht. Der Neubau beschränkt sich auf Güllekleinstanlagen und wenige Anlagen zur Bioabfallvergärung (DBFZ 2017).

Neben einem Beitrag von 50,9 TWh und einem Anteil von rund 9 % an der Bruttostromerzeugung Deutschlands trugen Bioenergieanlagen im Jahr 2018 mit 146,1 TWh und 12 % zum Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte sowie mit 31,4 TWh und einem Anteil von 5 % zum Endenergieverbrauch für Verkehr bei (AGEE-Stat 2019a).

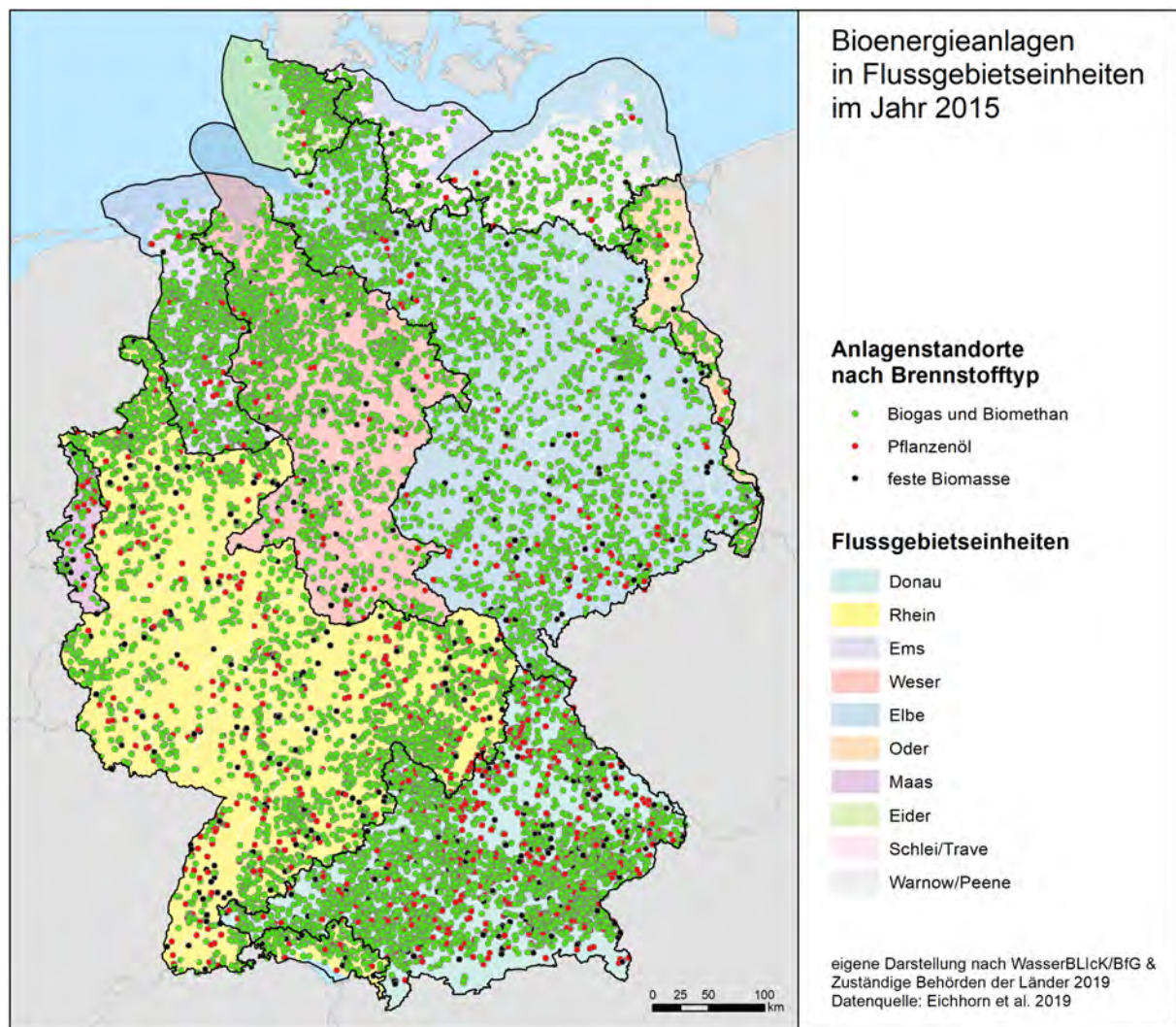
Abbildung 14: Entwicklung der installierten elektrischen Leistung von Bioenergieanlagen in Deutschland nach Brennstofftyp



Eigene Darstellung nach AGEE-Stat 2019a

Abbildung 15 zeigt die Standorte von Bioenergieanlagen im Jahr 2015. Rund die Hälfte des Biogasanlagenbestandes in Deutschland befindet sich in den Bundesländern Bayern, Niedersachsen und Baden-Württemberg – traditionell Standorte mit hohem Viehbesatz und Gülleverwertungsbedarf.

Abbildung 15: Standorte von Bioenergieanlagen in Flussgebietseinheiten Deutschlands 2015



Abhängig von der verwendeten Technologie zur Bioenergieerzeugung werden verschiedene Substrate und Substratmischungen eingesetzt. Tabelle 10, *(inkl. Biomethan zur Kraftstoffverwendung)

Tabelle 11 und Tabelle 12 geben nach Daten der Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe (FNR) (2020) einen Überblick zu den Einsatzmengen nachwachsender Rohstoffe (NawaRo) für Bioenergieerzeugung. Im Jahr 2018 wurden in Deutschland etwa 58 Mio. t NawaRo zur Erzeugung von Strom und Wärme und 5,5 Mio. t zur Erzeugung von Biokraftstoffen verwendet. Diese Angabe schließt jedoch auch Rohstoffimporte ein. Mit über 44 Mio. t kam Maissilage massebezogen mit Abstand die größte Bedeutung als agrarischer Bioenergie Rohstoff zu.

Maissilage wird vorwiegend in Biogasanlagen eingesetzt. Generell werden in Biogasanlagen neben NawaRo (51 %) auch tierische Exkremente sowie organische Abfälle und Reststoffe (49 %) eingesetzt (massebezogene Anteile 2015). Dabei verteilen sich die Anteile der nachwachsenden Rohstoffe wie folgt auf die Substrate: 73 % Maissilage, 12 % Grassilage, 8 % Getreide-Ganzpflanzensilage, 2,4 % Zuckerrübe, 4 % Sonstige (Daniel-Gromke et al. 2018).

Tabelle 10: Einsatzmenge agrarischer Rohstoffe zur Bioenergieerzeugung im Nutzungsbereich Strom und Wärme in Deutschland 2018 (nach FNR 2020)

Bioenergieträger	Rohstoff	Einsatzmenge [t]
agrarische Festbrennstoffe	Getreidestroh, Holz aus Kurzumtriebsplantagen & Miscanthus	144.000* (*2016)
Biogas/Biomethan*	Maissilage	44.500.000
Biogas/Biomethan*	Grassilage	6.040.000
Biogas/Biomethan*	Ganzpflanzensilage	3.850.000
Biogas/Biomethan*	Getreidekorn	1.240.000
Biogas/Biomethan*	Zuckerrüben	2.610.000
Flüssigbrennstoffe	Pflanzenöl	50.000

*(inkl. Biomethan zur Kraftstoffverwendung)

Tabelle 11: Einsatzmenge agrarischer Rohstoffe zur Bioenergieerzeugung im Nutzungsbereich Biokraftstoffe in Deutschland 2018 (nach FNR 2020)

Bioenergieträger	Rohstoff	Einsatzmenge [t]
Pflanzenöl-Reinkraftstoff	Pflanzenöl	0
Biodiesel	Rapsöl	1.970.000
Biodiesel	Palmöl	68.100
Biodiesel	Sojaöl	272.000
Ethanol	Getreide	1.780.000
Ethanol	Zuckerrüben	1.450.000

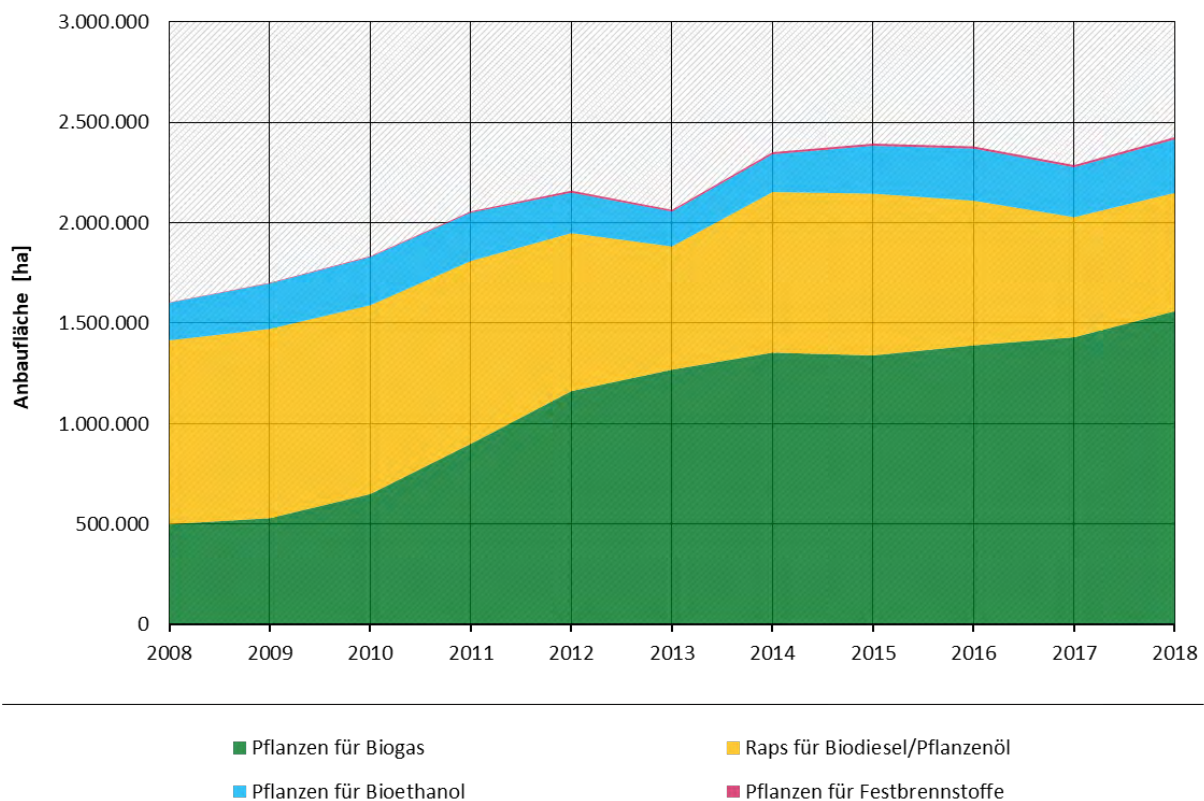
Tabelle 12: Einsatzmenge agrarischer Rohstoffe zur Bioenergieerzeugung für die Gesamtnutzung in Deutschland 2018 (nach FNR 2020)

Gesamtnutzung	Einsatzmenge [t]
Strom und Wärme	58.300.000
Biokraftstoffe	5.550.000
Bioenergie	63.800.000

Die Anbaufläche von Energiepflanzen stieg von ca. 1,6 Mio. ha im Jahr 2008 (BMEL 2020) auf über 2,44 Mio. ha im Jahr 2018 (FNR 2020) und erreicht damit einen Anteil von 14,5 % an der

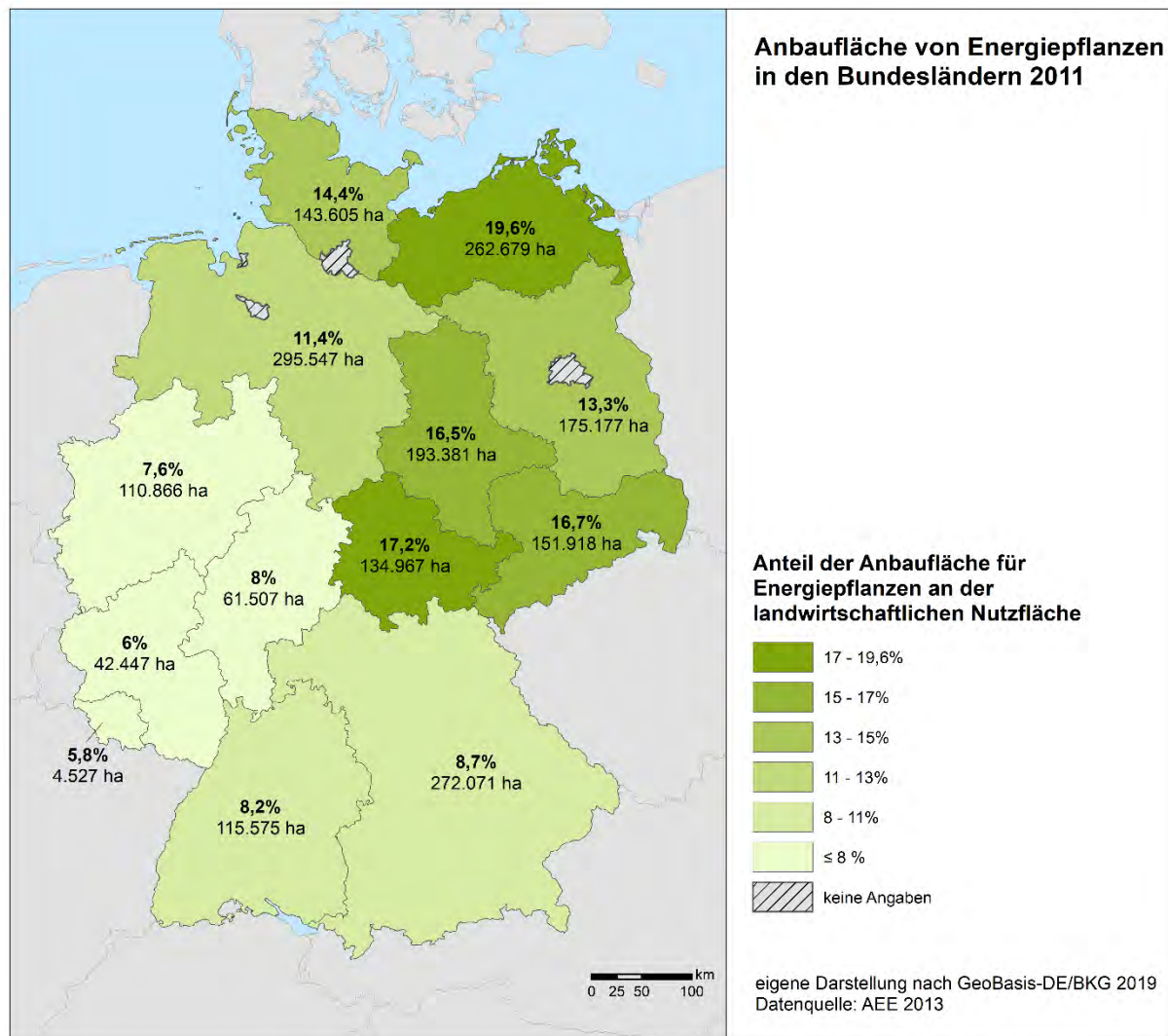
landwirtschaftlichen Nutzfläche (LN) Deutschlands. Während im Jahr 2008 auf einem Großteil der Anbaufläche Raps für die Biodieselproduktion angebaut wurde, dominieren seit dem Jahr 2012 die Anbauflächen für die Biogasproduktion (Abbildung 16). Räumlich zeigt sich eine Differenzierung des zum Energiepflanzenanbau genutzten Flächenanteils an der landwirtschaftlichen Nutzfläche. So sind nach Daten aus dem AEE-Potenzialatlas aus dem Jahr 2011 in Nord- und Ostdeutschland die Anteile von mit 11 bis knapp 20 % überwiegend über dem Bundesdurchschnitt (11,8 %), während in den westlichen und südlichen Bundesländern die Anbaufläche für Energiepflanzen mit 6 bis 9 % unterdurchschnittlich ausfällt (vgl. Abbildung 17, AEE 2013). Aktuellere Daten auf Bundesländerebene sind nicht verfügbar.

Abbildung 16: Entwicklung der Anbaufläche von Energiepflanzen in Deutschland



Eigene Darstellung nach FNR 2020, BMEL 2020

Abbildung 17: Anbaufläche von Energiepflanzen und Anteil an der landwirtschaftlichen Nutzfläche der Bundesländer



4.1.3.2 Datenlage zum Wassereinsatz

Der Ausbau des Bioenergiesektors wird in mehreren Studien mit Auswirkungen auf den Wasserhaushalt in Verbindung gebracht (u.a. Gerbens-Leenes et al. 2009, Stone et al. 2010, Bonsch et al. 2016). Dabei steht hauptsächlich der Anbau von Energiepflanzen im Fokus, während Wasserbedarfe im operativen Betrieb von Bioenergieanlagen fast keine Betrachtung finden (vgl. Dallemund & Gerbens-Leenes 2013). Im Betrieb von Bioenergieanlagen kommt je nach Technologie und Biomasse-Konversionspfad in unterschiedlichen Prozessphasen Wasser zum Einsatz. Auf Grund der hohen Vielfalt und unterschiedlichen Bedeutung der installierten Bioenergietechnologien wird an dieser Stelle lediglich ein Überblick über jene Prozesse (v. a. der Biogasfermentation) gegeben, welche gegebenenfalls durch einen maßgeblichen Wasserbedarf gekennzeichnet sein können. Die Bewässerung von Energiepflanzen wird explizit in die Betrachtung einbezogen.

Wasserbedarf im Energiepflanzenanbau (Bewässerung)

Noch vor dem eigentlichen Konversionsprozess der Bioenergieerzeugung kann vor allem der Anbau von Energiepflanzen den Wasserhaushalt quantitativ beeinflussen. Berndes (2008) betont, dass die Intensität und Form des Einflusses stark von der spezifischen Lage, dem Bewirtschaftungsdesign und der Integration ins Landschaftssystem abhängen und darüber hinaus Be-

wässerung ein entscheidender Faktor ist. Insbesondere bewässerte landwirtschaftlich produzierte Biomasse wirkt sich auf den Wasserhaushalt aus, aber auch ohne Bewässerung treten u. a. durch Evapotranspiration Effekte auf das lokale Wassersystem auf. Eine Bewertung des Energiepflanzenanbaus vor dem Hintergrund der Anforderungen der Europäischen Wasserrahmenrichtlinie geben Buttler & Willms (2016).

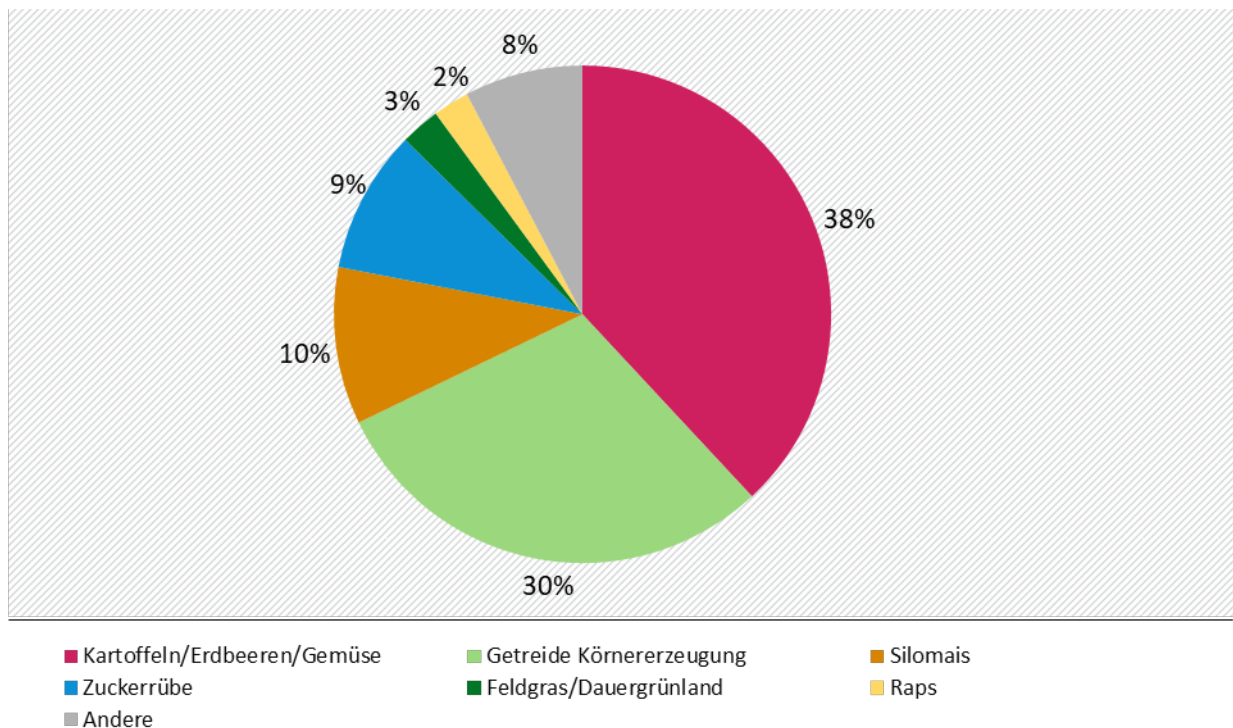
Der Wasserbedarf der Kulturpflanzen wird in Deutschland zum größten Teil über natürliche Niederschläge gedeckt. Es ergeben sich jedoch durch regionale Unterschiede sowie zeitliche Varianz in der klimatischen Wasserbilanz auch Notwendigkeiten der Bewässerung. Die generelle Bedeutung landwirtschaftlicher Bewässerung ist in Deutschland sehr gering und wird hauptsächlich zur Ertragsstabilisierung und -erhaltung eingesetzt (Seis et al. 2016).

Es gibt sowohl auf nationaler als auch regionaler Ebene keine offiziellen Statistiken zur Bewässerung von Energiepflanzen. Auch statistische Daten zur allgemein bewässerten Fläche in der Landwirtschaft werden nur in sehr unregelmäßigen Abständen erfasst. Die neusten Daten wurden im Rahmen der Agrarstrukturhebung 2016 für das Jahr 2015 erhoben (DESTATIS 2017). Zuvor wurden durch das Statistische Bundesamt Erhebungen zur Bewässerung im Zusammenhang mit der Landwirtschaftszählung 2010 für das Jahr 2009 veröffentlicht. Dabei wurde die bewässerte Fläche für verschiedene Kulturarten und die insgesamt eingesetzte Wassermenge erfasst (DESTATIS 2011). Es wurde allerdings nicht nach der tatsächlichen Endnutzung (Nahrungsmittel, Futtermittel, Energiepflanze) einer angebauten Kultur unterschieden. Diese Daten können daher nicht dazu dienen, den tatsächlichen Wassereinsatz zur Energiepflanzenproduktion zu ermitteln. Sie unterstützen dennoch die Abschätzung in welcher Größenordnung ein Wasserbedarf für den Biomasseanbau zu erwarten ist und wo möglicherweise regionale Schwerpunkte zu vermuten sind (Abschnitt 4.2.3.1).

Während die Daten der Agrarstrukturhebungen auf Ebene der Bundesländer veröffentlicht werden, stehen Daten der Landwirtschaftszählung in höherer räumlicher Auflösung (z. B. Kreise oder Gemeinden) zur Verfügung. In beiden Datensätzen sind Angaben zur Wasserherkunft enthalten. Zusätzlich wird bei der Landwirtschaftszählung die eingesetzte Wassermenge angegeben. Mit den Statistiken zur nichtöffentlichen Wasserversorgung und Abwasserentsorgung werden ebenfalls für die Bewässerung eingesetzte Wassermengen durch das Statistische Bundesamt auf Ebene der Bundesländer und Flusseinzugsgebiete im dreijährlichen Rhythmus bereitgestellt (DESTATIS 2013, 2018). Angaben zur bewässerten Fläche sind darin jedoch nicht enthalten.

Laut den Daten zur Agrarstrukturhebung wurden im Jahr 2015 lediglich 2,7 % (451.800 ha) der landwirtschaftlichen Nutzfläche Deutschlands bewässert (DESTATIS 2017). Nach Erhebung der Landwirtschaftszählung 2010 lag der bewässerte Anteil im Jahr 2009 bei etwa 2,2 % und war damit nur geringfügig niedriger (DESTATIS 2011). Der größte Anteil der bewässerten Flächen entfiel im Jahr 2009 mit 38 % auf den Anbau von Kartoffeln, Erdbeeren und Gemüse; gefolgt von Getreide zur Körnererzeugung (30 %), Silomais (10 %) und Zuckerrüben (9 %) (Abbildung 18). Auf nur 2 % der bewässerten Flächen wurde Raps angebaut. Da es nur für das Jahr 2009 eine Statistik zur bewässerten Fläche der verschiedenen Kulturarten gibt, kann keine Aussage darüber getroffen werden, ob die Anteile der Kulturarten an der bewässerten Fläche zwischen den Jahren konstant sind oder schwanken. Im Laufe des Jahres 2021 sollen neue Daten aus der Landwirtschaftszählung 2020 (mit Bezugsjahr 2019) veröffentlicht werden (DESTATIS 2020).

Abbildung 18: Anteile ausgewählter Kulturarten an der bewässerten landwirtschaftlichen Nutzfläche in Deutschland im Jahr 2009



Eigene Darstellung nach DESTATIS 2011

In Tabelle 13 sind für das Jahr 2009 die bewässerte Anbaufläche nach Kulturart sowie die Gesamtanbaufläche dieser Kulturart gegenübergestellt. Dabei wird deutlich, dass 39 % der Anbauflächen von Kartoffeln, Erdbeeren und Gemüse bewässert werden. Bei den für energetische Nutzung relevanten Kulturen wird die Zuckerrübe mit 9 % bewässerter Fläche an der Gesamtanbaufläche vergleichsweise viel bewässert. Bei den anderen energetisch relevanten Kulturen werden weniger als 2,5 % der Anbaufläche bewässert.

Tabelle 13: Anbauflächen, bewässerte Flächen und Anteil der bewässerten Flächen an der Anbaufläche ausgewählter Kulturarten in Deutschland im Jahr 2009

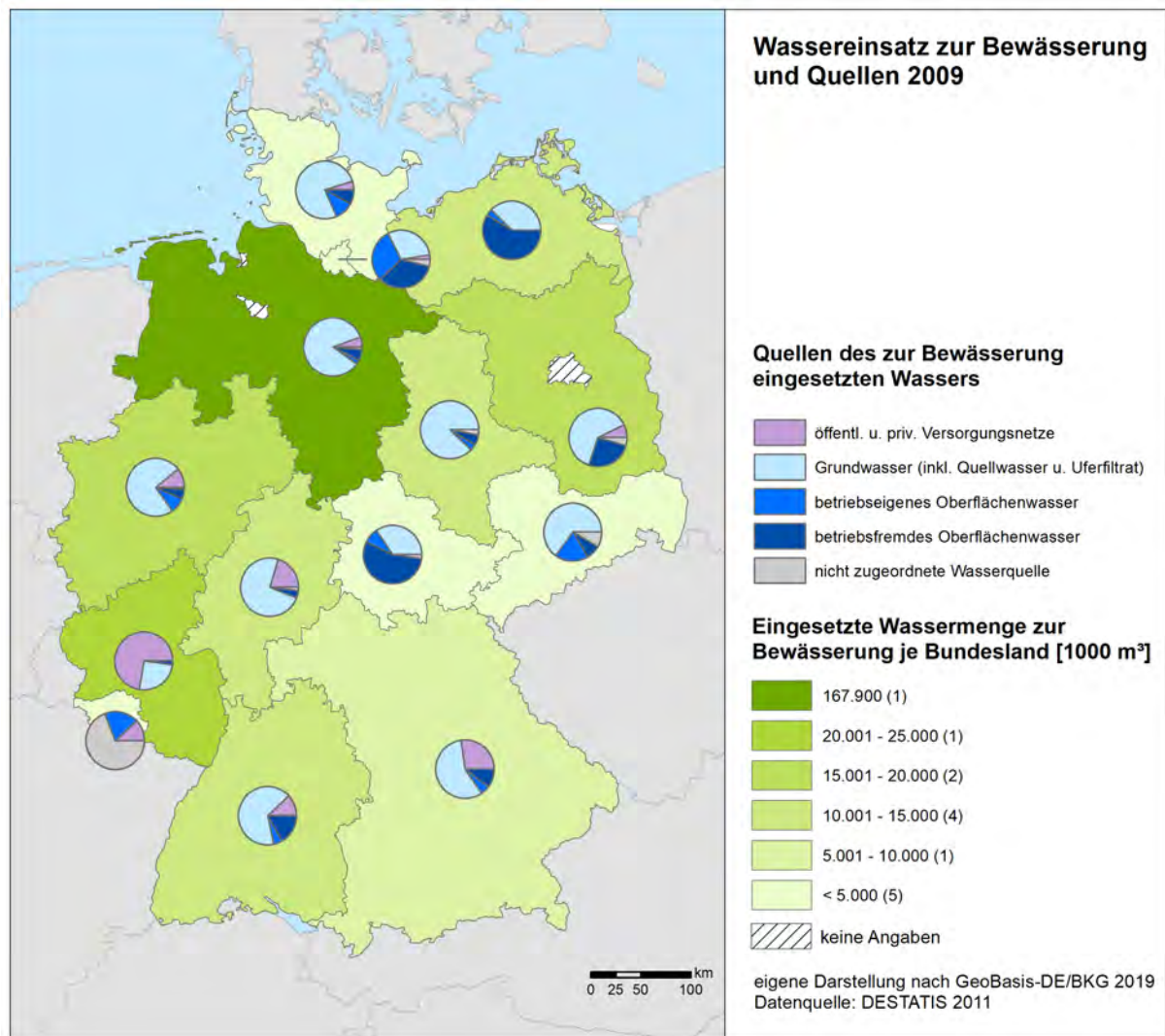
Kulturart	Gesamtanbaufläche [ha] (DESTATIS 2011)	Bewässerte Anbaufläche [ha] (DESTATIS 2011)	Bewässerter Anteil an Gesamtanbaufläche der Kultur [%]
Kartoffeln/Erdbeeren/Gemüse	362.650	141.572	39,0
Getreide zur Körnererzeugung	6.904.500	110.691	1,6
Silomais	1.561.200	38.013	2,4
Zuckerrübe	383.500	34.675	9,0
Feldgras/Dauergrünland	5.126.900	9.558	0,2

Kulturart	Gesamtanbaufläche [ha] (DESTATIS 2011)	Bewässerte Anbaufläche [ha] (DESTATIS 2011)	Bewässerter Anteil an Gesamtanbaufläche der Kultur [%]
Raps	1.459.300	8.751	0,6

Die Daten der Landwirtschaftszählung 2010 zeigen, dass sowohl der bewässerte Anteil an der landwirtschaftlichen Nutzfläche als auch die Anteile der Kulturarten an der bewässerten Fläche regional variieren (DESTATIS 2011). Typische Beregnungsgebiete sind Regionen intensiver Bewirtschaftung bei gleichzeitig geringen Sommerniederschlägen und mit eher leichten Böden (z. B. östliches Niedersachsen und westliches Nordrhein-Westfalen). Darüber hinaus sind Anbauschwerpunkte von Sonderkulturen, wie Obst, Gemüse und Zierpflanzen (z. B. Hessisches Ried, Mittelfranken und stadtnahe Gebiete) vergleichsweise stärker bewässerte Gebiete (Seis et al. 2016). Niedersachsen hat mit rund 60 % den mit Abstand größten Anteil der bewässerten Fläche Deutschlands.

Durchschnittlich werden nur etwa 13 % des Bewässerungswassers aus dem Oberflächenwasser entnommen. Dreiviertel stammen aus dem Grundwasser. Auch hier bestehen regionale Unterschiede in der Wasserherkunft (Abbildung 19). In den meisten Bundesländern wird der größte Teil des Wassers aus dem Grundwasser entnommen. In den Flächenbundesländern wird lediglich in Mecklenburg-Vorpommern und Thüringen über die Hälfte des Wassers aus Oberflächenwasser entnommen. Im Süden und Westen stammen größere Anteile auch aus öffentlichen und privaten Versorgungsnetzen. Zum Teil wird dabei aber auch durch regionale Beregnungsverbände über das Netz verteiltes Uferfiltrat eingeschlossen (z. B. in Rheinland-Pfalz) (Seis et al. 2016). (DESTATIS 2011)

Abbildung 19: Herkunft des zur Bewässerungswassers und eingesetzte Wassermenge je Bundesland im Jahr 2009



Wasserbedarf im Konversionsprozess

Die verwendeten Ausgangssubstrate (vgl. Abschnitt 4.1.3.1) der verschiedenen Konversionspfade unterscheiden sich häufig in ihrem Wassergehalt. Während Substrate zur Festbrennstoffnutzung nur einen geringen Wassergehalt aufweisen und z. T. im Aufbereitungsprozess getrocknet werden müssen, werden in biochemischen Konversionspfaden wie der Biogasfermentation häufig Substrate mit hohem Wassergehalt wie z. B. erntefrische grüne Biomassen eingesetzt, deren Wassergehalt bis zu 80 % betragen kann. Die Bereitstellungssysteme haben jeweils das Ziel den Wassergehalt der Biomasse optimal an den jeweiligen Prozess der energetischen Umwandlung anzupassen (z. B. durch Trocknung, Silierung). Biogasverfahren sind häufig durch Wasserrückführung dahingehend optimiert, den Frischwassereinsatz zu minimieren. Werden im Verfahren Flüssigkeiten benötigt, werden häufig abgetrennte Flüssigkeiten aus dem Prozess rückgeführt bzw. im Kreis geführt. Dieckmann et al. (2016) führen unter anderem Verfahrensphasen wie Anmaischung und Substratverflüssigung auf, in denen Wasser zugesetzt wird und geben zum Teil an, ob Frischwasser oder andere Wasserquellen wie Prozesswasser genutzt werden. Eine Quantifizierung ermöglichen die Angaben jedoch nicht. Die Wasserverwendung im Konversionsprozess ist stark abhängig von der eingesetzten Substratkombination (Gülle, NawaRo, etc.) und der technischen Anlagengestaltung. Diese anlagenspezifischen Informationen sind nur im

Einzelfall verfügbar und bieten daher keine Basis für eine flächendeckende Ableitung dieser Komponente des Wasserbedarfs für Bioenergie.

Das in der Biogasproduktion direkt oder indirekt über die Substrate zugeführte Wasser macht einen Großteil der Gärreste aus. Der größte Teil der Gärreste wird anlagennah auf landwirtschaftlichen Flächen ausgebracht. Ist dies nicht möglich, besteht die Option zur Vermarktung. Dazu ist eine Aufbereitung der Gärreste zur Erhöhung der Transportwürdigkeit und Erweiterung der Vermarktungsperspektiven nötig. Je nach der standortspezifischen Umsetzbarkeit verschiedener Aufbereitungsverfahren verbleibt durch Entwässerung Wasser zur Rückführung in den Konversionsprozess zurück, wird über Verdunstungs- und Verdampfungsprozesse dem System entzogen oder wird der Abwasserentsorgung zugeführt. Die Menge des in den Aufbereitungsverfahren rückgewonnenen bzw. entzogenen Wassers ist auch hier stark abhängig vom Trockenmassegehalt der eingesetzten Ausgangssubstrate der Vergärungsanlage und kann nicht allgemeingültig bestimmt werden. (Herbes et al. 2017)

Wasserbedarf in der Energieträgerreinigung und -aufbereitung

Im Speziellen in der Technologie der Biogasproduktion wird in der Phase der Biogasreinigung und -aufbereitung unter Umständen Wasser genutzt oder auch wie im Fall der Biogastrocknung zurückgewonnen. Ein Wassereinsatz ist vor allem in bestimmten Verfahren der Entschwefelung von Biogas (v. a. in Tropfkörperkolonnen) und in CO₂-Abtrennverfahren (v. a. Druckwasserwäsche) zur Aufbereitung des Biogases auf Erdgasqualität zur Einspeisung in das Erdgasnetz nötig (Dieckmann et al. 2016: 1681ff.). Eine Übersicht von in Beispielanlagen in der Praxis eingesetzten Verfahren geben Urban et al. (2008). Die Wahl der eingesetzten Verfahren wird im Einzelfall in Abhängigkeit der bestehenden Anlagenkonfiguration und Wirtschaftlichkeit getroffen. Im Vergleich zur Gesamtzahl von Bioenergieanlagen in Deutschland sind mit rund 225 Anlagen (im Jahr 2017, AEE 2019b) nur sehr wenige Aufbereitungsanlagen installiert, wodurch die gegebenenfalls für die Aufbereitung eingesetzten Wassermengen in der Gesamtbetrachtung zu vernachlässigen sind.

4.1.4 Geothermie

4.1.4.1 Entwicklung des Anlagenbestandes und regionale Verteilung

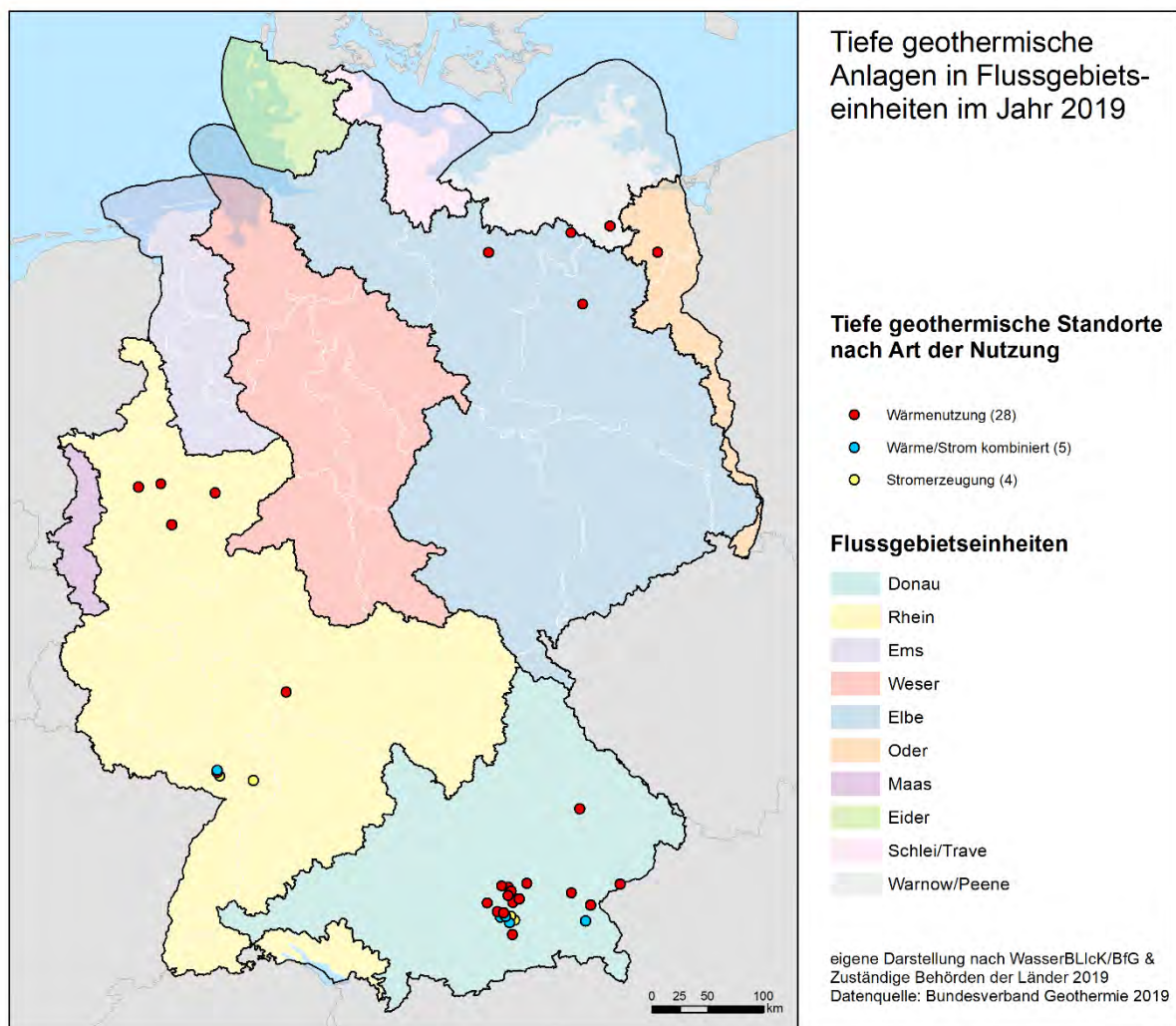
Geothermische Energie (Geothermie, Erdwärme) kann auf drei unterschiedlichen Wegen genutzt werden: die oberflächennahe Geothermie und die tiefe Geothermie, unterschieden in hydro- und petrothermale Geothermie.

Bei der tiefen Geothermie (Bohrungen >400 m) werden Systeme unterschieden, die warmes, im Untergrund vorhandenes Thermalwasser zur Energiegewinnung nutzen (hydrothermal) und Systeme, die Wärme aus heißem Tiefengestein für die Energiegewinnung nutzen (petrothermal). Mit der tiefen Geothermie kann neben Wärme unter bestimmten Voraussetzungen auch Strom produziert werden. Neben der direkten lokalen Nutzung des Thermalwassers im Gesundheits-, Freizeit- und Erlebnisbereich und zur Gebäudeheizung, welche an mehr als 160 Standorten in Deutschland erfolgt, stellt die Belieferung von Fernwärmenetzen heute die vorrangige Nutzung tiefer geothermischer Reservoirs dar (BVG 2017). Laut dem Bundesverband Geothermie sind 33 Anlagen mit einer installierten thermischen Leistung von ca. 336 MW_{th} in Betrieb. In fünf dieser Anlagen wird die Wärmebereitstellung durch eine Stromerzeugung ergänzt. Eine reine Stromerzeugung ist derzeit an vier Standorten realisiert. Die elektrische Anlagenkapazität liegt derzeit bei ca. 37 MW_{el}. Insgesamt sind derzeit 37 tiefe Geothermie Anlagen in Betrieb, drei im Bau und 30 in Planung (BVG 2019). Räumlich sind die geothermischen Anlagen in Regionen geologischer Eignung, z. B. im südlichen Oberbayern, konzentriert (Abbildung 20, Agemar et al. 2014).

Bei der oberflächennahen Geothermie (Bohrungen <400 m) kann Wärme und Kälte entzogen sowie gespeichert werden. Diese Form der Geothermie wird heute bereits in rund 390.000 Anlagen mit einer installierten thermischen Leistung von ca. 4.290 MW_{th} genutzt (BVG 2019). Zurzeit liegt der Haupteinsatzbereich erdgekoppelter Wärmepumpen bei der Versorgung neu errichteter niedergeschossiger Wohneinheiten sowie der Kühlung von Bürogebäuden und Gewerbegebäuden.

Im Jahr 2018 trug die Geothermie mit 0,17 TWh zur Bruttostromerzeugung und mit 14,7 TWh (tiefe Geothermie 1,1 TWh, oberflächennahe Geothermie & Umweltwärme 13,6 TWh) zum Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte bei (AGEE-Stat 2019a). Das entspricht einem Anteil von 0,03 % bzw. 1,2 % an der gesamten Bruttostromerzeugung bzw. an dem gesamten Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte. Während der Ausbau der oberflächennahen Geothermie stark zunimmt (ca. 23.400 neu installierte Anlagen pro Jahr, BVG 2019), stagniert der Ausbau der tiefen Geothermie in den letzten Jahren. Hauptgründe hierfür sind die fehlende Akzeptanz in der Bevölkerung (Stichwort seismische Ereignisse, Heumann & Huenges 2017: 119f.) und das bisher hohe finanzielle Risiko aufgrund der Unsicherheit, inwieweit verwirklichte Tiefenbohrungen erfolgreich geothermisch genutzt werden können.

Abbildung 20: Standorte von tiefen Geothermieranlagen in Flussgebietseinheiten Deutschlands 2019



4.1.4.2 Datenlage zum Wassereinsatz

Bei der oberflächennahen Geothermie wird im Betrieb kein Wasser benötigt, lediglich bei der Bohrung kommt Wasser zum Spülen des Bohrloches zum Einsatz. In der folgenden Betrachtung wird daher ausschließlich der Wasserbedarf beim Betrieb von tiefen Geothermieranlagen untersucht.

Auch bei der tiefen Geothermie wird Wasser bei der Bohrung eingesetzt, der größere Teil wird aber für die Kraftwerkskühlung im Betrieb benötigt (Kaltschmitt et al. 2014). Dies ist insbesondere notwendig, wenn die Abwärme nicht genutzt wird. Für die geothermische Stromerzeugung kommen hauptsächlich die folgenden Kühlverfahren in Frage: Durchlaufkühlung, Luftkondensator, Kühlung mit Kühlturm und separatem Kühlwasserkreislauf. Bei der Durchlaufkühlung besteht eine starke Standortabhängigkeit und der Einsatz dieses Verfahrens ist oft nicht oder nur schwer realisierbar (BMU 2011). Auch die Genehmigungsverfahren sind hier sehr schwierig. Luftkondensatoren werden häufig an Standorten eingesetzt, an denen kein oder nicht ausreichend Kühlwasser zur Verfügung steht. Im Gegensatz zu den Nasskühlungen sind hier die Genehmigungen weniger kompliziert (BMU 2011). Von den neun tiefen Geothermieranlagen, die derzeit Strom produzieren, haben sieben eine Kühlung mit Luftkondensator, in einer wird die Kühlung über einen Nasskühlturm realisiert und einer weiteren über einen Hybridkühlturm (Eyerer et al. 2017).

Der Wasserbedarf schwankt für die verschiedenen Kühlverfahren und Untergrundgegebenheiten. Die in Deutschland derzeit installierten Kraftwerkstechnologien werden dem binären Typ zugeordnet. Bei dieser Technologie sind der Thermalkreislauf und der die Turbinen antreibende Sekundärkreislauf über Wärmetauscher verbunden. Dadurch lassen sich auch geothermische Reservoirs mit nur niedriger Temperatur nutzen (vgl. Frick et al. 2010). Enhanced Geothermal Systems, bei denen im Untergrund ein künstliches Rissystem erzeugt wird, um die Durchlässigkeit der Gesteine für injiziertes Wasser zu erhöhen, existieren derzeit in Deutschland nicht (Clauser & Elsner 2015). Macknick et al. (2011) fand in einer Literatur- und Datenrecherche für binäre Technologien Werte zwischen 0 bis 15 m³/MWh_{el} (Tabelle 14), was bei einer angenommenen Volllaststundenzahl von 7.500 Stunden (UBA 2010) einem Wasserbedarf je installierter elektrischer Leistung von 0 bis 113 Mio. m³/GW_{el} entspricht. Für die deutschen tiefen Geothermiekraftwerke gibt es keine offiziellen Zahlen zum Wassereinsatz. Clauser & Elsner (2015) geben nach Erhebungen der TU München für deutsche Geothermiekraftwerke eine Spanne von 0 bis 7,4 m³/MWh_{el} (entsprechend 55,5 Mio. m³/GW) an und erwarten für das Jahr 2050 einen Wasserbedarf von 0 bis 6 m³/MWh_{el} (45 Mio. m³/GW). Diese Angaben zum Frischwasserbedarf beziehen sich auf Trinkwasser. Ob sich die Herkunft auf Grundwasser oder Oberflächenwasser bezieht, ist nicht angegeben.

Tabelle 14: Wasserbedarf für tiefegeothermale Technologien (eigene Darstellung basierend auf Macknick et al. 2011)

Kühlverfahren	Kraftwerkstechnologie	Wasserbedarf [m ³ /MWh _{el}] <u>Min</u>	Wasserbedarf [m ³ /MWh _{el}] <u>Max</u>	Wasserbedarf [m ³ /MWh _{el}] <u>Me-</u> <u>dian</u>
Kühlturm	Trockendampf	6,8	6,8	6,8
Kühlturm	Flash Dampf (Frischwasser)	0,02	0,07	0,04

Kühlverfahren	Kraftwerkstechnologie	Wasserbedarf [m³/MWhel] <u>Min</u>	Wasserbedarf [m³/MWhel] <u>Max</u>	Wasserbedarf [m³/MWhel] <u>Me-</u> <u>dian</u>
Kühlturm	Flash Dampf (Geotherm. Flüssigkeit)	7,82	11,73	9,78
Kühlturm	Binär	6,44	15	13,63
Kühlturm	Enhanced Geothermal Systems	10,92	19,48	18,11
Luftkondensator	Flash Dampf	0	0	0
Luftkondensator	Binär	0	1,02	0,51
Luftkondensator	Enhanced Geothermal Systems	1,14	6,73	3,22
Hybrid	Binär	0,28	1,39	0,84
Hybrid	Enhanced Geothermal Systems	3,08	7,57	5,32

4.1.5 Zwischenfazit

Für eine belastbare Herleitung des Wasserbedarfs zum Betrieb von Windenergieanlagen und Photovoltaikanlagen fehlen verlässliche Daten. Angaben zur durchschnittlichen Reinigungshäufigkeit pro Jahr, zur benötigten Wassermenge pro Reinigung sowie zur Herkunft des verwendeten Wassers sind nicht systematisch erfasst.

Im Bereich der Bioenergie wird der größte Anteil des Wasserbedarfes in der Bewässerung von Energiepflanzen erwartet. Das in den Substraten enthaltene Wasser steht dabei direkt oder indirekt über Rückführungsprozesse dem Konversionsprozess zur Verfügung. Es gibt sowohl auf nationaler als auch regionaler Ebene keine offiziellen Statistiken zur Bewässerung von Energiepflanzen. Es ist daher nicht möglich, den derzeitigen tatsächlichen Wasserbedarf für die Bewässerung von Energiepflanzen anzugeben. Auch die Datenlage zur Bewässerung von Kulturarten insgesamt ist unzureichend. Nur für das Jahr 2009 gibt es eine Statistik, die unterscheidet, welche Kulturarten auf den bewässerten Flächen angebaut werden, wobei nicht ersichtlich ist, wofür diese nach der Ernte genutzt werden. Auch fehlen Daten, die eine Verknüpfung von Bewässerungsstatistiken und Daten zum Energiepflanzenanbau ermöglichen würden.

Auch hinsichtlich des Wasserbedarfs beim Betrieb von tiefen Geothermieranlagen liegen kaum belastbare Daten vor. Die theoretische Spannbreite ist mit 0 bis 55,5 Mio. m³/GW_{el} für Geothermiekraftwerke in Deutschland sehr groß und im Wesentlichen abhängig von der eingesetzten Kühltechnologie.

Internationale Studien, die sich mit dem Wasserbedarf zur Energieerzeugung beschäftigen, decken dabei einzelne Phasen, z. B. den operativen Betrieb (vgl. Macknick et al. 2011) ab oder reichen bis hin zu umfassenden Bestimmungen des Wasserfußabdrucks (vgl. Gerbens-Leenes et al. 2009, Mekonen et al. 2015, Stolz et al. 2017). Meldrum et al. (2013) merken allerdings an, dass viele dieser Quellen nur wenig neue Datenbasis einbeziehen und vielmehr auf einer kleinen Anzahl ursprünglicher Datenquellen beruhen, die lediglich neu in Kontext gesetzt und verarbeitet

werden. Darüber hinaus sind die Daten häufig einem spezifischen geographischen Raum zugeordnet und können so nur bedingt in andere Regionen mit z. B. anderen klimatischen Bedingungen übertragen werden - insbesondere im Fall von Wasserentnahmen für die Produktion von Energiepflanzen. Unterschiede der betrachteten Systemgrenzen und verwendeten Methoden schränken zudem die Vergleichbarkeit ein. Die hier wiedergegebenen Angaben aus der Literatur sollen daher lediglich als Verdeutlichung der erwarteten Größenordnung verstanden werden.

4.2 Überschlägige Ermittlung des Wasserbedarfs

Basierend auf den Daten zum Anlagenbestand und zum Wasserbedarf der Erneuerbare Energien Technologien wird im Folgenden eine vereinfachte Abschätzung des Status-quo präsentiert. Anschließend erfolgt eine Übertragung der hypothetischen Schätzungen auf prognostizierte installierte Leistungen der Technologien nach den UBA-Szenarien, siehe auch Kapitel 3.2.

4.2.1 Windenergie an Land

4.2.1.1 Abschätzung aktueller Wasserbedarf

Möchte man den Wasserbedarf zur Reinigung von Windenergieanlagen ermitteln, ergibt sich folgender theoretischer Ansatz:

$$\text{Wasserbedarf} = \text{Reinigungshäufigkeit} \times \text{Wassereinsatz je Reinigung} \times \text{Anlagenanzahl}$$

Da jedoch seriöse Zahlen zur Reinigungshäufigkeit und zum Wassereinsatz je Reinigung fehlen, kann an dieser Stelle nur ein grober Überschlag erfolgen. Tabelle 15 zeigt den bundesweiten Wasserbedarf zur Reinigung von Windenergieanlagen für das Jahr 2018 in Abhängigkeit der Anzahl installierter Anlagen. Es wird für die vereinfachte Abschätzung eine einmalige Reinigung aller Anlagen im Jahr angenommen. Bei Kenntnis des jährlichen Anteils gereinigter Anlagen sind die Ergebnisse entsprechend anzupassen. Auf Basis der recherchierten Referenzangaben eines Reinigungsdienstleisters wird für den gesamten Anlagenbestand ein Wassereinsatz pro Anlage von 0,02 m³ für Handreinigung und 0,1 m³ für Hochdruckreinigung angesetzt.

Tabelle 15: Wasserbedarf zur Reinigung von Windenergieanlagen in Deutschland im Jahr 2018

Windenergieanlagen an Land	2018
Installierte Gesamtleistung [MW] (IEE 2019b)	53.304
Anlagenanzahl (IEE 2019b)	29.897
Annahme: jährliche Reinigung aller Anlagen	
a) Wasserbedarf pro Reinigung: 0,02 m ³ /Anlage	
1. Wasserbedarf absolut [m ³ /a]	598
2. Wasserbedarf je inst. elektrische Leistung [m ³ /GW]	11
Annahme: jährliche Reinigung aller Anlagen	
b) Wasserbedarf pro Reinigung: 0,1 m ³ /Anlage	
1. Wasserbedarf absolut [m ³ /a]	2.990
2. Wasserbedarf je inst. elektrische Leistung [m ³ /GW]	56

Unter der Annahme, dass der gesamte Anlagenbestand einmal im Jahr gereinigt wird, ergibt sich für das Jahr 2018 für Deutschland ein Wasserbedarf von knapp 600 m³ bei manueller Reinigung

und etwa 3.000 m³ bei Hochdruckreinigung. Über das Verhältnis der eingesetzten Reinigungsmethoden liegen keine Informationen vor. Teilt man den absoluten Wasserbedarf durch die installierte elektrische Leistung ergibt sich für das Jahr 2018 ein Wasserbedarf je installierter elektrischer Leistung von 11 m³/GW (manuelle Reinigung) bzw. 56 m³/GW (Hochdruckreinigung).

Unabhängig von der Unsicherheit der getroffenen Annahmen aufgrund der schlechten Datenlage ist darüber hinaus unklar, inwieweit die ermittelten Werte relevant für eine Fragestellung mit Fokus auf Oberflächengewässer sind, da die räumliche Herkunft und Art der Wasserquelle ungewiss sind.

Der in diesem Forschungsvorhaben für das Jahr 2018 hochgerechnete absolute Wasserbedarf für Deutschland von 600 bis 3.000 m³ sowie der Wasserbedarf je installierter elektrischer Leistung von 11 bis 56 m³/GW dient daher nur zur groben Einordnung der Größenordnung des Wasserverbrauchs durch den Betrieb von Windenergieanlagen. Aufgrund der geringen Verbesserung der Leistung einer Windenergieanlage durch eine Rotorblattreinigung und des damit einhergehenden fragwürdigen wirtschaftlichen Nutzens einer Reinigung wird der Wasserbedarf voraussichtlich wesentlich geringer sein.

4.2.1.2 Abschätzung Wasserbedarf für 2025, 2030, 2040 und 2050

Für die Abschätzung der zukünftigen Entwicklung auf Basis der Ausbauziele der GreenSzenarien wird der für das Jahr 2018 berechnete leistungsspezifische Wasserbedarf von 11 bzw. 56 m³/GW mit der in den Szenarien modellierten zukünftigen installierten Leistung multipliziert. Es wird vereinfachend angenommen, dass der leistungsspezifische Wasserbedarf in etwa gleich bleibt. Durch den technischen Fortschritt sind zwar weniger Anlagen für das Erzielen eines GW Leistung notwendig und folglich müssen weniger Anlagen je GW gereinigt werden, dies geht aber vor allem mit steigenden Anlagenausmaßen und damit steigendem Wassereinsatz pro Anlage einher.

Der Intensität und dem zeitlichen Verlauf des Ausbaus von Windenergie an Land folgt damit auch die zu erwartende Entwicklung des Wasserbedarfs. Nach dem GreenLate Szenario erhöht sich der Wasserbedarf zunächst nur langsam um etwa 25 % bis 2025 und anschließend bis 2040 um etwa 60 % im Vergleich zu 2018. Der schnellere Ausbau im Zeitraum von 2040 bis 2050 resultiert in einer prognostizierten Steigerung des Wasserbedarfs um 180 % und damit fast einer Verdreifachung gegenüber 2018. Die starke Ausbauentwicklung im GreenSupreme Szenario setzt zu einem früheren Zeitpunkt ein. Bis 2025 wird der Wasserbedarf um 40 % und anschließend bis 2040 um 135 % gegenüber 2018 ansteigen. Da sich laut der Szenarienannahmen Rückbau und Zubau im weiteren Verlauf bis 2050 die Waage halten, bleibt die installierte Leistung und der Wasserbedarf nach 2040 konstant (UBA 2019c).

Tabelle 16: Abschätzung des zukünftigen Wasserbedarfs für Windenergie an Land

Windenergieanlagen an Land	2025	2030	2040	2050
Installierte Leistung [GW] GreenLate	68,2**	88	88	150
Wasserbedarf absolut [m³/a]*	750 / 3.820	968 / 4.928	986 / 4.928	1.650 / 8.400
Installierte Leistung [GW] GreenSupreme	75,2**	103	128	128
Wasserbedarf absolut [m³/a]*	827 / 4.211	1.133 / 5.768	1.408 / 7.168	1.408 / 7.168

* Wasserbedarf je installierter Leistung: 11 / 56 [m³/GW] (manuelle Reinigung/Hochdruckreinigung)

** Abgeleiteter Wert auf Basis des im Szenario definierten durchschnittlichen jährlichen Zubaus und erwarteter Rückbauentwicklung

4.2.2 Photovoltaik

4.2.2.1 Abschätzung aktueller Wasserbedarf

Die Herangehensweise zur Abschätzung der Größenordnung des Wasserbedarfs für die Modulflächenreinigung von Photovoltaik in Deutschland ist ähnlich derer für Windenergieanlagen. Der Wasserbedarf ergibt sich theoretisch aus dem Produkt aus der installierten PV-Modulfläche und der pro Quadratmeter eingesetzten Reinigungswassermenge, sowie der Reinigungshäufigkeit.

$$\text{Wasserbedarf} = \text{Modulfläche} \times \text{Wassereinsatz je m}^2 \times \text{Reinigungshäufigkeit}$$

Es gibt keine Daten zur verbauten Modulfläche in Deutschland. Daher musste diese im Forschungsvorhaben über die installierte elektrische Leistung und den Modulwirkungsgrad hergeleitet werden. Der durchschnittliche Modulwirkungsgrad kristalliner Zellen betrug im Jahr 2018 etwa 17 % (2008: 12 %) und entspricht damit einer Leistungsdichte von 170 W/m² (2008: 120 W/m²) für neu zugebaute Module. Dünnschichtzellen haben mit 9 % einen geringeren Wirkungsgrad, besitzen jedoch nur einen Marktanteil von kleiner als 10 % (ISE 2019) und werden daher für diese vereinfachende Abschätzung nicht mit betrachtet. Es wird ein linearer Anstieg des Wirkungsgrades im zeitlichen Verlauf des Anlagenzubaues angesetzt (NREL 2019). Die durchschnittliche Leistungsdichte aller zu einem Zeitpunkt installierten Anlagen ist entsprechend der Baujahrverteilung geringer als die jeweilige Leistungsdichte bei neu installierten Anlagen. Daher wird das Verhältnis von Zubau- und Bestandsanlagenleistungen in die Berechnung einbezogen und eine durchschnittliche Leistungsdichte von 137 W/m² für das Jahr 2018 ermittelt. Aus den verfügbaren Daten zur installierten Leistung und der durchschnittlichen Leistungsdichte kann dann die Modulfläche errechnet und anschließend der absolute Wasserbedarf bestimmt werden (Tabelle 17).

Tabelle 17: Wasserbedarf zur Reinigung von Photovoltaikanlagen in Deutschland im Jahr 2018

Photovoltaik (Dach- und Freiflächen) <i>Annahme: jährliche Reinigung der gesamten Modulfläche</i>	2018
Installierte Gesamtleistung [MW] (AGEE-Stat 2019a)	45.277
Durchschnittliche Leistungsdichte [W/m²]	137
Installierte Modulfläche [m²]	330.500.000
Wasserbedarf absolut (bei 0,001 m³/m²) [m³/a]	330.500
Wasserbedarf je installierter elektr. Leistung [m³/GW]	7.300

Unter der Annahme, dass die gesamten PV-Anlagen einmal im Jahr gereinigt werden und 0,001 m³ Wasser pro Quadratmeter Modulfläche verwendet wird, ergibt sich ein absoluter Wasserbedarf von rund 330.500 m³ für 2018. Auf die installierte elektrische Leistung bezogen entspricht das 7.300 m³/GW. Auch dieser auf Basis der vorgestellten Annahmen hochgerechnete Wasserbedarf dient nur zur groben Einordnung der Größenordnung des Wasserverbrauchs durch den Betrieb von Photovoltaikanlagen. Die realistische Einordnung dieser Werte fällt insbesondere schwer, da die Reinigungshäufigkeit als sehr standortabhängig beschrieben wird. Aufgrund der im Mittel sehr geringen Verbesserung der Leistung einer PV-Anlage durch eine Reinigung und der damit einhergehenden Frage nach dem wirtschaftlichen Nutzen, wird der Wasserbedarf wahrscheinlich wesentlich geringer sein als hier angenommen wurde. Überdies kommen in modernen Anlagen zunehmend technologische Weiterentwicklungen wie Beschichtungen oder chemisch veränderte Oberflächen zum Einsatz, die Verschmutzungen reduzieren

und damit Leistungsverluste und die Notwendigkeit von Reinigungsvorgängen vermindern sollen (Ilse et al. 2018). Eine Zuordnung zu Wasserentnahmen aus Oberflächengewässern gibt die Datenbasis zudem nicht her.

4.2.2.2 Abschätzung Wasserbedarf für 2025, 2030, 2040 und 2050

Die Übertragung des für das Jahr 2018 berechneten leistungsspezifischen Wasserbedarfs von $7.300 \text{ m}^3/\text{GW}$ auf die in den GreenSzenarien modellierten zukünftigen installierten Leistungen ist in Tabelle 18 dargestellt. Auch in diesem Fall zeigt sich, dass bei einem verzögerten Ausbau gemäß GreenLate Szenario bis 2030 noch keine Verdoppelung des Wasserbedarfes zu erwarten ist. Später verfünffacht sich der Wasserbedarf aber annähernd aufgrund der intensiven Ausbaum Bemühungen. Für das GreenSupreme Szenario mit höheren Effizienzbestrebungen ergibt sich eine Erhöhung des Bedarfs um etwa 130 % bis 2030 mit einem weiteren Anstieg bis 2050 auf einen knapp verdreifachten Wasserbedarf gegenüber 2018.

Tabelle 18: Abschätzung des zukünftigen Wasserbedarfs für Photovoltaik

Photovoltaik (Dach- und Freifläche)	2025	2030	2040	2050
Installierte Leistung [GW] GreenLate	65,5**	81	123,5	218
Wasserbedarf absolut [m^3/a]*	478.150	591.300	901.550	1.591.400
Installierte Leistung [GW] GreenSupreme	76**	105	119	130,5
Wasserbedarf absolut [m^3/a]*	554.800	766.500	868.700	952.650

* Wasserbedarf je installierter Leistung: $7.300 \text{ m}^3/\text{GW}$

** abgeleiteter Wert auf Basis des im Szenario definierten durchschnittlichen jährlichen Zubaus und erwarteter Rückbauentwicklung

In dieser vereinfachten Betrachtung wird ein gleichbleibender Modulwirkungsgrad angenommen, da der tatsächliche durchschnittliche Modulwirkungsgrad aller Anlagen zu einem zukünftigen Zeitpunkt ohne Kenntnis des Zubau- und Bestandsanlagenverhältnisses nur schwer zu bemessen ist. Es ist davon auszugehen, dass die ermittelten Werte so den zu erwartenden zukünftigen Wasserbedarf überschätzen. Technische Verbesserungen werden auch in Zukunft zu einer Erhöhung der Modulwirkungsgrade führen, sodass zum Erzeugen der gleichen Leistung eine geringere Modulfläche nötig sein wird. Damit ist auch ein geringerer Wassereinsatz zur Reinigung erforderlich. Die GreenSzenarien unterstellen für das Jahr 2050 einen mittleren Wirkungsgrad von 21 % ($210 \text{ W}/\text{m}^2$) für neu installierte Module (UBA 2019c). Setzt man diesen für eine exemplarische Berechnung des Wasserbedarfs für 2050 an, ergibt sich mit $1,04 \text{ Mio. m}^3/\text{a}$ (GreenLate) ein etwa verdreifachter bzw. mit rund $621.000 \text{ m}^3/\text{a}$ (GreenSupreme) ein um 90 % gegenüber 2018 erhöhter Wasserbedarf. Nach Einschätzungen von Fachexperten werden sogar Modulwirkungsgrade von 25 bis 34 % im Jahr 2050 für wahrscheinlich gehalten (Rech & Elsner 2016), was zu einem noch geringeren Wasserbedarf je installierter Leistung führen würde.

4.2.3 Bioenergie

4.2.3.1 Abschätzung aktueller Wasserbedarf

Die bewässerte Anbaufläche für Energiepflanzen und die dafür eingesetzte Wassermenge ist statistisch nicht erfasst. Es ist daher nicht möglich, den derzeitigen tatsächlichen Wasserbedarf für die Bewässerung von Energiepflanzen anzugeben. Für eine grobe Abschätzung der Größenordnung des Wasserbedarfs wird dieser über Daten aus der allgemeinen Agrarstatistik, Daten zu Anteilen von Energiepflanzen an den insgesamt angebauten Ackerkulturen sowie Statistiken zur

allgemeinen Bewässerung in Deutschland hergeleitet. Die theoretische Berechnungsbasis gestaltet sich dabei wie folgt:

$$\text{Wassereinsatz} = \text{Anbaufläche NawaRo} \times \text{bewässerter Anteil} \times \text{Beregnungshöhe}$$

Oft entscheidet sich erst nach dem Erntezeitpunkt marktbedingt in welchen Nutzungspfad eine Kulturart geht (z. B. Nahrung, Futter, Energie) (FNR 2019). Es wird daher für die Herleitung angenommen, dass zum Zeitpunkt der Bewässerung noch nicht klar ist, ob die Anbaubiomasse in die Nahrungs-, Futtermittel- oder Energieproduktion geht und damit kein bedeutender Einfluss der Nutzungsform auf die Entscheidung für oder gegen eine Bewässerung besteht. Entsprechend dieser Annahme erfolgte eine Übertragung der allgemeinen Statistiken zur Bewässerung auf die Energiepflanzen.

Es liegt ausschließlich für die Landwirtschaftszählung 2010 mit Bezugsjahr 2009 eine Kulturartenunterscheidung für die bewässerten Flächen vor (DESTATIS 2011). Für die Übertragung des Bewässerungsanteiles auf Energiepflanzen wurde der Wert (Bundesdurchschnitt 2,2 %) um die Anteile von Kartoffeln/Erdbeeren/Gemüse (38 % der bewässerten Fläche) und anderen Fruchtarten (z. B. Rebflächen, Beerenobstanlagen; 8 %) (siehe Abbildung 18) bereinigt, da diese Flächenanteile typischerweise nicht der energetischen Nutzung zugeordnet werden können. Damit reduziert sich der durchschnittlich bewässerte Flächenanteil potenzieller Energiepflanzen auf knapp 1,2 %.

Die durchschnittliche Beregnungshöhe entspricht der innerhalb eines Jahres eingesetzten Wassermenge pro Fläche. Sie bestimmt sich aus dem Quotient der zur Bewässerung eingesetzten Wassermenge und der bewässerten Fläche. Auf Grundlage der Daten aus DESTATIS (2011) errechnet sich für Deutschland im Jahr 2009 eine durchschnittliche Beregnungshöhe von knapp $0,08 \text{ m}^3/\text{m}^2$. Dieser Wert ist Ausgangspunkt für die Berechnung des absoluten Wassereinsatzes für die Bewässerung von Energiepflanzen aus dem Produkt mit der Anbaufläche. Die tatsächliche Beregnungshöhe ist von vielen Faktoren, wie z. B. Standort, Kultur, ökonomischen Rahmenbedingungen und wasserrechtlicher Genehmigung abhängig (Steidl et al. 2015) und kann daher nur vereinfachend mit dem durchschnittlichen Wert von $0,08 \text{ m}^3/\text{m}^2$ abgeschätzt werden. Dies entspricht unter anderem der in Niedersachsen, dem Bundesland mit dem höchsten Bewässerungsaufkommen, zulässigen jährlichen Zusatzbewässerungshöhe (NMU 2019).

Die Anbaufläche für Energiepflanzen in Deutschland betrug 2018 nach Angaben der FNR 2,16 Mio. ha. Unter der Annahme, dass sich der bewässerte Anteil an der Anbaufläche nicht wesentlich unter den Energiepflanzen unterscheidet und durchschnittlich 1,2 % beträgt, ergibt sich für 2018 eine bewässerte Fläche von Energiepflanzen von insgesamt 25.920 ha. Bei einer durchschnittlichen Beregnungshöhe von $0,08 \text{ m}^3/\text{m}^2$ errechnet sich eine absolute Gesamtwassermenge für Energiepflanzen von 20,7 Mio. m^3 (Tabelle 19). Am gesamten Wassereinsatz nichtöffentlicher Betriebe (2016: 18,75 Mrd. m^3) beträgt dieser Anteil ca. 0,1 % (DESTATIS 2018). Bei einer installierten Leistung der Bioenergie von 8,4 GW im Jahr 2018 ergibt sich eine leistungsbezogene Wasserentnahme von 2,5 Mio. m^3/GW .

Tabelle 19: Wasserbedarf für den Anbau von Energiepflanzen in Deutschland im Jahr 2018

Bioenergie	2018
Anteil bewässerte Fläche an LN 2009 (nur energierelevante Kulturen) [%] *	1,2
Anbaufläche Energiepflanzen [ha] (FNR 2019)	2.160.000

Bioenergie	2018
Bewässerte Fläche Energiepflanzen [ha]	25.920
Eingesetzte Wassermenge 2018 [m³] (bei durchschnittlicher Bewässerungshöhe von 0,08 m³/m²)	20,7 Mio.
Wasserbedarf je inst. elektr. Leistung [m³/GW]	2,5 Mio.

*errechnet für energierelevante Kulturen, d.h. ohne Anteil von Kartoffeln/Erdbeeren/Gemüse, sowie Sonderkulturen wie Rebflächen/Beerenobst

Im nächsten Schritt wurde versucht, mit Hilfe der bundeslandspezifischen Daten zu Anbauflächen für Energiepflanzen für das Jahr 2011 (AEE 2019b) die regionalen Unterschiede im Anbau von Energiepflanzen und im Umfang von Bewässerung in der Herleitung zu berücksichtigen (Tabelle 20). Auch in dieser Datenbasis ist keine Unterteilung in einzelne Rohstoffe oder Biomassetechnologien enthalten, sodass in diesem Fall ein mittlerer Wert von 0,08 m³/m² als Bewässerungshöhe angesetzt wird.

Spalte 3 in Tabelle 20 verdeutlicht, dass auch nach der Eingrenzung des bewässerten Anteils an der landwirtschaftlichen Nutzfläche (LN) auf energierelevante Kulturen Niedersachsen mit 5,9 % einen überdurchschnittlichen Bewässerungsanteil an der landwirtschaftlichen Nutzfläche besitzt, während er bei den restlichen Flächenbundesländern unter 1 % liegt. Über das Produkt aus dem reduzierten Bewässerungsanteil (Spalte 3) und der Anbaufläche von Energiepflanzen (Spalte 4) wurde die bewässerte Fläche für Energiepflanzen bestimmt (Spalte 5). Unter der Annahme von 0,08 m³/m² zusätzlicher Bewässerung wurde der Wasserbedarf für den Energiepflanzenanbau im Jahr 2011 auch für Deutschland und auf Ebene der Bundesländer berechnet (Spalte 5). Unter den genannten vereinfachenden Annahmen wird insgesamt ein Wassereinsatz im Energiepflanzenanbau von knapp über 18,8 Mio. m³ ermittelt, wovon Niedersachsen mit 13,9 Mio. m³ den größten Anteil trägt.

Aufgrund der schlechten Datenlage mussten eine Vielzahl von Annahmen getroffen werden. Dabei wurde stets abgewogen, ob es einen Mehrwert erzeugt, detailliertere Werte (z. B. kulturartenspezifische Bewässerungshöhe) zu integrieren oder ob dadurch lediglich eine Scheingenauigkeit hervorgerufen wird, die dem Ziel einer groben Abschätzung von Größenordnungen der Wasserbedarfe nicht angemessen ist. Unter diesen Rahmenbedingungen wurde ein absoluter Wasserbedarf in Deutschland von 20,7 Mio. m³ sowie der Wasserbedarf je installierter elektrischer Leistung von 2,5 Mio. m³/GW für das Jahr 2018 ermittelt. Die mit Abstand größte Wassermenge zum Energiepflanzenanbau wird in Niedersachsen aufgewendet.

Tabelle 20: Herleitung der eingesetzten Wassermenge für den Anbau von Energiepflanzen in den Bundesländern für das Jahr 2011.

Bundesland*	Anteil bewässerte Fläche an LN 2009 (DESTATIS 2011)	Anteil bewässerte Fläche an LN 2009 (nur energierelevante Kulturen) **	Anbauflächen Energiepflanzen 2011 [ha] (AEE 2019b)	Bewässerte Fläche Energiepflanzen 2011 [ha]	Eingesetzte Wassermenge 2011 [m³] (Annahme: Bewässerungshöhe 0,08 m³/m²)
BW	1,0 %	0,4 %	115.575	462	369.600
BY	0,4 %	0,1 %	272.071	272	217.600

Bundesland*	Anteil bewässerte Fläche an LN 2009 (DESTATIS 2011)	Anteil bewässerte Fläche an LN 2009 (nur energie-relevante Kulturen) **	Anbauflächen Energiepflanzen 2011 [ha] (AEE 2019b)	Bewässerte Fläche Energiepflanzen 2011 [ha]	Eingesetzte Wassermenge 2011 [m³] (Annahme: Bewässerungshöhe 0,08 m³/m²)
BB	1,6 %	0,8 %	175.177	1.401	1.120.800
HE	2,0 %	0,9 %	61.507	554	443.200
MV	1,1 %	0,5 %	262.679	1.313	1.050.400
NI	8,4 %	5,9 %	295.547	17.437	13.949.600
NW	1,9 %	0,3 %	110.866	333	266.400
RP	2,8 %	0,2 %	42.447	85	68.000
SL	0,2 %	0,0 %	4.527	0	0
SN	0,4 %	0,0 %	151.918	0	0
ST	1,1 %	0,5 %	193.381	967	773.600
SH	0,7 %	0,3 %	143.605	431	344.800
TH	0,3 %	0,0 %	134.967	0	0
Deutschland	2,2 %	1,2 %	1.964.267	23.571	18.856.800

*Codiert nach ISO-Norm 3166-2; Stadtstaaten Berlin, Bremen und Hamburg wegen fehlender Daten nicht abgebildet

**errechnet für potenzielle Energiepflanzen, d.h. ohne Anteil von Kartoffeln/Erdbeeren/Gemüse und anderen Sonderkulturen nach DESTATIS 2011

Wie in Abschnitt 4.1.3.2 dargestellt, bestehen große regionale Unterschiede in den Quellen des zur Bewässerung eingesetzten Wassers. Insgesamt wird der überwiegende Anteil aus Grundwasser oder anderen nicht dem Oberflächenwasser zuzuordnenden Quellen entnommen. Die Wasserherkunft stellt demzufolge eine weitere Unsicherheit bei der Zuordnung der abgeschätzten Werte zu der in diesem Forschungsvorhaben betrachteten Fragestellung dar.

Für eine quantitative Abschätzung der Wasserbedarfe aus dem operativen Anlagenbetrieb fehlen verlässliche und auf den gesamten Anlagenbestand übertragbare Daten. Es wird davon ausgegangen, dass der Wasserbedarf für den operativen Betrieb im Verhältnis zu den Wasseraufwendungen für die Produktion von Energiepflanzen gering ist.

4.2.3.2 Abschätzung Wasserbedarf für 2025, 2030, 2040 und 2050

Die in dieser Studie herangezogenen Zukunftsszenarien der UBA RESCUE-Studie gehen übereinstimmend davon aus, dass nach dem Jahr 2030 keine Nutzung von Anbaubiomasse zur Bioenergieerzeugung mehr stattfindet. Es erfolgt eine Transformation hin zur ausschließlichen Verwendung von biogenen Rest- und Abfallstoffen, in denen nach Einschätzung von Fachexperten ein hohes alternatives Biomassepotential gesehen wird (FNR 2015). Bis etwa 2025 wird ein leichter

Anlagenrückbau erwartet, gefolgt von einem starken Rückbau bis 2030 und darüber hinaus. Dies resultiert in einer sinkenden installierten Leistung und einer abnehmenden Einsatzmenge von Energiepflanzen, bis zu dem Punkt, an dem die Bioenergieproduktion vollständig auf Rest- und Abfallstoffe umgestellt ist. Langfristig wird also der Wasserbedarf für den Anbau von Energiepflanzen nach den Szenarienannahmen auf 0 m³/a sinken. Der Wasserbedarf für den operativen Betrieb von Bioenergieanlagen wurde in diesem Forschungsvorhaben aufgrund der schlechten Datenlage nicht quantifiziert. Teile des für die in Abschnitt 4.1.3.2 aufgeführten Verfahrenstechniken benötigten Wassers, werden auch zukünftig bei einem Wechsel zu biogenen Rest- und Abfallsubstraten, z. B. zur Energieträgerreinigung und -aufbereitung, eingesetzt werden.

Sollten diese Entwicklungen nicht in dieser Form stattfinden, sind für die Beurteilung des zukünftigen Zusatzbewässerungsbedarfs vor allem Klimaprojektionen relevant. Danach verschieben sich die Jahresniederschläge zwischen den Halbjahren, sodass es im Winterhalbjahr zu einer Zunahme, im Frühjahr/Sommer zu einer Abnahme der Niederschläge kommt. Damit stehen zukünftig zur Vegetationszeit voraussichtlich geringere Niederschlagsmengen bei gleichzeitig erhöhter Temperatur und Verdunstung zur Verfügung. Es wird erwartet, dass durch die beschriebenen Veränderungen und hohe Abflussraten bei Starkniederschlägen nach langen Trockenperioden geben und auch die Bodenwasservorräte sinken. (vgl. Herbst & Frühauf 2018)

Die Frage der Bewässerungswürdigkeit von Energiepflanzen ist regional sehr unterschiedlich und kann gegebenenfalls nur abschließend auf Betriebsebene bewertet werden (vgl. Schittenhelm et al. 2011, Anter et al. 2018). Für eine kurzfristige Prognose ist auch bei einer gesteigerten Bewässerungsbedürftigkeit durch Klimaänderungen kein schneller Anstieg der Bewässerung zu erwarten. Insbesondere nach dem Auslaufen der EEG-Förderung ist die Wirtschaftlichkeit des Einsatzes bewässerter Energiepflanzen zweifelhaft. Die Entscheidung für den Einsatz von Bewässerung setzt eine Infrastruktur voraus, deren Investitions- und Betriebskosten verhältnismäßig hoch sind (vgl. Fröba & Belau 2018). Zudem kommen auch andere Klimaanpassungsstrategien wie veränderte Fruchtfolgen zur Anwendung (vgl. Schimmelpfennig et al. 2018, Hatfield & Dold 2019).

4.2.4 Geothermie

4.2.4.1 Abschätzung aktueller Wasserbedarf

Im Jahr 2018 waren neun tiefe Geothermieranlagen zur Stromproduktion in Deutschland in Betrieb. Sieben haben eine Kühlung mit Luftkondensator, in einer wird die Kühlung über einen Nasskühlturm realisiert und einer weiteren über einen Hybridkühlturm (Eyerer et al. 2017). Es sind keine offiziellen Zahlen zum Wassereinsatz zur Kühlung oder anderen Zwecken verfügbar.

Der aktuelle Wasserbedarf lässt sich auf Grundlage der Informationen zu den Kühltechnologien des Kraftwerksparks und den leistungsspezifischen Bedarfsangaben überschlagen (vgl. Tabelle 21, LIAG 2020). Werden die von Macknick et al. (2011) ermittelten Werte für den Wasserbedarf je erzeugter Einheit Energie mit der Stromproduktionen im Jahr 2018 der mit Kühlturm bzw. Luftkondensator gekühlten Kraftwerke verrechnet, ergibt sich eine Spanne von 540 bis 170.000 m³ Wassereinsatz. Bei der Interpretation der Daten ist zu beachten, dass die Stromproduktion einzelner geothermischer Anlagen zum Teil zwischen den Jahren stark schwankt (vgl. LIAG 2020). Eine Übertragung der Abschätzungen auf andere Jahre ist daher nur eingeschränkt möglich.

Tabelle 21: Wasserbedarf für die Kühlung bei tiefer Geothermie zur Stromerzeugung in Deutschland im Jahr 2018

Tiefe Geothermie zur Stromerzeugung	Stromproduktion 2018 [MWhel] (LIAG 2020)	Wasserbedarf je Energieeinheit [m³/MWhel] (Mac-knick et al. 2011) <u>Min</u>	Wasserbedarf je Energieeinheit [m³/MWhel] (Mac-knick et al. 2011) <u>Max</u>	Wasserbedarf absolut im Jahr 2018 [m³/a] (Min-Max)
Nasskühlturm (Bruchsal)	40	6,44	15	258 - 600
Hybridkühlturm (Taufkirchen)	1.000	0,28	1,39	280 - 1.390
Luftkondensator (übrige)	164.530	0	1,02	0 - 167.820
Summe	165.570	6,72	17,41	ca. 540 - 170.000

4.2.4.2 Abschätzung Wasserbedarf für 2025, 2030, 2040 und 2050

Aktuell ist die installierte elektrische Leistung mit 37 MW_{el} sehr gering. Eyerer et al. (2017) beschreiben das Potential der hydrothermalen Geothermie zur Stromerzeugung in Deutschland (8,7 TWh_{el}/a) in Abhängigkeit einer Reihe von Einflussfaktoren, u.a. Strom-Vergütung und gesellschaftliche Akzeptanz. Die Unsicherheiten bei der Quantifizierung dieser Einflüsse erschweren eine Abschätzung der zukünftigen Potentialausschöpfung. Der Einsatz der wasserintensiven Kraftwerkstechnologie „Enhanced Geothermal Systems“ ist auf Grund sehr geringer Akzeptanz in Deutschland eher unwahrscheinlich.

Die GreenSzenarien gehen langfristig von einer Verzehnfachung der heutigen Stromproduktion (0,16 TWh/a) durch Geothermie bis 2050 (ca. 1,5 TWh/a) aus. Es ist nicht abschätzbar, welche Kühlverfahren zukünftig angewendet werden. Der Wasserbedarf schwankt sehr stark zwischen den Kühlverfahren. Wird angenommen, dass zukünftig die gesamten Anlagen mit Luftkondensatoren gekühlt werden, wird eine Spanne von 0 bis rund 1,5 Mio. m³ Wasserbedarf geschätzt. Ein Maximalszenario unter der Annahme von vollständigem Einsatz von Nasskühlturmtechnologie würde einen Bedarf bis zu 22,5 Mio. m³ ergeben.

4.2.5 Zwischenfazit

Die in dieser Arbeit verwendeten GreenSzenarien decken eine Bandbreite möglicher Entwicklungslinien des Energiesystems ab. Gegebenenfalls kann der Möglichkeitsraum für die zukünftige Entwicklung in anderen Szenariostudien anders gestaltet sein. Die auf Basis der GreenSzenarien erstellten Abschätzungen für den zukünftigen Wasserbedarf bis 2050 stellen vordergründig Veränderungen der Größenordnung und der Verhältnisse zwischen den Technologien dar. Betrachtet man jeweils die Entwicklungen mit den größten Änderungen im Vergleich zu 2018, ergeben die Abschätzungen für 2050 knapp eine Verdreifachung auf 8.400 m³/a Wasserbedarf für Windenergie und eine Verhundertfachung auf ca. 1,6 Mio. m³/a bei Photovoltaik. Da in den Szenarien kein Einsatz von Energiepflanzen für Bioenergie mehr angenommen wird, reduziert sich der Wasserbedarf für Bioenergie zukünftig sehr stark. Nur noch geringe, jedoch nicht näher bezifferte Mengen Wasser werden dann im operativen Betrieb benötigt. In Abhängigkeit der verwendeten Kühltechnologie wird bei der tiefen Geothermie zukünftig bei verzehnfachter installierter elektrischer Leistung ein Wasserbedarf von 1,5 bis 22,5 Mio. m³/a errechnet. Grob kann daher

der Wasserbedarf für die Erneuerbaren Energien mit einer Summe von 3,1 bis 24,1 Mio. m³/a für das Jahr 2050 abgeschätzt werden.

5 Wasserentnahmen für Konventionelle Energien

Armin Gauß

Zur Ermittlung der Wasserentnahmen für die Kühlung thermischer Kraftwerke wird in der Studie ein Bottom-Up-Ansatz verfolgt. Ausgehend von einer vom UBA zur Verfügung gestellten Kraftwerksliste (UBA 2019a) erfolgten mittels einer Klassifizierung von Kraftwerken typabhängige Abschätzungen für Kühlleistung, Wasserentnahmen und Wärmeeinträge in Gewässer.

Im Jahr 2017 waren gemäß der Kraftwerksliste vom Umweltbundesamt (UBA 2019a) 125 thermische Kraftwerke (> 100 MW) mit einer installierten Leistung von 64,4 GW und einer Stromerzeugung von ca. 410 TWh in Deutschland in Betrieb.

5.1 Klassifizierung von thermischen Kraftwerken

Basierend auf Auswertungen zu den thermischen Kraftwerken (Leistung größer 100 MW) erfolgte eine Klassifizierung der Kraftwerke im Hinblick auf relevante Auswirkungen auf den Wasserhaushalt. Auf der Basis von Experteninterviews und von Grobabschätzungen erfolgt eine Klassifizierung in Kraftwerke nach **Technologieclustern**:

- ▶ Kernkraftwerk (Dampfkraftwerk)
- ▶ Braunkohlekraftwerk (Dampfkraftwerk)
- ▶ Steinkohlekraftwerk (Dampfkraftwerk)
- ▶ GuD-Kraftwerk
- ▶ Gasturbinen
- ▶ Sonstige (z. B. BHKW, Motorenkraftwerk)
- ▶ Nicht relevant (z. B. PV Anlagen, Windenergieanlagen, Wasserkraftwerke)

Für diese Kraftwerkstypen wurden Kenngrößen zur Auswirkung der Stromerzeugung auf den Wasserhaushalt abgeschätzt. Für die Abschätzungen wurden weitere Parameter und Merkmale herangezogen, diese umfassten insbesondere den Stand der Technik, das Baujahr und die letzte grundlegende Modernisierung, Fernwärme/Prozessdampfauskopplung, und die Art des Einsatzes, z. B. als Industriekraftwerke, die in der Regel überwiegend wärmegeführt betrieben werden.

Eine wesentliche Größe war die Abschätzung der für den Wasserhaushalt relevanten Kühlleistung in Abhängigkeit von der Stromerzeugung.

Bei den verwendeten **Kühltechnologien** erfolgt eine Klassifizierung nach

- ▶ Kühlturm
- ▶ Durchlaufkühlung
- ▶ Luftkondensator Kühlung
- ▶ Sonstige (Hybridkonzepte Mischformen)

In Abhängigkeit von der Kühltechnologie wurden Wasserentnahmemengen (Kühlturm) oder Wärmeeintrag (Durchlaufkühlung) bei Nennleistung abgeschätzt. Zusätzlich wurden jedem Kraftwerksstandort Flussgebiet / Fluss zugeordnet.

Tabelle 22 zeigt einen Auszug aus der Kraftwerksdatenbank für ausgewählte Kraftwerke. Die Spalten, die der originalen UBA-Tabelle entsprechen, enthalten folgende Attribute

- ▶ Kraftwerksname / Standort
- ▶ Betreiber
- ▶ Bundesland
- ▶ Standort-PLZ
- ▶ Kraftwerksstandort
- ▶ Elektrische Bruttoleistung (MW)
- ▶ Fernwärmeleistung (MW)
- ▶ Inbetriebnahme (ggf. Ertüchtigung)
- ▶ Anlagenart
- ▶ Primärenergieträger

Die UBA-Tabelle wurde im Rahmen des Projektes ergänzt. Dabei erfolgte eine Zuordnung der Kraftwerke zu Flussgebieten bzw. Flüssen. Die erweiterte Kraftwerksdatenbank ist in Kapitel 5.3 beschrieben. Die Spalte Kraftwerkstyp (Abschätzung Wassernutzung) referenziert eine Typtabelle mit Kennwerten und einer Beschreibung der Kraftwerkstypen. BRK steht für Braunkohledampfkraftwerk. Zusätzlich wurden Altersklassen zur Plausibilisierung von Kennwerten festgelegt. Vergleichbare Kraftwerke einer Altersklasse mit gleichem Primärenergieträger, vergleichbarer Größe und vergleichbaren Randbedingungen (Kühlung) basieren in der Regel auf ähnlicher Technologie und haben dann vergleichbare Kennwerte.

Tabelle 22: Beispiel für Kraftwerksklassifizierung

Kraftwerk	Elektrische Bruttoleistung (MW)	Fernwärmeleistung (MW)	Inbetriebnahme (<i>Er-tüchtigung</i>)	Primär-energie-träger	Flussge-biet	Fluss	Kühlart	Kraftwerks-typ (Abschät-zung Was-sernutzung)	Alters-klasse	Be-trieb wär-me-ge-führt
Grevenbroich - Neu-rath A	312,0		1972	Braunkohle	Rhein	Erft/Tagebau Entwäs-serung	Naturzug-Nasskühlturm	BRK	1970-1980	*
Grevenbroich - Neu-rath B	312,0		1972	Braunkohle	Rhein	Erft/Tagebau Entwäs-serung	Naturzug-Nasskühlturm	BRK	1970-1980	*
Grevenbroich - Neu-rath C	312,0		1973	Braunkohle	Rhein	Erft/Tagebau Entwäs-serung	Naturzug-Nasskühlturm	BRK	1970-1980	*
Grevenbroich - Neu-rath D	644,0	4,5	1975	Braunkohle	Rhein	Erft/Tagebau Entwäs-serung	Naturzug-Nasskühlturm	BRK	1970-1980	*
Grevenbroich - Neu-rath E	644,0	4,5	1976	Braunkohle	Rhein	Erft/Tagebau Entwäs-serung	Naturzug-Nasskühlturm	BRK	1970-1980	*
Niederaußem E	315,0		1970	Braunkohle	Rhein	Erft/Tagebau Entwäs-serung	Naturzug-Nasskühlturm	BRK	1970-1980	*
Niederaußem F	320,0		1971	Braunkohle	Rhein	Erft/Tagebau Entwäs-serung	Naturzug-Nasskühlturm	BRK	1970-1980	*
Weisweiler G (6)	630,0	91,5	1974	Braunkohle	Maas	Inde/Tagebau Entwäs-serung	Naturzug-Nasskühlturm	BRK	1970-1980	*
Weisweiler H (7)	625,0	91,5	1975	Braunkohle	Maas	Inde/Tagebau Entwäs-serung	Naturzug-Nasskühlturm	BRK	1970-1980	*
Buschhaus (Helm-stedt)	405,0		1985	Braunkohle	Elbe/Weser		Naturzug-Kühlturm	BRK	1980-1990	*

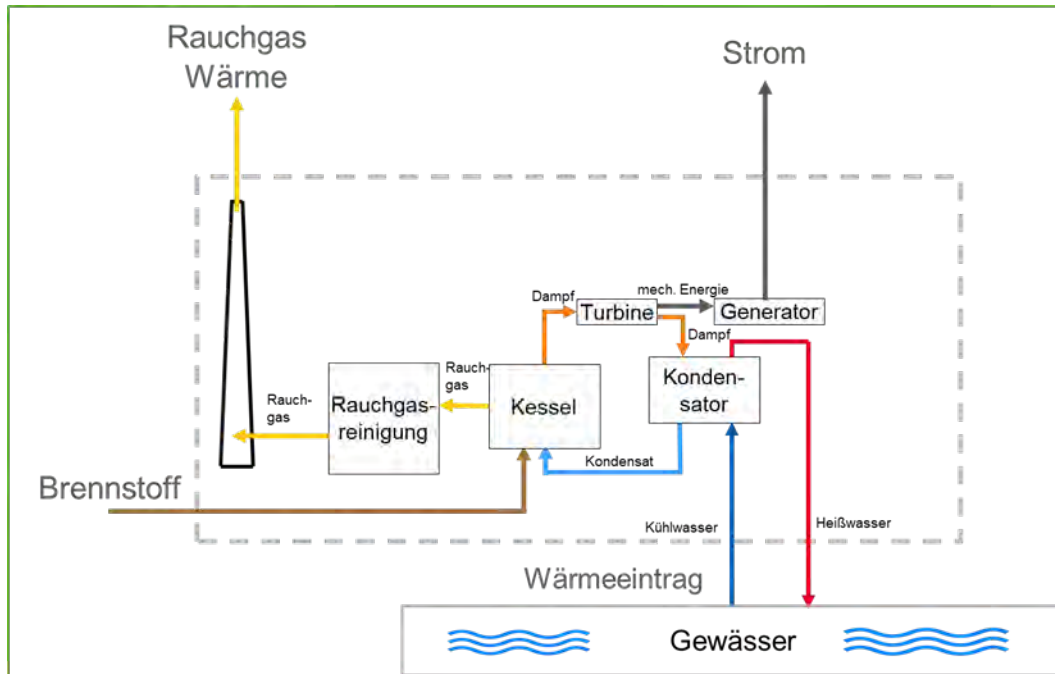
Quelle: Eigene Darstellung, Projektergebnisse und Verwendung von Daten vom Umweltbundesamt (UBA 2019a)

5.1.1 Funktionsprinzipien unterschiedlicher Kraftwerkstypen

5.1.1.1 Dampf- oder Wärmekraftwerke

Abbildung 21 zeigt das Funktionsprinzip eines Dampfkraftwerks mit Durchflussskühlung. Der Kessel wird mit Brennstoff (z. B. Braunkohle, Steinkohle oder Gas) befeuert und erzeugt aus Wasser Dampf. Der Dampf wird über eine Turbine entspannt, dann gekühlt und das entstehende Kondensat wird als Speisewasser zurück in den Kessel geführt. Die Dampfturbine treibt einen Generator an, der elektrische Energie erzeugt.

Abbildung 21: Dampfkraftwerk mit Durchflussskühlung



Quelle: Eigene Grafik

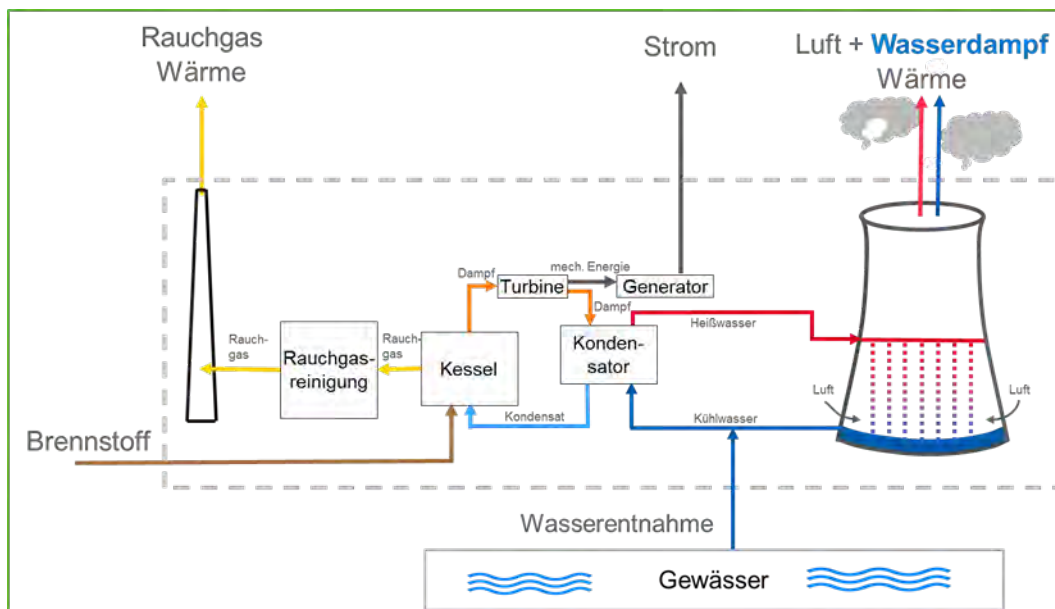
Bei der Verbrennung entsteht Rauchgas das über eine Rauchgasreinigung und den Kamin abgeführt wird. Für die Kühlung des Dampfes muss Wärme abgeführt werden. Bei einer Durchlaufkühlung wird diese von dem durchlaufenden Wasser aufgenommen und es erfolgt ein Wärmeeintrag in das umgebende Gewässer.

Die Energiebilanz des Prozesses lässt sich dabei wie folgt beschreiben:

- $\text{Brennstoff_Energieeinsatz} = \text{Bruttostromerzeugung} + \text{Rauchgas_Abwärme} + \text{Kühlleistung} + \text{Sonstige_Verluste_bis_zum_Generator}$

Bei Dampfkraftwerken ist aus technischen Gründen eine hohe Kühlleistung erforderlich. Falls kein hoher Wärmeeintrag in ein Gewässer erfolgen soll oder darf, kann diese Wärme mit einem Kühlturm abgeführt werden. Abbildung 22 zeigt das Funktionsprinzip eines Dampfkraftwerks mit Nasskühlturm und Kreislaufkühlung. Im Vergleich zu dem Dampfkraftwerk mit Durchlaufkühlung erfolgt dabei die Kühlung des Dampfes über einen Wärmetauscher und einen zweiten Wasserkreislauf für den Kühlturm. Dabei wird ein Teil des Wassers im Kühlturm verdunstet und die entsprechende Wassermenge ersetzt. Bei einem Nasskühlturm mit Kreislaufkühlung erfolgt kein Wärmeeintrag in das umgebende Gewässer, dafür müssen Wasserentnahmen in Höhe der Verdunstungsverluste erfolgen.

Abbildung 22: Dampfkraftwerk mit Nasskühlung und Kreislaufkühlung



Quelle: Eigene Grafik

Bei dem stationären Betrieb eines Dampf- oder Wärmekraftwerks wird dieses mit annähernd gleichbleibender Leistung betrieben. Die dabei erzeugte elektrische Energie ist die Bruttostromerzeugung des Kraftwerks. Ein Teil dieser elektrischen Energie wird für den Eigenbedarf des Kraftwerks (z. B. für den Antrieb von Pumpen) verwendet. Der überwiegende Teil wird auf eine geeignete Netzspannung transformiert und dann in das Stromnetz eingespeist. Die Stromerzeugung abzüglich des elektrischen Eigenbedarfs und der Verluste bezogen auf den Netzübergabepunkt wird als Nettostromerzeugung des Kraftwerks bezeichnet. Der Zusammenhang lässt sich mit folgender Gleichung beschreiben:

- $\text{Nettostromerzeugung} = \text{Bruttostromerzeugung} - \text{Elektrischer_Eigenbedarf} - \text{Sonstige_Verluste_nach_Generator}$ (z. B. durch Transformation auf eine andere elektrische Spannung);

Für die weitere Betrachtung wird angenommen, dass die Erzeugung der Wärme mit Brennstoff erfolgt. Der elektrische Netto-Wirkungsgrad eines Kraftwerks ergibt sich dann aus:

- $\text{El_Netto_Wirkungsgrad} = \text{Netto_Stromerzeugung} / \text{Brennstoff_Energieeinsatz}$

Bei Wirkungsgradangaben von Teilsystemen muss jeweils die Bezugsgröße für den Wirkungsgrad berücksichtigt werden.

Kraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK-Anlage) koppeln zusätzlich zur Stromerzeugung Prozesswärme und/oder Fernwärme aus. Dadurch reduziert sich der elektrische Netto-Wirkungsgrad gegenüber einem Betrieb ohne Wärmeauskopplung. Kenngrößen im Zusammenhang mit Prozesswärme/Fernwärmeauskopplung:

- $\text{Gesamt_Wirkungsgrad} = (\text{Netto_Stromerzeugung} + \text{Wärmeauskopplung}) / \text{Brennstoff_Energieeinsatz}$
- $\text{El_Netto_Wirkungsgrad} = (\text{Netto_Stromerzeugung}) / \text{Brennstoff_Energieeinsatz}$

Kraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) können sehr hohe Gesamt-Wirkungsgrade erreichen. Diese Anlagen werden häufig wärmegeführt gefahren. Dabei wird die entstehende Wärme weitestgehend genutzt. Der erforderliche Kühlbedarf ist erheblich geringer als bei Kraftwerken ohne Wärmeauskopplung.

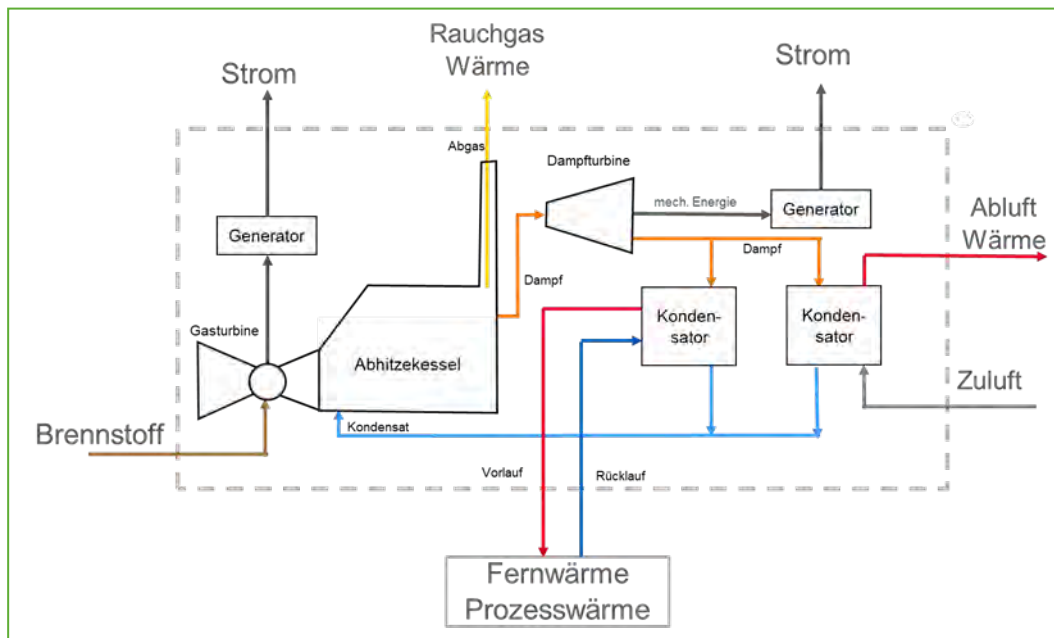
Bei vielen Kraftwerken mit hohem relevantem Kühlbedarf erfolgt in der Regel ein überwiegend stationärer Betrieb. Bei diesen Kraftwerken kann eine Analyse von spezifischen Fällen (z. B. Niedrigwasser und Hitzeperiode im Sommer) auf Basis von Kennwerten für den stationären Betrieb erfolgen.

Gegenüber einem stationären Betrieb von Dampfkraftwerken ergeben sich im realen Betrieb Abweichungen beim Hochfahren des Kraftwerks, beim Herunterfahren des Kraftwerks und bei einer Anpassung der Leistung des Kraftwerks (Lastwechsel). Zusätzlich können sich Werte zeitabhängig und in Abhängigkeit von der letzten Revision verändern. Für viele Abschätzungen werden Durchschnittswerte bzw. Nutzungsgrade herangezogen. Diese werden über längere Betriebsphasen gebildet und weichen teilweise deutlich von Werten eines stationären Betriebs ab. Abhängig vom tatsächlichen Einsatz der jeweiligen Kraftwerke und spezifischen Randbedingungen können Auswirkungen auf den Wasserhaushalt mit über einen längeren Zeitraum gebildeten Durchschnittswerten analysiert werden.

5.1.1.2 Gasturbinen und GuD-Kraftwerke

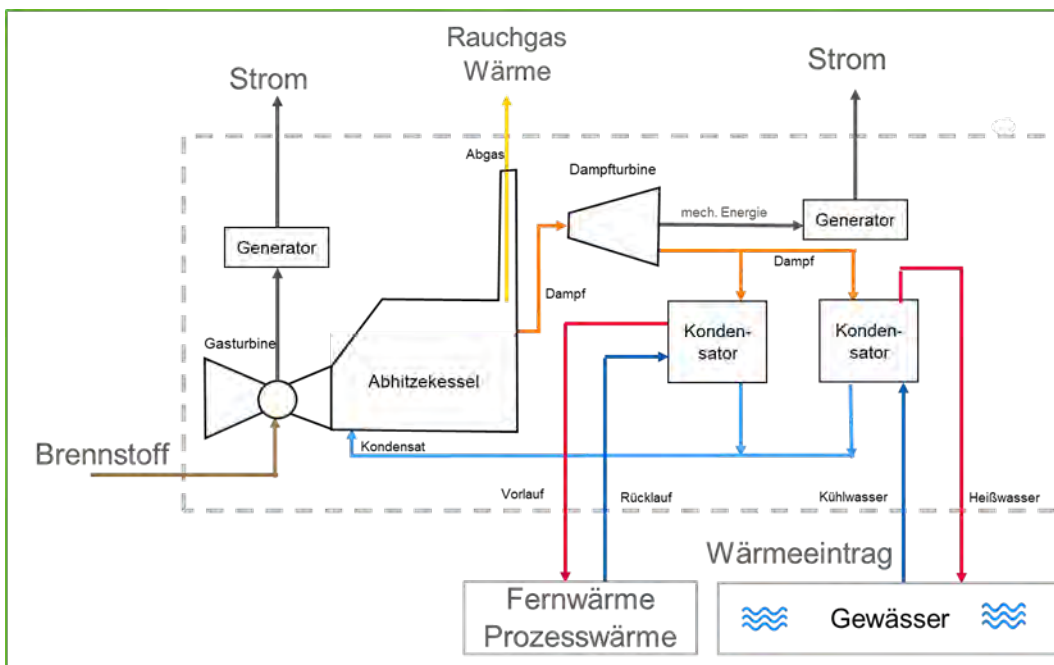
Abbildung 23 zeigt das Funktionsprinzip eines GuD-Kraftwerks mit Wärmenutzung und (Luft-) Kondensator. Bei einem GuD-Kraftwerk dient der Brennstoff (z. B. Erdgas oder leichtes Heizöl) zum Antrieb einer Gasturbine. Diese ist mit einem Generator verbunden und erzeugt damit Strom. Die Verbrennungsgase aus der Gasturbine werden dazu genutzt in einem Abhitzeessel aus Wasser Dampf zu erzeugen. Der entstehende Dampf wird über eine Dampfturbine entspannt, dann gekühlt und das entstehende Kondensat wird anschließend als Speisewasser zurück in den Abhitzeessel geführt. Die Dampfturbine treibt einen Generator zur Stromerzeugung an. Die Kühlung des Dampfs kann im dargestellten GuD Prozess über die Auskopplung und Nutzung von Fernwärme erfolgen und / oder durch einen Luft-Kondensator. Aufgrund anderer Prozessparameter wie bei reinen Dampfkraftwerken erfolgt die Kühlung bei GuD-Kraftwerken oft über Luft-Kondensatoren. Weder bei der Fernwärmauskopplung noch bei der Kühlung über Luft-Kondensatoren ergeben sich Auswirkungen des Kühlsystems auf den Wasserhaushalt.

Abbildung 23: GuD-Kraftwerk mit Wärmenutzung und (Luft-) Kondensator



Quelle: Eigene Grafik

Abbildung 24: GuD-Kraftwerk mit Wärmenutzung und Durchflussskühlung



Quelle: Eigene Grafik

Abbildung 24 zeigt das Funktionsprinzip eines GuD-Kraftwerks mit Wärmenutzung und Durchflussskühlung. Der Unterschied zum vorherigen GuD-Kraftwerk mit Wärmenutzung und Luftkühlung besteht darin, dass in dieser Konfiguration die Wärme über eine Durchflussskühlung in ein Gewässer abgeführt wird. Im Vergleich zu reinen Dampfkraftwerken ist der Wärmeeintrag aufgrund anderer Prozessparameter in der Regel geringer, zusätzlich muss der Fernwärmeanteil nicht abgeführt werden.

Für den Betrieb einer Gasturbine (GT) wird Luft verdichtet. In die Brennkammer der Gasturbine wird Brennstoff eingespritzt und das Gemisch gezündet. Der entstehende Rauchgasstrom wird über eine oder mehrere Gasturbine(n) entspannt. Diese treiben einen Generator an, der elektrische Energie erzeugt. Wenn das Rauchgas nicht weiter genutzt wird (Gasturbinen-Kraftwerk), wird die nichtgenutzte Wärme mit dem Rauchgas abgeführt. Eine separate Kühlung ist nicht erforderlich.

Bei Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerken (GuD-Kraftwerk) wird das heiße Rauchgas aus einer Gasturbine z. B. mittels eines Abhitzeessels dazu genutzt, Wärme für einen Dampf-Kreisprozess bereitzustellen. Dieser entspricht dem oben beschriebenen Dampfkraftwerk, bei dem die Wärmeversorgung nicht mit Brennstoff sondern mit Rauchgas aus der Gasturbine erfolgt.

Bei einer Gasturbine ergeben sich folgende Abhängigkeiten und Gleichungen:

- Brennstoff_Energieeinsatz = Brutto_Stromerzeugung + Rauchgas_Abwärme + Sonstige_Verluste_bis_zum_Generator;

Bei einem GuD Kraftwerk ergeben sich folgende Abhängigkeiten und Gleichungen:

- Brennstoff_Energieeinsatz = Brutto_Stromerzeugung_Gasturbine + Brutto_Stromerzeugung Dampfturbine + Rauchgas_Abwärme + Sonstige_Verluste_bis_zum_Generator;

Die relevante Kühlleistung bei GuD-Kraftwerken beschränkt sich auf den Dampfprozess. Für diesen ist eine vergleichbare Kühlung wie bei Dampfkraftwerken erforderlich. Bezogen auf den Gesamtprozess ist die relevante Kühlleistung geringer als bei reinen Dampfkraftwerken.

GuD-Kraftwerke können sowohl mit Gas als auch mit flüssigen Brennstoffen wie z. B. Diesel/HEL (extra leichtes Heizöl) betrieben werden.

5.1.2 Kühltechnologien

Wie in Kapitel 5.1.1.1 und 5.1.1.2 erläutert ist aus thermodynamischen Gründen eine Kühlung von Dampf-Kreisprozessen erforderlich. Die Kühlung des Dampfkreislaufs kann grundsätzlich erfolgen über

- Luft-Kondensator - Wärme wird über Luft abgeführt. Der Einsatz von Luftkondensatoren ist bei sehr hohen Kühlleistungen, z. B. wegen der resultierenden Größe und der damit verbundenen Schallemissionen oft nicht möglich.
- Durchlaufkühlung - Wasser wird an einer Stelle aus einem Gewässer entnommen, nimmt die Wärme auf und wird dann erwärmt an einer anderen Stelle wieder eingeleitet.
- Kühlturm - Wärme wird auf einen Kühlkreislauf übertragen. Bei den heute üblichen Nasskühltürmen wird Wasser im Kühlkreislauf verdunstet. Das nicht verdunstete Kühlwasser wird zurückgeführt und durch Frischwasserentnahmen aus einem Gewässer ergänzt. Im Kühlwasser reichern sich Schlämme an, die entsorgt werden müssen.

Grundsätzlich sind auch Kühltürme ohne Verdunstung von Wasser möglich, bei denen dann Luft die abzuführende Wärme aufnimmt. Diese werden in der Regel heute in Deutschland nicht mehr eingesetzt, weil diese im Allgemeinen höhere Kosten und eine schlechtere Effizienz als (Luft-) Kondensatoren bedingen. Deshalb wird im weiteren Verlauf des Dokumentes der Begriff Kühlturm - wenn nicht explizit anders vermerkt oder aus einer Quellenangabe übernommen - für Nasskühltürme verwendet.

Falls ausreichend geeignetes Kühlwasser für eine Durchlaufkühlung zur Verfügung steht, stellt diese aus Sicht des Kraftwerksbetreibers die kostengünstigste Möglichkeit dar. Diese ermöglicht im Vergleich zu anderen Kühltechnologien einen hohen Wirkungsgrad des Dampfkraftwerks. Dabei beachtet werden müssen Restriktionen bei der Nutzung der betroffenen Gewässer. Aufgrund dieser Restriktionen werden große Dampfkraftwerke in Deutschland meist nicht mehr mit Durchlaufkühlung betrieben.

Eine Kühlung mit (Nass)-Kühlturm ermöglicht im Vergleich zur Luft-Kondensatorkühlung einen höheren elektrischen Nettowirkungsgrad bei einem Dampfkraftwerk. Bei GuD-Anlagen ist die Auswirkung auf den Wirkungsgrad geringer. Aufgrund der häufig geringeren Blockgröße von GuD-Anlagen, einer im Vergleich mit Dampfprozessen geringeren Kühlleistung und häufiger Wärmeauskopplung werden bei GuD-Anlagen häufig Luft-Kondensatoren zur Kühlung verwendet.

5.2 Datenlage zur Kraftwerkssituation

5.2.1 Studien oder Veröffentlichungen mit ähnlichem Kontext

In Bormann et al. (2019) werden derzeitige und zukünftig Wechselwirkungen zwischen den Sektoren Wasser und Energie innerhalb des deutschen Wirtschaftsraumes analysiert. Auf Basis von Zukunftsszenarien wurden Auswirkungen und Empfehlungen für die Weiterentwicklung der Wasserwirtschaft unter besonderer Berücksichtigung von veränderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen untersucht und bewertet.

Die Studie kommt zu dem Ergebnis, dass die Veränderungen des Energiesektors im Rahmen der betrachteten Szenarien einen positiven Einfluss auf den Wassersektor haben. Für den Umfang der mengenmäßigen Wassernutzungen durch die Energiewirtschaft in Deutschland wird ein Rückgang auf die Hälfte abgeschätzt. Der Rückgang resultiert aus dem starken Rückgang der Kühlwasserentnahmen thermischer Großkraftwerke und auf dem Auslaufen der Braunkohleförderung. Der Rückgang der Wassernutzungen wird dabei durch den Ausbau von Windkraft und Photovoltaik kaum beeinträchtigt. Bei der Wasserkraftnutzung und dem Betrieb von Pumpspeichern werden nach den Prognosen der Energiewendeszenarien keine großen Veränderungen erwartet.

Die Studie identifiziert wasserwirtschaftliche Anlagen als geeignete Standorte zur Integration von technischen Komponenten des Energiesystems, wie z. B. den zukünftig in erheblichem Umfang benötigten Power-to-Gas (PtG)-Technologien. In der Studie wird auf Unsicherheiten bezüglich der Höhe des zukünftig notwendigen Wasserbedarfs z. B. zur Bewässerung landwirtschaftlicher Flächen und damit auch für den Energiepflanzenanbau hingewiesen. Die Wahrscheinlichkeit der Zunahme von temporären Engpässen in der Wasserverfügbarkeit wird in einigen Regionen Deutschlands als sehr hoch eingeschätzt. Bei einem Ausbau der Geothermienutzung und dem Betrieb von untertägigen Kavernen zur Zwischenspeicherung von Energieträgern oder abgeschiedenem Kohlendioxid kann sich ein gewisses Risikopotenzial zur Beeinträchtigung von Grundwasserkörpern ergeben.

Der verwendete Ansatz in der Studie von Bormann et al. (2019) unterscheidet sich von dem Ansatz in dieser Studie. Die Studie von Bormann et al. (2019) verwendet spezifische Werte auf hohem Aggregationsniveau für die Abschätzung des Wasserbedarfs. In der vorliegenden Studie wird für den Kühlwasserbedarf von thermischen Kraftwerken ein „Bottom-Up“ Ansatz verfolgt, der den Wasserbedarf auf der Basis einer Betrachtung des Kraftwerksparks und einzelner Kraftwerke abschätzt. Mit dem in dieser Studie verfolgten „Bottom-Up“ Ansatz können grundsätzlich auch Auswirkungen berücksichtigt werden, die aus einer veränderten Charakteristik

beim Einsatz von thermischen Kraftwerken und von veränderten Randbedingungen resultieren. Beispiele für eine veränderte Charakteristik sind kürzere Einsatzzeiten für einzelne Kraftwerke und vermehrte Lastwechsel zur Ausregelung von Fluktuationen durch Erneuerbare Energien. Ein Beispiel für veränderte Randbedingungen ist, dass bei Abschaltung einzelner thermischer Kraftwerke an einem Flusssystem andere thermische Kraftwerke aufgrund der besseren Verfügbarkeit vermehrt Kühlwasser für die Durchlaufkühlung nutzen.

In Lohrmann et. al. (2019) werden mit Hilfe der Auswertung von Satellitendaten globale Verbrauchsabschätzungen zur Kühlwassernutzung durch thermische Kraftwerke durchgeführt. Dabei erfolgen neben weltweiten Abschätzungen auch Abschätzungen für die Aggregationsebenen Flüsse, Länder und Regionen. Für die Abschätzung des Kühlwasserbedarfs werden Satellitendaten zur Identifikation von Kühltürmen und Anlagen zur Kühlung für thermische Großkraftwerke ausgewertet. Darauf basierend werden Projektionen für den Kühlwasserbedarf bis 2050 angegeben. In der Arbeit wird abgeschätzt, dass in einem 'Best Policies Scenario' die Wassernutzung durch thermische Großkraftwerke bis 2050 um ca. 98 % und die dafür erforderlichen Wasserentnahmen um ca. 95 % reduziert werden können.

Die globalen Abschätzungen in Lohrmann et al. (2019) erfolgen entsprechend dem Kontext der Arbeit auf einem relativ hohen Abstraktionsniveau. Die im Rahmen unserer Studie erfolgten Abschätzungen berücksichtigen zahlreiche zusätzliche spezifische Aspekte, Randbedingungen und eine höhere Detaillierung der betrachteten Kraftwerke. Diese sind für unsere Aufgabenstellung relevant und durch die globale Studie nicht abgedeckt.

5.2.2 UBA-Kraftwerksliste

Vom Umweltbundesamt (UBA 2019a) wurde eine Übersicht von Kraftwerken und Stromerzeugungsanlagen als Basis für Abschätzungen im Rahmen der Studie zur Verfügung gestellt. Die Aufstellung umfasst deutsche Kraftwerke (Stand Mitte 2019) mit einer installierten Leistung von mindestens 100 MW.

Vom UBA wurde während des Projektes eine zusätzliche Kraftwerksdatenbank mit einer unvollständigen Liste deutscher Kraftwerke mit einer installierten Leistung von mindestens 10 MW und weniger als 100 MW zur Verfügung gestellt. Die Liste stellt einen Arbeitsstand dar, ist nicht allgemein verfügbar und wird deshalb nicht im Quellenverzeichnis aufgeführt. Die Liste diente zusammen mit Daten des Statistischen Bundesamtes (DESTATIS 2018) zur Abgrenzung und zur Abschätzung, welcher Anteil an der Stromerzeugung durch Großkraftwerke ab 100 MW Leistung abgedeckt ist. Damit konnte auch abgeschätzt werden, inwieweit durch die betrachteten Kraftwerke relevante Auswirkungen auf den Wasserhaushalt erfasst werden.

Die UBA-Kraftwerksliste diente als Ausgangsbasis für den Aufbau einer erweiterten Datenbank. Die Erweiterung erfolgte um Daten, die hinsichtlich der Auswertungen zu den Auswirkungen auf den Wasserhaushalt relevant sind, also vor allem um Daten zur Kühltechnologie und zu den Kühlwassermengen.

5.2.3 EEX-Transparency Plattform

Die EEX-Transparency Plattform (EEX-Transparency Plattform 2019) sammelt Marktdaten aller am Strommarkt teilnehmenden Kraftwerke in Deutschland mit einer Stromerzeugungsleistung von mindestens 100 MW. Diese EEX-Daten werden über einen kostenpflichtigen Zugang bereitgestellt. Die UBA-Kraftwerksdatenbank wurde um ein entsprechendes Schlüsselfeld ergänzt, um zukünftig einen Abgleich mit aktualisierten Daten der EEX-Transparency Plattform zu ermöglichen. Die UBA-Kraftwerksliste wurde mit EEX-Stammdaten ergänzt und plausibilisiert. Dabei wurden auch die in den EEX-Daten enthaltenen Geo-Koordinaten (WGS84 Koordinaten) für

Kraftwerksstandorte zugeordnet. Für einzelne Kraftwerksstandorte und Kraftwerksblöcke konnte keine oder keine vollständige Zuordnung erfolgen. Die Festlegung von Kraftwerksblöcken erfolgte bei den EEX-Daten im Hinblick auf ihre Verwendung für die Strommärkte und weicht teilweise von Festlegungen in der UBA Kraftwerksdatenbank ab.

Ein Vergleich der Stromerzeugung durch Marktdaten (EEX Transparency) und der UBA Kraftwerksliste mit der amtlichen Statistik zeigt, dass die Strommarktdaten (EEX-Transparency) ca. 60 % der jährlichen Strommenge [TWh] abdecken. Damit wird eingeschätzt, dass die UBA Kraftwerksliste eine ähnliche Abdeckung der Stromerzeugung gewährleistet.

Im vorherigen Abschnitt 5.1.1 wurde das Funktionsprinzip unterschiedlicher Kraftwerke erläutert. Aufgrund der unterschiedlichen Technologien ist der Kühlbedarf und damit auch der Wasserbedarf pro MWh Stromerzeugung bei großen Dampfkraftwerken (Kohle- und Kernkraftwerke) wesentlich höher als bei kleineren Anlagen (z.B. Kraftwerke mit GuD-Anlagen und Gasturbinen-Anlagen). Dazu kommt, dass bei kleineren Anlagen oft Wärme in der näheren Umgebung genutzt werden kann und deshalb weniger gekühlt werden muss oder dass diese Anlagen mit Luft gekühlt werden. Es wird deshalb abgeschätzt, dass der Anteil der betrachteten Großkraftwerke (ab 100 MW Stromerzeugung) an der Wassernutzung der Energiewirtschaft deutlich über ihrem Anteil an der Stromerzeugung, also deutlich über 60 %, liegt. Ein Vergleich von Abschätzungen zum Wasserbedarf einzelner Kraftwerke (Abschnitt 5.2.4) mit der amtlichen Statistik zur Wassernutzung bestätigt diese Einschätzung: Großkraftwerke (ab 100 MW Stromerzeugung) decken einen sehr großen Teil der Wassernutzung durch die Energiewirtschaft ab.

Daten von Kraftwerken mit weniger 100 MW Stromerzeugung werden in dieser Studie nicht für weitergehende Abschätzungen verwendet, weil diese Daten nicht belastbar sind und nicht vollständig vorliegen.

Vor weitergehenden Analysen, z.B. zum Wasserbedarf kleinerer Kraftwerke (zwischen 10 MW und 100 MW Stromerzeugung), sind nach unserer Einschätzung weitergehende Maßnahmen zur Schaffung einer geeigneten Datenbasis, z.B. auf der Basis von Messwerte zur Wasserentnahme und Einleitung von großen Entnahme-/Einleitungsstellen erforderlich.

Die EEX-Daten enthalten zeitlich hochaufgelöste Messwerte zur Stromerzeugung pro Kraftwerksblock (Unit). Das ermöglicht eine detaillierte zeitlich hoch aufgelöste Betrachtung von Auswirkungen einer veränderten Charakteristik beim Einsatz der Kraftwerke. Im Rahmen dieser Studie erfolgte eine solche zeitlich hoch aufgelöste Betrachtung nicht, die betrachteten Stützjahre wurden einem Einsatz entsprechend dem verwendeten Basisjahr abgeschätzt.

5.2.4 Weitere Daten zu Kraftwerken

Für die Bestimmung der Kühltechnologien der jeweiligen Kraftwerksblöcke erfolgte eine Web-Recherche und ergänzende Expertengespräche. Neben der Bestimmung von Kühltechnologien erfolgte dabei auch eine Plausibilisierung und Ergänzung der Kraftwerksdaten. Die Ergänzung erfolgte insbesondere im Hinblick auf Parameter, die für Abschätzungen zur Kühlung der Kraftwerke relevant sind.

Die Recherche zum Kühlwasserbedarf stützte sich überwiegend auf Daten der Kraftwerksbetreiber. Aufgrund von Kraftwerks- und Unternehmensverkäufen und von Umfirmierungen haben sich Namen von Betreibern in den letzten Jahren geändert und die betreffenden Webseiten sind inzwischen unter anderer Adresse abrufbar oder wurden entfernt. Die Zuordnung erfolgte jeweils auf Basis der (unveränderlichen) Kraftwerksstandorte.

Aufgrund des Umfangs der plausibilisierten Daten wurden Ergebnisse der Web-Recherche direkt in die Kraftwerksliste eingearbeitet. Im Rahmen der Recherche wurden Daten folgender

Kraftwerke plausibilisiert und ergänzt: Heizkraftwerk Chemnitz (eins energie 2019), ausgewählte ENBW Kraftwerke (ENBW 2019a), Kraftwerke Stuttgart Münster und Gaisburg (ENBW 2019b), Rheinhafen-Dampfkraftwerk Karlsruhe (EnBW 2019c), Kraftwerk Farge (Engie 2019a), Kraftwerk Wilhelmshafen (Engie 2019b), Kraftwerk Zolling (Engie 2019c), Grosskraftwerk Mannheim (GKM 2019), Kraftwerke im Helmstedter Revier (Helmstedter Revier 2019), Kraftwerk Mehrum (KWM 2019), LEAG Kraftwerke (LEAG 2019), PreussenElektra (ehemals E.ON Kernkraft) Kernkraftwerke (PreussenElektra 2019), Kraftwerk Bremen Hafen (Springer.com 2019), STEAG Kraftwerke (STEAG 2019), Gaskraftwerk Lausward (SWD 2019), Trianel Gas- und Dampfturbinenkraftwerk Hamm-Uentrop (Trianel 2019a), Kohlekraftwerk Lünen (Trianel 2019b), Kraftwerk Irsching (Uniper 2019a), Kraftwerk Kirchmoeser (Uniper 2019b), Kraftwerk Scholven (Uniper 2019c), Heizkraftwerk Reuter West (Vattenfall 2019).

Für die Abschätzung und Plausibilisierung von Standardwerten für Kraftwerke mit fehlerhaften oder ohne entsprechende Angaben erfolgte ein Abgleich mit Kraftwerkskennzahlen, die vom UBA auf Basis der AG Energiebilanzen berechnet wurden (UBA 2018a).

5.2.4.1 Beispiel Steinkohlekraftwerk

Zur Validierung des verwendeten Ansatzes wurde eine beispielhafte Abschätzung für den Block 8 des EnBW Rheinhafendampfkraftwerks Karlsruhe (RDK 8) vorgenommen. Für das Kraftwerk liegen Daten in hoher Qualität vor. Das Beispiel basiert auf vereinfachten Annahmen, insbesondere bei den Randbedingungen für die Kühlung.

Der Kraftwerksblock RDK 8 wurde 2014 in Betrieb genommen und hat eine elektrische Bruttoleistung von 912 MW. Der Kühlwasserdurchfluss darf maximal $25 \text{ m}^3/\text{s}$ betragen. Es wird angenommen, dass bei einer Durchlaufkühlung die Aufwärmspanne des Kühlwassers (Temperaturdifferenz zwischen entnommenem Kühlwasser (Flusswasser) und dem wiedereingeleiteten Kühlwasser maximal ca. 10 K betragen darf. Die Kühlung des Kraftwerks kann aus technischer Sicht mittels Durchlaufkühlung oder mittels eines Kühlturms erfolgen. Dabei müssen aber die folgenden Randbedingungen für den Betrieb berücksichtigt werden:

- Der Rhein darf durch das Kraftwerk maximal um 1°C erwärmt werden. Einleitungen ab einer Rheintemperatur von 28°C dürfen nur mit Ausnahmegenehmigung erfolgen.
- Falls die Rheintemperatur weniger als $22,5^\circ\text{C}$ beträgt, darf der Kraftwerksblock mittels Durchlaufkühlung gekühlt werden. Die Durchlaufkühlung bedingt geringeren Aufwand und einen höheren Wirkungsgrad als eine Kühlung mittels Kühlturm. Deshalb kann angenommen werden, dass die Durchlaufkühlung in diesem Fall auch eingesetzt wird.
- Falls die Rheintemperatur mehr als $24,4^\circ\text{C}$ beträgt, erfolgt ein Betrieb des Kühlturms unter Volllast.
- Das Kraftwerk kann abhängig von der Nachfrage Fernwärme auskoppeln. Die erforderliche Kühlleistung verringert sich dann um die ausgekoppelte Fernwärmeleistung.

Für eine erste Abschätzung des Kühlwasserbedarfs werden 6000 Volllaststunden pro Jahr angenommen und es wird davon ausgegangen, dass keine Wärmeauskopplung erfolgt. Bei einer angenommenen ausschließlichen Durchlaufkühlung wird ein Bedarf von ca. 500 Mio. m^3 Kühlwasser pro Jahr abgeschätzt. Die entnommene und wieder eingeleitete Kühlwassermenge wird dabei um ca. 10 K aufgeheizt. Bei einer angenommenen ausschließlichen Kreislaufkühlung mit Kühlturm wird eine Wasserentnahme zur Verdunstung von ca. 9 Mio. m^3 Wasser pro Jahr abgeschätzt.

Aufgrund der oben definierten Randbedingungen kann davon ausgegangen werden, dass während der größten Zeit des Jahres ein Betrieb mit Durchlaufkühlung erfolgt. Da die Kühlung mit Durchlaufkühlung für die gleiche Kühlleistung die ca. 50-fache Wassermenge benötigt wie eine Kreislaufkühlung mit Kühlturm, wird angenommen, dass der durchschnittliche jährliche Kühlwasserbedarf in diesem Fall recht gut mittels der Kennwerte für Durchlaufkühlung abgeschätzt werden kann. Der damit abgeschätzte Bedarf für den Kraftwerksblock RDK 8 entspricht 4 % der von der Energiewirtschaft im Jahr 2016 genutzten Wassermenge.

Für die Abschätzungen wird zusätzlich die Auskopplung von Fernwärme und Prozesswärme berücksichtigt. Bei Fernwärmenetzen kann dabei von einem überwiegenden Wärmebedarf während der Heizperiode ausgegangen werden. Bei Prozesswärme oder industriellem Wärmebedarf wird angenommen, dass diese über das ganze Jahr in ähnlicher Höhe benötigt wird. Für Industriekraftwerke, GuD-Anlagen oder sonstige KWK-Anlagen, bei denen von einem überwiegend wärmegeführten Betrieb ausgegangen werden kann, wird angenommen, dass diese nicht gekühlt werden müssen und damit auch - auf das Jahr bezogen - kein relevanter Kühlwasserbedarf vorliegt.

Für eine Abschätzung von Auswirkungen in Extremsituationen, zum Beispiel bei einer langandauernden Niedrigwasserperiode bei hohen Außentemperaturen im Sommer müssen spezifische Randbedingungen berücksichtigt werden. Für den genannten Fall kann eine Abschätzung durch einen Betrieb mit Kühlturm unter Volllast angenommen werden. Falls keine anderen Daten zur Fernwärme vorliegen, ist eine naheliegende Annahme, dass keine Fernwärme ausgekoppelt wird.

Bei der Durchlaufkühlung wird das Kühlwasser wieder in den Fluss eingeleitet. Auswirkungen auf den Wasserhaushalt resultieren im Wesentlichen aus der abgeführten Wärme. Die dafür erforderliche Kühlwassermenge ergibt sich aus der abzuführenden Wärme und einer angenommenen maximalen Temperaturdifferenz von 10 K für die Aufheizung des Kühlwassers.

Bei einem Betrieb mit Kühlturm und Kreislaufkühlung wird die benötigte Wassermenge entnommen und verdunstet. Auswirkungen auf den Wasserhaushalt resultieren im Wesentlichen durch die Wasserentnahme. Eine Wiedereinleitung von Kühlwasser oder ein Wärmeeintrag erfolgt nicht.

Das Beispiel zeigt, dass mit dem gewählten Ansatz neben dem jährlichen Kühlwasserbedarf auch spezifische Kraftwerkscharakteristika in Extremsituationen analysiert werden können. Aufgrund der abgeschätzten Größenordnung von 4 % des deutschen Kühlwasserbedarfs ist die Betrachtung einzelner großer Kohleblöcke mit Durchlaufkühlung für das Gesamtergebnis relevant. Bei den Auswirkungen auf den Wasserhaushalt muss berücksichtigt werden, dass sich insbesondere in Extremsituationen signifikante regionale Auswirkungen ergeben können, die über die Betrachtung der reinen Wassermengen hinausgehen.

Aus der Analyse der spezifischen Randbedingungen für den Kühlbetrieb ergibt sich ein weiterer Effekt. Wenn sich am Rhein durch die Abschaltung weiter oben liegender Kraftwerke die Wärmelast verringert, kann der Effekt auf den Wasserhaushalt dadurch reduziert werden, dass andere Kraftwerke wie RDK 8 dann aufgrund der dadurch niedrigeren Flusstemperaturen vermehrt Durchlaufkühlung einsetzen. Falls Betriebsgenehmigungen sich bezüglich vergleichbarer Regelungen an Belastungsgrenzen orientieren, kann sich bei Abschaltung eines Teils der relevanten Kraftwerke der durchschnittliche Kühlwasserbedarf benachbarter Kraftwerke am gleichen Fluss dadurch erhöhen. Die genannten Effekte können mit dem vorliegenden Ansatz erkannt und - mit entsprechendem Aufwand - auch berücksichtigt werden. Bei den in Bormann et al. (2019) und Lohrmann et. al. (2019) verwendeten Ansätzen unter Nutzung spezifischer Werte für Kraftwerke, die aus dem bisherigen Betrieb der Anlagen und aus historischen Daten abgelei-

tet sind, werden diese spezifischen Aspekte nach unserer Einschätzung nicht abgedeckt. Bei dem in Lohrmann et. al. (2019) verwendeten Ansatz erfolgt keine detaillierte Betrachtung vergleichbarer spezifischer Randbedingungen und die mögliche Berücksichtigung unterschiedlicher Betriebsarten für die Kühlung.

Im Rahmen der Validierung hat sich die Einschätzung des hohen Wasserbedarfs für Kohlekraftwerksblöcke mit Durchlaufkühlung bestätigt, selbst einzelne Kraftwerksblöcke sind mit einem Bedarf in einer Größenordnung von 4 % des Kühlwasserbedarfs in Deutschland 2016 für die deutschlandweite Wasserbilanz relevant. Die genutzte jährliche Wassermenge reduziert sich mit Kreislaufkühlung und Kühlturm nur dann sehr stark, wenn diese nicht nur in Ausnahmesituationen sondern dauerhaft betrieben wird.

5.2.4.2 Beispiel Kernkraftwerke

Zur zusätzlichen Validierung des verwendeten Ansatzes erfolgte eine beispielhafte Abschätzung für ausgewählte Kernkraftwerke. Das Beispiel basiert auf vereinfachten Annahmen.

Das Kernkraftwerk **ISAR 1** wurde 1988 in Betrieb genommen und vor 2017 stillgelegt. Das Kraftwerk dient hier trotz der Stilllegung als Beispiel, weil Aspekte der Kühlung besonders gut recherchiert werden konnten und Daten von hoher Qualität vorliegen. In den historischen Daten des Statistischen Bundesamtes zur Kühlwassernutzung können die Auswirkungen der Abschaltung von ISAR 1 und weiterer Kernkraftwerke nach der Katastrophe von Fukushima 2011 deutlich erkannt werden. Damit kann auch die Größenordnung und Plausibilität der gesamten Abschätzungen zum Kühlwasserbedarf plausibilisiert werden.

Der Betreiber gibt für das Kraftwerk ISAR 1 eine elektrische Nettoleistung von 878 MW an. Der Kühlwasserdurchfluss darf maximal $42 \text{ m}^3/\text{s}$ betragen. Aus den genannten Werten ergibt sich eine maximale Aufheizung des Kühlwassers um 10 K.

Das Kernkraftwerk **ISAR 2** hat eine elektrische Nettoleistung von 1410 MW. Die Inbetriebnahme erfolgte 1988. Der maximale Kühlwasserdurchfluss wird mit $60 \text{ m}^3/\text{s}$ angegeben. Aus den angegebenen Werten ergibt sich ebenfalls eine maximale Temperaturdifferenz ca. 10 K.

Für die Abschätzung der Auswirkung auf den Wasserhaushalt wird für das Kernkraftwerk ISAR 1 angenommen, dass das Kraftwerk mit Durchlaufkühlung betrieben wird und jährlich 8000 Vollaststunden in Betrieb ist. Daraus ergibt sich ein Kühlwasserbedarf für die Durchflussskühlung von ca. 900 Mio. m^3/Jahr .

Für die Abschätzung der Auswirkung auf den Wasserhaushalt wird bei dem Kernkraftwerk ISAR 2 angenommen, dass das Kraftwerk mit Kreislaufkühlung und Kühlturm betrieben wird und es ebenfalls 8000 Vollaststunden pro Jahr in Betrieb ist. Daraus ergibt sich ein Bedarf für die Wasserentnahme für die Verdunstung von ca. 24,5 Mio. m^3/Jahr .

Das Kernkraftwerk **Brokdorf** ist annähernd gleich ausgelegt wie das Kernkraftwerk ISAR 2, wird aber mit Durchlaufkühlung betrieben. Bei angenommenen 8000 Vollaststunden pro Jahr ergibt sich für das Kernkraftwerk Brokdorf ein Wasserbedarf für die Durchlaufkühlung von ca. 1300 Mio. m^3/Jahr

Der Kühlwasserbedarf des Kernkraftwerks ISAR 1 entspricht damit ca. 7 % und der des Kernkraftwerks Brokdorf ca. 10 % der Wassernutzung durch die Energiewirtschaft in Deutschland 2016. Das Beispiel zeigt zusammen mit dem vorhergehenden Beispiel, dass Kohle- und Kernkraftwerke mit Durchlaufkühlung eine dominierende Rolle bei der genutzten Kühlwassermenge spielen.

Das Beispiel zeigt den sehr hohen Bedarf an Kühlwasser von Kernkraftwerken mit Durchlaufkühlung. Kernkraftwerke mit Durchlaufkühlung benötigen die ca. 50-fache Menge an Kühlwas-

ser als vergleichbare Kernkraftwerke, die ausschließlich mit Kreislaufkühlung und Kühlturm betrieben werden. Das Beispiel des Kernkraftwerks Brokdorf zeigt aber auch, dass die alleinige Betrachtung der Kühlwassermenge nicht ausreichend zur Abschätzung von Auswirkungen auf den Wasserhaushalt ist. Bei dem Kernkraftwerk Brokdorf kann durch den Einfluss der Nordsee davon ausgegangen werden, dass die Gewässerbelastung durch die abgeführte Wärme ganzjährig relativ gering bleibt.

Die Angaben der Betreiber beziehen sich auf den Regelbetrieb. Bei der Analyse der Auswirkungen wird bei Kernkraftwerken davon ausgegangen, dass in Ausnahmesituationen immer auch eine Kühlung ohne Kreislaufkühlung und Kühlturm erfolgen kann. Da zusätzlich in der Regel keine Informationen zum tatsächlichen Betrieb der Kühlsysteme vorliegen, können die vorgenommenen Abschätzungen mit erheblichen Unsicherheiten behaftet sein.

Der Wasserbedarf von Kernkraftwerken mit Durchlaufkühlung ist noch höher als der von Kohlekraftwerken mit Durchlaufkühlung. Einzelne Kraftwerksblöcke erreichen einen Bedarf in einer Größenordnung von 7 – 10 % des Kühlwasserbedarfs in Deutschland 2016. Wenn die Kraftwerke nicht nur in Ausnahmesituationen, sondern dauerhaft mit Kreislaufkühlung und Kühlturm betrieben werden, reduziert sich die genutzte jährliche Wassermenge deutlich. Aus der Abschätzung für Kohle- und Kernkraftwerke geht hervor, dass diese zusammen eine dominierende Rolle bei den jährlichen Kühlwassermengen in Deutschland haben.

5.3 Erweiterte Kraftwerksdatenbank

Zur Ermittlung der Kühlwasserentnahmen und der Wärmeeinleitungen wurde die UBA-Kraftwerksliste mit den erforderlichen Daten zum Flussgebiet, zu Alter und Wirkungsgraden der Kraftwerke, zur Kühlart und zur Abschätzung der Wassermengen in einer Datenbank (Anlage A) erweitert.

5.3.1 Erweiterung der UBA-Kraftwerksliste

Für die Kraftwerksdatenbank wurden Spalten der ursprünglichen UBA-Tabelle mit grau markiertem Spaltenkopf übernommen. Diese wurde dann um Basisdaten in den Spalten Flussgebiet, Fluss und Kühlart ergänzt. Das Flussgebiet wird immer referenziert. Die Spalte Fluss wurde nur dann ausgefüllt, wenn es sich um einen Nebenfluss handelt und dieser eindeutig zugeordnet werden konnte.

Bei Braunkohlekraftwerken wird häufig Wasser aus der Entsümpfung von Braunkohletagebauen in den gleichen Fluss eingeleitet, von dem das Wasser zur Kühlung der zugehörigen Braunkohlekraftwerke entnommen wird. Aufgrund der durch die Entsümpfung oft auch in unmittelbarer Nachbarschaft der Kraftwerke zugeführten großen Wassermengen müssen für eine Beurteilung von Auswirkungen durch die Kühlung der jeweiligen Kraftwerke auch signifikante Einleitungen durch Entsümpfung berücksichtigt werden, siehe auch Kapitel 6.5.1. Eine detaillierte Betrachtung der Entsümpfungen erfolgt in dieser Studie nicht, diese wird aber in der Spalte Fluss entsprechend gekennzeichnet. Tabelle 23 zeigt einen Ausschnitt der Tabelle mit Braunkohlekraftwerken im Einzugsgebiet des Rheins. Die Tabelle enthält weitere Basisdaten, die hier im Bericht ausgeblendet sind, zum Beispiel Spalten für Geo-Koordinaten, Kennungen der EEX-Transparency Plattform und eine Spalte mit spezifischen Anmerkungen je Kraftwerk.

Tabelle 23: Erweiterung von Kraftwerks Basisdaten für Rheinische Braunkohlekraftwerke

Kraftwerk	Elektrische Bruttoleistung (MW)	Fernwärmeleistung (MW)	Primärenergie-träger	Flussgebiet	Fluss	Kühlart
Frechen / Wachtberg	201,0	251,0	Braunkohle	Rhein		Fernwärmeauskopplung
Frimmersdorf P	325,0	30,0	Braunkohle	Rhein	Erft/Tage-bau Entwässerung	Naturzug-Nasskühlturm
Frimmersdorf Q	310,0		Braunkohle	Rhein	Erft/Tage-bau Entwässerung	Naturzug-Nasskühlturm
Grevenbroich - Neurath A	312,0		Braunkohle	Rhein	Erft/Tage-bau Entwässerung	Naturzug-Nasskühlturm
Grevenbroich - Neurath B	312,0		Braunkohle	Rhein	Erft/Tage-bau Entwässerung	Naturzug-Nasskühlturm
Grevenbroich - Neurath C	312,0		Braunkohle	Rhein	Erft/Tage-bau Entwässerung	Naturzug-Nasskühlturm
Grevenbroich - Neurath D	644,0	4,5	Braunkohle	Rhein	Erft/Tage-bau Entwässerung	Naturzug-Nasskühlturm
Grevenbroich - Neurath E	644,0	4,5	Braunkohle	Rhein	Erft/Tage-bau Entwässerung	Naturzug-Nasskühlturm
Grevenbroich - Neurath F (BoA 2)	1100,0		Braunkohle	Rhein	Erft/Tage-bau Entwässerung	Naturzug-Nasskühlturm
Grevenbroich - Neurath G (BoA 3)	1100,0		Braunkohle	Rhein	Erft/Tage-bau Entwässerung	Naturzug-Nasskühlturm
Köln-Merkenich 4+6	103,0	168,0	Braunkohle, Erdgas	Rhein	Rhein	Fernwärmeauskopplung
Niederaußem C	335,0		Braunkohle	Rhein	Erft/Tage-bau Entwässerung	Ventilator Kühler
Niederaußem D	320,0		Braunkohle	Rhein	Erft/Tage-bau Entwässerung	Naturzug-Nasskühlturm
Niederaußem E	315,0		Braunkohle	Rhein	Erft/Tage-bau Entwässerung	Naturzug-Nasskühlturm
Niederaußem F	320,0		Braunkohle	Rhein	Erft/Tage-bau Entwässerung	Naturzug-Nasskühlturm
Niederaußem G	687,0	245,0	Braunkohle	Rhein	Erft/Tage-bau Entwässerung	Naturzug-Nasskühlturm

Kraftwerk	Elektrische Bruttoleistung (MW)	Fernwärmeleistung (MW)	Primärenergieträger	Flussgebiet	Fluss	Kühlart
Niederaußem H	687,0		Braunkohle	Rhein	Erft/Tagebau Entwässerung	Naturzug-Nasskühlturm
Niederaußem K (BoA 1)	1012,0		Braunkohle	Rhein	Erft/Tagebau Entwässerung	Naturzug-Nasskühlturm
Ville / Berrenrath (Hürth)	107,0		Braunkohle	Rhein		

Quelle: Eigene Darstellung, Projektergebnisse und Verwendung von Daten vom Umweltbundesamt (UBA 2019a)

Tabelle 24: Kraftwerksdaten mit Klassifizierung von Rheinischen Braunkohlekraftwerken

Kraftwerk	Elektrische Bruttoleistung (MW)	Fernwärmeleistung (MW)	Primärenergieträger	Flussgebiet	Kraftwerkstyp (Abschätzung Wassernutzung)	Altersklasse	Betrieb wärmegeführt
Frechen / Wachtberg	201,0	251,0	Braunkohle	Rhein	BRK	1980-1990	1
Frimmersdorf P	325,0	30,0	Braunkohle	Rhein	BRK	1990-2000	*
Frimmersdorf Q	310,0		Braunkohle	Rhein	BRK	1990-2000	*
Grevenbroich - Neurath A	312,0		Braunkohle	Rhein	BRK	1970-1980	*
Grevenbroich - Neurath B	312,0		Braunkohle	Rhein	BRK	1970-1980	*
Grevenbroich - Neurath C	312,0		Braunkohle	Rhein	BRK	1970-1980	*
Grevenbroich - Neurath D	644,0	4,5	Braunkohle	Rhein	BRK	1970-1980	*
Grevenbroich - Neurath E	644,0	4,5	Braunkohle	Rhein	BRK	1970-1980	*

Kraftwerk	Elektrische Bruttoleistung (MW)	Fernwärmeleistung (MW)	Primärenergie-träger	Flussgebiet	Kraftwerkstyp (Abschätzung Wassernutzung)	Altersklasse	Betrieb wärmegeführt
Grevenbroich - Neurath F (BoA 2)	1100,0		Braunkohle	Rhein	BRK	ab 2000	*
Grevenbroich - Neurath G (BoA 3)	1100,0		Braunkohle	Rhein	BRK	ab 2000	*
Köln-Merkenich 4+6	103,0	168,0	Braunkohle, Erdgas	Rhein	BRK	ab 2000	1
Niederaußem C	335,0		Braunkohle	Rhein	BRK	bis 1970	*
Niederaußem D	320,0		Braunkohle	Rhein	BRK	bis 1970	*
Niederaußem E	315,0		Braunkohle	Rhein	BRK	1970-1980	*
Niederaußem F	320,0		Braunkohle	Rhein	BRK	1970-1980	*
Niederaußem G	687,0	245,0	Braunkohle	Rhein	BRK	ab 2000	*
Niederaußem H	687,0		Braunkohle	Rhein	BRK	ab 2000	*
Niederaußem K (BoA 1)	1012,0		Braunkohle	Rhein	BRK	ab 2000	*
Ville / Berrenrath (Hürth)	107,0		Braunkohle	Rhein	BRK	1990-2000	1

Quelle: Eigene Darstellung, Projektergebnisse und Verwendung von Daten vom Umweltbundesamt (UBA 2019a)

Tabelle 24 zeigt einen Ausschnitt mit Daten zur Klassifizierung der Kraftwerke im Hinblick auf die Kühlwasserabschätzungen. Die Spalte „Kraftwerkstyp (Abschätzung Wassernutzung)“ enthält einen Verweis auf eine separate Tabelle mit typabhängigen Kennwerten zur Abschätzung der Kühlwassermengen. Die Kennungen sind in der zugehörigen Tabelle für die Kraftwerkstypen erläutert. Zusätzlich wurden Spalten mit einer Klassifizierung nach Alter und eine Spalte zur Kennzeichnung, ob Anlagen wärmegeführt betrieben werden und damit kein Kühlwasser benötigen, ergänzt.

Für die Altersklassifizierung wurden neben dem Inbetriebnahmejahr auch umfangreiche Modernisierungen berücksichtigt. Die Kennzeichnung bzgl. wärmegeführtem Betrieb erfolgte mit „*“ (kein wärmegeführter Betrieb) oder mit „1“ (wärmegeführter Betrieb). Bei KWK-Anlagen und Industriekraftwerken wird in der Regel von einem überwiegend wärmegeführten Betrieb ausgegangen.

Aufgrund eines unterschiedlichen Kontextes mussten bei der Plausibilisierung auch Daten von Betreibern im Hinblick auf die Aufgabenstellung angepasst werden. Ein Beispiel dafür sind veröffentlichte Wirkungsgrade, die z. B. aus der Auslegung übernommen werden oder durch Messungen bei der Inbetriebnahme und Abnahme ermittelt werden. Vergleicht man diese Werte von Betreibern mit über das Jahr gemittelten Durchschnittswerten aus dem realen Betrieb, so ergeben sich teilweise erhebliche Abweichungen. Diese erklären sich aus dem unterschiedlichen Kontext. Bei der Inbetriebnahme und bei der erstmaligen Ermittlung von Wirkungsgraden durch den Betreiber herrschen genau definierte und häufig vorteilhafte Bedingungen für die Ermittlung der Wirkungsgrade. In der Regel soll dabei die maximale Leistungsfähigkeit des Kraftwerks unter vorteilhaften Einsatzbedingungen nachgewiesen werden. Bei der in dieser Studie verwendeten Abschätzung von durchschnittlichen Wirkungsgraden während des Betriebs über das ganze Jahr gehen Auswirkungen wie Start- und Stoppvorgänge, Teillastbetrieb und Lastwechsel ebenso in die Betrachtung ein, wie meteorologische Einflussgrößen und die Zeit seit der letzten Revision.

Die Kennzeichnung der Kühltechnologie erfolgte mittels drei hier nicht abgebildeter Spalten. Diese geben jeweils die anteilige Kühlung des Kraftwerks für Durchlaufkühlung, Kreislaufkühlung mit Kühlturm oder Kühlung über die Außenluft an. Ein Kraftwerk mit Durchlaufkühlung wird mit dem Wert 1 in der Spalte Durchlaufkühlung und dem Wert 0 in den anderen beiden Spalten gekennzeichnet.

Für den Abgleich von Kraftwerkskennwerten mit Daten des Statistischen Bundesamtes und mit Marktdaten der EEX-Transparency Plattform muss berücksichtigt werden, auf welchen Messpunkt sich die angegebenen Leistungen beziehen:

- Die **Bruttostromerzeugung** beschreibt die am Generator des Kraftwerks erzeugte elektrische Arbeit.
- Die **Nettostromerzeugung** beschreibt die elektrische Arbeit, die vom Kraftwerk am Übergabepunkt an das Stromnetz abgegeben wird. Bei großen Kraftwerken unterscheidet sich diese Arbeit gegenüber der Bruttostromerzeugung um den elektrischen Eigenbedarf des Kraftwerks (z.B. für Kesselwasserpumpen) und um Verluste bei der Transformation des Stroms auf die Spannungsebene des Transportnetzes. Die Kraftwerksleistung am Übergabepunkt wird beim Stromhandel als relevante Größe für die Einspeisung verwendet. Bei Quellenangaben kann der Begriff in einem abweichenden Kontext die Bruttostromerzeugung abzüglich des elektrischen Eigenbedarfs des Kraftwerks bezeichnen.

Die Abschätzungen zum Kühlwasserbedarf in dieser Studie basieren auf der Nettostromerzeugung von Kraftwerken am Übergabepunkt zum Stromnetz. Für die Umrechnung der Bruttostromerzeugung wurden vom Kraftwerkstyp abhängige Standardwerte für Verluste auf der Basis von Experteninterviews abgeschätzt.

5.3.2 Typabhängige Kenngrößen und Parameter

Tabelle 25 zeigt die definierten Kraftwerkstypen mit Default-Kennwerten. Sie beziehen sich jeweils auf einen über das Jahr gemittelten stationären Betrieb bei Nennleistung des jeweiligen Kraftwerks. Abhängig von der Altersklasse wurden Default-Werte mittels vergleichbarer Kraftwerksklassen validiert und teilweise auch angepasst. Sofern für ein Kraftwerk echte Kenndaten oder Betriebsdaten ermittelt werden konnten, wurden diese für das jeweilige Kraftwerk verwendet. Kenndaten aus Datenblättern, z. B. bei Idealbedingungen oder von der Inbetriebnahme sind dafür in der Regel nicht geeignet, da diese im durchschnittlichen Normalbetrieb in der Regel nicht erreicht werden.

Tabelle 25: Default-Werte der Kraftwerkstypen

ID	Kraftwerkstyp	Variante	El_Brutto / Brennstoff- einsatz	Kühlleistung / Brennstoff- einsatz	Verluste / Brennstoff- einsatz	El_Netto / El_Brutto
GUD	GuD-Kraftwerk	Default	56,5%	34,2%	9,3%	95,5%
KKW	Kernkraftwerk	Default	35,0%	65,0%	0,0%	93,0%
BRK	Braunkohlekraftwerk	Default	37,6%	50,4%	12,0%	93,0%
STK	Steinkohlekraftwerk	Default	40,9%	52,1%	7,0%	93,0%
GT	Gasturbinen- Kraftwerk	Default	38,0%	0,0%	62,0%	96,0%
DGAS	Dampfkraftwerk Gas und sonstige Tech- nologien	Default	40,9%	49,1%	10,0%	93,0%
DKW_HS	Dampfkraftwerk HS	Default	35,0%	45,0%	20,0%	93,0%
nicht_relevant	nicht_relevant	Default	100,0%	0,0%	0,0%	99,0%

Quelle: eigene Darstellung

Tabelle 26 zeigt typabhängige Grenzwerte der einzelnen Kraftwerkstypen für eine Validierung von Kraftwerksdaten. Diese wurden gleichzeitig für die Interpolation von Kennwerten für Kühlbedarf, Wasserentnahmen und Wärmeeintrag verwendet, wenn für diese Kraftwerke spezifische Daten verwendet werden konnten. Die Formeln sind transparent in der Kraftwerksdatenbank (Excel Datei) hinterlegt. Die Klassifizierung und die typabhängigen Kenndaten wurden im Hinblick auf die gegebene Aufgabenstellung zur Abschätzung von Auswirkungen auf den Wasserhaushalt festgelegt. Vor einer Verwendung für andere Aufgabenstellungen ist eine Prüfung hinsichtlich der Eignung für diese Aufgabenstellung erforderlich.

Tabelle 26: Typabhängige lineare Interpolation von Kraftwerksparametern

ID	Kraftwerkstyp	Variante	El_Brutto / Brennstoff- einsatz	Kühlleistung / Brennstoff- einsatz	Verluste / Brennstoff- einsatz	El_Netto / El_Brutto
		Unit	(%)	(%)	(%)	(%)
GUD_Min	GuD-Kraftwerk	Min	45,0%	44,2%	10,8%	95,5%
GUD_Max	GuD-Kraftwerk	Max	60,0%	31,0%	9,0%	96,0%
KKW_Min	Kernkraftwerk	Min	33,0%	67,0%	0,0%	93,0%
KKW_Max	Kernkraftwerk	Max	35,0%	65,0%	0,0%	93,0%
BRK_Min	Braunkohle- kraftwerk	Min	32,0%	56,0%	12,0%	93,0%
BRK_Max	Braunkohle- kraftwerk	Max	48,0%	40,0%	12,0%	90,0%
STK_Min	Steinkohle- kraftwerk	Min	34,0%	59,0%	7,0%	93,0%
STK_Max	Steinkohle- kraftwerk	Max	49,5%	43,5%	7,0%	93,0%
GT_Min	Gasturbinen- Kraftwerk	Min	28,0%	0,0%	72,0%	96,0%
GT_Max	Gasturbinen- Kraftwerk	Max	42,0%	0,0%	58,0%	96,0%
DGAS_Min	Dampfkraftwerk Gas und sonsti- ge Technologien	Min	28,0%	62,0%	10,0%	93,0%
DGAS_Max	Dampfkraftwerk Gas und sonsti- ge Technologien	Max	42,0%	48,0%	10,0%	93,0%
DKW_HS_Min	Dampfkraftwerk HS	Min	28,0%	52,0%	20,0%	93,0%
DKW_HS_Max	Dampfkraftwerk HS	Max	35,0%	45,0%	20,0%	93,0%
nicht_relevant_Min	nicht_relevant	Min	10,0%	0,0%	0,0%	99,0%
nicht_relevant_Max	nicht_relevant	Max	100,0%	0,0%	0,0%	99,0%

Quelle: eigene Darstellung

Tabelle 27 zeigt Kenndaten in Abhängigkeit von der verwendeten Kühltechnologie. Bei der Kühlleistung wird eine kraftwerksspezifische Auskopplung von Fernwärme oder Prozesswärme berücksichtigt, bei wärmegeführtem Kraftwerksbetrieb wird davon ausgegangen, dass keine Kühlung erforderlich ist. Hybridkonfigurationen werden durch anteilige Werte der Kühltechnologien bei einzelnen Kraftwerken abgebildet.

Tabelle 27: Kühltechnologien von thermischen Kraftwerken

Kühltechnologie	Kühlleistung	Wärmeabgabe in Gewässer	Wärmeabgabe über Luft	Wärmeab- gabe über Verdunst.	Wasserentnahme	Durchfluss bei $dT = 10K$	Verdunstungsent- halpie Wasser	Wärmekapazität Wasser
	[MW]	[1]	[MW]	[MW]	[kg/s]	[m ³ /s]	[kJ/kg_H2O]	[kJ/(kg*K)]
Durchlaufkühlung	100,0	100,0	0,0	0,0	0,0	2,4	2435,0	4,18
Luftkondensator	100,0	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	2435,0	4,18
Kühlturm	100,0	0,0	0,0	100,0	41,1	0,0	2435,0	4,18

Quelle: eigene Darstellung

5.3.3 Abschätzungen der Wassermengen für die Kühlung

Auslegungskennwerte für die Kühlwassernutzung von großen Kraftwerken werden im Rahmen der Genehmigung von Kraftwerken dokumentiert. Die Werte dienen insbesondere dazu, Grenzwerte und Maßnahmen für den Betrieb in definierten kritischen Situationen festzulegen. Sie sind nur eingeschränkt dazu geeignet, den tatsächlichen Wassereinsatz während des realen Betriebs abzuschätzen. Soweit Kennwerte allgemein zugänglich sind, wurden diese bei den Abschätzungen berücksichtigt.

Im Rahmen dieser Studie konnte im Allgemeinen nicht auf detaillierte Messwerte der tatsächlichen Wassernutzung durch große Kraftwerke zugegriffen werden. Für die hier vorliegende Betrachtung wären tägliche Werte pro Kraftwerksstandort für Entnahmemenge, durchschnittliche Entnahmetemperatur, Wiedereinleitungsmenge und durchschnittliche Wiedereinleitungstemperatur ausreichend. Im Gegensatz dazu sind detaillierte Daten zur Stromerzeugung von großen Kraftwerken in Deutschland in guter Qualität verfügbar. Deshalb erfolgt in dieser Studie eine Abschätzung des Kühlwassereinsatzes je Kraftwerk bzw. je Kraftwerkscluster in Abhängigkeit von Stromerzeugungsdaten.

Für Kraftwerke mit Fernwärme- oder Prozesswärmeauskopplung lagen teilweise Daten zur maximal möglichen Wärmeauskopplung vor. Daten zur tatsächlichen Wärmeauskopplung lagen nicht vor, dadurch ergeben sich Unsicherheiten bei der Abschätzung von Kühlleistungen und dem damit verbundenen Wasserbedarf.

Bei Verwendung von **Luft-Kondensatorkühlung** ergeben sich keine relevanten Auswirkungen auf den Wasserhaushalt. Die Wärme wird über Außenluft abgeführt.

Die erforderliche Kühlleistung für die anderen Kühltechnologien Kühlturm und Durchlaufkühlung kann abgeschätzt werden aus einer Bilanzierung von eingesetzter Brennstoff-Energie, der Stromerzeugung, Fernwärme-/Prozesswärmeauskopplungen, Wärmeableitung über Luft-Kondensatoren, Abwärmemengen im Rauchgas und sonstigen Verlusten.

Bei Verwendung einer **Durchlaufkühlung** wird Wasser aus einem Gewässer entnommen. Dieses nimmt die Abwärme auf und wird im Allgemeinen wieder in gleicher Menge und in das gleiche Gewässer an einer anderen Stelle eingeleitet. Aus der Durchlaufkühlung resultiert ein Wärmeeintrag in das Gewässer, der der oben abgeschätzten Kühlleistung entspricht. Die Wassermengenbilanz kann als ausgeglichen angenommen werden.

Bei Verwendung eines (Nass-) **Kühlturms** wird Wasser verdunstet. Die verdunstete Wassermenge wurde entsprechend der Kühlleistung und der Verdunstungsenthalpie von Wasser abgeschätzt. Sie muss jeweils wieder durch Wasserentnahme aus einem Gewässer ergänzt werden. Im zirkulierenden Kühlwasser sammeln sich Reststoffe (Schlämme) an. Für eine erste Grobabschätzung wurden diese Reststoffe vernachlässigt. Es wird angenommen, dass das entnommene Wasser vollständig verdunstet und keine Einleitung bzw. auch kein Wärmeeintrag in das Gewässer erfolgt.

Die Abschätzung der Wassermengen für die Kühlung erfolgt in drei Schritten. In einem ersten Schritt wird die Kühlleistung in MW abgeschätzt. Diese lässt sich sehr gut und belastbar abschätzen. In einem zweiten Schritt werden abhängig von der Kühltechnologie und der ausgekoppelten Wärme genutzte Wassermengen und der Wärmeeintrag in das Gewässer abgeschätzt. Bei diesem Schritt gibt es aufgrund nicht vorliegender Betriebsdaten zur Kühlung und zur Wärmeauskopplung erhebliche Unsicherheiten. Deshalb werden für diese obere, mittlere und untere Grenzwerte abgeschätzt. Mit diesen können dann die jährlichen Auswirkungen und die Auswirkungen in Extremsituationen abgeschätzt werden. In einem dritten Schritt können aus den Leistungswerten bzw. Mengenflüssen durch Multiplikation mit geschätzten Volllaststunden der einzelnen

Kraftwerke die Jahresmengen abgeschätzt werden. Alternativ kann durch Multiplikation der in der Kraftwerkstabelle dargestellten geschätzten Leistungswerte bzw. Mengenflüsse mit stündlichen Werten aus den EEX-Transparency Daten der zeitliche Verlauf und die Charakteristik der Wassermengen und Wärmeeinträge ermittelt werden.

Tabelle 28: Kraftwerkstabelle - Abschätzung der Kühlleistung für rheinische Braunkohlekraftwerke

Kraftwerk	El_Brutto (MW)	El_Netto EEX / Netzübergabe (MW)	Wärme Auskopplung (MW)	Wirkungs- grad brutto Kraftwerks- typ (%)	Wirkungsgrad brutto Kraftwerksspe- zi8fisch (%)	Wirkungs- grad Brutto (%)	Untere Schätzung Kühlbe- darf (MW)	Mittlere Schätzung Kühlbe- darf (MW)	Obere Schätzung Kühlbe- darf [MW]
Frechen / Wachtberg	201,0	186,9	251	37,6%		37,6%	213,8	0,0	299,4
Frimmersdorf P	325,0	302,3	30	37,6%	32,0%	32,0%	345,7	484,0	484,0
Frimmersdorf Q	310,0	288,3	0	37,6%	35,0%	35,0%	329,8	437,0	461,7
Grevenbroich - Neurath A	312,0	290,2	0	37,6%	35,0%	35,0%	331,9	439,8	464,7
Grevenbroich - Neurath B	312,0	290,2	0	37,6%	35,0%	35,0%	331,9	439,8	464,7
Grevenbroich - Neurath C	312,0	290,2	0	37,6%	35,0%	35,0%	331,9	439,8	464,7
Grevenbroich - Neurath D	644,0	598,9	5	37,6%	35,0%	35,0%	685,1	907,8	959,1
Grevenbroich - Neurath E	644,0	598,9	5	37,6%	35,0%	35,0%	685,1	907,8	959,1
Grevenbroich - Neurath F (BoA 2)	1100,0	1023,0	0	37,6%	43,0%	43,0%	1170,2	1316,5	1638,3
Grevenbroich - Neurath G (BoA 3)	1100,0	1023,0	0	37,6%	43,0%	43,0%	1170,2	1316,5	1638,3
Köln-Merkenich 4+6	103,0	95,8	168	37,6%		37,6%	109,6	0,0	153,4
Niederaußem C	335,0	311,6	0	37,6%	32,0%	32,0%	356,4	498,9	498,9
Niederaußem D	320,0	297,6	0	37,6%	32,0%	32,0%	340,4	476,6	476,6
Niederaußem E	315,0	293,0	0	37,6%	35,0%	35,0%	335,1	444,0	469,1

Kraftwerk	El_Brutto (MW)	El_Netto EEX / Netzübergabe (MW)	Wärme Auskopplung (MW)	Wirkungs- grad brutto Kraftwerks- typ (%)	Wirkungsgrad brutto Kraftwerksspe- zißfisch (%)	Wirkungs- grad Brutto (%)	Untere Schätzung Kühlbe- darf (MW)	Mittlere Schätzung Kühlbe- darf (MW)	Obere Schätzung Kühlbe- darf (MW)
Niederaußem F	320,0	297,6	0	37,6%	35,0%	35,0%	340,4	451,1	476,6
Niederaußem G	687,0	638,9	245	37,6%	35,0%	35,0%	730,9	968,4	1023,2
Niederaußem H	687,0	638,9	0	37,6%	35,0%	35,0%	730,9	968,4	1023,2
Niederaußem K (BoA 1)	1012,0	941,2	0	37,6%	43,0%	43,0%	1076,6	1211,2	1507,2
Ville / Berrenrath (Hürth)	107,0	99,5	0	37,6%		37,6%	113,8	0,0	159,4

Quelle: Eigene Darstellung, Projektergebnisse und Verwendung von Daten vom Umweltbundesamt (UBA 2019a)

Tabelle 28 zeigt einen Ausschnitt mit Kenngrößen für die Abschätzung der Kühlleistung für Braunkohlekraftwerke im Einzugsgebiet des Rheins. Aus der Bruttostromerzeugung (El_Brutto) wird unter Berücksichtigung des elektrischen Eigenbedarfs und von Transformationsverlusten die Leistung am Netzübergabepunkt (El_Netto) abgeleitet. Die Wärmeauskopplung wird aus den Kennwerten der einzelnen Kraftwerke übernommen. In der Spalte Kraftwerkstyp wird der Standardwirkungsgrad für den Kraftwerkstyp übernommen. Dieser kann in der nächsten Spalte durch einen kraftwerksspezifischen Wirkungsgrad überschrieben werden. Wenn diese Spalte leer ist wird der Standardwirkungsgrad für den zugehörigen Kraftwerkstyp für die Abschätzungen verwendet. Aus diesen Eingangsdaten erfolgen dann eine untere und eine obere Abschätzung des Kühlbedarfs. Ziel dieser unteren und oberen Abschätzungen ist es ein Intervall für den Kühlwasserbedarf und die zugehörige Unsicherheit abzuschätzen.

Die mittlere Abschätzung dient zur Ermittlung eines Wertes für die Kühlleistung. Diese basiert auf einer groben Abschätzung der Kühlleistung unter vereinfachten Annahmen. Aufgrund teilweise abweichender Annahmen oder einem Ausschluss einzelner Kraftwerke für die mittlere Abschätzung können diese Werte in Einzelfällen außerhalb des durch die untere und obere Abschätzung definierten Intervalls liegen. Der Wert für die Kühlleistung wurde teilweise bei 0 angenommen, wenn z.B. bei einem Industriekraftwerk davon ausgegangen wird, dass das Kraftwerk in der Regel wärmegeführt gefahren wird.

Tabelle 29: Abschätzung Wasserentnahmen und Wärmeeintrag

Kraftwerk	Kraftwerks- typ (Ab- schätzung Wassernut- zung)	El_Brutto (MW)	Schätzung Wasserent- nahme mit Wärmeaus- kopplung (kg/s)	Schätzung Wasser- entnahme ohne Wärmeauskopp- lung (kg/s)	Schätzung Wärme- eintrag in Gewässer mit Wärmeaus- kopplung (MW)	Schätzung Wär- meeintrag in Gewässer ohne Wärmeauskopp- lung (MW)	Schätzung Was- serentnahme Durchlaufkühlung (m³/s)	Schätzung Wasserent- nahme Obergrenze Durchlauf- kühlung (m³/s)
Brokdorf (KBR)	KKW	1480,0	0	0	2749	2749	65,6	65,6
Emsland-Lingen (KLE)	KKW	1400,0	1068	1068	0	0	0,0	62,1
Grohnde (KWG)	KKW	1430,0	1091	1091	0	0	0,0	63,4
Gundremmingen B	KKW	1344,0	0	0	0	0	0,0	59,6
Gundremmingen C (KRB)	KKW	1344,0	1025	1025	0	0	0,0	59,6
Isar 2 - Essenbach (KKI) (Ohu)	KKW	1485,0	1133	1133	0	0	0,0	65,9
Neckarwestheim 2 GKN	KKW	1400,0	1068	1068	0	0	0,0	62,1
Philippsburg 2 (KKP)	KKW	1468,0	1120	1120	0	0	0,0	65,1

Quelle: Eigene Darstellung, Projektergebnisse und Verwendung von Daten vom Umweltbundesamt (UBA 2019a)

Tabelle 29 zeigt einen Ausschnitt für die Abschätzung von Wasserentnahmen und Wärmeeinträgen für Kernkraftwerke. Die Bruttoleistung der im Basisjahr 2017 noch in Betrieb befindlichen Kernkraftwerke liegt in einer Größenordnung von 1400 MW. Das Kernkraftwerk Brokdorf wird mit Durchlaufkühlung betrieben. Der Wärmeintrag in das Gewässer wird auf 2749 MW abgeschätzt. Daraus ergibt sich eine Wasserentnahme für die Durchflusskühlung von ca. 65 m³/s; Dieser stimmt sehr gut mit den vom Betreiber angegebenen Parametern überein. Die anderen Kernkraftwerke werden mit Kreislaukkühlung und Kühlturm betrieben. Die Wasserentnahme für die Kreislaukkühlung mit Kühlturm wird zwischen 102 und 112 kg/s abgeschätzt. Zusätzlich wurde eine Wasserentnahme abgeschätzt, die im Falle einer Durchlaufkühlung erforderlich wäre.

Das Kernkraftwerk Gundremmingen B wurde zum 31.12.2017 abgeschaltet und außer Betrieb genommen. In den letzten Monaten des Jahre 2017 erfolgte bereits ein eingeschränkter Betrieb mit reduzierter Stromerzeugung. Aufgrund der Stilllegung Ende 2017 muss für das Kraftwerk keine Kühlleistung mehr in den einzelnen Szenarien abgeschätzt werden. Deshalb wurden die Parameter in der obigen Tabelle auf 0 gesetzt. Die Kraftwerke Gundremmingen Block B und Gundremmingen Block C sind baugleich, die technischen Parameter der beiden Kraftwerke für Kühlleistung und Wassermenge sind gleich.

5.4 Kraftwerkspark, Stand 2017

Tabelle 30 listet die Anzahl der Kraftwerke, unterschieden nach Kraftwerkstyp und Kühlart für den Bezugszeitpunkt 2017 auf. Braunkohle- und Steinkohle-Kraftwerke stellen mit 78 Kraftwerken fast 2/3 (62 %) aller Kraftwerke der Kraftwerksliste. Ca. ein Viertel der Kraftwerke verfügt über Durchlaufkühlung (33 KW) und ca. drei Viertel über Kühlturm-Kühlungstechnik (92 KW). Die Kernkraftwerke stellen mit sieben Kraftwerken 2017 die kleinste Anzahl und den kleinsten Anteil (6 %) dar.

Tabelle 30: Anteil der Kraftwerke pro Kraftwerkstyp und Kühltechnik, Stand 2017

Kraftwerkstyp		Kühlturm	Durchlaufkühlung	Summe	Anteil
BRK	Braunkohle	38	0	38	30 %
DGAS	Dampfkraftwerk Gas	8	4	12	10 %
GUD	Gas- und Dampfturbinenkraftwerk	12	16	28	22 %
KKW	Kernkraftwerk	6	1	7	6 %
STK	Steinkohle	28	12	40	32 %
Summe		92	33	125	100 %

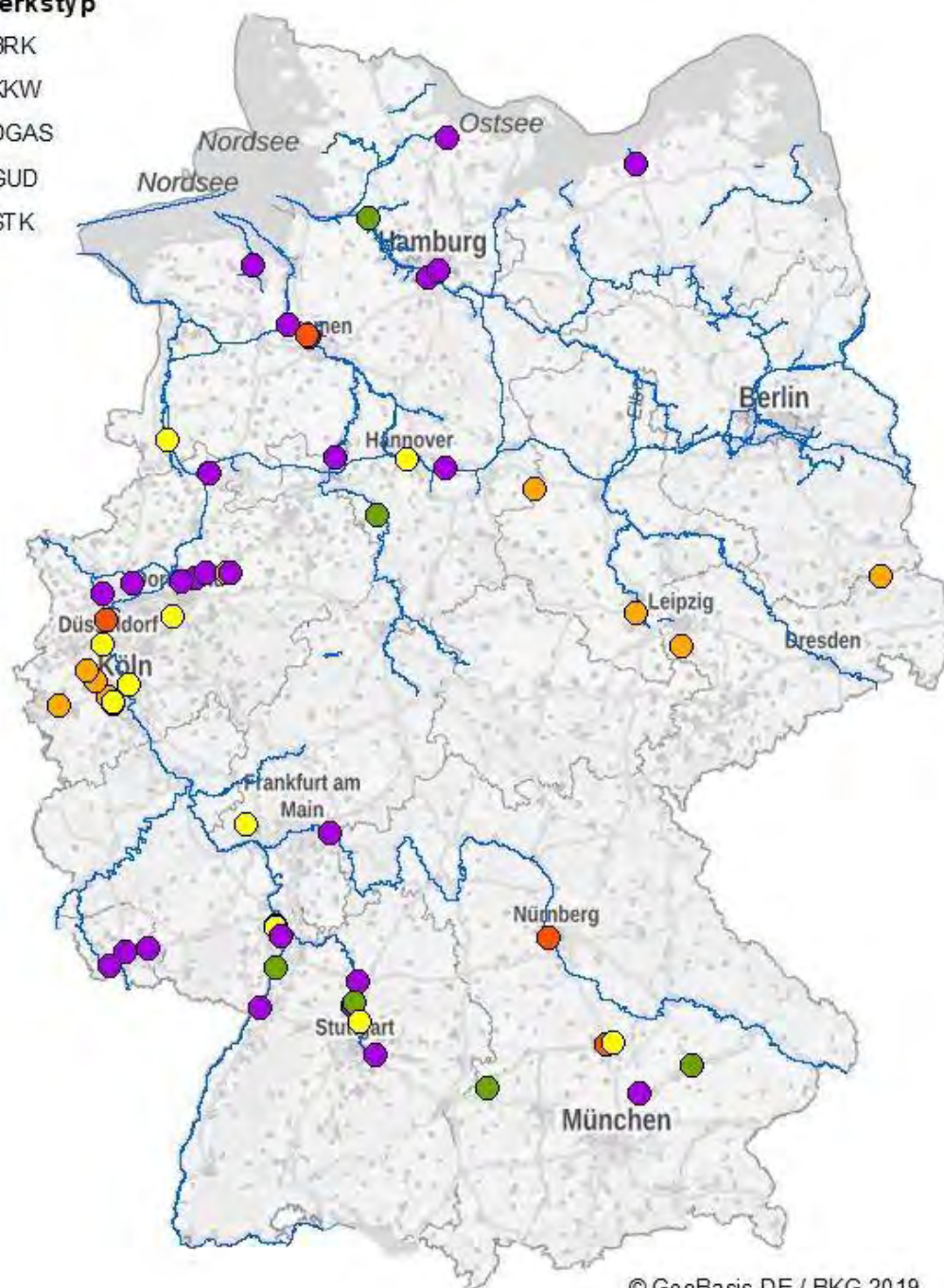
Die Karten in Abbildung 25, Abbildung 26 (Kühltürme) und Abbildung 27 (Durchlaufkühlung) zeigen die geografische Verteilung der Kraftwerksstandorte, unterschieden nach Kraftwerkstyp und Kühltechnik.

Abbildung 25: Verteilung der Kraftwerke / Kraftwerkstypen in Deutschland, Stand 2017, Anzahl = 125

Legende

Kraftwerkstyp

- BRK
- KKW
- DGAS
- GUD
- STK



© GeoBasis-DE / BKG 2019

Quelle: Eigene Darstellung

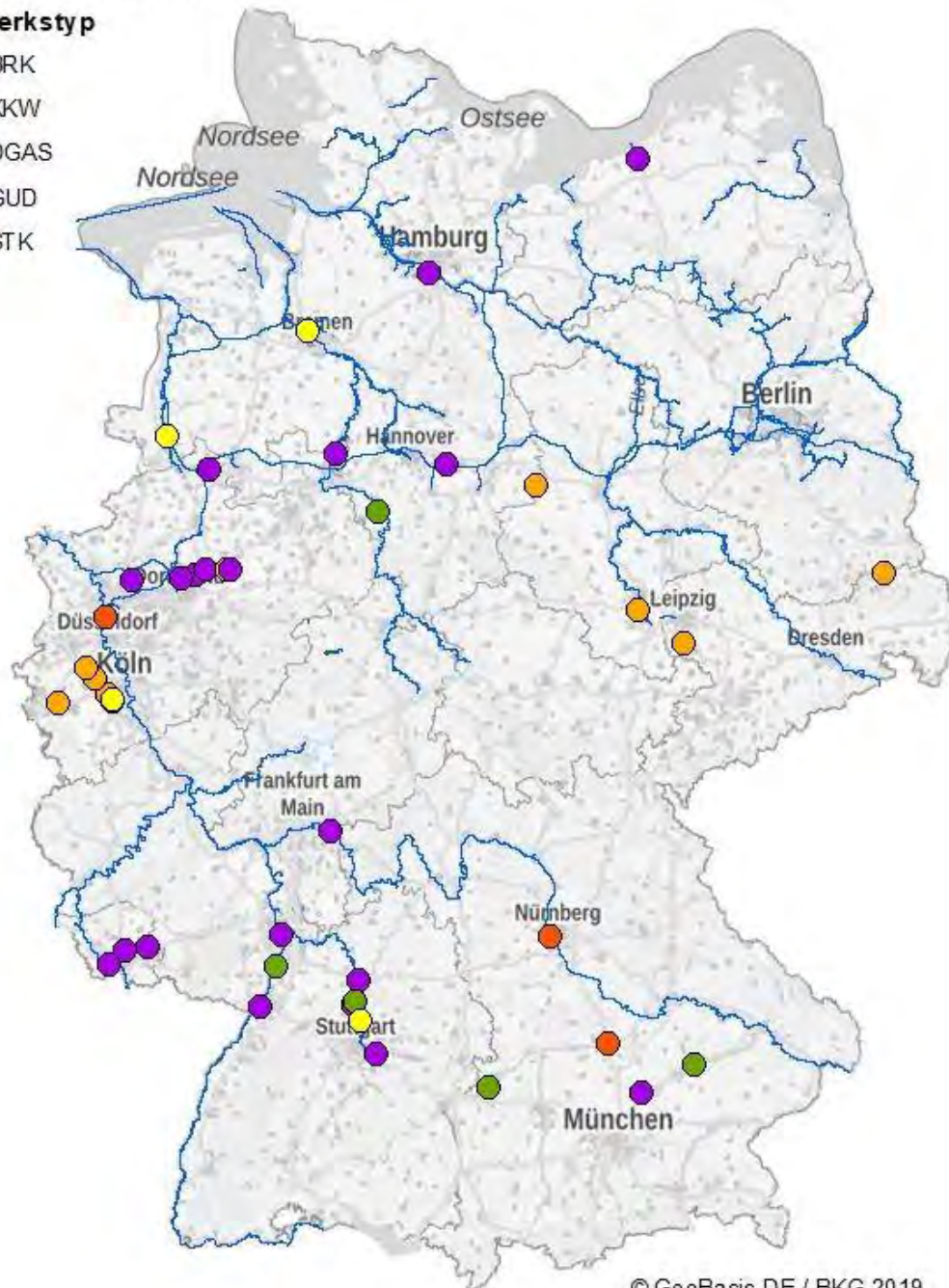
Abbildung 26: Verteilung der Kraftwerke / Kraftwerkstypen in Deutschland mit Kühltürmen, Stand 2017, Anzahl = 92

Legende

Kraftwerke mit Kühlturm

Kraftwerkstyp

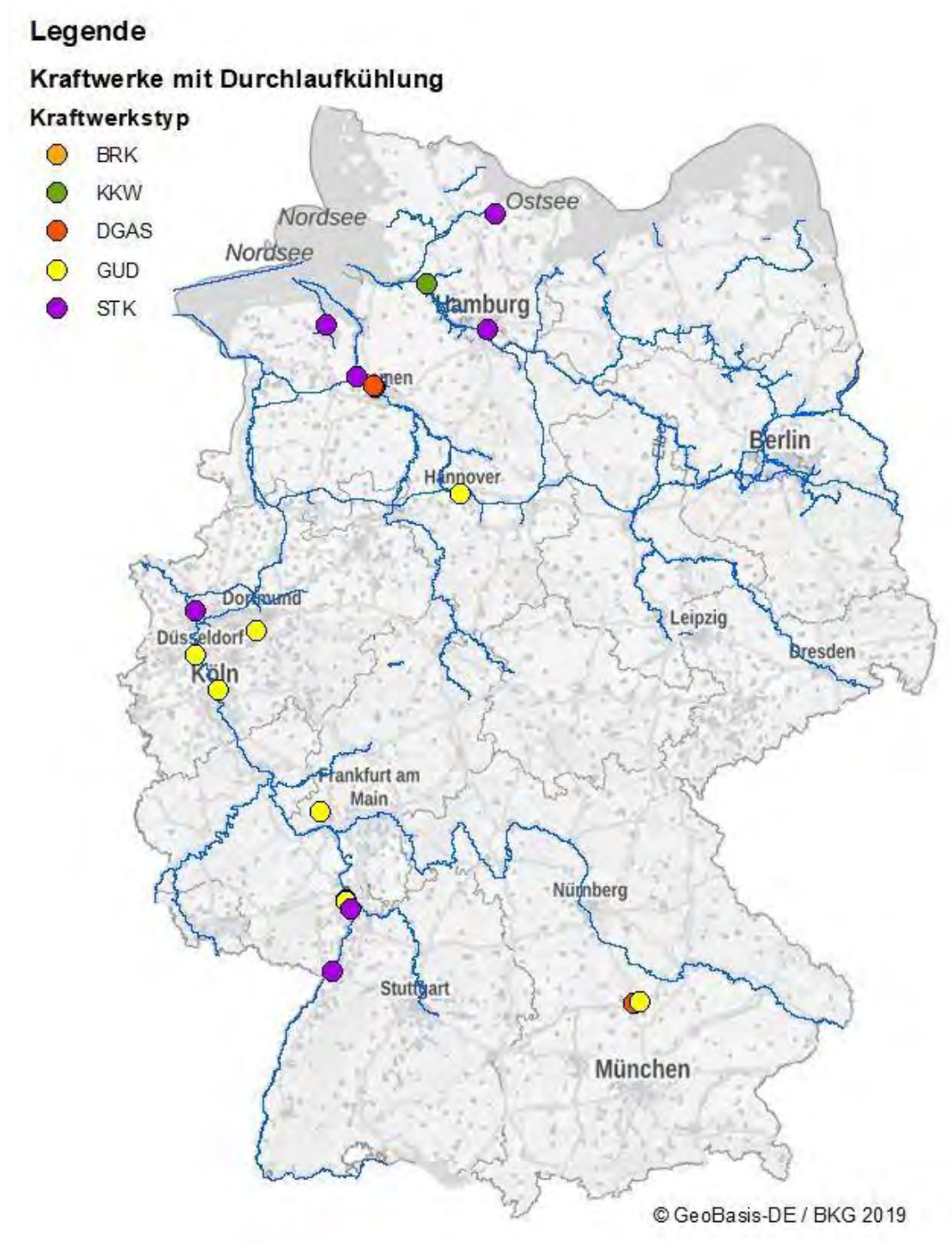
- BRK
- KKW
- DGAS
- GUD
- STK



© GeoBasis-DE / BKG 2019

Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 27: Verteilung der Kraftwerke / Kraftwerkstypen in Deutschland mit Durchlaufkühlung, Stand 2017, Anzahl = 33



Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 28 zeigt den Inhalt der Tabelle 30 als Balkendiagramm. Es wird deutlich, dass alle Braunkohlekraftwerke mit Kühltürmen ausgestattet sind.

Abbildung 28: Anteil der Kraftwerke pro Kraftwerkstyp und Kühltechnik, Stand 2017

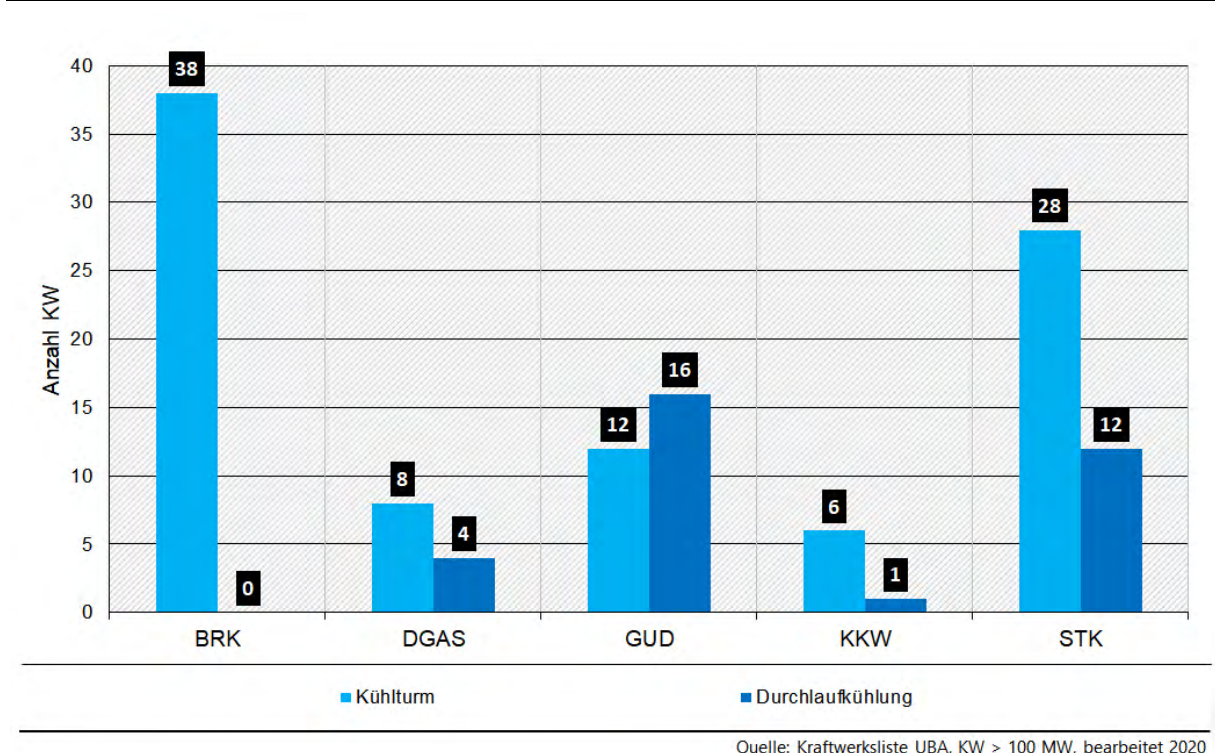


Tabelle 31 zeigt die Verteilung der Kraftwerke über die Flussgebiete. Tabelle 32 und Tabelle 33 zeigen den gleichen Inhalt differenzierter nach Kraftwerkstyp aufgeschlüsselt. Im Rheineinzugsgebiet finden sich die meisten Kraftwerke. Diese 70 Kraftwerke entsprechen 56 % aller großen Kraftwerke in Deutschland. 51 Kraftwerke davon sind mit Kühlturm-Technik, 19 mit Durchlaufkühlung ausgestattet.

Zu den Kraftwerken im Rheineinzugsgebiet gehören Braunkohlekraftwerke des Rheinischen Reviers im Erft-Einzugsgebiet. Weitere Braunkohlekraftwerke des Rheinischen Reviers stehen ebenfalls in Nordrhein-Westfalen, aber im Einzugsgebiet der Maas (Tagebau Inden).

Im Elbeeinzugsgebiet stehen 22 Kraftwerke. Dies sind rund 18 % aller erfassten größeren Kraftwerke. 20 der 22 Kraftwerke sind mit Kühltürmen ausgestattet und zwei mit einer Durchlaufkühlung.

Tabelle 31: Anteil der Kraftwerke pro Kühltechnik in den Flussgebieten, Stand 2017

Flussgebiete	Kühlturm	Durchlaufkühlung	Summe	Anteil
Donau	4	4	8	6 %
Elbe	20	2	22	18 %
Ems	7	0	7	6 %
Ems/Rhein	1	0	1	1 %
Maas	4	0	4	3 %
Rhein	51	19	70	56 %

Flussgebiete	Kühlturm	Durchlaufkühlung	Summe	Anteil
Schlei /Trave	0	1	1	1 %
Warnow/Peene	1	0	1	1 %
Weser	4	7	11	9 %
Summe	92	33	125	100 %

Tabelle 32 und Tabelle 33 geben einen Überblick über die Verteilung der Kraftwerke in Abhängigkeit des Kraftwerk-Typs und der Kühltechnik im gesamten Bundesgebiet für das Jahr 2017.

Tabelle 32: Anteil der Kraftwerke mit Kühlturm in den Flussgebieten, Stand 2017

Flussgebiet	BRK	DGAS	GUD	KKW	STK	Summe
Donau	0	1	0	2	1	4
Elbe	17		1		2	20
Ems	0	0	5	1	1	7
Ems/Rhein	0	0	0	0	1	1
Maas	4	0	0	0	0	4
Rhein	17	7	5	2	20	51
Schlei /Trave	0	0	0	0	0	0
Warnow /Peene	0	0	0	0	1	1
Weser	0	0	1	1	2	4
Gesamtergebnis	38	8	12	6	28	92

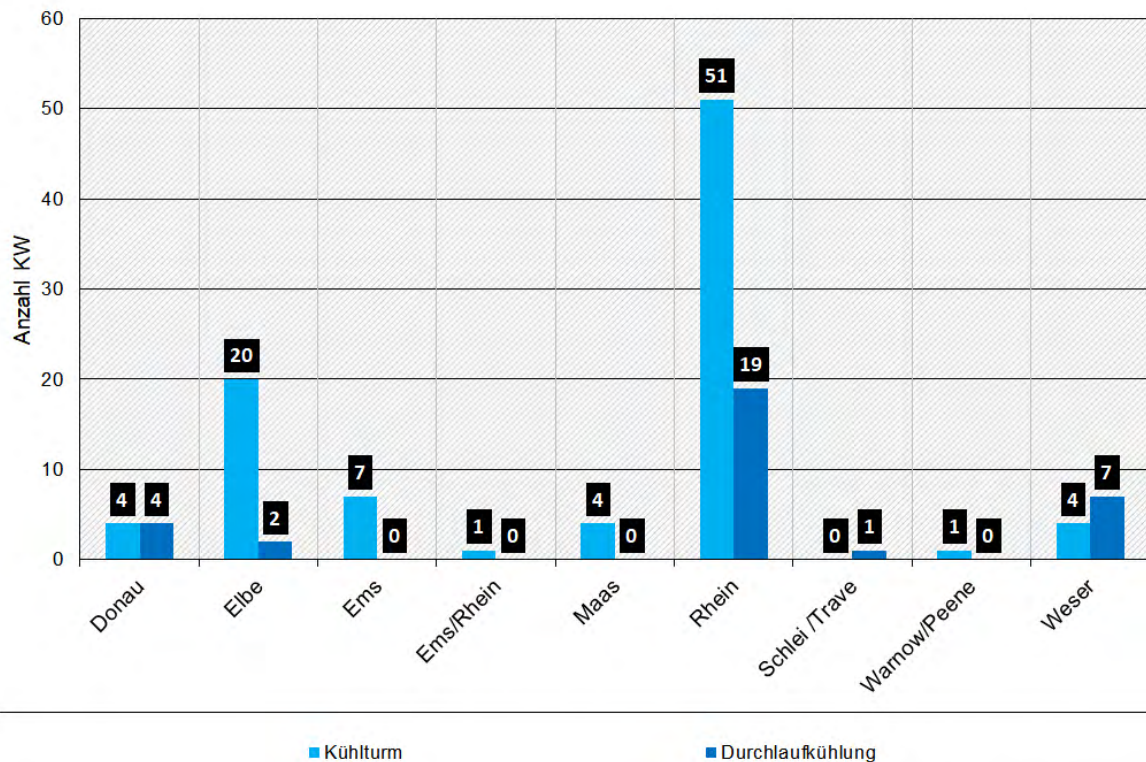
Tabelle 33: Anteil der Kraftwerke mit Durchlaufkühlung in den Flussgebieten, Stand 2017

Flussgebiet	DGAS	GUD	KKW	STK	Summe
Donau	2	2	0	0	4
Elbe	0	0	1	1	2
Ems	0	0	0	0	0
Ems/Rhein	0	0	0	0	0
Maas	0	0	0	0	0
Rhein	1	12	0	6	19
Schlei /Trave	0	0	0	1	1

Flussgebiet	DGAS	GUD	KKW	STK	Summe
Warnow /Peene	0	0	0	0	0
Weser	1	2	0	4	7
Gesamtergebnis	4	16	1	12	33

Abbildung 29 zeigt die Verteilung der Kraftwerke über die Flussgebiete als Balkendiagramme.

Abbildung 29: Anteil der Kraftwerke pro Kühltechnik in den Flussgebieten, Stand 2017



Quelle: Kraftwerksliste UBA, KW > 100 MW, bearbeitet 2020

Tabelle 34 zeigt die Nettoleistung der Kraftwerke. Dies ist die produzierte Leistung, die der europäischen Energiebörse EEX für die Vermarktung gemeldet wird. Die erzielbare Nettoleistung eines Kraftwerkes hängt von dem Wirkungsgrad und damit im Wesentlichen vom Kraftwerkstyp und der Kühltechnik ab.

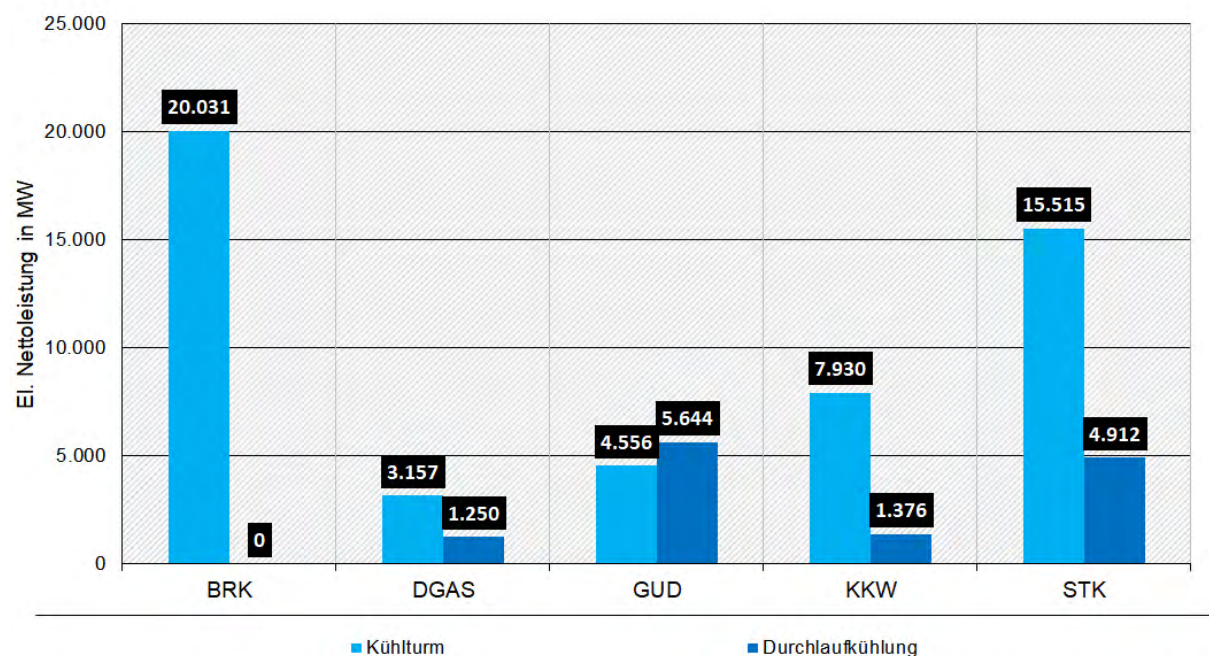
Die Kohlekraftwerke (BRK und STK) liefern mit 63 % ca. 2/3 der gesamten elektrischen Nettoleistung. Die Kernkraftwerke (KKW) erzeugen mit 1.330 MW die größte Nettoleistung pro Kraftwerk. Gas- und Dampfkraftwerke (GUD) mit 360 MW die geringste elektrische Nettoleistung pro Kraftwerk.

Tabelle 34: Summe der elektrischen Nettoleistung in MW pro Kraftwerkstyp und Kühlart, Stand 2017

Kraftwerkstyp	Kühl-turm	Durchlauf-kühlung	Summe	Anteil	Anzahl KW	El. Netto-L pro KW
BRK	20.031	0	20.031	31 %	38	530
DGAS	3.157	1.250	4.407	7 %	12	370
GUD	4.556	5.644	10.200	16 %	28	360
KKW	7.930	1.376	9.307	14 %	7	1.330
STK	15.515	4.912	20.427	32 %	40	510
Summe El. Netto-leistung (MW)	51.189	13.182	64.371	100 %	125	510

Abbildung 30 zeigt die Verhältnisse der Tabelle 34 als Balkendiagramm.

Abbildung 30: Elektrischen Nettoleistung in MW für Kraftwerkstypen und Kühlarten, Stand 2017



Quelle: Kraftwerksliste UBA, KW > 100 MW, bearbeitet 2020

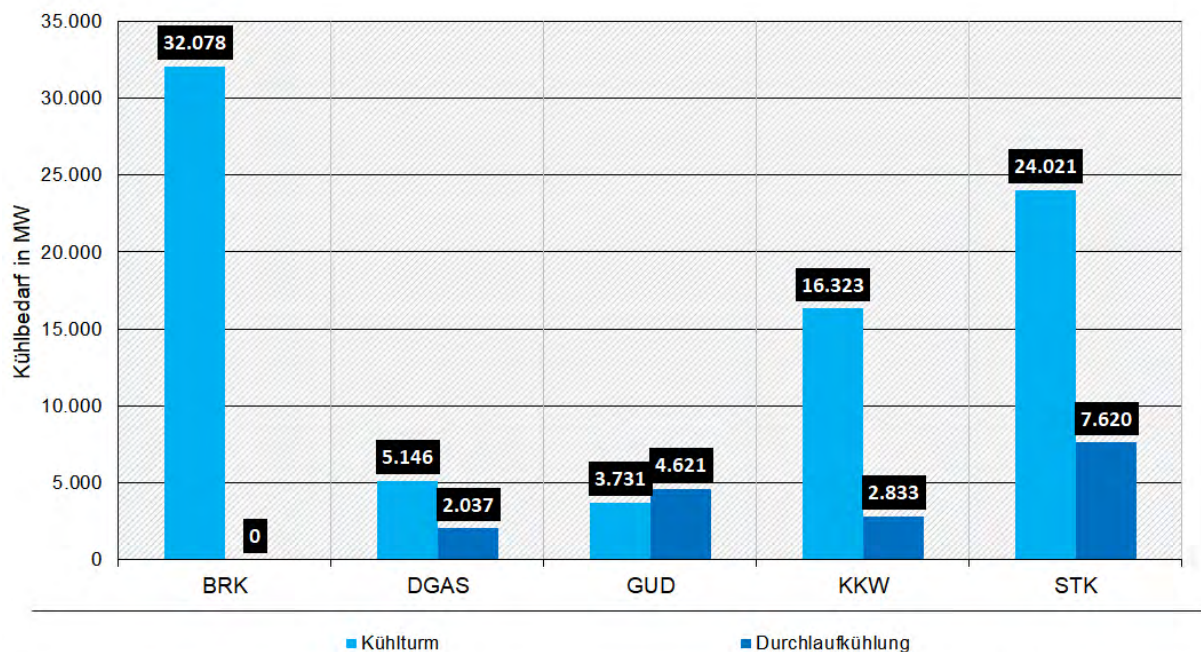
Tabelle 35 listet den Kühlbedarf für alle Kraftwerke differenziert nach Kraftwerkstyp und Kühltechnik auf. In der letzten Spalte ist der Kühlbedarf pro Kraftwerk aufgezeigt. Die sieben Kernkraftwerke haben mit ca. 2.740 MW pro Kraftwerk den höchsten relativen Kühlbedarf. Den größten absoluten Kühlbedarf haben die Braunkohlekraftwerke (BRK) und die Steinkohlekraftwerke (STK) mit 33 %, bzw. 32 % des gesamten Kühlbedarfs. Die Gas- und Dampfkraftwerke (GUD) haben den geringsten spezifischen Kühlbedarf mit ca. 300 MW pro Kraftwerk.

Tabelle 35: Kühlbedarf in MW pro Kraftwerkstyp und Kühlart für das Jahr 2017

Kraftwerkstyp	Kühl- turm	Durchlauf- kühlung	Summe	Anteil	Anzahl KW	Kühlbedarf pro KW
BRK	32.078		32.078	33 %	38	840
DGAS	5.146	2.037	7.183	7 %	12	600
GUD	3.731	4.621	8.352	8 %	28	300
KKW	16.323	2.833	19.156	19 %	7	2.740
STK	24.021	7.620	31.640	32 %	40	790
Summe Kühlbedarf (MW)	81.299	17.111	98.410	100 %	125	790

Abbildung 31 zeigt den Kühlbedarf in MW pro Kraftwerkstyp und Kühlart als Balkendiagramm.

Abbildung 31: Kühlbedarf in MW für Kraftwerkstypen und Kühlarten, Stand 2017



Quelle: Kraftwerksliste UBA, KW > 100 MW, bearbeitet 2020

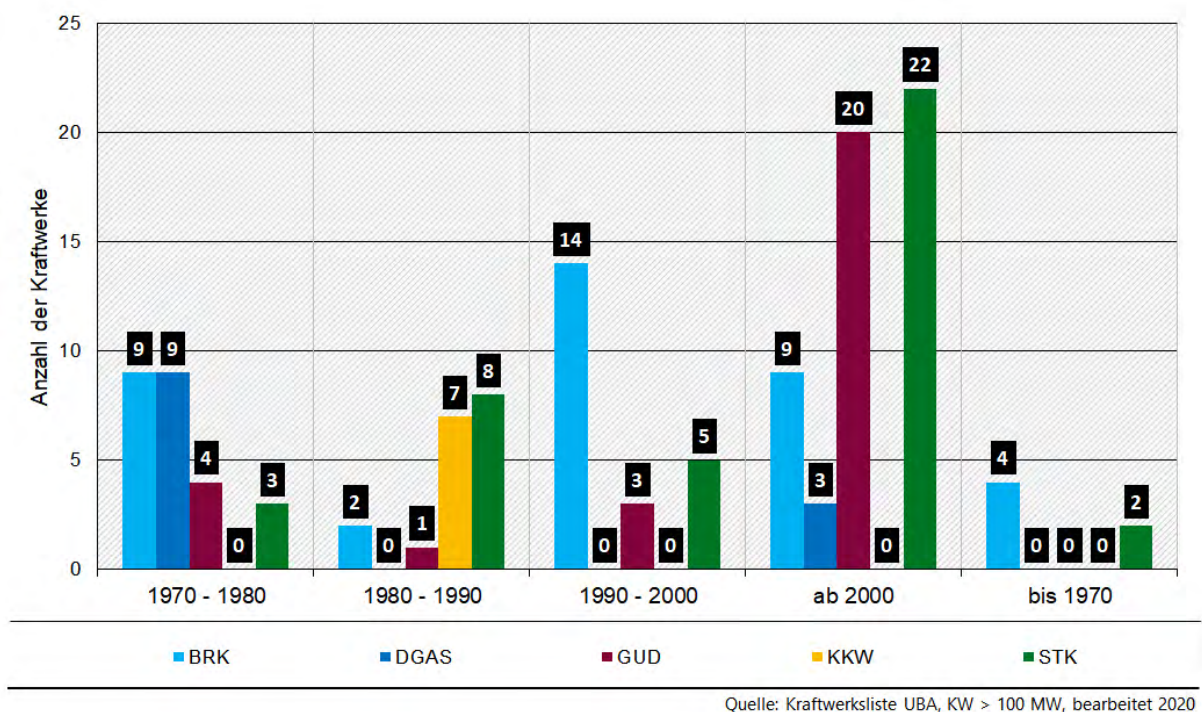
Tabelle 36 zeigt die Verteilung der Altersstruktur der Kraftwerke. Nur 5 % der Kraftwerke sind älter als 50 Jahre (Zeitraum bis 1970). Dies sind vier Braunkohle- und zwei Steinkohlekraftwerke. 43 % der Kraftwerke, und damit der größte Anteil, stammen aus der Zeit ab 2000. Dies sind insbesondere moderne Gas- und Dampfkraftwerke (GUD) und Steinkohlekraftwerke (STK). Die Braunkohlekraftwerke (BRK) stammen überwiegend aus der Periode 1990 – 2000. Die Kernkraftwerke (KKW) stammen alle aus der Periode 1980 bis 1990.

Tabelle 36: Altersstruktur der Kraftwerke nach Kraftwerkstyp

Zeiträume	BRK	DGAS	GUD	KKW	STK	Summe	Anteil
1970 - 1980	9	9	4		3	25	20 %
1980 - 1990	2		1	7	8	18	14 %
1990 - 2000	14		3		5	22	18 %
ab 2000	9	3	20		22	54	43 %
bis 1970	4				2	6	5 %
Summe Anzahl	38	12	28	7	40	125	100 %

Abbildung 32 zeigt die Altersstruktur der Kraftwerke als Diagramm.

Abbildung 32: Altersstruktur der Kraftwerke nach Kraftwerkstyp



Eine Gesamtübersicht aller Kraftwerke mit Kühltürmen mit einer Leistung größer 100 MW ist in Tabelle 37 enthalten. Die Kraftwerke sind sortiert nach KW-Typ, Flussgebiet, Fluss und Kraftwerksname. Die Spalte Case Study gibt an, bis zu welchem Zeithorizont das jeweilige Kraftwerk noch aktiv ist.

Tabelle 37: Liste der Kraftwerke mit Kühlturm-Technik , Anzahl = 92

Kraftwerksname / Standort	EEX_Site_id	Kraftwerksstandort	Case Study	Flussgebiet	Fluss	KW-Typ	EI_Netto [MW]	WE oWAK [kg/s]
Schwarze Pumpe A	[E000143]	Spremberg	2025	Elbe	Sümpfungswasser	BRK	744,0	402
Schwarze Pumpe B	[E000143]	Spremberg	2025	Elbe	Sümpfungswasser	BRK	744,0	402
Buschhaus (Helmstedt)	[E000119]	Helmstedt	2017	Elbe	Missaue	BRK	376,7	203
Schkopau A	[E000057]	Korbetha	2025	Elbe	Saale	BRK	455,7	246
Schkopau B	[E000057]	Korbetha	2025	Elbe	Saale	BRK	455,7	246
Boxberg N	[E000140]	Boxberg	2025	Elbe	Sümpfungswasser	BRK	465,0	289
Boxberg P	[E000140]	Boxberg	2025	Elbe	Sümpfungswasser	BRK	465,0	289
Boxberg Q	[E000140]	Boxberg	2025	Elbe	Sümpfungswasser	BRK	843,5	436
Boxberg R	[E000140]	Boxberg	2025	Elbe	Sümpfungswasser	BRK	627,8	327
Lippendorf R	[E000142]	Böhlen	2025	Elbe	Speicherbecken Witznitz	BRK	868,2	469
Lippendorf S	[E000142]	Böhlen	2025	Elbe	Speicherbecken Witznitz	BRK	868,2	469
Jänschwalde A	[E000141]	Peitz	2025	Elbe	Tagebau Entwässerung	BRK	497,6	310
Jänschwalde B	[E000141]	Peitz	2025	Elbe	Tagebau Entwässerung	BRK	497,6	310
Jänschwalde C	[E000141]	Peitz	2025	Elbe	Tagebau Entwässerung	BRK	497,6	310
Jänschwalde D	[E000141]	Peitz	2025	Elbe	Tagebau Entwässerung	BRK	497,6	310
Jänschwalde E	[E000141]	Peitz	2017	Elbe	Tagebau Entwässerung	BRK	497,6	310

Kraftwerksname / Standort	EEX_Site_id	Kraftwerksstandort	Case Study	Flussgebiet	Fluss	KW-Typ	El_Netto [MW]	WE oWAK [kg/s]
Jänschwalde F	[E000141]	Peitz	2017	Elbe	Tagebau Entwässerung	BRK	497,6	310
Weisweiler E (4)	[E000079]	Eschweiler	2017	Maas	Inde/Tagebau Entwässerung	BRK	337,6	222
Weisweiler F (5)	[E000079]	Eschweiler	2017	Maas	Inde/Tagebau Entwässerung	BRK	316,2	208
Weisweiler G (6)	[E000079]	Eschweiler	2025	Maas	Inde/Tagebau Entwässerung	BRK	585,9	365
Weisweiler H (7)	[E000079]	Eschweiler	2025	Maas	Inde/Tagebau Entwässerung	BRK	581,3	362
Frechen / Wachtberg	[E000082]	Frechen	2017	Rhein	?	BRK	186,9	0
Frimmersdorf P	[E000005]	Grevenbroich	2017	Rhein	Erft/Tagebau Entwässerung	BRK	302,3	199
Frimmersdorf Q	[E000005]	Grevenbroich	2017	Rhein	Erft/Tagebau Entwässerung	BRK	288,3	179
Grevenbroich - Neurath A	[E000077]	Grevenbroich	2017	Rhein	Erft/Tagebau Entwässerung	BRK	290,2	181
Grevenbroich - Neurath B	[E000077]	Grevenbroich	2017	Rhein	Erft/Tagebau Entwässerung	BRK	290,2	181
Grevenbroich - Neurath C	[E000077]	Grevenbroich	2017	Rhein	Erft/Tagebau Entwässerung	BRK	290,2	181
Grevenbroich - Neurath D	[E000077]	Grevenbroich	2017	Rhein	Erft/Tagebau Entwässerung	BRK	598,9	373
Grevenbroich - Neurath E	[E000077]	Grevenbroich	2017	Rhein	Erft/Tagebau Entwässerung	BRK	598,9	373
Grevenbroich - Neurath F (BoA 2)	[E000077]	Grevenbroich	2025	Rhein	Erft/Tagebau Entwässerung	BRK	1023,0	541
Grevenbroich - Neurath G (BoA 3)	[E000077]	Grevenbroich	2025	Rhein	Erft/Tagebau Entwässerung	BRK	1023,0	541
Niederaußem C	[E000078]	Bergheim	2017	Rhein	Gillbach/Erft/Tagebau Entwässerung	BRK	311,6	205
Niederaußem D	[E000078]	Bergheim	2017	Rhein	Gillbach/Erft/Tagebau Entwässerung	BRK	297,6	196

Kraftwerksname / Standort	EEX_Site_id	Kraftwerksstandort	Case Study	Flussgebiet	Fluss	KW-Typ	El_Netto [MW]	WE oWAK [kg/s]
Niederaußem E	[E000078]	Bergheim	2017	Rhein	Gillbach/Erft/Tagebau Entwässerung	BRK	293,0	182
Niederaußem F	[E000078]	Bergheim	2017	Rhein	Gillbach/Erft/Tagebau Entwässerung	BRK	297,6	185
Niederaußem G	[E000078]	Bergheim	2025	Rhein	Gillbach/Erft/Tagebau Entwässerung	BRK	638,9	398
Niederaußem H	[E000078]	Bergheim	2025	Rhein	Gillbach/Erft/Tagebau Entwässerung	BRK	638,9	398
Niederaußem K (BoA 1)	[E000078]	Bergheim	2025	Rhein	Gillbach/Erft/Tagebau Entwässerung	BRK	941,2	497
Ingolstadt 4 - Großmehring	[E000053]	Großmehring	2040/2050	Donau	Donau	DGAS	390,6	207
Gersteinwerk F (Werne)	[E000084]	Werne/Lippe	2040/2050	Rhein	Lippe	DGAS	397,1	206
Gersteinwerk G (Werne)	[E000084]	Werne/Lippe	2040/2050	Rhein	Lippe	DGAS	397,1	206
Staudinger 4 (Großkrotzenburg)	[E000059]	Großkrotzenburg	2040/2050	Rhein	Main	DGAS	593,0	314
Franken I-1 (Nürnberg)	[E000052]	Nürnberg	2040/2050	Rhein	Rednitz	DGAS	367,4	246
Franken I-2 (Nürnberg)	[E000052]	Nürnberg	2040/2050	Rhein	Rednitz	DGAS	416,6	279
Huckingen A	[E000090]	Huckingen	2040/2050	Rhein	Rhein	DGAS	297,6	158
Huckingen B	[E000090]	Huckingen	2040/2050	Rhein	Rhein	DGAS	297,6	158
Kirchmöser	N.N.	Brandenburg	2040/2050	Elbe	Plauer See	GUD	197,7	55
Emsland B (Lingen) DT	[E000003]	Lingen	2040/2050	Ems	Ems	GUD	355,3	127
Emsland C (Lingen) DT	[E000003]	Lingen	2040/2050	Ems	Ems	GUD	355,3	127
Emsland D (Lingen) DT	[E000003]	Lingen	2040/2050	Ems	Ems	GUD	311,3	73

Kraftwerksname / Standort	EEX_Site_id	Kraftwerksstandort	Case Study	Flussgebiet	Fluss	KW-Typ	El_Netto [MW]	WE oWAK [kg/s]
Emsland D (Lingen) GT 1	[E000003]	Lingen	2040/2050	Ems	Ems	GUD	268,4	63
Emsland D (Lingen) GT 2	[E000003]	Lingen	2040/2050	Ems	Ems	GUD	268,4	63
Hamm-Uentrop 10	[E110051]	Hamm	2040/2050	Rhein	Datteln- Hamm-Kanal/Lippe	GUD	405,9	104
Hamm-Uentrop 20	[E110051]	Hamm	2040/2050	Rhein	Datteln- Hamm-Kanal/Lippe	GUD	405,9	104
Knapsack - Hürth I	[E110014]	Köln-Hürth	2040/2050	Rhein	Grundwasser/Erft?	GUD	775,5	198
Knapsack - Hürth II	[E110322]	Köln-Hürth	2040/2050	Rhein	Grundwasser/Erft?	GUD	429,8	107
Marbach III	[E000030]	Marbach	2040/2050	Rhein	Neckar	GUD	343,8	123
Bremen-Mittelsbüren (GKB)	[E110169]	Bremen	2040/2050	Weser	Weser	GUD	439,3	114
Isar 2 - Essenbach (KKI) (Ohu)	[E000130]	Essenbach	2017	Donau	Isar	KKW	1381,1	1133
Gundremmingen C (KRB)	[E000006]	Gundremmingen	2017	Donau	Werkskanal/Donau	KKW	1249,9	1025
Emsland-Lingen (KLE)	[E000093]	Lingen	2017	Ems	Ems	KKW	1302,0	1068
Neckarwestheim 2 GKN	[E000024]	Neckarwestheim	2017	Rhein	Neckar	KKW	1302,0	1068
Philippsburg 2 (KKP)	[E000012]	Philippsburg	2017	Rhein	Rhein/Philippsburger Altrhein	KKW	1365,2	1120
Grohnde (KWG)	[E000129]	Emmerthal	2017	Weser	Weser	KKW	1329,9	1091
Zolling-Leininger 5	[E110058]	Zolling	2025	Donau	Werkkanal/Amperkanal	STK	440,8	243
Hamburg-Moorburg A	[E000065]	Hamburg	2025	Elbe	Süderelbe	STK	769,1	433
Hamburg-Moorburg B	[E000065]	Hamburg	2025	Elbe	Süderelbe	STK	769,1	433

Kraftwerksname / Standort	EEX_Site_id	Kraftwerksstandort	Case Study	Flussgebiet	Fluss	KW-Typ	EI_Netto [MW]	WE oWAK [kg/s]
Ibbenbüren	[E000086]	Ibbenbüren	2017	Ems	Dortmund-Ems-Kanal	STK	779,3	429
Kraftwerk Datteln Block 4		Datteln	2025	Ems/Rhein	Dortmund-Ems-Kanal	STK	1052,0	530
Bexbach	[E000124]	Bexbach	2017	Rhein	Blies/Talsperre Nonnweiler	STK	725,4	399
Lünen Stummhafen	[E110065]	Lünen	2025	Rhein	Datteln- Hamm-Kanal/Lippe	STK	762,6	387
Bergkamen A	[E000085]	Bergkamen	2017	Rhein	Datteln-Hamm-Kanal/Lippe	STK	725,4	399
Gelsenkirchen-Scholven B	[E000021]	Gelsenkirchen	2017	Rhein	Erdbach??	STK	344,1	219
Gelsenkirchen-Scholven C	[E000021]	Gelsenkirchen	2017	Rhein	Erdbach??	STK	344,1	219
Gersteinwerk K2 (DT) (Werne)	[E000084]	Werne/Lippe	2017	Rhein	Lippe	STK	618,9	348
Westfalen E (Hamm-Uentrop)	[E000087]	Hamm-Uentrop	2025	Rhein	Lippe/Datteln-Hamm-Kanal	STK	762,6	429
Staudinger 5 (Großkrotzenburg)	[E000059]	Großkrotzenburg	2025	Rhein	Main	STK	514,3	267
Altbach/Deizisau HKW 1	[V000027]	Altbach	2025	Rhein	Neckar	STK	442,7	244
Altbach/Deizisau HKW 2	[V000027]	Altbach	2025	Rhein	Neckar	STK	352,5	183
Heilbronn 5	[E000026]	Heilbronn	2017	Rhein	Neckar	STK	116,3	72
Heilbronn 6	[E000026]	Heilbronn	2017	Rhein	Neckar	STK	116,3	72
Heilbronn 7	[E000026]	Heilbronn	2025	Rhein	Neckar	STK	758,9	418
Walheim 1	[E000028]	Walheim	2017	Rhein	Neckar	STK	99,5	63
Walheim 2	[E000028]	Walheim	2017	Rhein	Neckar	STK	148,8	95

Kraftwerksname / Standort	EEX_Site_id	Kraftwerksstandort	Case Study	Flussgebiet	Fluss	KW-Typ	El_Netto [MW]	WE oWAK [kg/s]
Karlsruhe-RDK 8	[E000011]	Karlsruhe	2025	Rhein	Rhein	STK	848,2	421
Mannheim 9	[E000023]	Mannheim	2025	Rhein	Rhein	STK	847,2	421
Völklingen-Fenne HKV	[E110071]	Völklingen-Fenne	2025	Rhein	Saar/Blies/Talsperre Nonnweiler	STK	216,7	119
Völklingen-Fenne MKV	[E110071]	Völklingen-Fenne	2017	Rhein	Saar/Blies/Talsperre Nonnweiler	STK	216,7	119
Quierschied-Weiher	[E110069]	Quierschied	2017	Rhein	Saar/Kohlbach?	STK	673,3	379
Rostock	[E110115]	Rostock	2025	Warnow/Peene	Unterwarrow	STK	514,3	278
Mehrum 3 (C)	[E110072]	Hohenhameln	2017	Weser	Mittellandkanal	STK	697,5	414
Heyden	[E000020]	Petershagen	2025	Weser	Schleusenkanal Lahnde	STK	858,4	473

6 Analyse und Bewertung der Wasserentnahmen

Oliver Buchholz, Rita Keuneke

Die Wasserrahmenrichtlinie (WRRL) verfolgt für die Oberflächengewässer das Ziel eines guten chemischen und ökologischen Zustands. Der ökologische Zustand wird anhand biologischer Qualitätskomponenten bewertet, wobei hydromorphologische und chemische und physikalisch-chemische Komponenten unterstützend beteiligt sind. Gemäß WRRL sollen bei den Fließgewässern die „Hydromorphologischen Parameter“ von Wasserkörpern anhand der drei Komponenten Wasserhaushalt, Durchgängigkeit und Morphologie bewertet werden.

In der vorliegenden Studie liegt der Fokus auf den Wassermengen und der Temperatur von Oberflächengewässern. Während die Wassermenge Bestandteil des Wasserhaushalts ist, gilt die Temperatur als chemisch-physikalische Größe. Für beide Parameter wird der Zielzustand definiert.

6.1 Zielstand für die Menge

Angaben zum guten ökologischen Zustand der Wassermenge finden sich in der LAWA-Verfahrensempfehlung „Klassifizierung des Wasserhaushalts von Einzugsgebieten und Wasserkörpern“ (2017). In der Verfahrensempfehlung wurden sechs Belastungsgruppen mit je zwei bis vier Belastungskriterien identifiziert. Relevante Belastungskriterien der Wassermenge sind in der „Belastungsgruppe B: Wasserentnahmen“ das „Kriterium B1: Entnahme aus Oberflächengewässern“ und in der „Belastungsgruppe C: Wassereinleitungen“ das „Kriterium C1: Einleitungen in Oberflächengewässern“.

In Anhang C sind die Klassifizierungskriterien und deren Bestimmung aufgeführt.

6.1.1 Wasserentnahmen

Gemäß LAWA (2017) wird für die Entnahme aus Oberflächengewässern der Einfluss von Wasserentnahmen aus dem Oberflächengewässer im Einzugsgebiet auf den Wasserhaushalt des zu bewertenden Wasserkörpers abgeschätzt.

Als Beurteilungskriterien gelten:

- ▶ Liegt eine Beeinträchtigung des natürlichen Abflussverhaltens durch die Wasserentnahme vor und wie intensiv ist diese?
- ▶ Wird der ökologische Mindestabfluss (ersatzweise ein Drittel des mittleren Abflusses ($MQ/3$) in einem Gewässer durch die Entnahme unterschritten?
- ▶ Das Gesamteinzugsgebiet des Wasserkörpers ist zu berücksichtigen.

Für den guten ökologischen Zustand oder das gute ökologische Potenzial darf nach der qualitativen Beurteilung nur eine geringe Beeinträchtigung des Abflussverhaltens vorliegen und der Mindestabfluss darf durch Entnahmen nicht oder nur vereinzelt unterschritten werden.

Die Berechnung erfolgt über die mittlere Entnahmemenge aus dem Oberflächenwasserkörper im Verhältnis zum mittleren Niedrigwasserabfluss (MNQ). Für den guten ökologischen Zustand bzw. das gute ökologische Potenzial darf dieses Verhältnis nicht größer als 100 % sein, d. h. die Summe der Entnahmen muss geringer sein als der mittlere Niedrigwasserabfluss.

6.1.2 Wassereinleitungen

Für die Bewertung von Wassereinleitungen wird gemäß LAWA (2017) eine „Abschätzung des Einflusses von Wassereinleitungen aus dem Oberflächenwasser im Einzugsgebiet auf den Wasserhaushalt des zu bewertenden Wasserkörpers“ vorgenommen.

Als Beurteilungskriterien gelten:

- Liegt eine Beeinträchtigung des natürlichen Abflussverhaltens durch die Wassereinleitungen vor und wie intensiv ist diese?
- Wie stark ist die zusätzliche hydrodynamische Belastung des Gewässers (morphologische Veränderungen, Abdrift von Organismen)?

Für den guten ökologischen Zustand oder das gute ökologische Potenzial darf nach der qualitativen Beurteilung auch hier nur eine geringe Beeinträchtigung des Abflussverhaltens vorliegen und eine seltene oder dauerhaft geringe Veränderung der hydrodynamischen Belastung vorliegen.

Die Berechnung erfolgt über das Verhältnis der Wassereinleitungen im Einzugsgebiet zum Niedrigwasserabfluss (MNQ) des Oberflächenwasserkörpers. Für den guten ökologischen Zustand bzw. das gute ökologische Potenzial darf dieses Verhältnis nicht größer als 100 % sein, d. h. die Summe der Einleitungen muss geringer sein als der mittlere Niedrigwasserabfluss.

6.2 Bilanzierung der Wasserentnahmen

Wie in Kapitel 5.1.1 erläutert gilt für die Wasserentnahme der Kraftwerke folgende Festlegung:

Thermische Kraftwerke mit Kühlturmkühlung entnehmen dem Gewässer (oder einer anderen Wasserquelle, z. B. Sumpfungswasser im Rheinischen Braunkohlenrevier) die Menge, die zum Ausgleich der Verdunstungsverluste erforderlich ist. Dieses Wasser ist der fließenden Wellen entnommen und geht der Abflusskomponente verloren. In diesem Sinne kann man von einem „Verlust“ oder „Verbrauch“ sprechen.

Thermische Kraftwerke mit Durchlaufkühlung entnehmen dem Fließgewässer die Wassermenge, die erforderlich ist, um die Wärmeenergie des Kühlprozesses an die fließende Welle abzugeben. Dieses Wasser wird dem Fließgewässer direkt wieder zugeführt. Mengenmäßig entsteht hier bezogen auf den Abfluss kein Verlust. Es findet eine Gewässerbelastung durch Erwärmung statt.

Im Folgenden werden die Wasserentnahmen für Kühltürme zur Bewertung der Erheblichkeit in Relation zur Verdunstungshöhe des zugehörigen Flussgebietes gestellt. Dies ist eine integrative Bewertung losgelöst vom lokalen Standort des Kraftwerks und unter Berücksichtigung aller Entnahmequellen des Kühlwassers zum Ausgleich der Verdunstungsverluste. Entnahmequellen sind Fließgewässer, Kanäle, GW/Sumpfungswasser, Speicherbecken, etc.

Für jede Entnahmequelle muss im Rahmen des wasserwirtschaftlichen Vollzugs im Rahmen der Entnahmeanträge geprüft werden, ob die Entnahme das Dargebot nicht übermäßig in Anspruch nimmt. Für Fließgewässer ist dies das Verhältnis von Entnahmemenge zum Niedrigwasserabfluss (NQ) an der Entnahmestelle, zum Mittleren Niedrigwasserabfluss (MNQ), bzw. zum Mittleren Abfluss (MQ). Hochwasserabflüsse sind für die Entnahmebeurteilung nicht relevant.

In den Unterkapiteln zum Rhein, zur Elbe und zur Donau sind für ausgewählte Kraftwerke die Abschätzungen der Erheblichkeit für die Fließgewässerentnahme aufgeführt.

6.2.1 Bundesgebiet

Tabelle 38 zeigt die wesentlichen Parameter der Wasserentnahme für die Kraftwerke mit Kühlturm-Technik für das Jahr 2017. Ohne Wärmeauskopplung, was den ungünstigeren Fall für die wasserwirtschaftlichen Bedingungen darstellt, besteht ein Wasserbedarf für die Entnahme aus den Gewässern von ca. 29,6 m³/s (29.641 l/s). Bezogen auf die Gesamtfläche von Deutschland mit 357.386 km² entspricht dies einer Verdunstungshöhe von 2,6 mm. Gemessen an der jährlichen Verdunstungshöhe von 532 mm pro Jahr (BMU 2003), s. Tabelle 50, ist dieser Wert mit 0,5 % vernachlässigbar. Er liegt damit unter den vom Umweltbundesamt angegebenen Verdunstungswert durch Wasserverbrauch in Deutschland von 3,9 Mrd. m³/a oder 10,9 mm/a (als Mittelwert der Jahre von 1961 bis 1990) (UBA 2020b). Regionale, auf die Flussgebiete bezogene Auswertungen, zeigen ein gleiches Ergebnis. Absolut gesehen spielt dieser Verdunstungsverlust für das Wasserdargebot in Deutschland keine Rolle. Lokal können Wasserentnahmen einen wesentlich größeren relativen Einfluss haben. Auskunft darüber kann eine detaillierte hydrologische Studie geben.

Den größten Anteil an der Wasserentnahme haben - unabhängig von der verwendeten Kühltechnik - die Braunkohlekraftwerke (BRK) mit 11,6 m³/s. Sie stellen den größten Anteil mit 38 Kraftwerken von insgesamt 92 Kraftwerken. Die größte Wasserentnahme haben bezogen auf das einzelne Kraftwerk die Kernkraftwerke (KKW) mit ca. 1,1 m³/s pro Kraftwerk.

Tabelle 38: Wasserentnahmen für Kraftwerke mit Kühlturm, Stand 2017

Kraftwerks-typ	An-zahl	El_Brutto [MW]	El_Netto EEX /Netzüber-gabe [MW]	Wärme-auskopplung [MW]	Obere Schätzung Kühlbedarf [MW]	Schätzung Wasser-entnahme mit Wär-meaus-kopplung [kg/s]	Schätzung Was-serentnahme ohne Wärmeaus-kopplung [kg/s]
KKW	6	8.527	7.930	0	16.323	6.503	6.503
STK	28	16.652	15.515	3.606	24.021	7.024	8.505
BRK	38	21.538	20.031	2.081	32.078	10.850	11.602
GUD	12	4.771	4.556	124	3.731	1.206	1.257
DGAS	8	3.395	3.157	98	5.146	1.733	1.773
Summe	92	54.882	51.189	5.909	81.299	27.317	29.641

Tabelle 39: Jahresentnahme- und Verdunstungsmenge von Wasser für Kraftwerke mit Kühlturm in Deutschland, Stand 2017

Schätzung Wasser-entnahme	Stand	Anzahl KW	Jahresmenge [Mio. m ³ /a]	Fläche D [km ²]	Verdunstungs-menge [mm]
mit Wärmeaus-kopplung	2017	92	861,5	357.386	2,4

Schätzung Wasser-entnahme	Stand	Anzahl KW	Jahresmenge [Mio. m³/a]	Fläche D [km²]	Verdunstungs-menge [mm]
ohne Wärmeaus-kopplung	2017	92	934,7	357.386	2,6

Abbildung 33 zeigt die Wasserentnahme für 2017 in l/s bezogen auf die Kraftwerkstypen als Balkendiagramm, kombiniert mit der Angabe der elektrischen Nettoleistung in MW.

Abbildung 33: Wasserentnahmen pro Kraftwerkstyp, Stand 2017

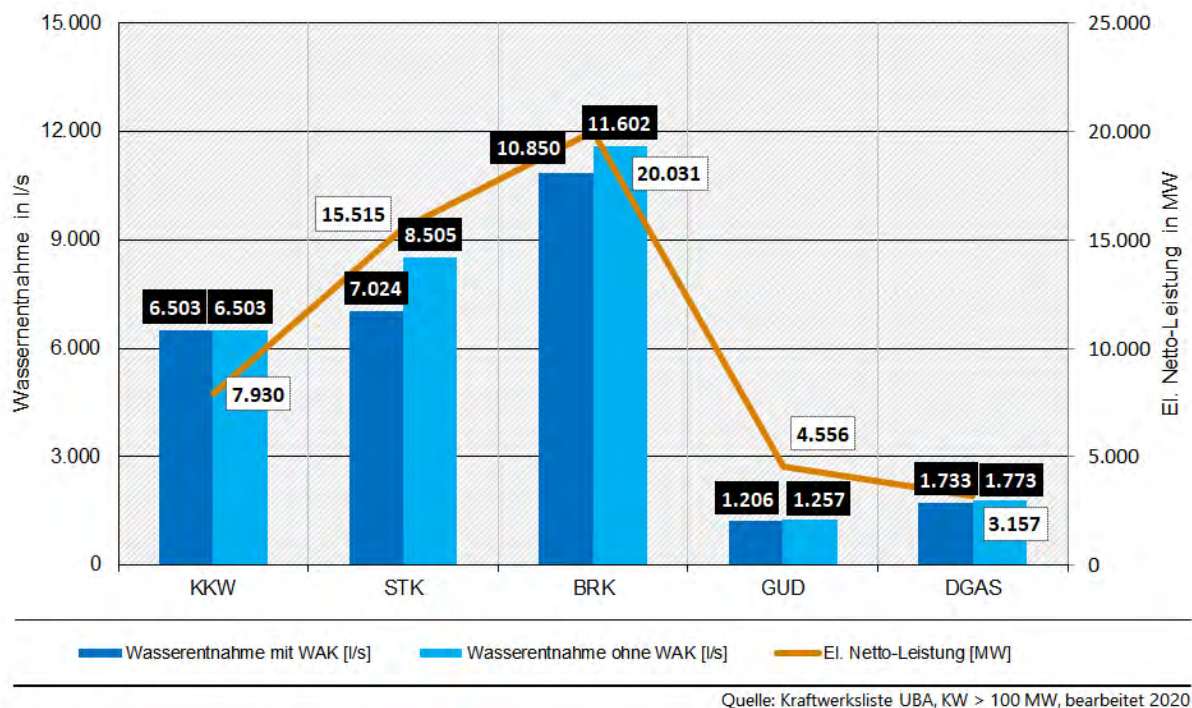


Tabelle 40 zeigt die Wasserentnahmewerte (Verdunstungsverluste der Kühltürme) aufgeteilt auf die einzelnen Flussgebiete. Pro Flussgebiet sind zusätzlich die Kraftwerkstypen mit ihren Summenwerten aufgelistet. Rhein und Elbe haben die größten Wasserentnahmen mit ca. 14,5 m³/s und ca. 6,5 m³/s im Dauerbetrieb.

Tabelle 40: Wasserentnahmen pro Flussgebiet, Stand 2017

Flussgebiete Kraftwerkstypen	Anzahl Kraftwerke	Wasserentnahme mit Wärmekopplung [l/s]	Wasserentnahme ohne Wärmekopplung [l/s]
Donau	4	2.546	2.607
DGAS	1	207	207
KKW	2	2.158	2.158
STK	1	181	243
Elbe	20	5.899	6.557

Flussgebiete Kraftwerkstypen	Anzahl Kraftwerke	Wasserentnahme mit Wärmeauskopplung [l/s]	Wasserentnahme ohne Wär- meauskopplung[l/s]
BRK	17	5.078	5.637
GUD	1	55	55
STK	2	767	865
Ems	7	1.891	1.950
GUD	5	402	453
KKW	1	1.068	1.068
STK	1	421	429
Ems/Rhein	1	374	530
STK	1	374	530
Maas	4	1.081	1.156
BRK	4	1.081	1.156
Rhein	51	13.218	14.470
BRK	17	4.691	4.808
DGAS	7	1.526	1.566
GUD	5	636	636
KKW	2	2.187	2.187
STK	20	4.178	5.273
Warnow/Peene	1	216	278
STK	1	216	278
Weser	4	2.091	2.091
GUD	1	114	114
KKW	1	1.091	1.091
STK	2	887	887
Gesamtergebnis	92	27.317	29.641

Die Entnahmemengen im Maas-Flussgebiet (KW Eschweiler) stammen vollständig aus der Sumpfungswassermenge des Tagebaus an der Inde in Nordrhein-Westfalen, also aus Entnahmen von Grundwasser und sind keine Entnahmen aus einem Fließgewässer.

Im Flussgebiet des Rheins stammen die entnommenen Kühlwassermengen zum Großteil ebenfalls aus den Tagebauen (Grundwasser) des Rheinischen Kohlereviere in Nordrhein-Westfalen.

Im Folgenden werden die Flussgebiete von Rhein, Elbe und Donau im Detail betrachtet.

6.2.2 Rheineinzugsgebiet

Tabelle 41 und Tabelle 42 zeigen den Inhalt der Tabelle 38 bezogen auf das Rheineinzugsgebiet in Deutschland. Die Jahresentnahmemenge für den Fall „ohne Wärmeauskopplung“ liegt in der Summe bei ca. 14,5 m³/s, ca. die Hälfte des Wertes für das gesamte Bundesgebiet. Die entsprechende Jahresmenge in 456,3 Mio. m³/a entspricht bezogen auf das Rheineinzugsgebiet in Deutschland mit einer Fläche von 105.000 km² einer Verdunstungshöhe von 4,3 mm. Dieser Wert ist relativ höher als der Wasserentnahmewert für das ganze Bundesgebiet von 2,6 mm. Die Verdunstung im gesamten Rheingebiet von 154.181 km² liegt bei 555 mm/a (KHR, 2007). Ohne den 6.119 km² großen Alpenrhein bis zur Mündung in den Bodensee liegt die Verdunstung bei 560 mm/a. 4,3 mm Wasserentnahme entsprechen weniger als 0,8 % der Verdunstung.

Tabelle 41: Wasserentnahmen für Kraftwerke mit Kühlturm, Flussgebiet Rhein, Stand 2017

Kraftwerks- typ	An- zahl	El_Brutto [MW]	El_Netto EEX /Netzüber- gabe [MW]	Wärme- auskopplung [MW]	Obere Schätzung Kühlbedarf [MW]	Schätzung Wasser- entnahme mit Wär- meaus- kopplung [kg/s]	Schätzung Was- serentnahme ohne Wärmeaus- kopplung [kg/s]
KKW	2	2.868	2.667	0	5.490	2.187	2.187
STK	20	10.360	9.634	2.666	14.944	4.178	5.273
BRK	17	8.936	8.310	535	13.309	4.691	4.808
GUD	5	2.472	2.361	0	1.933	636	636
DGAS	7	2.975	2.766	98	4.509	1.526	1.566
Summe	51	27.610	25.739	3.299	40.185	13.218	14.470

Tabelle 42: Jahresentnahme- und Verdunstungsmenge von Wasser für Kraftwerke mit Kühlturm, Flussgebiet Rhein, Stand 2017

Schätzung Wasser- entnahme	Stand	Anzahl KW	Jahresmenge [Mio. m ³ /a]	Fläche Rhein in D [km ²]	Verdunstungs- menge [mm]
mit Wärmeaus- kopplung	2017	51	416,9	105.000	4,0
ohne Wärmeaus- kopplung	2017	51	456,3	105.000	4,3

6.2.3 Elbeeinzugsgebiet

Tabelle 43 und Tabelle 44 zeigen den Inhalt der Tabelle 38 bezogen auf das Elbeeinzugsgebiet in Deutschland. Die Jahresentnahmemenge für den Fall „ohne Wärmeauskopplung“ liegt in der Summe bei ca. 6,6 m³/s, weniger als die Hälfte des Wertes für das Rheingebiet. Die entsprechende Jahresmenge in 206,8 Mio. m³/a entspricht bezogen auf das Elbeeinzugsgebiet in Deutschland mit einer Fläche von 97.115 km² einer Verdunstungshöhe von 2,1 mm. Dieser Wert ist rela-

tiv geringer als der Wert für das ganze Bundesgebiet von 2,6 mm. Das gesamte Elbeeinzugsgebiet hat laut IKSE (2005) eine Größe von 148.268 km². Die mittlere jährliche Verdunstung beträgt 445 mm und beträgt im Mittel 71 % des Niederschlags von 628 mm/a. Die 2,1 mm Wasserentnahme im Elbegebiet entsprechen 0,5 % der Verdunstung.

Tabelle 43: Wasserentnahmen für Kraftwerke mit Kühlturm, Flussgebiet Elbe, Stand 2017

Kraftwerks- typ	An- zahl	El_Brutto [MW]	El_Netto EEX /Netzüber- gabe [MW]	Wärme- auskopplung [MW]	Obere Schätzung Kühlbedarf [MW]	Schätzung Wasser- entnahme mit Wär- meaus- kopplung [kg/s]	Schätzung Was- serentnahme ohne Wärmeaus- kopplung [kg/s]
KKW	0	0	0	0	0	0	0
STK	2	1.654	1.538	240	2.386	767	865
BRK	17	10.644	9.899	1.363	15.853	5.078	5.637
GUD	1	207	198	0	162	55	55
DGAS	0	0	0	0	0	0	0
Summe	20	12.505	11.635	1.603	18.401	5.899	6.557

Tabelle 44: Jahresentnahme- und Verdunstungsmenge von Wasser für Kraftwerke mit Kühlturm, Flussgebiet Elbe, Stand 2017

Schätzung Wasser- entnahme	Stand	Anzahl KW	Jahresmenge [Mio. m ³ /a]	Fläche Elbe in D [km ²]	Verdunstungs- menge [mm]
mit Wärmeaus- kopplung	2017	20	186,0	97.115	1,9
ohne Wärmeaus- kopplung	2017	20	206,8	97.115	2,1

6.2.4 Donaueinzugsgebiet

Tabelle 45 und Tabelle 46 zeigen den Inhalt der Tabelle 38 bezogen auf das Donaueinzugsgebiet in Deutschland. Die Jahresentnahmemenge für den Fall „ohne Wärmeauskopplung“ liegt in der Summe bei ca. 2,6 m³/s, weniger als 20 % des Wertes für das Rheingebiet. Die entsprechende Jahresmenge in 82,2 Mio. m³/a entspricht bezogen auf das Donaueinzugsgebiet in Deutschland mit einer Fläche von 56.184 km² (IKSD 2004) einer Verdunstungshöhe von 1,5 mm. Dieser Wert ist relativ geringer als der Wert für das ganze Bundesgebiet von 2,6 mm. Laut Arbeitskreis KLI-WA (2008) beträgt die jährliche Verdunstung im Donaugebiet in Baden-Württemberg und Bayern im Mittel 610 mm. Die Verdunstungshöhe der Wasserentnahme von 1,5 mm entspricht davon 0,3 %.

Tabelle 45: Wasserentnahmen für Kraftwerke mit Kühlturm, Flussgebiet Donau, Stand 2017

Kraftwerks- typ	An- zahl	El_Brutto [MW]	El_Netto EEX /Netzüber- gabe [MW]	Wärme- auskopplung [MW]	Obere Schätzung Kühlbedarf [MW]	Schätzung Wasser- entnahme mit Wär- meaus- kopplung [kg/s]	Schätzung Was- serentnahme ohne Wärmeaus- kopplung [kg/s]
KKW	2	2.829	2.631	0	5.416	2.158	2.158
STK	1	474	441	150	684	181	243
BRK	0	0	0	0	0	0	0
GUD	0	0	0	0	0	0	0
DGAS	1	420	391	0	637	207	207
Summe	4	3.723	3.462	150	6.736	2.546	2.607

Tabelle 46: Jahresentnahme- und Verdunstungsmenge von Wasser für Kraftwerke mit Kühlturm, Flussgebiet Donau, Stand 2017

Schätzung Wasser- entnahme	Stand	Anzahl KW	Jahresmenge [Mio. m³/a]	Fläche Donau in D [km²]	Verdunstungs- menge [mm]
mit Wärmeaus- kopplung	2017	4	80,3	56.184	1,4
ohne Wärmeaus- kopplung	2017	4	82,2	56.184	1,5

6.2.5 Bewerten der Entnahmen in Bezug auf den Gewässerabfluss

Zur Verträglichkeit jeglicher Entnahme aus Oberflächengewässern ist im Rahmen der Erlaubnisbeantragung zu prüfen, ob das Dargebot auch in kritischen Zeiten geringer Abflussphasen mengenmäßig zur Verfügung steht. Dies wird im Rahmen des wasserwirtschaftlichen Vollzugs geregelt.

Kühltürme verbrauchen Wasser, indem sie Wasser aus der flüssigen Phase verdunsten und damit in die Atmosphäre überführen, so dass es für direkte Bewirtschaftungsansprüche nicht mehr genutzt werden kann.

Für die 92 bundesweit vorhandenen Kraftwerke mit Kühlturmeinsatz (s. Tabelle 37) wurde die Situation stellvertretend für folgende Kraftwerke untersucht;

- acht Kraftwerksblöcke am Neckar (Teil des Rheingebietes) (s. Tabelle 47)
- zwei Kraftwerksblöcke im Elbegebiet (s. Tabelle 48)
- vier Kraftwerksblöcke im Donaugebiet (s. Tabelle 49)

Anhand der geografischen Lage wurden die nächst gelegenen Pegel recherchiert und deren Namen in die Spalte „Pegel“ eingetragen. Für die Kraftwerke in Baden-Württemberg konnten die Knotennummern der regionalisierten Abfluss-Kennwerte im Portal „Abfluss BW“ (LUBW 2020) genutzt werden.

Die Auswertungen wurden, soweit die Zahlen vorlagen, für den Mittleren Abfluss (MQ), den Mittleren Niedrigabfluss (MNQ) und den Niedrigabfluss (NQ) getätigt.

Für den Neckar liegen die Wasserentnahmen für die geringste Wasserführung MNQ zwischen 0,2% des Wasserdargebots bis maximal bei 5,7% des Kühlwasserintensiven Kernkraftwerks Neckarwestheim 2.

Im Elbegebiet wird nur für die beiden Kraftwerksblöcke Schkopau A und B Wasser aus einem Fließgewässer entnommen, der Saale. Beide Blöcke zusammen beanspruchen zusammen 2,8 % des NQ als höchster relativer Wert.

Auch im Donaugebiet, in dem alle vier Kraftwerke mit Kühlturmtechnik untersucht werden, muss für das Kernkraftwerk Gundremmingen an der Donau mit 4,2% der größte relative Anteil am NQ der Donau entnommen werden.

Die Wasserentnahmen sind auch in Bezug auf niedrigste Abflussverhältnisse in den Gewässern als nicht kritisch zu beurteilen. Auch für die kühlintensiven Kernkraftwerke liegen die Anteile der Wasserentnahmen am NQ bei wenigen Prozent. Für die MQ-Werte sind die Anteile deutlich kleiner und liegen im Mittel für alle betrachteten Kraftwerke unter einem Prozent.

Tabelle 47: Anteil der Wasserentnahme am Gewässerabfluss (Neckar)

Kraftwerksname/Standort	Kraftwerkstyp	Flussgebiet	Fluss	WE o-WAK [l/s]	MQ in m³/s	WE in % von MQ	MNQ in m³/s	WE in % von MNQ	NQ in m³/s	WE in % von NQ	Knoten-Nr.
Altbach/Deizisau HKW 1	STK	Rhein	Neckar	244	51,54	0,5%	13,86	1,8%	k.A.	-	923831000030
Altbach/Deizisau HKW 2	STK	Rhein	Neckar	183	51,54	0,4%	13,86	1,3%	k.A.	-	923831000030
Heilbronn 5	STK	Rhein	Neckar	72	97,22	0,1%	30,03	0,2%	k.A.	-	92385710000000
Heilbronn 6	STK	Rhein	Neckar	72	97,22	0,1%	30,03	0,2%	k.A.	-	92385710000000
Heilbronn 7	STK	Rhein	Neckar	418	97,22	0,4%	30,03	1,4%	k.A.	-	92385710000000
Marbach III	GUD	Rhein	Neckar	123	18,13	0,7%	62,55	0,2%	k.A.	-	23837009
Neckarwestheim 2 GKN	KKW	Rhein	Neckar	1068	92,74	1,2%	18,67	5,7%	k.A.	-	23851500000000
Walheim 1	STK	Rhein	Neckar	63	92,65	0,1%	28,88	0,2%	k.A.	-	92385130000000
Walheim 2	STK	Rhein	Neckar	95	92,65	0,1%	28,88	0,3%	k.A.	-	92385130000000

Quelle: Eigene Darstellung, Projektergebnisse und Verwendung von Daten vom Umweltbundesamt (UBA 2019a) und der Landesanstalt für Umwelt Baden-Württemberg (LUBW 2020)

Tabelle 48: Anteil der Wasserentnahme am Gewässerabfluss (Einzugsgebiet Elbe)

Kraftwerksname/Standort	Kraftwerkstyp	Flussgebiet	Fluss	WE o-WAK [l/s]	MQ in m³/s	WE in % von MQ	MNQ in m³/s	WE in % von MNQ	NQ in m³/s	WE in % von NQ	Pegel
Schkopau A	BRK	Elbe	Saale	246	69,8	0,4%	24,6	1,0%	18	1,4%	Leuna-Kröllwitz
Schkopau B	BRK	Elbe	Saale	246	69,8	0,4%	24,6	1,0%	18	1,4%	Leuna-Kröllwitz

Quelle: Eigene Darstellung, Projektergebnisse und Verwendung von Daten vom Umweltbundesamt (UBA 2019a) und des Landesbetriebs für Hochwasserschutz und Wasserwirtschaft Sachsen-Anhalt (LHW 2020)

Tabelle 49: Anteil der Wasserentnahme am Gewässerabfluss (Einzugsgebiet Donau)

Kraftwerksname/Standort	Kraftwerkstyp	Flussgebiet	Fluss	WE o-WAK [l/s]	MQ in m³/s	WE in % von MQ	MNQ in m³/s	WE in % von MNQ	NQ in m³/s	WE in % von NQ	Pegel
Ingolstadt 4 - Großmehring	DGAS	Donau	Donau	207	310	0,1%	128	0,2%	62	0,3%	Ingolstadt Luitpoldstr.
Isar 2 - Essenbach (KKI) (Ohu)	KKW	Donau	Isar	1133	163	0,7%	82,6	1,4%	50,9	2,2%	Landshut Birket
Gundremmingen C (KRB)	KKW	Donau	Werkskanal/Donau	1025	137	0,7%	49	2,1%	24,4	4,2%	Günzburg
Zolling-Leininger 5	STK	Donau	Werkkanal/Amperkanal	243	45	0,5%	24,6	1,0%	10,7	2,3%	Inkofen, Amper

Quelle: Eigene Darstellung, Projektergebnisse und Verwendung von Daten vom Umweltbundesamt (UBA 2019a) und vom Bayerischen Landesamt für Umwelt (BfU 2014), (BfU 2020)

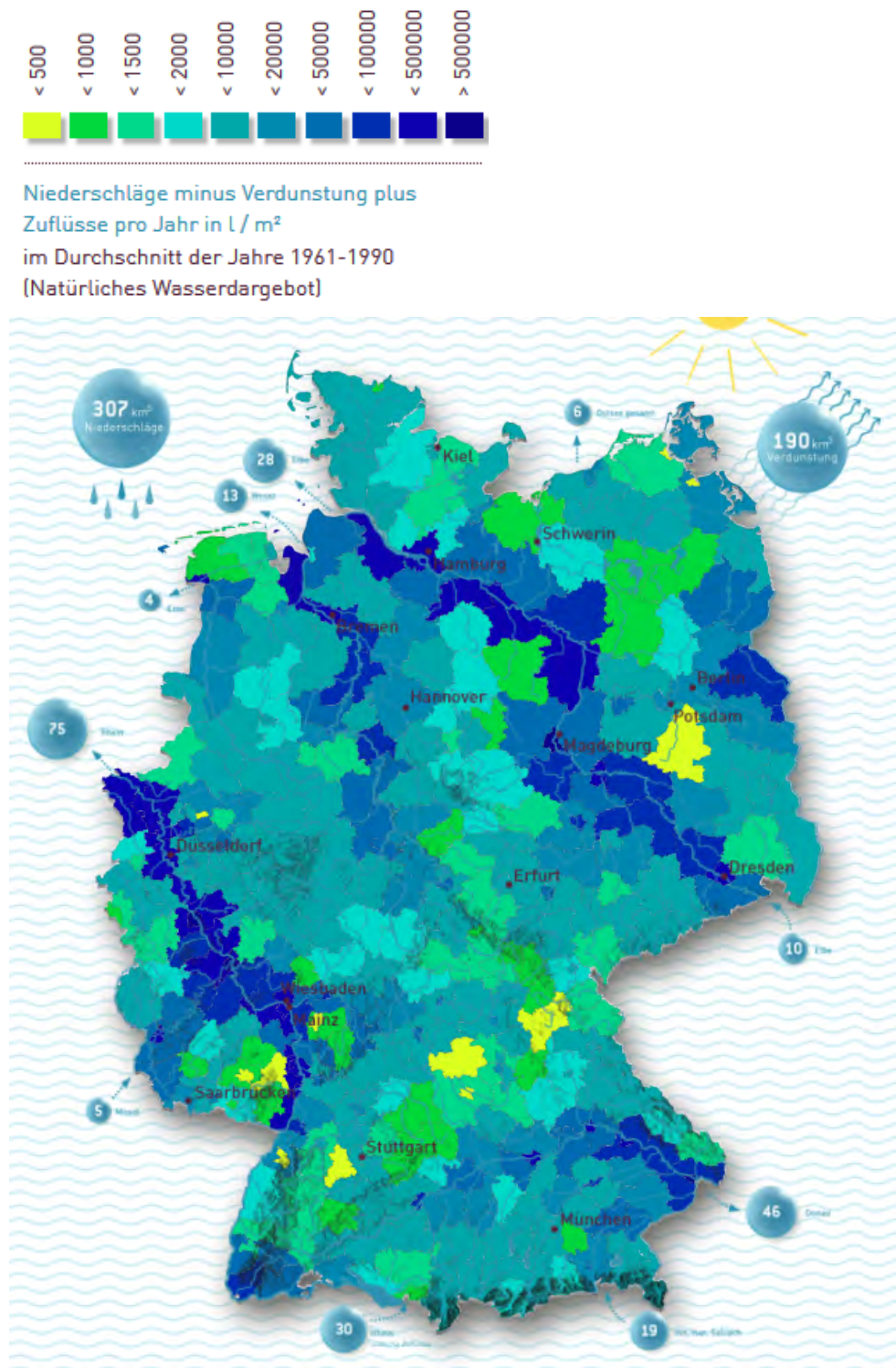
6.3 Wasserdargebot

Bei der Betrachtung des Wasserdargebots ist die räumliche Lage der Wasserentnahmen im Flusseinzugsgebiet und in der höheren, übergeordneten Flussgebietseinheit zu beachten. Das Wasserdargebot in der fließenden Welle wird bestimmt durch den mittleren Abfluss (MQ) oder die Jahresabflussmenge. Beides korreliert stark mit der Größe des Einzugsgebietes des jeweiligen Entnahmepunktes. Auskunft geben darüber die an Pegeln gemessenen Abflüsse. Eine überregionale oder bundesweite Bilanzierung mag für das Gesamtwasserdargebot unproblematisch sein, lokal kann eine erhöhte Nutzung jedoch zu einer Überbeanspruchung des Wasserdargebots führen.

Eine flussgebietsweite Betrachtung und Bilanzierung (Wasserdargebot vs. Entnahme oder Einleitung) von genehmigungspflichtigen Entnahmen und Einleitungen ist in dem jeweiligen Genehmigungsverfahren verpflichtend durchzuführen.

Im Zuge der Erstellung des hydrologischen Atlas für Deutschland (BMU 2003) wurde das Wasservorkommen in Deutschland analysiert und bilanziert. Aktuell befindet sich das Projekt in der Fortschreibung.

Abbildung 34: Natürliches Wasserdargebot auf Landkreisebene, BMU (2003)



Quelle: BMU 2003

In Abbildung 34 ist das natürliche Wasserdargebot in Kartenform auf Landkreisebene dargestellt. Es setzt sich zusammen aus dem gebietsbürtigen Abfluss und dem Zufluss aus dem Einzugsgebiet. In der Grafik sind zusätzlich die Zuflüsse, die Deutschland aus den Nachbarländern erhält, und die Abflüsse, die an Nachbarländer oder Meere abgegeben werden, dargestellt. Laut Autoren des Hydrologischen Atlases von Deutschland (BMU 2003) kommen insgesamt zum gebietsbürtigen Abfluss von 117 Kubikkilometer pro Jahr etwa 71 Kubikkilometer an Zuflüssen

über Rhein, Elbe und weitere Flüsse hinzu. Theoretisch stehen also rund 188 km³ Wasser als erneuerbares Wasserdargebot in Deutschland zur Verfügung.

Die Zahlenwerte sind als Bilanzgrößen in Tabelle 50 in Mrd. m³ und umgerechnet in mm aufgelistet. Die Summe der Zeilen „Gebietsbürtiger Abfluss“ und „Summe Zufluss“ ergibt das erneuerbare Wasserdargebot. Die Summe der Abflüsse für die großen Flüsse beläuft sich auf 172 Mrd. m³. Es verbleibt eine Differenz von 16 Mrd. m³, die dadurch entsteht, dass nur die größten Zu- und Abflüsse aufgelistet sind. Die Vorzeichen der Tabelleneinträge zeigen, ob es sich um Zuflüsse (Plus) zum Bilanzraum Deutschland handelt oder um Abflüsse oder Verluste (Minus).

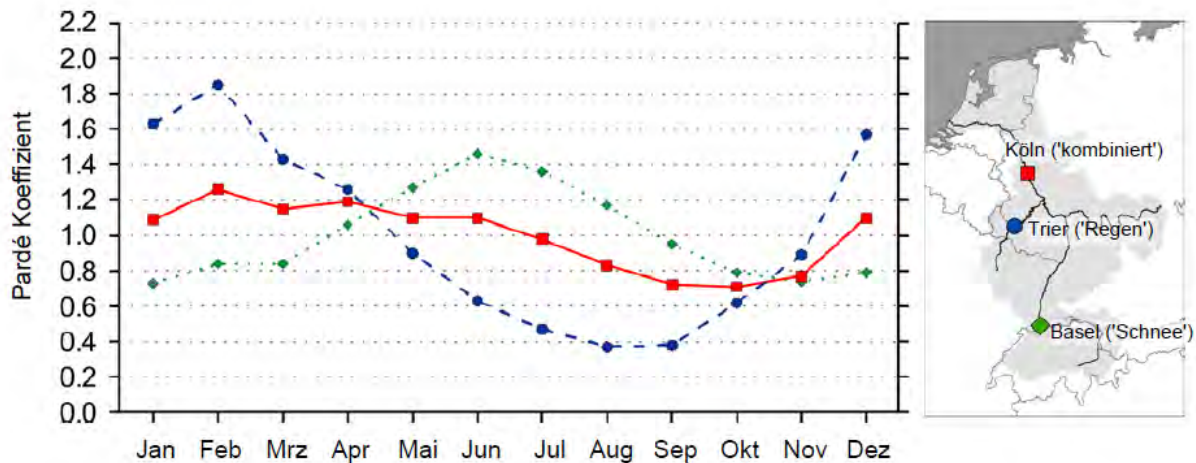
Tabelle 50: Natürliches Wasserdargebot, HAD (BMU 2003)

Komponente	Mrd. m ³	mm
Niederschläge	307	859
Verdunstung	-190	-532
Gebietsbürtiger Abfluss	117	327
Mosel Zufluss	5	14
Rhein-Zufluss	30	84
Alpen Zufluss	19	53
Elbe Zufluss	10	28
Sonstige Zuflüsse	7	20
Summe Zufluss	71	199
Erneuerbares Wasserdargebot	188	526
Rhein Abfluss	-75	-210
Elbe Abfluss	-28	-78
Weser Abfluss	-13	-36
Ems Abfluss	-4	-11
Ostsee Abfluss	-6	-17
Donau Abfluss	-46	-129
Summe Abfluss	-172	-481
Differenz	16	45

6.4 Zeitliche Dynamik

In Abbildung 35 ist der Pardé-Koeffizient als Verhältnis vom vieljährigen Monats-Abfluss zum vieljährigen Jahresabfluss für drei Fußpunkte im Rheineinzugsgebiet dargestellt. Der Pardé-Koeffizient im Jahresverlauf kennzeichnet dabei unterschiedliche Abflussregime.

Abbildung 35: Typisches Abflussregime im Rheineinzugsgebiet nach Pardé, Referenzzeitraum 1961-1990



Quelle: IKS 2011

Das Abflussregime beschreibt das Gesamtverhalten von Fließgewässerabflüssen hinsichtlich des vieljährig gemittelten Jahresgangs, sowie der kennzeichnenden Entwicklungen der extremen Hoch- und Niedrigwasser-Situationen (KHR 2007). Im Rheineinzugsgebiet überlagern sich verschiedene Abflussregime (Abbildung 35, IKS 2011).

Der südliche, alpennahe Bereich (Pegel Basel) ist durch das Wechselspiel von winterlichem Schneedeckenaufbau und sommerlicher Schneeschmelze sowie durch relativ hohe Sommerniederschläge geprägt ("Schneeregime" oder Nivalregime). Dies hat zur Folge, dass Niedrigwasserereignisse vornehmlich im Winter und Hochwasserereignisse vornehmlich im Sommer auftreten. Das Abflussregime weist eine hohe Schwankungsamplitude auf.

Typisch für die Gewässer, die den Mittelgebirgsbereich entwässern (Neckar, Main, Nahe, Lahn, Mosel etc.; Pegel Trier) ist ein "Regenregime" (oder Pluvialregime). Hier zeigt sich eine Dominanz von Winterhoch- und Sommerniedrigwassern mit einer weiten eingipfligen Schwankungsamplitude bedingt durch regenreiche Wintermonate und starke Evapotranspiration im Sommer.

Durch die Überlagerung beider Regime ergibt sich stromab des Rheins eine immer gleichmäßigere Verteilung des Abflusses über das Jahr ("kombiniertes Regime"; Pegel Köln).

Beim reinen Regenregime fallen die sommerlichen Höchsttemperaturen mit den Niedrigwasserabflüssen zusammen.

Laut KHR (2007), zitiert in (IKS 2011), wirken sich Änderungen der klimatischen Rahmenbedingungen auf die Abflussregime aus. Über das 20. Jahrhundert hinweg zeigt sich demnach eine Tendenz hin zu einer größeren "Regenlastigkeit" (Pluvialisierung) mit der Konsequenz, dass winterliche Abflüsse zunehmen. Dies führt im Süden bei der jahreszeitlichen Verteilung der Abflüsse zu einer Vergleichmäßigung der Abflüsse und im Norden zu einer stärkeren Ausprägung der jahreszeitlichen Verteilung. Für das 21. Jahrhundert setzen sich diese Tendenzen fort und könnten sich aufgrund sommerlicher Abflussabnahmen weiter verstärken (IKS 2011).

Ganglinien ausgewählter Rheinpegel sind in Kapitel 7.7.1 dargestellt.

6.5 Anthropogene Einflüsse

6.5.1 Grundwasserentnahmen im Zuge des Braunkohlentagebaus

Im Folgenden wird auf den Einfluss der Energieerzeugung aus Braunkohle auf die Wasserwirtschaft eingegangen. Die Braunkohle nimmt unter den Energieträgern eine Sonderrolle ein, da die Braunkohlegewinnung besonders tiefgreifend und nachhaltig in die Wasserhaushalte der betroffenen Regionen eingreift. Aufgrund der geologischen Situation, dem ausschließlichen Vorhandensein von Lockergesteinen, wird Braunkohle im Tagebau abgebaut. Da die lockeren Sand- und Kiesschichten hervorragende Grundwasserleiter darstellen, muss parallel hierzu das Grundwasser bis unter die Tagebausohe abgepumpt ("gesümpft") werden. Auch während des Betriebs wird der Untergrund entwässert, um das Eindringen des Grundwassers in die Tagebaue zu verhindern (BUND 2020, LMBV 2018, RWE 2012).

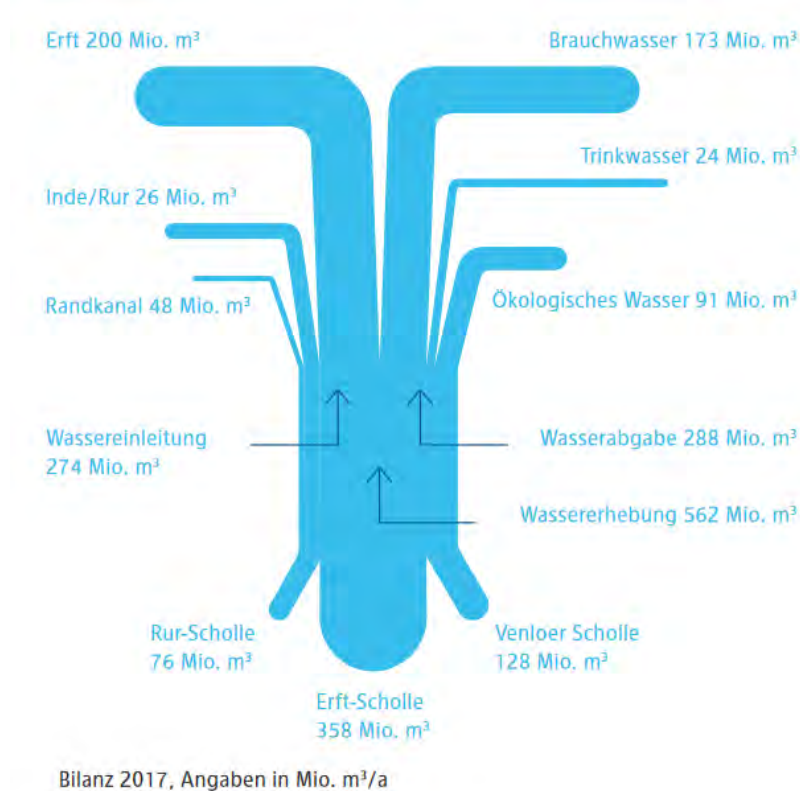
Im Braunkohlenrevieren stellen somit die wiedereingeleiteten Sümpfungswässer in Oberflächengewässer und die Folgen für den Landschaftswasserhaushalt durch erhöhte Versickerung einen erheblichen Einfluss auf die Wasserwirtschaft - zusätzlichen zur Kühlwassernutzung dar, da die Tagebaue und Kraftwerke in unmittelbarer Nachbarschaft an denselben Gewässern liegen.

Um beispielsweise in der Lausitz fast bis zu 190 Millionen Tonnen Braunkohle pro Jahr zu gewinnen, mussten gleichzeitig ca. 1,2 Mrd. Kubikmeter Wasser gehoben werden. Dadurch ist bis 1990 ein Milliarden Kubikmeter großes Grundwasserdefizit entstanden, wobei die Absenkung des Grundwassers stellenweise bis zu 100 Metern Tiefe erfolgte. Für die Wiederherstellung eines ausgeglichenen, sich weitestgehend selbst regulierenden Wasserhaushaltes war es notwendig, in Mitteldeutschland und in der Lausitz die Grundwasserleiter und die Tagebaue mit insgesamt bis zu 12,7 Mrd. Kubikmeter Wasser wieder aufzufüllen und die entstandenen Seen an die Fließgewässer anzuschließen. (LMBV 2018).

Die bedeutendste Braunkohlen-Lagerstätte Westdeutschlands befindet sich in der Niederrheinischen Bucht mit etwa 55 Milliarden Tonnen dieses fossilen Brennstoffs. Zur Gewinnung der in Tiefen bis zu 450 Meter liegenden Kohle wird sowohl Grundwasser in den Grundwasserleitern oberhalb der Kohle als auch Grundwasser in den tieferen Grundwasserleitern unterhalb der Kohle entnommen. Die Grundwasserabsenkung bleibt aufgrund der Fließeigenschaften des Grundwassers nicht auf die unmittelbaren Sümpfungsbereiche beschränkt, sondern reicht je nach hydrogeologischen Gegebenheiten teilweise deutlich über die Sümpfungsbereiche hinaus (MKULNV 2015).

Im Rheinischen Braunkohlerevier werden aus den unterschiedlichen Grundwasserhorizonten oder -stockwerken insgesamt rund 562 Millionen Kubikmeter Wasser jährlich gefördert (RWE 2017). Wie Abbildung 36 zeigt wird etwa die Hälfte des Wassers genutzt, während die andere Hälfte in die Gewässer eingeleitet wird.

Abbildung 36: Wasserströme im Rheinischen Braunkohlerevier



Quelle: RWE 2017

Von den Sumpfungswassereinleitungen ist die Erft besonders betroffen. Die Einleitmengen sind so hoch, dass die Abflussreduzierung infolge der Grundwasserabsenkung seit Jahrzehnten deutlich überkompensiert wird, was zu Veränderungen des Abflussregimes des Gewässers führt und zumindest in Niedrigwasserzeiten prägend für das Abflussgeschehen im Unterlauf der Erft ist (MKULNV 2015).

Die Sumpfung- und Grubenwassereinleitungen des Braunkohlenbergbaus bewirken aber nicht nur Veränderungen der Wasserführung, sondern auch Veränderungen des chemischen und ökologischen Zustandes der Fließgewässer. Sumpfungswässer weisen geogen bedingt vergleichsweise niedrige Sauerstoffgehalte, erhöhte Eisen- und Sulfatgehalte sowie höhere Temperaturen auf. Insbesondere die Direkteinleitungen des ganzjährig über 20° C warmen Sumpfungswassers führen zu Abweichungen von den natürlichen Schwankungen der Wassertemperatur. Unterhalb der Sumpfungswassereinleitungen bilden sich demzufolge Gewässerbiozönosen, die von der typspezifischen Besiedlung abweichen. Trotz diverser Maßnahmen zur Reduzierung der Temperaturbelastung werden der gute ökologische Zustand bzw. das gute ökologische Potenzial nicht erreicht (MKULNV 2015).

Neben den Gewässern, die von Einleitungen betroffen sind, gibt es auch kleinere Gewässer, die aufgrund der Grundwasserabsenkungen keinen Kontakt mehr zum Grundwasser haben und dadurch trocken gefallen sind oder zeitweise trocken fallen.

Mit dem Ende der Braunkohleverstromung und damit des Tagebaus werden die Sumpfungswassereinleitungen eingestellt und die damit einhergehenden Auswirkungen insbesondere auf die Abflussmenge und die Temperatur der Gewässer enden. In der Übergangszeit werden die Sumpfungswassermengen sukzessive abnehmen. Bedingt durch die damit anteilmäßig zunehmende

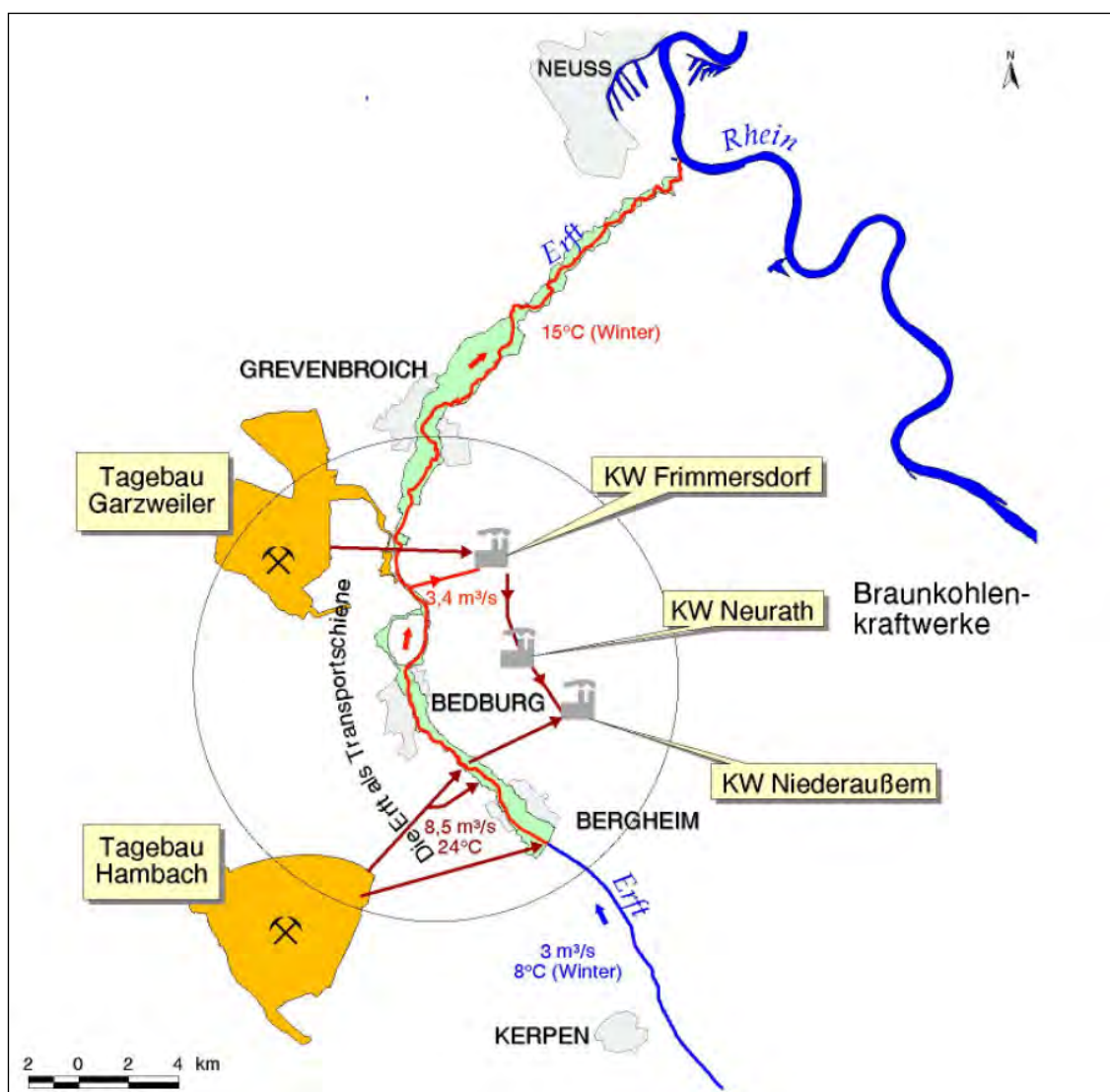
Restentwässerung des Tagebaus werden im Sumpfungswasser die Konzentrationen der Pyritoxidaionsprodukte (insb. Sulfat, Eisen) ansteigen (MKULNV 2015).

6.5.2 Einfluss auf den Wasser- und Temperaturhaushalt am Beispiel der Erft

Im Einzugsgebiet der Erft in Nordrhein-Westfalen betreibt die RWE Power AG die Braunkohlen-Tagebaue Garzweiler und Hambach sowie die Kraftwerke Frimmersdorf, Neurath und Niederaußem.

Die drei Kraftwerke verfügen über Kühlturmtechnik und eine installierte Leistung von ca. 8.124 MW. Zur Kühlung wird Wasser aus der Erft genommen. Die wasserwirtschaftliche Situation mit Stand 2006 ist in Abbildung 37 dargestellt.

Abbildung 37: Der Unterlauf der Erft mit Angaben zum Abfluss- und Temperaturregime entsprechend der wasserrechtlichen Erlaubnisse (Stand 2006)



Quelle: Kern 2006

Die Erft als das größte Gewässer im rheinischen Braunkohlerevier ist in vielfältiger Weise von dem Tagebau- und Kraftwerksbetrieb betroffen. Die Einleitungen aus dem Tagebau Hambach mit $8,5 \text{ m}^3/\text{s}$ stellen ca. 2/3 des mittleren Abflusses in der Erft dar. Die Einleitungstemperatur von 24°C stellt eine deutlich thermische Belastung dar und führt lokal zu einer Überschreitung

der in der Oberflächengewässerverordnung (OGewV 2016) festgesetzten maximalen Aufwärmspanne von $DT = 3\text{ K}$ (MUNLV 2004). Im Winter nimmt die mittlere Temperatur der Erft am Unterlauf von ca. 8 °C auf 15 °C zu.

Mit Beginn der Braunkohlegewinnung und der erforderlichen Grundwassersümpfung zur Trockenlegung der Tagebausohlen wurde die Erft unterhalb von Bergheim ausgebaut, damit die hohen Sümpfungswassereinleitungen abgeführt werden können.

Laut RWE (2012b) werden von den insgesamt jährlich geförderten 580 Mio. m^3 Grundwasser ca. 280 Mio. m^3 in Gewässer eingeleitet, den Großteil von 220 Mio. m^3 in die Erft. Dies entspricht einer durchschnittlichen Einleitungsmenge von $7,0\text{ m}^3/\text{s}$. Führt die Erft Hochwasser, wird das Sümpfungswasser temporär über den Kölner Randkanal zum Rhein geleitet.

Tabelle 51: Wasserströme im Rheinischen Braunkohlenrevier im Jahr 2012 (RWE 2017)

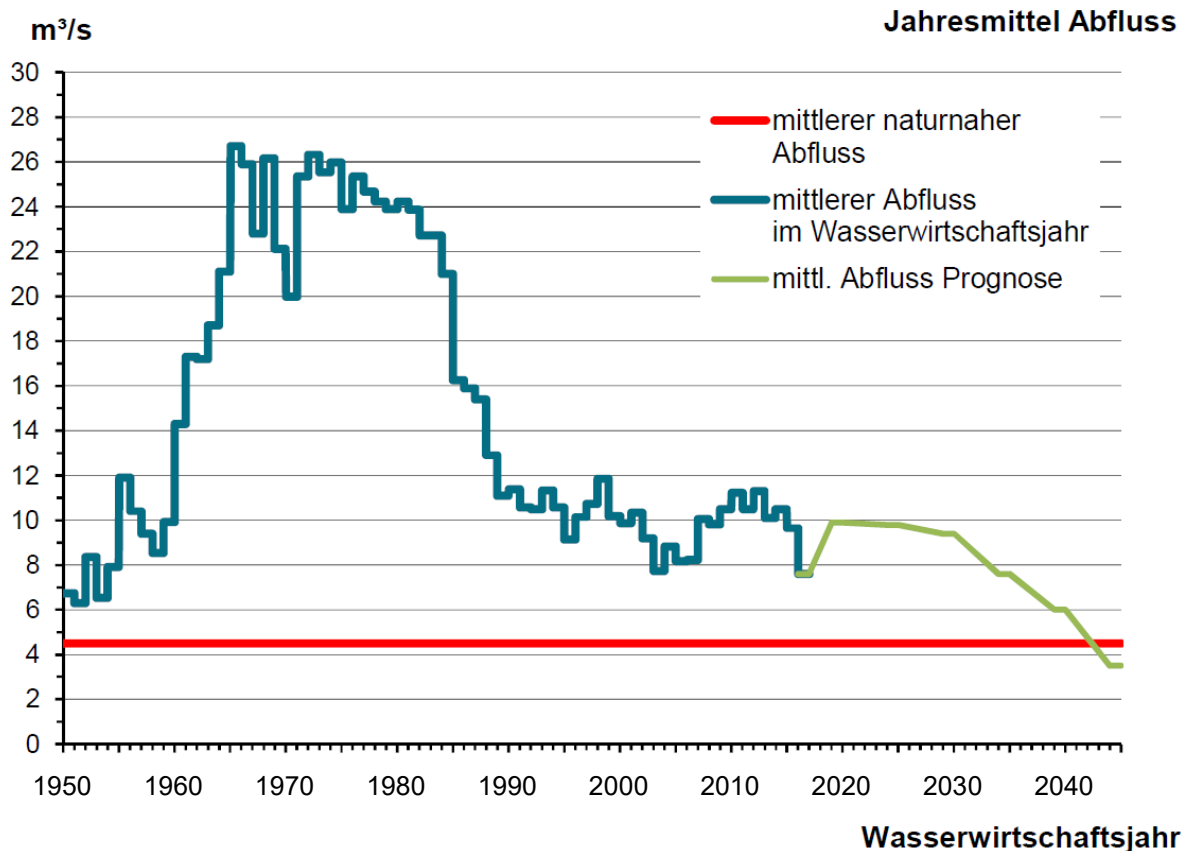
Wasserströme RWE	Mio m^3 pro Jahr	ca. m^3/s im Mittel
Gesamt-Wassererhebung		
Rur-Scholle (Tagebau Garzweiler)	76	2
Erft-Scholle (Tagebau Hambach)	358	11
Venloer Scholle (Tagebau Inden)	128	4
Summe	562	17
Wassernutzung		
Brauchwasser	173	5
Trinkwasser	24	1
Ökologisches Wasser	91	3
Summe	288	9
Einleitung in Gewässer		
Erft	200	6
Inde/Rur	26	1
Kölner Randkanal	48	2
Summe	274	9

Das ökologische Wasser wird für Ausgleichsmaßnahmen zur Stützung des Landschaftswasserhaushalts in den von der Grundwasserabsenkung betroffenen Region verwendet. Dies sind z.B. Direkteinleitung in Gewässer, wie die Niers, die im Quellbereich keinen GW-Anschluss mehr haben oder z.B. zur Aufrechterhaltung eines Mindestwasserspiegels in Feuchtgebieten zum Ausgleich von Versickerungsverlusten.

Abbildung 38 zeigt die jährliche Entwicklung der mittleren Jahresabflüsse an der unteren Erft, die die Menge der Sümpfungswassereinleitungen widerspiegelt. In den 60er und 70er Jahren waren die Einleitungsmengen am größten und gingen mit zunehmender Ausbeute der Tagebaue zurück. Der mittlere jährliche naturnahe Abfluss in der Erft beträgt ca. $4,5\text{ m}^3/\text{s}$, alle Werte darüber sind Einleitungsmengen. Dass der prognostizierte mittlere Abfluss zum Ende der Abbautä-

tigkeit unter den mittleren naturnahen Abfluss fällt, liegt daran, dass die Erft nach Ende der Sumpfungswassereinleitung (früher 2045, aktuell lt. Revierkonzept RWE schon Ende 2029) noch lange keinen Grundwasseranschluss hat. Der Grundwasserwiederanstieg wird noch sehr viel länger brauchen (Jansen 2020).

Abbildung 38: Ursprüngliche, 2017 prognostizierte Jahresabflüsse der unteren Erft beeinflusst durch Sumpfungswassereinleitungen von 1950 bis 2045, vor geplantem Braunkohlenausstieg



Quelle: Jansen 2019

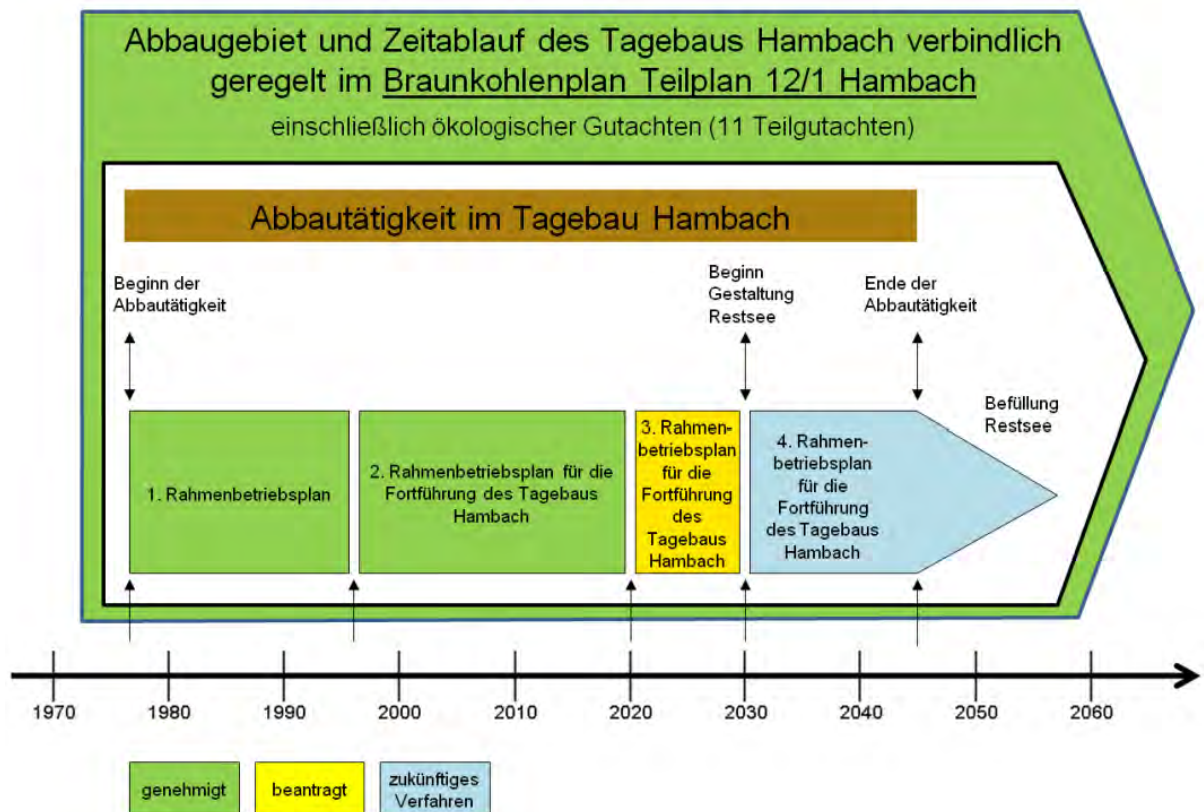
Das Ende des Braunkohlenbergbaus im rheinischen Braunkohlenrevier war ursprünglich zum Jahr 2045 geplant. Bis zu diesem Zeitpunkt wird die Erft deutlich weniger Wasser führen. Aus wasserwirtschaftlichen und gewässerökologischen Gründen besteht die Notwendigkeit, das Gewässerbett an die geänderten Wassermengen anzupassen.

Zur Konzeptionierung und Umsetzung der erforderlichen Planungen wurde seitens des Landes Nordrhein-Westfalen in Zusammenarbeit mit RWE, dem Erftverband und weiteren Akteuren das Perspektivkonzept 2045 und der Masterplan „Untere Erft“ erarbeitet (Kern 2006).

Das entwickelte Perspektivkonzept stellt dar, wie der 40 km lange Unterlauf der Erft bis zur Beendigung der Braunkohlengewinnung (Zeithorizont 2045) „WRRL-konform“ umgestaltet werden soll (Kern 2006, Hydrotec 2005). Die Erft im Untersuchungsraum wurde in 23 verschiedene Planungsabschnitte unterteilt, die aufgrund ihrer naturräumlichen und restriktiven Gegebenheiten homogene Einheiten bilden. Das Perspektivkonzept 2045 liefert Aussagen zu folgenden Themenfeldern: Gewässerverlauf, Querbauwerke, Abflussverhältnisse, Abflussverteilung, Gewässerentwicklungsraum, Auenentwicklungsraum und Hochwasserschutz.

Mit dem vorgelegten Arbeitsergebnis des Perspektivkonzeptes wurde zum einen die Voraussetzung geschaffen, dass fristgerecht die Einleitgenehmigung für den Tagebau Hambach im Dezember 2004 für weitere 10 Jahre erteilt werden konnte. Die Einleitmenge wurde so begrenzt, dass die Wärmefracht nicht weiter ansteigt (Kern 2006).

Abbildung 39: Zeitablauf des geplanten Betriebes des Tagebau Hambachs, Stand 2012



Quelle: RWE 2012

Aufgrund des von der Kohlekommission im Januar 2020 beschlossenen Kohleausstiegs wurde im Entwurf des Kohleausstiegsgesetzes vom 24.02.2020 der in Tabelle 52 auszugsweise dargestellte kraftwerksbezogene Ausstiegsfahrplan festgelegt (Deutscher Bundestag 2020).

Tabelle 52: Stilllegungszeitpunkte Braunkohleanlagen, Auszug aus Anlage 2 (zu § 42 und 43) Kohleausstiegsgesetz, Entwurf vom 24.02.2020, Revier Rheinland, Erft Einzugsgebiet, ergänzt um Spalte MW el netto gem. Kraftwerksliste UBA (Anlage A)

Blockname	BNetzA-Nr.	MW el (netto)	Vorläufiges Stilllegungsdatum (Sicherheits-Bereitschaft)	Endgültiges Stilllegungsdatum	MW el (netto) gem. Kraftwerksliste UBA (Anlage A)
Niederaußem D	BNA0705	297		31.12.2020	312
Niederaußem C	BNA0712	295		31.12.2021	298
Neurath B	BNA0697	294		31.12.2021	290
Neurath A	BNA0696	294		01.04.2022	290
Neurath D	BNA0699	607		31.12.2022	598
Neurath E	BNA0700	604		31.12.2022	598
Niederaußem G oder H	BNA0708 oder BNA0707	628 oder 648		31.12.2029	639
Niederaußem G oder H	BNA0708 oder BNA0707	628 oder 648	31.12.2029	31.12.2033	639
Niederaußem K	BNA0709	944		31.12.2038	941
Neurath F (BoA 2)	BNA1401a	1060		31.12.2038	1023
Neurath G (BoA 3)	BNA1401b	1060		31.12.2038	1023

Die beiden Blöcke des KW Frimmersdorf wurden bereits am 1. Oktober 2017 in eine vierjährige Sicherheitsbereitschaft überführt, um anschließend endgültig stillgelegt zu werden (RWE 2020).

Wegen des Kohleausstiegs wird der Tagebau Hambach nach Bekanntgabe von RWE am 28.02.2020 (WDR 2020) etwa 20 % kleiner als ursprünglich geplant ausfallen. Der Braunkohlenabbau wird um ca. 1,1 Mrd. t geringer sein. Einige Ortslagen und Waldflächen, darunter auch der Hambacher Forst, bleiben erhalten. Nach dem Ende des Tagebaus Hambach soll in der Grube ab 2029 ein Restsee entstehen. Mit Beginn der Wiederbefüllung des Restlochs mit Wasser, wird auch die Sümpfungswasserentnahme enden. Damit wird dieser Zustand bereits 2030, also 15 Jahre früher als ursprünglich geplant, erreicht. Dies bedeutet für den Erftverband ein notwendiges Vorziehen der Umgestaltungsmaßnahmen an der Erft und damit eine Beschleunigung des Masterplans Erft.

Für die Erft und die Wasserwirtschaft im Einzugsgebiet bedeuten der Rückgang des Braunkohlenabbaus, der Grundwasserförderung und die Abschaltung der Braunkohlekraftwerke:

- Wiederanstieg des GW-Spiegels, Rückkehr zu einem natürlicheren GW-Haushalt
- Entastung des Wärmehaushalts der Erft, es verbleiben anthropogene Wärmeeinleitungen kleiner Art (industrielle Kraftwerke, Kläranlagen)

- Verbesserung des Gütezustandes der Erft durch Wegfall des eisenhaltigen, zur Verockerung neigenden Grundwassers

Dies stellt eine weitgehende Entlastung der wasserwirtschaftlichen Verhältnisse dar.

6.6 Ergebnisse

Die Definition der Case Studies findet sich in Kapitel 3. Sie beruht einerseits auf dem geregelten Ausstieg aus der Atomkraft und auf den aktuellen Plänen zum Ausstieg aus der Energieerzeugung aus Kohle. Relevant ist hierfür der Beschluss der Kohlekommission vom 29.01.2020. Darin sind die Laufzeiten jedes einzelnen Kohlekraftwerks geregelt. In der bearbeiteten UBA-Kraftwerksliste ist dies entsprechend festgehalten. Die Auswertungen zu den Veränderungen im Kraftwerkspark, bedingt durch den Kohleausstieg und den Ausstieg aus der Kernkraft sind im Folgenden erläutert.

Tabelle 53 zeigt die Anzahl der Kraftwerke sortiert nach Kraftwerkstyp mit Angaben zur Kühltechnik (Kühlturm oder Durchlaufkühlung) für den Zeithorizont 2025. Demnach sind die Kernkraftwerke (KKW) abgeschaltet und bei den Braunkohle- und Steinkohlekraftwerken haben Stilllegungen einzelner Kraftwerke stattgefunden. Insgesamt sind von 125 Kraftwerken (Stand 2017) noch 82 Kraftwerke im Jahr 2025 aktiv.

Tabelle 53: Anteil der Kraftwerke pro Kraftwerkstyp und Kühltechnik, Case Study 2025

Kraftwerkstyp		Kühlturm	Durchlaufkühlung	Summe	Anteil
BRK	Braunkohle	21	0	21	26 %
DGAS	Dampfkraftwerk Gas	8	4	12	15 %
GUD	Gas- und Dampfturbinenkraftwerk	12	16	28	34 %
KKW	Kernkraftwerk	0	0	0	0 %
STK	Steinkohle	16	5	21	26 %
Summe		57	25	82	100 %

Abbildung 40 zeigt die gleichen Kraftwerkszahlen für Case Study 2025 als Säulendiagramm.

Abbildung 40: Anteil der Kraftwerke pro Kraftwerkstyp und Kühltechnik, Case Study 2025

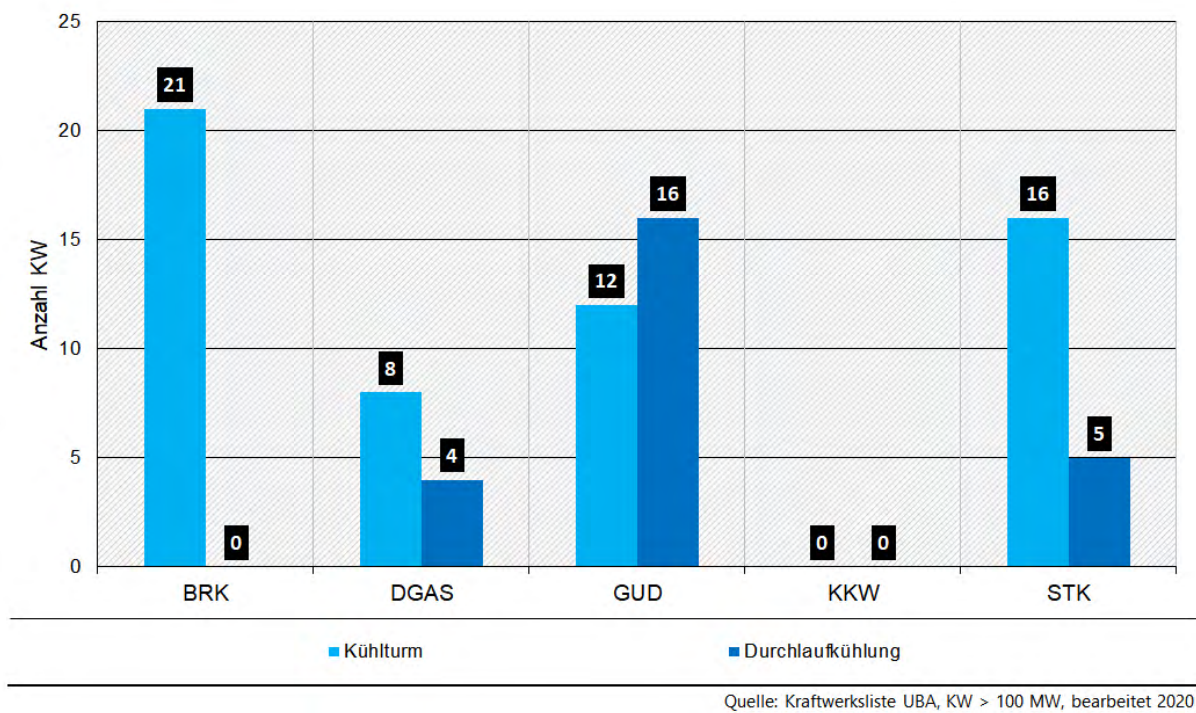


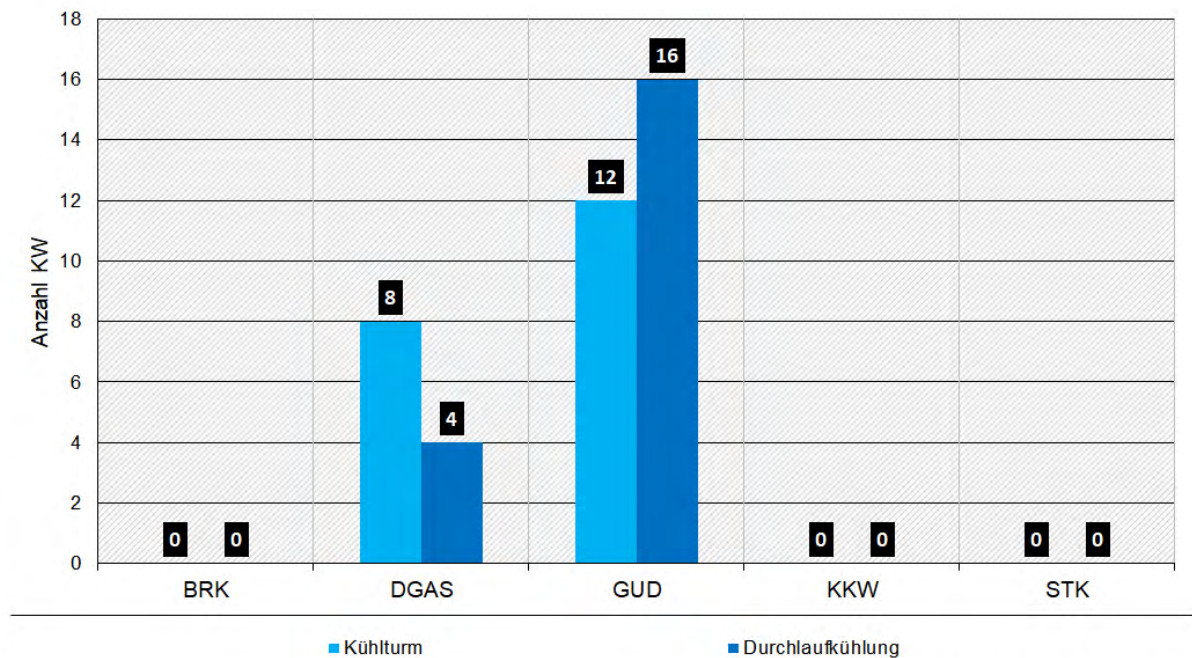
Tabelle 54 listet die Anzahl der Kraftwerke sortiert nach Kraftwerkstyp mit Angaben zur Kühltechnik (Kühlturm oder Durchlaufkühlung) für die Case Study 2040/2050 auf. Demnach sind die Kernkraftwerke (KKW) und die Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke (BRK / STK) abgeschaltet. Es verbleiben die Gaskraftwerke (DGAS / GUD). Insgesamt sind von 125 Kraftwerken (Stand 2017) bzw. 82 Kraftwerken (Case Study 2025) bis 2040 / 2050 noch 40 Kraftwerke aktiv.

Tabelle 54: Anteil der Kraftwerke pro Kraftwerkstyp und Kühltechnik, Case Study 2040/2050

Kraftwerkstyp		Kühlturm	Durchlaufkühlung	Summe	Anteil
BRK	Braunkohle	0	0	0	0 %
DGAS	Dampfkraftwerk Gas	8	4	12	30 %
GUD	Gas- und Dampfturbinenkraftwerk	12	16	28	70 %
KKW	Kernkraftwerk	0	0	0	0 %
STK	Steinkohle	0	0	0	0 %
Summe		20	20	40	100 %

Abbildung 41 zeigt die gleichen Kraftwerkszahlen für Case Study 2040 / 2050 als Säulendiagramm.

Abbildung 41: Anteil der Kraftwerke pro Kraftwerkstyp und Kühltechnik, Case Study 2040/2050



Quelle: Kraftwerksliste UBA, KW > 100 MW, bearbeitet 2020

Tabelle 55 zeigt (analog zu Tabelle 38 für 2017) die wesentlichen Parameter der Wasserentnahme für die Kraftwerke mit Kühlturm-Technik für den Zeithorizont 2025. Ohne Wärmeauskopplung, den ungünstigeren Fall für die wasserwirtschaftlichen Bedingungen, besteht ein Wasserbedarf für die Entnahme aus den Gewässern von ca. 16,7 m³/s (16.651 l/s). Bezogen auf die Gesamtfläche von Deutschland mit 357.386 km² entspricht dies einer Verdunstungsmenge von 1,5 mm. Gemessen an der jährlichen Verdunstungshöhe von 532 mm pro Jahr (BMU 2003), s. Tabelle 50, ist dieser Wert vernachlässigbar. Den größten Anteil an der Wasserentnahme haben die Braunkohlekraftwerke (BRK) mit 7,9 m³/s und die Steinkohlekraftwerke (STK) mit 5,7 m³/s. Kernkraftwerke (KKW) sind in der Case Study 2025 nicht mehr im Netz.

Tabelle 55: Wasserentnahmen für Kraftwerke mit Kühlturm für Case Study 2025

Kraftwerks-typ	Anzahl KW	El_Brutto [MW]	El_Netto EEX / Netzübergabe [MW]	Wärme Auskopplung [MW]	Obere Schätzung Kühlbedarf [MW]	Schätzung Wasserentnahme mit Wärmeauskopplung [kg/s]	Schätzung Wasserentnahme ohne Wärmeauskopplung [kg/s]
KKW	0	0	0	0	0	0	0
STK	16	11.462	10.689	3.290	16.534	4.355	5.706
BRK	21	15.010	13.959	1.638	22.356	7.242	7.915
GUD	12	4.771	4.556	124	3.731	1.206	1.257
DGAS	8	3.395	3.157	98	5.146	1.733	1.773

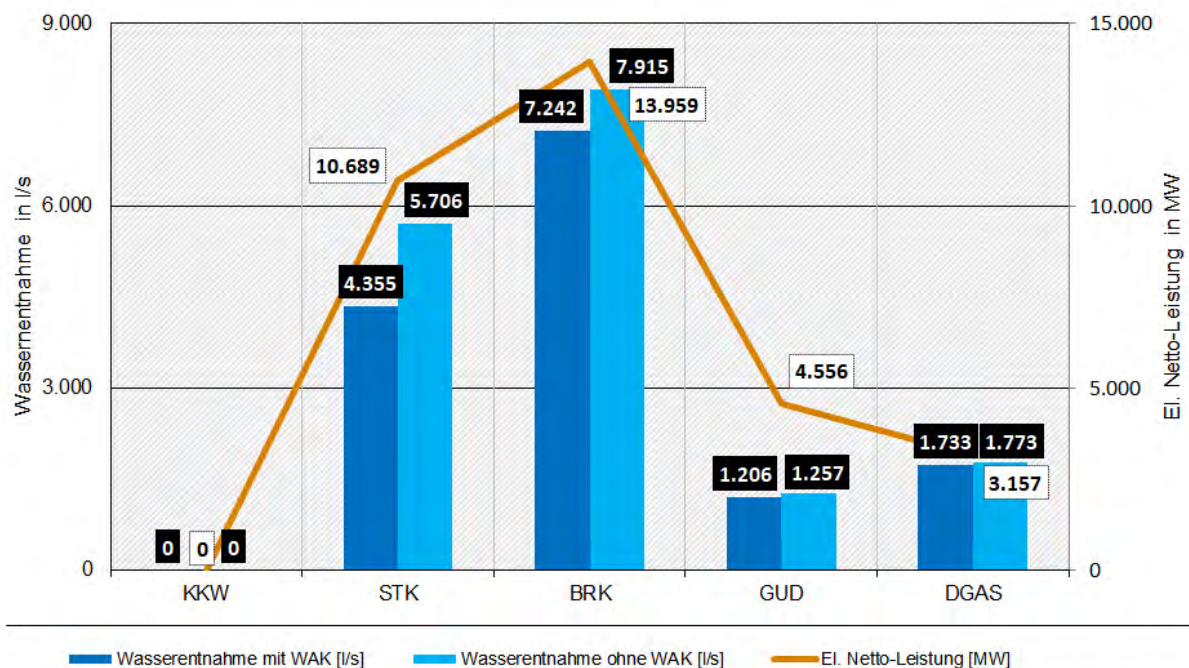
Kraftwerks-typ	Anzahl KW	El_Brutto [MW]	El_Netto EEX / Netzüber-gabe [MW]	Wärme Auskopp-lung [MW]	Obere Schätzung Kühlbe-darf [MW]	Schätzung Wasser-entnahme mit Wär-meaus-kopplung [kg/s]	Schätzung Was-serentnahme ohne Wär-meaus-kopplung [kg/s]
Summe	57	34.638	32.361	5.150	47.767	14.536	16.651

Tabelle 56: Jahresentnahme- und Verdunstungsmenge von Wasser für Kraftwerke mit Kühlturm in Deutschland, Case Study 2025

Schätzung Wasser-entnahme	Case Study	Anzahl KW	Jahresmenge [Mio. m³/a]	Fläche D [km²]	Verdunstungs-menge [mm]
<u>mit</u> Wärmeaus-kopplung	2025	57	458,4	357.386	1,3
<u>ohne</u> Wärmeaus-kopplung	2025	57	525,1	357.386	1,5

Abbildung 42 zeigt die Zahlen der Wasserentnahme (in l/s) für Case Study 2025 als Säulendiagramm in Kombination mit der elektrischen Nettoleistung (in MW).

Abbildung 42: Wasserentnahmen pro Kraftwerkstyp für Case Study 2025



Quelle: Kraftwerksliste UBA, KW > 100 MW, bearbeitet 2020

Analog zu **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** (Stand 2017) zeigt Tabelle 57 die Wasserentnahmewerte (Verdunstungsverluste der Kühltürme) aufgeteilt auf die einzelnen Flussgebiete. Pro Flussgebiet sind zusätzlich die Kraftwerkstypen mit ihren Summenwerten

aufgelistet. Rhein und Elbe haben die größten Wasserentnahmen mit ca. 7,5 m³/s und ca. 5,7 m³/s im Dauerbetrieb.

Tabelle 57: Wasserentnahmen pro Flussgebiet für Case Study 2025

Flussgebiete Kraftwerkstypen	Anzahl Kraftwerke	Wasserentnahme mit Wärmeauskopplung [l/s]	Wasserentnahme ohne Wär- meauskopplung[l/s]
Donau	2	388	450
DGAS	1	207	207
STK	1	181	243
Elbe	17	5.139	5.734
BRK	14	4.318	4.815
GUD	1	55	55
STK	2	767	865
Ems	6	823	882
GUD	5	402	453
STK	1	421	429
Ems/Rhein	1	374	530
STK	1	374	530
Maas	2	651	726
BRK	2	651	726
Rhein	26	6.358	7.464
BRK	5	2.273	2.374
DGAS	7	1.526	1.566
GUD	5	636	636
STK	9	1.923	2.888
Warnow/Peene	1	216	278
STK	1	216	278
Weser	2	586	586
GUD	1	114	114
STK	1	473	473
Gesamtergebnis	57	14.536	16.651

Tabelle 58 und Tabelle 59 zeigen (analog zu Tabelle 38 für 2017 und Tabelle 55 für 2025) die wesentlichen Parameter der Wasserentnahme für die Kraftwerke mit Kühlturm-Technik für

Case Study 2040/2050. Ohne Wärmeauskopplung, den ungünstigeren Fall für die wasserwirtschaftlichen Bedingungen, besteht ein Wasserbedarf für die Entnahme aus den Gewässern von nur mehr ca. $3,0 \text{ m}^3/\text{s}$ (3.031 l/s). Bezogen auf die Gesamtfläche von Deutschland mit 357.386 km^2 entspricht dies einer Verdunstungsmenge von $0,3 \text{ mm}$. Die Braunkohlekraftwerke (BRK) und die Steinkohlekraftwerke (STK) sind wie die Kernkraftwerke (KKW) in Case Study 2040/2050 vollständig vom Netz.

Tabelle 58: Wasserentnahmen für Kraftwerke mit Kühlturm für Case Study 2040/2050

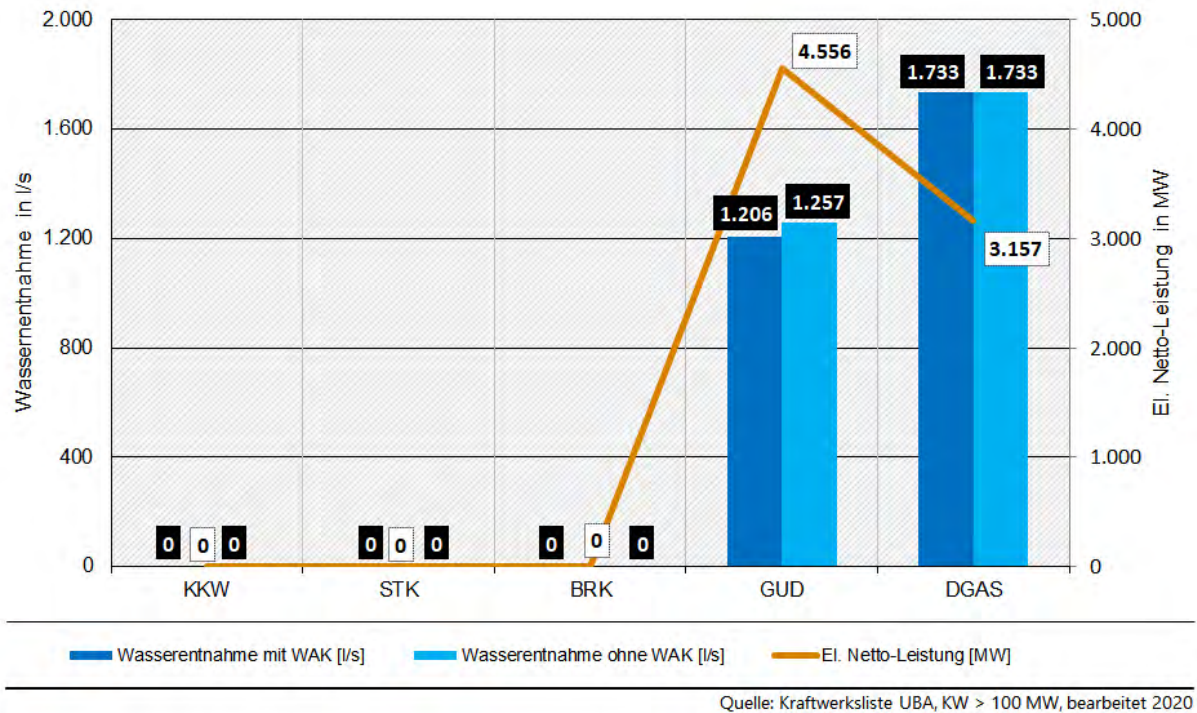
Kraftwerkstyp	Anzahl KW	El_Brutto [MW]	El_Netto EEX / Netzübergabe [MW]	Wärme Auskopplung [MW]	Obere Schätzung Kühlbedarf [MW]	Schätzung Wasserentnahme mit Wärmeauskopplung [kg/s]	Schätzung Wasserentnahme ohne Wärmeauskopplung [kg/s]
KKW	0	0	0	0	0	0	0
STK	0	0	0	0	0	0	0
BRK	0	0	0	0	0	0	0
GUD	12	4.771	4.556	124	3.731	1.206	1.257
DGAS	8	3.395	3.157	98	5.146	1.733	1.773
Summe	20	8.166	7.713	222	8.877	2.939	3.031

Tabelle 59: Jahresentnahme- und Verdunstungsmenge von Wasser für Kraftwerke mit Kühlturm in Deutschland, Case Study 2040/2050

Schätzung Wasserentnahme	Case Study	Anzahl KW	Jahresmenge [Mio. m^3/a]	Fläche D [km^2]	Verdunstungsmenge [mm]
<u>mit</u> Wärmeauskopplung	2040/2050	20	92,7	357.386	0,3
<u>ohne</u> Wärmeauskopplung	2040/2050	20	95,6	357.386	0,3

Abbildung 43 zeigt die Zahlen der Wasserentnahme (in l/s) für Case Study 2040/2050 als Säulendiagramm in Kombination mit der elektrischen Nettoleistung (in MW).

Abbildung 43: Wasserentnahmen pro Kraftwerkstyp für Case Study 2040/2050



Analog zu Tabelle 38 (Stand 2017) und Tabelle 57 (Case Study 2025) zeigt Tabelle 60 für Case Study 2040/2050 die Wasserentnahmewerte (Verdunstungsverluste der Kühltürme) aufgeteilt auf die einzelnen Flussgebiete. Pro Flussgebiet sind zusätzlich die Kraftwerkstypen DGAS und GUD mit ihren Summenwerten aufgelistet. Im Einzugsgebiet des Rheins mit insgesamt zwölf verbleibenden Kraftwerken finden die größten Wasserentnahmen mit ca. 2,2 m³/s im Dauerbetrieb statt.

Tabelle 60: Wasserentnahmen pro Flussgebiet für Case Study 2040/2050

Flussgebiete Kraftwerkstypen	Anzahl Kraftwerke	Wasserentnahme mit Wärmeauskopplung [l/s]	Wasserentnahme ohne Wär- meauskopplung [l/s]
Donau	1	207	207
DGAS	1	207	207
Elbe	1	55	55
GUD	1	55	55
Ems	5	402	453
GUD	5	402	453
Rhein	12	2.162	2.202
DGAS	7	1.526	1.566
GUD	5	636	636
Weser	1	114	114

Flussgebiete Kraftwerkstypen	Anzahl Kraftwerke	Wasserentnahme mit Wärmeauskopplung [l/s]	Wasserentnahme ohne Wär- meauskopplung[l/s]
GUD	1	114	114
Gesamtergebnis	20	2.939	3.031

Tabelle 61 und Tabelle 62 zeigen die Veränderungen in den maßgeblichen Parametern der Energieerzeugung und des Wasserbedarfs für die Kühltürme im Vergleich der Zeithorizonte 2017, 2025 und 2040/2050.

Aufgelistet sind jeweils die Summenwerte in den ersten drei Zeilen pro Case Study. In Tabelle 62 sind die prozentualen Anteile an den Werten des Jahres 2017 (= 100 %) enthalten. Die elektrische Nettoleistung geht durch das Abschalten der Kraftwerke von 100 % in 2017 auf 63 % in 2025 und 15 % in 2040/2050 zurück. Die Wasserentnahmen sinken noch deutlicher auf 56 % in 2025 und 10 % in 2040/2050. Analog gehen auch die für das gesamte Bundesgebiet berechneten Verdunstungsmengen aus Kühltürmen zurück.

Die Größenordnung der Kühlwasserreduktion bis 2040 wird in Bormann et al. (2019) mit einer Größenordnung von 50 % angegeben. Unter den hier getroffenen Annahmen kann insgesamt eine Reduktion von deutlich mehr als 50 % der Wassernutzung von 2016 abgeschätzt werden. Während Bormann et al. (2019) die Wasserentnahmen mit einem Top-Down-Ansatz abgeschätzt haben, erfolgte die Abschätzung in der vorliegenden Studie kraftwerksscharf im Bottom-Up-Ansatz. Die hohe Abnahme wird dabei durch die historische Entwicklung des Wasserbedarfs bestätigt. Es bleiben Unsicherheiten in Bezug auf die tatsächliche Nutzung aufgrund des Einflusses der im realen Betrieb eingesetzten Kühltechnologie und der nicht bekannten Fernwärmeauskopplung bestehen.

Tabelle 61: Wasserentnahmen für Case Studies im Vergleich

Case Study	Anzahl KW	El_Brutto [MW]	El_Netto EEX /Netzüber-gabe [MW]	Wärme Aus-kopp-lung [MW]	Obere Schätzung Kühlbe-darf [MW]	Schätzung Was-serentnahme mit Wärmeaus-kopplung [l/s]	Schätzung Was-serentnahme ohne Wär-meaus-kopplung [l/s]
2017	92	54.882	51.189	5.909	81.299	27.317	29.641
2025	57	34.638	32.361	5.150	47.767	14.536	16.651
2040/2050	20	8.166	7.713	222	8.877	2.939	3.031
2017	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %
2025	62%	63%	63%	87%	59%	53%	56%
2040/2050	22%	15%	15%	4%	11%	11%	10%

Tabelle 62: Jahresentnahme und Verdunstungsmengen für Case Studies im Vergleich

Schätzung Wasserentnahme	Case Study	Anzahl KW	Jahresmenge [m³/a]	Fläche D [km²]	Verdunstungsmenge [mm]	Anteil der Wasserentnahme bezogen auf das Jahr 2017
<u>mit</u> Wärmeauskopplung	2017	92	861.500.000	357.386	2,4	100%
<u>ohne</u> Wärmeauskopplung	2017	92	934.700.000	357.386	2,6	100%
<u>mit</u> Wärmeauskopplung	2025	57	458.400.000	357.386	1,3	53%
<u>ohne</u> Wärmeauskopplung	2025	57	525.100.000	357.386	1,5	56%
<u>mit</u> Wärmeauskopplung	2040/2050	20	92.700.000	357.386	0,3	11%
<u>ohne</u> Wärmeauskopplung	2040/2050	20	95.600.000	357.386	0,3	10%

Tabelle 63 und Tabelle 64 zeigen für das Rheineinzugsgebiet (analog zu Tabelle 61 und Tabelle 62 für das gesamte Bundesgebiet) die Veränderungen in den maßgeblichen Parametern der Energieerzeugung und des Wasserbedarfs für die Kühltürme im Vergleich der Zeithorizonte 2017, 2025 und 2040/2050.

Aufgelistet sind jeweils die Summenwerte in den ersten drei Zeilen pro Case Study. In Tabelle 64 sind die prozentualen Anteile mit Bezug auf das Jahr 2017 (= 100 %) enthalten. Durch das Abschalten der thermischen Kraftwerke sinkt die elektrische Nettoleistung von 100 % im Jahr 2017 auf 58 % in 2025 und 20 % in 2040/2050. Die Wasserentnahmen gehen noch deutlicher auf 52 % in 2025 und 15 % in 2040/2050 zurück. Analog reduzieren sich auch die für das Rheingebiet berechneten Verdunstungsmengen aus Kühltürmen. Die prozentualen Rückgänge im Rheineinzugsgebiet sind nicht so weitgehend wie im gesamten Bundesgebiet.

Tabelle 63: Wasserentnahmen für Case Studies im Vergleich, Flussgebiet Rhein

Case Study	Anzahl KW	El_Brutto [MW]	El_Netto EEX /Netzüber-gabe [MW]	Wärme Auskopplung [MW]	Obere Schätzung Kühlbedarf [MW]	Schätzung Wasserentnahme mit Wärmeauskopplung [l/s]	Schätzung Wasserentnahme ohne Wärmeauskopplung [l/s]
2017	51	27.610	25.739	3.299	40.185	13.218	14.470
2025	26	15.953	14.898	2.693	21.812	6.358	7.464
2040/2050	12	5.447	5.127	98	6.442	2.162	2.202

Case Study	Anzahl KW	El_Brutto [MW]	El_Netto EEX /Netzübergabe [MW]	Wärme Auskoppelung [MW]	Obere Schätzung Kühlbedarf [MW]	Schätzung Wasserentnahme mit Wärmeauskopplung [l/s]	Schätzung Wasserentnahme ohne Wärmeauskopplung [l/s]
2017	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %
2025	51%	58%	58%	82%	54%	48%	52%
2040/2050	24%	20%	20%	3%	16%	16%	15%

Tabelle 64: Jahresentnahme- und Verdunstungsmengen für Case Studies im Vergleich, Flussgebiet Rhein

Schätzung Wasserentnahme	Case Study	Anzahl KW	Jahresmenge [m³/a]	Fläche Rhein in D [km²]	Verdunstungsmenge [mm]	Anteil der Wasserentnahme bezogen auf das Jahr 2017
mit Wärmeauskopplung	2017	51	416.900.000	105.000	4,0	100%
ohne Wärmeauskopplung	2017	51	456.300.000	105.000	4,3	100%
mit Wärmeauskopplung	2025	26	200.500.000	105.000	1,9	48%
ohne Wärmeauskopplung	2025	26	235.400.000	105.000	2,2	52%
mit Wärmeauskopplung	2040/2050	12	68.200.000	105.000	0,6	16%
ohne Wärmeauskopplung	2040/2050	12	69.400.000	105.000	0,7	15%

Tabelle 65 und Tabelle 66 zeigen für das Elbeeinzugsgebiet (analog zu Tabelle 61 und Tabelle 62 für das gesamte Bundesgebiet und Tabelle 63 und Tabelle 64 für das Rheineinzugsgebiet) die Veränderungen in den maßgeblichen Parametern der Energieerzeugung und des Wasserbedarfs für die Kühltürme im Vergleich der Zeithorizonte 2017, 2025 und 2040/2050.

Aufgelistet sind jeweils die Summenwerte in den ersten drei Zeilen pro Case Study. In Tabelle 66 sind die prozentualen Anteile an den Werten des Jahres 2017 (= 100 %) enthalten. Der Rückgang im Elbeeinzugsgebiet fällt zunächst (bis 2025) geringer aus als im Bundesdurchschnitt und im Rheingebiet; zum Zeithorizont 2040/2050 ist der Rückgang jedoch sehr drastisch. Die elektrische Nettoleistung geht durch das Abschalten der Kraftwerke von 100 % im Jahr 2017 auf 88 % in 2025 und 2 % in 2040/2050 zurück. Die Wasserentnahme reduziert sich noch etwas deutlicher auf 87 % in 2025 und 1 % in 2040/2050. Analog gehen auch die für das Elbegebiet berechneten Verdunstungsmengen aus Kühltürmen zurück. Die prozentualen Rückgänge im

Elbeeinzugsgebiet sind für Case Study 2040/2050 deutlich höher als im gesamten Bundesgebiet. Im Elbe-Einzugsgebiet fällt der spätere Ausstieg aus der Braunkohle im Vergleich zum Rhein-Einzugsgebiet auf. Für 2025 sind noch relativ hohe Wasserentnahmen zu erwarten, die aber 2040/2050 auf ein sehr niedriges Niveau fallen.

Tabelle 65: Wasserentnahmen für Case Studies im Vergleich, Flussgebiet Elbe

Case Study	Anzahl KW	El_Brutto [MW]	El_Netto EEX /Netzüber-gabe [MW]	Wärme Aus-kopp-lung [MW]	Obere Schätzung Kühlbe-darf [MW]	Schätzung Was-serentnahme mit Wärmeaus-kopplung [l/s]	Schätzung Was-serentnahme ohne Wär-meaus-kopplung [l/s]
2017	20	12.505	11.635	1.603	18.401	5.899	6.557
2025	17	11.030	10.263	1.450	16.204	5.139	5.734
2040/2050	1	207	198	0	162	55	55
2017	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %
2025	85%	88%	88%	90%	88%	87%	87%
2040/2050	5 %	2 %	2 %	0 %	1 %	1 %	1 %

Tabelle 66: Jahresentnahme- und Verdunstungsmengen für Case Studies im Vergleich, Flussgebiet Elbe

Schätzung Wasser-entnahme	Case Study	Anzahl KW	Jahresmenge [m³/a]	Fläche Elbe in D [km²]	Verdunstungs-menge [mm]	Anteil der Wasserentnahme bezogen auf das Jahr 2017
<u>mit</u> Wärmeaus-kopplung	2017	20	186.000.000	97.115	1,9	100%
<u>ohne</u> Wärmeaus-kopplung	2017	20	206.800.000	97.115	2,1	100%
<u>mit</u> Wärmeaus-kopplung	2025	17	162.100.000	97.115	1,7	87%
<u>ohne</u> Wärmeaus-kopplung	2025	17	180.800.000	97.115	1,9	87%
<u>mit</u> Wärmeaus-kopplung	2040/2050	1	1.700.000	97.115	0,02	0,9%
<u>ohne</u> Wärmeaus-kopplung	2040/2050	1	1.700.000	97.115	0,02	0,8%

Tabelle 67 und Tabelle 68 zeigen für das Donaeinzugsgebiet (analog zu Tabelle 61 und Tabelle 62 für das gesamte Bundesgebiet, etc.) die Veränderungen in den maßgeblichen Parametern der Energieerzeugung und des Wasserbedarfs für die Kühltürme im Vergleich der Zeithorizonte 2017, 2025 und 2040/2050.

Aufgelistet sind jeweils die Summenwerte in den ersten drei Zeilen pro Case Study. In Tabelle 68 sind die prozentualen Anteile an den Werten des Jahres 2017 (= 100 %) enthalten. Der Rückgang im Donaeinzugsgebiet fällt deutlicher aus als im Bundesdurchschnitt, im Rheingebiet und im Elbegebiet. Die elektrische Nettoleistung geht durch das Abschalten der Kraftwerke von 2017 (100 %) auf 24 % im Jahr 2025 und 11 % in 2040/2050 zurück. Die Wasserentnahme reduziert sich noch deutlicher auf 17 % in 2025 und 8 % in 2040/2050. Analog gehen auch die für das Donagebiet berechneten Verdunstungsmengen aus Kühltürmen zurück.

Tabelle 67: Wasserentnahmen für Case Studies im Vergleich, Flussgebiet Donau

Case Study	Anzahl KW	El_Brutto [MW]	El_Netto EEX /Netzüber-gabe [MW]	Wärme Aus-kopp-lung [MW]	Obere Schätzung Kühlbe-darf [MW]	Schätzung Was-serentnahme mit Wärmeaus-kopplung [l/s]	Schätzung Was-serentnahme ohne Wär-meaus-kopplung [l/s]
2017	4	3.723	3.462	150	6.736	2.546	2.607
2025	2	894	831	150	1.320	388	450
2040/2050	1	420	391	0	637	207	207
2017	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %
2025	50%	24%	24%	100%	20%	15%	17%
2040/2050	25%	11%	11%	0 %	9%	8%	8%

Tabelle 68: Jahresentnahme- und Verdunstungsmengen für Case Studies im Vergleich, Flussgebiet Donau

Schätzung Wasser-entnahme	Case Study	Anzahl KW	Jahresmenge [m³/a]	Fläche Donau in D [km²]	Verdunstungs-menge [mm]	Anteil der Wasserentnahme bezogen auf das Jahr 2017
mit Wärmeaus-kopplung	2017	20	80.300.000	56.184	1,4	100%
ohne Wärmeaus-kopplung	2017	20	82.200.000	56.184	1,5	100%
mit Wärmeaus-kopplung	2025	17	12.200.000	56.184	0,2	15%
ohne Wärmeaus-kopplung	2025	17	14.200.000	56.184	0,3	17%

Schätzung Wasser- entnahme	Case Study	Anzahl KW	Jahresmenge [m³/a]	Fläche Donau in D [km²]	Verdunstungs- menge [mm]	Anteil der Wasserentnah- me bezogen auf das Jahr 2017
<u>mit</u> Wärmeaus- kopplung	2040/2050	1	6.500.000	56.184	0,1	8%
<u>ohne</u> Wärmeaus- kopplung	2040/2050	1	6.500.000	56.184	0,1	8%

Die Auswertungen der Wasserentnahmen für den Betrieb der Kühltürme, die im Wesentlichen die in den Kühltürmen anfallenden Verdunstungsverluste sind, zeigen, dass bezogen auf das ganze Bundesgebiet und die Flussgebiete von Rhein, Elbe und Donau die Verdunstungsverluste zu vernachlässigen sind. Sie liegen in Größenordnungen weniger Millimeter Verdunstungshöhe. Für die Case Studies 2025 und 2040/2050 nehmen die Werte weiter ab, so dass die Relevanz weiter abnimmt.

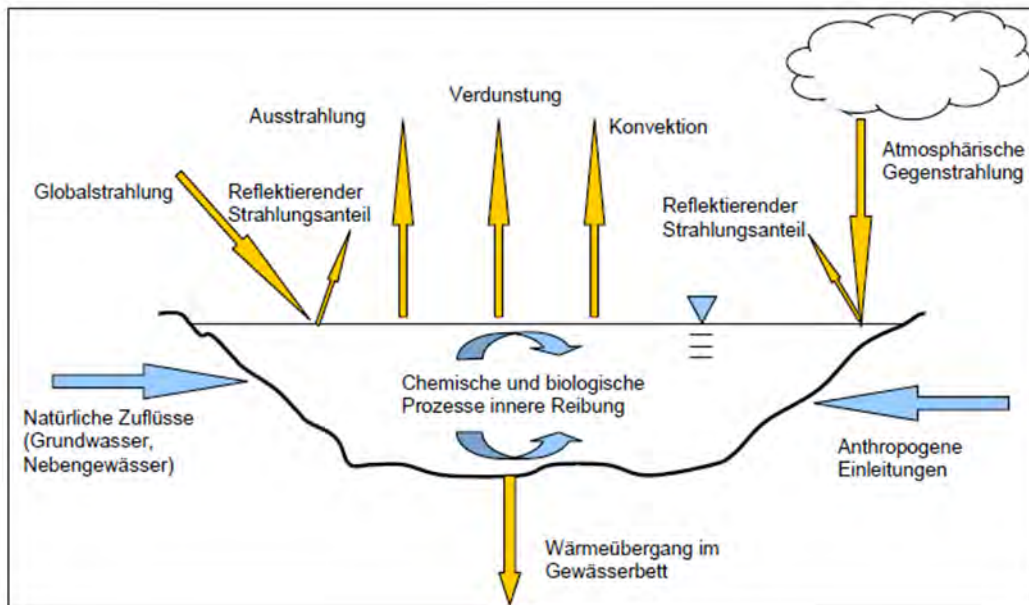
7 Gewässertemperatur / Wärmelastpläne

Oliver Buchholz, Rita Keuneke

7.1 Grundlagen der Gewässertemperatur

Die Grundlagen des Wärmehaushalts von Gewässern sind umfänglich in LAWA (2013) beschrieben. Die einzelnen Komponenten stellen sich wie folgt dar:

Abbildung 44: Komponenten des Wärmehaushaltes



Quelle: LAWA 2013

Der Wärmehaushalt eines Wasserkörpers ist bestimmt durch

- ▶ Strahlungskomponenten (Globalstrahlung abzgl. des reflektierten Strahlungsanteils, atmosphärische Gegenstrahlung, Ausstrahlung der Wasseroberfläche),
- ▶ Verdunstung / Kondensation,
- ▶ Konvektion,
- ▶ Wärmeübergang im Gewässerbett
- ▶ sowie den Wärmeeintrag über Massentransport
- ▶ Natürliche Zuflüsse (Grundwasser und Nebengewässer)
- ▶ Anthropogene Einleitungen (wie Kläranlagenabläufe und Kühlwassereinleitungen)

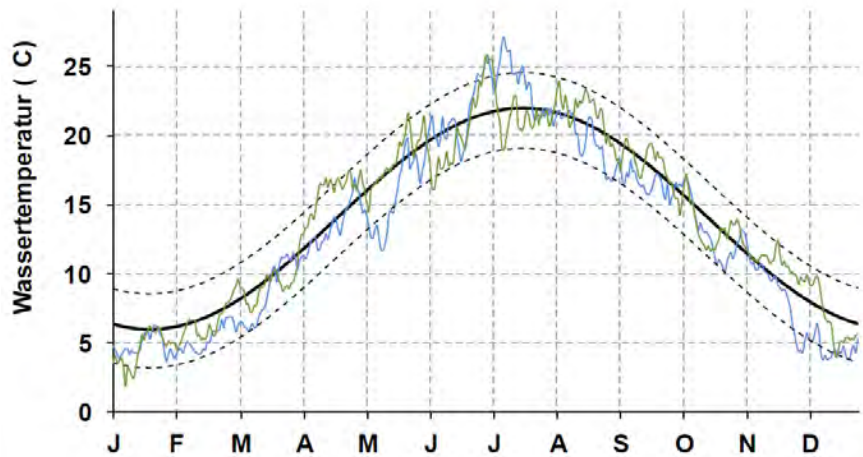
Die Komponenten chemisch / biologische Prozesse oder mechanischer Wärmeeintrag spielen nur eine untergeordnete Rolle.

Die Strahlungskomponenten sind abhängig von klimatologischen Bedingungen wie Sonnenstand, Bewölkung, Wasserdampfgehalt der Luft, Temperaturverteilung, Horizontabschirmung. Für eine Berechnung sind die Daten schwer herzuleiten oder aus Messwerten abzugreifen. Die

Wärmebilanzgleichung ist eine nichtlineare Differentialgleichung, deren einzelnen Komponenten nichtlinear von der Temperatur abhängen. Für eine Berechnung sind entsprechende Annahmen zu treffen.

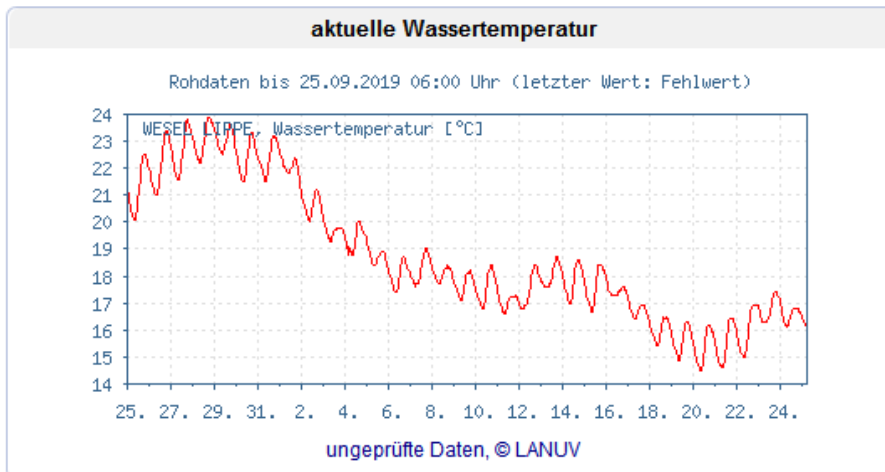
Durch die Abhängigkeit von den meteorologischen Bedingungen weist die Gewässertemperatur ähnlich zur Lufttemperatur einen ausgeprägten Tagesgang und Jahresgang aus.

Abbildung 45: Jahresgänge der Wassertemperatur 2009 (grün) und 2010 (blau) am Pegel Wesel, Lippe



Quelle: Niemann 2013

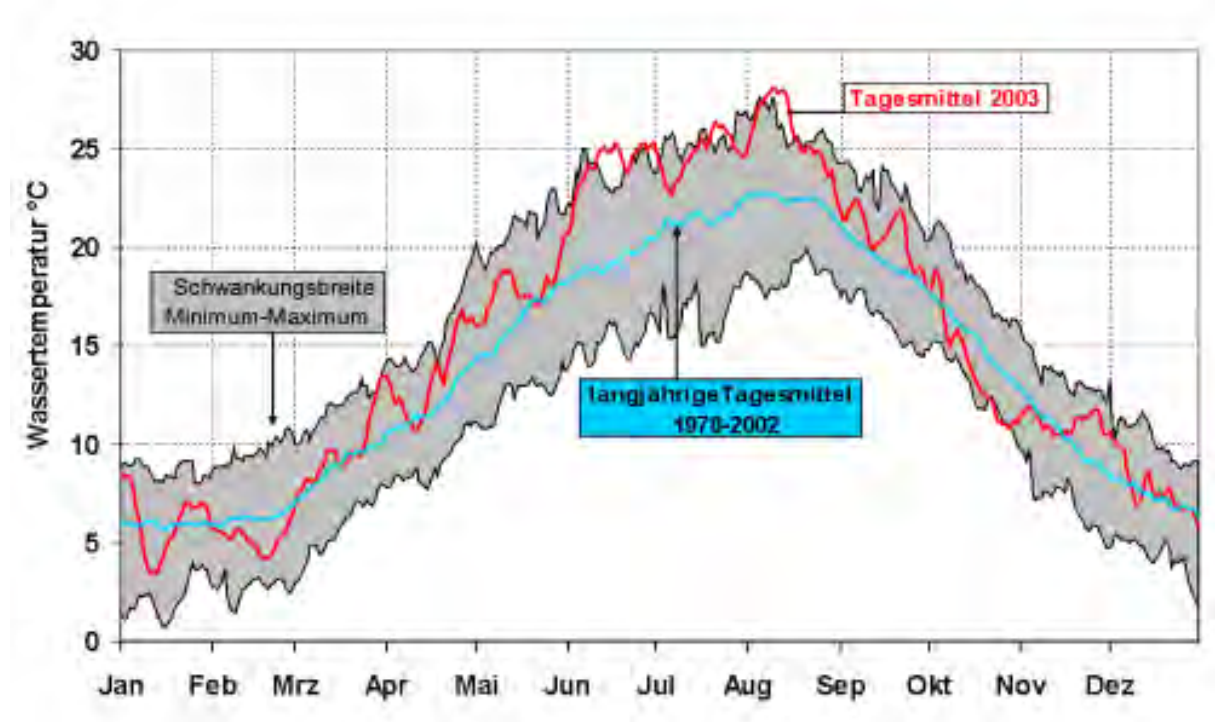
Abbildung 46: aktuelle Messwerte der Wassertemperatur der letzten 31 Tage, Pegel Wesel, Lippe



Quelle: Informationsplattform Undine 2019a

Unter extremen Bedingungen können sehr hohe Temperaturen im Gewässer auftreten.

Abbildung 47: Jahresgang der Wassertemperatur-Tagesmittel im Rhein bei Koblenz im Jahr 2003 (rote Linie) im Vergleich zum Jahresgang der langjährigen Wassertemperatur-Tagesmittel (1978-2002, blaue Linie) sowie im Vergleich zum Jahresgang der Schwankungsbreite zwischen dem langjährigen Tagesmaximum und Tagesminimum der Wassertemperatur (graue Fläche) (Grafik: M. Keller, BfG)



Quelle: Informationsplattform Undine 2019b

Auf der Informationsplattform Undine (2019b) ist der Verlauf der Niedrigwasserverhältnisse, die in Kombination mit hohen Lufttemperaturen und Sonneneinstrahlung zu höchsten Wassertemperaturen führten, dokumentiert. Im Juli/August 2003 betrug die Maximaltemperatur in Freiburg und Karlsruhe an 54 aufeinanderfolgenden Tagen mindestens 25 °C, wobei vom 1. bis 14. August mindestens 30 °C erreicht wurden. Tagesmaxima bis zur Rekordhöhe von 40,2 °C stellten sich ein. In der Folge erreichten die Wassertemperaturen Werte, die teilweise über den langjährig beobachteten Maxima lagen. Das Minimum der Wasserstände im Rhein wurde im letztem Septemberdrittel erreicht. Die Abflüsse betrugen zu dem Zeitpunkt ca. $\frac{3}{4}$ des langjährigen mittleren Niedrigwasserabflusses (MNQ).

In der BUND-Studie „Abwärmelast Rhein“ (BUND 2009) sind die Folgen der Niedrigwassersituation umfassend basierend auf Veröffentlichungen der IKS (2006a und 2006b) dargestellt. Dort heißt es:

„Bereits in den Sommern der Jahre 2003 und 2006 fielen zeitlich ein hoher Strombedarf mit kritisch hohen Wassertemperaturen, geringer Wasserführung und hohen Abwasseranteilen aus Kläranlagen zusammen. Einschränkungen in der Kühlwasserversorgung der Kraftwerke und kritische Bedingungen insbesondere für Fische waren die Folge. Betroffen waren besonders der Neckar, der Main und die Wupper (IKS 2006a). Auf Grund der im Rhein erreichten maximalen Wassertemperaturen von mehr als 28 °C in den Sommern 2003 und 2006 wurden in den Rhein-Anliegerstaaten auch weitergehende Maßnahmen zur Beschränkung der Wärmeeinleitungen in kritischen Situationen diskutiert, vgl. Tabelle 3.1 (IKS 2006a). Ein akuter Handlungsbedarf wurde jedoch nicht gesehen, da die Wärmeeinträge (< 200 MW) durch Kühlwasser zwischen 1989 und 2004 um ca. 13 % abgenommen hatten (IKS 2006b).“ (BUND 2009).

7.2 Zielzustand für die Temperatur der Gewässer

Als Sollzustand für die Temperatur der Gewässer wird der gute ökologische Zustand nach WRRL angestrebt. Hintergrund ist dabei, dass sich durch die thermische Belastung der Gewässer u. a. Veränderungen in der Zusammensetzung der Fischzönose ergeben können und so die Zielerreichung der WRRL gefährdet wird.

Zur Einstufung des ökologischen Zustands und des ökologischen Potenzial sind gemäß § 5 OGewV (2016) unterstützend die allgemeinen physikalisch-chemischen Qualitätskomponenten in Verbindung mit Werten für Temperatur und Temperaturerhöhung mit Zuordnung der Fischgemeinschaften zu den Gewässertypen aus Anlage 7 OGewV (2016) heranzuziehen. Als Temperaturerhöhung wird dabei die maximal zulässige Differenz zwischen den Temperaturen oberhalb und unterhalb einer Einleitungsstelle für eine Wärmeeinleitung bezeichnet. Werte für Temperaturabsenkungen bei Wärmeentnahme sind nicht vorgegeben.

In der OGewV sind die Oberflächenwasserkörper innerhalb einer Flussgebietseinheit nach den Kategorien Flüsse, Seen, Übergangsgewässer und Küstengewässer eingeteilt und in jeder Kategorie nach Typen unterschieden. Für jeden Typ von Oberflächengewässern sind die Werte für Temperatur und Temperaturerhöhung für den sehr guten und guten Zustand angegeben (Tabelle 69; Tabelle 70). Es ist sicher zu stellen, dass bei entsprechend eingestuftem Gewässerabschnitten die Nutzung nicht zu einer Überschreitung dieser Anforderungen führen kann.

Tabelle 69: Anforderungen an Temperatur und Temperaturerhöhung mit Zuordnung der Fischgemeinschaften für den sehr guten ökologischen Zustand (Quelle: OGewV, 2016)

Datenzeile/Fischgemeinschaft	ff/ temp-ff	Sa-ER	Sa-MR	Sa-HR	Cyp-R	EP	MP	HP
Tmax Sommer [°C] (April bis November)	< 18	< 18	< 18	< 18	< 20	<20	< 25	< 25
Temperaturerhöhung Sommer [Δ in K]	0	0	0	0	0	0	0	0
Tmax Winter (Dezember bis März) [°C]	Keine Angabe	≤ 8	≤ 10	≤ 10	≤ 10	≤ 10	≤ 10	≤ 10
Temperaturerhöhung Winter [Δ in K]	Keine Angabe	≤ 1	≤ 1,5	≤ 1,5	≤ 2	≤ 3	≤ 3	≤ 3

Tabelle 70: Anforderungen an Temperatur und Temperaturerhöhung mit Zuordnung der Fischgemeinschaften für den guten ökologischen Zustand (Quelle: OGewV, 2016)

Datenzeile/Fischgemeinschaft	ff/ temp-ff	Sa-ER	Sa-MR	Sa-HR	Cyp-R	EP	MP	HP
Tmax Sommer [°C] (April bis November)	Keine Angabe	< 20	< 20	< 21,5	< 23	<25	< 28	< 28
Temperaturerhöhung Sommer [Δ in K]	Keine Angabe	≤ 1,5	≤ 1,5	≤ 1,5	≤ 2	≤ 3	≤ 3	≤ 3
Tmax Winter (Dezember bis März) [°C]	Keine Angabe	≤ 8	≤ 10	≤ 10	≤ 10	≤ 10	≤ 10	≤ 10
Temperaturerhöhung Winter [Δ in K]	Keine Angabe	≤ 1	≤ 1,5	≤ 1,5	≤ 2	≤ 3	≤ 3	≤ 3

Mit:

- ff/temp-ff Gewässer sind fischfrei oder temporär fischfrei
- Sa-ER salmonidengeprägte Gewässer des Epirhithrals
- Sa-MR salmonidengeprägte Gewässer des Metarhithrals
- Sa-HR salmonidengeprägte Gewässer des Hyporhithrals
- Cyp-R cyprinidengeprägte Gewässer des Rhithrals
- EP Gewässer des Epipotamals
- MP Gewässer des Metapotamals
- HP Gewässer des Hypopotamals

7.3 Wärmeeinleitungen

7.3.1 Wärmeeinleitungen aus Kraftwerken

Die Auswertung der Kraftwerkstabelle (Leistung größer 100 MW, Anlage A) gibt folgendes Bild: Derzeit findet eine aktive Einleitung von Kühlwasser nur bei dem Kühlverfahren der Durchlaufkühlung statt, bei dem entnommenes Flusswasser nach Aufheizung im Kondensator wieder in das Gewässer eingeleitet wird.

Bundesweit besitzen insgesamt nur 33 Kraftwerke und davon 20 Erdgaskraftwerke (16 GUD und 4 DGAS) eine Durchlaufkühlung. Das einzige Kernkraftwerk mit Durchlaufkühlung in Deutschland ist das Kraftwerk Brokdorf an der Elbe. Dessen Laufzeitende ist für 2021 vorgesehen. Tabelle 71 listet den Kühlwasserbedarf gruppiert nach Kraftwerkstyp für das Jahr 2017 auf. Die Erläuterung der Spaltenbeschriftung ist in Tabelle 72 enthalten. Den größten Kühlwasserbedarf haben die Steinkohlekraftwerke (STK) mit ca. 160 m³/s von insgesamt 357 m³/s.

Tabelle 71: Kühlwasserbedarf für Kraftwerke, Stand 2017

KW Typ	Anzahl	El_B [MW]	El_N [MW]	WAK [MW]	OS KB [MW]	WEGew mWAK [MW]	WEGew oWAK [MW]	KühlW mWAK [m³/s]	KühlW oWAK [m³/s]
KKW	1	1.480	1.376	0	2.833	2.749	2.749	65,6	65,6
STK	12	5.282	4.912	3.483	7.620	4.335	6.703	103,5	160,1
GUD	16	5.910	5.644	2.935	4.621	1.871	3.658	44,7	87,4
DGAS	4	1.344	1.250	165	2.037	1.671	1.836	39,9	43,8
Summe	33	14.016	13.182	6.583	17.111	10.626	14.945	253,8	356,9

Tabelle 72: Erläuterung der Attribute für die Tabelle 71

Attribut kurz	Attribut lang
KW Typ	Kraftwerkstyp
Anzahl	Anzahl
El_B [MW]	El_Brutto [MW]
El_N [MW]	El_Netto EEX / Netzübergabe [MW]
WAK [MW]	Wärme Auskopplung [MW]
OS KB [MW]	Obere Schätzung Kühlbedarf [MW]
WEGew mWAK [MW]	Schätzung Wärmeeintrag in Gewässer mit Wärmeauskopplung [MW]
WEGew oWAK [MW]	Schätzung Wärmeeintrag in Gewässer ohne Wärmeauskopplung [MW]
KühlW mWAK [m³/s]	Schätzung Wasserentnahme Durchlaufkühlung [m³/s]
KühlW oWAK [m³/s]	Schätzung Wasserentnahme Obergrenze Durchlaufkühlung [m³/s]

Tabelle 73 listet den Kühlwasserbedarf für die Kraftwerkstypen bezogen auf das Rheineinzugsgebiet auf. Hier haben die Steinkohlekraftwerke (STK) und die Gaskraftwerke (GUD und DGAS) annähernd gleich hohen Kühlwasserbedarf in der Summe.

Tabelle 73: Kühlwasserbedarf für KW im Rheineinzugsgebiet, Stand 2017

KW Typ	Anzahl	El_B [MW]	El_N [MW]	WAK [MW]	OS KB [MW]	WEGew mWAK [MW]	WEGew oWAK [MW]	KühlW mWAK [m³/s]	KühlW oWAK [m³/s]
KKW	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0
STK	6	2.393	2.225	2.338	3.452	1.194	2.961	28,5	70,7
GUD	12	4.016	3.835	2.750	3.141	926	2.559	22,1	61,1
DGAS	1	324	301	140	491	343	483	8,2	11,5

KW Typ	Anzahl	EI_B [MW]	EI_N [MW]	WAK [MW]	OS KB [MW]	WEGew mWAK [MW]	WEGew oWAK [MW]	KühlW mWAK [m³/s]	KühlW oWAK [m³/s]
Summe	19	6.733	6.362	5.228	7.084	2.463	6.003	58,8	143,4

Tabelle 74 listet den Kühlwasserbedarf für die Kraftwerkstypen bezogen auf das Elbeeinzugsgebiet auf. Hier sind nur ein Kernkraftwerk (KKW) und ein Steinkohlekraftwerk (STK) aktiv.

Tabelle 74: Kühlwasserbedarf für KW im Elbeeinzugsgebiet, Stand 2017

KW Typ	Anzahl	EI_B [MW]	EI_N [MW]	WAK [MW]	OS KB [MW]	WEGew mWAK [MW]	WEGew oWAK [MW]	KühlW mWAK [m³/s]	KühlW oWAK [m³/s]
KKW	1	1.480	1.376	0	2.833	2.749	2.749	65,6	65,6
STK	1	205	191	785	296	0	241	0,0	5,7
GUD	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0
DGAS	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0
Summe	2	1.685	1.567	785	3.129	2.749	2.989	65,6	71,4

Tabelle 75 gibt einen Überblick über alle Flussgebiete. Entsprechend der Verteilung und Anzahl der Kraftwerke ist die Summe des Kühlwasserbedarfs im Rheingebiet mit ca. 143 m³/s am höchsten.

Tabelle 75: Kühlwasserbedarf für Flussgebiete und Kraftwerkstypen, Stand 2017

Flussgebiete / Kraftwerkstypen	Anzahl KW	WEGew mWAK [MW]	WEGew oWAK [MW]	KühlW mWAK [m³/s]	KühlW oWAK [m³/s]
Donau	4	1.937	1.962	46,3	46,9
DGAS	2	1.135	1.160	27,1	27,7
GUD	2	801	801	19,1	19,1
Elbe	2	2.749	2.989	65,6	71,4
KKW	1	2.749	2.749	65,6	65,6
STK	1	0	241	0,0	5,7
Rhein	19	2.463	6.003	58,8	143,4
DGAS	1	343	483	8,2	11,5
GUD	12	926	2.559	22,1	61,1
STK	6	1.194	2.961	28,5	70,7
Schlei /Trave	1	167	462	4,0	11,0
STK	1	167	462	4,0	11,0
Weser	7	3.310	3.528	79,1	84,3

Flussgebiete / Kraftwerkstypen	Anzahl KW	WEGew mWAK [MW]	WEGew oWAK [MW]	KühlW mWAK [m³/s]	KühlW oWAK [m³/s]
DGAS	1	192	192	4,6	4,6
GUD	2	144	298	3,4	7,1
STK	4	2.974	3.039	71,0	72,6
Gesamtergebnis	33	10.626	14.945	253,8	356,9

Die Steinkohlekraftwerke fallen unter den von der Bundesregierung beschlossenen Kohleausstieg, der ursprünglich bis 2038 abgeschlossen sein sollte, nach Beschluss vom 29.01.2020 teilweise jedoch bereits vor 2025 realisiert wird.

Die Abschaltung der Gaskraftwerke ist zum jetzigen Zeitpunkt im Rahmen des Energieersatzes der Kohle- und Atomkraftwerke durch Erneuerbare Energien nicht vorgesehen und wird in den Case Studies daher ebenfalls nicht berücksichtigt. Das UBA-Energieszenario „RTC – Ressourcenschonendes und treibhausgasneutrales Deutschland bis 2050“ (UBA 2012) sieht einen vollkommenen Ersatz der konventionellen Kraftwerkstechnik durch regenerative Energien vor. Zu diesem Zeitpunkt sind dann auch die Gaskraftwerke zu ersetzen. Damit entfällt nach diesem Szenario (RTC) spätestens zum Zeitpunkt 2050 die Wärmeeinleitung in die Gewässer.

Eine merkliche Wärmeentlastung kann aber bereits vorher durch eine Umstellung der Kühltechnik auf (ablauffreie) Kühltürme erreicht werden. Eine Quantifizierung der Gewässerentlastung durch eine verminderte Wärmeeinleitung erfordert eine detaillierte Betrachtung der Abfluss- und Temperaturverhältnisse im Gewässer am Standort des Kraftwerks, bzw. der Kühlwassereinleitung und kann im Rahmen der vorliegenden Studie nicht geleistet werden.

Eine Gesamtübersicht aller Kraftwerke mit Durchlaufkühlung mit einer Leistung größer 100 MW ist in Tabelle 76 enthalten. Die Kraftwerke sind sortiert nach KW-Typ, Flussgebiet, Fluss und Kraftwerksname. Die Spalte Case Study gibt an, bis zu welchem Zeithorizont das Kraftwerk noch aktiv ist. Da in den gemeldeten Betriebsdaten der Kraftwerke keine Kühlwassermengen ausgewiesen waren, wurde der Kühlwasserbedarf auf Basis des Wärmeeintrags in MW mit einer angenommenen Aufwärmspanne des Kühlwassers (nicht des Gewässers) von 10 K berechnet.

Tabelle 76: Liste der Kraftwerke mit Durchlaufkühlung, Stand 2017, Anzahl = 33

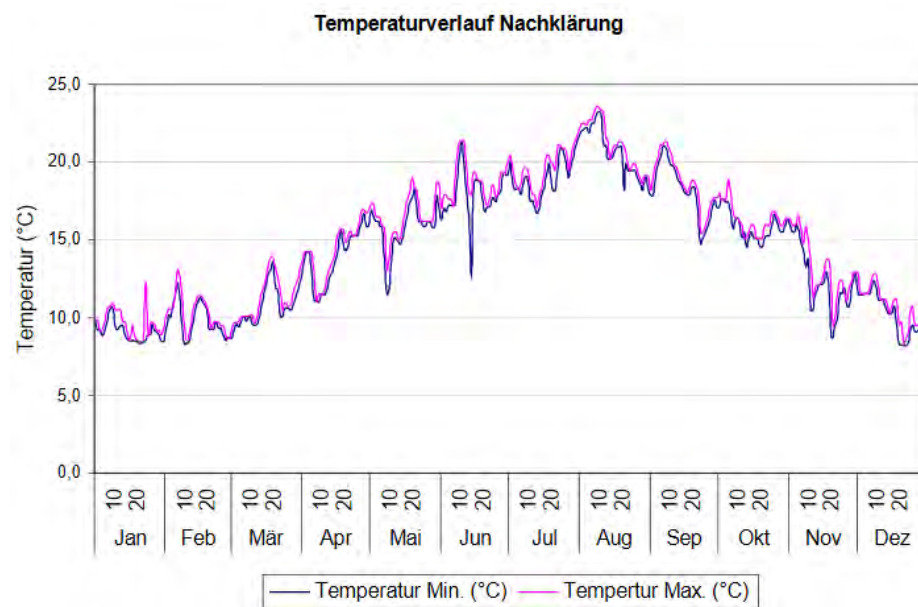
Kraftwerksname / Standort	EEX_Site_id	Kraftwerksstandort	Case Study	Fluss-gebiet	Fluss	KW-Typ	EI_Netto [MW]	WE Gew oWAK [MW]	Wasser Entnahme [m³/s]
Ingolstadt 3 - Großmehring	[E000053]	Großmehring	2040/50	Donau	Donau	DGAS	390,6	504	12,0
Irsching 3	[E000050]	Vohburg	2040/50	Donau	Donau	DGAS	409,2	656	15,7
Lausward E (Emil) DT-1	[E110056]	Düsseldorf	2040/50	Rhein	Rhein	DGAS	301,3	483	11,5
Bremen-Mittelsbüren 4	[E110168]	Bremen	2040/50	Weser	Weser	DGAS	148,8	192	4,6
Irsching 4	[E000050]	Vohburg	2040/50	Donau	Donau	GUD	552,0	317	7,6
Irsching 5	[E000050]	Vohburg	2040/50	Donau	Donau	GUD	836,6	484	11,6
Marl III	eex_not_found	Marl	2040/50	Rhein	Lippe, Wesel-Datteln-Kanal	GUD	177,6	154	3,7
Würzburg GuD I/II	eex_not_found	Würzburg	2040/50	Rhein	Main	GUD	121,3	76	1,8
Karlsruhe-RDK 4s	[E000011]	Karlsruhe	2040/50	Rhein	Rhein	GUD	346,7	233	5,6
Köln-Niehl II	[E000001]	Köln	2040/50	Rhein	Rhein	GUD	402,1	254	6,1
Lausward A (Anton)	[E110056]	Düsseldorf	2040/50	Rhein	Rhein	GUD	108,9	118	2,8
Lausward F ("Fortuna")	[E110056]	Düsseldorf	2040/50	Rhein	Rhein	GUD	568,2	326	7,8
Mainz-Wiesbaden 2-1	[E110057]	Mainz	2040/50	Rhein	Rhein	GUD	334,3	290	6,9
Mainz-Wiesbaden 3-1	[E110057]	Mainz	2040/50	Rhein	Rhein	GUD	398,2	242	5,8
Ludwigshafen-Mitte	[E110060]	Ludwigshafen	2040/50	Rhein	Rhein	GUD	473,7	299	7,1
Ludwigshafen-Nord	eex_not_found	Ludwigshafen	2040/50	Rhein	Rhein	GUD	121,3	76	1,8

Kraftwerksname / Standort	EEX_Site_id	Kraftwerksstandort	Case Study	Fluss-gebiet	Fluss	KW-Typ	EI_Netto [MW]	WE Gew oWAK [MW]	Wasser Entnahme [m³/s]
Ludwigshafen-Süd	[E110194]	Ludwigshafen	2040/50	Rhein	Rhein	GUD	378,2	239	5,7
Herdecke H3 (Cuno)	[E110210]	Herdecke	2040/50	Rhein	Ruhr	GUD	404,9	252	6,0
Kirchlengern 1	eex_not_found	Kirchlengern	2040/50	Weser	Else	GUD	176,2	144	3,4
Hannover-Linden	[E110117]	Hannover	2040/50	Weser	Ihme	GUD	243,5	154	3,7
Brokdorf (KBR)	[E000128]	Brokdorf	2017	Elbe	Elbe	KKW	1376,4	2749	65,6
Hamburg-Tiefstack HKW	[E000069]	Hamburg	2025	Elbe	Elbe	STK	190,7	241	5,7
Marl I+II	eex_not_found	Marl	2017	Rhein	Lippe, Wesel-Datteln-Kanal	STK	184,0	252	6,0
Duisburg-Walsum 9	[E110070]	Duisburg	2025	Rhein	Rhein	STK	381,3	511	12,2
Karlsruhe-RDK 7	[E000011]	Karlsruhe	2025	Rhein	Rhein	STK	511,5	686	16,4
Mannheim 6	[E000023]	Mannheim	2017	Rhein	Rhein	STK	260,4	357	8,5
Mannheim 7	[E000023]	Mannheim	2017	Rhein	Rhein	STK	441,8	592	14,1
Mannheim 8	[E000023]	Mannheim	2025	Rhein	Rhein	STK	446,4	563	13,5
Kiel-Ost (GKK)	[E000054]	Kiel	2017	Schlei /Trave	Kieler Hafen	STK	329,2	462	11,0
Wilhelmshaven (Engie)	[E110270]	Wilhelmshaven	2025	Weser	Nordsee	STK	771,9	1057	25,3
Wilhelmshaven (Uniper)	[E000061]	Wilhelmshaven	2017	Weser	Nordsee	STK	732,9	1060	25,3
Bremen-Farge	[E110059]	Bremen	2017	Weser	Weser	STK	369,2	490	11,7
Bremen-Hafen 6, (Elfi)	[E110166]	Bremen	2017	Weser	Weser	STK	293,0	431	10,3

7.3.2 Wärmeeinleitungen aus Kläranlagen

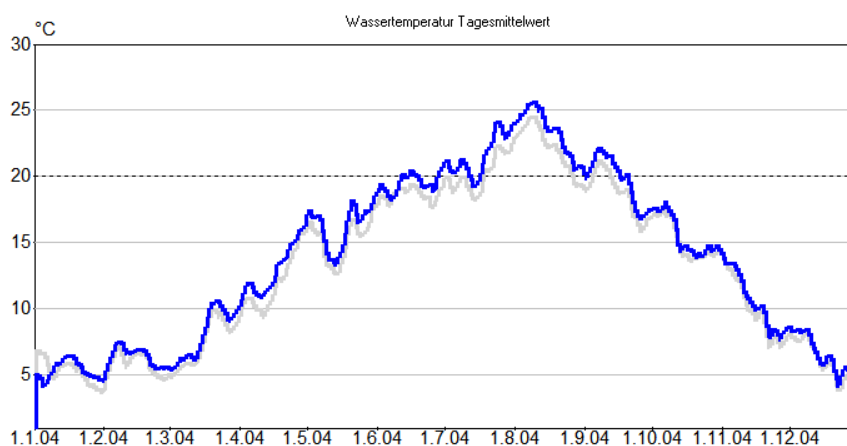
Punktuelle Einleitungen aus Kläranlagen haben örtlich einen Effekt auf die Gewässertemperatur. Die Temperaturerhöhung hängt dabei von der Abflussmenge im Gewässer, der Menge des Kläranlagenablaufs sowie den Temperaturen beider Ströme ab. Kläranlagenabläufe unterliegen wie die Gewässertemperatur einem Jahres- und Tagesgang und sind wie das Gewässer von den äußeren Witterungsbedingungen abhängig. In LANUV (2006) sind Temperaturverläufe von Nachklärbecken zweier Kläranlagen enthalten, die im Jahr 2004 Temperaturen zwischen 8,0 °C und 23,5 °C aufweisen.

Abbildung 48: Temperaturverlauf im Ablauf einer großen Kläranlage, Tagesmaximum und Tagesminimum für das Jahr 2004



Quelle: LANUV 2006

Abbildung 49: Wassertemperaturen im Rhein für die Messstellen Köln und Rees für 2004



Quelle: WSV

In Abbildung 49 sind zum prinzipiellen Vergleich der Kläranlagenablauftemperaturen in Abbildung 48 die Wassertemperaturen im Rhein als Tagesmittelwerte für die Messstellen Köln und Rees aufgetragen. Beide Ganglinien folgen einem deutlichen Jahresgang, der durch die allgemei-

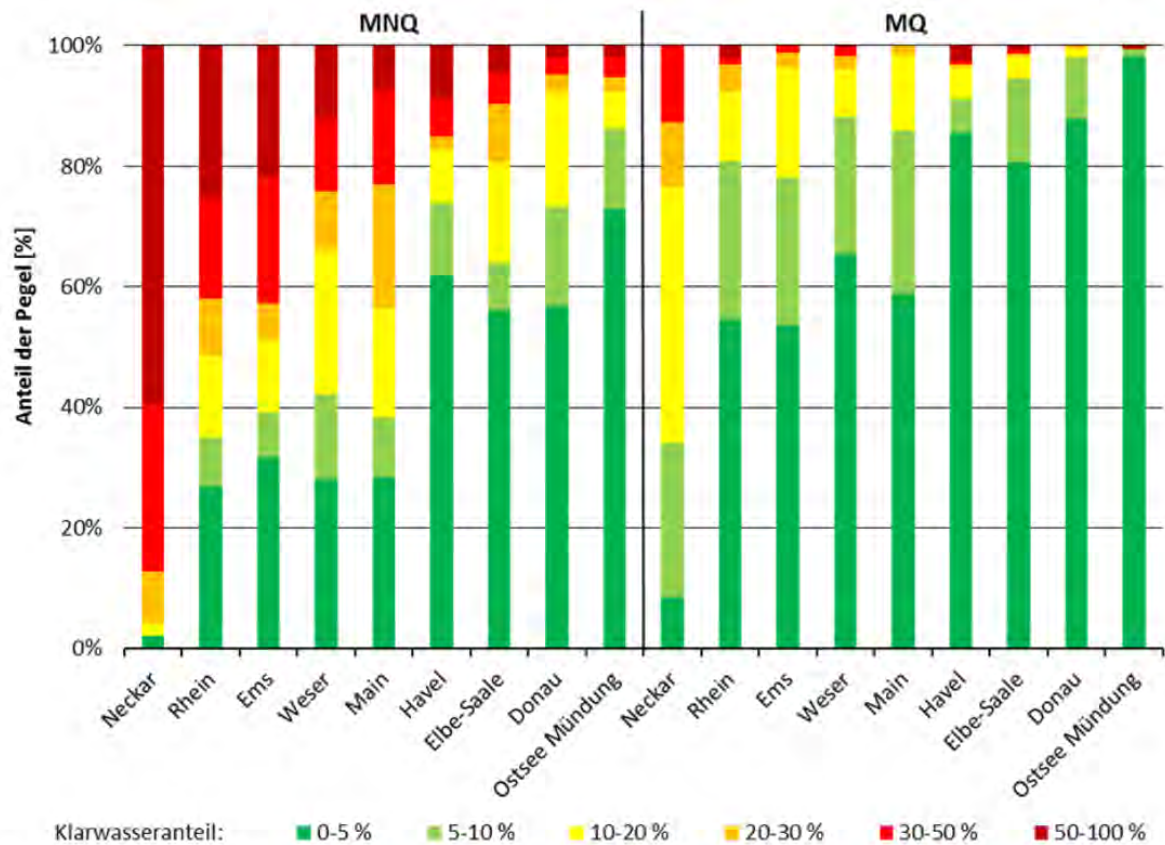
nen Witterungsbedingungen gegeben ist. Einzelne Maxima und Minima sind in beiden Ganglinien zu erkennen, was eindeutig auf den Witterungseinfluss zurückzuführen ist. Die Unterschiede zwischen Winter- und Sommertemperaturen sind im Kläranlagenablauf nicht so groß, wie im Fließgewässer. Der Kläranlagenablauf sinkt nicht unter 10 °C, bedingt durch den warmen Kläranlagenzulauf. Der Rhein kühlt sich auf ca. 5° C ab. Im Sommer liegt der Kläranlagenablauf in den Maximalwerten etwas unter den Rheintemperaturen. Aus diesem prinzipiellen Vergleich lässt sich folgern, dass die Temperatureinflüsse im Winter durch Kläranlageneinleitungen örtlich gravierender sind als die Temperatureinflüsse im Sommer. Für die Sommermonate kann davon ausgegangen werden, dass das Abwasser im Reinigungsprozess, z.B. durch die Exposition in den Nachklärbecken mit großer Wasseroberfläche, bis auf das ungefähre Niveau der Gewässertemperatur aufgewärmt wird. Bei kühlen, kleineren Gewässern der Mittelgebirge ggf. auch darüber. Die Kläranlageneinleitungen an größeren Gewässern, an denen die großen Kraftwerke liegen, werden daher für die Sommermonate mit hohen Wassertemperaturen als unkritisch gesehen, da die Kläranlagenabläufe nicht so deutlich wärmer sind, dass sie zu einer zusätzlichen signifikanten Erwärmung des Fließgewässers führen könnten. In den Wintermonaten wird die Situation an den größeren Gewässern ebenfalls als unkritisch eingestuft, da der Kläranlagenablauf im Verhältnis zum Gesamtabfluss gering ist. An kleineren Gewässern und lokal an den Einleitstellen kann es zu unnatürlichen Situationen des Temperaturhaushalts kommen, die örtlich zu untersuchen und zu bewerten sind. In den kontinuierlichen Messwerten der Gewässertemperatur, wie sie in Abbildung 45 bis Abbildung 47 und Abbildung 49 dargestellt sind, sind die Einflüsse aus den Kläranlageneinleitungen bereits enthalten.

Die Jahresabwassermenge betrug gemäß Statistischem Bundesamt (DESTATIS 2019b) im Jahr 2016 9,581 Milliarden m³, davon waren 5,055 Milliarden m³ häusliches und betriebliches Schmutzwasser. Das Abwasser stammt aus insgesamt 9.105 Abwasserbehandlungsanlagen mit 117,6 Mio. angeschlossenen Einwohnerwerten, bzw. 79,0 Mio. angeschlossenen Einwohnern.

Bezogen auf die bundesweite Wasserbilanz hat der Kläranlagenabfluss einen Anteil von 9,0 % (Gesamtabwassermenge) bzw. 4,7 % (häusl. u. betr. Schmutzwasser) an dem Gesamtoberflächenabfluss von 107 Milliarden m³ (langjähriges Mittel von 1961 – 1990). Lokal kann der Abwasseranteil die natürlichen Abflussanteile um ein Vielfaches überschreiten, wie z. B. direkt unterhalb des Gruppenklärwerks des Niersverbandes an der Niers in Nordrhein-Westfalen. Hier liegt der hohe Anteil an dem Missverhältnis zwischen der natürlichen Wasserführung und der Größe der angeschlossenen Siedlungsfläche mit den Städten Mönchengladbach, Viersen und weiteren Kommunen. Bis zur Mündung in die Maas liegt der Abwasseranteil am MQ in der Niers noch bei min. 25 % (Hydrotec, 2014). Auch in Kopfgebieten kleiner Gewässer und bei staugeregelten und Gewässern mit umfangreicherer Wasserentnahme wie der Ruhr in Nordrhein-Westfalen kann der Abwasseranteil hoch sein. Hier liegt der Abwasseranteil am MNQ bei über 50 % und am MQ bei ca. 13 %.

In der Studie „Dynamik der Klarwasseranteile in Oberflächengewässern und mögliche Herausforderung für die Trinkwassergewinnung in Deutschland“ hat das Umweltbundesamt den Anteil an gereinigtem Abwasser (Klarwasser) am Oberflächenabfluss bundesweit untersuchen lassen (UBA 2018b). In Abbildung 50 sind für ausgewählte Flusseinzugsgebiete die Anteile an gereinigtem Abwasser in Prozent des mittleren Niedrigwasserabflusses (MNQ) und des mittleren Abflusses (MQ) aufgelistet. Der Fokus dieser Studie lag auf Betrachtungen zur Gewässergüte, da ein erheblicher Anteil der Trinkwassergewinnung über die Aufbereitung von Uferfiltrat oder über künstliche Grundwasseranreicherung erfolgt.

Abbildung 50: Verteilung der Klarwasseranteile ausgewählter Flusseinzugsgebiete unter MNQ- und MQ-Abflussbedingungen unter Berücksichtigung aller Pegel (n=2344) (UBA 2018b)

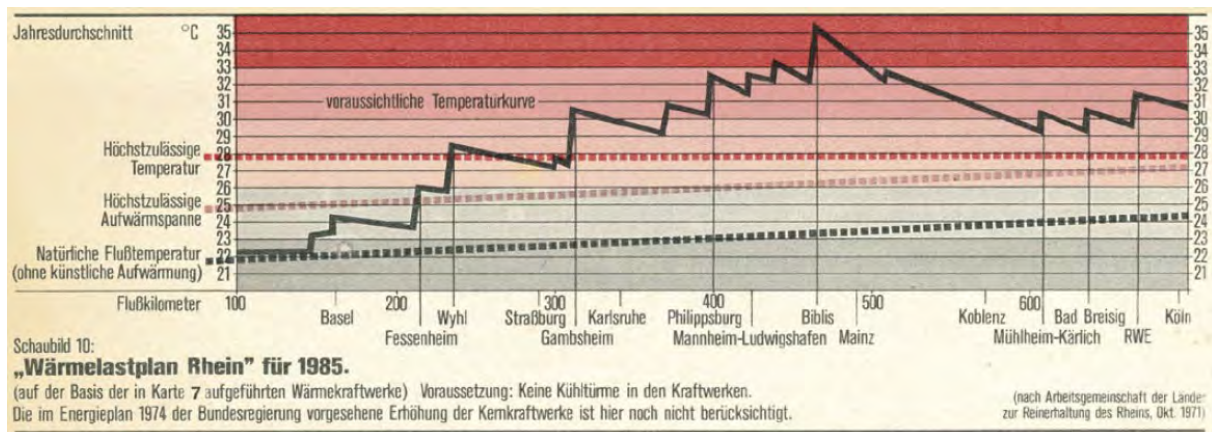


Quelle: Darstellung der TU München, Lehrstuhl für Siedlungswasserwirtschaft

7.4 Wärmelastpläne in der Vergangenheit

In den 1970er Jahren wurden in Deutschland im Zuge des getätigten und geplanten weiteren Kraftwerkbaus und absehbaren Problemen der übermäßigen Wärmebelastung der Gewässer Untersuchungen zum Wärmeeintrag durchgeführt (s. u.a. Zimmermann und Kobus (1973) und Kobus (1979)) und Wärmelastpläne aufgestellt. Für den Rhein wurde der erste Wärmelastplan 1971 durch die Arbeitsgemeinschaft der Länder zur Reinhaltung des Rheins aufgestellt.

Abbildung 51: Darstellung des Wärmelastplans Rhein von 1971 (Prognose für 1985), erstellt von der Arbeitsgemeinschaft der Länder zur Reinhaltung des Rheins, Abbildung aus BUND (2009)



Quelle: Abbildung aus: Information zur politischen Bildung 162, nach der Temperaturprognose des Rheins im Sommer 1985

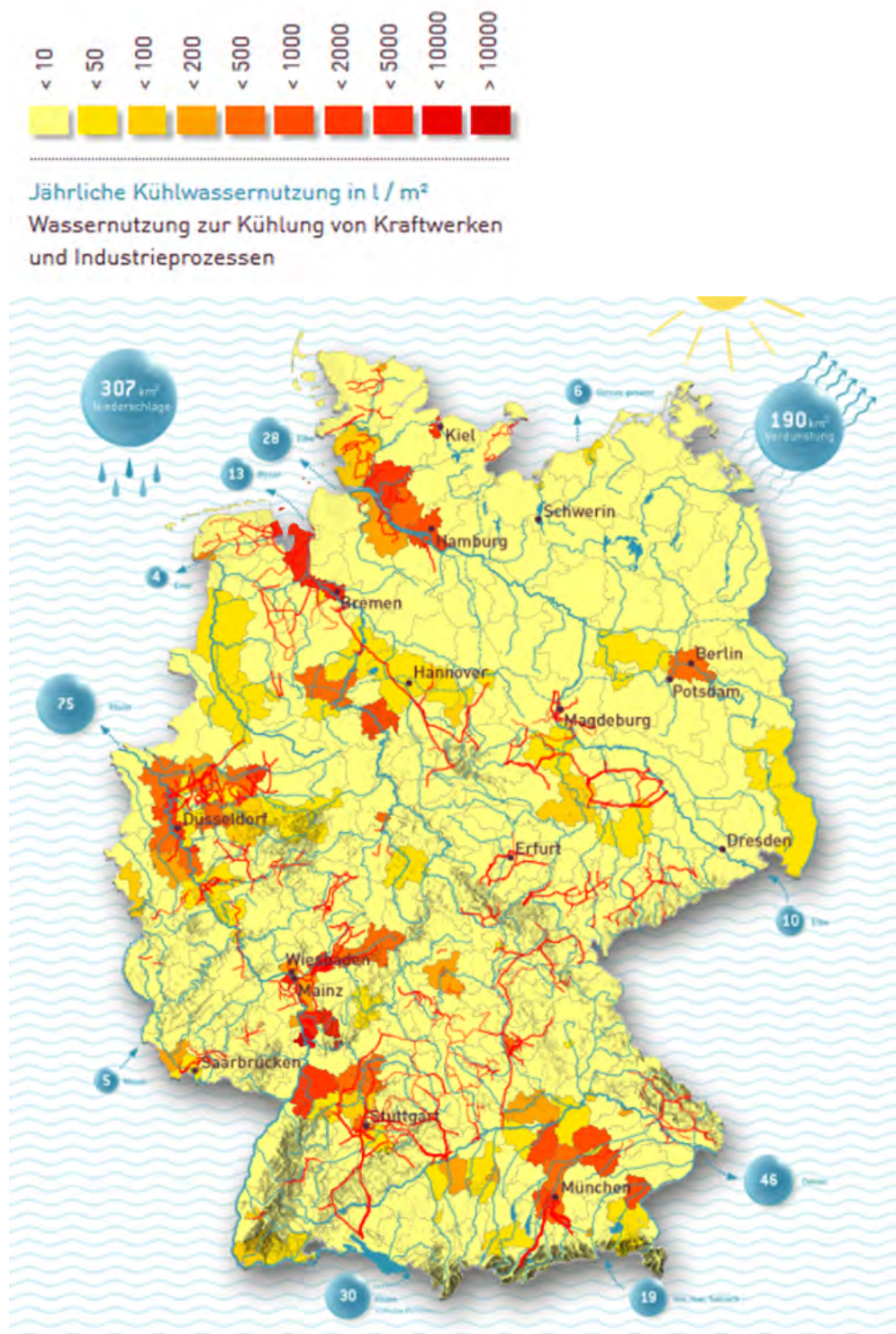
Der in Abbildung 50 gezeigte Temperaturlängsschnitt zeigt eine Berechnungsvariante (ohne Kühltürme), die bei einer angenommenen Wärmeeinleitung für das damalige zukünftige Jahr 1985 Temperaturen beinhaltet, die weit über der definierten höchstzulässigen Gewässertemperatur von 28 °C liegen.

Erkenntnisse wie diese führten dazu, dass Kraftwerksbetriebsgenehmigungen mit einer entsprechenden auferlegten Begrenzung der Wärmeeinleitung (maximale Aufwärmspanne, maximale Temperatur des eingeleiteten Abwassers und maximale Gewässertemperatur unterhalb der Einleitstelle) erteilt wurden. In der Folge wurden die deutschen Kraftwerke am Rhein mindestens mit einer zuschaltbaren Kühlturmkühlung ausgestattet. Weitere Wärmelastpläne wurden für andere größere deutsche Flüsse aufgestellt, z. B. für die Elbe im Jahr 1973 von der Arbeitsgemeinschaft für die Reinhaltung der Elbe, der in 2008 vom Sonderaufgabenbereich der Länder Hamburg, Niedersachsen und Schleswig-Holstein aktualisiert wurde.

Stand der aktuellen Technik ist eine geschlossene Kreislaufkühlung im Kühlturm, die faktisch keine Wärmebelastung des Gewässers mehr darstellt. Dies trifft für die 92 Kraftwerke der Tabelle 37 zu. Aktuelle Hinweise zur Beurteilung von Wärmeeinleitungen zur Beachtung in der Genehmigungspraxis finden sich in der Ausarbeitung des Bayerischen Landesamtes für Umwelt (BLfU 2013a).

Der begonnene und fast vollzogene Ausstieg aus der Kernkraft (bis Ende 2022), die Kraftwerksstillegung von konventionellen thermischen Kraftwerken aus Gründen der Unrentabilität sowie die Nachbesserung der Kühltechnik haben bereits in den letzten Jahren zu einer Verringerung der Wärmebelastung durch anthropogene Einleitungen geführt. Nichtsdestotrotz gibt es in einzelnen Gewässern und Gewässerabschnitten auf Grund weiterer Wärmeeinleitungen und der örtlichen Strömungsverhältnisse und meteorologischen Verhältnisse durchaus temporär und lokal deutliche Temperaturdefizite.

Abbildung 52: Wassernutzung für Kühlzwecke auf Landkreisebene



Quelle: BMU 2003

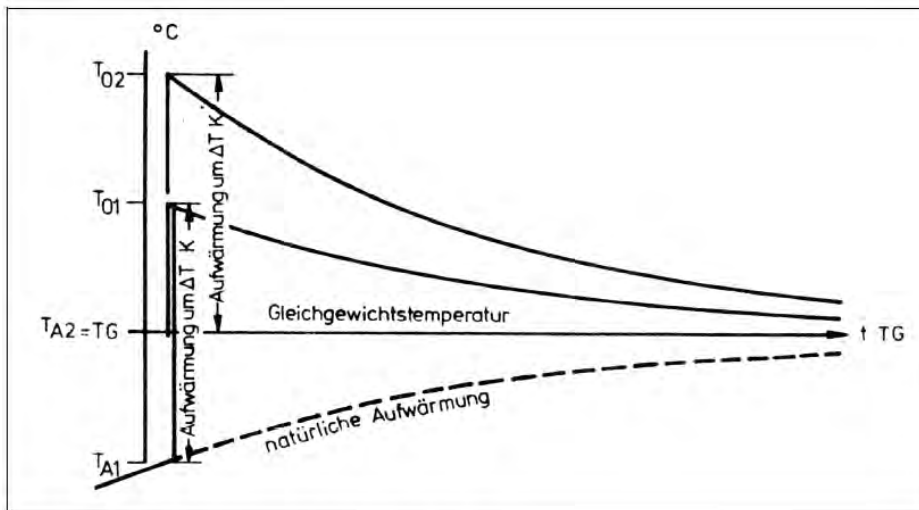
Die räumliche Verteilung des Kühlwasserbedarfs zeigt Abbildung 52. Hier wird dargestellt der Kühlwasserbedarf mit Stand 2003 für Kraftwerke und Industrieprozesse. Die Ergebnisse sind daher bedingt vergleichbar mit den aktuellen Werten dieser Studie, da sie den Kraftwerkspark inkl. Atomkraftwerken im Jahr 2003 beinhaltet. Es wird aber die räumliche Verteilung des Kühlwasserbedarfs deutlich, die zeigt, dass die Kraftwerksstandorte sich einerseits wegen des Kühlwasserbedarfs (in früheren Zeiten ausschließlich für Durchlaufkühlung) an den großen

Flüssen orientieren, zum anderen an den Industrieregionen und großen Siedlungsregionen und des Weiteren an den regionalen Vorkommen der Braunkohle.

7.5 Modelltechnische Quantifizierung der Wärmeeinleitung

Den Berechnungen der Temperaturlängsschnitte der Wärmelastpläne liegt ein vereinfachtes Verfahren zugrunde, das den Abkühlungsvorgang mit der Zeit - oder entlang einer Fließstrecke für stationäre Abflussverhältnisse - auf Basis einer Exponentialfunktion beschreibt. Die Methode wurde in den 1970er Jahren entwickelt und ist zum Beispiel in LAWA (2013) beschrieben.

Abbildung 53: Temperaturverlauf in Fließgewässern als Aufwärmung oder Abkühlung in Abhängigkeit der Gleichgewichtstemperatur



Quelle: LAWA 2013

Der Temperaturverlauf wird in Abhängigkeit der Zeit nach folgender Formel berechnet, die in bereits in LAWA (1991) als Exponentialverfahren beschrieben ist.

$$T(t) = T_G + (T_0 - T_G) \cdot e^{-K \cdot t / (c \cdot \rho \cdot H)}$$

Mit:

- ▶ t : Zeit
- ▶ $T(t)$: Temperatur zum Zeitpunkt t in Kelvin
- ▶ T_G : Gleichgewichtstemperatur in Kelvin
- ▶ T_0 : Temperatur zum Zeitpunkt 0 in Kelvin
- ▶ K : Abkühlrate in $\frac{W}{m^2 \cdot K}$
- ▶ $c = 4,1868 \frac{KJ}{kg \cdot K}$: spezifische Wärmekapazität
- ▶ $\rho = 1000 \frac{kg}{m^3}$: Wasserdichte
- ▶ H : Wassertiefe in Metern, muss größer Null sein

Den Autoren der Studie steht ein hydrodynamisches Berechnungsmodell zur Verfügung, in das dieses Temperaturabkühlungsverfahren als Ergänzung zum Stofftransport- und Mischungs-Modul implementiert wurde. Dabei handelt es sich um das Wellenablaufmodul HDR (hydrodynamischer Rechenkern), das Bestandteil der hydrologischen Modellierungs-Software NASIM (Hydrotec 2019) ist.

Die Mischungsrechnung für Stoffe beruht in NASIM auf der Advektions-Diffusions-Gleichung

$$\frac{\partial(A \cdot T)}{\partial t} + \frac{\partial(Q \cdot T)}{\partial x} - \frac{\partial}{\partial x} \left(A \cdot D \frac{\partial T}{\partial x} \right) = T_{in} \cdot q - T \cdot s$$

Mit:

- ▶ T: Temperatur in °C
- ▶ A: durchströmte Querschnittsfläche in Quadratmetern
- ▶ Q: Abfluss in m3/s
- ▶ x: Ort längs Fließstrecke in Metern
- ▶ t: Zeit in Sekunden
- ▶ D: Diffusionskoeffizient in m2/s, vom Nutzer editierbar
- ▶ T_{in} : Zuflusstemperatur in °C
- ▶ q: Quellterm in m2/s
- ▶ s: Senkenterm in m2/s

Für die vorzugebene Abkühlrate K sind in LAWA (1991) Nomogramme angegeben, mit denen K in Abhängigkeit des zu wählenden meteorologischen Szenarios abgeschätzt werden kann.

NASIM HDR nutzt explizites Runge-Kutta-Verfahren zur Lösung der gewöhnlichen Differentialgleichung mit variabler Wassertiefe:

$$\frac{d}{dt} T(t) = (T_G - T(t)) \cdot \frac{K}{c \cdot \rho \cdot H}$$

Dieses Verfahren kann perspektivisch für Gewässerstrecken zur Beurteilung einer Änderung der Kühlwasser- und Wärmeeinleitung auf den Temperaturhaushalt angewandt werden. Es ist ein vereinfachtes Verfahren, dem keine differenzierte Temperaturhaushaltberechnung auf Basis von Strahlungsdaten etc. durchführt.

Für eine Betrachtung der Wärmeeinleitung böte es sich an, die für die Temperaturentwicklung ungünstigsten Zustände im Gewässer; ein Zusammentreffen von geringen Abflüssen unter MNQ mit hohen äußeren Lufttemperaturen, wie sie in den letzten Niedrigwasserperioden in 2003, 2006 und 2018 in Deutschland zu beobachten waren, anzusetzen.

Aufgrund der verfügbaren Datenlage (Abflüsse und Temperaturen für Hauptgewässer und Nebengewässer) und der inzwischen eingetretenen, aktuellen reduzierten Wärmeeinleitungssituation liefert eine erneute, vereinfachte Wärmelastplan-Berechnung keine weitergehenden Erkenntnisse, die entscheidungsrelevant oder relevant für die Handlungsanleitung sein können.

Die Analysen einzelner Kraftwerksstandorte am Rhein zeigten, dass die Temperaturerhöhungen im Rhein pro Standort auch unter ungünstigen Verhältnissen bei einer vollständigen Durchmi-

schung gering sind. Die ehemals vorhandenen Temperatureinleitungen aus Durchlaufkühlungen, bevor der Betrieb von Kühltürmen verpflichtend wurde, sind in den Auswirkungen nicht mehr vorhanden. Dies liegt an der Umstellung der Kühltechnik und an der zwischenzeitlichen Stilllegung von Atomkraftwerken. Zudem zeigen die Auswertungen der Messwertganglinien von Abflüssen und Temperaturen im Rhein, dass eine große natürliche Variabilität vorliegt, die um ein Vielfaches höher ist, als die Einflüsse der aktuellen Temperatureinleitungen. Für die Einschätzung der Wärmeeinleitungen wurde daher entschieden, auf eine Gesamtmodellierung der Wärmelast des Rheins zu verzichten, sondern für die einzelnen Kraftwerke eine Untersuchung mit aktuellen Betriebsdaten der Energieproduktion vorzunehmen.

7.6 Betrachtung der Case Studies

7.6.1 Kühlwasserbedarf

Im folgenden Kapitel wird die Veränderung des Kühlwasserbedarfs für die Zeithorizonte 2025 und 2040/2050 für das gesamte Bundesgebiet (Tabelle 77, Tabelle 78) aufgeschlüsselt für die Kraftwerkstypen dargestellt.

Tabelle 77: Kühlwasserbedarf für KW, Case Study 2025 (Erl. Attribute s. Tabelle 72)

KW Typ	Anzahl	El_B [MW]	El_N [MW]	WAK [MW]	OS KB [MW]	WEGew mWAK [MW]	WEGew oWAK [MW]	KühlW mWAK [m³/s]	KühlW oWAK [m³/s]
KKW	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0
STK	5	2.475	2.302	1.800	3.570	1.803	3.058	43,1	73,0
GUD	16	5.910	5.644	2.935	4.621	1.871	3.658	44,7	87,4
DGAS	4	1.344	1.250	165	2.037	1.671	1.836	39,9	43,8
Summe	25	9.729	9.195	4.900	10.229	5.345	8.552	127,7	204,3

Tabelle 78: Kühlwasserbedarf für KW, Case Study 2040/2050 (Erl. Attribute s. Tabelle 72)

KW Typ	Anzahl	El_B [MW]	El_N [MW]	WAK [MW]	OS KB [MW]	WEGew mWAK [MW]	WEGew oWAK [MW]	KühlW mWAK [m³/s]	KühlW oWAK [m³/s]
KKW	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0
STK	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0
GUD	16	5.910	5.644	2.935	4.621	1.871	3.658	44,7	87,4
DGAS	4	1.344	1.250	165	2.037	1.671	1.836	39,9	43,8
Summe	20	7.254	6.893	3.100	6.659	3.542	5.494	84,6	131,2

In Tabelle 79 und Tabelle 80 ist die Entwicklung des Kühlwasserbedarfs für das ganze Bundesgebiet für die Case Studies beschrieben. Der Zustand 2017 ist zu 100 % gesetzt. Der Kühlwasserbedarf nimmt überproportional (2040/2050 noch 37 %) im Verhältnis zur Reduzierung der Kraftwerksanzahl (2040/2050 noch 61 %) ab. Dies liegt an der Stilllegung der Kohle- und Kernkraftwerke mit einem höheren spezifischen Kühlbedarf. Die Jahresmengen nehmen entspre-

chend ab: von 7,2 Mrd. m³/a (2017) über 4,1 Mrd. m³/a (2025) bis zu 2,6 Mrd. m³/a (2040/2050).

Tabelle 79: Kühlwasserbedarf der Case Studies im Vergleich (Erl. Attribute s. Tabelle 72)

Case Study	Anzahl KW	El_B [MW]	El_N [MW]	WAK [MW]	OS KB [MW]	WEGew mWAK [MW]	WEGew oWAK [MW]	KühlW mWAK [m ³ /s]	KühlW oWAK [m ³ /s]
2017	33	14.016	13.182	6.583	17.111	10.626	14.945	253,8	356,9
2025	25	9.729	9.195	4.900	10.229	5.345	8.552	127,7	204,3
2040/50	20	7.254	6.893	3.100	6.659	3.542	5.494	84,6	131,2
2017	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
2025	76%	69%	70%	74%	60%	50%	57%	50%	57%
2040/2050	61%	52%	52%	47%	39%	33%	37%	33%	37%

Tabelle 80: Jahreskühlwasserbedarf der Case Studies im Vergleich

Kühlwasser	Case Study	Jahresmenge [Mio. m ³ /a]
mit Wärmeauskopplung	2017	8.003
ohne Wärmeauskopplung	2017	11.257
mit Wärmeauskopplung	2025	4.026
ohne Wärmeauskopplung	2025	6.441
mit Wärmeauskopplung	2040/2050	2.668
ohne Wärmeauskopplung	2040/2050	4.138

Tabelle 81 und Tabelle 82 zeigen den Rückgang des Kühlwasserbedarfs für das Rheingebiet. Die Anzahl der Kraftwerke geht von 19 (2017) über 16 (2025) auf 13 (2040/2050) zurück. Der Rückgang der Kühlwassermenge nimmt deutlicher ab: auf 51 % der Menge von 2017 in der Case Study 2040/2050 gegenüber der Anzahl (68 % in Case Study 2040/2050). Die elektrische Nettoleistung der verbleibenden Kraftwerke liegt in Case Study 2040/2050 noch bei 65 % der Nettoleistung von 2017.

Tabelle 81: Kühlwasserbedarf der Case Studies im Vergleich, Rheineinzugsgebiet (Erl. Attribute s. Tabelle 72)

Case Study	Anzahl KW	El_B [MW]	El_N [MW]	WAK [MW]	OS KB [MW]	WEGew mWAK [MW]	WEGew oWAK [MW]	KühlW mWAK [m³/s]	KühlW oWAK [m³/s]
2017	19	6.733	6.362	5.228	7.084	2.463	6.003	58,8	143,4
2025	16	5.780	5.476	3.905	5.709	2.014	4.802	48,1	114,7
2040/50	13	4.340	4.137	2.890	3.632	1.269	3.042	30,3	72,7
2017	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
2025	84%	86%	86%	75%	81%	82%	80%	82%	80%
2040/2050	68%	64%	65%	55%	51%	52%	51%	52%	51%

Tabelle 82: Jahreskühlwasserbedarf der Case Studies im Vergleich, Rheineinzugsgebiet

Kühlwasser	Case Study	Jahresmenge [Mio. m³/a]
<u>mit</u> Wärmeauskopplung	2017	1.855
<u>ohne</u> Wärmeauskopplung	2017	4.522
<u>mit</u> Wärmeauskopplung	2025	1.517
<u>ohne</u> Wärmeauskopplung	2025	3.617
<u>mit</u> Wärmeauskopplung	2040/2050	956
<u>ohne</u> Wärmeauskopplung	2040/2050	2.291

Tabelle 83 und Tabelle 84 zeigen den Rückgang des Kühlwasserbedarfs für das Elbegebiet. Hier sind 2017 nur zwei Kraftwerke mit Durchlaufkühlung vorhanden; das Kernkraftwerk Brokdorf an der Tideelbe und das Steinkohle-Heizkraftwerk Hamburg-Tiefstack. Beide Kraftwerke liegen im Tidebereich der Nordsee und sind 2040/2050 vom Netz, so dass der Kühlwasserbedarf auf Null zurückgeht. In Case Study 2050 ist noch ein Kühlwasserbedarf von ca. 8 % im Vergleich zu 2017 vorhanden.

Tabelle 83: Kühlwasserbedarf der Case Studies im Vergleich, Elbeeinzugsgebiet (Erl. Attribute s. Tabelle 72)

Case Study	Anzahl KW	El_B [MW]	El_N [MW]	WAK [MW]	OS KB [MW]	WEGew mWAK [MW]	WEGew oWAK [MW]	KühlW mWAK [m³/s]	KühlW oWAK [m³/s]
2017	2	1.685	1.567	785	3.129	2.749	2.989	65,6	71,4
2025	1	205	191	785	296	0	241	0	5,7

Case Study	Anzahl KW	El_B [MW]	El_N [MW]	WAK [MW]	OS KB [MW]	WEGew mWAK [MW]	WEGew oWAK [MW]	KühlW mWAK [m³/s]	KühlW oWAK [m³/s]
2040/50	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
2025	50%	12%	12%	100%	9%	0%	8%	0%	8%
2040/2050	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Tabelle 84: Jahreskühlwasserbedarf der Case Studies im Vergleich, Elbeeinzugsgebiet

Kühlwasser	Case Study	Jahresmenge [Mio. m³/a]
<u>mit</u> Wärmeauskopplung	2017	2.070
<u>ohne</u> Wärmeauskopplung	2017	2.251
<u>mit</u> Wärmeauskopplung	2025	0
<u>ohne</u> Wärmeauskopplung	2025	181
<u>mit</u> Wärmeauskopplung	2040/2050	0
<u>ohne</u> Wärmeauskopplung	2040/2050	0

Tabelle 85 zeigt für alle Flussgebiete und Kraftwerkstypen den Kühlwasserbedarf für Case Study 2025. Entsprechend der Anzahl und der Verteilung der Kraftwerke ist im Rheineinzugsgebiet der größte Kühlwasserbedarf mit ca. 115 m³/s (Gesamtbedarf 204 m³/s) vorhanden.

Auch in Case Study 2040/2050 (s. Tabelle 86), wenn nur noch die Gaskraftwerke (DGAS, GUD) aktiv sind, macht der Kühlwasserbedarf im Rheingebiet in der Summe mehr als die Hälfte des gesamten bundesweiten Kühlwasserbedarfs aus (204 m³/s).

Tabelle 85: Kühlwasserbedarf für Flussgebiete und Kraftwerkstypen für Case Study 2025

Flussgebiete / Kraftwerkstypen	Anzahl KW	WEGew mWAK [MW]	WEGew oWAK [MW]	KühlW mWAK [m³/s]	KühlW oWAK [m³/s]
Donau	4	1.937	1.962	46,3	46,9
DGAS	2	1.135	1.160	27,1	27,7
GUD	2	801	801	19,1	19,1
Elbe	1	0	241	0,0	5,7
STK	1	0	241	0,0	5,7
Rhein	16	2.014	4.802	48,1	114,7

Flussgebiete / Kraftwerkstypen	Anzahl KW	WEGew mWAK [MW]	WEGew oWAK [MW]	KühlW mWAK [m³/s]	KühlW oWAK [m³/s]
DGAS	1	343	483	8,2	11,5
GUD	12	926	2.559	22,1	61,1
STK	3	745	1.760	17,8	42,0
Weser	4	1.394	1.547	33,3	37,0
DGAS	1	192	192	4,6	4,6
GUD	2	144	298	3,4	7,1
STK	1	1.057	1.057	25,3	25,3
Gesamtergebnis	25	5.345	8.552	127,7	204,3

Tabelle 86: Kühlwasserbedarf für Flussgebiete und Kraftwerkstypen für Case Study 2040/2050

Flussgebiete / Kraftwerkstypen	Anzahl KW	WEGew mWAK [MW]	WEGew oWAK [MW]	KühlW mWAK [m³/s]	KühlW oWAK [m³/s]
Donau	4	1.937	1.962	46,3	46,9
DGAS	2	1.135	1.160	27,1	27,7
GUD	2	801	801	19,1	19,1
Rhein	13	1.269	3.042	30,3	72,7
DGAS	1	343	483	8,2	11,5
GUD	12	926	2.559	22,1	61,1
Weser	3	336	490	8,0	11,7
DGAS	1	192	192	4,6	4,6
GUD	2	144	298	3,4	7,1
Gesamtergebnis	20	3.542	5.494	84,6	131,2

7.7 Beurteilung der Wärmeeinleitung

7.7.1 Natürliche Variabilität in den Abflüssen und Temperaturen

Kriterien für die Wärmeeinleitung sind die Temperatur des erwärmten, wieder eingeleiteten Kühlwassers sowie die Aufwärmspanne des Gewässers nach Wiederaufnahme des Kühlwassers nach Durchmischung. Die Aufwärmspanne ist abhängig von der Menge des Kühlwassers und seiner Temperatur (Wärmeenergie) und der Abflussmenge und der Temperatur des Gewässers, in das die Wärmeeinleitung erfolgt.

Exemplarisch wurden die Abfluss- und Temperaturverhältnisse am Rhein untersucht, um eine Abschätzung der Bedeutung der Wärmeeinleitung durch die Kraftwerke am Rhein zu erhalten.

Abbildung 54 zeigt die Lage der Kraftwerke und die Lage der Messstellen für Wassertemperatur und Abflüsse am Rhein. Die Kraftwerke sind durch Kreise symbolisiert, die Messstellen durch Fünfecke.

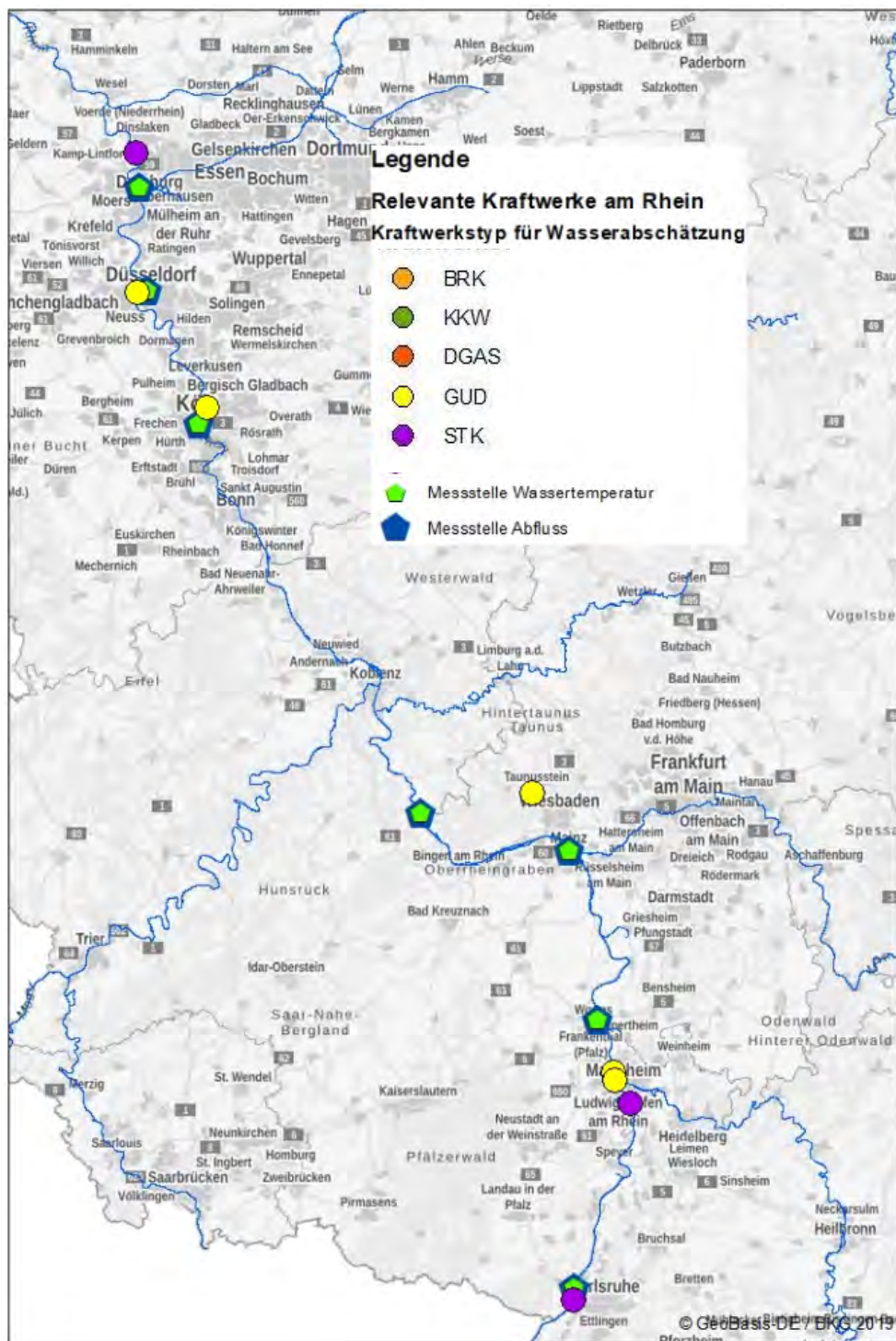
Die Messdaten an den Pegeln für Abflüsse und Temperaturen wurden im Auftrag der Wasserstraßen- und Schifffahrtsverwaltung des Bundes (WSV) durch die Bundesanstalt für Gewässerkunde (BfG) bereitgestellt.

Folgende Messstellen wurden ausgewertet:

Tabelle 87 **Messstellen am Rhein (WSV)**

Pegelnummer	Name	Fluss-km Rhein
23700200	Maxau	362,30
23700602	Speyer	400,60
23900204	Worms	443,40
25100107	Mainz	498,27
25700104	Kaub	546,30
25900704	Koblenz	591,49
27100403	Andernach	613,78
27100800	Bonn	654,80
27300107	Köln	688,00
27500106	Düsseldorf	744,20
27700105	Duisburg-Ruhrort	780,80
27700400	Wesel	814,00
27900104	Rees	837,40
27900206	Emmerich	851,9

Abbildung 54: Lage der Kraftwerke und der Wassertemperatur- und Abflussmessstellen am Rhein



Quelle: eigene Darstellung

Die folgenden Abbildungen zeigen die Jahrgänge in den Abflüssen und den Gewässertemperaturen für die Messstellen Rees, Köln, Kaub, Worms und Karlsruhe.

In Abbildung 55 ist beispielhaft zu sehen, dass die Temperaturen analog zu den Lufttemperaturen einen sehr deutlichen Jahresgang aufweisen. In Abhängigkeit der großskaligen Wetterlagen unterscheiden sich die Sommertemperaturen von Jahr zu Jahr in den Maximalwerten und die Wintertemperaturen in den Minimalwerten. Im Sommer 1993 beträgt die Maximaltemperatur der ausgewerteten Messstellen ca. 24 °C.

Im Sommer 1994 gehen die Temperaturen bis auf über 28 °C hinaus. Im Sommer 1997 steigen die Temperaturen maximal auf Werte von ca. 27 °C. Im Winter fallen die Temperaturen nicht unter 4 °C.

Die Abflüsse weisen in den Jahreswechseln 1993/1994 sehr hohe Werte auf, ebenso im Januar 1995. Üblicherweise nehmen die Abflüsse im pluvial-dominierten Abflussregime im Sommer ab. Im Jahr 1993 ist der Abfluss im Sommer / Herbst höher als im Frühjahr 1993. Im Jahr 1994 kann man die Abnahme der Abflüsse in der zweiten Jahreshälfte beobachten.

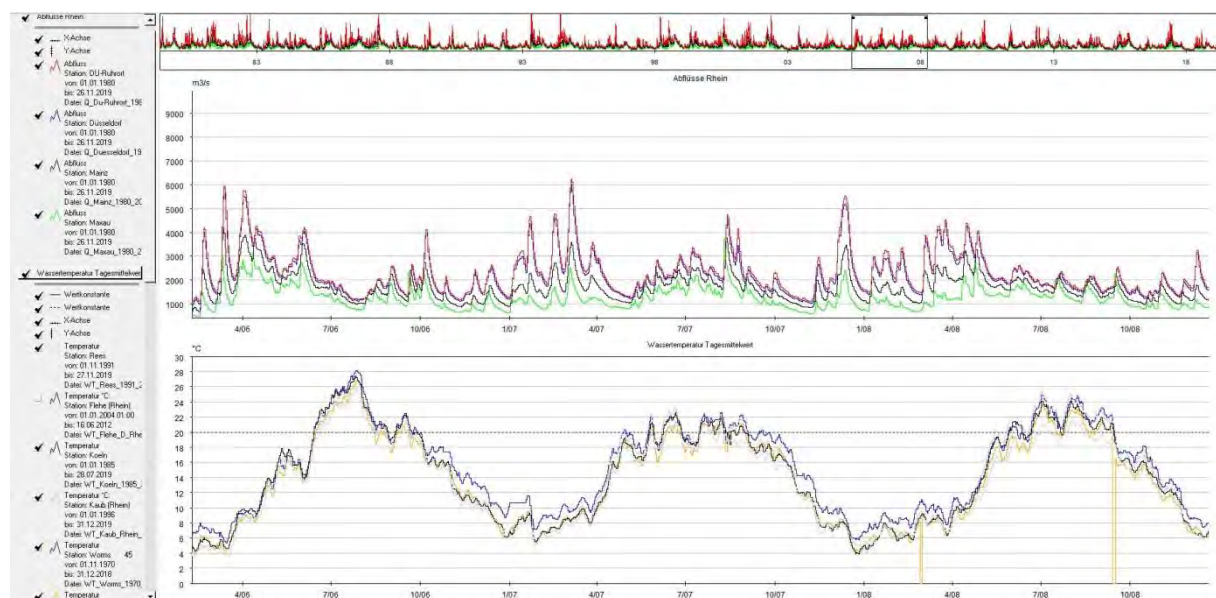
Abbildung 55: Abfluss- und Temperaturanglinien am Rhein in den Jahren 1993 bis 1995



Quelle: eigene Darstellung mit Daten der WSV

Abbildung 56 zeigt drei Jahre (2006 bis 2008), die abflussärmer sind. Die Winterhochwasser finden kaum statt. Im Sommer 2017 sind die Abflüsse deutlich erhöht, was mit einer niedrigen Maximaltemperatur des Wassers einhergeht (maximal bis ca. 22 °C). Beide Werte sind von der großräumigen Wetterlage abhängig. Gleichzeitig ist im Sommer 2008 zu sehen (Juli bis Oktober), dass die Abflüsse und die Gewässertemperaturen miteinander korrespondieren. Erhöhte Abflüsse, wie sie in der Abfolge von kleineren Hochwasserereignissen auftreten, führen im Rhein zu Temperaturabnahmen, die durch das zufließende kältere Wasser der Nebenflüsse und Zwischeneinzugsgebiete bedingt sind. Die Maximaltemperaturen steigen im Jahr 2006 kurzfristig auf 28 °C, sinken dann aber wieder schnell auf ca. 20 °C.

Abbildung 56: Abfluss- und Temperaturganglinien am Rhein in den Jahren 2006 bis 2008

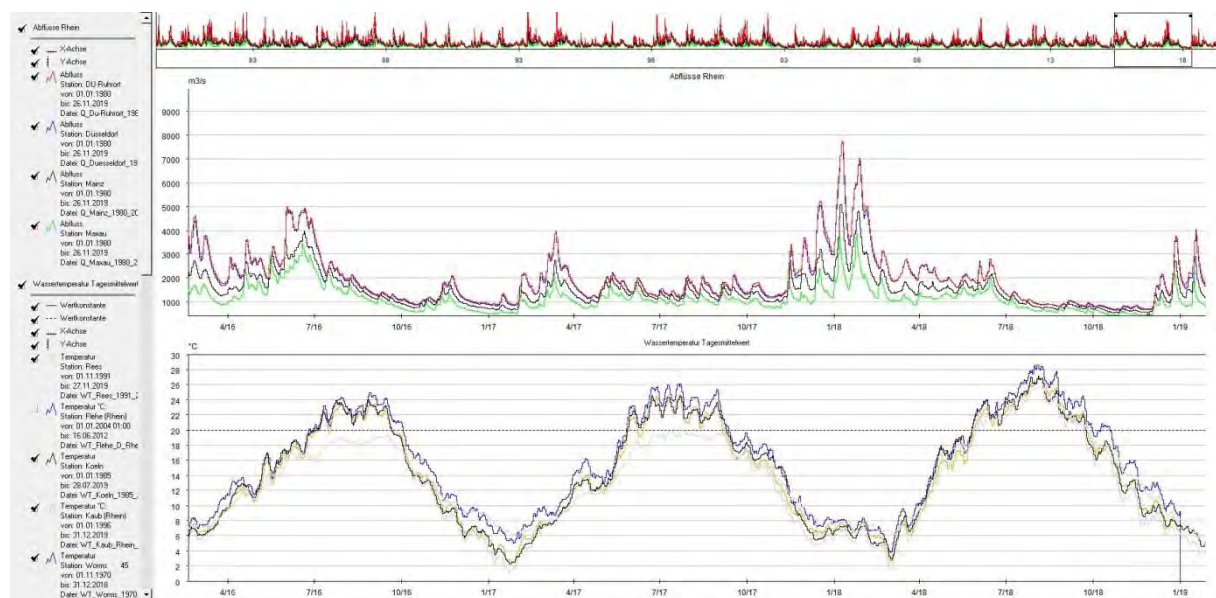


Quelle: eigene Darstellung mit Daten der WSV

Abbildung 57 zeigt die Temperatur und Abflussverhältnisse für die Jahre 2016 bis 2018. Der Frühsommer 2016 ist abflussreich. Der Abfluss nimmt dann exponentiell ab und erreicht im Januar 2017 einen Minimalwert wegen ausbleibender winterlicher Niederschläge. Im Sommer 2016 steigen die Wassertemperaturen nur auf maximal ca. 24 °C an und fallen dann zum Januar 2017 bis auf minimal 2 °C ab. Die geringen Abflüsse können sich deutlicher abkühlen, als die höheren Winterabflüsse im Jahreswechsel 2017/2018, die zu Minimaltemperaturen von durchschnittlich ca. 7 °C führen. Im Sommer 2017 ist der Basisabfluss im Rhein leicht erhöht. Die Temperaturen steigen auf maximal 26 °C. Im Sommer 2018 bleiben sommerliche Niederschläge aus und ab Juni 2017 sinkt der Abfluss kontinuierlich um auf deutlich unter 1.000 m³/s abzusinken. Die Temperaturen steigen im Sommer 2018 bis auf über 28 °C im Rhein an. Das Temperaturmaximum, das ca. im August auftritt, fällt nicht mit dem Abflussminimum Ende November zusammen. Zu diesem Zeitpunkt sind die Temperaturen wieder auf 8 °C bis 12 °C abgesunken.

Dass sowohl die Wassermengen als auch die Wassertemperaturen am Rhein von der großskaligen Wetterlage abhängig sind, zeigt sich daran, dass die Pegel und Messstellen über die Fließlänge des Rheins von Karlsruhe bis Rees ein gleiches Muster in den Anstiegen und Rückgängen der Ganglinien aufweisen.

Abbildung 57: Abfluss- und Temperaturganglinien am Rhein in den Jahren 2016 bis 2018



Quelle: eigene Darstellung mit Daten der WSV

Tabelle 88 enthält die Auswertung der gemessenen Wassertemperaturen an den Messstellen Rees, Köln, Kaub, Worms und Karlsruhe. Die Farbskalierung wurde pro Messstelle über alle Werte vorgenommen. Grün zeigt niedrige Maximalwerte an, rot hohe Maximalwerte. 2003, 2006, 2010, 2015 und 2018 waren Jahre mit hohen Maximaltemperaturen. Die absolut höchsten Temperaturen wurden 2003 an allen Messstellen registriert, bis auf Köln, dort wurden 2006 mit 27,4 °C die höchsten Temperaturen gemessen.

Tabelle 88: Auswertung der gemessenen Maximaltemperaturen am Rhein in den Jahren von 1998 bis 2019 an 5 Messstellen

	Temperatur	Temperatur	Temperatur	Temperatur	Temperatur
Jahr	Rees	Koeln(2)	Kaub (Rhein)(2)	Worms	Karlsruhe(4)
1998	23,60	26,70	26,40	26,00	24,80
1999	21,50	22,30	24,50	24,20	22,70
2000	20,04	27,40	24,10	23,60	22,40
2001	21,00	26,30	25,60	25,20	23,60
2002	20,20	23,80	24,40	24,00	23,20
2003	27,00	27,30	28,20	29,10	27,10
2004	24,60	25,70	25,00	26,20	24,70
2005	23,50	25,70	25,50	26,00	25,10
2006	25,90	27,40	27,20	28,20	26,80
2007	21,30	22,40	23,20		21,30
2008	21,70	24,10	25,50	24,90	23,70
2009	21,40	23,60	24,80	25,50	24,00
2010	20,80	26,30	27,40	26,80	24,90
2011	19,90	23,20	24,50	25,30	24,10
2012	21,00	24,60	25,70	27,00	25,40
2013	24,10	25,10	25,50	26,90	25,20
2014	21,20	22,90		24,10	23,10
2015	22,20	25,20	25,80	27,30	26,00
2016	19,40	24,00	24,00	24,90	23,70
2017	20,00	24,50	24,90	26,10	24,50
2018	25,70	27,10	26,90	28,60	26,90
2019	22,40	26,70	25,90		
Maxima	27,00	27,40	28,20	29,10	27,10
Jahr	2003	2006	2003	2003	2003
Minima	19,40	22,30	23,20	23,60	21,30
Jahr	2016	1999	2007	2000	2007
Spannbreite	1,39	1,23	1,22	1,23	1,27

Tabelle 89 listet die gemessenen Minimalabflüsse pro Jahr für Duisburg, Düsseldorf, Mainz und Maxau für die Jahre 1980 bis 2019 auf. Die Farbskalierung wurde pro Messstelle über alle Werte vorgenommen. Grün zeigt hohe Minimalwerte an, rot niedrige Minimalwerte.

An den Farben ist zu erkennen, dass 1983, 1985, 2003 und 2018 trockene Jahre waren mit geringem Abfluss. Die Jahre 1981 und 1982 waren nasse Jahre mit höheren Minimalabflüssen. Auch die Jahre 2000 bis 2002 zeigen höhere Abflüsse. Ebenso sind die Jahre 2008 und 2010 nasse Jahre.

2018 war das Jahr mit den geringsten Abflüssen an allen Pegeln bis auf Maxau am Oberlauf. Dort war der Abfluss im Jahr 2003 am geringsten. Im unteren Tabellenteil sind die minimalen und maximalen Werte der Jahres-Minimalabflüsse aufgelistet. Über alle vier Pegel variieren die Verhältnisse zwischen dem minimalen und maximalen Wert pro Pegel zwischen 2 und 2,3.

Tabelle 89: Auflistung der Minimalabflüsse am Rhein an 4 Messstellen in den Jahren 1980 bis 2019

	Abfluss	Abfluss	Abfluss	Abfluss
Jahr	DU-Ruhrort(9)	Düsseldorf(10)	Mainz(11)	Maxau(12)
1980	1.220	1.240	941	738
1981	1.310	1.330	1.140	741
1982	1.400	1.400	1.110	828
1983	925	805	639	492
1984	1.260	1.180	865	659
1985	851	785	614	462
1986	972	904	723	557
1987	1.370	1.260	970	655
1988	1.010	1.160	949	712
1989	891	851	701	514
1990	957	930	757	505
1991	839	797	703	545
1992	936	880	764	586
1993	1.080	1.010	902	589
1994	1.200	1.130	941	710
1995	1.070	1.030	912	680
1996	1.140	1.000	806	595
1997	916	846	721	585
1998	953	890	817	717
1999	1.130	1.070	967	790
2000	1.540	1.490	1.160	797
2001	1.360	1.290	1.040	767
2002	1.370	1.310	1.060	721
2003	766	708	583	421
2004	1.120	1.030	736	549
2005	933	884	683	480
2006	1.020	951	675	452
2007	1.110	1.040	838	589
2008	1.290	1.220	978	670
2009	846	812	675	496
2010	1.290	1.240	1.020	698
2011	802	777	639	477
2012	1.150	1.130	1.000	754
2013	1.110	1.100	941	745
2014	1.080	1.030	933	732
2015	837	766	668	510
2016	888	859	708	512
2017	877	827	655	488
2018	683	641	536	434
2019	1.010	995	907	750

	Abfluss	Abfluss	Abfluss	Abfluss
Jahr	DU-Ruhrort(9)	Düsseldorf(10)	Mainz(11)	Maxau(12)
Minima	683	641	536	421
Datum	2018	2018	2018	2003
Maxima	1.540	1.490	1.160	828
Datum	2000	2000	2000	1982
Spannbreite	2,25	2,32	2,16	1,97

7.7.2 Wärmeeintrag für ausgewählte Kraftwerksstandorte

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Berechnung des Wärmeeintrags und der Temperaturerhöhung im Rhein anhand von vier Kraftwerksstandorten gezeigt. Die Berechnung wurde kontinuierlich für jeweils die vorliegenden Jahreszeitreihen der Abflüsse und Temperaturen im Rhein sowie der Energieproduktion der Kraftwerke durchgeführt.

Die folgenden vier Grafiken (Abbildung 58 bis Abbildung 61) sind wie folgt aufgebaut:

- ▶ Die oberste Teilgrafik stellt die der Börse (EEX) gemeldeten Werte der Netto-Energieproduktion (in MW) als Zeitreihe von Stundenwerten. Die Zeitreihen liegen für die einzelnen Blöcke eines Kraftwerks pro EEX-Nr. vor. In den Ganglinien sind die Betriebs- oder Fahrweisen der einzelnen Blöcke zu erkennen. In größeren Phasen der Inaktivität werden z. B. Revisionen durchgeführt. Ansonsten spiegeln die Zeitreihen die hochdynamische Kraftwerksproduktion wider, die das Ergebnis des wirtschaftlichen Betriebes ist, um am Markt die besten Erlöse für die produzierte Energie zu erzielen. Es ist auch zu erkennen, dass KW-Blöcke nicht bis auf Null heruntergefahren werden, sondern auf einem Niveau verbleiben, das es erlaubt die Blöcke wieder schnell und kostengünstig hoch zu fahren.
- ▶ Die zweite Teilgrafik enthält den aus der Energieproduktion berechneten Kühlbedarf in MW pro Kraftwerk. Es sind dabei nur die Blöcke des Kraftwerks berücksichtigt, die eine Durchlaufkühlung haben.
- ▶ Die dritte Teilgrafik enthält die Ganglinien des Abflusses im Rhein und der Temperatur im Rhein (jeweils bezogen auf die nächstgelegene Messstelle).
- ▶ Die unterste Teilgrafik zeigt den aus den oberen Ganglinien für jeden Zeitschritt berechneten Temperaturanstieg im Rhein infolge der Wärmeeinleitungen.

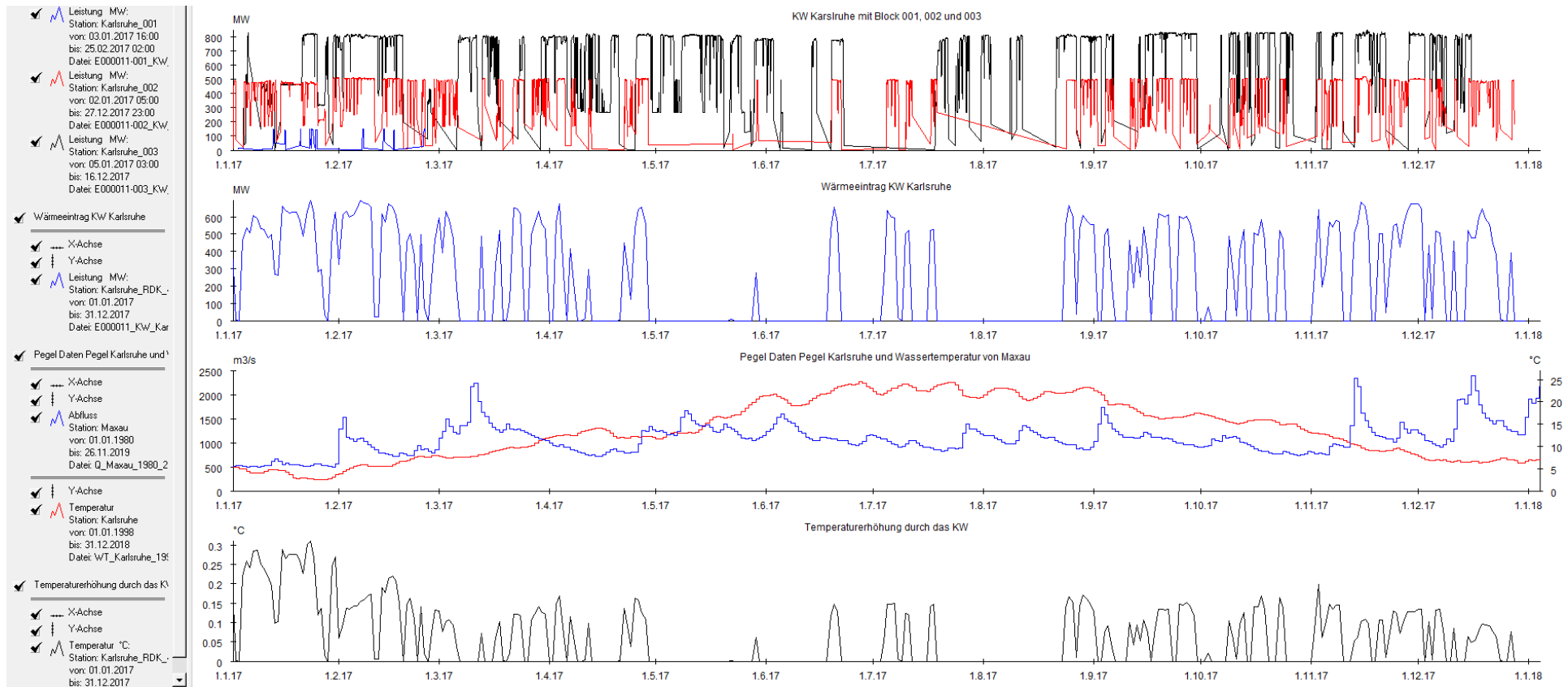
Die Ergebnisse zeigen durchweg, dass der größte absolute Temperaturanstieg durch Kühlwassereinleitungen im Rhein, über das gesamte Jahr betrachtet, in den Wintermonaten stattfindet, wenn die Wassertemperaturen im Rhein gering sind und die Kühlwasserwiedereinleitung sich überproportional auswirkt. Am Kraftwerk Karlsruhe werden maximal Aufwärmungen um 0,3 °C berechnet. Im Sommer 2017 am Kraftwerk Karlsruhe von maximal 0,15 °C, wenn im Rhein die höchsten Temperaturen von ca. 25 °C gemessen werden.

Am Kraftwerk Ludwigshafen Mitte sind wegen des insgesamt geringeren Wärmeeintrags auch die Wassertemperaturerhöhungen niedriger. Im Winter werden maximal Werte von 0,13 °C erreicht und in den Sommermonaten der höchsten Rheintemperaturen bis 26 °C Aufwärmspannen von ca. 0,07 °C.

Am Kraftwerk Lausward bei Düsseldorf werden im Winter maximal Werte der Temperaturerhöhung von 0,11 °C erreicht und in den Sommermonaten der höchsten Rheintemperaturen bis 25 °C Aufwärmspannen von ca. 0,07 °C.

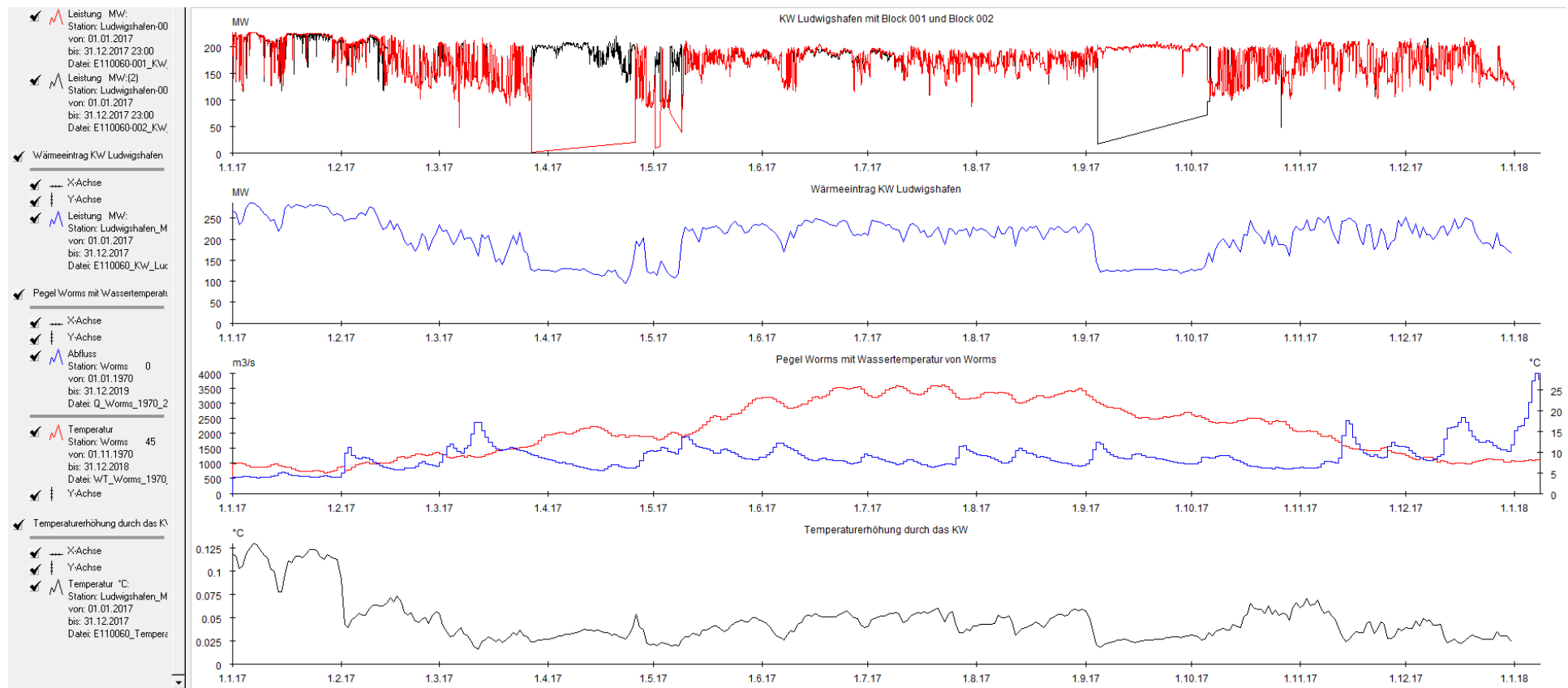
Am Kraftwerk Duisburg Walsum werden maximal Aufwärmungen um 0,11 °C in den Wintermonaten berechnet. Im Sommer 2017 Temperaturerhöhungen von maximal 0,11 °C, wenn im Rhein die höchsten Temperaturen von ca. 25 °C gemessen werden.

Abbildung 58: Berechnung der Temperaturerhöhung im Rhein durch Kühlwassereinleitung am Kraftwerk Karlsruhe (E000011) im Jahr 2017



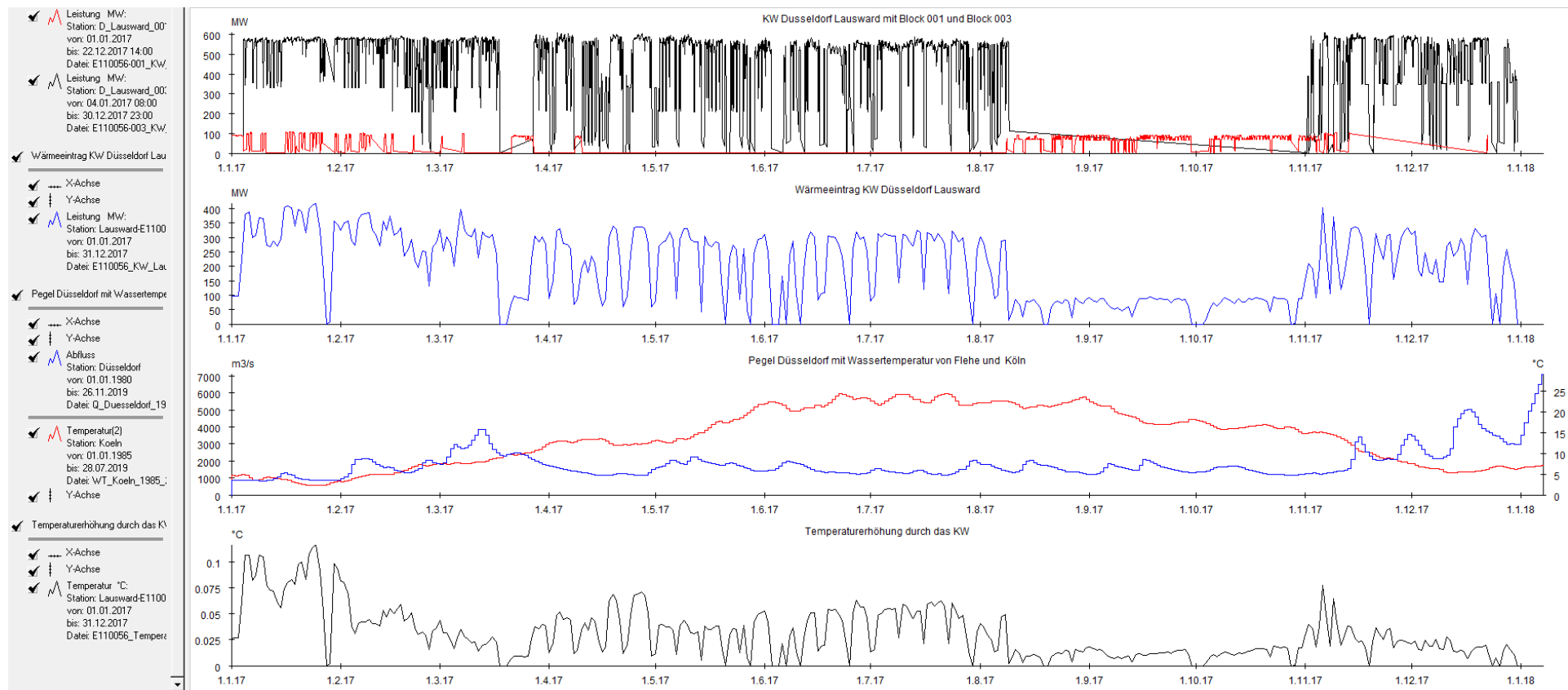
Quelle: eigene Darstellung mit Daten der EEX und der WSV

Abbildung 59: Berechnung der Temperaturerhöhung im Rhein durch Kühlwassereinleitung am Kraftwerk Ludwigshafen Mitte (E110060) im Jahr 2017



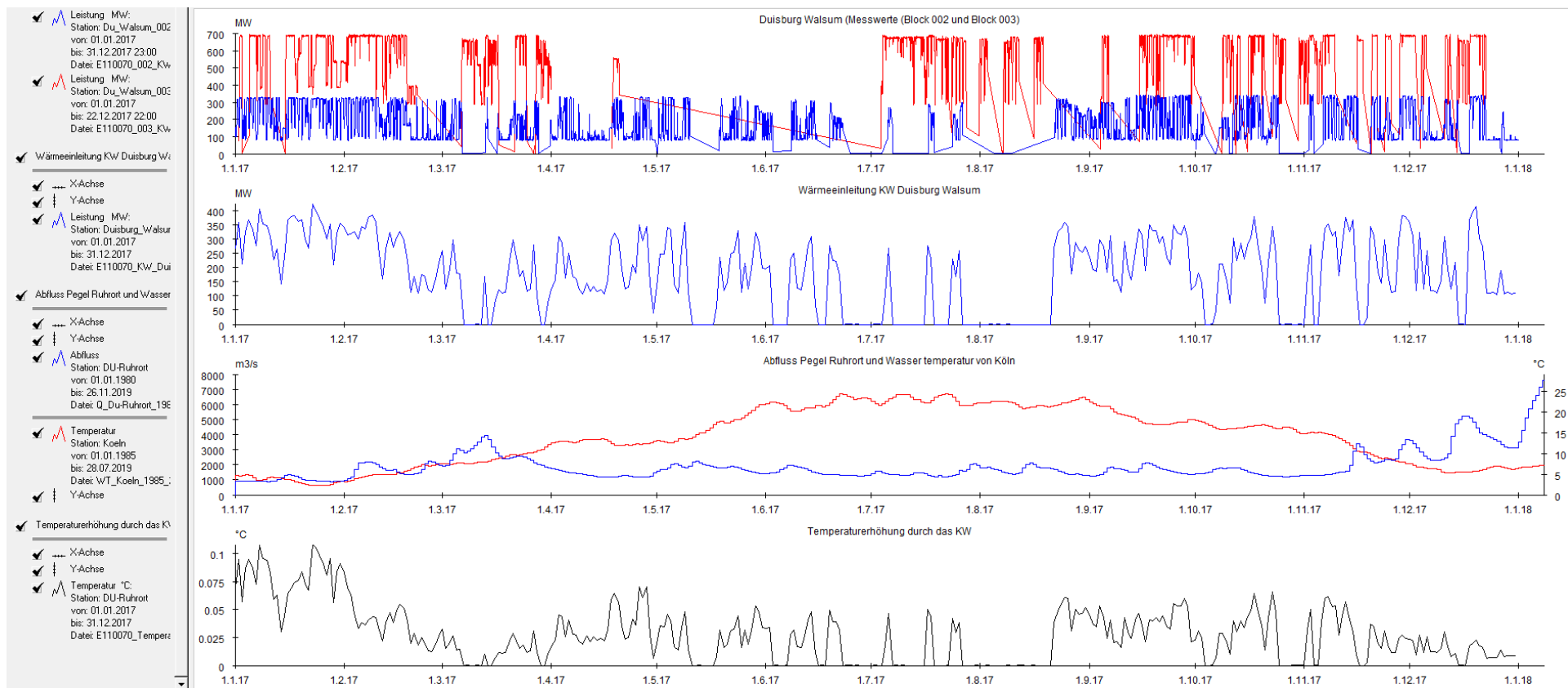
Quelle: eigene Darstellung mit Daten der EEX und der WSV

Abbildung 60: Berechnung der Temperaturerhöhung im Rhein durch Kühlwassereinleitung am Kraftwerk Lausward (E110056) im Jahr 2017



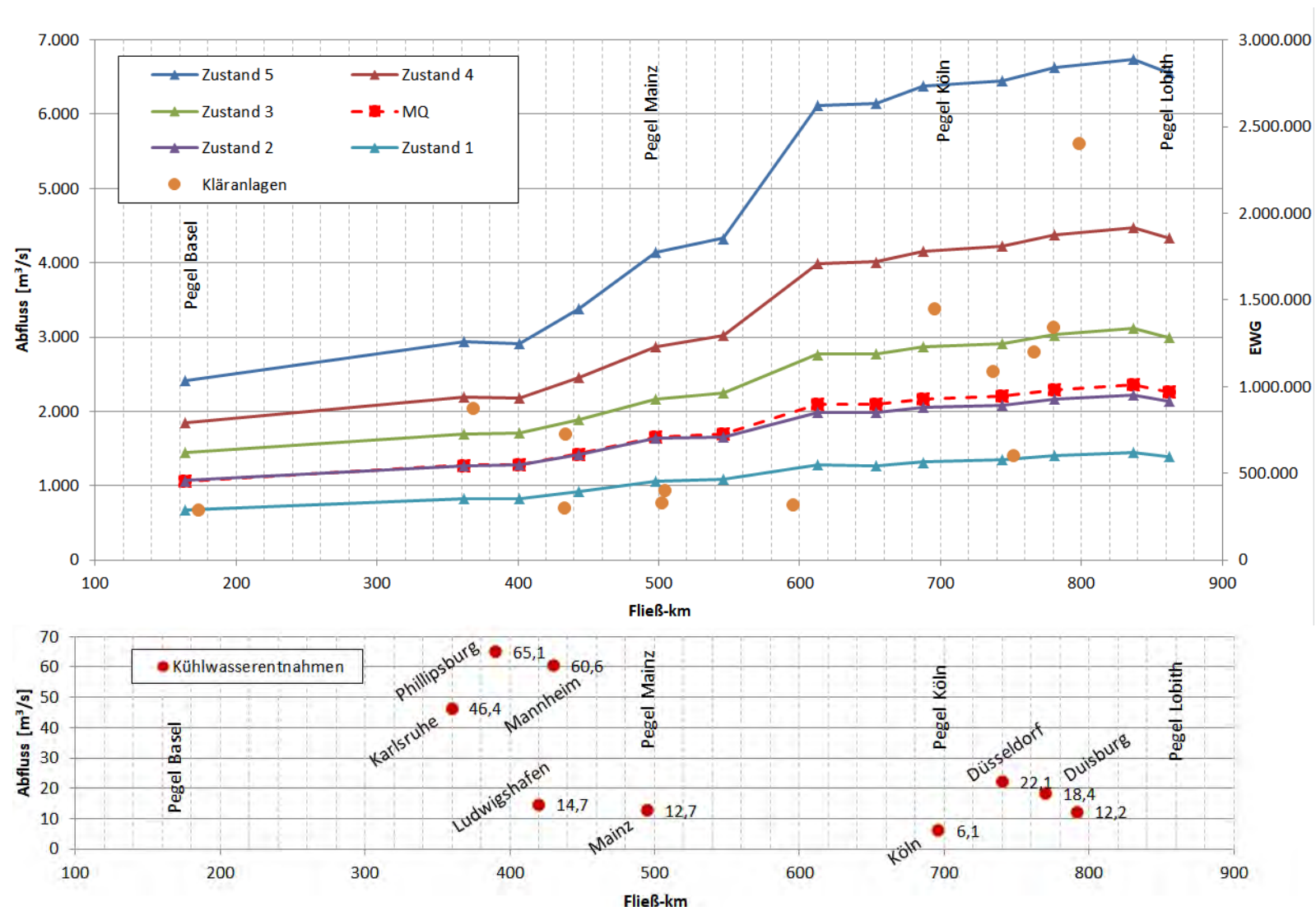
Quelle: eigene Darstellung mit Daten der EEX und der WSV

Abbildung 61: Berechnung der Temperaturerhöhung im Rhein durch Kühlwassereinleitung am Kraftwerk Duisburg Walsum (E110070) im Jahr 2017



Quelle: eigene Darstellung mit Daten der EEX und der WSV

Abbildung 62: Lage der Kraftwerke am Rhein mit Kühlwasserentnahmemengen und Zuordnung zu Abflusszuständen



Quelle: eigene Darstellung mit Daten der WSV

Abbildung 62 zeigt den Rhein im Längsschnitt mit der Fließrichtung von links nach rechts. Die obere Grafik enthält die Entwicklung des langjährigen Abflusslängsschnitts für verschiedene Abflusszustände. Dazu sind durch Punkte dargestellt die größten Kläranlagen am Rhein eingetragen mit den angeschlossenen Einwohnergleichwerten (EWG). Die Abflusszustände beruhen auf der Auswertung von langjährigen von Pegel-Abflusswerten in Form von Dauerlinien.

Die so gebildeten Dauerlinien wurden in fünf zeitliche Abschnitte eingeteilt, von denen jeder Abschnitt eine bestimmte Eintrittsdauer pro Jahr repräsentiert. In Tabelle 90 sind die Dauern der einzelnen Intervalle aufgelistet. Abflusszustand 5 beinhaltet damit den Mittelwert der größten Abflüsse, die an 10 Tagen im Jahr oder an 2,74 % der beobachteten Tage auftreten.

Tabelle 90: Intervalle der Dauerlinie zur Definition von Abflusszuständen (NCC-IUP 2013)

Intervall (Abflusszustand)	1	2	3	4	5	Summe
Tage pro Jahr	150	110	70	25	10	365
% eines Jahres und damit % der auszuwertenden Daten	41,10	30,14	19,18	6,85	2,74	100

7.7.3 Betrachtungen zum Klimawandel

Im Folgenden werden Betrachtungen zur Temperaturerhöhung im Rhein gemacht unter der Maßgabe einer erhöhten Wassertemperatur im Rhein, siehe Kapitel 3.5. Die in der Zeile „T Gew.“ angegebenen Werte sind aktuelle Messwerte der Gewässertemperatur, erhöht um einen Zuschlag von 2 °C.

Tabelle 91 zeigt für die Kraftwerke am Rhein mit Durchlaufkühlung die Berechnung der Temperaturerhöhung im Rhein durch Wärmeeinleitung. Die Zeitpunkte repräsentieren Niedrigwasserzustände im Rhein im Sommerhalbjahr kombiniert mit hohen Wassertemperaturen, die um 2 °C erhöht wurden, um den Einfluss des Klimawandels abzubilden. Die 2° C Temperaturerhöhung wurde gewählt, da laut BMVI (2015) für das Rheingebiet eine Lufttemperatur im Sommer bis zu +2 °C bis 2050 prognostiziert wird (s.Tabelle 9). Es resultieren Wassertemperaturerhöhungen im Rhein um bis zu 0,5 °C, die in Bezug auf eine tolerierbare Aufwärmspanne von 3 K als unkritisch einzustufen sind.

Tabelle 91: Berechnung der Wassertemperaturerhöhung im Rhein durch Kühlwassereinleitungen bei um 2 °C erhöhten Wassertemperaturen

Kennwerte	1. Kraftwerksstandort	2. Kraftwerksstandort	3. Kraftwerksstandort	4. Kraftwerksstandort	5. Kraftwerksstandort
Gewässer	Rhein	Rhein	Rhein	Rhein	Rhein
Pegel	Maxau	Düsseldorf	Mainz	Mainz	Ruhrort
Temp	Karlsruhe	Köln	Kaub	Kaub	Köln
KW	Karlsruhe	Ddorf Lausward	Wiesbaden	Wiesbaden	Walsum
Datum	SoHJ	SoHJ	SoHJ	SoHJ	SoHJ
Abfluss [m³/s]	421	641	536	536	683
T Gew. [°C]	29,1	31,2	30,2	30,2	30,2
WB Gew. [MW]	51.294	83.735	67.774	67.774	86.362
WB Einl. Brutto [MW]	377	409	252	566	1.440
WB n.Einl. [MW]	51.672	84.143	68.026	68.340	87.801
T Gew. n.Einl. [°C]	29,31	31,35	30,31	30,45	30,7
Delta T [°C]	0,21	0,15	0,11	0,25	0,5

Sollten sich die Wassertemperaturen langfristig erhöhen, ist eine Anpassung der Genehmigungsaufgaben in Betracht zu ziehen, da die ausschöpfbare Spannbreite an zulässiger Gewassertemperaturerhöhung abnimmt.

Im KLIWAS Abschlussbericht (BMVI 2015) wird eine Lufttemperatur-Erhöhung prognostiziert mit 2,0 °C im Sommer für das Rheintal. Dies korrespondiert mit den aktuellen Zahlen des DWD (2020b). Die Prognose der mittleren Niedrigwasserabflüsse ist indifferent: (-5 % bis +10 %) für Periode 2021 - 2050

Für die Niedrigwasserabflüsse wird in KLIWAS (Nilson et al. 2014) die Aussage gemacht, dass der MN7Q-Wert von der Periode „1960 bis 1990“ bis Periode „1981 bis 2010“ um bis zu 7,2 % (4,7 % min.) gestiegen ist. In ferner Zukunft ab 2071 (bis 2100) soll der Wert wieder abnehmen.

7.7.4 Betrachtungen zum Kraftwerk Lausward, Rhein auf Basis gemessener Betriebsdaten

Anhand des Beispiels des Kraftwerks Lausward am Rhein werden vorhandene Kriterien der Genehmigung und deren Überprüfung vorgestellt. Gleichzeitig wird gezeigt, wie sich auf Basis detaillierter gemessener und den Behörden gemeldeter Betriebsdaten die Wärmebelastung des Rheins in den Jahren 2017 und 2018 entwickelt hat.

Für das Kraftwerk Lausward am Rhein bei Düsseldorf, Betreiber sind die Stadtwerke Düsseldorf, erteilte die Bezirksregierung Düsseldorf die Erlaubnis zur Entnahme von Wasser zu Kühlzwe-

cken (BRD 2013a). Laut Erlaubnisbescheid an die Stadtwerke Düsseldorf AG von September 2013 berechtigt die Erlaubnis zur Entnahme von einer Wassermenge, die folgende Werte nicht überschreiten darf:

- ▶ 34,7 m³/s
- ▶ 125.000 m³/h
- ▶ 3.000.000 m³/d
- ▶ 1.080.000.000 m³/a

Der Bescheid hat 15 Jahre Gültigkeit und gilt spätestens ab 2018, früher ab der Inbetriebnahme von Block F.

In den Nebenbestimmungen wird dem Betreiber u.a. eine kontinuierliche Messung der Entnahmemenge auferlegt. Rechtsgrundlagen sind das Wasserhaushaltsgesetz (WHG), das Landeswassergesetz (LWG NRW), das Gesetzes zur Kommunalisierung von Aufgaben des Umweltrechtes (SGV NRW) und das Fischereigesetz des Landes Nordrhein-Westfalen (LFischG NRW).

Mit gleichem Datum wurde den Stadtwerken Düsseldorf eine Einleitungserlaubnis erteilt (BRD 2013b). Die Erlaubnis betrifft fünf Einleitungsstellen und bezieht sich auf die Einleitung von Kühlwasser, Oberflächenwasser sowie sonstige betriebliche Abwässer. Gesetzliche Grundlagen hierfür sind das Wasserhaushaltsgesetz (WHG), das Landeswassergesetz (LWG NRW), das Abwasserabgabengesetz (AbwAG) und die Abwasserverordnung (AbwV).

Im Rhein sind zwei Temperaturmessstellen (T1 und T2) einzurichten. An T1 ist (kontinuierlich) die vom Kraftwerk Lausward unbeeinflusste Rheintemperatur zu erfassen (Referenzmessstelle). An T2 ist (diskontinuierlich) die Rheintemperatur nach der Kühlwassereinleitung des Kraftwerks zu erfassen. T1 wurde als Messboje eingerichtet, T2 ist eine Handmessstelle.

Die höchstzulässige Aufwärmung des Rheins von 3K als Differenz zwischen T1 und T2 darf zu keinem Zeitpunkt überschritten werden. An der Messstelle T2 darf eine Wassertemperatur von 28 °C nicht überschritten werden.

In Abhängigkeit der an der Messstelle T1 gemessenen Wassertemperatur und in Abhängigkeit des Wasserstandes am Rheinpegel Düsseldorf werden Regeln aufgestellt, die vorgeben, wann an der Messstelle T2 Proben zu nehmen sind.

Die Einleitstelle des Kühlwassers befindet sich bei Rhein-km 741,681. Die Messstellen liegen ca. 860 m auseinander.

Das Kraftwerk Lausward ist laut Genehmigung so zu betreiben, dass an der Messstelle T2 im Winter (Zeitraum vom 15.12. bis 29.02.) eine Wassertemperatur von 10 °C nicht überschritten wird. Außerhalb dieser Zeit ist das Kraftwerk Lausward so zu betreiben, dass an der Messstelle T2 die Temperatur von 28 °C nicht überschritten wird.

In der Erlaubnis heißt es dazu: „Wenn an der Messstelle T1 der gleitende Tagesmittelwert von 28 °C überschritten wird, so ist die Einleitung von Kühlwasser mit einer Temperatur oberhalb der an T1 gemessenen Temperatur nicht erlaubt. ...“ In einer formulierten Ausnahmeregelung ist es gestattet, dass die im Rhein erreichte Temperatur an der Messstelle T2 an bis zu 175 Stunden im Jahr die Temperatur im Winter von 10 °C und in der restlichen Zeit von 28 °C überschreiten darf. Die Überschreitungen sind der Aufsichtsbehörde (BR Düsseldorf) unverzüglich unter Angabe der Dauer der Überschreitung und der ermittelten Ursachen mitzuteilen.

Abbildung 63: Kraftwerk Lausward am Rhein oberhalb von Düsseldorf, NRW (Quelle Google Maps)



Tabelle 92 listet die Kraftwerksblöcke gemäß der bearbeiteten UBA-Kraftwerksliste auf. Der Block E (Gasturbine) ist nicht relevant für die Wärmeeinleitung ins Gewässer.

Tabelle 92: Kraftwerksblöcke KW Lausward Rhein (bearbeitete UBA-KW-Liste)

Name	EEX_ Site_ id	EI brutto [MW]	FWL (MW)	Inbetrieb- nahme (ggf. Er- tüchti- gung)	KW- Typ	EI netto [MW]	WE Gew mWAK [MW]	WE Gew oWAK [MW]	Kühlw mWAK [m³/s]	Kühlw oWAK [m³/s]
Lausward A (Anton)	[E110 056]	114	75	2000	GU D	109	43	118	1,0	2,8
Lausward E (Emil) DT-1	[E110 056]	324	140	1976	DG AS	301	343	483	8,2	11,5
Lausward E (Emil) GT-1 u. 2	[E110 056]	134		1974 / 1975	GT	129	0	0	0,0	0,0
Lausward F (Fortu- na)	[E110 056]	595	300	2016	GU D	568	26	326	0,6	7,8

Spaltenbeschriftung Tabelle 92:

- FWL: Fernwärmeleistung
- WE Gew mWAK: Wärmeeinleitung in Gewässer mit Wärmeauskopplung

- ▶ WE Gew oWAK: Wärmeeinleitung in Gewässer mit Wärmeauskopplung
- ▶ Kühlw mWAK: Kühlwasserentnahme mit Wärmeauskopplung
- ▶ Kühlw oWAK: Kühlwasserentnahme ohne Wärmeauskopplung

Vom LANUV Nordrhein-Westfalen wurden folgende Überwachungsparameter für den Zeitraum Dezember 2016 bis Dezember 2018 übermittelt. Die vom Betreiber regelmäßig erfassten Werte werden dem LANUV Nordrhein-Westfalen gemäß Genehmigungsbestimmungen in Form monatlicher Kühlwasserberichte gemeldet:

- ▶ Wassermassenstrom Einleitung QE max [m^3/h]
- ▶ Wassermassenstrom Einleitung QE [m^3/d]
- ▶ Einlauftemperatur Tagesdurchschnitt [$^{\circ}\text{C}$]
- ▶ Einlauftemperatur Tagesspitze [$^{\circ}\text{C}$]
- ▶ Auslauftemperatur Tagesdurchschnitt [$^{\circ}\text{C}$]
- ▶ Auslauftemperatur Tagesspitze [$^{\circ}\text{C}$]
- ▶ Temperatur Differenz Tagesdurchschnitt [$^{\circ}\text{C}$]
- ▶ Temperatur Differenz Tagesspitze [$^{\circ}\text{C}$]
- ▶ Abwärmestrom Tagesdurchschnitt [MJ/s]

Für die Jahre 2017 und 2018 sind die Tageswerte der Wasserentnahmen in Abbildung 64 und der Tagesmittelwert des Abwärmestroms in MJ/s (= MW) in Abbildung 65 dargestellt.

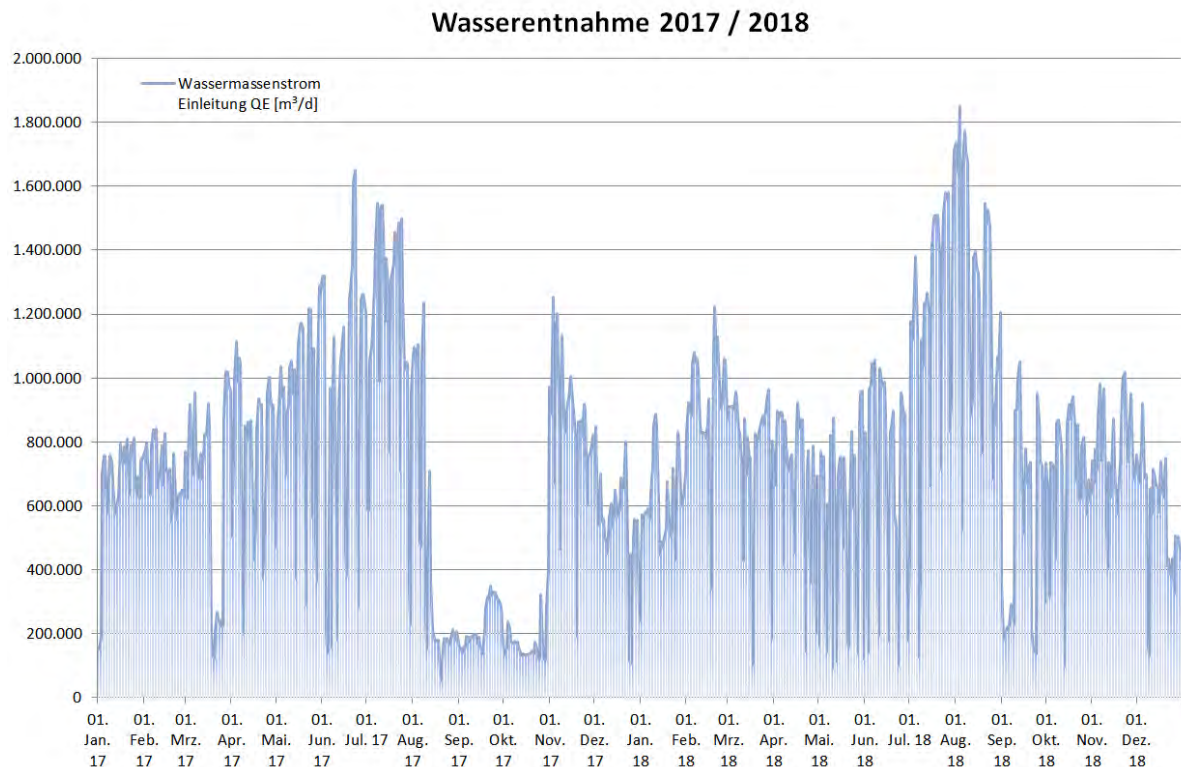
Im Jahr 2017 ist eine fast dreimonatige Phase der Inaktivität (August bis Oktober) festzustellen. In dieser Phase ging die Kühlwasserentnahme auf ca. $200.000 \text{ m}^3/\text{d}$ (ca. $2,3 \text{ m}^3/\text{s}$) zurück. Ein Spitzenwert der Kühlwasserentnahme wurde am 04.08.2018 mit $1.848.240 \text{ m}^3/\text{d}$ (ca. $21,4 \text{ m}^3/\text{s}$) gemessen.

Um den 1. Oktober 2017 gehen die Energieproduktion und damit auch der Kühlbedarf gegen Null. Der Abwärmestrom wird für die Tage vom 30.09.2017 bis 03.10.2017 mit 0,0 MW gemeldet. Die Ablauftemperatur des Kühlwassers entspricht in diesem Zeitfenster der Zulufttemperatur des Rheinwassers. Es findet keine Erwärmung statt.

Abbildung 66 zeigt die drei Ganglinien der Tagesmittelwerte der Einlauftemperatur, die der Rheinwassertemperatur entspricht, der Tagesmittelwerte der Auslauftemperatur, die dem wiedereingeleiteten Kühlwasser entspricht, und der aus beiden Ganglinien ermittelten Differenztemperatur der Kühlwasseraufheizung.

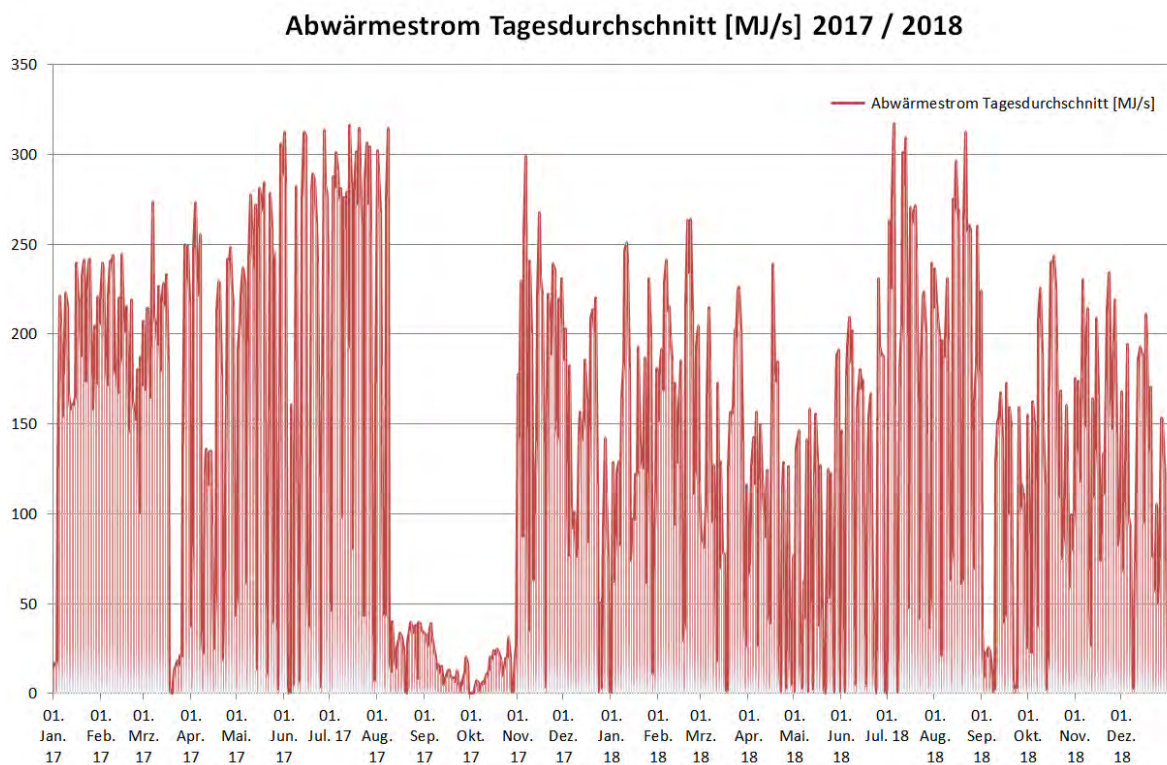
Die Temperaturerhöhung des Kühlwassers beträgt im Mittel $3,1 \text{ }^{\circ}\text{C}$ und im Maximum $6,9 \text{ }^{\circ}\text{C}$.

Abbildung 64: gemessene Kühlwasserentnahmen für 2017 und 2018 am Kraftwerk Lausward am Rhein (StW Düsseldorf)



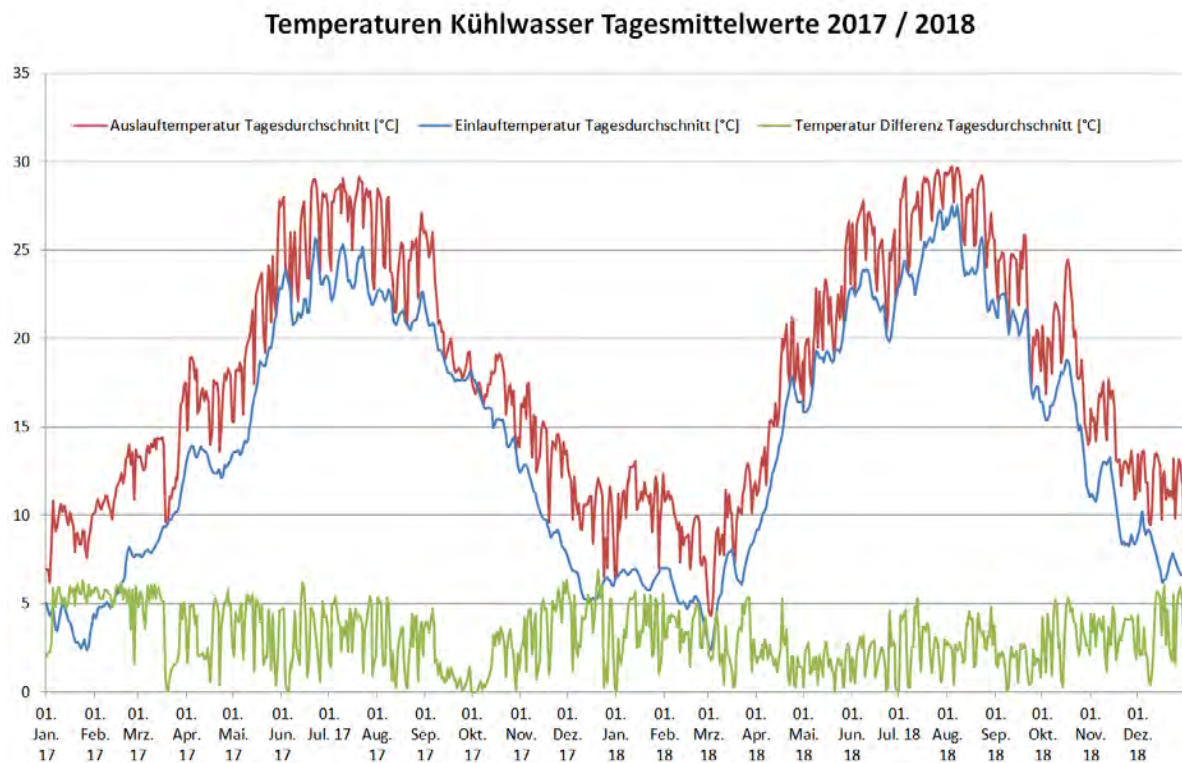
Quelle: StW Düsseldorf

Abbildung 65: Abwärmestrom am Kraftwerk Lausward in den Jahren 2017 und 2018



Quelle: StW Düsseldorf

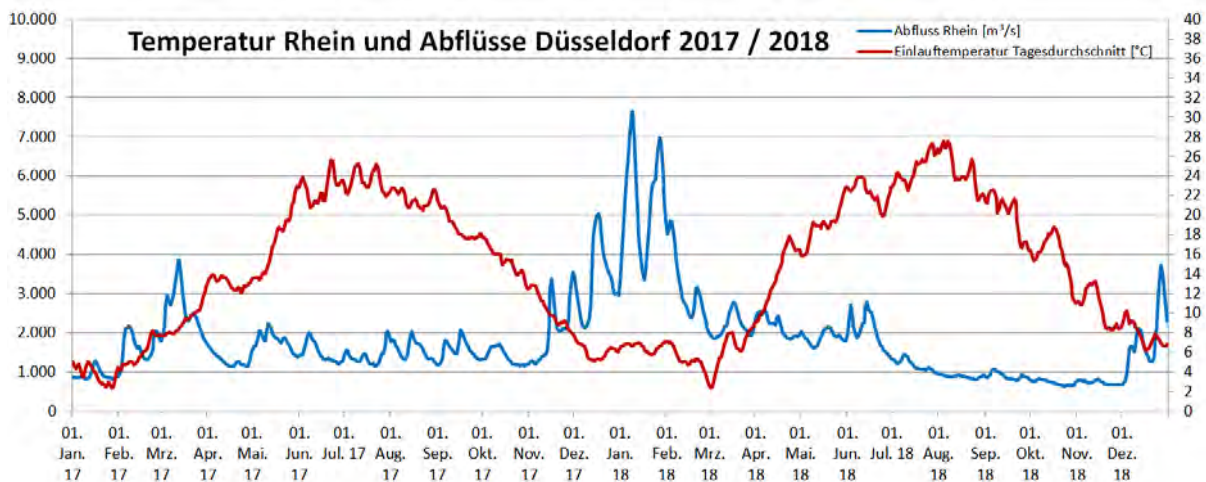
Abbildung 66: Kühlwassertemperaturen Einlauf und Auslauf für Kraftwerk Lausward für 2017 und 2018



Quelle: StW Düsseldorf

Abbildung 67 zeigt die Temperaturen im Rhein und den Abfluss im Rhein am Pegel Düsseldorf für den Zeitraum 2017 bis 2018. Im Jahr 2018 erreichen die Rheintemperaturen im Maximum bis zu 28 °C.

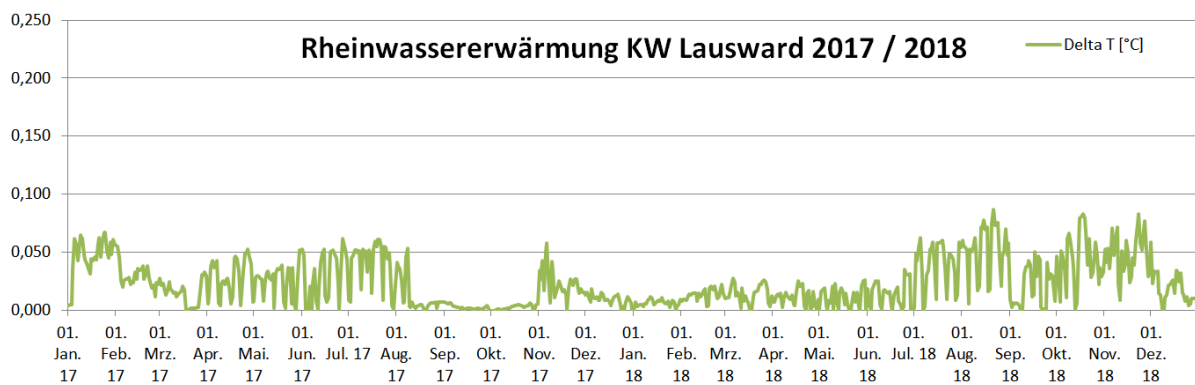
Abbildung 67: Wassertemperaturen Rhein und Abflüsse am Kraftwerk Lausward in 2017/2018



Quelle: eigene Darstellung mit Daten von WSV und StW Düsseldorf

Die berechneten Temperaturerhöhungen im Rhein betragen nach vollständiger Durchmischung die Werte, die in Abbildung 68 dargestellt sind. Die Maximalwerte liegen bei 0,09 °C, der Mittelwert bei 0,02 °C Temperaturerhöhung.

Abbildung 68: Rheinwassererwärmung am Kraftwerk Lausward in den Jahren 2017/2018



Quelle: eigene Darstellung

Am 07.08.2018 wurden in der Einlauftemperatur maximale Tagesmittelwerte von 27,52 °C und als Tagesspitzenwert 28,27 °C gemessen. Nach den geltenden Regeln musste der Handmessbetrieb an Messstelle T2 bereits am 03.08.2018 gestartet werden. Kriterium ist, dass der 24-Stunden-Mittelwert an T1 über 26,5 °C liegt. Laut der Mitteilungen des Betreibers an die Bezirksregierung Düsseldorf wurde am 03.08.2018 „um 20:34 Uhr ... nach Messung an T2 eine Einleitungstemperaturüberschreitung von 28,61° C gemessen. Da die maximale Einleitungstemperatur 28° C beträgt, möchte ich dieses anzeigen.“ Am 06.08.2020 wurde gemeldet: „Die erste Überschreitung wurde am 03.08.2018 um 20:34 festgestellt, sodass sich bis zur Außerbetriebnahme Block F am 05.08.2018 um 00:40 eine akkumulierte Dauer von 28,09 h nach Abs. 6.3.5 ergibt. Eine Überschreitung der höchstzulässigen Aufwärmung nach Abs. 6.3.4 wurde zu keiner Zeit festgestellt.“ Bis zum Ende der Messkampagne wurde insgesamt eine Überschreitung der Einleittemperatur von 28 °C bis zum 07.08.2018, 17:10 h gemessen. Insgesamt lag eine zulässige Temperaturüberschreitung für die Dauer von ca. 65 ½ Stunden vor. Mit Ablauf des 09.08.2018 wurden die Handmessungen an der Stelle T2 wieder eingestellt.

Anhand des Beispiels des Kraftwerk Lausward am Rhein konnte für die kritische Hochtemperaturphase im August 2018 gezeigt werden, dass die behördlichen Auflagen und der darauf abgestimmte Betrieb des Kraftwerks ausreichend sind, um eine schädliche Temperaturerhöhung im Rhein zu verhindern.

7.8 Ergebnisse

Abbildung 69 und Tabelle 93 zeigen die Entwicklung der Wasserentnahmen für Kühlzwecke über die Case Studies 2017, 2025 bis 2040/2050. Die Wasserentnahme für den Betrieb der Kühltürme sind die Wassermengen, die während des Kühlvorganges verdunsten. Die Wasserentnahmen für die Durchlaufkühlung werden dem Gewässer wieder direkt zugeführt.

Abbildung 69 zeigt die Entnahmemengen als Balkendiagramm. Es wird deutlich, dass die Mengen für die Durchlaufkühlung die Mengen der Verdunstungsverluste deutlich überschreiten.

In Tabelle 93 sind die absoluten Zahlenwerte aufgelistet (Tabellenabschnitt A). Im Tabellenteil B sind die Zahlen prozentual ausgewertet. Die Summe der Wasserentnahme pro Case Study wird hier jeweils zu 100 % gesetzt. Der relative Anteil der Wasserentnahme für die Durchlaufkühlung nimmt zu, von 82 % auf 98 %. Gleichzeitig nimmt der relative Anteil der Wasserentnahme für Kühltürme ab, von 8 % auf 2 %.

Beide Wasserentnahmemengen nehmen über die Case Studies absolut ab. Dies zeigen die Prozentzahlen im Tabellenteil C. Die Mengen des Jahres 2017 sind jeweils zu 100 % gesetzt. Die Verdunstungsverluste in den Kühltürmen gehen von 100 % (2017) über 56 % (2025) auf 10 %

(2040/2050) zurück. Diese Abnahme ist relativ stärker, als die Abnahme der Wasserentnahmen für die Durchlaufkühlung. Diese nehmen von 100 % (2017) über 57 % (2025) auf 37 % (2040/2050) ab. Insgesamt gehen die Wasserentnahmen bis zu Case Study 2040/2050 auf 35 % der Werte von 2017 zurück.

Abbildung 69: Wasserentnahmen in Mio. m³/a für Kühlzwecke für Case Studies 2017 bis 2040/2050

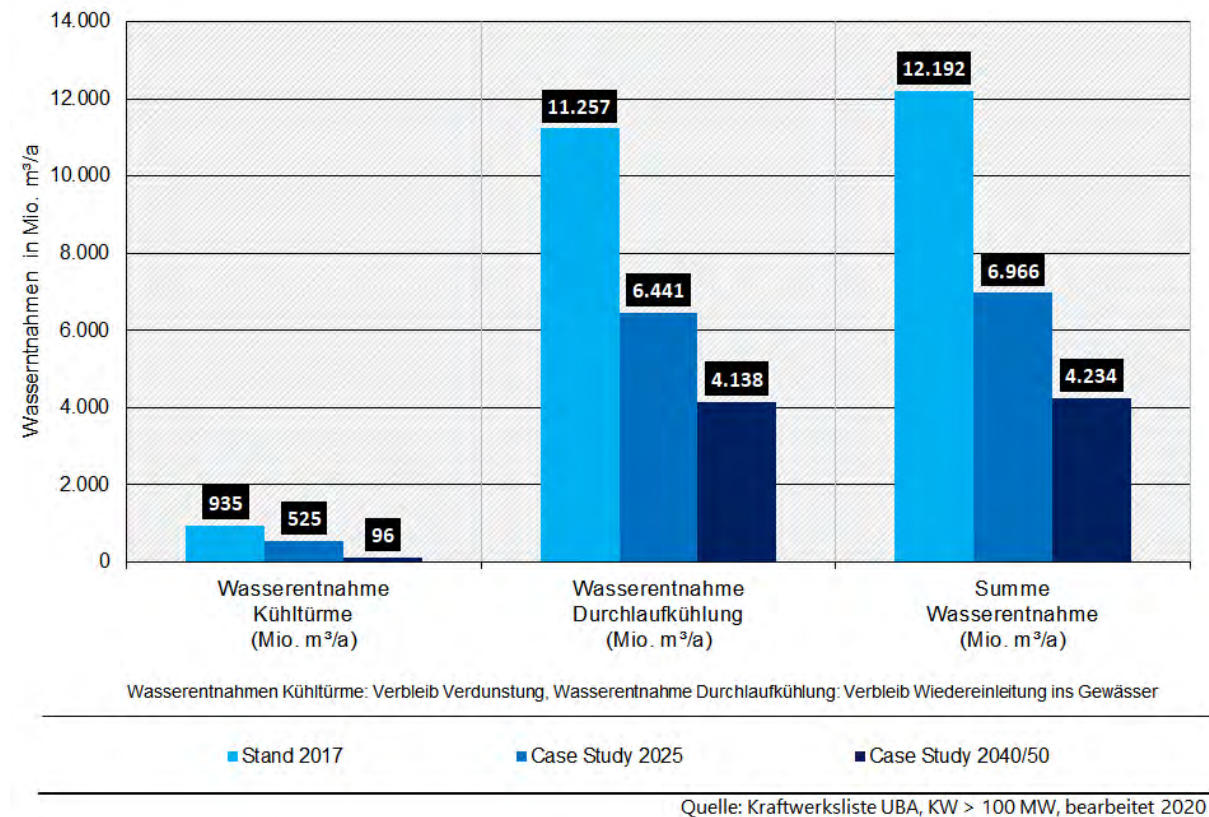


Tabelle 93: Entwicklung der Wasserentnahme für Kühlzwecke für Case Studies 2017 bis 2040/2050 (A: absolute Wert, B: Summe WassEntn. = 100 %, C: Stand 2017 = 100 %)

Buchstabe nach Definition	Wasserentnahme (Mio. m ³ /a)	2017	2025	2040/50
A	Wasserentnahme Kühltürme	935	525	96
A	Wasserentnahme Durchlaufkühlung	11.257	6.441	4.138
A	Summe Wasserentnahme	12.192	6.966	4.234
B	Wasserentnahme Kühltürme	8%	8%	2%
B	Wasserentnahme Durchlaufkühlung	92%	92%	98%
B	Summe Wasserentnahme	100%	100%	100%
C	Wasserentnahme Kühltürme	100%	56%	10%

Buchstabe nach Definition	Wasserentnahme (Mio. m ³ /a)	2017	2025	2040/50
C	Wasserentnahme Durchlaufkühlung	100%	57%	37%
C	Summe Wasserentnahme	100%	57%	35%

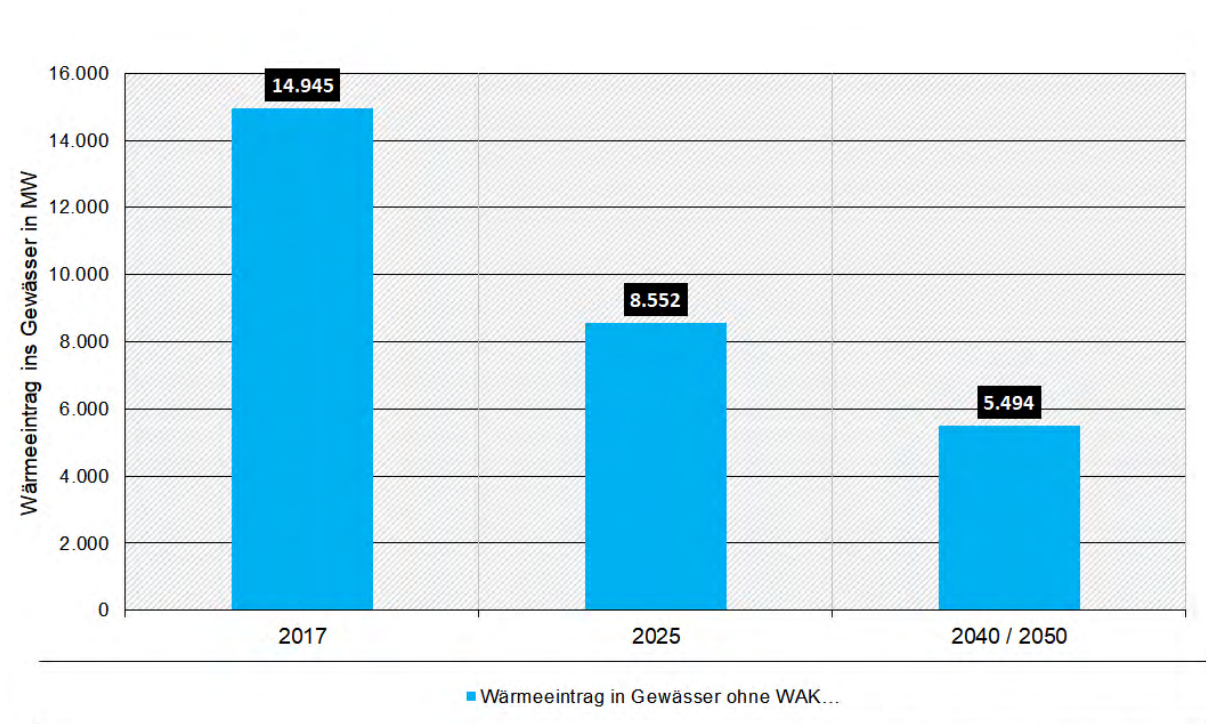
Die Werte der in Verbindung mit den Kühlwasserentnahmen stehenden Wärmeeinleitungen gehen entsprechend zurück. Dies ist in Tabelle 94 ersichtlich. Die Wärmeeinleitungen gehen ca. 15 GW in 2017 auf ca. 8,6 GW in 2025 bis auf ca. 5.5 GW in 2040/2050 zurück.

Tabelle 94 Entwicklung der Wärmeeinleitung ohne Wärmeauskopplung für Kühlzwecke für Case Studies 2017 bis 2040/2050 (in MW)

Wärmeeinleitung ohne WAK (MW)	2017	2025	2040/50
Wärmeeinleitung in MW	14.945	8.552	5.494
Wärmeeinleitung in %	100%	57%	37%

Abbildung 70 zeigt den Rückgang der Wärmeeinleitung im zeitlichen Verlauf als Balkendiagramm.

Abbildung 70 Wärmeeinleitungen in MW für Kühlzwecke für Case Studies 2017 bis 2040/2050



Quelle: Kraftwerksliste UBA, KW > 100 MW, bearbeitet 2020

Im Zeithorizont 2040 / 2050 wird sich der Wärmeeintrag aus Kraftwerkskühlung auf 37% des Wärmeeintrags in 2017 reduziert haben. Dies stellt eine deutliche Entlastung des Wärmehaushaltes der betroffenen Gewässer dar. Unter Berücksichtigung der Tatsache, dass im Zeitraum vor 2017 (siehe Abbildung 5) insbesondere ab dem Jahr 2010, die Kühlwasserentnahmen für die

Durchlaufkühlung und damit auch die Wärmeeinleitungen, im Zusammenhang mit der Abschaltung der Kernkraftwerke, bereits deutlich zurückgegangen sind.

Ab 2010 ist damit bereits eine deutliche Entspannung des Wärmehaushalts der Gewässer eingetreten. Die rechnerischen Nachweise der Temperatureinleitungen pro Kraftwerk zeigen, dass die Wärmeeinleitungen ab der vollständigen Durchmischung kein Problem sind aufgrund der geringen absoluten Rheinwassererwärmung. Die noch in den Wärmelastplänen der 1970er Jahre erkennbare, für 1985 prognostizierte deutliche Aufwärmung des Rheines (s. Abbildung 51) ist in dem Maße nicht eingetreten, da die damals ersichtlichen Defizite zu einem verpflichtenden Betrieb der Kühlturmtechnik führte. Dies kann ein Grund dafür sein, dass keine Notwendigkeit gesehen wurde, die Wärmelastpläne fortzuschreiben.

Die Wärmeeinleitung aus Kraftwerken führt zu einer relativ geringen Aufwärmung der großen Fließgewässer. Die Erreichung kritischer Temperaturen in den Gewässern wird zukünftig ursächlich durch das aktuelle Wettergeschehen (Hitzeperioden) verursacht werden. Zur Bewältigung kritischer Phasen sind entsprechende Genehmigungsaufgaben für den Kraftwerksbetrieb formuliert worden, die Einschränkungen in der Wärmeinleitung und der Kühlwasserentnahme in Abhängigkeit von definierten Grenzwerten der beobachteten Wassertemperaturen enthalten. Für die größeren Gewässer, die wegen der notwendigen Kühlwasserversorgung traditionell Standorte der großen Kraftwerke sind, entspannt sich der Wärmehaushalt in Zukunft deutlich. Nichtsdestotrotz ist auch zukünftig bei kleineren Gewässern und im Umfeld der Kühlwassereinleitung zum Schutz der Biozöten auf eine Gewässerverträglichkeit der Kühlwassereinleitung zu achten. Ein weiteres Vorantreiben des Ausbaus Erneuerbarer Energien lässt nicht erwarten, dass die durch das Abschalten von Kraftwerken frei werdenden „Wärmeaufnahmekapazitäten“ des Gewässers durch andere, neue Kraftwerke wieder aufgebraucht werden.

8 Fazit und Handlungsempfehlungen

Oliver Buchholz, Katja Bunzel, Armin Gauß, Rita Keuneke, Helen Kollai

Im Rahmen des Forschungsvorhabens wurde untersucht, inwieweit der weitere Ausbau der Erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung quantitative Auswirkungen auf den Wasserhaushalt hat. Der Fokus lag dabei auf der Wassermenge und der Temperatur der Fließgewässer. Statistische Daten zeigen, dass die Wasserentnahme durch die Energieversorgung in den letzten Jahren deutlich abgenommen hat. In der Studie konnte belegt werden, dass dies auf den steigenden Anteil der Erneuerbaren Energien und vor allem auf den Rückgang der Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken zurückzuführen ist. Eine besondere Bedeutung kommt den Kraftwerken mit einer installierten Leistung > 100 MW zu. Daher wurden diese Kraftwerke in der vorliegenden Studie betrachtet.

Bei Kraftwerken mit Kühlturmkühlung müssen Verdunstungsverluste durch Zuführung von Wasser ausgeglichen werden. Dieses Wasser wird nicht nur Fließgewässern sondern auch Standgewässern wie Seen, Kanälen, Speicherbecken, etc., und dem Grundwasser (als Teil des Sumpfungswassers und über Tiefbrunnen) entnommen. Im Jahr 2017 waren noch 92 konventionelle Kraftwerke mit Kühlturm-Technik in Betrieb. Deren Wasserentnahmen betrugen ca. 935 Mio. m³/a. Dies entspricht einer Verdunstungshöhe von 2,6 mm bezogen auf ganz Deutschland. Gemessen an der jährlichen Verdunstungshöhe von 532 mm pro Jahr ist dieser Wert mit 0,5 % vernachlässigbar. Werden die einzelnen Flussgebiete betrachtet, sind deutliche Unterschiede zu erkennen. So betrug die Wasserentnahme im Rhein-Einzugsgebiet 4,3 mm (0,8 % der Verdunstung), im Elbe-Einzugsgebiet 2,1 mm (0,5 %) und im Donau-Einzugsgebiet 1,5 mm (0,3 %). Neben der integrativen Betrachtung der Verdunstung spielt bei Fließgewässern der direkte Vergleich der Wasserentnahme mit dem Dargebot der fließenden Welle eine Rolle. Die Berechnung der Anteile der Entnahme am ungünstigsten Abflusszustand, dem Niedrigwasser NQ, zeigte, dass dort auch für die kühlintensivsten Kernkraftwerke der Anteil nicht über 5 % (KKW Grundremmingen Donau) und für MNQ, dem mittleren Niedrigabfluss, am Neckar nicht über 6 % (KKW Neckarwestheim 2) steigt. Für MQ, dem mittleren Abfluss, liegen die Anteile für alle Kraftwerke, auch für die Kernkraftwerke, im Mittel unter einem Prozent und sind daher unkritisch.

Bei der Durchlaufkühlung wird dem Fließgewässer die zur Kühlung des Kraftwerks erforderliche Wassermenge entnommen. Dieses Wasser wird dem Fließgewässer direkt wieder zugeführt. Mengenmäßig entsteht hier bezogen auf den Abfluss kein Verlust. Es findet eine Gewässerbelastung durch Erwärmung statt. Im Jahr 2017 besaßen bundesweit insgesamt 33 Kraftwerke eine Durchlaufkühlung nach der Klassifikation dieser Studie. Der Kühlwasserbedarf betrug insgesamt 11,2 Mrd. m³/a.

Die thermische Belastung der Gewässer wird aus ökologischen Gründen begrenzt, damit sich keine negativen Veränderungen des Gewässerzustands, durch u. a. Veränderungen in der Zusammensetzung der Fischzönose ergeben können. Zur Bewältigung kritischer Phasen sind entsprechende Genehmigungsauflagen für den Kraftwerksbetrieb formuliert worden, die Einschränkungen in der Wärmeinleitung und der Kühlwasserentnahme in Abhängigkeit von definierten Grenzwerten der beobachteten Wassertemperaturen enthalten. Als Folge des Klimawandels werden Lufttemperaturerhöhungen von ca. 2 °C und aufgrund der hohen Korrelation entsprechende Wassertemperaturerhöhungen erwartet. Trotz des Rückgangs von Wärmeeinleitungen durch den Ausstieg aus der Atomenergie und den Braunkohleausstieg kann es zukünftig erforderlich werden, eine Anpassung der Genehmigungsauflagen in Betracht zu ziehen, da die ausschöpfbare Spannbreite an zulässiger Wassertemperaturerhöhung abnimmt. Maßnahmen wie z. B. eine Umstellung der Kühltechnik auf Luftkühlung, die Aufstellung von Wärmelastplänen

oder eine detaillierte Temperaturmodellierung im Fließgewässer am Kraftwerksstandort können auch in die Bewirtschaftungspläne aufgenommen werden.

Um ein Gesamtbild der Auswirkungen auf die Gewässer zu erhalten, wurden auch die aktuellen und zukünftigen Wasserentnahmen für Erneuerbare Energien abgeschätzt. Die Ergebnisse zeigen, dass es kaum belastbare Daten zum operativen Wasserbedarf der Erneuerbaren Energien gibt. Für Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen ergibt sich im Betrieb nur für deren Reinigung ein Wasserbedarf. Daher wird davon ausgegangen, dass beim weiteren Ausbau von Windenergie und Photovoltaik kein großer zusätzlicher Wasserbedarf entsteht.

Eine flächendeckende Abschätzung des Wasserbedarfs für den Betrieb von Bioenergieanlagen ist wegen der mangelhaften Datenlage nicht möglich. Der für Bioenergie relevante Wasserbedarf zur Bewässerung von Energiepflanzen wurde in einer groben Abschätzung auf etwa 20,7 Mio. m³ absolut für das Jahr 2018 bestimmt. Im Jahr 2050 soll entsprechend der verwendeten Energieszenarien keine Stromerzeugung aus Bioenergieanlagen mehr erfolgen. Der Wasserbedarf wird entsprechend abnehmen.

Aufgrund der aktuell nur geringen installierten elektrischen Leistung spielt der absolute Wasserbedarf der tiefen Geothermie eine untergeordnete Rolle. Der Wasserbedarf schwankt für die verschiedenen Kühlverfahren und Untergrundgegebenheiten. Es wird empfohlen, zukünftig solche Kühltechnologien einzusetzen, die einen geringen Wasserbedarf haben.

In der Summe ist der Wasserbedarf für Erneuerbare Energien im Verhältnis zu den Wasserentnahmen zur konventionellen Energieversorgung in Deutschland um fast drei Größenordnungen geringer einzuschätzen. Für den Wasserhaushalt sind vor allem die Entnahmen für Kühltürme relevant.

In Case Studies, für die vorhandene Szenarien zur Energiewende und zum Klimawandel genutzt wurden, wurde ermittelt, dass die Wasserentnahmen für den Betrieb der Kühltürme in Deutschland 2025 auf 56 % und 2040/2050 auf 10 % der Werte von 2017 abnehmen, so dass auch die Relevanz für die Wasserbilanz weiter abnimmt.

Die Ergebnisse der Studie zeigen deutlich, dass der geplante Ausbau der Erneuerbaren Energien sowie die Reduzierung der Anzahl der thermischen Kraftwerke und der damit einhergehenden Nutzung von Kühlwasser zu einer Verbesserung des Zustands des Wasserhaushalts der Gewässer sowohl in Bezug auf die Wassermengen als auch in Bezug auf die Temperatur führen. Nichtsdestotrotz ist auch zukünftig bei kleineren Gewässern und im Umfeld der Kühlwassereinleitung zum Schutz der Biozöten auf eine Gewässerverträglichkeit der Kühlwassereinleitung zu achten.

Eine weitere Entlastung des Gewässertemperaturhaushalts kann durch eine vollständige Umstellung von Durchlaufkühlung auf Kühlturmkühlung oder auf alternative Techniken wie Luftführung erreicht werden. Letztere hat den Vorteil, dass auch die Wasserentnahmemenge (Verdunstungsverlust) reduziert wird und Kraftwerksstandorte nicht an Gewässernähe gebunden sind.

Kritische Temperatur- oder Abflusszustände der Gewässer sind in Zukunft aufgrund des Klimawandels vor allem bei kleineren Gewässern möglich. Die Kühlwassernutzungen sind aber nicht ursächlich dafür verantwortlich. Stattdessen werden andere anthropogen bedingte Einflussfaktoren, wie Aufstau der Fließgewässer, fehlende Beschattung, Siedlungswassereinleitungen, dezentrale Kraftwerksstandorte etc. an Bedeutung gewinnen.

Je nach gewähltem Szenario ist mit einer schnelleren oder langsameren Verbesserung des aktuellen Zustands zu rechnen. Je konsequenter und schneller der vollständige Ausstieg aus der Nutzung fossiler Energieträger für energetische Anwendungen erfolgt und mit einem ambitionier-

ten Ausbau der Erneuerbaren Energien einhergeht, umso schneller verringern sich auch die negativen Auswirkungen der Kühlwassernutzung auf den Wasserhaushalt.

Um die positiven Effekte der Energiewende auf den Wasserhaushalt zu bewahren, ist bei der Nutzung alternativer Energie- und Speicherformen der Einfluss auf den Wasserhaushalt zu prüfen. Eine zukünftige deutliche Verschlechterung des Zustands des Wasserhaushalts der Gewässer durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien wird basierend auf den Ergebnissen dieses Forschungsvorhabens nur in zwei Fällen erwartet: großflächiger Ausbau der Bewässerung von Energiepflanzen mit Oberflächenwasser und/oder der tiefen Geothermie mit wasserintensiver Kraftwerks- und Kühltechnologie. Sollten die amtlichen Statistiken für die bewässerte Fläche von Kulturpflanzen insgesamt bzw. die für Bewässerung eingesetzte Wassermenge zukünftig einen signifikant steigenden Trend zeigen, sollte geprüft werden, ob dies u.a. auf die Bewässerung von Energiepflanzen zurückzuführen ist. Im Falle der tiefen Geothermiekraftwerke wird davon ausgegangen, dass die Aspekte des Wasserhaushaltes bei der Genehmigung geprüft werden.

Um abgesicherte Kenntnisse über die Entwicklungen des Wasserhaushaltes zu erlangen, wird empfohlen, die bestehenden Messnetze und Monitoringprogramme zur Beobachtung der hydrologischen Kenngrößen, Güteparameter etc. konsequent fortzuführen und weiterzuentwickeln. Während für die hydrologischen Parameter ein gutes Netz an Pegeln mit langen Beobachtungszeitreihen zur Verfügung steht, gibt es deutlich weniger Messstellen zur Erfassung der Gewässertemperatur mit häufig lückenhaften oder ungeprüften Daten. Die Kraftwerksbetreiber, die dem Gewässer Kühlwasser entnehmen, sind verpflichtet, im Rahmen eines Monitoringprogramms das veränderte Temperaturregime durch die Kühlwassereinleitungen zu untersuchen. Es wird daher empfohlen, diese Daten kontinuierlich zu erheben und nicht nur in Grenzsituationen, diese Daten dauerhaft digital zu speichern und zu veröffentlichen, um sie im Sinne von open science nutzen zu können. Insbesondere bei großen Anlagen bzw. Standorten mit hoher Wassernutzung ist eine automatisierte Erfassung und Übermittlung aller relevanten Parameter wie Temperatur und Menge der Entnahmen und Wiedereinleitungen angeraten. Im Falle von Wiedereinleitungen von aufgewärmtem Wasser ist es ratsam, das Umfeld und die Fließstrecke unterhalb auf einer gewissen Strecke zu überwachen um das tatsächlich sich einstellende Mischungsverhalten zu erfassen. Dieses kann bei längeren Einleitungsfahnen von der Temperaturverteilung einer vollständigen Durchmischung deutlich abweichen. Unterstützend können hier detaillierte, mehrdimensionale hydrodynamische Simulationen (Abfluss und Temperatur) eingesetzt werden.

9 Quellenverzeichnis

- AEE (Agentur für Erneuerbare Energien) (2019a): Föederal Erneuerbar. Bundesländer mit neuen Energien. Datenblatt: Solar. <http://www.foederal-erneuerbar.de/uebersicht/kategorie/solar> (15.08.2019)
- AEE (Agentur für Erneuerbare Energien) (2019b): Föederal Erneuerbar. Bundesländer mit neuen Energien. Datenblatt: Bioenergie. <https://www.foederal-erneuerbar.de/uebersicht/kategorie/bioenergie/> (03.03.2020)
- AEE (Agentur für Erneuerbare Energien) (2013): Potenzialatlas Bioenergie in den Bundesländern. Datenanhang. http://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/239.AEE_Potenzialatlas_Bioenergie_Daten+Quellen_feb13.pdf (19.09.2019)
- AGEB (Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen) (2020a): Auswertungstabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland 1990 bis 2018, <https://ag-energiebilanzen.de/28-0-Zusatzinformationen.html> (19.02.2020)
- AGEB (Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen) (2020b): Stromerzeugung nach Energieträgern (Strommix) von 1990 bis 2019 (in TWh) Deutschland insgesamt (Februar 2020), <https://ag-energiebilanzen.de/28-0-Zusatzinformationen.html> (19.02.2020)
- AGEE-Stat (Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik) (2019a): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland 1990-2018. Stand: Februar 2019. https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html (15.08.2019)
- AGEE-Stat (Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik) (2019b): Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im 1. Halbjahr 2019. Quartalsbericht Stand: 15.08.2019. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/361/dokumente/agee-stat_quartalsbericht_q2-2019.pdf (21.08.2019)
- AGEE-Stat (Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik) (2019c): Monatsbericht zur Entwicklung der erneuerbaren Stromerzeugung und Leistung in Deutschland. Stand: 15.08.2019. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/361/dokumente/09-2019_agee-stat_monatsbericht_ee_final.pdf (18.09.2019)
- Anter, J.; Kreins, P.; Heidecke, C. & Gömann, H. (2018): Entwicklung des regionalen Bewässerungsbedarfs - Engpässe in der Zukunft? In Schimmelpfennig, S. et al. (Hrsg.): Bewässerung in der Landwirtschaft. Tagungsband zur Fachtagung am 11./12.09.2017 in Suderburg. Thünen Working Paper 85.
- Arbeitskreis KLIWA (Hrsg.) (2008): Langzeitverhalten von Sonnenscheindauer und Globalstrahlung sowie von Verdunstung und Klimatischer Wasserbilanz in Baden-Württemberg und Bayern, KLIWA-Berichte, Heft 12 https://www.kliwa.de/_download/KLIWAHeft12.pdf (24.07.2020)
- BASE, Bundesamt für die Sicherheit der nuklearen Entsorgung (2020a): Bekanntmachung gemäß § 7 Absatz 1a Atomgesetz (AtG) - Jahresmeldung 2019, <https://www.base.bund.de/SharedDocs/Downloads/BASE/DE/berichte/kt/elektrizitaetsmenge-2019.pdf>, (14.05.2020)
- BASE, Bundesamt für die Sicherheit der nuklearen Entsorgung (2020b): Laufzeiten und Elektrizitätsmengen deutscher Atomkraftwerke, [https://www.base.bund.de/DE/themen/kt/kta-deutschland/laufzeiten/laufzeiten_node.html], (14.05.2020)
- Berndes, G. (2008): Future biomass energy supply: The consumptive water use perspective. *International Journal of Water Resources Development*, 24(2), 235-245.
- BLfU, Bayerisches Landesamt für Umwelt (2013a), Beurteilung von Wärmeeinleitungen, Merkblatt Nr. 4.5/18, Stand: 06.08.2013, Augsburg

https://www.lfu.bayern.de/wasser/merkblattsammlung/teil4_oberirdische_gewaesser/doc/nr_4518.pdf
(26.06.2019)

BLfU, Bayerisches Landesamt für Umwelt (2013b), Klimawandel und Wasserhaushalt in Bayern, Langzeitverhalten der Wassertemperaturen bayerischer Fließgewässer, Stand: November 2013, Augsburg
https://www.bestellen.bayern.de/application/eshop_app000008?SID=1885988814 (03.08.2020)

BLfU, Bayerisches Landesamt für Umwelt (2014), Deutsches Gewässerkundliches Jahrbuch, Donaugebiet, Mit einem Anhang: Bayer. Reingebiet, 2006, 01.11.2005 – 21.12.2006
https://www.bestellen.bayern.de/application/eshop_app000002?SID=1757344446 (22.09.2020)

BLfU, Bayerisches Landesamt für Umwelt (2020), Internetportal Hochwassernachrichtendienst, Statistik Pegel Günzburg u. d. Günzmündung / Donau
https://www.hnd.bayern.de/pegel/donau_bis_kelheim/guenzburg-u-d-guenzmuendung-10032009/statistik?
(22.09.2020)

BMEL (Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft)(2020): Archiv: Statistisches Jahrbuch über Ernährung, Landwirtschaft und Forsten . <https://www.bmel-statistik.de/archiv/statistisches-jahrbuch/> (21.02.2020)

BMEL (Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft)(2018): Statistisches Jahrbuch über Ernährung, Landwirtschaft und Forsten 2018. <https://www.bmel-statistik.de/fileadmin/daten/SJT-3071310-2018.xlsx>
(19.09.2019)

BMU, Bundesministerium für Umwelt (2019): Die Deutsche Anpassungsstrategie.
<https://www.bmu.de/themen/klima-energie/klimaschutz/anpassung-an-den-klimawandel/> (07.08.2019)

BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit) (2011): Geothermische Stromerzeugung – Kraftwerkstechnologien und Technologien zur gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme.
https://www.bgr.bund.de/MAGS/DE/Downloads/BMU_Strom.pdf?__blob=publicationFile&v=1 (16.09.2019)

BMU, Bundesministerium für Umwelt (2003): Hydrologischer Atlas von Deutschland,
<http://www.bmbf.wasserfluesse.de/> (23.04.2020)

BMVI Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (2015): KLIWAS - Auswirkungen des Klimawandels auf Wasserstraßen und Schifffahrt in Deutschland, Abschlussbericht des BMVI - Fachliche Schlussfolgerungen aus den Ergebnissen des Forschungsprogramms KLIWAS. Rostock.
<https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Publikationen/WS/kliwas-abschlussbericht-des-bmvi-2015-03-12.pdf>
(03.08.2020)

BMWi Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2020), Gesetzentwurf der Bundesregierung - Entwurf eines Gesetzes zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze (Kohleausstiegsgesetz) vom 29.01.2020 https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/G/gesetzentwurf-kohleausstiegsgesetz.pdf?__blob=publicationFile&v=8 (14.02.2020)

BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie) (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung.
https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/energiekonzept-2010.pdf?__blob=publicationFile&v=3,
(09.05.2019)

BNetzA (Bundesnetzagentur) (2019a): NEP Szenariorahmen 2025,
<https://www.netzausbau.de/bedarfsermittlung/2025/szenariorahmen/de.html>, (12.11.2019)

BNetzA (Bundesnetzagentur) (2019b): NEP Szenariorahmen 2017-2030,
https://www.netzausbau.de/bedarfsermittlung/2030_2017/szenariorahmen2017-2030/de.html (12.11.2019)

BNetzA (Bundesnetzagentur) (2019c), NEP Szenariorahmen 2019-2030,
https://www.netzausbau.de/bedarfsermittlung/2030_2019/szenariorahmen2019-2030/de.html (12.11.2019)

BNetzA (Bundesnetzagentur) (2019d): EEG in Zahlen 2018.

https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEGinZahlen_2018_BF.pdf (10.03.2020)

Bonsch, M.; Humpenöder, F.; Popp, A.; Bodirsky, B.; Dietrich, J. P. & Rolinski, S. et al. (2016): Trade-offs between land and water requirements for large-scale bioenergy production. *Gcb Bioenergy*, 8(1), 11-24.

Bormann, H., Gramlich, E., Müller F., Schröder M., Vodegel S., Sievers M. (2019): Keine Energie ohne Wasser - Zukunftsszenarien und Empfehlungen für die Weiterentwicklung der Wasserwirtschaft unter gravierend veränderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen, Deutschen Bundesstiftung Umwelt DBU-AZ 32804 / 01-23.

BRD, Bezirksregierung Düsseldorf (2013a): Erlaubnisbescheid 54.07.04.D-332/11 an Stadtwerke Düsseldorf AG zur Entnahme von Wasser aus dem Rhein vom 13.09.2013

BRD, Bezirksregierung Düsseldorf (2013b): Erlaubnisbescheid 54.07.04.D-332/11 an Stadtwerke Düsseldorf AG zu Einleitung von Abwasser aus dem Kraftwerk Lausward in den Rhein / Hafen Lausward vom 13.09.2013

BUND, BUND Landesverband Nordrhein-Westfalen(2020): Braunkohlentagebaue und Gewässerschutz. <https://www.bund-nrw.de/themen/braunkohle/hintergruende-und-publikationen/braunkohle-und-umwelt/braunkohle-und-wasser/> (22.04.2020)

BUND, Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland Hrsg. (2009): Wärmelast Rhein, bearbeitet durch Jörg Lange, Freiburg.

Buttlar, C. & Willms, M. (2016): Bewertung des Energiepflanzenanbaus für Biogasanlagen vor dem Hintergrund der Anforderungen der Europäischen Wasserrahmenrichtlinie. *Berichte über Landwirtschaft* 94(2).

BVG (Bundesverband Geothermie) (2019): Geothermie in Zahlen.

<https://www.geothermie.de/geothermie/geothermie-in-zahlen.html> (15.09.2019)

BVG (Bundesverband Geothermie) (2017): Stand und Forschungsbedarf in der Geothermie.

https://www.geothermie.de/fileadmin/user_upload/Bibliothek/Downloads/Forschungsbedarf_Geothermie_Langfassung.pdf (15.09.2019)

Clauser, C. & Elsner, P. (Hrsg.) (2015): Geothermische Kraftwerke. Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“. (Schriftenreihe für Energiesysteme der Zukunft).

Dallemand, J. F. & Gerbens-Leenes, P.W. (Ed.) (2013): Bioenergy and water. European Commission JRC Technical Report. <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/99f44db0-88ba-418a-bb97-9ba9899f7503/language-en> (06.04.2020)

Daniel-Gromke, J.; Rensberg, N.; Denysenko, V.; Stinner, W.; Schmalfuß, T.; Scheftelowitz, M.; Nelles, M.; Liebetrau, J. (2018). Current developments in production and utilization of biogas and biomethane in Germany. *Chemie Ingenieur Technik*, 90(1-2), 17-35.

DBFZ (Deutsches Biomasseforschungszentrum) (2017): Anlagenbestand Biogas und Biomethan – Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland. DBFZ Report Nr. 30, Leipzig.

DESTATIS (Statistisches Bundesamt) (2020): Landwirtschaftszählung 2020 gestartet. Pressemitteilung Nr. 076 vom 5. März 2020. https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2020/03/PD20_076_412.html (05.03.2020)

DESTATIS (Statistisches Bundesamt) (2019a): Öffentliche Wasserversorgung und öffentliche Abwasserentsorgung - Öffentliche Wasserversorgung - 2016 (Korrigierte Version vom 29.01.2019). Fachserie 19 Reihe 2.1.1

DESTATIS, Bundesamt für Statistik (2019b): Abfrage GENESIS-Online Datenbank 25.09.2019, Code 32213-0001, Länge des Kanalnetzes, Abwasserbehandlungsanlagen, Angeschlossene Einwohnerwerte, Jahresabwassermenge, Schmutzwasser: Bundesländer, Jahre

DESTATIS (Statistisches Bundesamt) (2018): Nichtöffentliche Wasserversorgung und nichtöffentliche Abwasserentsorgung 2016. Fachserie 19 Reihe 2.2.

DESTATIS (Statistisches Bundesamt) (2017): Land- und Forstwirtschaft, Fischerei. Bewässerung in landwirtschaftlichen Betrieben / Agrarstrukturerhebung 2016.

DESTATIS (Statistisches Bundesamt) (2013): Nichtöffentliche Wasserversorgung und nichtöffentliche Abwasserentsorgung 2010. Fachserie 19 Reihe 2.2, Wiesbaden.

DESTATIS (Statistisches Bundesamt) (2011): Land- und Forstwirtschaft, Fischerei. Bodenbearbeitung, Bewässerung, Landschaftselemente. Erhebung über landwirtschaftliche Produktionsmethoden (ELPM) 2010. Fachserie 3 Heft 5, Wiesbaden.

Deutscher Bundestag, 19. Wahlperiode (2020), Gesetzentwurf der Bundesregierung Entwurf eines Gesetzes zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze (Kohleausstiegs-gesetz), Drucksache 19/17342 vom 24.02.2020

<https://dip21.bundestag.de/dip21/btd/19/173/1917342.pdf> (23.04.2020)

Dieckmann, C.; Kaltschmitt, M.; Oldenburg, S.; Scholwin, F. & Edelmann, W. (2016): Verfahrenstechnik. In: Kaltschmitt; Hartmann & Hofbauer (Hrsg.): Energie aus Biomasse. Grundlagen, Techniken und Verfahren. 3. Auflage. Berlin, Heidelberg: Springer.

DLG (2018): Reinigung von Solaranlagen auf Ställen. DLG-Merkblatt 414, Stand: 9/2016.

https://www.dlg.org/fileadmin/downloads/merkblaetter/dlg-merkblatt_414.pdf (09.03.2020)

DWD, Deutscher Wetterdienst (2020a); Pressemitteilung vom 17.03.2020, 'Virtuelle' Klima-Presskonferenz 2020 des Deutschen Wetterdienstes, Wetter und Klima wird weltweit extremer/Klimavorhersagen für 10 Jahre im Voraus

https://www.dwd.de/DE/presse/pressemitteilungen/DE/2020/20200317_pressemitteilung_klima_pk_news.html (23.04.2020)

DWD, Deutscher Wetterdienst (2020b); Die dekadischen Klimavorhersagen

https://www.dwd.de/DE/klimaumwelt/aktuelle_meldungen/200319/klimavhs.html

<https://www.dwd.de/DE/leistungen/klimavorhersagen/start.html> (04.05.2020)

DWD, Deutscher Wetterdienst (2020c); Langjährige regionale Lufttemperaturdaten in Deutschland, veröffentlicht unter

https://opendata.dwd.de/climate_environment/CDC/regional_averages_DE/annual/air_temperature_mean/

EEG (2017): Gesetz zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien vom 13.10.2016, BGBl I.

EEX-Transparency Plattform (2019): Kraftwerksdaten der EEX Transparenzplattform. <https://www.eex-transparency.com/de/power/> (24.07.2019)

Ehrmann, R. S.; Wilcox, B.; White, E. B.; Maniaci, D. C. (2017): Effect of Surface Roughness on Wind Turbine Performance. Sandia Report, SAND2017-10669. https://energy.sandia.gov/wp-content/uploads/2017/10/LEE_Ehrmann_SAND2017-10669.pdf (20.08.2019)

Elsner, P.; Fishedick, M. & Sauer, D. U. (Hrsg.) (2015): Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050. Technologien - Szenarien - Systemzusammenhänge. (Analyse aus der Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), München.

ENBW (Energie Baden-Württemberg AG) (2019a), Kraftwerke,

<https://www.enbw.com/unternehmen/konzern/energieerzeugung/fossile-energie/standorte.html>, (01.08.2019)

- ENBW (2019b): Flyer Stuttgart Muenster/Gaisburg,
http://www.enbw.com/media/konzern/docs/energieerzeugung/enbw-flyer_stuttgart_muenster_gaisburg.pdf
(12.02.2020)
- EnBW (Energie Baden-Württemberg AG) (2019c):Rheinhafen-Dampfkraftwerk Karlsruhe,
<https://www.enbw.com/unternehmen/konzern/energieerzeugung/neubau-und-projekte/rheinhafen-dampfkraftwerk-karlsruhe/> (12.02.2020)
- Engie (2019a), Kraftwerk Farge, <https://www.engie-kraftwerke.de/de/content/farge> (05.08.2019)
- Engie (2019b), Kraftwerk Wilhelmshafen, Kraftwerk Wilhelmshafen, <https://www.engie-kraftwerke.de/de/content/wilhelmshafen>, (05.08.2019)
- Engie (2019c), Kraftwerk Zolling, <https://www.engie-kraftwerke.de/sites/default/files/upload/bilder/KW-Animation-Zolling/zolling-online/index.html>, (05.08.2019)
- Eyerer, S.; Schiffler, C.; Hofbauer S.; Wieland, C.; Zosseder, K.; Bauer, W. et al. (2017): Potential der hydrothermalen Geothermie zur Stromerzeugung in Deutschland.
https://www.es.mw.tum.de/fileadmin/w00bhq/www/pdf/Potential_der_hydrothermalen_Geothermie_zur_Stromerzeugung_in_Deutschland.pdf (16.09.2019)
- FA Wind (Fachagentur Windenergie an Land) (2019): Analyse der Ausbausituation der Windenergie an Land im Frühjahr 2019. https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/Analysen/FA_Wind_Zubauanalyse_Wind-an-Land_Fruehjahr_2019.pdf (17.09.2019)
- FischgewV (2006): Verordnung zur Umsetzung der Richtlinie 78/659/EWG des Rates vom 18.Juli 1978 über die Qualität von Süßwasser, das schutz- oder verbesserungsbedürftig ist, um das Leben von Fischen zu erhalten – Nordrhein-Westfalen. Vom 27. August 1997, zuletzt geändert am 10.02.2006.
- FNR (Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe) (2020): Anbau und Verwendung nachwachsender Rohstoffe in Deutschland. Stand: März 2020. <https://www.fnr-server.de/ftp/pdf/berichte/22004416.pdf> (11.03.2020)
- FNR (Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe) (2019): Anbau und Verwendung nachwachsender Rohstoffe in Deutschland. Stand: März 2019. <https://www.fnr.de/index.php?id=11150&fkz=22004416> (19.09.2019)
- FNR (Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe) (2015): Biomassepotenziale von Rest- und Abfallstoffen. Status quo in Deutschland. Schriftenreihen Nachwachsende Rohstoffe 36. Studie erstellt durch DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum, 2015.
https://mediathek.fnr.de/media/downloadable/files/samples/s/c/schriftenreihe_band_36_web_01_09_15.pdf
(04.02.2020)
- Frick, S.; Kaltschmitt, M. & Schröder, G. (2010): Life cycle assessment of geothermal binary power plants using enhanced low-temperature reservoirs. *Energy*, 35(5), 2281-2294.
- Fröba, N. & Belau, T. (2018): Betriebswirtschaftliche Eckdaten zur landwirtschaftlichen Bewässerung. In Schimelpfennig, S. et al. (Hrsg.): Bewässerung in der Landwirtschaft. Tagungsband zur Fachtagung am 11./12.09.2017 in Suderburg. Thünen Working Paper 85.
- Gerbens-Leenes, P. W.; Hoekstra, A. Y. & Van der Meer, T. H. (2009): The water footprint of energy from biomass: A quantitative assessment and consequences of an increasing share of bio-energy in energy supply. *Ecological economics*, 68(4), 1052-1060.
- GKM (Grosskraftwerk Mannheim AG) (2019), Grosskraftwerk Mannheim,
https://www.gkm.de/unternehmen/werkuebersicht/block_9/?page=1, (05.08.2019)
- Hatfield, J. L. & Dold, C. (2019): Water-use efficiency: advances and challenges in a changing climate. *Frontiers in plant science*, 10.

v. Helldorff, H. (2019): Mündliche Mitteilung. Leiter Vertrieb, BayWa r.e. Rotor Service GmbH, Am Diesterkamp 63, 27432 Basdahl, Telefonat am 18.09.2019

Helmstedter Revier GmbH (2019), Kraftwerke, <http://www.helmstedterrevier.de/index.php/kraftwerk-buschhaus.html>, (01.08.2019)

Herbes, C.; Pekrun, C.; Dahlin, J.; Wulf, S.; Roth, U. & Kraume, M. et al. (2017): GÄRWERT - GÄRprodukte ökologisch optimiert und WERTorientiert aufbereiten und vermarkten. Schlussbericht zum FNR Verbundvorhaben, gemeinsamer Teil.

Herbst, M. & Frühauf, C. (2018): Wird das Wasser knapp? Wasserbedarf und -verfügbarkeit heute und in Zukunft. In Schimmelpfennig, S. et al. (Hrsg.): Bewässerung in der Landwirtschaft. Tagungsband zur Fachtagung am 11./12.09.2017 in Suderburg. Thünen Working Paper 85.

Heumann, A. & Huenges, E. (2017): Technologiebericht 1.2 Tiefengeothermie. In: Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Hinsch, C.; Westermann, D. (1996): Rotorblattreinigung – was schafft der Regen, was der Reiniger? In: DEWI Magazin Nr. 9, August 1996.

Hydrotec Ingenieurgesellschaft mbH (2019), NASIM 4.7 Benutzerhandbuch, Aachen

Hydrotec Ingenieurgesellschaft mbH (2014), Bestimmung des kumulativen Abwasseranteils ausgehend von kommunalen Kläranlagen für die Fließgewässer in NRW, Projektbericht im Auftrag des LANUV NRW, Aachen

Hydrotec (2005): Erarbeitung eines Konzepts zur WRRL-konformen Umgestaltung der Erft, Auftraggeber: Ministerium für Umwelt und Naturschutz, Landwirtschaft und Verbraucherschutz des Landes NRW, in Zusammenarbeit mit Planungsbüro Koenzen, Hilden

IEE (Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik) (2019a): Windenergie Report Deutschland 2018.

http://windmonitor.iese.fraunhofer.de/opencms/export/sites/windmonitor/img/Windmonitor-2018/WERD_2018_barrierefrei.pdf (15.08.2019)

IEE (Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik) (2019b): Windmonitor. Ausbau im Ländervergleich. http://windmonitor.iese.fraunhofer.de/windmonitor_de/1_wind-im-strommix/1_energiewende-in-deutschland/6_Ausbauzustand_der_Bundeslaender (17.09.2019)

IEE (Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik) (2019c): Windmonitor. Jährliche Installation von Onshore-Windleistung in Deutschland. http://www.windmonitor.de/windmonitor_de/bilder_javascript.html?db_communicate=%27Windenergieeinspeisung.daten%27&p_lang=ger&img_id=429 (17.09.2019)

IEE (Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik) (2018): Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichtes gemäß §97 Erneuerbare-Energien-Gesetz. Teilvorhaben II a: Biomasse. Endbericht. https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/fraunhofer-iese-vorbereitung-begleitung-eeg.pdf?__blob=publicationFile&v=7 (19.09.2019)

IKSE, Internationale Kommission zum Schutz der Elbe (2005): Internationale Flussgebietseinheit Elbe, Merkmale der Flussgebietseinheit, Überprüfung der Umweltauswirkungen, menschlicher Tätigkeit und wirtschaftliche Analysen der Wassernutzung, Bericht an die Europäische Kommission, gemäß Art. 15 Abs. 2 der Richtlinie 2000/60/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. Oktober 2000 zur Schaffung eines Ordnungsrahmens für Maßnahmen der Gemeinschaft im Bereich der Wasserpolitik (Bericht 2005), Dresden https://www.ikse-mkol.org/fileadmin/media/user_upload/D/06_Publikationen/01_Wasserrahmenrichtlinie/2005_IKSE-Bericht2005.pdf (23.07.2020)

IKSD (2004) Internationale Kommission zum Schutz der Donau (Hrsg.): Aktionsprogramm für nachhaltigen Hochwasserschutz im Einzugsgebiet der Donau, FINAL IC/082

<https://www.icpdr.org/main/sites/default/files/FINAL%20-%20Flood%20Action%20Programme%20-%20Ger.pdf> (06.05.2020)

IKSR, Internationale Kommission zum Schutz des Rheins (2011): Szenarienstudie für das Abflussregime des Rheins Stand April 2011, Bericht Nr. 188, Koblenz

https://www.iksr.org/fileadmin/user_upload/DKDM/Dokumente/Fachberichte/DE/rp_De_0188.pdf (23.04.2020)

IKSR, Internationale Kommission zum Schutz des Rheins (2006a): Maßnahmen bezogen auf die Wärmebelastung des Rheins in extremen Hitze- und Trockenperioden - Überblick und Zusammenstellung der Länderberichte. Internationale Kommission zum Schutz des Rheins - IKSR-Bericht Nr. 152d.

https://www.iksr.org/fileadmin/user_upload/DKDM/Dokumente/Fachberichte/DE/rp_De_0152.pdf (25.09.2019)

IKSR, Internationale Kommission zum Schutz des Rheins (2006b): Vergleich der Wärmeeinleitungen 1989 und 2004 entlang des Rheins. – IKSR Bericht Nr. 151d.

https://www.iksr.org/fileadmin/user_upload/DKDM/Dokumente/Fachberichte/DE/rp_De_0151.pdf (25.09.2019)

Ilse, K. K.; Figgis, B. W.; Naumann, V.; Hagendorf, C.; Bagdahn, J. (2018): Fundamentals of soiling processes on photovoltaic modules. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews, 98, S. 239-254.

Informationsplattform Undine (2019a): Gütemessstellen im Rheingebiet: Wesel, Lippe.

http://undine.bafg.de/rhein/guetemesstellen/rhein_mst_wesel.html (25.09.2019)

Informationsplattform Undine (2019b): Niedrigwasserereignisse im Rheingebiet: Das Niedrigwasser im Sommer und Herbst 2003. http://undine.bafg.de/rhein/extremereignisse/rhein_nw2003.html (25.09.2019)

ISE (Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme) (2019): Photovoltaics Report 2019. Stand: 14. März 2019.

<https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf> (22.08.2019)

IWES, Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (2011): Energiewirtschaftliche und ökologische Bewertung eines Windgas-Angebotes. Gutachten im Auftrag von Greenpeace Energy e.G.

https://www.greenpeace-energy.de/fileadmin/docs/sonstiges/Greenpeace_Energy_Gutachten_Windgas_Fraunhofer_Sterner.pdf (08.08.2019)

Jansen, D. (2019): „Perspektivkonzept Erft“, Vortrag Dr.-Ing. Jansen, Erftverband, 26.06.2019, Fachgespräch Gewässerunterhaltung bei der Bezirksregierung Düsseldorf

https://www.brd.nrw.de/umweltschutz/Wasserrahmenrichtlinie-und-Gewaesserentwicklung/PDF/2019-06-26-Jansen_Erftverband.pdf (23.04.2020)

Jansen, D. (2020): Persönliche Mitteilung, Erftverband, 03.08.2020

Kaltschmitt, M.; Janczik, S. & Kupfermann, G. A. (2014): Vorhaben IIb – Wissenschaftliche Vorbereitung und Begleitung der EEG-Monitoringberichte und des Erfahrungsberichts für die Stromerzeugung aus Geothermie

Kardie Equipment (2019): Wind Turbine Cleaning Services. <https://www.kardieequipment.com/tgmcleaning> (20.08.2019)

Kern (2006): „Masterplan Erft - wie soll die Erft in 40 Jahren aussehen?“ Vortrag Dr.-Ing. Kern, Erftverband, Symposium "Gewässer im Wandel der Zeit - Beispiel Erft" 5. April 2006 in Berlin, Veranstalter Vereinigung Deutscher Gewässerschutz e.V.

http://www.vdg-online.de/uploads/media/vdg_symp_20060405_erftumbau_kern.pdf (23.04.2020)

KHR, Internationale Kommission für die Hydrologie des Rheingebietes (2007) Das Abflussregime des Rheins und seiner Nebenflüsse im 20. Jahrhundert, Analyse, Veränderungen, Trends, Bericht Nr. I-22 der KHR, https://khr-chr.org/sites/default/files/chrpublications/rapport_i_-_22.pdf (23.04.2020)

Kobus, H. (1979): Wassernutzung für Kühlzwecke, Wasserwirtschaft 69 (1979) 5, S. 145 – 149, <https://elib.uni-stuttgart.de/bitstream/11682/594/1/kob107.pdf> (26.09.2019)

KWM (KWM-GmbH) (2019), Kraftwerk Mehrum, <https://www.kraftwerk-mehrum.de/kraftwerk/technische-daten/>, (05.08.2019)

Larsen, M. A. D.; Drews, M. (2019): Water use in electricity generation for water-energy nexus analyses: The European case. In: Science of the Total Environment, 651, 2044-2058.

LUBW, Landesanstalt für Umwelt Baden-Württemberg (2020), Internetportal Abfluss BW – regionalisierte Abfluss-Kennwerte Baden-Württemberg, <https://udo.lubw.baden-wuerttemberg.de/projekte/> (22.09.2020)

LANUV, Landesamt für Natur, Umwelt, Klima und Verbraucherschutz NRW (2006), Untersuchung zur Beseitigung von Bakterien im Abfluss von Kläranlagen mittels Tetrahymena - Teil 1, Abschlussbericht F&E-Vorhaben, Recklinghausen

LAWA (2017) Bund/Länder Arbeitsgemeinschaft Wasser (Hrsg.): Klassifizierung des Wasserhaushalts von Einzugsgebieten und Wasserkörpern – Verfahrensempfehlung – a) Handlungsanleitung. Magdeburg.

LAWA (2013) Bund/Länder Arbeitsgemeinschaft Wasser (Hrsg.): Grundlagen für die Beurteilungen von Kühlwassereinleitungen in Gewässer, ausgearbeitet vom LAWA-ad-hoc-Unterausschuss Kühlwassereinleitungen

LAWA (1991) Bund/Länder Arbeitsgemeinschaft Wasser (Hrsg.): Grundlagen für die Beurteilungen von Kühlwassereinleitungen in Gewässer, 3. Aufl., ausgearbeitet vom LAWA-Arbeitsgruppe Wärmebelastung der Gewässer, Erich Schmidt Verlag, Berlin

LEAG (Lausitz Energie Kraftwerke AG) (2019), Kraftwerke, <https://www.leag.de/de/geschaeftsfelder/kraftwerke/>, (01.08.2019)

LHW, Landesbetrieb für Hochwasserschutz und Wasserwirtschaft Sachsen-Anhalt (2020), Deutsches Gewässerkundliches Jahrbuch Elbegebiet, Teil I, Von der Grenze zur CR bis zur Havelmündung, 2017, 01.01.2017 - 31.12.2017 (nur vorliegend das Blatt für Saale Pegel Leuna-Kröllwitz, Stationsnr. 570611, <https://hochwasservorhersage.sachsen-anhalt.de/messwerte/wasserstand/> Pegelauswahl Leuna-Kröllwitz / Gewässerkundliche Hauptwerte

LIAG (Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik) (Hrsg.) (2020): GeotIS - Geothermisches Informationssystem. DOI: [10.17616/R3M89J](https://doi.org/10.17616/R3M89J)

Liebold, P. (2019): Mündliche Mitteilung. Geschäftsführer, Photovoltaik Liebold, Lena-Christ-Str. 21, 84416 Taufkirchen (Vils), Telefonat am 18.09.2019

LMBV, Lausitzer und Mitteldeutsche Bergbau-Verwaltungsgesellschaft mbH (2018): Bergbauliches Wassermanagement, <https://www.lmbv.de/index.php/Wassermanagement.html> Stand 12/2018 (22.04.2020)

Lohrmann, A., Farfan, J., Caldera, U. et al. (2019): Global scenarios for significant water use reduction in thermal power plants based on cooling water demand estimation using satellite imagery. Nat Energy 4, 1040–1048 (2019). <https://doi.org/10.1038/s41560-019-0501-4> (14.02.2020)

Macknick, J.; Newmark, R.; Heath, G.; Hallett, KC. (2011): A review of operational water consumption and withdrawal factors for electricity generating technologies. Technical report NREL/TP-6A20-50900. <https://www.nrel.gov/docs/fy11osti/50900.pdf> (16.09.2019).

Mekonnen, M. M., Gerbens-Leenes, P. W. & Hoekstra, A. Y. (2015): The consumptive water footprint of electricity and heat: a global assessment. Environmental Science: Water Research & Technology, 1(3), 285-297.

Meldrum, J., Nettles-Anderson, S., Heath, G. & Macknick, J. (2013): Life cycle water use for electricity generation: a review and harmonization of literature estimates. *Environmental Research Letters*, 8(1), 015031.

Mielke, E., Anadon, L. D. & Narayanamurti, V. (2010): Water consumption of energy resource extraction, processing, and conversion. Belfer Center for Science and International Affairs.

MKULNV - Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft Natur- und Verbraucherschutz des Landes NRW (2015): Hintergrundpapier Braunkohle - zum Bewirtschaftungsplan 2016-2021 für die nordrhein-westfälischen Anteile von Rhein, Weser, Ems und Maas.

https://www.flussgebiete.nrw.de/system/files/atoms/files/hintergrundpapier_braunkohle_bwp2015_final.pdf (20.04.2020)

MUNLV - Ministerium für Umwelt, Naturschutz, Landwirtschaft und Verbraucherschutz des Landes NRW (2004); Ergebnisbericht Erft, Wasserrahmenrichtlinie in NRW – Bestandsaufnahme

NCC-IUP (2013): „Messtechnische und theoretische Abschätzung des Eintrags von I-131 in die OSPAR-Regionen aufgrund der nuklearmedizinischen Anwendung von Radioiod in Deutschland“, Projekt FKZ 3611S70013, Abschlussbericht. Nuclear Control & Consulting GmbH Braunschweig und Institut für Umweltphysik der Universität Bremen unter Mitarbeit von Hydrotec Ingenieurgesellschaft Aachen, im Auftrag des Bundesamtes für Strahlenschutz, Dez. 2013. (unveröffentlicht)

Niemann, A. et al. (2013): Grundlagen für die Ableitung gewässertypspezifischer Temperaturanforderungen für wärmebelastete Fließgewässer in Nordrhein-Westfalen, Symposium zur Begleitung der Umsetzung der EG-Wasserrahmenrichtlinie in NRW, Oberhausen, www.flussgebiete.nrw.de/system/files/atoms/files/wrrl-symposium_2013_-_präsentation_niemann.pdf (25.09.2019)

Nilson, E., Krahe, P., Lingemann, I., Horsten, T., Klein, B., Carambia, M., Larina, M. (2014): Auswirkungen des Klimawandels auf das Abflussgeschehen und die Binnenschifffahrt in Deutschland. Schlussbericht KLIWAS-Projekt 4.01. KLIWAS-43/2014. BfG, Koblenz. http://doi.bafg.de/KLIWAS/2014/Kliwas_43_2014_4.01.pdf

NMU (Niedersächsisches Ministerium für Umwelt, Energie, Bauen und Klimaschutz) (2019): Hilfe für Landwirte: Umweltministerium erweitert Möglichkeiten der Wasserentnahme für Beregnung. Pressemitteilung vom 26.04.2019.

NREL (National Renewable Energy Laboratory) (2019): Champion Photovoltaic Module Efficiency Chart. <https://www.nrel.gov/pv/module-efficiency.html> (14.09.2019)

OGewV (2016): Verordnung zum Schutz der Oberflächengewässer (Oberflächengewässerverordnung – OGeWV) vom 20.06.2016, zuletzt geändert durch Artikel 255 der Verordnung vom 19. Juni 2020 (BGBl. I S. 1328), noch nicht berücksichtigt, 87 Seiten.

http://www.gesetze-im-internet.de/ogewv_2016/OGewV.pdf (31.07.2020)

PreussenElektra (PreussenElektra GmbH) (2019), Kernkraftwerke, http://www.eon-kernkraft.com/pages/ekk_de/Standorte/Uebersicht/index.htm (01.08.2019)

Rave, T. (2016): Der Ausbau Erneuerbarer Energien im Föderalismus und Mehrebenensystem – Neoklassische und neoinstitutionalistische Perspektiven. In: ifo Forschungsberichte, 75, München.

Rech, B. & Elsner, P. (Hrsg.) (2016): Photovoltaik. Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“. (Schriftenreihe für Energiesysteme der Zukunft).

Rieland, M. (2004): Das BMBF-Programm GLOWA: Instrumente für ein vorausschauendes Management großer Flusseinzugsgebiete. In: Hydrologie und Wasserbewirtschaftung, 2004, H. 2, Bundesanstalt für Gewässerkunde, Mainz, S. 83 – 84

RWE, RWE Power AG (2012): Rahmenbetriebsplan für die Fortführung des Tagebaus Hambach im Zeitraum 2020 – 2030, Information über die wesentlichen Inhalte, © RWE Power

<https://www.rwe.com/web/cms/mediablob/de/1232522/data/60012/2/rwe-power-ag/energetraeger/braunkohle/standorte/tagebau-hambach/Wesentliche-Inhalte.pdf> (23.04.2020)

RWE, RWE Power AG (2017): Verantwortungsvoller Umgang mit einer wichtigen Ressource, Die Wasserwirtschaft im Rheinischen Braunkohlenrevier. Prospekt, 17 S., Essen – Köln
RWE_19_0101_Broschuere_Wasserwirtschaft_ONLINE.pdf (24.07.2020)

RWE, RWE Power AG (2020): <https://www.group.rwe/unser-portfolio-leistungen/betriebsstandorte-finden/kraftwerk-frimmersdorf> (18.08.2020)

Scherzer, J (2020): Wasserwirtschaftliche Anpassungsstrategien an den Klimawandel. <http://www.wasklim.de/> (30.04.2020)

Schimmelpfennig, S.; Heidecke, C. & Anter, J. (2018): Herausforderungen für die Bewässerung landwirtschaftlicher Nutzflächen in Deutschland. In Schimmelpfennig, S. et al. (Hrsg.): Bewässerung in der Landwirtschaft. Tagungsband zur Fachtagung am 11./12.09.2017 in Suderburg. Thünen Working Paper 85.

Schittenhelm, S.; Neumann, T.; Kruse, S.; Mastel, K., Hufnagel, J. & Rosner, G. (2011): Bewässerung und Wasserbedarf von Energiepflanzen. Abschlussbericht zum Teilprojekt 5 des FNR Verbundvorhabens „Entwicklung und Vergleich von optimierten Anbausystemen für landwirtschaftliche Produktion von Energiepflanzen unter den verschiedenen Standortbedingungen Deutschlands“ (EVA II).

Schweiger, M.; Hermann, W.; Gerber, A.; Rau, U. (2017): Understanding the energy yield of photovoltaic modules in different climates by linear performance loss analysis of the module performance ratio. In: IET Renew. Power Gener., 11(5), S.558-565.

Seis, W.; Lesjean, B.; Maaßen, S.; Balla, D.; Hochstrat, R.; Düppenbecker, B. (2016): Rahmenbedingungen für die umweltgerechte Nutzung von behandeltem Abwasser zur landwirtschaftlichen Bewässerung. Texte | 34/2016, Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau.

Spang, E. S., Moomaw, W. R., Gallagher, K. S., Kirshen, P. H. & Marks, D. H. (2014): The water consumption of energy production: an international comparison. *Environmental Research Letters*, 9(10), 105002.

Springer.com (2019), Kraftwerk Bremen Hafen, https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-642-52090-7_11, (05.08.2019)

STEAG (STEAG GmbH) (2019), Kraftwerke, <https://www.steag.com/de/leistungen/konventionelle-energieerzeugung/>, (01.08.2019)

Steidl, J.; Dietrich, O.; Schubert, U.; Schuler, J. & Zander, P. (2015): Wassermanagement in der Landwirtschaft. Schlussbericht zum Forschungsvorhaben 2813HS007 der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung. Müncheberg

Steinert, J. (2019): Mündliche Mitteilung. Geschäftsführer, stonart solar solution, Daumier Str. 1, 04157 Leipzig, Telefonat am 18.09.2019

Stolz, P., Frischknecht, R., Heath, G., Komoto, K., Macknick, J., Sinha, P. & Wade, A. (2017): Water Footprint of European Rooftop Photovoltaic Electricity based on Regionalised Life Cycle Inventories. IEA PVPS Task 12, International Energy Agency Power Systems Programme, Report IEA-PVPS T12-11:2017. https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/01/Water_Footprint_of_European_Rooftop_Photovoltaic_Electricity_based_in_Regionalised_Life_Cycle_Inventories_by_Task_12.pdf

Stone, K. C.; Hunt, P. G.; Cantrell, K. B. & Ro, K. S. (2010): The potential impacts of biomass feedstock production on water resource availability. *Bioresource technology*, 101(6), 2014-2025.

SWD (Stadtwerke Düsseldorf AG) (2019), Gaskraftwerk Lausward, <https://www.swd-ag.de/ueberuns/erzeugung-standorte/heizkraftwerke/gaskraftwerk-lausward/>, (06.08.2019)

Trianel (2019a), Trianel Gas- und Dampfturbinenkraftwerk Hamm-Uentrop, <http://www.trianel-hamm.de/kraftwerk/was-ist-was/>, (06.08.2019)

Trianel (Trianel Kohlekraftwerk Lünen GmbH & Co. KG) (2019b), Kohlekraftwerk Lünen, <http://www.trianel-luenen.de/home/>, (05.08.2019)

UBA, Umweltbundesamt Hrsg. (2020a): Wasserressourcen und ihre Nutzung.
<https://www.umweltbundesamt.de/daten/wasser/wasserressourcen-ihre-nutzung#wassernachfrage>
(04.05.2020)

UBA, Umweltbundesamt (2020b): Wasserressourcen und ihre Nutzung
<https://www.umweltbundesamt.de/daten/wasser/wasserressourcen-ihre-nutzung#wasserreiches-deutschland>
(20.04.2020)

UBA, Umweltbundesamt (2019a), Datenbank Kraftwerke in Deutschland:
<https://www.umweltbundesamt.de/dokument/datenbank-kraftwerke-in-deutschland> (17.04.2019)

UBA, Umweltbundesamt (2019b), Kraftwerke und Verbundnetze in Deutschland:
<https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/energieversorgung/strom-waermeversorgung-in-zahlen#Kraftwerke> (05.05.2019)

UBA, Umweltbundesamt Hrsg. (2019c): Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität – RESCUE-Studie. CLIMATE CHANGE 36/2019. Dessau-Roßlau.

UBA, Umweltbundesamt Hrsg. (2019d): Monitoringbericht 2019 zur Deutschen Anpassungsstrategie an den Klimawandel – Bericht der Interministeriellen Arbeitsgruppe Anpassungsstrategie der Bundesregierung. Dessau. 272 S.

UBA, Umweltbundesamt (2018a): Kraftwerkskennzahlen, eigene Berechnungen auf Basis AG Energiebilanzen, Auswertungstabellen zur Energiebilanz, Stand 07/2018 und Tabelle Bruttostromerzeugung, Stand 12/2018.

UBA, Umweltbundesamt (2018b): Dynamik der Klarwasseranteile in Oberflächengewässern und mögliche Herausforderung für die Trinkwassergewinnung in Deutschland. UBA-Texte 59/2018. 117 S.
https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/421/publikationen/2018_08_02_tum_abschlusbericht_klarwasseranteile.pdf

UBA (2016): Klimaschutzplan 2050 vom 01.11.2016, <https://www.bmu.de/themen/klima-energie/klimaschutz/nationale-klimapolitik/klimaschutzplan-2050/> (05.02.2020)

UBA, Umweltbundesamt Hrsg. (2012): Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050 - Hintergrundpapier.

UBA, Umweltbundesamt Hrsg. (2010): 2050: Energieziel 2050 - 100 % Strom aus erneuerbaren Quellen.
<https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/energieziel-2050> (10.09.2019)

Uniper (2019a), Kraftwerk Irsching, <https://www.uniper.energy/de/kraftwerk-irsching>, (06.08.2019)

Uniper (2019b), Kraftwerk Kirchmoeser, <https://www.uniper.energy/de/kraftwerk-kirchmoeser>, (06.08.2019)

Uniper (2019c), Kraftwerk Scholven, <https://www.uniper.energy/de/kraftwerk-scholven>, (05.08.2019)

Vattenfall GmbH (2019), Heizkraftwerk Reuter West, <https://powerplants.vattenfall.com/de/reuter-west>, (01.08.2019)

WDR (2020): <https://www1.wdr.de/nachrichten/rheinland/neue-plaene-fuer-tagebau-hambach-100.amp>
(18.08.2020)

WEC (World Energy Council) (Hrsg.) (2010): Water for energy.
https://www.worldenergy.org/assets/downloads/PUB_Water_For_Energy_2010_WEC.pdf

Wietzke, D. (2011): Gute Erträge trotz Staub und Ammoniak? Reinigung von Photovoltaikanlagen. In: forum.new power, 5(3), S. 28-30.

Zimmermann, C. und H. Kobus (1973):Wärmebelastung und Wärmeabfuhrvermögen eines Flusses, ENERGIE, Jahrg. 25, Nr. 7/8, Juli/August 1973, S. 225 – 231, <https://d-nb.info/106523564X/34> (26.09.2019)

B Erweiterte Kraftwerksdatenbank

Siehe gesonderte Excel-Datei

C Belastungsgruppen Wasserhaushalt

Auszug aus der LAWA-Verfahrensempfehlung „Klassifizierung des Wasserhaushalts von Einzugsgebieten und Wasserkörpern“ (2017), siehe Kapitel 6.1.

C.1 Belastungsgruppe B: Wasserentnahmen

C.1.1 Kriterium B1: Entnahme Oberflächenwasser

Belastungsgruppe	B Wasserentnahmen				
Kriterium	B1	Entnahme Oberflächenwasser		Beschreibung	
Formelzeichen	BK _{Ent_OW}	Raumbezug	Gesamteinzugsgebiet	Mittlere Entnahmemenge aus Oberflächenwasserkörpern im Verhältnis zum mittleren Niedrigwasserabfluss, bei Expertenbewertung sinnvoll: Prüfung im Hinblick auf ökologischen Mindestabfluss (Niedrigwasser, ökologische Durchgängigkeit, bettbildende Abflüsse)	
Wasserkörpertyp	Fließgewässer, See		OW		
Belastungen	3.1...3.7 4.1.1...4.1.5 4.3.1...4.3.6 4.5	Wasserentnahmen: s. Pressure Codes Physische Veränderung von Kanal/Bett/Ufer/Küste: s. Pressure Codes Hydrologische Änderung: s. Pressure Codes Hydromorphologische Änderung: Andere			
Datengrundlage			Formelz.		Einheit
Zeitlicher Bezug	Hauptbelastungszeitraum, wenn nicht bekannt, Jahresmittelwert		t	a	Wasserbuch/Wasserrechtliche Genehmigungen, Messungen, Schätzung
Räumlicher Bezug	Gesamteinzugsgebiet des Wasserkörpers (Gewässersystem)		EZG _{OWK}	km²	WRRL-Datensatz
Bewertungsgröße	Genehmigte Gesamtentnahmemenge aus dem Oberflächenwasser (ohne direkte Wiedereinleitung innerhalb 500 m Fließstrecke)		ΔQ _{Ent,t}	1000 m³/a	Wasserbuch/Wasserrechtliche Genehmigungen, Schätzung,
Bezugsgröße	Mittlerer Niedrigwasserabfluss		MNQ _t	1000 m³/a	Pegelmessung, Abflussregionalisierung, Schätzung
Bewertungsmaßstab					
Berechnungsverfahren			Expertenbewertung		
Berechnung des Verhältnisses der Wasserentnahmen im Einzugsgebiet zum mittleren Niedrigwasserabflusses des Wasserkörpers:			Abschätzung des Einflusses von Wasserentnahmen aus dem Oberflächenwasser im Einzugsgebiet auf den Wasserhaushalt des zu bewertenden Wasserkörpers; Beurteilungskriterien:		
$Ind_{Ent_OW} = \frac{\sum \Delta Q_{Ent,t}}{EZG_{OWK} \cdot MNQ_t}$			<ul style="list-style-type: none">Liegt eine Beeinträchtigung des natürlichen Abflussverhaltens durch die Wasserentnahme vor und wie intensiv ist diese?Wird der ökologische Mindestabfluss (ersatzweise MQ/3) in einem Gewässer durch die Entnahme unterschritten?Das Gesamteinzugsgebiet des Wasserkörpers ist zu berücksichtigen.		
Ind _{Ent_OW}		BK _{Ent_OW}	Qualitative Beurteilung		
0% - < 25%		1	Keine oder nur sehr geringfügige Beeinträchtigung des Abflussverhaltens Ökologischer Mindestabfluss wird durch Entnahme nicht unterschritten		
25% - < 100%		2	Geringe Beeinträchtigung des Abflussverhaltens Ökologischer Mindestabfluss wird durch Entnahme nicht oder nur sehr vereinzelt unterschritten		
100% - < 250%		3	Mäßige Beeinträchtigung des Abflussverhaltens Ökologischer Mindestabfluss wird durch Entnahme selten oder dauerhaft gering unterschritten		
250% - < 500%		4	Hohe Beeinträchtigung des Abflussverhaltens Ökologischer Mindestabfluss wird durch Entnahme häufig oder dauerhaft deutlich unterschritten		
≥ 500%		5	Sehr hohe Beeinträchtigung des Abflussverhaltens Ökologischer Mindestabfluss wird durch Entnahme sehr häufig oder dauerhaft gravierend unterschritten		

Quelle: LAWA 2017

C.2 Belastungsgruppe C: Wassereinleitungen

C.2.1 Kriterium C1: Einleitung in Oberflächenwasser

Belastungsgruppe	C	Wassereinleitungen			
Kriterium	C1	Einleitung in Oberflächenwasser		Beschreibung	
Formelzeichen	BK _{Ein_OW}	Raumbezug	Gesamteinzugsgebiet	Mittlere Einleitmenge in Oberflächenwasserkörper im Verhältnis zum mittleren Niedrigwasserabfluss	
Wasserkörpertyp	Fließgewässer, See		OW		
Belastungen	1.1., 1.9, 4.1.1., 4.1.5 4.3.1., 4.3.6 4.5	Punktquellen: s. Pressure Codes Physische Veränderung von Kanal/Bett/Ufer/Küste: s. Pressure Codes Hydrologische Änderung: s. Pressure Codes Hydromorphologische Änderung: Andere			
Datengrundlage			Formelz.	Einheit	Datenquelle
Zeitlicher Bezug	Hauptbelastungszeitraum, wenn nicht bekannt, Jahreswert		<i>t</i>	a	Wasserbuch/Wasserrechtliche Genehmigungen, Messungen, Schätzung
Räumlicher Bezug	Gesamteinzugsgebiet des Wasserkörpers (Gewässersystem)		<i>EZG_{OW}</i>	km ²	WRRL-Datensatz
Bewertungsgröße	Genehmigte Gesamteinleitmenge aus dem Oberflächenwasser		$\Delta Q_{Ein,i}$	1000 m ³ /a	Wasserbuch/Wasserrechtliche Genehmigungen, Schätzung
Bezugsgröße	Mittlerer Niedrigwasserabfluss		<i>MNQ_t</i>	1000 m ³ /a	Pegelmessung, Abflussregionalisierung, Schätzung
Bewertungsmaßstab					
Berechnungsverfahren			Expertenbewertung		
Berechnung des Verhältnisses der Wassereinleitungen im Einzugsgebiet zum Niedrigwasserabfluss des Wasserkörpers: $Ind_{Ein_OW} = \frac{\sum \Delta Q_{Ein,i}}{MNQ_t}$			Abschätzung des Einflusses von Wassereinleitungen aus dem Oberflächenwasser im Einzugsgebiet auf den Wasserhaushalt des zu bewertenden Wasserkörpers; Beurteilungskriterien: <ul style="list-style-type: none">Liegt eine Beeinträchtigung des natürlichen Abflussverhaltens durch die Wassereinleitungen vor und wie intensiv ist diese?Wie stark ist die zusätzliche hydrodynamische Belastung des Gewässers (morphologische Veränderungen, Abdrift von Organismen)?		
Ind _{Ein_OW}		BK _{Ein_OW}	Qualitative Beurteilung		
0% - < 25%		1	Keine oder nur sehr geringfügige Beeinträchtigung des Abflussverhaltens Keine Veränderung der hydrodynamischen Belastung		
25% - < 100%		2	Geringe Beeinträchtigung des Abflussverhaltens Keine oder nur sehr seltene Veränderung der hydrodynamischen Belastung		
100% - < 250%		3	Mäßige Beeinträchtigung des Abflussverhaltens Seltene oder dauerhaft geringe Veränderung der hydrodynamischen Belastung		
250% - < 500%		4	Hohe Beeinträchtigung des Abflussverhaltens Häufige oder dauerhaft deutliche Veränderung der hydrodynamischen Belastung Gewässercharakter wird erheblich verändert		
≥ 500%		5	Sehr hohe Beeinträchtigung des Abflussverhaltens Sehr häufige oder dauerhaft gravierende Veränderung der hydrodynamischen Belastung Gewässercharakter wird massiv verändert		

Quelle: LAWA 2017