

Wissenschaftlicher Bericht

Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichtes gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2021)

Teilvorhaben „Wasserkraft“

In Zusammenarbeit mit:



Studie im Auftrag des
Bundesministeriums für
Wirtschaft und Klimaschutz

Aachen, Oktober 2023

Erstellt durch:

Fichtner Water & Transportation GmbH
Bachstraße 62-64, 52066 Aachen
+49 (0)241 / 565272-0
aachen@fwt.fichtner.de

Die Ingenieurbüro Floecksmühle GmbH wurde durch Eintragung im Handelsregister Aachen im Juli 2023 mit der Fichtner Water & Transportation GmbH als aufnehmende Gesellschaft verschmolzen.

Projektpartner:

Hydrotec Ingenieurgesellschaft
für Wasser und Umwelt mbh
Bachstraße 62-64, 52066 Aachen
+49 (0)241 / 94689-0
mail@hydrotec.de

Frau Dipl.-Ing. Rita Keuneke
Frau Dipl.-Ing. Edith Massmann
Herr Dipl.-Ing. Bastian Pietzsch
Frau Pia Bünis, M. Sc.
Herr Prof. Dr. Stephan Heimerl

Fichtner Water & Transportation GmbH
Fichtner Water & Transportation GmbH
Fichtner Water & Transportation GmbH
Fichtner Water & Transportation GmbH
Fichtner Water & Transportation GmbH

Oktober 2023

Inhaltsverzeichnis

1.	ZUSAMMENFASSUNG	1
2.	EINLEITUNG	4
2.1.	Allgemeines, Methodik, Datengrundlagen	4
2.1.1.	Einführung Vorhaben Wasserkraft	4
2.1.2.	Methodik und Teilnahme an der Datenerhebung	5
2.2.	Stand der Technik	9
2.2.1.	Entwicklungstendenzen	9
2.2.2.	Herausforderungen	14
3.	MARKTENTWICKLUNG DER WASSERKRAFT	15
3.1.	Deutschland	15
3.1.1.	Überblick Wasserkraftanlagen	15
3.1.2.	Entwicklung des EEG-geförderten Anlagenbestands	23
3.2.	International	36
4.	INSTRUMENTE ZUR MARKTSTEUERUNG	37
4.1.	Besondere Regelungen im EEG	37
4.2.	Wasserhaushaltsgesetz (WHG)	37
4.3.	Weitere Steuerungsinstrumente	38
4.3.1.	Planungsrecht	38
4.3.2.	Förderungen außerhalb des EEG	38
5.	ÖKONOMISCHE ASPEKTE	41
5.1.	Anlagenbezogene Kosten	41
5.1.1.	Kostensteigerungen und deren Wirkungen für die Wasserkraft	41
5.1.2.	Neubaukosten	43
5.1.3.	Modernisierungskosten für Anlagen ≤ 5 MW	45
5.1.4.	Modernisierungskosten für Anlagen > 5 MW	49
5.1.5.	Kosten für die Instandhaltung von Stauanlagen	51
5.2.	Kosten der Stromerzeugung	52
5.2.1.	Betriebskosten	54
5.2.2.	Kapitalkosten und Abschreibung	59
5.2.3.	Eigenverbrauch	60
5.3.	Ermittlung der Stromgestehungskosten	62
5.3.1.	Gewählte Eingangsparameter für die Berechnung der Stromgestehungskosten	63
5.3.2.	Sensitivitätsanalyse	65
5.3.3.	Stromgestehungskosten	67
5.4.	Vermarktungsmöglichkeiten und Marktintegration	78
5.4.1.	Vermarktungsmöglichkeiten	78
5.4.2.	System- und Marktintegration	82

5.5.	Spartenspezifische Besonderheiten in der Wasserkraft	88
5.5.1.	Stand der Technologie und Lebensdauer	88
5.5.2.	Ausschreibungen.....	89
5.5.3.	Große Wasserkraft	89
5.5.4.	Diskussion der abgelehnten Fördererhöhung gemäß § 100 Absatz 7 EEG 2021	89
6.	BESONDERE ASPEKTE DER WASSERKRAFT	92
6.1.	Ökologische Aspekte.....	92
6.2.	Erfordernis der technischen Leistungssteigerung.....	94
6.3.	Potenziale des zukünftigen Ausbaus.....	96
6.3.1.	Bundesweites Zubaupotenzial	96
6.3.2.	Vorgehen der Länder bei geforderter Ausweisung der vorhandenen Wasserkraftpotenziale	103
6.4.	Hemmnisse des zukünftigen Ausbaus der Wasserkraft.....	110
6.5.	Meeresenergienutzung.....	111
6.5.1.	Technische Realisierung inkl. aktueller Beispiele.....	112
6.5.2.	Potenziale der Meeresenergie in Deutschland und deren mögliche Technologien	127
6.5.3.	Mögliche Beteiligung deutscher Unternehmen an Meeresenergieprojekten	133
6.5.4.	Zusammenfassung.....	136
7.	HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN	137
7.1.	Handlungsempfehlungen innerhalb des EEG	137
7.1.1.	Vergütung	137
7.1.2.	Aufhebung der Degression	139
7.1.3.	Beibehaltung Trennung Umweltrecht – EEG	139
7.1.4.	Senkung der Schwelle zur Erhöhung des Leistungsvermögens für Anlagen >5 MW	139
7.1.5.	Installation von Steuerungstechnik für die Direktvermarktung.....	140
7.1.6.	Klärung bei Zeitverzug des Ausbaunachweises	140
7.1.7.	Eigener Anlagenbegriff für die Wasserkraft	140
7.2.	Handlungsempfehlungen außerhalb des EEG	140
7.2.1.	Leitfaden	140
7.2.2.	Genehmigungspraxis	141
7.2.3.	Dialogprozess	141
7.2.4.	Förderung der Umsetzung ökologischer Maßnahmen.....	141
7.2.5.	Bestandsschutz nach Umsetzung ökologischer Maßnahmen.....	142
8.	LITERATURVERZEICHNIS	142

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 3.1: Karte der Wasserkraftanlagen in Deutschland	17
Abbildung 3.2: Installierte Leistung und Stromerzeugung aller Wasserkraftanlagen gemäß AGEE-Stat (2023) inklusive Pumpspeicherkraftwerke mit natürlichem Zufluss.....	18
Abbildung 3.3: Durchgeführte technische Maßnahmen von 2017-2021 aus der Betreiber-Umfrage.....	21
Abbildung 3.4: Anzahl Art der Ertüchtigungsmaßnahmen von 2017-2021 nach Marktstammdatenregister.....	22
Abbildung 3.5: Leistungssteigerung nach Art der Ertüchtigungsmaßnahmen von 2017-2021 nach Marktstammdatenregister.....	22
Abbildung 3.6: Anzahl, Leistung und Jahresarbeit aller EEG geförderten Wasserkraftanlagen in den Jahren 2000 bis 2021	25
Abbildung 3.7: Anzahl aller nach EEG geförderten Wasserkraftanlagen in den Jahren 2017 bis 2021 nach Leistungsklassen.....	27
Abbildung 3.8: Installierte Leistung aller nach EEG geförderten Wasserkraftanlagen in den Jahren 2017 bis 2021 nach Leistungsklassen	27
Abbildung 3.9: Installierte Leistung der nach EEG geförderten Wasserkraftanlagen in den Jahren 2015 bis 2021 nach Bundesländern (inklusive Direktvermarktung)	29
Abbildung 3.10: Darstellung des Eintritts der Wasserkraftanlagen in die derzeitige EEG-Vergütung (Stand 2021); Anlagenzahlen differenziert nach Leistungsklassen, Vergütungskategorie.....	33
Abbildung 3.11: Installierte Leistung der nach EEG geförderten Wasserkraftanlagen mit auslaufender EEG-Vergütung nach Ende der Vergütungsdauer	36
Abbildung 5.1: Entwicklung der Baupreise von August 2009 bis Mai 2022 nach Bausektoren	42
Abbildung 5.2: Entwicklung der Investitionen für eine grundlegende Modernisierung/ einen Neubau einer WKA verglichen mit dem anzulegenden Wert der EEG-Förderung	43
Abbildung 5.3: Spezifische Investitionen in €/kW für den Neubau von Wasserkraftanlagen in Abhängigkeit von der installierten Leistung P_{inst} in kW.....	44
Abbildung 5.4: Spezifische Investitionen in €/kW für die technische Modernisierung von Wasserkraftanlagen in Abhängigkeit von der installierten Leistung P_{inst} in kW, realisierte Anlagen gem. Umfrage.....	46

Abbildung 5.5: Spezifische Investitionen in €/kW für die ökologische Modernisierung in Abhängigkeit von der installierten Leistung P_{inst} in kW, realisierte Anlagen gem. Umfrage.....	48
Abbildung 5.6: Spezifische Investitionen in €/kW für die Instandhaltung der Stauhaltung in Abhängigkeit von der installierten Leistung P_{inst} der Wasserkraftanlage in kW, realisierte Anlagen gem. Umfrage.....	52
Abbildung 5.7: Spezifische Betriebskosten in $\text{€}/(\text{a}\cdot\text{kW})$ in Abhängigkeit von der installierten Leistung P_{inst} der Wasserkraftanlage in kW, bestehende Anlagen gem. Umfrage.....	56
Abbildung 5.8: Anteil der Betriebskosten an den fiktiven Jahreserträgen der Wasserkraftanlagen, bestehende Anlagen gem. Umfrage.....	57
Abbildung 5.9: Sensitivitätsanalyse der Stromgestehungskosten für den Neubau einer WKA mit 200 kW bzw. mit 2 MW hinsichtlich der Variation einzelner Eingangsparameter, Inbetriebnahme 2023.....	66
Abbildung 5.10: Stromgestehungskosten und durchschnittliche Förderung für den Neubau von Wasserkraftanlagen mit Variation der Volllaststunden T_{voll} um +/- 20 %, Inbetriebnahme 2023; Daten aus Tabelle 5.20.....	69
Abbildung 5.11: Stromgestehungskosten und durchschnittliche Förderung für den Neubau von Wasserkraftanlagen mit Variation der Investitionen um +/- 20 %, Inbetriebnahme 2023; Daten aus Tabelle 5.21.....	69
Abbildung 5.12: Stromgestehungskosten für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen bis 5 MW inkl. Grundgestehungskosten nach EEG 2000, Variation der Volllaststunden T_{voll} um +/- 20 %, Inbetriebnahme 2023; Daten aus Tabelle 5.22.....	74
Abbildung 5.13: Stromgestehungskosten für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen bis 5 MW inkl. Grundgestehungskosten nach EEG 2004, Variation der Volllaststunden T_{voll} um +/- 20 %, Inbetriebnahme 2023; Daten aus Tabelle 5.23.....	74
Abbildung 5.14: Stromgestehungskosten für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen bis 5 MW inkl. Grundgestehungskosten nach EEG 2000, Variation der Investitionen um +/- 20 %, Inbetriebnahme 2023; Daten aus Tabelle 5.24.....	75
Abbildung 5.15: Stromgestehungskosten für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen bis 5 MW inkl. Grundgestehungskosten nach EEG 2004, Variation der Investitionen um +/- 20 %, Inbetriebnahme 2023; Daten aus Tabelle 5.25.....	75

Abbildung 5.16: Stromgestehungskosten und durchschnittliche Vergütungen für die Modernisierung von Beispiel-Wasserkraftanlagen > 5 MW bezogen auf die Leistungserhöhung, Inbetriebnahme 2023; Daten aus Tabelle 5.26.....	78
Abbildung 5.17: Entwicklung der prozentualen Aufteilung der Jahresarbeit nach Vergütung und Direktvermarktung nach EEG und nach außerhalb des EEG vermarkteter Jahresarbeit für die Jahre 2009 bis 2021.....	82
Abbildung 5.18: Präqualifizierte Leistung (in GW), differenziert nach Regelleistungsprodukten und Primärenergieträger, Stand 01.01.2023	86
Abbildung 5.19: Jahresarbeit aller Anlagen mit EEG-Vergütung und einer installierten Leistung < 500 kW.....	91
Abbildung 6.1: Übersicht umgesetzte Modernisierungsmaßnahmen.....	93
Abbildung 6.2: Umgesetzte ökologische Maßnahmen.....	94
Abbildung 6.3: Umgesetzte Ertüchtigungsmaßnahmen.....	95
Abbildung 6.4: Darstellung der verschiedenen Wasserkraftpotenzialbegriffe (Anderer et al. 2010)	97
Abbildung 6.5: Aufteilung des technischen Potenzials großer Gewässer.....	98
Abbildung 6.6: Aufteilung des technischen Potenzials mittelgroßer und kleiner Gewässer	99
Abbildung 6.7: Installierte Leistung der Wasserkraft für die Jahre 2007 und 2021, dargestellt für Anlagen der Leistung < 1 MW bzw. ≥ 1 MW, sowie grobe Schätzung des verbleibenden ungenutzten technisch-ökonomisch-ökologischen bzw. technischen Leistungspotenzials	101
Abbildung 6.8: Querschnitt des Gezeitenkraftwerks Rance mit zwei typischen Wasserspiegellagen	113
Abbildung 6.9: Schematische Darstellung der Wasserspiegelverläufe beim Betrieb des Gezeitenkraftwerks Rance.....	113
Abbildung 6.10: Gezeitenkraftwerk La Rance in Frankreich	114
Abbildung 6.11: Mögliches Tidal Lagoon-Kraftwerk in der Swansea Bay.....	115
Abbildung 6.12: Mögliche Lagunen zur Meeresenergienutzung im Bristol Channel.....	116
Abbildung 6.13: Leistung einer Strömungsturbine in Abhängigkeit von Rotordurchmesser und Strömungsgeschwindigkeit.....	117
Abbildung 6.14: Gezeitenströmungsturbine der Firma Atlantis	118
Abbildung 6.15: Gezeitenströmungsturbine der Firma Andritz Hammerfest bei der Installation	118
Abbildung 6.16: PLAT-I der Firma Sustainable Marine.....	119

Abbildung 6.17: TRITON-Haltestruktur mit SIT Turbinen von Schottel	120
Abbildung 6.18: Prinzipieller Aufbau eines Heaving/Pitching Device	121
Abbildung 6.19: Prototyp „Wave Energy Converter“ in Heraklion.....	121
Abbildung 6.20: Pelamis-Anlage.....	122
Abbildung 6.21: Funktionsprinzip einer Anlage mit überspülenden Wellen	122
Abbildung 6.22: Seawave Slot-cone Generator (SSG)	123
Abbildung 6.23: Schematische Darstellung eines OWC-Kraftwerks.....	124
Abbildung 6.24: OWC-Kraftwerk OE Bouy in Irland	124
Abbildung 6.25: Prinzip eines Wellenbrecher-Kraftwerks.....	125
Abbildung 6.26: Wellenbrecher-Kraftwerk in Mutriku, Spanien	125
Abbildung 6.27: Schematischer Aufbau eines Osmose-Kraftwerks.....	126
Abbildung 6.28: Osmose-Kraftwerk der Firma Statkraft.....	126
Abbildung 6.29: Geschlossener Kreisprozess eines OTEC.....	127
Abbildung 6.30: Wassertiefen in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone der Nordsee	128
Abbildung 6.31: Langjähriger mittlerer Tidenhub in m.....	129
Abbildung 6.32: Langjährige mittlere tiefengemittelte Strömungsgeschwindigkeiten [m/s].....	130
Abbildung 6.33: Mittlerer Energiefluss der Wellen [kW/m].....	131
Abbildung 6.34: Point-Absorber der Firma Sinn Power.....	135
Abbildung 7.1: Vergleich der Vergütungssätze und anzulegenden Werte für den Neubau von Wasserkraftanlagen, Inbetriebnahme 2023	137
Abbildung 7.2: Vergleich der Vergütungssätze und anzulegenden Werte für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen mit Vergütung nach EEG 2000, Inbetriebnahme 2023	138
Abbildung 7.3: Vergleich der Vergütungssätze und anzulegenden Werte für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen mit Vergütung nach EEG 2004, Inbetriebnahme 2023	138

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1:	Anzahl Rücksendungen aus den Betreiberumfragen 2021 und 2022.....	8
Tabelle 2.2:	Neubauprojekte und Ertüchtigungen von Wasserkraftprojekten in Deutschland	13
Tabelle 3.1:	Anzahl Wasserkraftanlagen in Betrieb nach Bundesländern (Auswertung der Daten von BNetzA 2023a durch FWT GmbH)	16
Tabelle 3.2:	Anzahl Stromerzeugungseinheiten in Betrieb mit Angabe der Fernsteuerbarkeit und Minderung der Stromerzeugung	23
Tabelle 3.3:	Anzahl, Leistung und Jahresarbeit der nach dem EEG-geförderten Anlagen von 2000 bis 2010.....	24
Tabelle 3.4:	Anzahl, Leistung und Jahresarbeit der nach dem EEG-geförderten Anlagen von 2011 bis 2021.....	24
Tabelle 3.5:	Anzahl, installierte Leistung aller nach dem EEG-geförderten Wasserkraftanlagen von 2017 bis 2021.....	26
Tabelle 3.6:	Installierte Leistung der nach dem EEG geförderten Wasserkraftanlagen von 2015 bis 2021 nach Bundesländern (inklusive Direktvermarktung).....	28
Tabelle 3.7:	Anzahl der im Jahr 2021 nach EEG vergüteten Wasserkraftanlagen ohne Direktvermarktung differenziert für EEG 2000 bis EEG 2021 für verschiedene Klassen der installierten Leistung.....	30
Tabelle 3.8:	Installierte Leistung der im Jahr 2021 nach EEG-vergüteten Wasserkraftanlagen ohne Direktvermarktung differenziert für EEG 2000 bis EEG 2021 für verschiedene Klassen der installierten Leistung.....	30
Tabelle 3.9:	Vergütungs- und Fördersummen, Jahresarbeit und mittlere Förderung der im Jahr 2021 nach EEG geförderten Wasserkraftanlagen inklusive geförderter Direktvermarktung (DV) differenziert für verschiedene Klassen der installierten Leistung.....	32
Tabelle 3.10:	Zubau nach Leistungsklassen für neu installierte Wasserkraftanlagen	34
Tabelle 3.11:	Zubau nach Leistungsklassen für ertüchtigte Wasserkraftanlagen.....	35
Tabelle 5.1:	Spezifische Investitionen in €/kW für den Neubau von Wasserkraftanlagen (ohne Stauanlagen), realisierte Anlagen gem. Umfrage, Inbetriebnahme 2017-2022.....	44
Tabelle 5.2:	Spezifische Investitionen in €/kW für einen Neubau von Wasserkraftanlagen, Inbetriebnahme 2023	45

Tabelle 5.3:	Spezifische Investitionen in €/kW für Modernisierung Technik für Anlagen ≤ 5 MW, realisierte Anlagen gem. Umfrage, Abschluss der Maßnahmen im Zeitraum 2017-2022	46
Tabelle 5.4:	Spezifische Investitionen in €/kW für ökologische Maßnahmen für Anlagen ≤ 5 MW, realisierte Anlagen gem. Umfrage, Abschluss der Maßnahmen im Zeitraum 2017-2022	47
Tabelle 5.5:	Spezifische Investitionen in €/kW für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen ≤ 5 MW, Inbetriebnahme 2023	49
Tabelle 5.6:	Rückläufer der Anfragen zur Modernisierung von Wasserkraftanlagen > 5 MW, realisierte Anlagen gem. Umfrage	50
Tabelle 5.7:	Weitere Beispielanlagen > 5 MW (Fortschreibung aus BMWi 2019)	50
Tabelle 5.8:	Mittelwerte der Volllaststunden für Wasserkraftanlagen nach Klassen der installierten Leistung, bestehende Anlagen	54
Tabelle 5.9:	Anteil Eigenverbrauch und gewählte Volllaststunden nach Leistungsklassen	54
Tabelle 5.10:	Spezifische Betriebskosten in €/(a*kW) von Wasserkraftanlagen, bestehende Anlagen gem. Umfrage	55
Tabelle 5.11:	Spezifische Betriebskosten in €/kW*a für neu gebaute Wasserkraftanlagen nach Klassen der installierten Leistung als Mittelwert aus dem prozentualen Anteil an den Investitionen und an den Erträgen, Inbetriebnahme 2023	58
Tabelle 5.12:	Spezifische Betriebskosten in €/kW*a für modernisierte Wasserkraftanlagen ≤ 5 MW nach Klassen der installierten Leistung, Inbetriebnahme 2023	59
Tabelle 5.13:	Zinstabelle für Wasserkraftanlagen, Inbetriebnahme 2023	59
Tabelle 5.14:	Mischzinssätze (Kalkulationszins) für Wasserkraftanlagen nach Klassen der installierten Leistung, Inbetriebnahme 2023	60
Tabelle 5.15:	Anteil zum Eigenverbrauch zur Gesamtstrommenge aus Wasserkraft von Anlagen kleiner 1 MW für die Jahre 2018-2020, bestehende Anlagen	61
Tabelle 5.16:	Gewählte Eigenverbrauchsanteile, Inbetriebnahme 2023	61
Tabelle 5.17:	Hauptparameter für die Berechnung der Stromgestehungskosten für den Neubau von Wasserkraftanlagen, Inbetriebnahme 2023	64
Tabelle 5.18:	Hauptparameter für die Berechnung der Stromgestehungskosten für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen ≤ 5 MW, Inbetriebnahme 2023	64
Tabelle 5.19:	Hauptparameter für die Berechnung der Stromgestehungskosten für die Modernisierung von Beispielanlagen > 5 MW, Inbetriebnahme 2023	65

Tabelle 5.20:	Stromgestehungskosten für den Neubau von Wasserkraftanlagen mit Variation der Volllaststunden T_{voll} um +/- 20 %, Inbetriebnahme 2023.....	67
Tabelle 5.21:	Stromgestehungskosten für den Neubau von Wasserkraftanlagen mit Variation der Investitionen um +/- 20 %, Inbetriebnahme 2023.....	68
Tabelle 5.22:	Stromgestehungskosten für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen mit einer Vergütung nach EEG 2000 (siehe Tabelle 5.18) mit Variation der Volllaststunden T_{voll} um +/- 20 %, inkl. Grundgestehungskosten, Inbetriebnahme 2023	72
Tabelle 5.23:	Stromgestehungskosten für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen mit einer Vergütung nach EEG 2004 (siehe Tabelle 5.18) mit Variation der Volllaststunden T_{voll} um +/- 20 %, inkl. Grundgestehungskosten, Inbetriebnahme 2023	72
Tabelle 5.24:	Stromgestehungskosten für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen mit einer Vergütung nach EEG 2000 (siehe Tabelle 5.18) mit Variation der Investitionen um +/- 20 %, inkl. Grundgestehungskosten, Inbetriebnahme 2023.....	73
Tabelle 5.25:	Stromgestehungskosten für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen mit einer Vergütung nach EEG 2004 (siehe Tabelle 5.18) mit Variation der Investitionen um +/- 20 %, inkl. Grundgestehungskosten, Inbetriebnahme 2023.....	73
Tabelle 5.26:	Stromgestehungskosten für die Modernisierung von Beispiel-Wasserkraftanlagen > 5 MW (siehe Tabelle 5.19) bezogen auf die Leistungserhöhung, Inbetriebnahme 2023	77
Tabelle 5.27:	Jahresarbeit der Wasserkraft mit Direktvermarktung bzw. Einspeisevergütung nach EEG im Jahr 2021 nach Leistungsklassen	79
Tabelle 5.28:	Entwicklung der Jahresarbeit der Wasserkraft mit und ohne Direktvermarktung; Zahlen in Klammern verdeutlichen die Berechnungsweise	81
Tabelle 5.29:	Anforderungen an die Reservemärkte in Deutschland.....	83
Tabelle 5.30:	Änderung der Volllaststunden bei einer Erhöhung der Vergütung um 3 ct/kWh.....	90
Tabelle 5.31:	Vergütungshöhen unter Ansatz der Regelungen des § 100 (7) für Anlagen < 500 kW im Vergleich zum anzulegenden Wert des EEG 2021	91
Tabelle 6.1:	Installierte Leistung 2007 und 2021 sowie die Differenz	100
Tabelle 6.2:	Potenzielle Zubauleistung und Zubau an installierter Leistung zwischen den Jahren 2007 und 2021	101

Tabelle 6.3 Potenzialuntersuchungen in den Bundesländern; Maßnahmen zur Erfüllung von § Absatz 3 WHG	106
Tabelle 6.4: In Betrieb befindliche Gezeitenkraftwerke (nach Giesecke et al. 2014).....	114
Tabelle 6.5: Maximale theoretische Leistung und potenzielle Energie des Tidenhubs für verschiedene Standorte	129
Tabelle 6.6: Zusammenfassung des Potenzials der Meeresenergie für Deutschland nach Technologien aufgeschlüsselt	133

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
SN	Sachsen
ST	Sachsen-Anhalt
SH	Schleswig-Holstein
TH	Thüringen

Allgemeine Abkürzungen

AGEE-Stat	Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien Statistik
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BDW	Bundesverband Deutscher Wasserkraftwerke e. V.
BEW	Bayerische Elektrizitätswerke
BfG	Bundesanstalt für Gewässerkunde
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BNetzA	Bundesnetzagentur
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
DWA	Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e. V.
DV	Direktvermarktung
EE	Erneuerbare Energien
EEX	Leipziger Energiebörse (European Energy Exchange), Terminmarkt für längerfristige Stromlieferungen
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EinMan	Einspeisemanagement

ENTSO_E	European Network of Transmission System Operators for Electricity, Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EPEX (SPOT)	Europäische Strombörse (European Power Exchange) für Day-Ahead und Intraday Handel.
EU	Europäische Union
EU-WRRL	Europäische Wasserrahmenrichtlinie
FAA	Fischaufstiegsanlage
FfE	Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.
FWT GmbH	Fichtner Water and Transportation GmbH
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
LfU	Landesamt für Umwelt
MaStR	Marktstammdatenregister
MW _{EPEX}	Monatsmarktwert: Der tatsächliche Monatsmittelwert der Stundenkontrakte für die Preiszone für Deutschland am Spotmarkt der Strombörse EPEX in Cent pro Kilowattstunde.
OTEC	Ocean Thermal Energy Conversion
P _{EEG}	Leistung, die zur Klassifizierung der Vergütungszahlung innerhalb des EEG genutzt wird. Sie wird berechnet als Quotient aus der jeweiligen Jahresarbeit und 8.760 h
P _{inst}	Installierte Leistung
SEE	Stromerzeugungseinheit
TLUG	Thüringer Landesanstalt für Umwelt und Geologie
T _{voll}	Volllaststunden
UBA	Umweltbundesamt
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VBEW	Verband der Bayerischen Energie und Wasserwirtschaft e.V.
VDN	Verband der Netzbetreiber e. V.
vNNE	vermiedene Netzentgelte
WHG	Wasserhaushaltsgesetz
WKA	Wasserkraftanlage (n)

1. Zusammenfassung

Die Wasserkraft ist eine bereits seit Jahrhunderten genutzte und bewährte Energiequelle. In Deutschland speisen derzeit ca. 7.300 Anlagen in das öffentliche Netz ein. Die Gesamtleistung liegt je nach Quelle zwischen 5.540 und 5.730 MW (inkl. der Leistung der Pumpspeicherkraftwerke mit natürlichem Zustrom von rund 1.200 MW) und einer Jahresarbeit von rund 17,5 TWh/a. Das Leistungsspektrum der Anlagen reicht von einigen kW bis ca. 120 MW. Wasserkraftanlagen existieren für Durchflüsse von einigen Litern bis zu mehreren 100 m³/s. Die meisten Anlagen befinden sich in Bayern und Baden-Württemberg. Die Stromerzeugung aus Anlagen, die nicht ins öffentliche Netz einspeisen, sondern im sogenannten Inselbetrieb ihren Strom selbst verbrauchen, wird derzeit statistisch nicht erfasst. In einem Forschungsvorhaben der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) wurde sie auf 1.094 GWh/a geschätzt.

Die Entwicklungstendenzen in der Wasserkraft gehen einerseits in Richtung Erfüllung der ökologischen Anforderungen an die Wasserkraft, wie fischfreundlichere Entwicklungen (Schachtkraftwerk) oder die Nutzung des Mindestabflusses (Restwasser-WKA), und andererseits in aktuelle Entwicklungen des Marktes (E-Ladestationen, Pumpspeicherkraftwerke). Darüber hinaus werden Speicherkonzepte diskutiert und erprobt, die z. B. Türme von Windkraftanlagen als Wasserspeicher nutzen.

Die installierte Leistung der 6.833 über das EEG vermarkteten Anlagen lag im Jahr 2021 bei 1.465 MW. Knapp 40 % dieser Anlagen werden über das EEG 2000 vergütet. Seit 2019 sinkt die installierte Leistung. Die meisten neuen und ertüchtigten Wasserkraftanlagen im Zeitraum 2017 bis 2022 werden für den Leistungsbereich < 100 kW verzeichnet.

Insgesamt wurde die Wasserkraft im Jahr 2021 durch das EEG mit einer Summe von ca. 300 Mio. € gefördert. Das entspricht einer durchschnittlichen Förderung von 5,43 ct/kWh. Der Anteil aus der geförderten Direktvermarktung beträgt ungefähr 26 %. Damit ist die Förderung im Vergleich zu 2017 (440 Mio. € und 7,61 ct/kWh) deutlich gesunken. Es wird angenommen, dass die sonstige Direktvermarktung verstärkt genutzt wird.

Neben technischen Maßnahmen wie die Erneuerung von Steuerung, Generator, Getriebe oder die Installation einer Rechenreinigungsmaschine wurden im Register bei der Ertüchtigung seltener ökologische Maßnahmen, wie z. B. der Bau einer Fischaufstiegsanlage, einer Fischschutz- und Fischabstiegsanlage, benannt. Dies wird darauf zurückgeführt, dass die Umsetzung ökologischer Maßnahmen mit hohen Investitionen und langen Genehmigungsdauern verbunden ist.

Die Stromerzeugungskosten wurden für exemplarische Anlagen verschiedener Leistungsklassen auf Grundlage typischer Kosten und betriebswirtschaftlicher Hauptparameter sowohl für Neubau- als auch für Ertüchtigungsmaßnahmen ermittelt. Die Ermittlung der Stromgestehungskosten zeigt sowohl für neue als auch für modernisierte Anlagen im Leistungsbereich bis ca. 5 MW deutlich, dass die Stromgestehungskosten über den EEG-Fördersätzen liegen, insbesondere wenn gleichzeitig gewässerökologische Maßnahmen durchgeführt werden. Dies gilt insbesondere für sehr kleine Anlagen (< 100-200 kW), selbst wenn der Eigenverbrauch berücksichtigt wird.

Ein Wechsel aus dem EEG 2000 oder EEG 2004 in das EEG 2021 bietet derzeit keine wirtschaftlichen Anreize. Mit Investitionen in Modernisierungen oder Neubau ist nur zu rechnen, sofern die

Voraussetzungen sowohl baulich als auch finanziell sehr günstig sind. In den letzten Jahren haben die aktuellen Rahmenbedingungen eine dämpfende Wirkung auf den Ausbau gehabt. Um einen Anreiz auf umfassende Modernisierungen zu bieten, werden von einigen Bundesländern zusätzliche Fördermittel für ökologische Maßnahmen angeboten.

Aufgrund der mangelhaften Datenlage in Bezug auf Anlagen > 5 MW konnten die Stromgestehungskosten nur für Beispiele berechnet werden. Für einige Beispiele liegen die Fördersätze gemäß EEG 2021 über den Gestehungskosten, für andere weit darunter. Die aktuelle Förderung nach EEG für Wasserkraftanlagen dieser Größenklasse kann also nur bedingt und standortbezogen als Anreiz für eine technische Modernisierung und Erweiterung wirken. Die Umsetzung von entsprechenden Maßnahmen wird von Betreibern daher eher auf Basis einer gesamtwirtschaftlichen Betrachtung der Wasserkraftanlage beurteilt und ist noch stärker von den jeweiligen Randbedingungen, insbesondere von den Zinssätzen, der Möglichkeit zum Eigenverbrauch, den baulichen Gegebenheiten und der Anzahl der Volllaststunden abhängig.

Laut Marktstammdatenregister wurden insgesamt 595 Maßnahmen zur Ertüchtigung mit einer durchschnittlichen Leistungssteigerung von 10,8 % durchgeführt, dies entspricht einem Zubau von 12,6 MW. Hiervon wurden 462 Maßnahmen mit einem Zubau von 10,3 MW ohne Zulassungspflicht durchgeführt.

Über die Vermarktung außerhalb des EEG (Sonstige Direktvermarktung) wird bei Wasserkraftanlagen mit über 70 % der Jahresarbeit bereits seit vielen Jahren der weitaus größte Anteil des Stroms vermarktet, während der Anteil der Vermarktung über das EEG fast konstant geblieben ist. Allerdings gibt es innerhalb dieser Vermarktung eine deutliche Verschiebung von der EEG-Festvergütung hin zum Marktprämienmodell entsprechend der Gesetzesvorgaben. Eine Vermarktung außerhalb des EEG erfolgt insbesondere für Wasserkraftanlagen mit großer Leistung. Die Wasserkraft stellt im Vergleich zu anderen Primärenergieträgern, wie z. B. Gas, Stein- oder Braunkohle, den größten Anteil der präqualifizierten Regelleistung. Hier bieten insbesondere Pumpspeicherkraftwerke positive und negative Regelleistung an. Darüber hinaus nehmen Speicherkraftwerke und Wasserkraftanlagen größerer Leistung am Reservemarkt teil. Dabei werden vorwiegend die Märkte der Sekundär- und der Minutenreserve bedient. Eine Studie bestätigt den Beitrag der Wasserkraft zur Momentanreserve, die zur Stabilität der Netze beiträgt und zunehmend wichtiger wird.

Im Bereich der Meeresenergie zeigt sich, dass die Gezeitenkraftwerke in den letzten Jahren wieder in den Fokus des Interesses gerückt sind und einige Projekte wieder intensiver verfolgt werden. Im Bereich der Meeresströmungsnutzung sind erste Turbinen-Parks im Entstehen. Der Bereich der Wellenenergie ist etwas hinter dem Strömungsbereich zurück, aber auch hier wird an der Installation erster Parks gearbeitet. Im Bereich der Osmosekraftwerke findet derzeit keine Entwicklung statt. Bei OTEC-Anlagen wird an wenigen Einzelprojekten gearbeitet. Deutschland hat nur ein sehr geringes Potenzial zur Energiegewinnung aus Meeresenergie, das wirtschaftlich nur an einzelnen Standorten nutzbar sein dürfte, wobei deren Realisierbarkeit noch vertiefter untersucht werden müsste. Trotz des insgesamt geringen Wachstums hat die Branche in Europa über die Jahre hinweg einen leichten Zuwachs erfahren. Es wird geschätzt, dass weltweit jährlich rund 2.000 TWh/a durch das Meer gewonnen werden könnten. Vor allem beim Bau von Gezeitenkraftwerken können deutsche Turbinenbauer eine bedeutende Rolle spielen. Auch im Bereich der Gezeitenströmungskraftwerke gibt es deutsche Unternehmen, die einen wesentlichen Nutzen haben können, da sie entsprechende Turbinen anbieten.

Verschiedene Firmen haben sich wieder aus der Meeresenergie zurückgezogen und ihre Tätigkeiten in diesem Bereich eingestellt.

In einer bundesweiten Studie wurde 2007 ein Zubaupotenzial für die Wasserkraft von etwa 15 bis 20 % ermittelt. Es befindet sich zu über 65 % an bestehenden Standorten größerer Wasserkraftanlagen. Insgesamt hat die Wasserkraft aktuell noch ein ausbaubares Potenzial von etwa 700 MW. Das bedeutet im Umkehrschluss, dass bereits ca. 88 % des Potenzials genutzt werden.

Basierend auf den durchgeführten Auswertungen, Befragungen und Diskussionen sowie den Berechnungen zu den Stromgestehungskosten werden die folgenden Handlungsempfehlungen abgeleitet:

Es wird empfohlen, die Vergütungshöhe an den gestiegenen Stromgestehungskosten zu orientieren. Vorgeschlagen wird, die Vergütungssätze so anzupassen, dass ohne Überförderung eine bessere Kostendeckung für möglichst viele Anlagenklassen und Betrachtungsfälle gegeben ist. Zugleich soll die Degression aufgehoben werden, da sinkende Kosten nicht erwartet werden. Bei den Vergütungsanforderungen sollte die Trennung zwischen Umweltrecht und EEG beibehalten werden. Weiterhin wird für Wasserkraftanlagen mit einer installierten Leistung > 5 MW empfohlen, die Schwelle zur Erhöhung des Leistungsvermögens deutlich zu senken. Innerhalb des EEG sollte es keine Verpflichtung zur Einrichtung von Fernsteuerungstechnik für die Steuerung durch einen Direktvermarkter geben. Die Technik sollte stattdessen nur bei Bedarf durch den Direktvermarkter installiert werden. Eine Klarstellung für den Übergang von der EEG-Vergütung zur Direktvermarktung bei Erhöhung der Anlagenleistung auf > 100 kW sollte formuliert werden. Darüber hinaus wird vorgeschlagen, den Anlagenbegriff für die Wasserkraft so zu definieren, dass alle Erzeugungseinheiten, die ein gemeinsames Einlaufbauwerk benutzen, als eine Anlage bezeichnet werden.

Außerhalb des EEG wird zur Beschleunigung von Genehmigungsverfahren vorgeschlagen, zu prüfen, inwiefern innerhalb eines Bundeslandes Genehmigungen von einer Stelle gebündelt bearbeitet werden können. Auch wird empfohlen, darauf hinzuwirken, dass freiwillige Maßnahmen im Sinne von § 15 ff. BNatSchG an Wasserkraftanlagen, die bereits in den Maßnahmenprogrammen nach § 82 WHG definiert sind, einheitlich als Ausgleichs- und Ersatzmaßnahmen anerkannt werden. Um Unsicherheiten der Anlagenbetreiber in Bezug auf sich ändernde Vorgaben insbesondere zu Fischschutz- und Fischabstiegsmaßnahmen zu begegnen wäre es sinnvoll, den Anlagenbetreibenden für eine zu definierende Mindestbetriebsdauer, z. B. für einen Zeitraum, in dem die Investitionen in ökologische Maßnahmen abgeschrieben sind, einen Bestandsschutz zu gewähren. Darüber hinaus wird empfohlen, dass ein Leitfaden zur Umsetzung des Fischschutzes bei Wasserkraftanlagen durch einen Fachverband (z. B. DWA) erarbeitet wird. Diese Empfehlung könnte als Forderung im WHG aufgenommen werden. Um den durch das Forum Fischschutz guten Austausch zwischen verschiedenen Interessengruppen der Wasserkraft beizubehalten, sollte ein jährliches Diskussionsforum mit aktuellen Themenschwerpunkten als Dialogplattform veranstaltet werden.

2. Einleitung

2.1. Allgemeines, Methodik, Datengrundlagen

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) schafft als das zentrale Fördergesetz die notwendigen Rahmenbedingungen für den Ausbau der Erneuerbaren Energien. Zur Ermittlung der Wirksamkeit des Gesetzes finden regelmäßig Evaluierungen u.a. zu den Auswirkungen des EEG auf den Ausbau der unterschiedlichen Energieträger statt. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) schreibt dazu entsprechende Leistungen aus.

2.1.1. Einführung Vorhaben Wasserkraft

Der vorliegende Bericht bezieht sich auf das Spartenspezifische Vorhaben „Stromerzeugung aus Wasserkraft“ innerhalb des Erfahrungsberichtes zum EEG 2017. Gemäß Absprache mit dem BMWK wurden dabei Neuentwicklungen aufgrund der Einführung des EEG 2021 mitbetrachtet. Dieses Vorhaben beschäftigt sich in der Hauptsache mit klassischen Laufwasserkraftanlagen an Fließgewässern. Darüber hinaus werden die Meeresenergieanlagen betrachtet. Ziel des Vorhabens ist, die Förderung der Stromerzeugung aus Wasserkraft nach dem EEG zu evaluieren und die vorhandenen Daten der Bundesnetzagentur, insbesondere des Marktstammdatenregisters und der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien Statistik (AGEE-Stat) auszuwerten.

Die Entwicklung der Stromgestehungskosten, die Technologie- und Marktentwicklung und die zusätzlich ausbaubaren Potenziale bei der Wasserkraftnutzung werden bundesweit und länderbezogen dargestellt.

Generell wird bei der Bearbeitung die Entwicklung bis 2021 und die zu erwartende Entwicklung der Wasserkraft bis 2030 sowie perspektivisch der weitere Ausbau dieser Erneuerbaren Energien bis 2050 betrachtet. Es wird abgeleitet, welche Wechselwirkungen zwischen dem EEG und diesen Entwicklungen bestehen. Darauf aufbauend werden Vorschläge zur Weiterentwicklung der Regelungen innerhalb aber auch außerhalb des Gesetzes erarbeitet, die die Zielerreichung des langfristigen politischen Fahrplans unterstützen, der für den Umbau der Energieversorgung in Deutschland für die Stromerzeugung aus Wasserkraft vorgesehen ist.

Am 01. Januar 2021 ist das EEG 2021 in Kraft getreten. Im EEG 2021 wird das Ziel verankert, dass der gesamte Strom in Deutschland ab dem Jahr 2050 treibhausgasneutral erzeugt werden soll. Bis 2030 gilt das Zwischenziel, 65 % des Strombedarfs aus Erneuerbaren Energien zu decken. Für die Wasserkraft ergeben sich in der Entwurfsfassung des EEG 2021 nur wenige Änderungen im Vergleich zum EEG 2017. Seit dem 01. Januar 2023 ist das EEG 2023 in Kraft, das hier nicht evaluiert wurde.

Im vorliegenden Wissenschaftlichen Bericht wird zunächst die angewandte Methodik sowie der Umfang der Rückmeldungen zur Datenerhebung in Kapitel 2.1 erläutert. Zusätzlich zu den vorhandenen Daten wurde ein großer Teil der Informationen mit Hilfe von Interviews und Umfragen ermittelt.

Die Auswertungsergebnisse zur Entwicklung des Anlagenbestandes und der Stromerzeugung von Wasserkraftanlagen werden in Kapitel 3 im Rahmen der Marktentwicklung der Wasserkraft in Deutschland und international vorgestellt. In Kapitel 4 werden die Instrumente der Marktsteuerung dargestellt. Hierfür werden die genutzten Vermarktungswege aufgezeigt sowie das für die Wasserkraft wichtige Wasserhaushaltsgesetz und weitere Steuerungsinstrumente vorgestellt. Die

Angemessenheit der derzeitigen Vergütungshöhen wird mit Hilfe von Kostenberechnungen, die auf umfangreichen Recherchen bei Anlagenbetreibern und Verbänden basieren, untersucht (Kapitel 5).

Wasserkraftanlagen sind gesetzlich verpflichtet, bestimmten ökologischen und technischen Anforderungen zu genügen. Diese sind in den Kapiteln 6.1 und 6.2 beschrieben und der Grad der Umsetzung der Maßnahmen wird ausgewertet. Anreize und Hemmnisse für den Ausbau der Wasserkraft wurden u. a. aus Interviews mit Betreibern und Verbänden zusammengetragen (Kapitel 6.4). Obschon ein Großteil des Wasserkraftpotenzials an Fließgewässern bereits ausgeschöpft ist, weisen neuere Untersuchungen der Bundesländer zusätzliche Potenziale aus. Diese werden in Kapitel 6.3 dargestellt. Die Nutzung der Meeresenergie befindet sich noch im Stadium der Erprobung. In Kapitel 6.4 sind die für Deutschland verfügbaren Potenziale und vielversprechende internationale Entwicklungen zusammengefasst.

Schließlich werden in Kapitel 7 Handlungsempfehlungen aus den Ergebnissen der Evaluierungen abgeleitet. Diese werden unterschieden in Handlungsempfehlungen für die nächste Novelle des EEG und in Handlungsempfehlungen außerhalb des EEG.

2.1.2. Methodik und Teilnahme an der Datenerhebung

Die Basis der Untersuchungen zur Stromerzeugung aus Wasserkraft bilden Datenquellen, die regelmäßig veröffentlicht werden. Darüber hinaus wurden im Rahmen des Vorhabens weiterführende Informationen mit Hilfe von Interviews und Umfragen erhoben.

2.1.2.1. Datenquellen

2.1.2.1.1. Marktstammdatenregister (MaStR)

Das Marktstammdatenregister wurde durch die Marktstammdatenregisterverordnung vom 1. Juli 2017 eingeführt. Das Webportal des Marktstammdatenregisters steht seit dem 31. Januar 2019 zur Verfügung.

Im MaStR werden sogenannte Stammdaten zu möglichst allen in der Bundesrepublik bestehenden konventionellen und erneuerbaren Erzeugungsanlagen im Strom- und Gasmarkt einschließlich aller Speicheranlagen (also auch Pumpspeicher) geführt. Es werden Daten zu den Anlagen und den Anlagenbetreibern zusammengestellt.

Als wesentliche Daten werden für die Wasserkraft u. a. erfasst:

- Lage, Verortung
- Inbetriebnahme, Stilllegung
- Daten zur Genehmigung (u. a. Aktenzeichen, Wasserrechtsnummer, Fristen)
- Technische Stammdaten (Leistung, Anlagen-, Turbinenart, Existenz ökologischer Maßnahmen, Betrieb, Ertüchtigungsmaßnahme, Erhöhung des Leistungsvermögens, EEG- Anlagenschlüssel)

Daten zur jährlichen Stromerzeugung werden nicht aufgenommen.

Neben den Erzeugungsanlagen werden Stromverbraucher erfasst, die an Höchst- oder Hochspannungsebenen angeschlossen sind, wobei keine Einzelverbrauchsanlagen erfasst werden.

2.1.2.1.2. EEG-Jahresabrechnungen

Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) im Bundesgebiet veröffentlichen auf Ihrer Informationsplattform die EEG-Jahresendabrechnungen. Die Auswertung für den EEG-Erfahrungsbericht basiert auf diesen Daten.

Dabei werden Angaben zu den Wasserkraftanlagen, die eine EEG-Vergütung erhalten in zwei getrennten Tabellen veröffentlicht, die sogenannten Stammdaten bzw. die Bewegungsdaten. Die Stammdatentabelle enthält einen Anlagenschlüssel, Angaben zum Anlagenstandort (Adresse und Bundesland) und zur installierten Leistung, dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme und der Außerbetriebnahme, dem Energieträger, der Einspeisespannungsebene, sowie den Namen und die Betriebsnummer des Netzbetreibers. Dabei wird in den Stammdaten die Gesamtleistung der Anlage inklusive eines möglichen Zuwachses gelistet.

Die Bewegungsdaten beinhalten den Anlagenschlüssel, Angaben zur Vergütungskategorie, Jahresarbeit der EEG-Einspeisung, die tatsächlich an den EEG-Anlagenbetreiber gezahlte Vergütung, Name und Betriebsnummer des Netzbetreibers sowie die vermiedenen Netznutzungsentgelte.

Zur Auswertung im Rahmen des vorliegenden Berichts werden die Stammdaten und die Bewegungsdaten einer Anlage über den Anlagenschlüssel verknüpft. Einem Stammdaten-Datensatz können mehrere Datensätze aus den Bewegungsdaten zugeordnet werden, die sich jeweils in der Vergütungskategorie unterscheiden. Aus den Vergütungskategorien kann die Art der Vergütung abgelesen werden (Vergütung, vermiedene Netzentgelte (vNNE), Direktvermarktung, Sanktionen). Die Vergütungskategorie enthält ebenfalls ein Kürzel für den Energieträger, z. B. Wa für Wasserkraft.

Bei der Auswertung der Anlagenleistungen in den EEG-Daten ist zu beachten, dass in den Stammdaten nur die Leistung bzw. der Leistungsanteil der Anlage aufgeführt ist, der nach EEG gefördert wird.

Für die Zuordnung der Vergütungskategorien gelten folgende Grundsätze (ÜNB 2021):

- Eine Anlage fällt in Abhängigkeit von der Bemessungsleistung in verschiedene Vergütungskategorien.
- Da die Bemessungsleistung jedes Jahr neu errechnet wird, kann sich die Aufteilung der insgesamt erzeugten Wirkarbeit der EEG-Anlage auf die einzelnen Vergütungskategorien und damit die durchschnittliche Vergütung jährlich verändern.
- Die Vergütungskategorien ändern sich bei der Modernisierung der Wasserkraftanlage und beim Wechsel in die Direktvermarktung.

Anlagenanzahl

Grundsätzlich sollte jeder Wasserkraftanlage, die eine Vergütung nach EEG erhält, ein eindeutiger Anlagenschlüssel zugeordnet werden, so dass die Zahl der Wasserkraftanlagen der Zahl der Stammdatensätze entspricht. Allerdings kommt es vor, dass historisch bedingt die Maschinensätze von Anlagen großer Leistung durch eigene Anlagenschlüssel und Stammdatensätze repräsentiert werden. Erfolgt an einem bestehenden Standort der Zubau einer Anlage (z. B. Dotierturbine), erhält diese in der Regel einen eigenen Anlagenschlüssel und wird als eigene Anlage geführt. Es gibt also Standorte, an denen die Gesamtanlage durch mehrere Anlagenschlüssel repräsentiert wird. Hier zeigt sich die Problematik des Anlagenbegriffs.

2.1.2.2. Umfragen, Interviews und Gespräche

Bestimmte Fragestellungen können nicht aus öffentlich zugänglichen Daten, sondern nur durch Befragungen von Wasserkraftbetreibern, Wasserkraftverbänden, Netzbetreibern, Behörden und Banken beantwortet werden. Daher erfolgten Umfragen und vereinzelt Interviews bei diesen Akteuren. Nicht für alle Umfragen konnten die Teilnehmer repräsentativ ausgesucht werden. In diesen Fällen, die im Folgenden erläutert werden, sind auch die Ergebnisse der Befragungen nicht allgemeingültig. Mit den Ergebnissen wurde jedoch ein vorhandenes Spektrum an Einschätzungen und Tendenzen ermittelt.

2.1.2.2.1. Wasserkraftanlagenbetreiber mit EEG-Vergütung

Für die Befragung von Betreibern von Wasserkraftanlagen wurde eine Postkarte entwickelt (siehe Anhang, Anlage 1), die Antworten zu verschiedenen Themen ermöglichte (Postkartenaktion).

Neben Fragen zu den bereits durchgeführten und den eventuell noch ausstehenden technischen Modernisierungen, werden die durchgeführten ökologischen Maßnahmen erfasst. Die abgefragten Investitionen und Betriebskosten werden dabei zur Berechnung mittlerer Stromgestehungskosten genutzt. Fragen zur Vermarktung sollen einen Überblick über die bei Wasserkraftanlagen gewählten Vermarktungsformen geben. Darüber hinaus werden weitere Fragen gestellt, die im Zusammenhang mit der Evaluierung des EEG stehen und für künftige EEG-Novellen von Bedeutung sind.

Im Juni/Juli 2021 wurden die Betreiber von Wasserkraftanlagen befragt, die eine Vergütung nach EEG 2017 erhalten. Die Bundesnetzagentur, die über die Adressen der Betreiber verfügt, unterstützte die Befragung durch den Versand von Briefen, die die Antwortpostkarte sowie ein Erläuterungsschreiben enthielten. Im ersten Schritt wurden 424 Briefe an die Wasserkraftbetreiber versendet. In einem zweiten Schritt wurden im Winter 2022 die 120 Anlagenbetreiber angeschrieben, die im Jahr 2020 und 2021 dazugekommen sind und entsprechend eine Vergütung nach EEG 2017 bzw. 2021 erhalten. Die von den Betreibern gemachten Angaben auf den Postkarten beziehen sich daher auf Neubau- und Modernisierungsmaßnahmen, die zwischen 2017 und 2022 abgeschlossen wurden.

Die Postkarte konnte portofrei an die Ingenieurbüro Floecksmühle GmbH gesendet werden, sodass den Betreibern keine Kosten entstanden sind. Des Weiteren wurden die Wasserkraftverbände mit der Bitte um Unterstützung der Postkartenaktion angeschrieben und die Befragungsaktion in der Fachzeitschrift „Wassertriebwerk“ (Verbandsorgan des Bundesverbandes Deutscher Wasserkraftwerke der Bundesländer) veröffentlicht.

Es wurden insgesamt 142 Rückmeldungen (26 %) verzeichnet. Die Rückmeldungen betreffen elf Neubauten und 125 Modernisierungen. Fünf Rückmeldungen waren ungültig. Die Verteilung nach Leistungsklassen ist aus Tabelle 2.1 abzulesen. Eine Rückmeldung war ohne Leistungsangabe.

Tabelle 2.1: Anzahl Rücksendungen aus den Betreiberumfragen 2021 und 2022

Leistungsklasse	Anzahl gesamt	Anzahl Neubau	Anzahl Modernisierung
0-75 kW	78	8	70
> 75-150 kW	15	0	15
> 150-350 kW	16	0	16
> 350-750 kW	11	1	10
> 750-1.500 kW	8	1	7
> 1500-3.500 kW	6	1	5
> 3.500-7.500 kW	2	0	2
Summe	136	11	125

Datenquelle: Umfrageergebnisse; Auswertung: FWT GmbH

Die geringe Zahl von Rückläufern spiegelt eine in der Branche weithin festzustellende Tendenz wider, dass in den letzten Jahren sehr wenige neue Wasserkraftanlagen umgesetzt wurden. Es liegt daher nicht an der mangelnden Bereitschaft der Wasserkraftbranche, dass die Anzahl an Rückläufern so gering ist, sondern an der geringen Anzahl realisierter Projekte.

2.1.2.2.2. Wasserkraftanlagenbetreiber mit WKA > 1 MW

Um die Maßnahmen an größeren Anlagen mit einer installierten Leistung von über 1 MW zu erfassen, wurde das Marktstammdatenregister dahingehend ausgewertet, dass alle Anlagen > 1 MW mit Inbetriebnahmedaten ab 01.01.2017 gefiltert wurden. Die Betreiber dieser 35 Anlagen wurden im Februar 2022 und Januar 2023 mit einem Fragenkatalog direkt angesprochen. Es wurden Fragen zu Stammdaten der Anlagen, zu den durchgeführten Maßnahmen und deren Kosten und Finanzierung sowie zur Einschätzung der Entwicklung des Wasserkraftmarkts gestellt.

Es erfolgten Rückmeldungen zu etwa 30 Anlagen sowohl in direkten Gesprächen bzw. Interviews als auch durch schriftliche Beantwortung der Fragen.

2.1.2.2.3. Verteilnetzbetreiber

Im Rahmen einer Umfrage unter den Verteilnetzbetreibern wurden die technischen Eigenschaften von Wasserkraftanlagen in Deutschland differenziert nach Laufwasser-, Speicherkraftwerken und Pumpspeicherkraftwerken erhoben. Von den 455 Netzbetreibern, die im Jahr 2021 Wasserkraftanlagen in ihrem Versorgungsgebiet hatten, wurden diejenigen ausgewählt, in deren Gebiet mehr als fünf Wasserkraftanlagen und eine Gesamtleistung > 1 MW in Betrieb war. Nach dieser Auswahl wurde ein eigens entwickelter Fragebogen erstellt und als Online-Umfrage eingerichtet. Der Zugang zu der Umfrage wurde an insgesamt 97 Verteilnetzbetreiber versendet.

Die installierte Leistung der Wasserkraftanlagen in den Versorgungsgebieten der angefragten Verteilnetzbetreiber beträgt 5.281 MW. Es haben 6 Netzbetreiber (6,2 %) an der Online-Befragung teilgenommen. Diese verfügen gemeinsam über 70 MW installierte Leistung (1,3 %).

2.1.2.2.4. Hersteller und Planer

Ebenfalls wurden 19 Hersteller und Planungsbüros von Wasserkraftanlagen zur Auftragslage der Wasserkraft befragt. Fünf Unternehmen haben auf die Umfrage geantwortet.

2.1.2.2.5. Behörden

Des Weiteren wurden die Umweltministerien von 14 Bundesländern im Januar 2022 angeschrieben und zur aktuellen Lage der Wasserkraft in ihrem Bundesland befragt. In einem Fragebogen wurden Fragen zu Neubau und Modernisierung von Wasserkraftanlagen, Rückbauabsichten, Hemmnissen beim Ausbau, Wirtschaftlichkeit, aktuellen Entwicklungen, Maßnahmen und Planungen gestellt. Allen Ministerien wurde ein Telefoninterview angeboten, um die Fragen gemeinsam zu diskutieren. 13 Bundesländer haben den Fragebogen bearbeitet bzw. in einem Interview beantwortet.

2.1.2.2.6. Wasserkraftverbände

Mit neun Vertretern von Wasserkraftverbänden wurden im März und April 2022 Video- bzw. Telefon-Interviews geführt. Hierzu wurden die Verbände im Februar 2022 angeschrieben und Fragebögen zu Neubau und Modernisierung von Wasserkraftanlagen, Rückbauabsichten, Hemmnissen beim Ausbau, Wirtschaftlichkeit, aktuellen Entwicklungen, geplante Maßnahmen, Finanzierung und Ausbaupotenzial verschickt. An diese Fragebögen wurde in den persönlichen Gesprächen angeknüpft und die Themen gemeinsam diskutiert.

2.1.2.3. Workshop und Diskussionsrunde

Am 27.09.2022 fand ein Online-Workshop zu den Themen Potenziale der Wasserkraft, Auswirkungen der aktuellen Kostensteigerungen auf die Wasserkraft, Förderprogramme für WKA, Direktvermarktung statt. Darüber hinaus wurden aktuelle Forschungsergebnisse aus dem Bereich Ökologie und Wasserkraft vorgestellt. An der Online-Diskussion nahmen 23 Teilnehmende aus Behörden, Wasserkraft- und Fischereiverbänden, Hochschulen, Energieversorgung und Hersteller teil.

Am 04.04.2023 wurden die besonderen Herausforderungen in Bezug auf die System- und Marktintegration der Wasserkraft, insbesondere der kleinen Wasserkraft (< 1 MW), in einer Diskussionsrunde mit 14 Experten (Wasserkraftbetreiber, Netzbetreiber, Hersteller von Automatisierungseinrichtungen für Wasserkraftanlagen, Wissenschaftler) diskutiert.

2.2. Stand der Technik

Die Wasserkraft ist eine der ältesten Energiequellen der Menschheit. Heute ist der Einsatz von Wasserkraftanlagen an Staustufen am weitesten verbreitet. Die Technologie ist weitgehend ausgereift. Es werden Wirkungsgrade von über 90 % erreicht.

2.2.1. Entwicklungstendenzen

Neuere Entwicklungen berücksichtigen vor allem die ökologischen Anforderungen an die Wasserkraft, wie fischfreundlichere Entwicklungen (Schachtkraftwerk) oder die Nutzung des Mindestabflusses (Restwasser-WKA), oder aktuelle Entwicklungen des Marktes (E-Ladestationen, Pumpspeicherkraftwerke). Darüber hinaus werden neue kinetische Strömungsmaschinen entwickelt.

2.2.1.1. Weiterentwicklung Schachtkraftwerk

An der TU München wird das Schachtkraftwerk zurzeit als Baukastensystem weiterentwickelt. Ein Schachtkraftwerk ist ein Laufwasserkraftwerk, bei dem ein Teilstrom vor dem Stauwehr in einen senkrechten Schacht abströmt und dort eine Turbine mit Generator antreibt. Diese Konstruktion soll strömungstechnisch verhindern, dass Fische in die laufende Turbine gelangen und dort geschädigt werden.

Zur Senkung der Kosten soll das Kraftwerk als Francis-Container-Kraftwerk mit standardisierten Abläufen und vorgefertigten Bauteilen erstellt werden. Laut TUM (2022) betragen die Kosten nur 30-50 % einer traditionellen Wasserkraftwerks-Konstruktion. In Bayern sind bisher die Schachtkraftwerke Großweil 420 kW und Dietenheim 315 kW in Betrieb, ein drittes Schachtkraftwerk ist zurzeit in Planung. Diese Kraftwerke wurden noch in der herkömmlichen Bauweise hergestellt bzw. geplant.

2.2.1.2. Restwasserschnecke/Restwasser-WKA

Bei Wasserkraftwerken mit Ausleitungsstrecken können kostengünstige Kleinturbinen als Restwasserturbinen zur Nutzung des Mindestabflusses eingesetzt werden, um die Wasserkraft effizient zu nutzen. Bei der Befragung der Behörden wurde ein Trend zur Nutzung von Wasserkraftschnecken und Restwasseranlagen festgestellt. In Thüringen wurde ein leichter Anstieg von Wiederinbetriebnahmen von Wasserkraftstandorten verzeichnet. Hierbei handelt es sich um Investitionsprojekte, meist auch zur Nutzung von Mindestabflüssen durch neue Restwasserkraftanlagen. Auch in Brandenburg wurde ein Trend zur Nutzung von Wasserkraftschnecken festgestellt.

2.2.1.3. Vertikale Kaplan turbine mit Riemenantrieb

Für die Drehzahlübersetzung erreichen geräuscharme Hochleistungsflachriemen hohe Wirkungsgrade. Sie sind kostengünstiger als Getriebe und haben Vorteile bei der Wartung. Verschiedene Hersteller (HSI, WWS, Kochendörfer, Reichenbach) bieten den Antrieb von (vertikalen) Kaplan turbinen mit Riemen an. Wenn möglich ist jedoch ein Direktantrieb des Generators durch die Kaplan-Turbine zu bevorzugen (WWS 2022).

2.2.1.4. Kinetische Strömungsmaschinen

Bereits seit Jahrtausenden nutzt der Mensch die kinetische Energie von strömendem Wasser ohne nennenswerten, spürbaren Aufstau u. a. in Fluss- oder Schiffsmühlen. Mit kinetischen Strömungsmaschinen kann der Strömung nicht die gesamte kinetische Energie entzogen werden, da ein Teil der Strömung aufgrund des Aufstaus vor der Strömungsmaschine und des fehlenden seitlichen Verbaus an derselben vorbeifließt (s. a. Giesecke et al. 2014). Der Gesamtwirkungsgrad liegt je nach Maschinentyp im Bereich von 72 bis 78 %. Aufgrund der physikalischen Randbedingungen (Strömungsgeschwindigkeit, Wassertiefe) können in den meisten großen Binnengewässern in Deutschland maximale Leistungen von 10 kW erreicht werden, sodass ein wirtschaftlicher Betrieb kaum möglich ist. Trotzdem gibt es immer wieder neue Entwicklungen auf dem Gebiet wie z. B. die Strombojen im Rhein, das Kleinstwasserkraftwerk Energyfish oder Doro Turbinen aus Graz (Heise 2023).

2.2.1.5. Wasserkraft zum Laden von E-Autos

Um die Verwendung von E-Autos im Vergleich zu Verbrennungsmotoren noch nachhaltiger zu machen, sollte zum Laden der PKWs Strom aus erneuerbaren Energien verwendet werden. Im Gegensatz zu Solar- und Windenergie ist Wasserkraft auch nachts gut verfügbar, was vorteilhaft für das Laden von E-Autos ist.

Daher gibt es aktuell eine Reihe von Projekten, die E-Ladestationen mit Wasserkraft betreiben.

- So wurden im Rahmen eines Pilotprojekts der Kraftwerksgruppe Lech z. B. vier von 150 firmeneigenen PKW mit Verbrennungsmotor durch Elektroautos ersetzt und zu 100 % aus dem Strom der eigenen Wasserkraftanlagen betrieben. Auch die anderen Wagen sollen sukzessive durch elektrisch betriebene Fahrzeuge ersetzt werden. (Uniper 2021).

- Am Inn wurden durch die INNergie bereits 2019 sechs Ladesäulen mit Wasserkraftstrom installiert (INNergie 2019).
- Das Energieunternehmen Verbund Hydro Power hat eine Ladestation für Elektroautos am Donaukraftwerk Jochenstein in Betrieb genommen. Nach deren Angaben seien weitere E-Ladestationen an den insgesamt 22 bayerischen Verbund-Wasserkraftwerken geplant. Die Energie stammt vollständig aus Wasserkraftstrom. (ZfK 2021)
- Die EnBW plant bis 2025 den Bau von 2.500 Schnelladestandorten. Aktuell sind 52 Ladepunkte installiert, die mit 100 % Wasserkraftstrom betrieben werden. (EnBW 2022)
- Auch Betreiber kleinerer Wasserkraftanlagen versuchen, Ladestationen einzurichten. In Nordhessen wurde 2020 im Rahmen eines Projektes zum Ausbau der E-Mobilität in der Region eine Ladesäule errichtet, welche Strom aus Wasserkraft zur Verfügung stellt. In der Mitteilung wird jedoch darauf hingewiesen, dass der Einsatz von Wasserkraftstrom aus dem heimischen Wasserkraftwerk aus Kostengründen nicht möglich sei und Strom aus erneuerbaren Energien anderweitig eingekauft werden müsse. Wasserkraftanlagenbetreiber könnten signifikant zum Ausbau der Ladesäulen in Deutschland beitragen, wenn der Bau von Ladesäulen und die Versorgung mit eigenem Strom wirtschaftlicher wird. (AHW 2020)

2.2.1.6. Integration von Pumpspeicherkraftwerken

Durch den vermehrten Einsatz von erneuerbaren Energien, unterliegt das deutsche Stromnetz in Zukunft immer häufiger Schwankungen, da Wind und Sonne keine konstanten Energiemengen liefern können. Im Hinblick auf die Energiewende sind Pumpspeicherkraftwerke, als derzeit einzige in nennenswertem Umfang nutzbare Speichertechnik in Deutschland, nicht zu vernachlässigen (BMWK 2022a).

Die Uniper Kraftwerke GmbH prüft derzeit, ob das Pumpspeicherkraftwerk Happurg, welches 2011 wegen Schäden in der Sohle des Oberbeckens abgeschaltet wurde, wieder in Betrieb gehen kann. Eine Machbarkeitsstudie wurde abgeschlossen und frühestens Ende 2023 soll nach weiteren Prüfungen entschieden werden, ob das größte Pumpspeicherkraftwerk Bayerns wieder in Betrieb genommen wird (Uniper 2021a).

Weitere fünf Kraftwerke sind in Baden-Württemberg in Planung, wovon zwei zwar im Ausland stehen, aber in das deutsche Netz einspeisen. (BMW 2020)

Neben der hydraulischen oberirdischen Variante eines Pumpspeicherkraftwerks werden weitere Varianten erprobt und könnten in den kommenden Jahren vermehrt zum Einsatz kommen. Dazu zählt die thermische Variante, welche mit dem Erhitzen, Speichern und Ausspeisen des heißen Wassers arbeitet und dabei einen Wirkungsgrad von 90 Prozent erreicht. Eine Nutzung von schon bestehenden Hohlräumen des Bergbaus vermeidet ein Verändern des Landschaftsbildes. Hierbei wird das Wasser von einer unterirdischen Lage in eine höhere unterirdische Lage gepumpt. Des Weiteren kann die Pumpspeichertechnologie bei Meereswasserkraftwerken verwendet werden. Bei dieser Variante werden Hohlräume oder Becken in Küstennähe, unterhalb der Wasseroberfläche, und die Wasserströmung des natürlichen Gefälles genutzt. (Springer 2020)

Auch die Nutzung der Türme von Windkraftanlagen als Wasserspeicher wurde bereits häufiger diskutiert. Im baden-württembergischen Gaildorf werden in einem Pilotprojekt an drei Windkraftanlagen die unteren Turmteile und ein offenes Speicherbecken am Fundament als Wasserspeicher bzw. Oberbecken genutzt. Im Bedarfsfall fließt das gespeicherte Wasser durch eine für dieses Projekt

entwickelte Druckrohrleitung aus Polyethylen zu einem Unterbecken und treibt dabei Turbinen an, die Strom erzeugen. Das Unterbecken wird in einer Flutmulde des Gewässers „Kocher“ ausgeführt. Im gesamten System befinden sich 120.000 m³ Speicherwasser (Bögl 2021). Der Energieinhalt der Wasserspeicher beträgt 57 MWh und die Jahresstromerzeugung aus Windkraft 42 GWh. Das Pumpspeicherkraftwerk wird mit drei reversiblen Pumpturbinen mit einer installierten Gesamtleistung von 16 MW ausgestattet. Die im Windpark Gaildorf bis Ende 2017 errichteten vier Windanlagen, die jeweils über eine Leistung von 3,4 MW verfügen, können zum Antrieb der Pumpen genutzt werden. Die Pumpspeicheranlage soll Anfang 2023 in Betrieb gehen (Naturspeicher GmbH 2022). Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) unterstützt das Projekt aus dem Umweltinnovationsprogramm in Höhe von 7,15 Millionen Euro.

2.2.1.7. Planungen und Baumaßnahmen zur Kapazitätserweiterung von größeren Wasserkraftprojekten

Mithilfe einer Auswertung des Marktstammdatenregisters konnten die bereits durchgeführten Maßnahmen zur Kapazitätserweiterung an größeren Anlagen identifiziert werden. Darüber hinaus wurden Literaturlauswertungen, Recherchen bei Betreibern und Umfragen bei Wasserkraftverbänden und Behörden durchgeführt, um einerseits mehr Daten zu den durchgeführten Maßnahmen zu erhalten und andererseits auch Planungen und Baumaßnahmen zu recherchieren.

Bei den Behörden sind keine konkreten Nennungen von Neubauprojekten oder Modernisierungsmaßnahmen bekannt. Es gibt Absichten zum Ausbau von Kraftwerken am Hochrhein und an der Weser. Außerdem sind in Bayern Neubaupläne an Querbauwerken mit erforderlichen Maßnahmen zur Sohlstabilisierung geplant.

Die Wasserkraftanlagenbetreiber mit WKA > 1 MW wurden mit einem Fragenkatalog direkt angesprochen. Aus unterschiedlichen Gründen erfolgten die Antworten meist anlagenneutral und zusammenfassend für deren Portfolio, so dass nachfolgend ein summarischer Überblick gegeben wird.

Als Anlass für die Maßnahmen zur Kapazitätserweiterung sind v. a. die Erlangung einer neuen wasserrechtlichen Gestattung zur Fortsetzung des Betriebs, durchgeführte große Revisionen und Umbauten sowie die Umsetzung von ökologischen Maßnahmen nach §§ 33-35 WHG und damit im Zusammenhang Kompensation der Mindererzeugung infolge erhöhter Wasserabgaben für Fischaustieg, Fischabstieg und Mindestwasser zu nennen, in Rahmen derer leistungs- bzw. arbeitssteigernde Vorhaben realisiert wurden.

In Tabelle 2.2 werden beispielhaft große Neubauprojekte bzw. Reaktivierungen von Wasserkraftanlagen in Deutschland aufgeführt. Es handelt sich um eine Auswahl an bekannten Anlagen.

Das Wasserkraftwerk Jettenbach-Töging wurde am 21.09.2021 abgeschaltet, um nach der Ertüchtigung im 1. Quartal 2022 wieder teilweise in Betrieb zu gehen. Die Ertüchtigungsmaßnahmen beinhalten einen Wehrneubau, die Kanalsanierung und den WKA-Neubau. Die Kosten für die Ertüchtigungsmaßnahmen betragen insgesamt 250 Mio. €. Am Kraftwerk Meitingen wurden 2018 sechs neue Turbinenlaufräder und eine neue Steuerung installiert. Hierdurch wurde eine Leistungssteigerung von 14,8 % erreicht. Die Kosten hierzu betragen insgesamt 1,2 Mio. € (Umfrage FWT GmbH 2022). Am Lech wurden innerhalb eines Zeitraumes von 10 Jahren die Lechkraftwerke Ellgau, Oberpeiching, Rain und Feldheim umfangreich modernisiert. Dabei wurden die Turbinen, Generatoren und die Kraftwerkstechnik revidiert und instandgesetzt. Die Kosten für das Gesamtprojekt betragen rund 19

Mio. € (LEW 2020). An mehreren niedersächsischen Universitäten wird im Rahmen eines Forschungsprojektes an sechs Standorten durch Bau neuer Talsperren, Überleitungen, Umbau und Nutzung vorhandener Bauten die Speicherung von Wasser untersucht. Bei der Auswahl der Standorte wurden Orte bevorzugt, an denen schon eine wasserwirtschaftliche Infrastruktur der Harzwasserwerke vorhanden ist. (HWW 2021)

Tabelle 2.2: Neubauprojekte und Ertüchtigungen von Wasserkraftprojekten in Deutschland

Jahr	Standort	Art	Leistung [MW]	Jahresproduktion [MWh]	Steigerung
2010-2020	Lechkraftwerke Ellgau, Oberpeiching, Rain, Feldheim	Ertüchtigungen	42	220.000	nicht bekannt
2017	Atex	Ersatzneubau	1,6	8.000	nicht bekannt
2018	Großarmschlag	Ertüchtigung	3,5		nicht bekannt
2018	Meitingen	Ertüchtigung	13,2	83.800	14,8 %
2018	Rothenfels (Main)	Ertüchtigung	2,1	7.400	nicht bekannt
2019	Schlechtau/Murg	Ertüchtigung	2,2	nicht bekannt	nicht bekannt
2019	Schoden (Saar)	Ertüchtigung	7	nicht bekannt	nicht bekannt
2019	Sorpe M1 und M2	Ertüchtigung	5	nicht bekannt	nicht bekannt
2019/2020	Bad-Ems	Neubau	0,8	3.000	nicht bekannt
2021	Muldestausee	Neubau	3,12	13.600	nicht bekannt
2022	Töging a. Inn	Ertüchtigung	(Zubau) 33 (nachher) 118	(Zubau) 140.000 (nachher) 700.000	ca. 25 %
2022	Friedingen (Donau)	Ersatzneubau	1,9	5.800	ca. 87 %
2022	Gartenau (Berchtesgadener Ache)	Ertüchtigung	1,9	8.000	ca. 30 %
nicht bekannt	Harz/NI	Neubau WKA/PSW	nicht bekannt	nicht bekannt	nicht bekannt

Quelle: Umfrage, Recherche FWT GmbH 2022 und 2023

Als Erneuerungsmaßnahmen wurden vor allem folgende genannt:

- Erneuerung bzw. Generalüberholung Turbine mit Teil- oder Kompletterneuerung der hydraulischen Komponenten (insbesondere Leitapparat und Laufrad)
- Optimierung Laufraddesign und Teilung der Maschine
- Erneuerung Getriebe (Austausch oder grundlegende Revision)
- Erneuerung Generator (Austausch, Neuentwicklung etc.)
- Erneuerung der Elektro- und Leittechnik mit Maschinenautomatisierung z. T. einschließlich optimierter Oberwasser-Abfluss-Steuerungen
- Einbau von Mindestwasserturbinen oder Mindestwasserkraftwerken
- Optimierung der hydraulischen Ausgestaltung der Wasserwege (Einlaufbauwerk, Wehranlage, Triebwasserkanal, Rechenanordnung und -anströmung, Unterwasserrückgabe etc.)
- Stauzielerhöhung

Ein Großteil der Maßnahmen führte zu Leistungssteigerungen im Bereich von 2 % bis 6 %. Einige wenige Maßnahmen erzielten im Rahmen von größeren Umbaumaßnahmen auch nennenswerte Steigerungen von bis zu knapp 20 % oder gar mehr, wobei es sich hier in der Regel um Anlagen handelte, die deutlich älter als 60 Jahre waren und bei denen der Nutzungsgrad bisher nicht optimal war.

2.2.2. Herausforderungen

Spätestens seit Inkrafttreten des Wasserhaushaltsgesetzes (WHG 2010) befindet sich die Wasserkraft in einem Spannungsfeld zwischen wirtschaftlicher Energieerzeugung einerseits und Natur- und Gewässerschutz andererseits.

Während es vor einigen Jahren noch eine technische Herausforderung war, den Fischschutz gemäß § 35 WHG zu gewährleisten, ist die „Technische Funktionsfähigkeit großer Fischschutzrechen in der Praxis bestätigt“ (Keuneke 2021). Lediglich für sehr große Anlagen > 50 m³/s, also ab etwa 5 MW, stellt der Fischschutz nach wie vor eine technische Herausforderung dar. Hier, wie auch bei den kleineren Anlagen, gilt es Lösungen zu finden, die auch wirtschaftlich darstellbar sind.

Aktuell erhält die Wasserkraft seitens des Gewässer- und Artenschutzes viel Widerstand. Im November 2021 ist ein Memorandum von Wissenschaftlern (IGB 2021) veröffentlicht worden, in dem insbesondere die Abschaffung der EEG-Förderung von Wasserkraftanlagen < 1 MW gefordert wird. Auch für mittelgroße und große Kraftwerke wird gefordert, dass die Förderung an bestimmte ökologische Bedingungen gekoppelt wird.

Auch der Referentenentwurf zum EEG 2023 (BMWK 2022b) zielte auf eine stärkere Berücksichtigung der gewässerökologischen Anforderungen bei der Förderung der Wasserkraft ab. Es war angedacht, kleine Wasserkraftanlagen bis 500 kW bei Neubau oder Leistungserhöhung künftig nicht mehr zu fördern (§ 40 Absatz 1 und Absatz 2 Satz 1 EEG 2023). Der Entwurf zielte auch darauf ab, dass Anlagen, die die gewässerrechtlichen Anforderungen nicht erfüllen, eine Förderung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz erhalten (§40 Absatz 2 und 4a EEG 2023). In der am 01.01.2023 in Kraft getretenen finalen Fassung blieben die Regelungen gegenüber dem EEG 2021 jedoch unverändert und die hier im Referentenentwurf vorgeschlagenen Änderungen wurden durch den Bundestag nicht aufgegriffen.

Angesichts der aktuellen Lage auf dem Energiemarkt (steigende Rohstoffpreise, Ukraine-Krieg) werben die Wasserkraftbetreiberverbände dem gegenüber mit einer sicheren Energieversorgung durch Wasserkraft. Wasserkraft ist grund-, mittel- und spitzenlastfähig sowie speicherfähig und trägt damit zur Stabilität und Flexibilität der Netze bei. Durch die Digitalisierung kommt zukünftig der Wasserkraft noch mehr Bedeutung zu, da viele kleine Kraftwerke virtuell zu einer großen Einheit zusammengefügt werden können und so einen großen Anteil an der Sicherung der Energieversorgung leisten. (VfEW 2020)

Das Thema Digitalisierung ist eine weitere Herausforderung der Wasserkraft in den nächsten Jahren. Wegen der aktuell hohen Strompreise wird auch von kleinen Wasserkraftanlagen (< 100 kW) eine Direktvermarktung nachgefragt. Diese ist aber nur möglich, wenn die Anlagen über einen automatisierten Betrieb und über Systeme zum digitalisierten Einschreiten bei etwaigen Leistungsschwankungen zur Netzstabilisierung verfügen. Hierfür sind weitere Investitionen erforderlich, siehe auch Kapitel 5.2.2.

3. Marktentwicklung der Wasserkraft

3.1. Deutschland

Die Auswertung bestehender Daten zur Wasserkraftnutzung stellt die Grundlage für die Empfehlungen zur Novellierung des EEG dar. Neben dem Anlagenbestand und der Stromerzeugung aus Wasserkraft wird in diesem Kapitel die Entwicklung des EEG-geförderten Anlagenbestands der Wasserkraft dargestellt.

3.1.1. Überblick Wasserkraftanlagen

3.1.1.1. Bestand

Gemäß UBA (2021) wurden in Deutschland 2021 etwa 8.300 Wasserkraftanlagen betrieben, von denen circa 7.300 in das öffentliche Netz einspeisen. Werden die Stromerzeugungseinheiten im Marktstammdatenregister nach Adresse und Anlagenbetreiber zusammengefasst, ergeben sich 7226 Wasserkraftanlagen (BNetzA 2023a). Diese Anlagen haben insgesamt eine Bruttoleistung von 5.728 MW. Gemäß AGEE-Stat beträgt die installierte Leistung im Jahr 2022 5.539 MW. Es wird ersichtlich, dass sich die Angaben aus den verschiedenen Quellen unterscheiden, jedoch in einem vergleichbaren Bereich liegen.

Im Marktstammdatenregister sind die Turbinen der Wasserkraftanlagen einzeln als Stromerzeugungseinheiten (SEE) aufgeführt. Zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Studie (13.04.2023) sind 8.523 Stromerzeugungseinheiten (SEE) der Wasserkraft mit dem Betriebsstatus „in Betrieb“ eingetragen. Die Bruttoleistung von diesen SEE beträgt insgesamt 6.296 MW. 24 eingetragene SEE mit einer Bruttoleistung von 1,9 MW haben den Betriebsstatus „in Planung“. Vorrübergehend stillgelegte, eingetragene SEE gibt es 31 mit einer Bruttoleistung von 5,1 MW und stillgelegte SEE 61 mit einer Bruttoleistung von 91,5 MW. 6.067 Stromerzeugungseinheiten haben einen eingetragenen EEG-Anlagen-schlüssel.

Von denen sich im Betrieb befindlichen SEE werden 7.678 Laufwasseranlagen, 284 Speicherwasseranlagen, 353 Wasserkraftanlagen in Trinkwassersystemen, 161 Wasserkraftanlagen in Brauchwassersystemen, 45 Abwasserkraftanlagen und 2 Meeresenergieanlagen zugeordnet. Bei allen Daten im MaStR ist zu beachten, dass die Angaben von den Betreibern selbst gemacht werden. Die beiden Meeresenergieanlagen stellten sich bei einer Recherche als falsche Angabe heraus. Differenziert nach Art des Zuflusses werden 4.692 SEE Flusskraftwerken, 2.629 SEE Ausleitungskraftwerken und 124 SEE Restwasserkraftwerken zugeordnet. 1.078 SEE werden nicht zugeordnet. Die Verteilung der zusammengefassten WKA aus dem MaStR je Bundesland können Tabelle 3.1 entnommen werden.

Tabelle 3.1: Anzahl Wasserkraftanlagen in Betrieb nach Bundesländern (Auswertung der Daten von BNetzA 2023a durch FWT GmbH)

Bundesland	Anzahl WKA in Betrieb (Stand 04/2023)
Baden-Württemberg	1.612
Bayern	3.618
Berlin	0
Brandenburg	35
Bremen	1
Hamburg	1
Hessen	445
Mecklenburg-Vorpommern	19
Niedersachsen	236
Nordrhein-Westfalen	400
Rheinland-Pfalz	222
Saarland	29
Sachsen	328
Sachsen-Anhalt	56
Schleswig-Holstein	19
Thüringen	200
Ohne Angabe	5
Summe	7.226

Abbildung 3.1 zeigt die räumliche Verteilung der Wasserkraftanlagen in Deutschland. Dargestellt sind die Wasserkraftanlagen mit einer Leistung ≥ 1 MW und die Anlagen < 1 MW, die im Jahre 2015 eine Förderung nach EEG erhielten. Der Datenstand von 2015 wurde gewählt, weil nach aktuellen Vorgaben des Datenschutzes für Anlagen mit weniger als 30 kW und damit für einen großen Teil der Anlagen keine Adressdaten mehr vorliegen. 2017 wurde eine Aktualisierung vorgenommen. Deutlich wird die große Anlagendichte in den Mittelgebirgen und Süddeutschland bzw. entlang der größeren Gewässer.

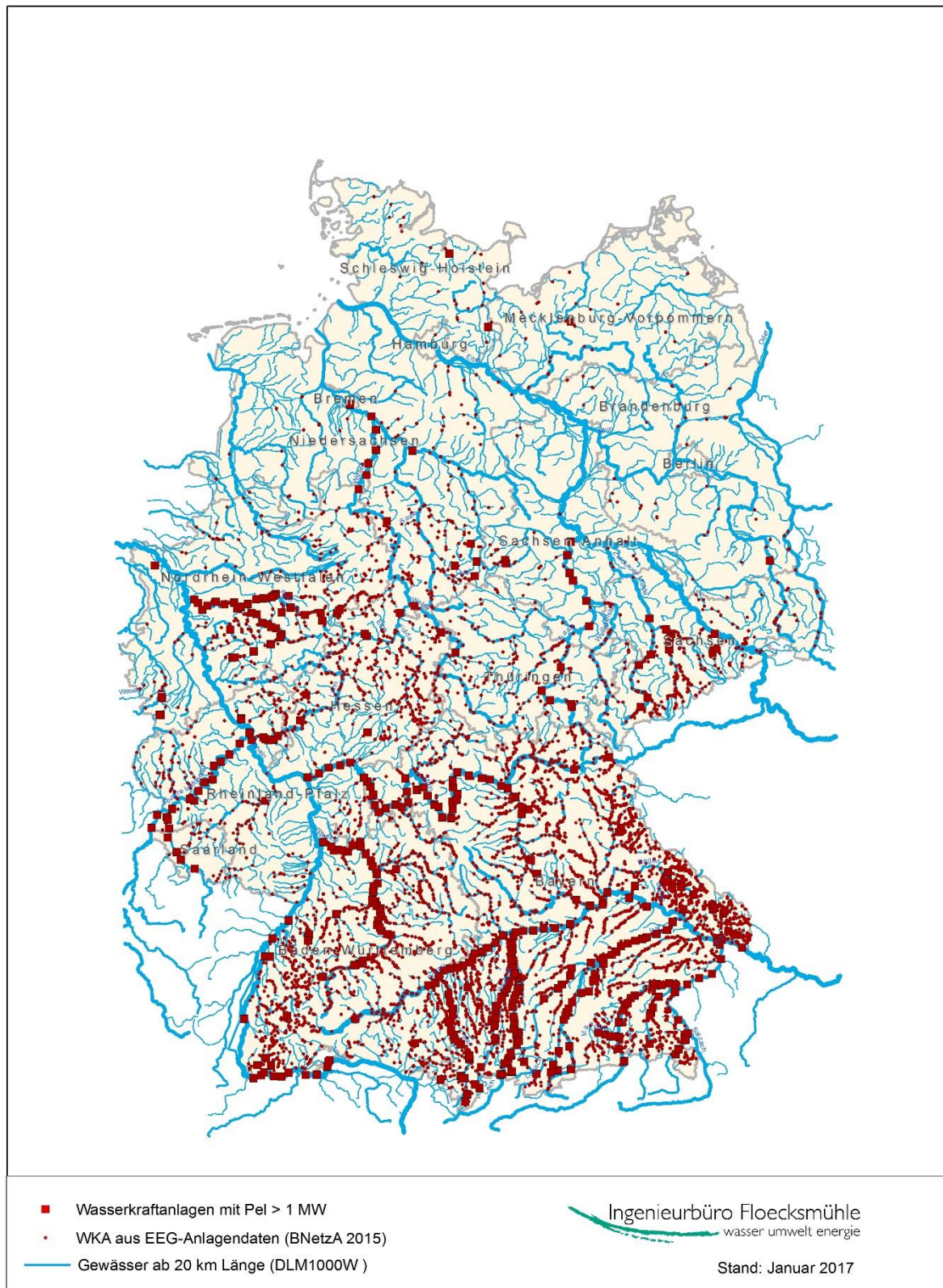


Abbildung 3.1: Karte der Wasserkraftanlagen in Deutschland

Der zeitliche Verlauf der gesamten Wasserkraftnutzung in Deutschland wird den Zeitreihen der AGEE-Stat (2023) entnommen, die seit 2004 die amtliche Statistik der erneuerbaren Energien erstellt. Sie beinhaltet die Stromerzeugung und Leistung von Lauf- und Speicherwasserkraftwerken

sowie Pumpspeicherkraftwerke mit natürlichem Zufluss. Neben den Anlagen der Allgemeinen Versorgung sind laut AGEE-Stat auch die der Industrie zugeordneten Kraftwerke und Anlagen berücksichtigt.

Abbildung 3.2 zeigt die installierte Leistung und die Stromerzeugung aus Wasserkraft in den Jahren 1990 bis 2022. Die installierte Leistung steigt dabei praktisch kontinuierlich bis zum Jahr 2011 auf etwa 5,6 GW an und bleibt dann bis 2017 in etwa gleich. Im Jahr 2018 sinkt die installierte Leistung auf 5.396 MW ab. In den folgenden Jahren steigt die installierte Leistung stetig an, bis sie 2022 bei 5.539 MW liegt. Dargestellt sind die Wasserkraftanlagen mit einer installierten Leistung von 0-200 MW.

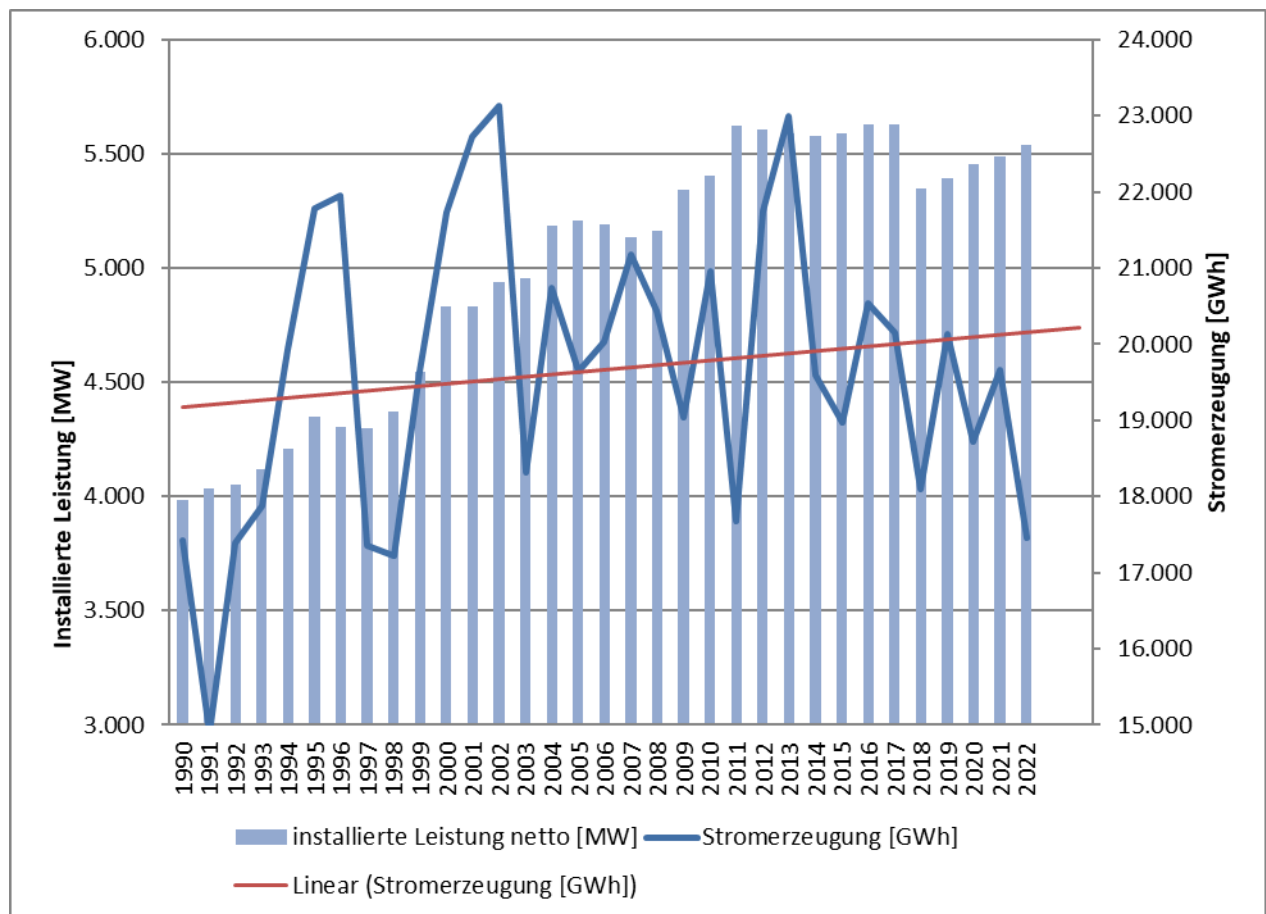


Abbildung 3.2: Installierte Leistung und Stromerzeugung aller Wasserkraftanlagen gemäß AGEE-Stat (2023) inklusive Pumpspeicherkraftwerke mit natürlichem Zufluss.

Die jährliche Stromerzeugung zeigt im Mittel einen leichten Anstieg (siehe lineare Trendlinie), variiert aber um bis zu etwa 50 %. Diese Variation ist im Wesentlichen durch wetterbedingte jährliche Schwankungen bei den Abflüssen zu erklären. Im Jahr 2022 betrug die gesamte Jahresarbeit 17,46 TWh/a.

3.1.1.2. Alter der Anlagen

Die technische Lebensdauer von Wasserkraftanlagen ist hoch. Laut DWA (2012) werden die durchschnittlichen Nutzungsdauern differenziert nach Groß- und Kleinanlagen. Die Nutzungsdauer der baulichen Anlagenteile von Großanlagen betragen für den Tiefbau 80-100 Jahre und für den Hochbau 50-80 Jahre. Für Großanlagen beträgt die Nutzungsdauer der maschinellen Ausrüstung 30-60 Jahre

und der elektrischen Ausrüstung 25-30 Jahre. Für Kleinanlagen beträgt die Nutzungsdauer für bauliche Anlagenteile 50-60 Jahre, für maschinelle Anlagenteile 30-40 und für elektrische Anlagenteile 25-30 Jahre.

Im Marktstammdatenregister (BNetzA 2023a) kann das Inbetriebnahmedatum der Wasserkraftanlagen in Deutschland abgefragt werden. Im April 2023 sind 41,8 % der Stromerzeugungseinheiten mit einem Datum der Inbetriebnahme nach dem 01.01.2000 eingetragen. Hiervon sind 3 % im Leistungsbereich größer 1 MW zu finden. 137 Stromerzeugungseinheiten haben als Datum der Inbetriebnahme den 01.01.1900 eingetragen.

Die Umfrageergebnisse der Wasserkraftbetreiber zeigen, dass 34,9 % der Anlagen < 1 MW für die eine Rückmeldung erfolgte, erstmalig in den Jahren nach 2000 in Betrieb genommen wurden. Die Rückmeldungen für Wasserkraftanlagen \geq 1 MW zeigen eine Inbetriebnahme ab 2000 für 26 % der Anlagen. Die Anlagen aus den Umfragen sind im Durchschnitt seit 46,7 Jahren im Betrieb.

3.1.1.3. Rückbau

Mitunter wurden vereinzelte Rückbauabsichten von den Behörden geäußert. Es wurden sowohl wirtschaftliche Gründe als auch ökologische Gründe genannt. In Baden-Württemberg gibt es vereinzelte Rückbauabsichten aus ökologischen Gründen, in Niedersachsen aus wirtschaftlichen oder sonstigen Gründen, in Schleswig-Holstein wurde eine WKA aus wirtschaftlichen Gründen und zwei aus ökologischen Gründen zurückgebaut. In Bayern gibt es momentan keine Rückbauabsichten, jedoch Ankündigungen von Betreibern bei ökologischen Forderungen einen Rückbau anzustreben. Das Landesamt für Umwelt (LfU) Brandenburg bietet jedem Betreiber im Zuge der Erarbeitung von Steckbriefen an, das Wasserrecht ggf. zu übernehmen und zu prüfen, dass der Rückbau vom LfU unterstützt werden kann. Bisher hat das LfU eine Anlage gekauft und rückgebaut. In Rheinland-Pfalz gibt es Rückbauabsichten. Gegen Zahlung einer Entschädigung wurde ein altes Wasserrecht aufgelöst. Der Betreiber hat von dem Betrag eine PV-Anlage errichtet. Im Förderprogramm ist auch der Rückbau von Wasserkraftanlagen enthalten. Auch in Thüringen wird der Rückbau von Wasserkraftanlagen gefördert, die Förderung wird auch angenommen.

Laut der Verbände gibt es in NRW vereinzelte Rückbauabsichten wegen Klimaveränderungen. In RP gibt es mehrere Rückbauabsichten, hier werden auch Landesmittel für die Ablösung von Wasserrechten zur Verfügung gestellt. In Hessen bestehen ca. 30 Rückbauabsichten wegen abzugebenden Mindestwassermengen. Seit März 2017 ist der neue hessische Mindestwassererlass in Kraft. Gegenüber der alten Erlasslage verdrei- bis vervierfacht der neue Erlass die abzugebende Mindestwassermenge (AHW 2022). Hiervon sind ca. 400 Wasserkraftanlagen in Hessen betroffen.

Bei der Betreiberumfrage wurden lediglich zwei Rückbauten aus wirtschaftlichen Gründen von Anlagen < 100 kW genannt.

3.1.1.4. Neubau

Eine Auswertung der Bewegungsdaten der EEG-Jahresendabrechnungen der ÜNB für das Jahr 2021 ergab, dass 102 unterschiedlichen Anlagen eine Vergütungskategorie zugeordnet wurde, die auf eine Inbetriebnahme zwischen 2017 und 2021 verweist. Dies bedeutet, dass im Zeitraum von 2017 bis 2021 102 neu gebaute Anlagen in Betrieb gegangen sind und eine EEG-Vergütung erhalten.

Gemäß der Umfrageergebnisse wurden seit 2017 14 WKA neu gebaut. Die Neubauten liegen in einem Leistungsbereich zwischen 2 und 118.000 kW. Bei zehn Neubauten wurde angegeben, dass diese an bestehenden Querbauwerken errichtet wurden. Ein Neubau wurde ohne Querbauwerk durchgeführt.

Die Ergebnisse der Umfrage bei den Behörden im Januar/Februar 2022 (siehe 2.1.2.2.5) zeigen, dass in den Jahren von 2017-2021 in allen Bundesländern nur vereinzelt Wasserkraftanlagen neu in Betrieb genommen wurden. Es wurden einige Wasserkraftanlagen an bestehenden Querbauwerken errichtet, Reaktivierungen durchgeführt oder Restwasseranlagen gebaut. In einigen Bundesländern laufen seit Jahren aufwändige Genehmigungsverfahren zu Neuanlagen.

Die Umfrage bei den Wasserkraftverbänden (siehe 2.1.2.2.6) ergibt, dass in keinem Bundesland außer Hessen (2 Anlagen) seit 2017 Wasserkraftanlagen neu gebaut wurden.

3.1.1.5. Generalüberholung

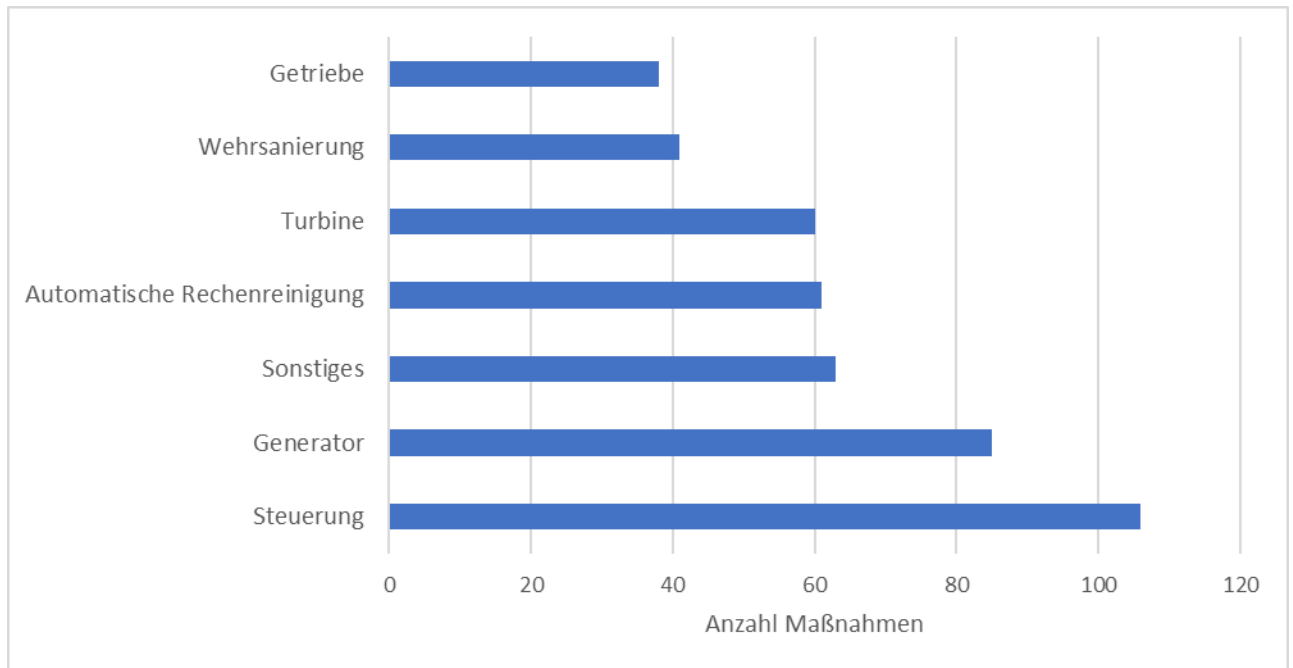
Die Auswertung der Rückmeldungen zu Anlagen < 1 MW bezüglich der zuletzt durchgeführten Generalüberholung ergibt, dass Generalüberholungen in einem Zeitraum zwischen 1995 und 2021 stattgefunden haben. Der Zeitraum der geplanten nächsten Generalüberholung liegt zwischen 2021 und 2047. Zwischen den Generalüberholungen liegen zwischen 2 und 55 Jahren. Der Mittelwert liegt bei ca. 15 Jahren.

Die Auswertung der rückgemeldeten Anlagen ≥ 1 MW ergibt zuletzt durchgeführte Generalüberholungen in den Jahren 2012-2022. Angaben zu den geplanten Generalüberholungen wurden von den Betreibern nicht gemacht.

3.1.1.6. Modernisierung

Die Ergebnisse der Umfragen bei Betreibern von Wasserkraftanlagen zeigen, dass der größte Anteil der Anlagen, die eine Vergütung nach dem EEG 2017 oder 2021 erhalten, eine Modernisierung durchgeführt hat. Die mittlere Leistungssteigerung aller ertüchtigten Anlagen beträgt 20 % mit einer Spanne von 0 % bis 100 %.

Bei der Frage nach den durchgeführten technischen Maßnahmen wurde von den Anlagenbetreibern eine Erneuerung bzw. Erweiterung der Steuerung mit 106 Nennungen am häufigsten genannt, gefolgt von dem Austausch/der Revision des Generators mit 85 Nennungen, Sonstiges (63 Maßnahmen), Installation einer automatischen Rechenreinigung (61 Maßnahmen) und Austausch bzw. Revision der Turbine (60 Maßnahmen). 41 Mal wurde eine Wehrsanierung durchgeführt und 38 Mal ein Austausch bzw. eine Revision des Getriebes. In Abbildung 3.3 ist die Verteilung der technischen Maßnahmen dargestellt.



Quelle: Umfrage Betreiber, Auswertung: FWT GmbH

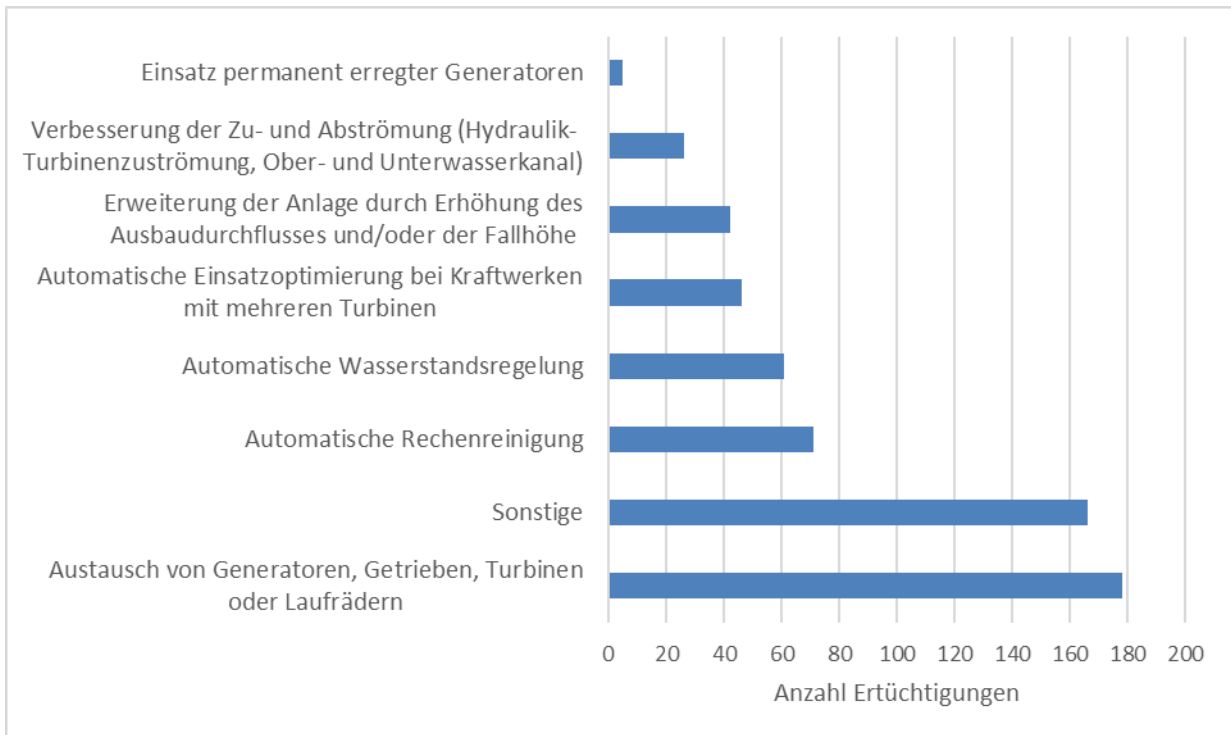
Abbildung 3.3: Durchgeführte technische Maßnahmen von 2017-2021 aus der Betreiber-Umfrage

Laut Informationen der Behörden gehen die Ertüchtigungsmaßnahmen eher zurück oder stagnieren. Nicht zulassungspflichtige Maßnahmen wie Austausch von Anlagenteilen, automatische Steuerung, automatische Rechenreinigung etc. werden den Wasserbehörden nicht angezeigt, daher sind nur wenige bekannt.

Gemäß den Angaben der Behörden haben fast alle Bundesländer einen Modernisierungsrückstand (bis zu 95 %) zu verzeichnen. Überwiegend bei Klein- und Kleinstanlagen sind die Modernisierungsmaßnahmen oftmals nicht wirtschaftlich und eine Leistungssteigerung kaum möglich. In Thüringen wurden viele Anlagen erst nach 1990 neu errichtet oder wieder in Betrieb genommen. Aus Sicht der Leistungserhöhung ist an diesen Anlagen kaum noch eine Leistungserhöhung durch Modernisierung möglich.

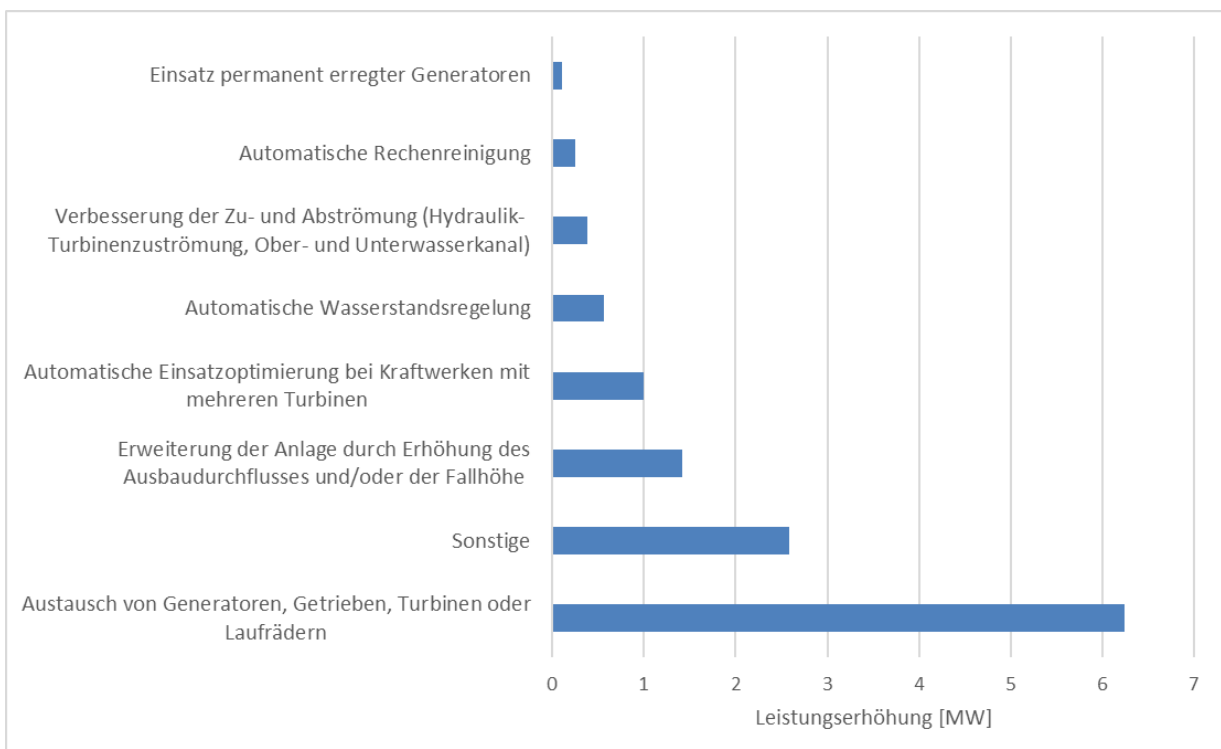
Nach Information der Wasserverbände wurde die höchste Zahl an Modernisierungen in NRW (20-30 Anlagen) gefolgt von RP (5-6 Anlagen) und SH (5 Anlagen) durchgeführt.

Im MaStR gibt es 595 Angaben zu durchgeführten Ertüchtigungen. Die durchschnittlich eingetragene Leistungserhöhung beträgt 10,8 %. Der Zubau liegt insgesamt bei 12,6 MW. 462 Maßnahmen mit einem Zubau von 10,3 MW waren nicht zulassungspflichtig. Die Aufteilung der Anzahl an Ertüchtigungen je Ertüchtigungsart zeigt die Abbildung 3.4 und die Verteilung des Zubaus je Ertüchtigungsart die Abbildung 3.5. Die häufigste Maßnahme war der Austausch von Generatoren, Getrieben, Turbinen und Laufrädern. Durch diese Maßnahmenart wurde ein Zubau von 6,2 MW erzielt.



Quelle: BNetzA 2023a, Auswertung: FWT GmbH

Abbildung 3.4: Anzahl Art der Ertüchtigungsmaßnahmen von 2017-2021 nach Marktstammdatenregister



Quelle: BNetzA 2023a, Auswertung: FWT GmbH

Abbildung 3.5: Leistungssteigerung nach Art der Ertüchtigungsmaßnahmen von 2017-2021 nach Marktstammdatenregister

Die Ergebnisse der Umfrage und des MaStR sind insofern vergleichbar, als dass die häufigste Maßnahme der Austausch von Turbinen, Generatoren und Getrieben ist. An zweiter Stelle stehen bei beiden Auswertungen sonstige Maßnahmen, sofern technische Maßnahmen zur Steuerung nicht betrachtet werden, da diese im MaStR nicht zur Auswahl stehen.

3.1.1.7. Fernsteuerung und Mindererzeugung

Eine Auswertung zur Fernsteuerung und zur Mindererzeugung von Stromerzeugungseinheiten der Wasserkraft zeigt die Tabelle 3.2. An 32,2 % der eingetragenen Stromerzeugungseinheiten der Wasserkraft ist eine Einrichtung zur Fernsteuerung vorhanden. Der Bruttoleistungsanteil dieser Anlagen liegt jedoch bei 49 %. Bei 55,4 % der SEE ist angegeben, dass für den Betrieb Auflagen gelten, die zur Minderung der Stromerzeugung führen.

Tabelle 3.2: Anzahl Stromerzeugungseinheiten in Betrieb mit Angabe der Fernsteuerbarkeit und Minderung der Stromerzeugung

Art der Wasserkraftanlage	Anzahl	Bruttoleistung [MW]	Anzahl fernsteuerbar	Bruttoleistung [MW] fernsteuerbar	Anzahl Anlagen mit Mindererzeugung
SEE in Betrieb	8.523	6.296	2.747	3.085	4.719
SEE von Laufwasserkraftwerken in Betrieb	7.679	4.882	2.542	2.728	4.468
SEE von Speicherkraftwerken in Betrieb	285	1.369	126	338	130

Quelle: BNetzA 2023a, Auswertung: FWT GmbH

Bei den beiden Postkartenaktion im Sommer 21 und Winter 22 wurden die Anlagenbetreiber befragt, ob bei ihren Anlagen bereits eine ferngesteuerte Abregelung erfolgte. Von 142 Betreibern haben 35 dies bestätigt. Zusätzliche elf Anlagen wurden bereits mehrfach abgeregelt. Wegen Vorgaben sind 26 Anlagen nicht fernsteuerbar.

3.1.2. Entwicklung des EEG-geförderten Anlagenbestands

Die Auswertung der Gesamtheit aller durch das EEG geförderten Wasserkraftanlagen wird im Folgenden unter den Aspekten der zeitlichen Entwicklung und der Verteilung auf die EEG-Fassungen dargestellt. Die Auswertung berücksichtigt dabei die EEG-Daten bis zum Jahr 2021.

3.1.2.1. Zeitliche Entwicklung

Die langfristige Entwicklung der nach EEG vergüteten Anlagen für die Jahre 2000 bis 2021 ist in Tabelle 3.3, Tabelle 3.4 und Abbildung 3.6 unter Angabe der Anlagenanzahl, der installierten Leistung und der Jahresarbeit dargestellt. Die Zahl der Anlagen wurde bis zum Jahr 2006 in den Statistikberichten der BNetzA veröffentlicht. Für das Jahr 2007 konnten keine Angaben zur Anlagenanzahl ermittelt werden. Ab dem Jahr 2008 wurden Anlagenzahlen in BNetzA (BNetzA 2019) publiziert. Letztere starten mit einer geringeren Anlagenanzahl. Der starke Rückgang der Anlagenanzahl zwischen den Jahren 2006 und 2008 weist auf eine unterschiedliche Systematik in der Datenerhebung bzw. -auswertung hin.

Tabelle 3.3: Anzahl, Leistung und Jahresarbeit der nach dem EEG-geförderten Anlagen von 2000 bis 2010

Jahr	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Anzahl Anlagen	k. A.	5.605	5.749	5.957	6.216	6.359	6.484	k. A.	6.017	6.324	6.571
Installierte Leistung [MW]	k. A.	1.050	1.073	1.049	1.103	1.156	1.211	1.260	1.270	1.316	1.372
Jahresarbeit [GWh]	4.114	6.088	6.579	5.908	4.616	4.953	4.924	5.547	4.982	4.877	5.665

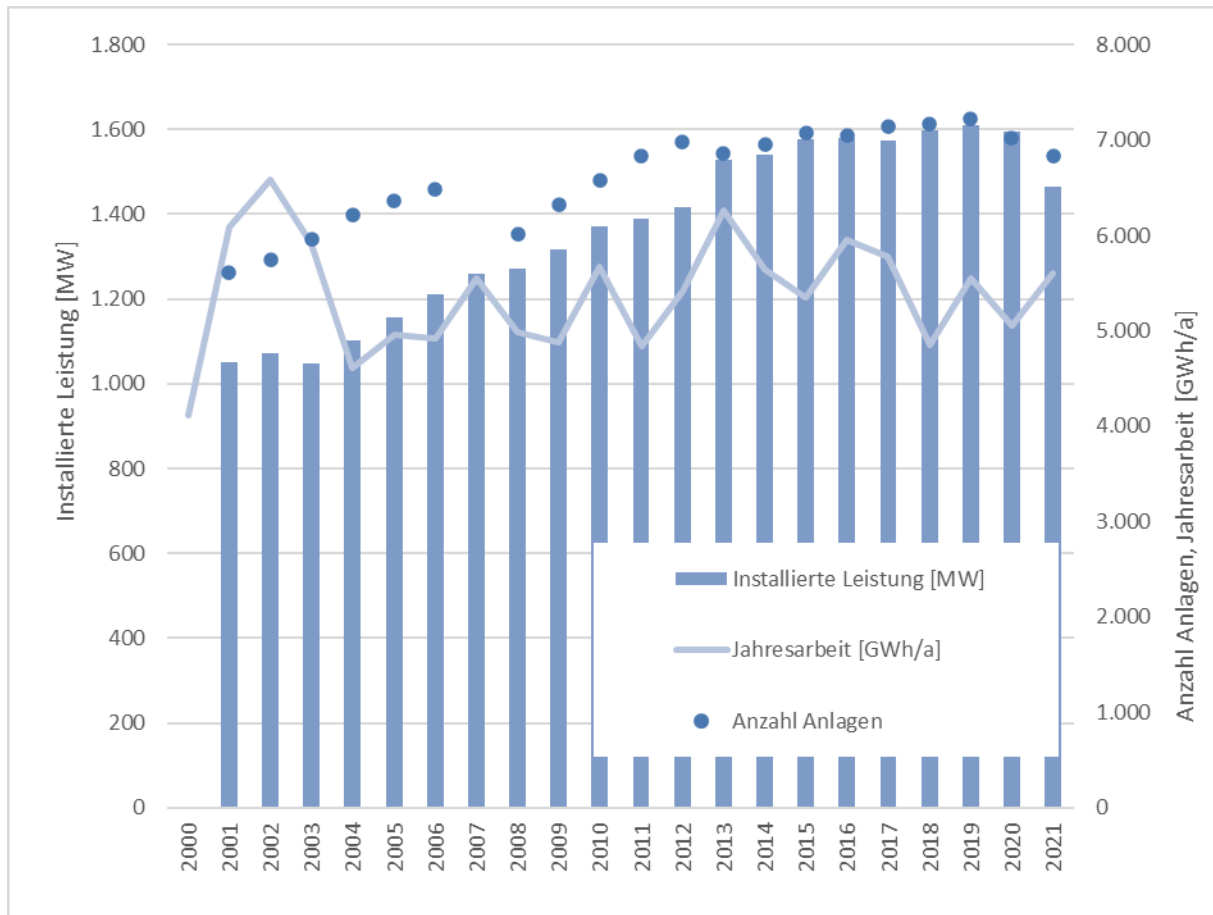
Quelle: 2000-2010: BNetzA 2019; Anzahl Anlagen 2000-2006: BNetzA 2008

Tabelle 3.4: Anzahl, Leistung und Jahresarbeit der nach dem EEG-geförderten Anlagen von 2011 bis 2021

Jahr	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Anzahl Anlagen	6.825	6.974	6.864	6.947	7.078	7.041	7.138	7.172	7.222	7.014	6.833
Installierte Leistung [MW]	1.389	1.417	1.529	1.541	1.576	1.580	1.572	1.599	1.610	1.595	1.465
Jahresarbeit [GWh]	4.843	5.417	6.265	5.646	5.347	5.949	5.777	4.857	5.548	5.052	5.600

Quelle: 2011-2019: BNetzA 2019; 2020-2021: ÜNB 2021;-2022

Die Zahl der Anlagen mit EEG-Förderung hat sich seit 2001 von 5.600 um 29 % auf 7.200 im Jahr 2019 erhöht, in den Jahren 2020 und 2021 ist die Anlagenzahl jeweils um ca. 200 Anlagen gesunken. Bei der Auswertung der Daten der Übertragungsnetzbetreiber im Jahr 2020 und 2021 wurden jedoch nur die Anlagen berücksichtigt, die in diesen Jahren in Betrieb waren und Bewegungsdaten aufwiesen. Die installierte Leistung der geförderten Anlagen hat sich kontinuierlich von etwa 1.000 MW um etwa 60 % auf rund 1.600 MW im Jahr 2019 vergrößert. Im Jahr 2021 ist die installierte Leistung im Vergleich zum Vorjahr um 130 MW gesunken. Die geförderte Jahresarbeit zeigt im Mittel einen leichten Anstieg, wobei erhebliche Schwankungen zwischen ca. 4,1 TWh/a und 6,6 TWh/a auftreten, die durch die jährlichen Niederschläge und das Abflussverhalten der Gewässer bedingt sind.



Datenquelle: siehe Tabelle 3.3 und Tabelle 3.4

Abbildung 3.6: Anzahl, Leistung und Jahresarbeit aller EEG geförderten Wasserkraftanlagen in den Jahren 2000 bis 2021

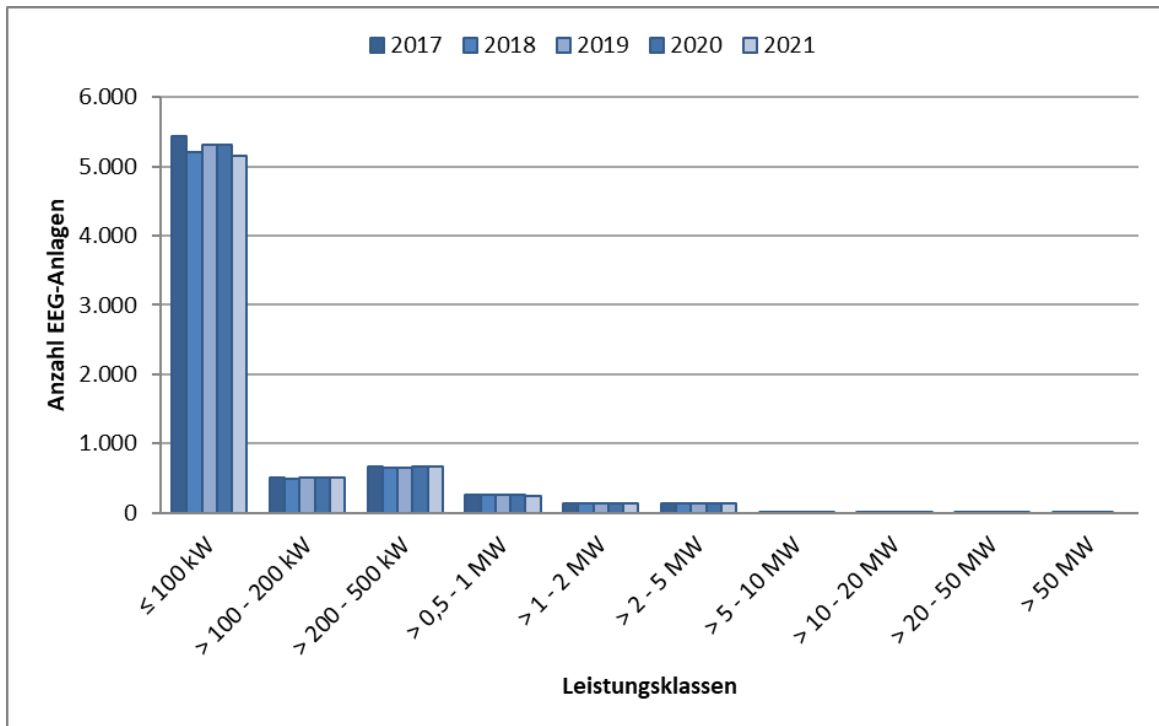
In Tabelle 3.5 sind die Anzahl und die installierte Leistung der Wasserkraftanlagen mit einer EEG-Förderung differenziert nach Leistungsklassen für die Jahre 2018 bis 2021 dargestellt. Abbildung 3.7 und Abbildung 3.8 zeigen diese Werte grafisch.

Nachdem im Jahr 2018 in allen Leistungsbereichen bis 5 MW sowohl die Anlagenzahl als auch die installierte Leistung im Vergleich zum Vorjahr gefallen ist, steigen im Jahr 2019 in den Leistungsklassen > 10 MW bis 50 MW diese Werte wieder geringfügig an. Fast alle Leistungsklassen weisen im Jahr 2019 und 2020 unveränderte Werte auf. In diesem Zeitraum hat sich die Anzahl der Wasserkraftanlagen um 6 Anlagen und die installierte Leistung um 9 MW erhöht. Während die weitaus größte Anzahl an Anlagen, nämlich etwa 75 %, im Leistungsbereich ≤ 100 kW zu finden ist, ist die Summe der installierten Leistung bei den Anlagen zwischen 2 und 5 MW am größten. Im Leistungsbereich > 50 MW gab es eine Reduzierung der Anlagenzahl im Jahr 2019 um eine Anlage, die vermutlich im Leistungsbereich > 20-50 MW registriert wurde. Des Weiteren entfiel im Jahr 2021 in diesem Leistungsbereich eine weitere Anlage.

Tabelle 3.5: Anzahl, installierte Leistung aller nach dem EEG-geförderten Wasserkraftanlagen von 2017 bis 2021

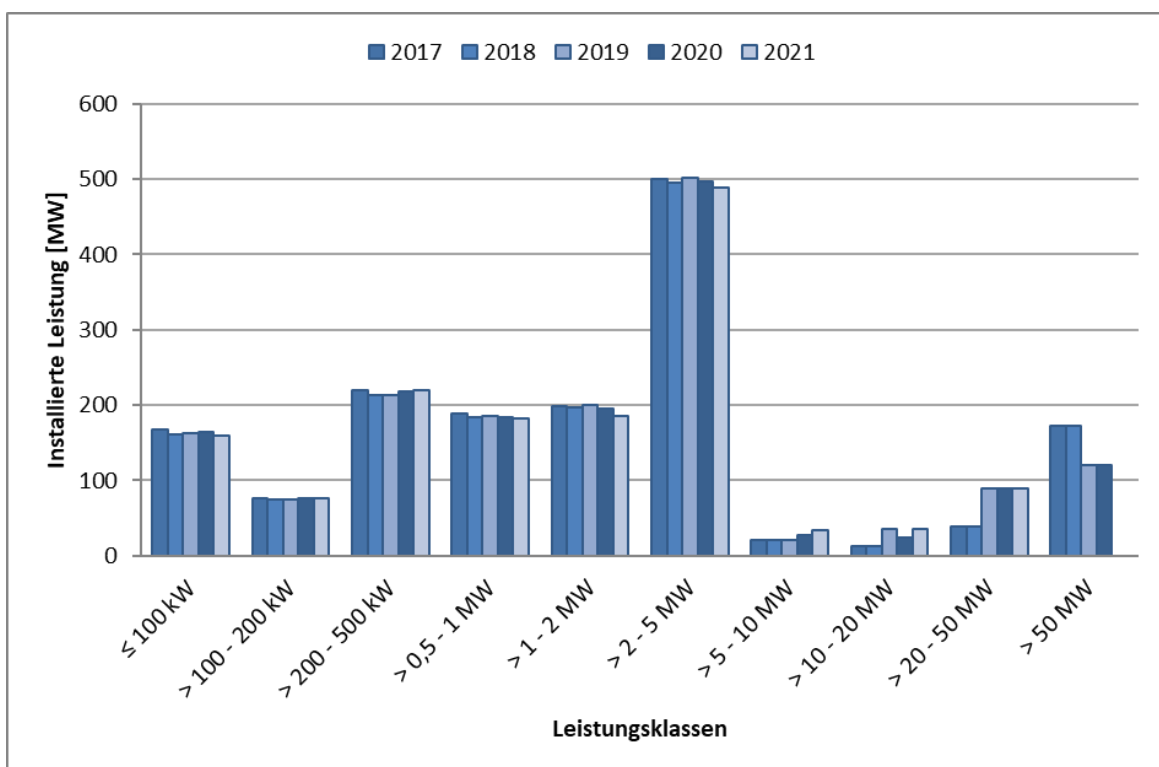
Leistungs- klasse	An- zahl 2017	In- stall. Leis- tung [MW] 2017	An- zahl 2018	In- stall. Leis- tung [MW] 2018	An- zahl 2019	In- stall. Leis- tung [MW] 2019	An- zahl 2020	In- stall. Leis- tung [MW] 2020	An- zahl 2021	In- stall. Leis- tung [MW] 2021
≤ 100 kW	5.439	167	5.209	161	5.307	163	5.305	164	5.146	159
>100-200 kW	510	76	497	75	502	75	506	76	500	76
>200-500 kW	673	220	654	214	653	214	662	218	662	219
>0,5-1 MW	264	189	256	184	259	186	256	184	251	182
> 1-2 MW	138	199	136	197	138	200	136	195	128	185
> 2-5 MW	140	500	139	496	140	501	140	497	136	488
> 5-10 MW	3	21	3	21	3	21	4	28	5	34
> 10-20 MW	1	12	1	13	3	35	2	24	3	35
> 20-50 MW	1	39	1	39	2	89	2	89	2	89
> 50 MW	2	173	2	173	1	120	1	120	0	0
Summe	7.171	1.596	6.898	1.573	7.008	1.604	7.014	1.595	6.833	1.465

Datenquelle: (ÜNB 2018-2022); Auswertung: FWT GmbH und Hydrotec



Datenquelle: (ÜNB 2018-2022); Auswertung: FWT GmbH und Hydrotec

Abbildung 3.7: Anzahl aller nach EEG geförderten Wasserkraftanlagen in den Jahren 2017 bis 2021 nach Leistungsklassen



Datenquelle: (ÜNB 2018-2022); Auswertung: FWT GmbH und Hydrotec

Abbildung 3.8: Installierte Leistung aller nach EEG geförderten Wasserkraftanlagen in den Jahren 2017 bis 2021 nach Leistungsklassen

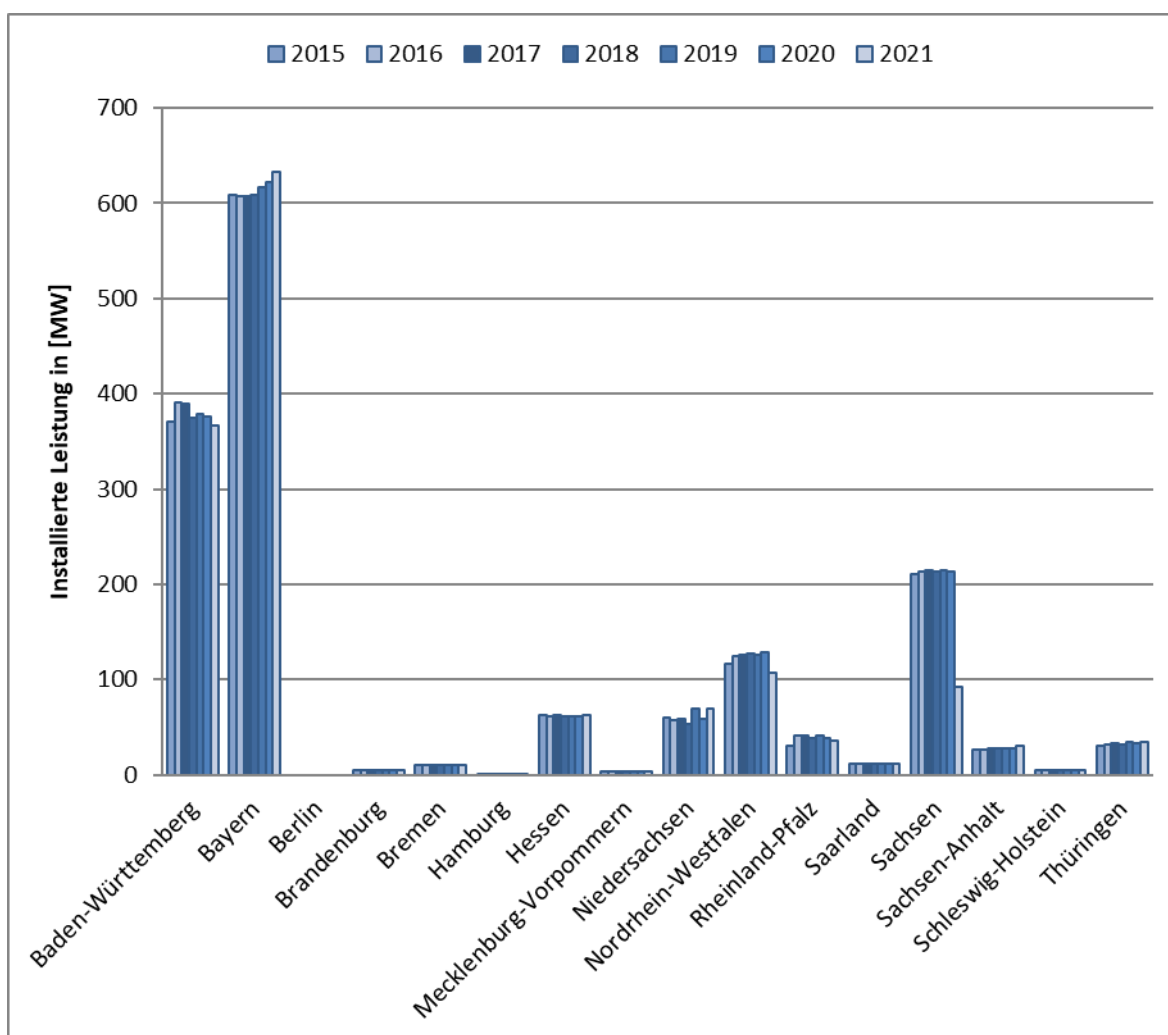
Tabelle 3.6 und Abbildung 3.9 zeigen für die Jahre 2015 bis 2021 die installierte Leistung von nach EEG vergüteten Anlagen für die einzelnen Bundesländer. Bayern und Baden-Württemberg

haben den höchsten Anteil an der installierten Leistung. Während im betrachteten Zeitraum die Leistung für Bayern bis 2021 und für Nordrhein-Westfalen bis zum Jahr 2020 ansteigt, wird ein solcher Trend für die anderen Bundesländer nicht deutlich. Bis zum Jahr 2019 ist die gesamte installierte Leistung stetig angestiegen, anschließend leicht gefallen.

Tabelle 3.6: Installierte Leistung der nach dem EEG geförderten Wasserkraftanlagen von 2015 bis 2021 nach Bundesländern (inklusive Direktvermarktung)

Bundesland	Instal- lierte Leistung [MW] 2015	Instal- lierte Leistung [MW] 2016	Instal- lierte Leistung [MW] 2017	Instal- lierte Leistung [MW] 2018	Instal- lierte Leistung [MW] 2019	Instal- lierte Leistung [MW] 2020	Instal- lierte Leistung [MW] 2021
Baden-Württemberg	371	391	390	375	378	376	367
Bayern	608	607	607	608	617	622	633
Berlin	0	0	0	0	0	0	0
Brandenburg	5	5	5	5	5	5	5
Bremen	10	10	10	10	10	10	10
Hamburg	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,12
Hessen	63	62	63	62	62	62	63
Mecklenburg- Vorpommern	3	3	3	3	3	3	3
Niedersachsen	60	58	59	54	69	59	69
Nordrhein- Westfalen	116	124	126	127	126	129	107
Rheinland- Pfalz	30	41	41	39	41	38	36
Saarland	11	11	11	11	11	12	11
Sachsen	210	213	215	213	214	213	92
Sachsen-An- halt	26	27	28	28	28	28	31
Schleswig-Hol- stein	5	5	5	5	5	5	5
Thüringen	31	32	33	32	34	33	35
Summe	1.549	1.589	1.596	1.572	1.603	1.595	1.4675

Quellen: 2015-2017: BNetzA 2015-2017; 2018-2021: ÜNB 2019-2022, Auswertung: FWT GmbH und Hydrotec



Datenquelle: Tabelle 3.6

Abbildung 3.9: Installierte Leistung der nach EEG geförderten Wasserkraftanlagen in den Jahren 2015 bis 2021 nach Bundesländern (inklusive Direktvermarktung)

3.1.2.2. Verteilung der Anlagen auf die EEG-Fassungen

In Tabelle 3.7 ist aufgeführt, wie viele Anlagen mit der Einspeisevergütung nach dem jeweiligen EEG vergütet werden. Von den 6.173 Anlagen, die eine EEG-Vergütung erhalten, werden im Jahr 2021 immer noch die meisten, nämlich 2.432 Anlagen (39,4 %) nach dem EEG 2000 vergütet. Nach dem EEG 2021 werden weniger als 1 % der Anlagen vergütet. Dieser Anteil ist der geringste von den möglichen EEG-Versionen. Es gibt keine Wasserkraftanlagen > 10 MW, die eine Vergütung nach EEG in Anspruch nehmen.

In Bezug auf die Gesamtleistung der mit Einspeisevergütung vergüteten Wasserkraftanlagen von 629,2 MW (Tabelle 3.8) wird unter dem EEG 2009 mit ca. 29,6 % der größte Anteil der Leistung vergütet. Es folgen mit 24,4 % Leistungsanteil die EEG-Versionen EEG 2000 und mit ca. 22 % EEG 2012. Auf das EEG 21 entfallen nur 0,1 % der installierten Leistung.

Tabelle 3.7: Anzahl der im Jahr 2021 nach EEG vergüteten Wasserkraftanlagen ohne Direktvermarktung differenziert für EEG 2000 bis EEG 2021 für verschiedene Klassen der installierten Leistung

Leistungs- klasse	Anzahl Anla- gen EEG 2000	Anzahl Anla- gen EEG 2004	Anzahl Anla- gen EEG 2009	Anzahl Anla- gen EEG 2012	Anzahl Anla- gen EEG 2014	Anzahl Anla- gen EEG 2017	Anzahl Anla- gen EEG 2021	Anzahl Anla- gen Summe
≤ 100 kW	2.253	358	845	622	514	449	24	5.065
> 100-200 kW	69	17	139	108	80	4	0	417
> 200-500 kW	70	19	148	138	118	2	0	495
> 0,5-1 MW	21	6	47	30	25	0	0	129
> 1-2 MW	8	1	13	12	7	0	0	41
> 2-5 MW	11	2	5	5	1	0	0	24
> 5-10 MW	0	0	2	0	0	0	0	2
Summe	2.432	403	1.199	915	745	455	24	6.173

Quellen: ÜNB (2022), Auswertung: FWT GmbH und Hydrotec

Tabelle 3.8: Installierte Leistung der im Jahr 2021 nach EEG-vergüteten Wasserkraftanlagen ohne Direktvermarktung differenziert für EEG 2000 bis EEG 2021 für verschiedene Klassen der installierten Leistung

Leistungs- klasse	Instal- lierte Leis- tung [MW] EEG 2000	Instal- lierte Leis- tung [MW] EEG 2004	Instal- lierte Leis- tung [MW] EEG 2009	Instal- lierte Leis- tung [MW] EEG 2012	Instal- lierte Leis- tung [MW] EEG 2014	Instal- lierte Leis- tung [MW] EEG 2017	Instal- lierte Leis- tung [MW] EEG 2021	Instal- lierte Leis- tung [MW] Summe
≤ 100 kW	50,3	9,6	33,9	24,6	19,6	17,1	0,7	155,7
> 100-200 kW	10,4	2,5	21,6	16,2	11,6	0,6	0,0	63,1
> 200-500 kW	23,3	6,1	47,4	44,4	39,5	0,7	0,0	161,5
> 0,5-1 MW	15,2	4,5	33,9	20,8	17,4	0,0	0,0	91,8
> 1-2 MW	13,0	1,5	17,9	15,1	9,7	0,0	0,0	57,1
> 2-5 MW	41,3	8,0	16,4	17,0	2,1	0,0	0,0	84,7
> 5-10 MW	0,0	0,0	15,2	0,0	0	0,0	0,0	15,2
Summe	153,6	32,3	186,2	138,1	100,0	18,4	0,7	629,2
Anteil an der Ge- samtlei- stung ohne Direktver- marktung	24,4	5,1	29,6	22,0	15,9	2,9	0,1	100 %

Quellen: ÜNB (2022), Auswertung: FWT GmbH und Hydrotec

Tabelle 3.9 zeigt die nach Leistungsklassen und EEG differenzierte Einspeisevergütung zusammen mit der Marktprämie aus der Direktvermarktung (DV) und der mittleren EEG-Förderung für Einspeisevergütung und Marktprämie.

Insgesamt wurde die Wasserkraft im Jahr 2021 durch das EEG mit einer Summe von ca. 300 Mio. € gefördert. Das entspricht einer durchschnittlichen Förderung von 5,43 ct/kWh. Damit ist die Förderung im Vergleich zu 2017 (440 Mio. € und 7,61 ct/kWh) deutlich gesunken. Der Anteil aus der Direktvermarktung beträgt nahezu 26 %. Im Vergleich der EEG-Fassungen ist die Vergütungssumme für Anlagen im EEG 2009 am größten, was an der hohen installierten Leistung und der Vergütungshöhe liegt. Die Vergütungssumme nach EEG 2000 ist aufgrund der geringen Vergütungssätze trotz der hohen Anlagenzahl vergleichsweise gering. Den geringsten Anteil an der Gesamtvergütung verzeichnet das EEG 2021.

Tabelle 3.9: Vergütungs- und Fördersummen, Jahresarbeit und mittlere Förderung der im Jahr 2021 nach EEG geförderten Wasserkraftanlagen inklusive geförderter Direktvermarktung (DV) differenziert für verschiedene Klassen der installierten Leistung

Leistungs-klasse	≤ 100 kW	> 100-200 kW	> 200-500 kW	>0,5-1 MW	> 1-2 MW	> 2-5 MW	> 5-10 MW	> 10-20 MW	> 20-50 MW	Summe	Anteil an Gesamtvergütung [%]
Vergütung [Mio. €] EEG 2000	7,8	1,9	4,5	2,5	1,4	7,7	0	0	0	25,8	8,6
Vergütung [Mio. €] EEG 2004	2,6	0,9	2	2,1	0,6	2,1	0	0	0	10,3	3,4
Vergütung [Mio. €] EEG 2009	14,3	9,9	19,3	13,8	8,2	6,6	3,4	0	0	75,5	25,1
Vergütung [Mio. €] EEG 2012	11,3	7,3	20,9	8,6	5,5	3,9	0	0	0	57,5	19,1
Vergütung [Mio. €] EEG 2014	9,1	5,4	18,9	7,2	4,5	0,8	0	0	0	45,9	15,2
Vergütung [Mio. €] EEG 2017	7,7	0,1	0,3	0	0	0	0	0	0	8,1	2,7
Vergütung [Mio. €] EEG 2021	0,09	0,01	0,05	0	0	0	0	0	0	0,15	0,1
Summe EEG Vergütung [Mio. €]	52,9	25,5	65,9	34,2	20,2	21,1	3,4	0	0	223,3	74
Förderung Direktvermarktung [Mio. €]	0,4	1,9	9,1	14,3	14,6	34,6	1,1	0,6	1,5	78,1	26
Summe Vergütung und Förderung [Mio. €]	53,3	27,4	75	48,5	34,8	55,7	4,5	0,6	1,5	301,3	100
Jahresarbeit ^[1] [GWh/a]	494,9	269,1	794,9	676,3	660,1	2.027	125,5	136,1	386,4	5.552	
Mittlere Förderung [ct/kWh]	10,77	10,18	9,44	7,17	5,27	2,75	3,59	0,44	0,41		

[1] inkl. Marktprämie

Quellen: ÜNB (2022), Auswertung: FWT GmbH und Hydrotec

Die Förderung in der Direktvermarktung steigt bis zur Leistungsklasse > 2-5 MW stark an. In den Leistungsklassen größer 10 MW wird praktisch nur noch die Direktvermarktung in Anspruch genommen.

Die Fördersumme insgesamt reduziert sich bei größeren Leistungen, da hier die Vermarktung vorwiegend außerhalb des EEG stattfindet.

Die mittlere Vergütung bzw. Förderung in den Leistungsklassen spiegelt die mit zunehmender Leistung abnehmenden Fördersätze aus den Erneuerbare-Energien-Gesetzen. Für Anlagen kleiner 1 MW bewegt sich die ausgezahlte mittlere Vergütung zwischen 7,17 und 10,77 ct/kWh.

3.1.2.3. Förderbeginn

In Abbildung 3.10 ist die Entwicklung der Inbetriebnahmen von neuen bzw. reaktivierten Anlagen und ertüchtigten bzw. modernisierten Wasserkraftanlagen und ihre summierte Leistung für die Jahre 2001 bis 2021 dargestellt. Die Grundlage der Auswertung bilden die EEG-Daten des Jahres 2021. Es wurden die Vergütungskategorien ausgewertet, die eine Angabe zum Förderbeginn beinhalten. Die Abbildung zeigt für alle Anlagen, die im Jahr 2021 eine Vergütung nach EEG erhalten haben, nach welcher Version des EEG die Anlagen gefördert wurden und gibt somit ein Bild über die Entwicklung des Anlagenbestands in Bezug auf die Wirkung des jeweiligen EEG.

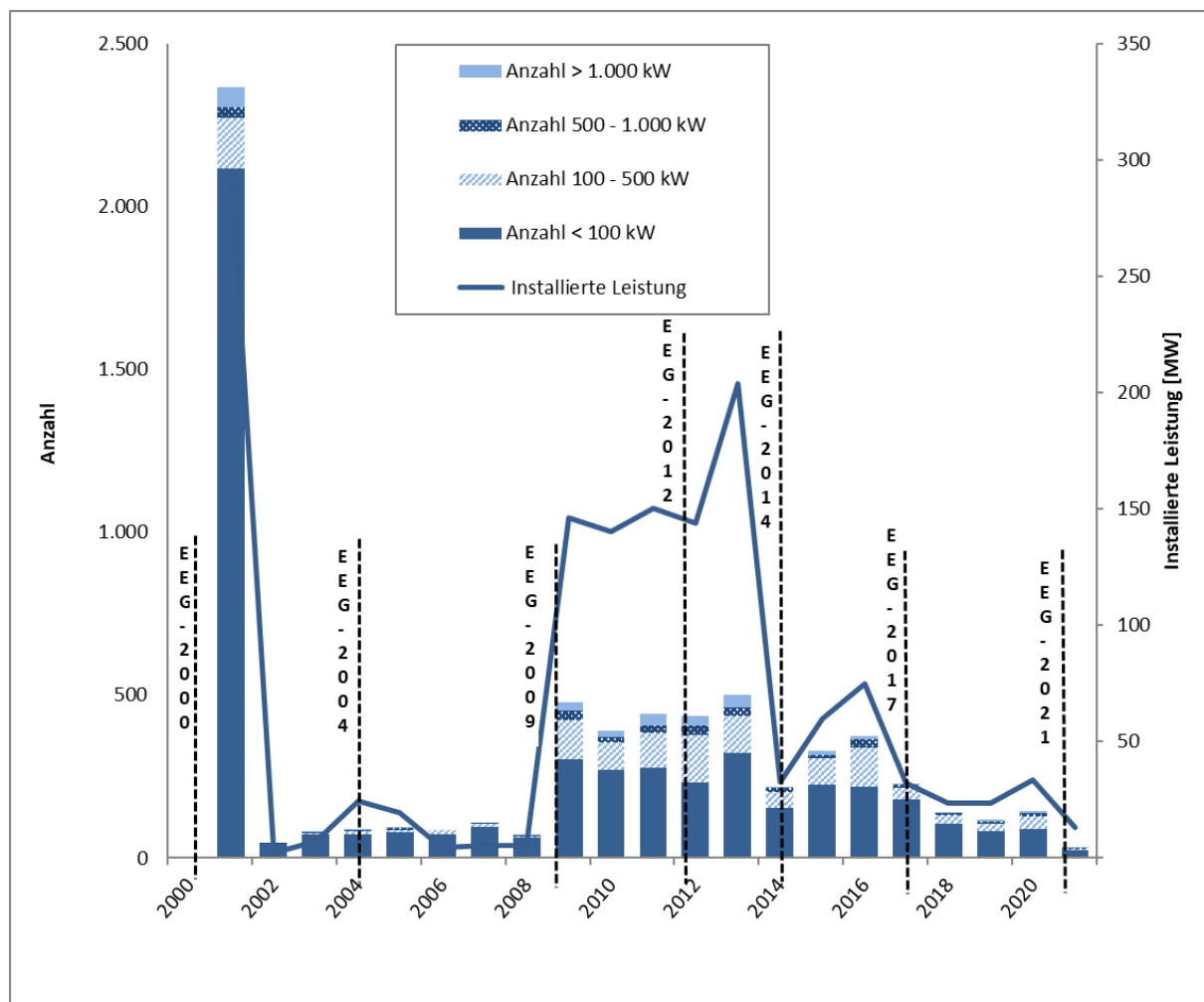


Abbildung 3.10: Darstellung des Eintritts der Wasserkraftanlagen in die derzeitige EEG-Vergütung (Stand 2021); Anlagenzahlen differenziert nach Leistungsklassen, Vergütungskategorie

Mit Einführung des EEG im Jahr 2000 konnten alle Wasserkraftanlagen bis 5 MW eine Vergütung/Förderung nach EEG erhalten. Bei der großen Zahl der Inbetriebnahmen im Jahr 2001 handelt es sich also überwiegend um bereits bestehende Anlagen, die erstmals eine Vergütung nach EEG bekommen

haben. Diese etwa 2.500 Wasserkraftanlagen erhalten eine EEG-Vergütung ohne Begrenzung der Vergütungsdauer.

Weiterhin zeigt sich ein deutlicher Anstieg der Anlagenanzahl und der installierten Leistung mit einer Vergütung nach EEG 2009. Hier wird der Einfluss der relativ hohen Vergütungssätze unter dem EEG 2009 deutlich. Unter dem EEG 2012 ist eine ungefähr konstant bleibende Inbetriebnahme zu verzeichnen. Ein deutlicher Rückgang der Anlagenzahlen ist unter dem EEG 2017 zu erkennen. Das EEG 2017 führte nicht zu einem Ausbau, kleine Wasserkraftanlagen erreichen oftmals nicht die geforderte Leistungssteigerung, um in einen neuen Tarif zu wechseln. Des Weiteren wird die Direktvermarktung mehr genutzt.

Den Zubau nach Leistungsklassen zeigen Tabelle 3.10 und Tabelle 3.11. Die meisten neuen und ertüchtigten Wasserkraftanlagen im Zeitraum 2017 bis 2021 werden für den Leistungsbereich < 100 kW verzeichnet. Der Leistungszuwachs an neuen Wasserkraftanlagen liegt pro Jahr zwischen 2,0 und 8,6 MW. Die größte neue Anlage liegt bei 3,1 MW im Jahr 2021. Die Gesamtleistung der ertüchtigten Wasserkraftanlagen stagniert seit 2017. Im Jahr 2021 ist sie jedoch gefallen, betrug die Leistung der ertüchtigten Anlagen noch 2020 insgesamt 24,6 MW fiel sie bis zum Jahr 2021 auf 9 MW. Die größte ertüchtigte Wasserkraftanlage hat eine Leistung von nahezu 5 MW. Der Leistungszuwachs der ertüchtigen Anlagen geht aus den Daten nicht hervor. Mit dem EEG 2009 wurde erstmals die Direktvermarktung eingeführt. Die Auswertung in Tabelle 5.28 zeigt jedoch, dass der Anteil der Direktvermarktung zwischen den Jahren 2017 bis 2020 von 57 % auf 64 % angestiegen ist, jedoch im Jahr 2021 wiederum auf 59 % fällt.

Man kann insgesamt davon ausgehen, dass es sich bei den Anlagen, die in den Jahren unter der jeweiligen EEG-Version vergütet werden, nicht ausnahmslos um neue Anlagen handelt. Vielmehr werden die Anlagen, die ehemals unter dem EEG 2000 gefördert wurden, im Laufe der Zeit dann in ein späteres EEG gewechselt haben, wenn sich die Förderbedingungen dort als attraktiv erwiesen.

Dies kann insbesondere für den Wechsel in die Förderung nach EEG 2014 bestätigt werden, bei dem aus einer relativ niedrigen Vergütung zur Vergütung nach EEG 2014 gewechselt wurde.

Tabelle 3.10: Zubau nach Leistungsklassen für neu installierte Wasserkraftanlagen

Leistungs- klasse	An- zahl 2017	Instal- lierte Leis- tung [MW] 2017	An- zahl 2018	Instal- lierte Leis- tung [MW] 2018	An- zahl 2019	Instal- lierte Leis- tung [MW] 2019	An- zahl 2020	Instal- lierte Leis- tung [MW] 2020	An- zahl 2021	Instal- lierte Leis- tung [MW] 2021
≤ 100 kW	34	0,9	21	0,9	23	0,7	16	0,5	12	0,4
> 100-200 kW	2	0,4	3	0,4	2	0,3	0	0	1	0,1
> 200-500 kW	2	0,6	2	0,7	4	1,2	9	3,2	1	0,5
> 0,5-1 MW	1	0,9	0	0	0	0	3	2,1	0	0
> 1-2 MW	2	2,5	0	0	0	0	2	2,8	1	3,1
Summe	41	5,3	26	2,0	29	2,2	30	8,6	15	4,1

Quellen: ÜNB (2022), Auswertung: FWT GmbH und Hydrotec

Tabelle 3.11: Zubau nach Leistungsklassen für ertüchtigte Wasserkraftanlagen

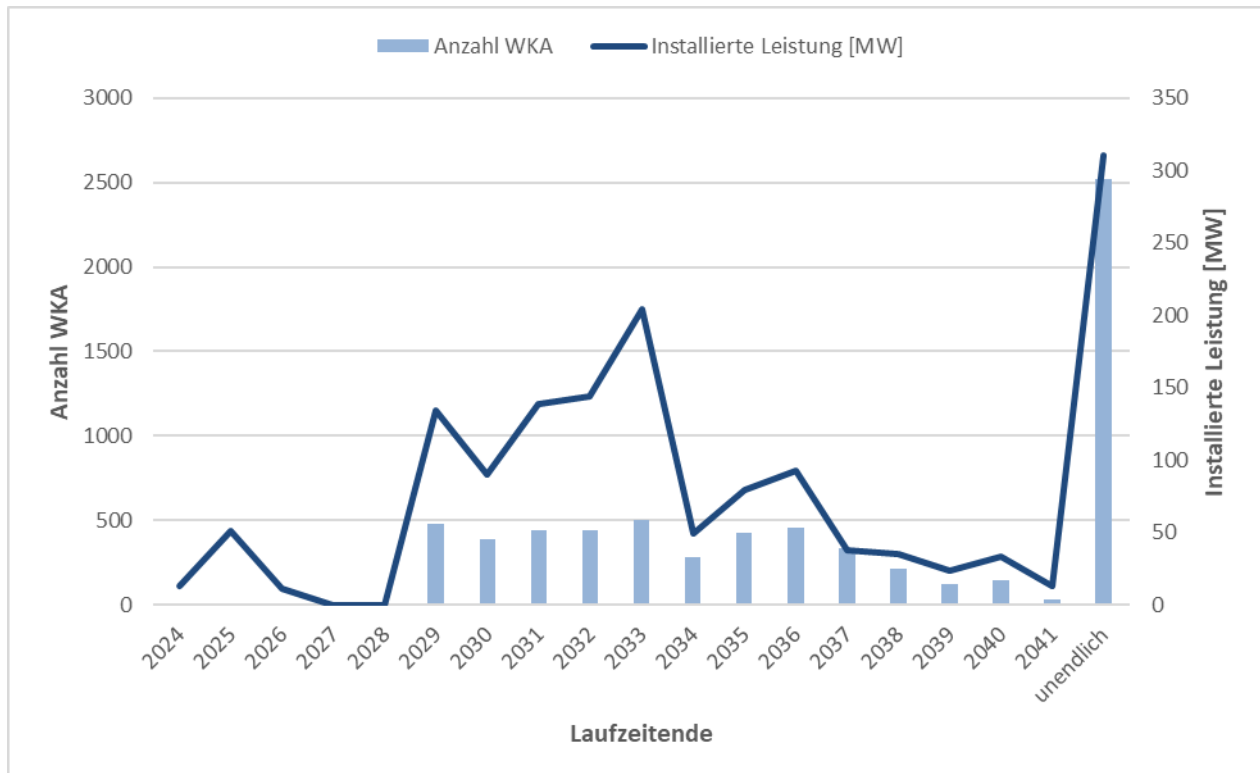
Leistungs- klasse	An- zahl 2017	Instal- lierte Leis- tung [MW] 2017	An- zahl 2018	Instal- lierte Leis- tung [MW] 2018	An- zahl 2019	Instal- lierte Leis- tung [MW] 2019	An- zahl 2020	Instal- lierte Leis- tung [MW] 2020	An- zahl 2021	Instal- lierte Leis- tung [MW] 2021
≤ 100 kW	14,6	5,7	84	3,1	60	2,7	75	3,2	11	0,3
> 100-200 kW	17	2,6	7	1,1	9	1,4	12	1,9	1	0,2
> 200-500 kW	19	6,0	13	4,3	8	2,9	16	5,3	1	0,3
> 0,5-1 MW	7	4,4	7	4,9	7	5,7	8	5,8	2	1,5
> 1-2 MW	3	4,7	3	3,9	4	6,0	1	1,2	1	1,8
> 2 MW	-	-	2	9,8	1	2,5	3	7,2	1	4,9
Summe	192	23,4	116	27,1	89	21,2	115	24,6	17	9

Quellen: ÜNB (2022), Auswertung: FWT GmbH und Hydrotec

3.1.2.4. Ende der EEG-Vergütung

Die Dauer der Vergütung durch das EEG ist in Abbildung 3.11 dargestellt. Während Anlagen, die nach dem EEG 2000 vergütet werden, diese Vergütung für eine unbeschränkte Dauer erhalten, liegen je nach Version des EEG und der Anlagenleistung die Förderdauern bei 15, 20 oder 30 Jahren.

Aus den EEG-Daten wurde die Dauer der EEG-Vergütungszahlungen mit Hilfe der unterschiedlichen Vergütungskategorien ermittelt. Abbildung 3.11 zeigt, dass im Jahr 2029 478 Anlagen keine Vergütung mehr erhalten, sofern sie nicht vorher eine technische Modernisierung durchführen und damit der Anspruch auf eine Förderung erneut wirksam wird. Damit würde dann eine installierte Leistung von ca. 133,8 MW anderweitig zu vermarkten sein. In den darauffolgenden Jahren 2030 bis 2038 variiert die Zahl zwischen 211 und 500 Anlagen.



Quellen: ÜNB (2022), Auswertung: FWT GmbH und Hydrotec

Abbildung 3.11: Installierte Leistung der nach EEG geförderten Wasserkraftanlagen mit auslaufender EEG-Vergütung nach Ende der Vergütungsdauer

3.2. International

Die Wasserkraft zählt global zu den bedeutendsten und am intensivsten genutzten erneuerbaren Energiequellen. Weltweit wird eine Strommenge von circa 4.500 TWh/a aus Wasserkraft produziert. Im internationalen Vergleich stammen die größten Strommengen aus Wasserkraft aus China (1.232 TWh/a), Brasilien (389 TWh/a), Kanada (386 TWh/a), USA (317 TWh/a), Russland (193 TWh/a), Norwegen (140 TWh/a) und Indien (151 TWh/a). Unter den erneuerbaren Energien verzeichnet zwar die Windkraft global den größten Zuwachs, aber es werden auch neue Wasserkraftprojekte realisiert – derzeit vor allem in China, der Türkei, Vietnam, Brasilien und Russland (IEA 2021)

In Europa sind Norwegen und Island besonders begünstigte Länder, die ihren Strombedarf fast vollständig aus Wasserkraft decken können. In Luxemburg, Österreich, Italien, der Schweiz und Schweden stammen über 50 % des erzeugten Stroms aus dieser erneuerbaren Energiequelle. (UBA 2019). In Deutschland sind im Vergleich nur 3,3 % der Bruttostromerzeugung aus Wasserkraft (Destatis 2021).

Das weltweit technisch nutzbare Wasserkraftpotenzial wird auf ein dreifaches der jetzigen Erzeugung geschätzt. Das geschätzte Potenzial von über 16.500 TWh/a ist ungleich verteilt. Die fünf Länder mit dem höchsten Potenzial (China, USA, Russland, Brasilien und Kanada) können 8.360 TWh/a produzieren. (IEA 2010)

4. Instrumente zur Marktsteuerung

4.1. Besondere Regelungen im EEG

Das EEG 2017 führte für Windenergieanlagen an Land, Solar- und Biomasseanlagen das Ausschreibungsverfahren ein. Aufgrund der Besonderheiten der Wasserkraft innerhalb der Erneuerbaren Energien wie hoher Bestand, ausgereifte Technik, kaum Neubau und geringes Potenzial, aber auch lange Bau- und Genehmigungszeiten besteht die Pflicht zur Ausschreibung für Strom aus Wasserkraftanlagen nicht.

Betreiber von Wasserkraftanlagen haben einen Anspruch auf:

- die Marktprämie nach § 20 EEG 2021
- eine Einspeisevergütung nach § 21 EEG 2021

Eine genaue Beschreibung der Vermarktungsmöglichkeiten der Wasserkraft wird in Kapitel 5.4.1 gegeben. Neben dem Neubau wird auch die Modernisierung von Wasserkraftanlagen mit Inbetriebnahmedatum vor dem 01.01.2009 gefördert. Vergütungsvoraussetzungen hierfür sind seit dem EEG 2014 (§ 40 (2)):

1. eine Erhöhung des Leistungsvermögens der Anlage durch eine wasserrechtlich zugelassene Ertüchtigungsmaßnahme. In diesen Fällen kann die Wasserbehörde die Einhaltung der §§ 33 bis 35 in Verbindung mit § 6 (1) Satz 1 Nummer 1 und 2 WHG prüfen, siehe auch Kapitel 37
2. eine Erhöhung des Leistungsvermögens um mindestens 10 % (vgl. Kapitel 6.2).

4.2. Wasserhaushaltsgesetz (WHG)

Wesentliche Anforderungen für die Betreiber von Stauanlagen bzw. Wasserkraftanlagen sind die Herstellung der Durchgängigkeit (Fischaufstieg, Fischschutz und Fischabstieg) sowie bei Ausleitungskraftwerken die Abgabe eines Mindestabflusses, sofern das in dem jeweiligen Gewässerabschnitt in den Maßnahmen zur Erreichung des guten ökologischen Zustandes gemäß WHG gefordert wird (§§ 33 bis 35 WHG).

Unabhängig von der Förderung durch das EEG sind Wasserkraftbetreiber für die Maßnahmen zum Fischschutz und Fischabstieg verantwortlich. Für den Fischaufstieg ist wiederum der Betreiber der Stauanlage verantwortlich. An einigen Standorten sind die Betreiber der Wasserkraftanlage auch die Betreiber der Stauanlage. Von den zuständigen Behörden werden diese Anforderungen insbesondere im Zusammenhang mit Änderungen in der Genehmigung oder bei Ende der wasserrechtlichen Gestattung erhoben.

Während im EEG 2012 (§ 23 Absatz 4) der Anspruch auf eine Vergütung für den Strom aus Wasserkraft noch explizit an Anforderungen nach dem Wasserhaushaltsgesetz gebunden war, ist dieser Verweis in den Erneuerbare-Energien-Gesetzen seit dem EEG 2014 entfallen. Hierdurch soll die Konsistenz des EEG als Förderinstrument verbessert werden. Verblieben ist bei bestehenden Anlagen die Angabe in § 40 (2) EEG 2021, die die Förderung von Ertüchtigungsmaßnahmen regelt, die behördlich zulassungspflichtig sind. In diesen Fällen kann die Wasserbehörde die Einhaltung von §§ 33 bis 35 und § 6 (1) Satz 1 Nummer 1 und 2 WHG prüfen.

4.3. Weitere Steuerungsinstrumente

4.3.1. Planungsrecht

Der Betrieb einer Wasserkraftanlage erfordert eine wasserrechtliche Zulassung, benötigt also entweder eine Erlaubnis, eine gehobene Erlaubnis oder eine Bewilligung. Die Erlaubnis stellt eine Befugnis, jedoch kein Recht dar und kann von den Behörden widerrufen werden. Eine Bewilligung stellt ein Recht einer Gewässerbenutzung dar. Die gehobene Erlaubnis ist dazwischen anzusiedeln und bietet eine gesichere Rechtsstellung als eine einfache Erlaubnis. Die Erlaubnis bzw. die Bewilligung werden zeitlich begrenzt, üblicherweise für 20 bis 40 Jahre ausgestellt. Des Weiteren gibt es sogenannte Altrechte. Bei Altrechten handelt es sich um alte Rechte und Befugnisse, die keine erneute Zulassung benötigen.

In den nächsten Jahren und insbesondere zwischen den Jahren 2025 bis 2035 läuft eine Reihe von wasserrechtlichen Genehmigungen aus, so dass Neugenehmigungen anstehen. Neben der Anpassung der gewässerökologischen Maßnahmen auf den aktuellen Stand ist mit aufwändigen Wehrsanierungen zu rechnen, da zahlreiche Wehranlagen ein Alter erreichen, in dem eine umfassende Sanierung erforderlich wird. Es können Stillstandzeiten bei den Wasserkraftanlagen auftreten oder Anlagen sogar dauerhaft außer Betrieb gehen.

Die Genehmigung von neuen Wasserkraftanlagen oder umfangreichen Umbaumaßnahmen ist ein komplexer Prozess und beinhaltet verschiedene Verfahren. Je nach Bundesland sind unterschiedliche Behörden zuständig. Rechtsgrundlage ist das Wasserhaushaltsgesetz (WHG). Die umweltrechtlichen Fragen können für eine beabsichtigte Wasserkraftnutzung große Einschränkungen bedeuten. Daher ist es im Einzelfall zweckmäßig, eine Umweltverträglichkeitsprüfung als ökologische Vorprüfung zu erstellen. Sofern eine geplante Wasserkraftanlage der Planfeststellung nach § 67 WHG bedarf, ist auch die Durchführung eines Raumordnungsverfahrens erforderlich.

Die Bearbeitungsdauer kann sich bei komplizierten Verfahren über mehrere Jahre hinziehen. Bei einfachen Verfahren ist mit mindestens einem halben Jahr Bearbeitungszeit zu rechnen.

Die Realisierungszeiten für den Neubau einer Wasserkraftanlage sind deshalb relativ lang. Von Beginn der Planung bis zur Fertigstellung der Anlage vergehen fünf Jahre und mehr. Bei Modernisierungen können sich die Zeiträume etwas verkürzen, bei größeren Anlagen aber auch deutlich verlängern.

4.3.2. Förderungen außerhalb des EEG

Da die Förderung durch das EEG für Anlagen mit einer installierten Leistung < 500 kW nur bei günstigen Randbedingungen ausreicht, um die Stromgestehungskosten zu decken, haben die meisten Bundesländer, in denen die Erzeugung von Strom aus Wasserkraft relevant ist, Förderprogramme aufgelegt. Damit sollen vor allem die ökologischen Maßnahmen finanziert werden. Von den Wasserkraftverbänden wird die aufwändige Antragstellung bemängelt.

In einem Entschließungsantrag vom 07.07.2022 (Deutscher Bundestag 2022) fordert der Deutsche Bundestag die Bundesregierung auf, „im Rahmen des Aktionsprogramms natürlicher Klimaschutz ein Förderprogramm für den Rückbau von Querbauwerken in Fließgewässern aufzulegen, als Unterstützung für die Betreiber*innen kleiner Wasserkraftwerke, die die Energiewende ökologisch und umweltschonend voranbringen“. Bei der Entwicklung des Förderprogramms könnten die Rückbauprogramme in Hessen, Rheinland-Pfalz und Thüringen als Vorbild dienen.

4.3.2.1. Baden-Württemberg

Baden-Württemberg hat im August 2017 die „Fördergrundsätze kleine Wasserkraft – Anpassung 2017“ veröffentlicht (BW-UM 2017). Ziel ist dabei, die technische Modernisierung der kleinen Wasserkraft unter Beachtung der ökologischen Rahmenbedingungen zu fördern. Es werden nur Anlagen mit einer Leistung zwischen ≥ 100 kW und < 1.000 kW gefördert, wenn sie sowohl technische als auch ökologische Maßnahmen ergreifen. Die Förderung wird ab einer Mindestsumme von 10.000 € gewährt, maximal beträgt sie 200.000 €. Zur Ermittlung der Fördersumme wird zunächst der Fehlbetrag berechnet, der sich aus der Differenz zwischen den pauschal berechneten Stromgestehungskosten und der EEG-Förderung für ein Berechnungsjahr ergibt. Von diesem Fehlbetrag erhalten kleine bzw. mittlere Stromerzeuger hochgerechnet auf 20 Jahre maximal 65 % bzw. 55 % gefördert. Demgegenüber gestellt werden die tatsächlich anfallenden zuwendungsfähigen Ausgaben, von denen maximal 40 % bezuschusst werden. Ist der Fehlbetrag kleiner als die 40 % der Ausgaben, ist der Fehlbetrag als Zuschuss innerhalb der Fördergrenzen anzusetzen. Ist der Fehlbetrag größer, werden die 40 % der Ausgaben angesetzt.

Seit 2017 haben nur zwei Anlagenbetreiber eine Förderung nach dem beschriebenen Programm in Anspruch genommen.

4.3.2.2. Bayern

Der Freistaat Bayern fördert seit dem 01.10.2021 auf der Grundlage der Bayerischen Wasserkraftstrategie bei nachgewiesener Wirtschaftlichkeitslücke und im Rahmen der Kumulierungsregelung des EEG 2021 den umweltverträglichen Ausbau der Stromerzeugung mit Wasserkraft mit einer Anteilfinanzierung. Diese wird als De-Minimis-Förderung ausgereicht. Gefördert werden Ertüchtigungen mit mindestens 10-prozentiger Steigerung des Leistungsvermögens, Wiederinbetriebnahmen und Ersatzneubauten. Ökologische Maßnahmen werden auch mitgefördert. Die Förderung erfolgt als Zuschuss und beträgt 25 % der Investitionen. Planungskosten können mit bis zu 20 % der Gesamtkosten berücksichtigt werden. Der Zuschuss ist begrenzt auf die kalkulatorische Wirtschaftslücke und auf maximal 200.000 €. Höhere Stromgestehungskosten als 19,5 ct/kWh werden nicht gefördert. (BY 2021), (BY 2022)

In Bayern sind mit Stand von September 2022 zehn Anträge in Bearbeitung.

Wasserkraftanlagenbetreiber aus Bayern bemängeln, dass die Förderprogramme keine Investitionssicherheit bieten, weil der Ausgang des Antragsverfahrens nicht vorhersehbar sei.

4.3.2.3. Brandenburg

In Brandenburg kann eine Kofinanzierung von Wasserkraftanlagen durch ein Förderprogramm des Brandenburger Ministeriums für Wirtschaft, Arbeit und Energie (MWAE) zusammen mit dem Europäischen Fonds für regionale Entwicklung (EFRE) erfolgen. Gefördert werden im Zuge der Prioritätsachse 2 „Energiewende, Klimawandel und Ressourceneffizienz“ fischfreundliche Wasserkraftanlagen, die den ökologischen Vorgaben und den Vorgaben des Artenschutzes genügen. Anlagen für den Eigenverbrauch als auch für die Netzeinspeisung werden mitfinanziert. Die aktuelle Förderperiode endet im Jahr 2027. Bisher gibt es keine Vorhaben zu Wasserkraftanlagen. (Windel 2022), (EFRE–BB 2022)

4.3.2.4. Hessen

Entsprechend der „Richtlinie zur Förderung von Maßnahmen zur Gewässerentwicklung und zum Hochwasserschutz“ (HMUKLV 2023) wird die Herstellung der Durchgängigkeit der Gewässer insbesondere durch die Errichtung geeigneter Anlagen zum Fischauf- und -abstieg, Rück- oder Umbau von Querbauwerken gefördert. Private Betreiber von bestehenden Wasserkraftanlagen bis 250 kW können einen Antrag stellen, sofern die Anlage vor Dezember 2009 in Betrieb genommen wurde und eine gültige wasserrechtliche Zulassung vorliegt. Von dem Förderprogramm haben bisher nur einzelne Betreiber Gebrauch gemacht.

4.3.2.5. Nordrhein-Westfalen

Das Land Nordrhein-Westfalen fördert im Rahmen des Programms progres.nrw (NW-MWIKE 2022) u. a. den Neubau oder die Modernisierung von Wasserkraftanlagen bis zu einer Leistung von 1.000 kW. Zuwendungsempfänger sind kleine und mittlere Unternehmen. Als Bagatellgrenze gelten 350 €, die maximale Zuwendung beträgt 200.000 €. Eine Förderung ist nur für netzgekoppelte Anlagen möglich, soweit diese nicht nach dem jeweiligen EEG kostendeckend gefördert wird. Die Vorlage einer Wirtschaftlichkeitsrechnung ist Voraussetzung. Es erfolgt eine Einzelfallprüfung bzgl. der Förderhöhe. Seit 2021 haben fünf Betreiber einen Antrag gestellt, davon wurde ein Antrag abgelehnt.

4.3.2.6. Rheinland-Pfalz

Gefördert werden die nach § 35 WHG erforderlichen Maßnahmen zum Fischschutz (z. B. Rechen), die Herstellung von Fischabstiegen (z. B. Bypass) vor den Wasserkraftanlagen sowie die Herstellung von Fischauftstiegsanlagen in Zusammenhang mit einer zu wirtschaftlichen Zwecken genutzten vorhandenen Wasserkraftanlage bis zu einer Ausbaugröße von 500 kW und beschränkt auf kleine Unternehmen nach der KMU-Definition nach Anhang I der AGVO auf der Grundlage der Verordnung (EU) Nr. 1407/2013 der Kommission vom 18. Dezember 2013 über die Anwendung der Artikel 107 und 108 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union auf De-minimis-Beihilfen („De-minimis-Verordnung“) in der jeweils gültigen Form (RP FöRiWWV 2021). Der Zuschuss ist begrenzt auf 200.000 €. Gefördert werden auch Pilotprojekte für eine ökologisch verträgliche Wasserkraftnutzung und der Rückbau von Wasserkraftanlagen.

Seit 2020 wurden elf Anträge auf Förderung gestellt, wovon zwei abgelehnt wurden.

4.3.2.7. Thüringen

Im Förderprogramm „Förderung des Hochwasserschutzes und der Fließgewässerentwicklung“ im Bundesland Thüringen werden Maßnahmen zur Verringerung des Hochwasserrisikos und zur Entwicklung von Fließgewässern gefördert. Hierzu zählt auch die Herstellung der Durchgängigkeit an Anlagen Dritter. Gefördert werden Vorhaben zur Entwicklung von Fließgewässern durch die Verbesserung der Durchgängigkeit durch Gewässerverlegungen, Bau von Anlagen zum Fischauf- und Fischabstieg, Fischschutzmaßnahmen, Fischleiteinrichtungen sowie der Rückbau bzw. Umbau von Querbauwerken an Wasserkraftstandorten. Der Zuschuss ist begrenzt auf 200.000 €. Die Förderrichtlinie gilt seit dem 31.08.2020. (TH FöRiL 2020)

5. Ökonomische Aspekte

5.1. Anlagenbezogene Kosten

Als Grundlagen für die Beschreibung der ökonomischen Aspekte von Wasserkraftanlagen wurden die

- Investitionen für die Energieerzeugungsanlage,
- Investitionen für die Maßnahmen zur Erfüllung der Anforderungen nach §§ 33-35 WHG,

durch Recherchen und Umfragen (siehe Kap.2.1.2.2) ermittelt.

Die Kosten realisierter Wasserkraftanlagen wurden durch Umfragen bei Betreibern recherchiert und mit eigenen und veröffentlichten Daten verifiziert. Die abgefragte Modernisierung umfasste dabei Maßnahmen zur technischen Modernisierung und Maßnahmen zur ökologischen Anpassung (Umsetzung der Anforderungen nach §§ 33-35 WHG).

Die Förderung der Stromerzeugung war historisch (EEG 2004, EEG 2009 und EEG 2012) an Maßnahmen zur Verbesserung des ökologischen Zustands gebunden. Seit 2010 sind diese Maßnahmen in §§ 33-35 WHG gesetzlich verankert und müssen zur Erlangung der Vergütungen gemäß EEG 2021 § 23 erfüllt sein. Die bisherigen Erfahrungen zeigen aber, dass bei vielen Bestandsanlagen noch keine oder nur teilweise Maßnahmen zur ökologischen Anpassung umgesetzt wurden. Daher wurde davon ausgegangen, dass häufig auch Bestandsanlagen nachgerüstet werden müssen. Investitionen für diese Maßnahmen wurden in gesonderten Berechnungen berücksichtigt.

Die anlagenbezogenen Kosten wurden für verschiedene Leistungsklassen von Wasserkraftanlagen ermittelt.

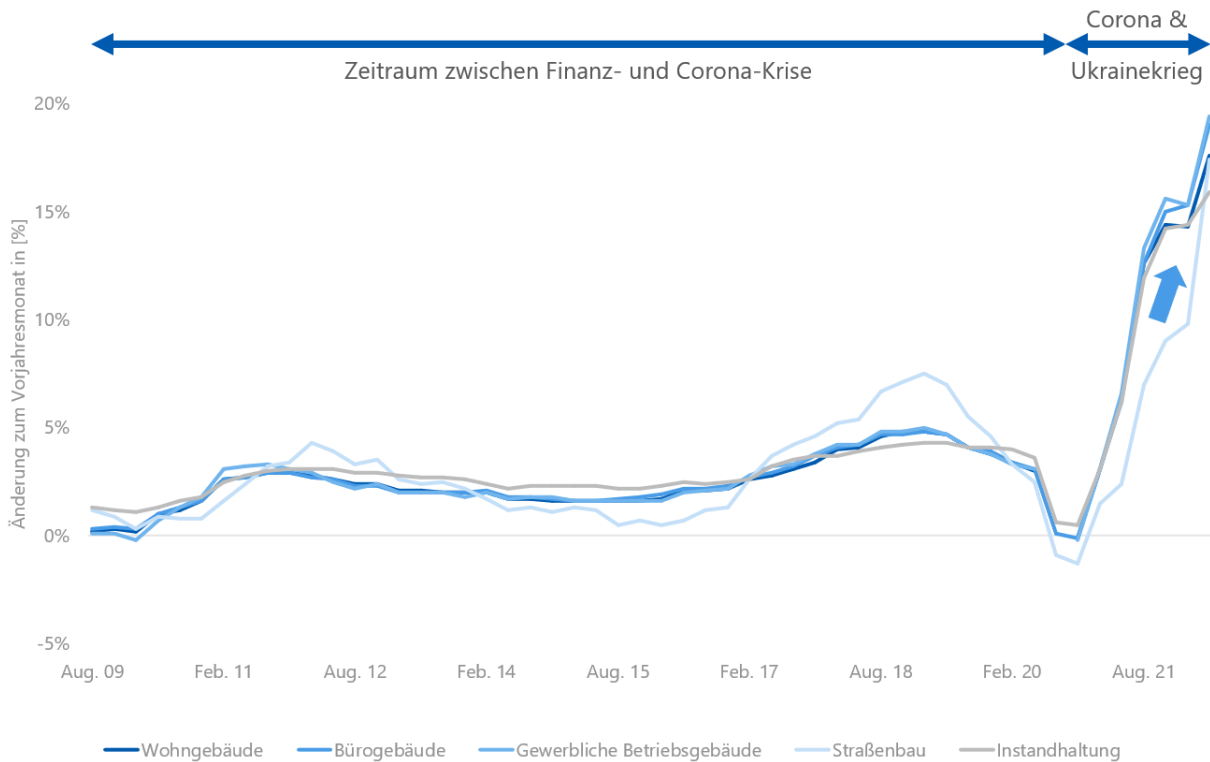
5.1.1. Kostensteigerungen und deren Wirkungen für die Wasserkraft

Die Preissteigerungen der letzten Jahre und insbesondere seit Beginn der Coronapandemie und gleichsam infolge des Ukrainekriegs haben u. a. die Wasserkraft wirtschaftlich erheblich unter Druck gesetzt. Hinzu kommt seit der 2. Jahreshälfte 2020 die spürbar geringere Verfügbarkeit zu importierender Roh- und Vorprodukte, die in der Folge bei Zulieferern zu einer erheblichen Verlängerung von Lieferzeiten führt. So sind die Lieferzeiten von z. B. Motoren, Generatoren oder Getrieben von den üblichen sechs Wochen auf über 20 Wochen angewachsen. Einzelkomponenten der Elektro- und Leitetchnik waren offensichtlich teilweise gar nicht verfügbar.

Diese Entwicklungen führen dazu, dass sich Maßnahmen an Wasserkraftanlagen infolge der aktuellen Kostensteigerungen und Marktentwicklungen in den letzten gut 10 Jahren um mehr als 50 % verteuert haben (Schwiersch und Heimerl 2023).

Seit dem zweiten Quartal 2020 steigt der Verbraucherpreisindex stärker an als in den Jahren zuvor. Für den Zeitraum von Februar bis Juli 2022, also seit Beginn des Ukrainekriegs, lag die Inflation bei ca. 6,5 % gegenüber dem Vorjahr. Im Oktober 2022 lag die Inflation bei über 10 %. Unter anderem die Preissteigerungen für Nahrungsmittel (+13 %) und Energie (+20 %) sind für diese Entwicklung prägend (Schwiersch und Heimerl 2023). Insbesondere für energieintensive Branchen, zu welcher die Baubranche zählt, hat diese Preisentwicklung eine Verteuerung von (Roh-) Produkten, wie z. B. Zemente, Zuschlagsstoffe, Ziegel jeder Art oder Baustahl, zur Folge.

Seit August 2009 steigen die Baupreise in Deutschland mit einer mittleren jährlichen Inflation von ca. 2-3 %. Dieser Anstieg hat sich mit dem Beginn der Corona-Pandemie und anschließend durch den Ukrainekrieg stark beschleunigt. So war im Mai 2022 ein Preisanstieg im Hoch- und Straßenbau zwischen 15,9 % und 19,4 % gegenüber dem Vorjahresmonat zu verzeichnen (siehe Abbildung 5.1) (Schwiersch und Heimerl 2023).



Quelle: (Schwiersch und Heimerl 2023)

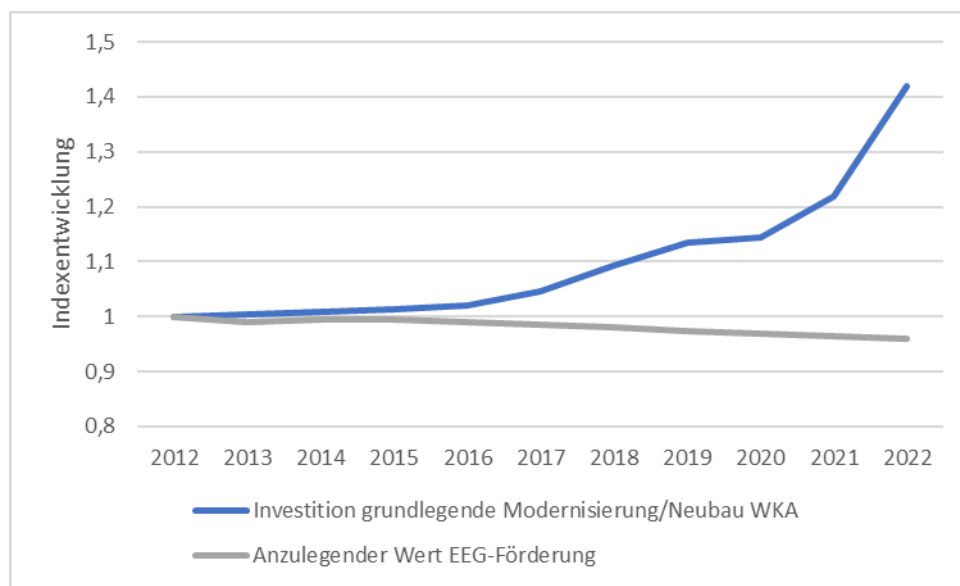
Abbildung 5.1: Entwicklung der Baupreise von August 2009 bis Mai 2022 nach Bausektoren

Infolge der vielfachen Verwendung von Stahl zur Herstellung von beweglichen Anlagenteilen ist der Entwicklung des Stahlpreises seitens der Wasserkraft eine besondere wirtschaftliche Bedeutung zuzumessen. Von Januar 2019 bis Juli 2022 stieg dieser um ca. 71 % (Schwiersch und Heimerl 2023). Obwohl sich im Sommer 2022 bei einzelnen Baumaterialien eine Stagnation der Preise beobachten ließ, so zum Beispiel bei Bauholz, ist kaum mit einer nachhaltigen Trendumkehr zu rechnen. Gründe hierfür sind vorrangig die jüngsten Entwicklungen im Ukrainekrieg und auf dem internationalen politischen Parkett. Dies verringert die Wirtschaftlichkeit der Wasserkraft nicht nur bei Investitionen, sondern auch im Betrieb bei der Beschaffung von Betriebsstoffen und Ersatzteilen und führt zu einer Verzögerung von Investitionen und Ersatzteilbeschaffungen.

Wie ein Großteil der deutschen Wirtschaftssektoren ist auch die Wasserkraft von Importen abhängig. So besteht bei ca. 46,3 % der verarbeiteten Produkte eine direkte und bei ca. 10,6 % eine indirekte Importabhängigkeit (Schwiersch und Heimerl 2023). Teile der Importprodukte stammen bzw. stammten aus Russland, der Ukraine oder Belarus, so dass die jeweiligen Beschaffungsmärkte zurzeit durch Blockade und Sanktionen beschränkt sind. Auf der Rangliste der für die deutsche Wirtschaft wichtigsten Erzeugerländer rangieren Russland auf Platz 12 und die Ukraine auf Platz 45 (Schwiersch und Heimerl 2023). Bei der globalen Minenproduktion von Eisenerz belegen Russland den 4. und die Ukraine den 6. Rang. Insgesamt entfallen auf die Kriegsparteien 7 % der Weltproduktion (Schwiersch

und Heimerl 2023). In der Folge erklärt die Verknappung von (Vor-) Produkten die aktuellen Preistrends.

In Abbildung 5.2 ist die Entwicklung der Investitionen in eine Modernisierung bzw. einen Neubau einer WKA dem anzulegenden Wert aus der EEG-Förderung gegenübergestellt. Die Indexentwicklung für die Investition basiert auf den Preisindizes aus Destatis (2023/2023a) und setzt sich aus Ingenieurbau (60 %), Turbinen (30 %) und elektrischer Ausrüstung (10 %) zusammen. Die ermittelte Preissteigerung wurde von Vertretern der Branche in einer Diskussionsrunde am 04.04.2023 bestätigt. Es wird ersichtlich, dass sich der anzulegende Wert der EEG-Förderung und der Index der Investitionskosten gegensätzlich entwickeln.



Quelle: (eigene Darstellung basierend auf Destatis 2023/2023a und EEG-Fassungen 2012-2021)

Abbildung 5.2: Entwicklung der Investitionen für eine grundlegende Modernisierung/ einen Neubau einer WKA verglichen mit dem anzulegenden Wert der EEG-Förderung

5.1.2. Neubaukosten

In den Kosten für den Neubau sind die Gesamtkosten für die Herstellung der Energieerzeugungsanlage sowie Kosten für ökologische Maßnahmen, Maschinenteknik etc. enthalten. Es wurde angesetzt, dass bei Neubauten bereits ein hoher ökologischer Standard zu erfüllen ist, so dass die Kosten hierfür direkt in die Ansätze zur Berechnung der ökonomischen Aspekte eingeflossen sind. Zu den Kosten für Maßnahmen an der Stauanlage wie Sanierung oder Umbau wird an dieser Stelle auf Kapitel 5.1.5 verwiesen.

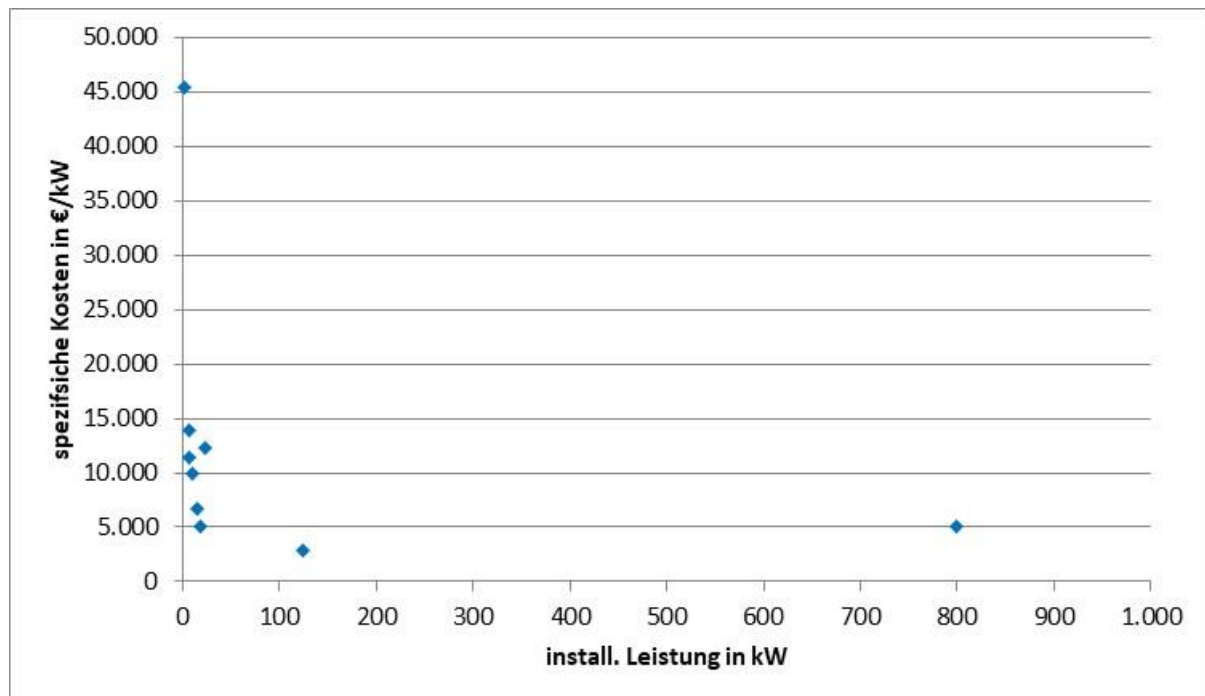
In Tabelle 5.1 sind die recherchierten Gesamtkosten für den Neubau von Wasserkraftanlagen nach Leistungsklassen sortiert dargestellt. Hierbei wurden die Klassengrenzen so gewählt, dass aus ihnen die späteren Ansätze für die beispielhaften Leistungsklassen direkt abgeleitet werden könnten.

Tabelle 5.1: Spezifische Investitionen in €/kW für den Neubau von Wasserkraftanlagen (ohne Stauanlagen), realisierte Anlagen gem. Umfrage, Inbetriebnahme 2017-2022

Installierte Leistung	Anzahl Rückmeldungen	Kostenspanne [€/kW]	Mittlere Kosten [€/kW]	Median [€/kW]
< 75 kW	7	5.000-45.455	14.950	11.333
75-150 kW	1	2.800	Nicht berechenbar	Nicht berechenbar
150-350 kW	0	Keine Angabe	Nicht berechenbar	Nicht berechenbar
350-750 kW	0	Keine Angabe	Nicht berechenbar	Nicht berechenbar
750 kW-1,5 MW	1	5.000	Nicht berechenbar	Nicht berechenbar
1,5 MW-35 MW	0	Keine Angabe	Nicht berechenbar	Nicht berechenbar
> 35 MW	1	2.119	Nicht berechenbar	Nicht berechenbar

Quelle: Erhebung FWT GmbH

In nachfolgender Abbildung sind die Rückläufer < 1 MW grafisch dargestellt.



Quelle: Erhebung FWT GmbH

Abbildung 5.3: Spezifische Investitionen in €/kW für den Neubau von Wasserkraftanlagen in Abhängigkeit von der installierten Leistung P_{inst} in kW

Für alle Leistungsklassen ist die Anzahl der Rückläufer zu gering, um gesicherte statistische Aussagen treffen zu können. Die wenigen Rückläufer liegen aber im jeweiligen Kostenrahmen, der im Erfahrungsbericht 2019 (BMWi 2019) ermittelt wurde. Die Entwicklungen der Baupreise seit BMWi 2019 lassen sich aber an den Rückmeldungen nicht nachvollziehen. Die große Streuung der spezifischen Kosten insbesondere bei den Anlagen mit $P_{inst} \leq 100$ kW bestätigt sich weiterhin.

Um trotz der geringen Anzahl an Rückläufern gesicherte Ansätze für die weiteren Berechnungen zu gewinnen und die in Kapitel 5.1.1 beschriebenen Effekte zu berücksichtigen, wurde im Rahmen einer Diskussionsrunde im April 2023 mit Vertretern von Betreibern, Verbänden und Planern folgender Ansatz abgestimmt:

Die Daten aus dem Erfahrungsbericht 2019 (BMW i 2019) sollen fortgeschrieben werden. Deren Erfassung erfolgte 2017. Als Orientierung zu den seitdem eingetretenen Preissteigerungen beim Neubau von WKA wird ein aus den veröffentlichten Preisindizes des Statistischen Bundesamtes für „Ingenieurbau“, „Turbinen“ und „Elektrische Ausrüstung etc.“ ermittelter Preisindex herangezogen (siehe auch Kapitel 5.1.1). Folgende Gewichtung wurde festgelegt:

- Ingenieurbau = 60 %
- Turbinen = 30 %
- Elektrische Ausrüstung = 10 %

Daraus ergibt sich ein Gesamtindex von 1,36, d.h. eine Kostensteigerung von 36 % im Jahr 2022 gegenüber den Zahlen aus 2017. Für die weiteren Betrachtungen für den Neubau von WKA werden daher die mit vorgenannter durchschnittlicher Preissteigerung faktorisierten spezifischen Investitionen aus BMW i (2019) angesetzt. Die spezifischen Investitionen für den Neubau von WKA ergeben sich wie folgt:

Tabelle 5.2: Spezifische Investitionen in €/kW für einen Neubau von Wasserkraftanlagen, Inbetriebnahme 2023

Instal- lierte Leistung	50 kW	100 kW	200 kW	500 kW	1 MW	2 MW	5 MW	10 MW	20 MW	50 MW
Invest Neubau [€/kW] BMW i 2019	10.000	8.000	7.500	6.500	5.500	5.000	4.000	4.000	3.500	3.500
Invest Neubau [€/kW] IBN 2023	13.600	10.900	10.200	8.800	7.500	6.800	5.400	5.400	4.800	4.800

Quelle: Erhebung FWT GmbH

5.1.3. Modernisierungskosten für Anlagen ≤ 5 MW

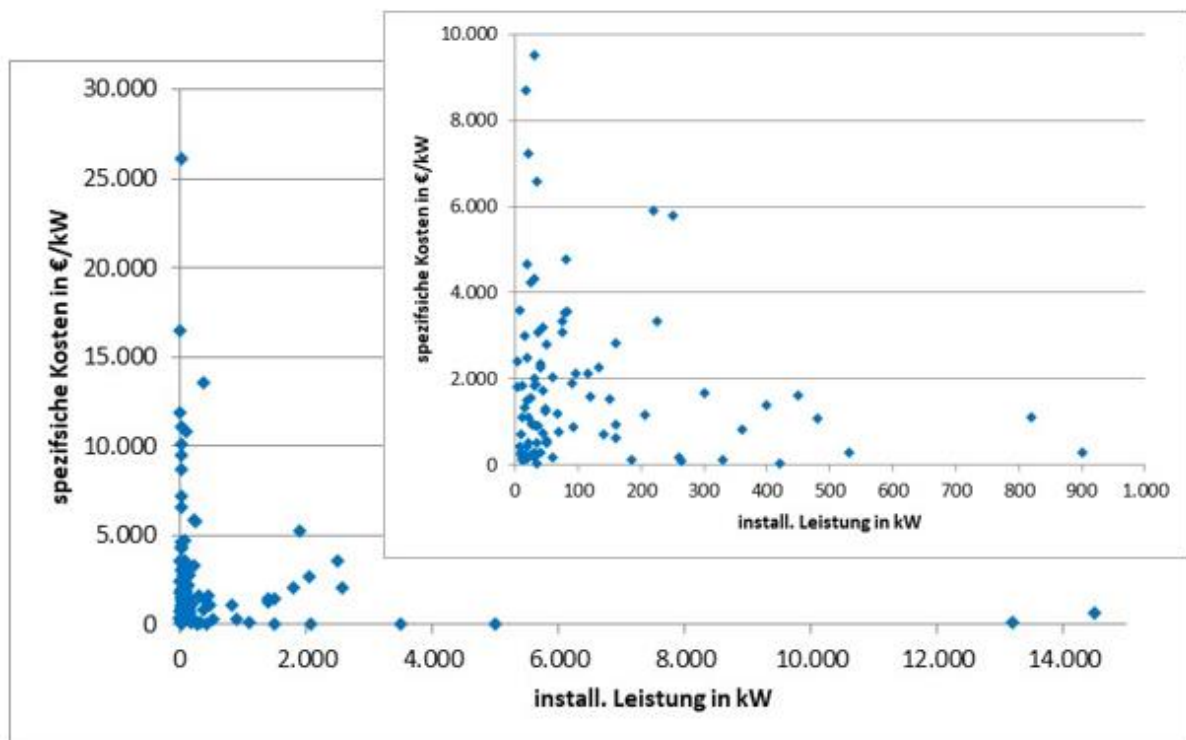
Zur Ermittlung der spezifischen Investitionen für Modernisierungsmaßnahmen von Bestandsanlagen, die Vergütungen nach EEG 2000 oder EEG 2004 erhalten, wurden ebenfalls Betreiber angefragt. Dabei wurde unterschieden zwischen einer technischen Anlagenmodernisierung (z. B. Erneuerung von Turbine, Generator oder Getriebe, Erneuerung der Steuerung etc.) und ökologischen Maßnahmen (Anforderungen nach §§ 33-35 WHG, z. B. Bau einer Fischaufstiegs- bzw. Fischabstiegsanlage). Für die weiteren Berechnungen wurden Summenwerte für die einzelnen Hauptkomponenten (technische Modernisierung, ökologische Maßnahmen) verwendet. Kosten für Wehrrumbauten sind wie bei den Neubaukosten zunächst nicht berücksichtigt, siehe hierzu Kapitel 5.1.5.

In Tabelle 5.3 und Abbildung 5.4 sind die Ergebnisse der Betreiberumfrage zu Kosten für die technische Modernisierung einzelner Wasserkraftanlagen angegeben.

Tabelle 5.3: Spezifische Investitionen in €/kW für Modernisierung Technik für Anlagen ≤ 5 MW, realisierte Anlagen gem. Umfrage, Abschluss der Maßnahmen im Zeitraum 2017-2022

Installierte Leistung	Anzahl Rückmeldungen	Kostenspanne [€/kW]	Mittlere Kosten [€/kW]	Median [€/kW]
< 75 kW	66	29-26.090	2.782	1.280
75-150 kW	14	714-10.816	3.013	2.202
150-350 kW	12	76-5.909	1.892	1.044
350-750 kW	7	24-13.587	2.680	1.083
750 kW-1,5 MW	6	118-1.467	945	1.192
1,5 MW-3,5 MW	7	50-5.263	2.250	2.056
3,5 MW-7,5 MW	2	26-29	27	27

Quelle: Erhebung FWT GmbH



Quelle: Erhebung FWT GmbH

Abbildung 5.4: Spezifische Investitionen in €/kW für die technische Modernisierung von Wasserkraftanlagen in Abhängigkeit von der installierten Leistung P_{inst} in kW, realisierte Anlagen gem. Umfrage

Die große Spanne der Kostenangaben ist durch zwei grundsätzliche Überlegungen erklärbar. Zum einen ist eine große Varianz in der Art der vorgenommenen Modernisierungsmaßnahmen zu verzeichnen. Eine Erneuerung von Turbinen oder Getrieben ist dabei mit relativ hohen Kosten verbunden, während der Austausch eines Generators oder eine neue Anlagensteuerung spezifisch günstiger sind. Zudem ist zu berücksichtigen, dass es sich um die Ergebnisse einer Umfrage bei Betreibern handelt und der Begriff „Modernisierung“ sowohl als Reparatur als auch für den Austausch von Anlagenteilen verstanden wurde.

Die in den aktuellen Rückläufern dargelegten Investitionen für die technische Modernisierung liegen innerhalb des Rahmens, der in BMWi (2019) angesetzt wurde. Die Entwicklungen der Baupreise seit BMWi 2019 lassen sich aber an den Rückmeldungen nicht nachvollziehen. Die Datenlage ist, außer in der Klasse < 75 kW, als nicht ausreichend für allein darauf basierende weitere Berechnungen einzuschätzen. Zudem lässt die große Streuung der Angaben keine statistisch abgesicherten Aussagen zu. Hierfür müsste die Stichprobe weitaus größer sein.

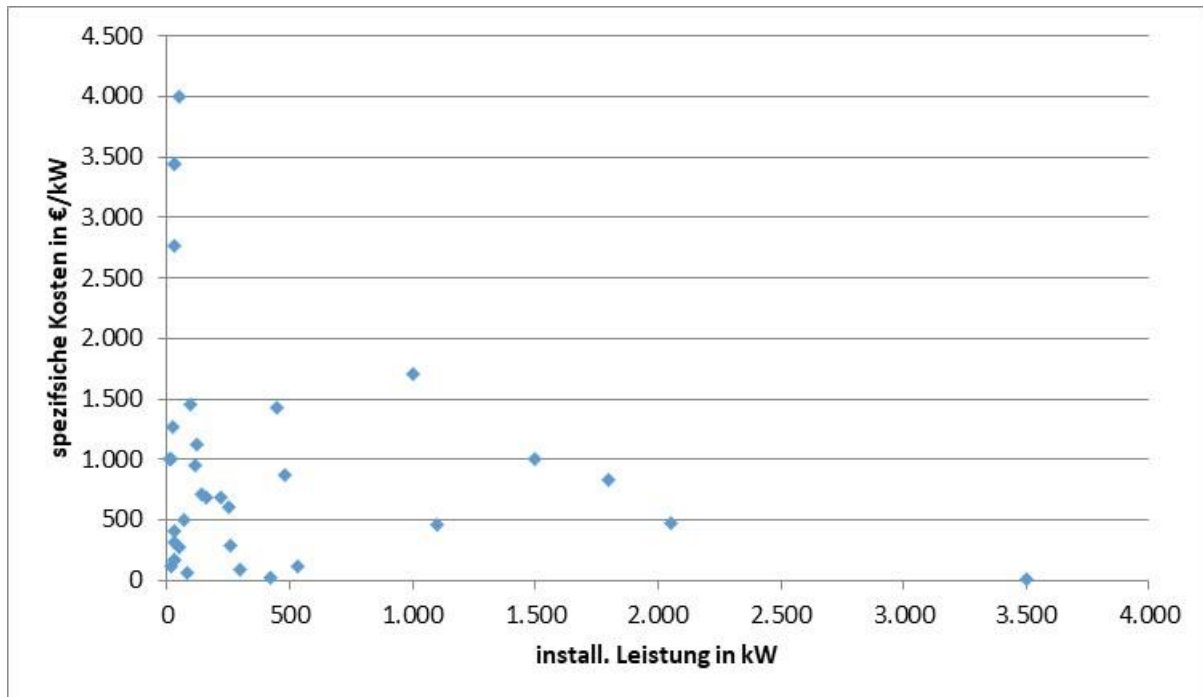
Unabhängig von der großen Streuung der Angaben ist aber deutlich zu erkennen, dass die Kosten für die Modernisierung von größeren Anlagen spezifisch geringer sind als für kleinere Anlagen, hier besonders bei Anlagen mit einer installierten Leistung < 200 kW.

Die Anzahl der Rückläufer für Kostenangaben für ökologische Maßnahmen war noch deutlich geringer als zur technischen Modernisierung. Die Angaben sind in Tabelle 5.4 und Abbildung 5.5 dargestellt.

Tabelle 5.4: Spezifische Investitionen in €/kW für ökologische Maßnahmen für Anlagen ≤ 5 MW, realisierte Anlagen gem. Umfrage, Abschluss der Maßnahmen im Zeitraum 2017-2022

Installierte Leistung	Anzahl Rückmeldungen	Kostenspanne [€/kW]	Mittlere Kosten [€/kW]	Median [€/kW]
< 75 kW	14	113-2.767	866	358
75-150 kW	5	68-1.458	864	957
150-350 kW	5	83-688	468	600
350-750 kW	4	24-1.422	610	496
750 kW-1,5 MW	3	455-1.700	1.052	1.000
1,5 MW-3,5 MW	2	468-833	651	651
3,5 MW-7,5 MW	1	11	Nicht berechenbar	Nicht berechenbar

Quelle: Erhebung FWT GmbH



Quelle: Erhebung FWT GmbH

Abbildung 5.5: Spezifische Investitionen in €/kW für die ökologische Modernisierung in Abhängigkeit von der installierten Leistung P_{inst} in kW, realisierte Anlagen gem. Umfrage

Für die ökologischen Modernisierungsmaßnahmen zeigen sich erhebliche Abweichungen der spezifischen Kosten gegenüber den Ansätzen aus BMWi 2019. Die in den Umfragen genannten Kosten liegen teilweise deutlich unter den damals recherchierten. Angesichts der in Kapitel 5.1.1 beschriebenen zu verzeichnenden Preissteigerungen ist dies nicht nachvollziehbar. Ohnehin gilt auch hier die Einschränkung, dass die Datenlage außer in der Klasse < 75 kW als nicht ausreichend einzuschätzen ist.

Auch bei den Modernisierungen spiegelt die geringe Zahl von Rückläufern die in der Branche weithin festzustellende Tendenz wider, dass in den letzten Jahren sehr wenige Maßnahmen an Wasserkraftanlagen umgesetzt wurden. Dementsprechend kann darauf geschlossen werden, dass auch nur an wenigen Anlagen ökologische Fortschritte erzielt wurden.

Wie für den Neubau wurde daher im Rahmen der Diskussionsrunde im April 2023 mit Vertretern von Betreibern, Verbänden und Planern folgender Ansatz abgestimmt:

Die Daten aus dem Erfahrungsbericht 2019 (BMWi 2019) sollen fortgeschrieben werden. Deren Erfassung erfolgte in 2017. Als Orientierung zu den seitdem eingetretenen Preissteigerungen bei der Modernisierung von WKA kann ein aus den veröffentlichten Preisindizes des Statistischen Bundesamtes für „Ingenieurbau“, „Turbinen“ und „Elektrische Ausrüstung etc.“ ermittelter Preisindex herangezogen werden. Folgende Gewichtung wurde festgelegt:

- Ingenieurbau = 50 %
- Turbinen = 40 %
- Elektrische Ausrüstung = 10 %

Daraus ergibt sich ein Gesamtindex von 1,34, d.h. eine Kostensteigerung von 34 % im Jahr 2022 gegenüber den Zahlen aus 2017. Für die weiteren Betrachtungen für die Modernisierung von WKA ≤ 5 MW werden daher die mit vorgenannter durchschnittlicher Preissteigerung faktorisierten

spezifischen Investitionen aus BMWi 2019 angesetzt. Die spezifischen Investitionen für die Modernisierung von WKA ≤ 5 MW ergeben sich wie folgt:

Tabelle 5.5: Spezifische Investitionen in €/kW für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen ≤ 5 MW, Inbetriebnahme 2023

Installierte Leistung	50 kW	100 kW	200 kW	500 kW	1 MW	2 MW	5 MW
Invest [€/kW] BMW 2019	7.000	4.200	3.500	3.000	2.500	2.000	1.500
Invest ohne FAA [€/kW] BMW 2019	5.000	3.000	2.500	2.000	1.600	1.200	750
Invest [€/kW] IBN 2023	9.400	5.600	4.700	4.000	3.400	2.700	2.000
Invest ohne FAA [€/kW] IBN 2023	6.700	4.000	3.400	2.700	2.100	1.600	1.000

Quelle: Erhebung FWT GmbH

Für die späteren Berechnungen wurde bzgl. der Modernisierungsmaßnahmen an Anlagen ≤ 5 MW wie folgt unterschieden:

- Anlagen, die noch keine technische Modernisierung durchgeführt haben und die keine ökologischen Anforderungen erfüllen (EEG 2000)
→ Ansatz der Werte aus der ersten Zeile von Tabelle 5.5
- Anlagen, die bereits eine Vergütung nach EEG 2004 erhalten und somit bereits Maßnahmen zur Erfüllung der Anforderungen nach §§ 33-35 WHG durchgeführt haben.
→ Ansatz der Werte aus der zweiten Zeile von Tabelle 5.5

5.1.4. Modernisierungskosten für Anlagen > 5 MW

Auch bei der Modernisierung von Wasserkraftanlagen mit einer Leistung > 5 MW sind die technischen und die ökologischen Anforderungen zu berücksichtigen. Bei größeren Anlagen werden i.d.R. regelmäßig Instandhaltungsmaßnahmen durchgeführt, die auch der Erhöhung des Leistungsvermögens dienen. Zu den technischen Maßnahmen zählen insbesondere Maßnahmen zur Optimierung der Turbinen-, der Getriebe- und der Generator- sowie zur Anlagensteuerung.

Dotierturbinen und Restwasserkraftwerke nutzen festgelegte ökologische Abflussanteile zum Ausgleich der durch diese Menge entsprechend sinkenden Abflussanteile durch die Hauptturbine. Insgesamt wird die installierte Leistung i.d.R. erhöht, die Gesamtenergieausbeute sinkt jedoch. Die Höhe der Investitionen für den Bau dieser Turbinen liegt im Bereich des Neubaus von Wasserkraftanlagen. Bezugsgröße für die spezifischen Kosten ist dabei die installierte Leistung der zusätzlichen Turbine. Diese entspricht gleichzeitig der Leistungserhöhung der bestehenden Wasserkraftanlage.

Die Erfüllung der ökologischen Anforderungen nach §§ 33 - 35 WHG stößt bei dieser Anlagengröße nach wie vor auf verschiedene Hindernisse (BMW 2014):

- Die aufwärts gerichtete Passierbarkeit wird an den Bundeswasserstraßen durch die Wasser- und Schifffahrtsverwaltung hergestellt. Die Einflussmöglichkeiten der Betreiber sind gering.
- Der Begriff „Schutz der Fischpopulationen“ in § 35 WHG ist nicht eindeutig definiert.
- Es fehlen technische Lösungen für den Fischschutz an großen Anlagen.
- Es fehlt ein Investitionsanreiz, da lediglich der Anteil der Leistungserhöhung vergütet wird. Die Erzeugung wird aber durch ökologische Maßnahmen reduziert.

Aus den o.g. Gründen sind an den Anlagen dieses Leistungssegments bisher kaum diesbezügliche Maßnahmen durchgeführt worden. Es ist aber zu erwarten, dass die Wasserkraftanlagen dieser Größe in den nächsten Jahren mit Fischaufstiegsanlagen ausgerüstet werden. Dabei liegt die Finanzierung für Fischaufstiegsanlagen an den Bundeswasserstraßen beim Bund. Für die Herstellung der abwärts gerichteten Durchgängigkeit ist aufgrund der hohen Kosten bei fehlenden anerkannten Regeln der Technik nicht damit zu rechnen, dass in absehbarer Zeit ein vollständiger Fischschutz mit mechanischen Barrieren umsetzbar sein wird.

Bei Betreibern wurden Kosten für Modernisierungsmaßnahmen angefragt. Die Anfrage wurde lediglich für drei Anlagen beantwortet. Diese sind in nachfolgender Tabelle aufgeführt.

Tabelle 5.6: Rückläufer der Anfragen zur Modernisierung von Wasserkraftanlagen > 5 MW, realisierte Anlagen gem. Umfrage

Anlage	A	B	C
Installierte Leistung [MW]	13,2	14,5	14,5
Invest [Mio. €]	1,2	10	100
Steigerung der Stromproduktion [%]	14,8	11,4	Keine Angabe

Quelle: Erhebung FWT GmbH

Damit liegen keine ausreichenden Rückläufe für eine allgemeine Auswertung vor. In Rücksprache mit dem BMWK wurde daher festgelegt, dass im Rahmen der Betrachtungen lediglich Beispielanlagen aufgeführt und ausgewertet werden sollen. Neben den drei oben aufgeführten sollen zur Ergänzung die Daten aus dem Erfahrungsbericht 2019 (BMW 2019) wie im Vorkapitel 5.1.3 beschrieben fortgeschrieben werden. Daraus ergeben sich die folgenden weiteren Beispiele.

Tabelle 5.7: Weitere Beispielanlagen > 5 MW (Fortschreibung aus BMW 2019)

Anlage	D	E	F	G	H
Installierte Leistung [MW]	5	7	10	13	25
Invest [Mio. €]	20,4	22,0	3,4	8,2	7,9
Steigerung der Stromproduktion [%]	8,1	11,0	8,1	14,0	8,1

Quelle: BMW 2019

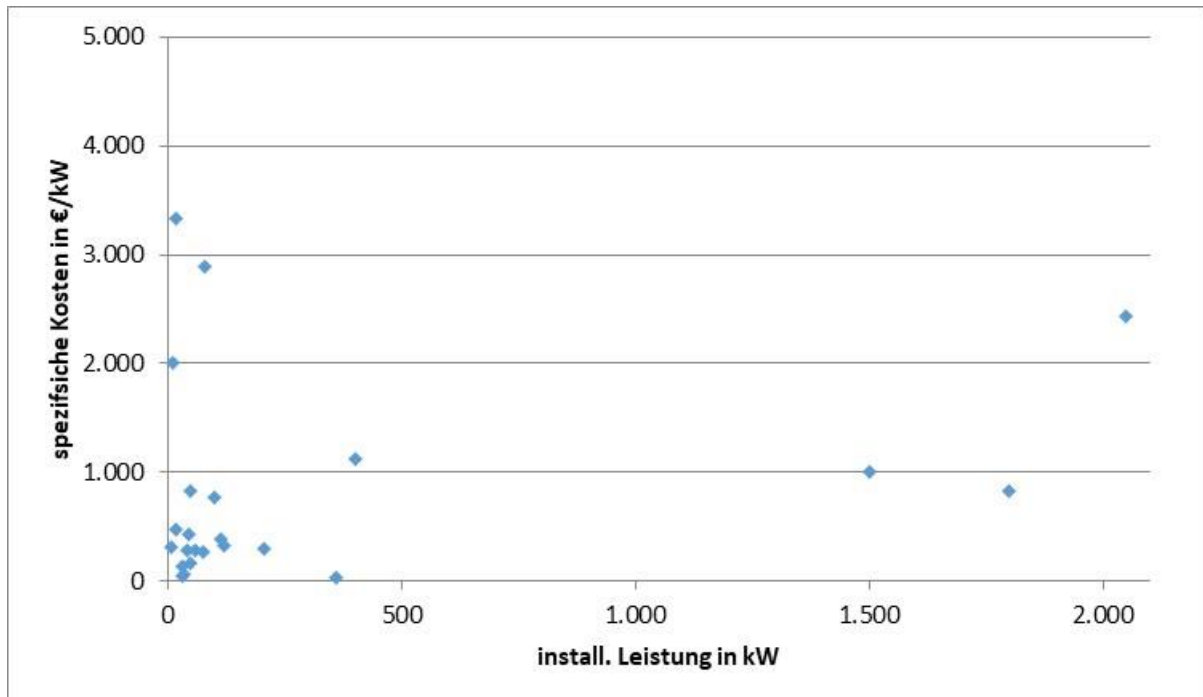
5.1.5. Kosten für die Instandhaltung von Stauanlagen

Bis auf wenige Ausnahmen wird für den Betrieb einer Wasserkraftanlage eine Stauanlage benötigt. Diese dient zur Hebung des Wasserstands und meist auch zur Regelung des Abflusses. Man unterscheidet feste und bewegliche Wehre. Die beweglichen Wehre haben wiederum verschiedene Verschlussarten wie Schütze, Klappen, Segmente, Walzen, Schlauch etc.

Wasserkraftanlagen können nur dann nach § 40 (4) EEG vergütet werden, wenn sie an einer bestehenden oder an einer zu anderen Zwecken neu errichteten Stauanlage neu gebaut werden, oder es sich um eine Modernisierung einer bestehenden Wasserkraftanlage handelt. Die Mehrzahl der Wasserkraftanlagen und damit auch der Stauanlagen wurde in den 1920er und 1960er Jahren gebaut. Das bedeutet, dass in den kommenden Jahren sehr viele Stauanlagen saniert werden müssen.

Die Kosten für diese Instandhaltungsarbeiten sind sehr unterschiedlich. Sie hängen u. a. von der Bauform, den geometrischen Maßen, dem Material, der erforderlichen Wasserhaltung, der Zugänglichkeit und dem Grad der Schädigung ab. Auch die Eigentumsverhältnisse variieren. An einigen Stauanlagen sind mehrere Wasserkraftanlagen in Betrieb, so dass es mehrere Eigentümer gibt. Oft sind die Stauanlagen in öffentlicher Hand, wie z. B. bei den Bundeswasserstraßen, und die Wasserkraftanlage wird von einem unabhängigen Dritten betrieben. In wenigen Fällen befinden sich Stauanlagen auch in gemeinsamen Besitz von Anlagenbetreiber und öffentlicher Hand.

Im Rahmen der Betreiberumfrage und weiteren Recherchen wurden aufgewendete Kosten für die Instandhaltung der Stauanlage abgefragt. Das Ergebnis der insgesamt 24 Rückmeldungen ist in Abbildung 5.6 dargestellt. Es zeigt sich ein sehr uneinheitliches Bild mit spezifischen Kosten von 50 €/kW bis 3.500 €/kW. Eine Korrelation mit der installierten Leistung ist nicht erkennbar.



Quelle: Erhebung FWT GmbH

Abbildung 5.6: Spezifische Investitionen in €/kW für die Instandhaltung der Stauhaltung in Abhängigkeit von der installierten Leistung P_{inst} der Wasserkraftanlage in kW, realisierte Anlagen gem. Umfrage

Die bisherigen Erfahrungen aus Planungsprojekten und zurückliegenden Betreiberbefragungen zeigen, dass die spezifischen Kosten für die Instandhaltung von Stauhaltungen bis über 8.000 €/kW reichen können. Angesichts der geringen Zahl an Rückläufern besteht keine Veranlassung, von dieser Einschätzung abzuweichen. Die in Abbildung 5.6 dargestellte Datenlage bestätigt zudem den Ansatz, dass eine von der installierten Leistung abhängige Verallgemeinerung nicht möglich ist.

Angesichts des Umstands, dass die Kosten für die Instandhaltung von Stauanlagen unabhängig von der installierten Leistung der zugehörigen Wasserkraftanlage sind und somit den einzelnen Leistungsklassen keine entsprechenden Kosten zugeordnet werden können, wird im Rahmen dieses Berichtes folgender Ansatz verfolgt: Innerhalb der Sensitivitätsberechnungen (siehe Kapitel 5.3.2) wird untersucht, welchen Einfluss Kostensteigerungen auf die Wirtschaftlichkeitsberechnungen haben. Kosten für Stauanlagen fallen genau in diese Kategorie der möglicherweise, aber definitiv nicht bei allen Anlagen, anfallenden Kosten. Ihr Einfluss ist damit durch die Variation der Eingangsparameter abgedeckt.

5.2. Kosten der Stromerzeugung

Als weitere Grundlagen für die Beschreibung der ökonomischen Aspekte von Wasserkraftanlagen wurden

- die Betriebskosten,
- Kapitalkosten und Abschreibung,
- der Eigenverbrauch sowie
- die Kosten für die Instandhaltung von Stauanlagen

durch Recherchen und Umfragen (siehe Kap. 2.1.2.2) betrachtet.

Als Hilfsgröße für die späteren Betrachtungen wurden in diesem Zusammenhang typische Volllaststunden für die verschiedenen Anlagenklassen aus den Daten der BNetzA berechnet. Diese berechnen sich als Quotient aus der Jahresenergieproduktion W und der installierten Leistung P :

$$\text{Volllaststunden} = \frac{W \text{ [kWh/a]}}{P \text{ [kW]}}$$

Die Jahreserzeugung wurde aus den EEG-Bewegungsdaten und die installierte Leistung aus den EEG-Stammdaten der Jahre 2015 bis 2021 ermittelt, siehe Tabelle 5.8. Dabei wurden nur die Anlagen berücksichtigt, die eine Erstinbetriebnahme nach dem 31.12.2000 aufweisen, um das Ergebnis nicht durch ältere Anlagen, die einen schlechteren Wirkungsgrad und höhere Ausfallzeiten haben, zu verfälschen. Da der Eigenverbrauchsanteil in diesen Daten nicht enthalten ist, wurde dieser aus den Umfrageergebnissen und den vorläufigen Ergebnissen aus UBA (2021) für die verschiedenen Leistungsklassen abgeschätzt (siehe Kapitel 5.2.3). Bei den gewählten Volllaststunden in Tabelle 5.9 wurde dieser Anteil in den einzelnen Leistungsklassen berücksichtigt und geht dementsprechend in die weiteren Berechnungen ein.

Für eine installierte Leistung > 5 MW lagen nur Daten von ein bis zwei Anlagen vor, die statistisch nicht belastbar sind. Für die Berechnung der Stromgestehungskosten werden die Volllaststunden dieser Leistungsklassen daher geschätzt. Auffällig ist, dass die Volllaststunden der Klasse 1-2 MW in Vergleich zu der Klasse 0,5-1 MW niedriger waren. In der Klasse 0,5-1 MW gibt es von den 133 Wasserkraftanlagen auffallend viele Anlagen mit sehr hohen Volllaststunden (7 Anlagen > 7.000 h). Daraus resultiert ein sehr hoher Mittelwert in dieser Klasse. Nach weitergehenden Recherchen fällt auch auf, dass in der Klasse 1-2 MW etliche der 77 Anlagen höhere Stillstandzeiten und monatlich stark schwankende Strommengen aufweisen.

Je nach Abflussverhalten des Gewässers und Ausbaugrad der Anlage ergeben sich unterschiedliche Volllaststunden. Insbesondere Wasserkraftanlagen der unteren Leistungsklassen liegen oftmals an kleinen Gewässern, die i.d.R. einen stark schwankenden Abfluss haben. Dies hat für diese Anlagen niedrige Volllaststunden zur Folge. Anlagen an größeren Gewässern haben diesen Nachteil oft nicht, dementsprechend steigen typische Volllaststundenwerte relativ zur Anlagengröße. Die Volllaststunden wurden so gewählt, dass typische Jahreserzeugungen der verschiedenen Leistungsklassen widerspiegelt werden. Unterschiedliche Volllaststunden werden auch in der Sensitivitätsanalyse berücksichtigt. Die Einzelwerte finden sich in Tabelle 5.9.

Tabelle 5.8: Mittelwerte der Volllaststunden für Wasserkraftanlagen nach Klassen der installierten Leistung, bestehende Anlagen

Instal- lierte Leistung	Mittel- wert der Volllast- stunden [kWh] 2015	Mittel- wert der Volllast- stunden [kWh] 2016	Mittel- wert der Volllast- stunden [kWh] 2017	Mittel- wert der Volllast- stunden [kWh] 2018	Mittel- wert der Volllast- stunden [kWh] 2019	Mittel- wert der Volllast- stunden [kWh] 2020	Mittel- wert der Volllast- stunden [kWh] 2021	Mittel- wert der Volllast- stunden [kWh] 2015- 2021
≤ 50 kW	2.544	2.826	2.581	2.610	2.859	2.523	2.781	ca. 2.700
> 50-100 kW	3.539	3.803	3.124	3.067	3.365	3.157	3.471	ca. 3.400
> 100- 200 kW	3.524	4.008	3.790	3.191	3.542	3.086	3.555	ca. 3.500
> 200- 500 kW	3.488	3.972	3.866	3.279	3.559	3.115	3.629	ca. 3.600
> 0,5-1 MW	3.646	4.283	4.044	3.294	3.822	3.486	3.713	ca. 3.800
> 1-2 MW	3.322	3.703	3.691	3.091	3.503	3.257	3.576	ca. 3.500
> 2-5 MW	4.273	4.799	4.790	4.062	4.512	4.176	4.157	ca. 4.400

Quelle: Auswertung FWT GmbH; Daten: BNetzA

Tabelle 5.9: Anteil Eigenverbrauch und gewählte Volllaststunden nach Leistungsklassen

Leistungs- klasse	50 kW	100 kW	200 kW	500 kW	1 MW	2 MW	5 MW	10 MW	>10 MW
Anteil Eigen- verbrauch [%]	30	10	5	3	1,5	1,5	0	0	0
Gewählte Voll- laststunden	3.900	4.100	4.000	4.000	4.000	4.100	4.500	5.000	5.500

Quelle: Auswertung FWT GmbH; Daten: BNetzA, UBA 2021

5.2.1. Betriebskosten

Die Betriebskosten von Wasserkraftanlagen setzen sich im Wesentlichen zusammen aus Kosten für Instandhaltung und Wartung, Versicherungen, Verwaltung und Pacht sowie Personalkosten. An einigen Standorten können auch die Kosten für die Rechengutentsorgung oder den Gewässerunterhalt beträchtlich sein. In einigen Bundesländern müssen die Wasserkraftbetreiber Abgaben an Behörden oder Wasserverbände zahlen.

Bei Anlagen > 100 kW kommen noch Aufwendungen für die Direktvermarktung (Bilanzierungen, Meldungen an Netzbetreiber etc.) dazu. Diese werden i.d.R. von einem Dienstleister übernommen, bei größeren Betreibern kümmern sich eigene Abteilungen um die Vermarktung. Einnahmen aus der Managementprämie werden diesen Kosten gegengerechnet. Die jährlichen Kosten für die Direktvermarktung sind mit wenigen €/kW anzusetzen. Der hier ermittelte Betriebskostenansatz enthält einen entsprechenden Ansatz.

Nach Giesecke et al (2014) betragen die jährlichen Aufwendungen der Wasserkraftanlagen für Betrieb und Unterhaltung ohne Personalkosten 3 bis 5 % der Investitionen. In diesem Ansatz sind die Kapitalkosten nicht enthalten. Die Personalkosten können laut dieser Quelle mit 1 % der Investitionen abgeschätzt werden.

Bezüglich Betrieb und Unterhaltung sind bei unterhaltungsintensiveren Anlagen höhere Ansätze zu wählen als bei einfachen, wartungsärmeren Anlagen. In der Regel ist anzunehmen, dass mit zunehmender Anlagengröße die Unterhaltungsintensität pro kW installierter Leistung abnimmt.

Die im Rahmen der Erstellung des Erfahrungsberichts zum EEG 2014 durchgeführte Recherche bei Planern ergab bei Anlagen mit einer installierten Leistung zwischen 50 kW und 750 kW Betriebskosten in Höhe von ca. 4 % der Investitionssumme. Diese Angaben enthielten keine Kapitalkosten. Auch Anlagenbetreiber (2 bis 7 MW) gaben im Rahmen dieses Berichtes im Durchschnitt 4 % ohne Kapitalkosten an.

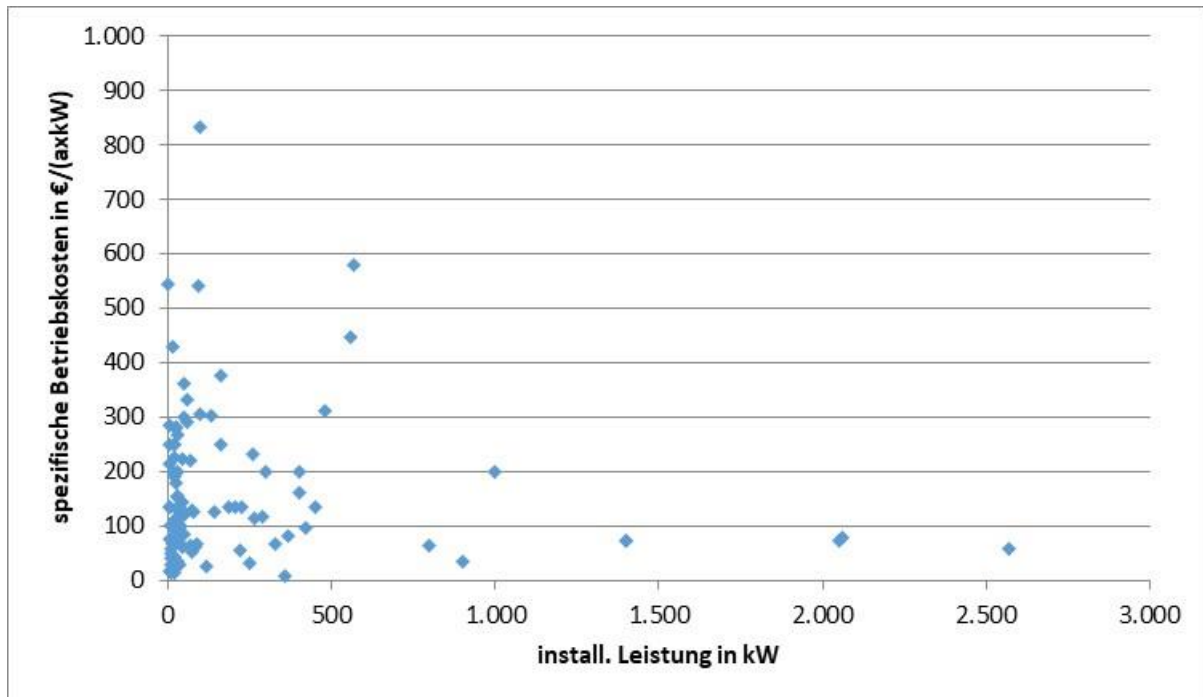
Da der vorher beschriebene Bezug zur Investitionssumme nur für Neubauten gilt, wurden auch absolute Zahlen recherchiert. Aus den aktuellen Umfragen der Betreiber von Anlagen zum EEG 2017 und zum EEG 2021 ergibt sich kein einheitliches Bild bzgl. der Betriebskosten pro Jahr und kW installierter Leistung. Die Rückläufer der Umfragen sind in der nachfolgenden Tabelle 5.10 sowie in Abbildung 5.7 dargestellt.

*Tabelle 5.10: Spezifische Betriebskosten in €/a*kW von Wasserkraftanlagen, bestehende Anlagen gem. Umfrage*

Installierte Leistung	Anzahl Rückmeldungen	Kostenspanne [€/kW]	Mittlere Kosten [€/kW]	Median [€/kW]
< 75 kW	66	14-1.091	170	111
75-150 kW	11	25-833	234	127
150-350 kW	12	32-375	154	134
350-750 kW	9	8-579	224	160
750 kW-1,5 MW	5	33-200	88	71
1,5 MW-3,5 MW	3	58-78	70	73
3,5 MW-7,5 MW	0	Keine Angabe	Nicht berechenbar	Nicht berechenbar
7,5 MW-15 MW	1	14	Nicht berechenbar	Nicht berechenbar
> 15 MW	0	Keine Angabe	Nicht berechenbar	Nicht berechenbar

Quelle: Erhebung FWT GmbH

Insgesamt ergibt sich ein uneinheitliches Bild mit großen Streuungen innerhalb einzelner Leistungsklassen. Die generelle Einschätzung von mit der Anlagengröße sinkenden spezifischen Betriebskosten kann jedoch nachvollzogen werden.



Quelle: Erhebung FWT GmbH

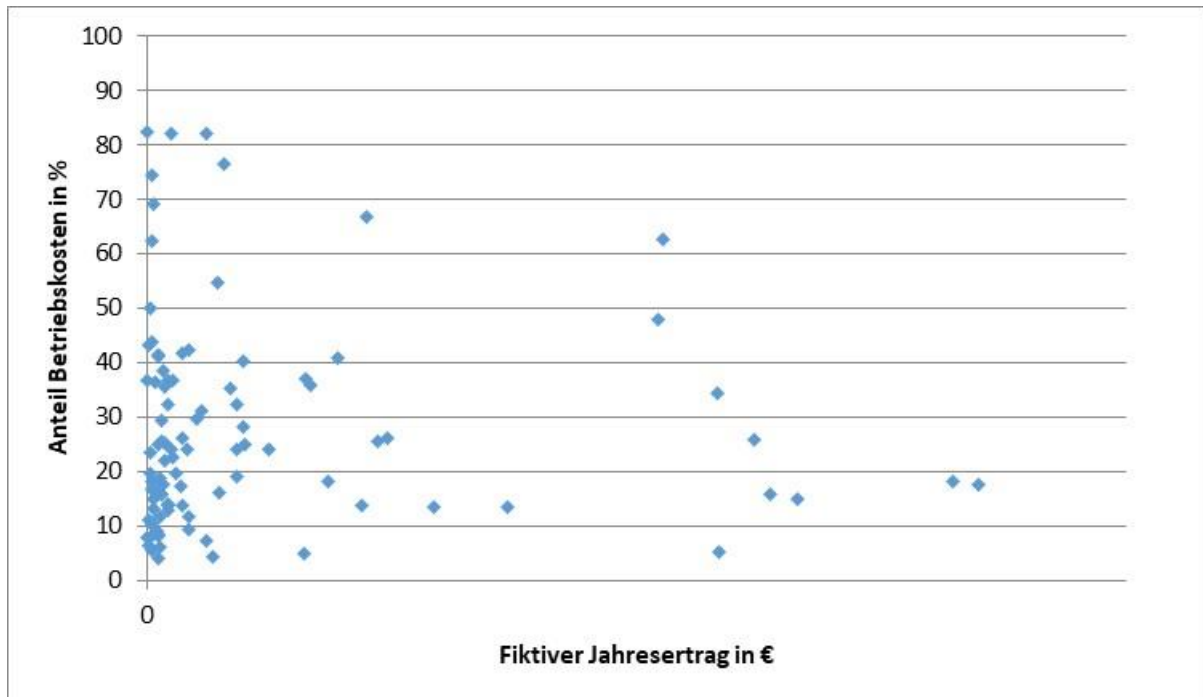
Abbildung 5.7: Spezifische Betriebskosten in €/a*kW in Abhängigkeit von der installierten Leistung P_{inst} der Wasserkraftanlage in kW, bestehende Anlagen gem. Umfrage

Für größere Anlagen scheinen sich die Rückläufe zudem mit Aussagen zu decken, dass für den Betrieb größerer bereits abgeschriebener Wasserkraftanlagen ein Börsenpreis von 2,5 bis 3 ct/kWh gerade auskömmlich sei (Innogy 2016; Pöhler et al. 2016). Bei einer Volllaststundenzahl von 5.000 h/a entspricht dieser Börsenpreis Einnahmen von 125 bis 150 € pro Jahr und kW. Diese wären mit den Betriebskosten gleich zu setzen. Die Anzahl der Rückläufe ist aber zu gering, um diesen Ansatz zu verifizieren.

Die aktuelle Umfrage bei den Betreibern kleinerer Anlagen, insbesondere < 150 kW hat erneut gezeigt, dass in diesem Segment weiterhin viel Eigenleistung erbracht wird und die Betriebskosten so niedrig gehalten werden. Für die weiteren ökonomischen Berechnungen müssen Eigenleistungen jedoch monetär voll angesetzt werden. Daher sind die in Abbildung 5.7 dargestellten Ergebnisse besonders für kleinere Anlagen nicht ohne Weiteres aussagekräftig.

Vor diesem Hintergrund wurde ein zweiter Ansatz untersucht. Nach Giesecke et al. (2014) können die Betriebs- und Unterhaltungskosten ohne Personalaufwand zu 15 bis 20 % der jährlichen Erträge angesetzt werden. Der Personalaufwand kann in diesem Ansatz laut Quelle zu ca. 10 bis 15 % der Erträge abgeschätzt werden. In der Regel ist auch hier anzunehmen, dass mit zunehmender Anlagengröße die Unterhaltungsintensität abnimmt.

Das Ergebnis der Betreiberumfrage in Abbildung 5.8 bestätigt diesen Ansatz. Ein Großteil der diesbezüglichen Rückläufer gab Betriebskosten an, die im Bereich zwischen 15 % und 35 % eines aus den sonstigen Angaben errechneten, fiktiven Jahresertrags liegen.



Quelle: Erhebung FWT GmbH

Abbildung 5.8: Anteil der Betriebskosten an den fiktiven Jahreserträgen der Wasserkraftanlagen, bestehende Anlagen gem. Umfrage

Auf Basis der oben dargestellten Ergebnisse wurden die Betriebskosten für Neubauten auf zwei verschiedenen Wegen ermittelt. Zum einen wurden die Kosten in Abhängigkeit der Anschaffungskosten (siehe Kapitel 5.1.2) als kombinierter Ansatz aus den Angaben von Giesecke et al. (2014) und der Betreiberumfrage aus dem Jahr 2014 für Modellanlagen verschiedener Leistungsklassen abgeschätzt, siehe Tabelle 5.11 oberer Teil.

Zum anderen wurden mithilfe der vorher ermittelten Volllaststunden und der aktuellen Fördersätze nach EEG 2021 fiktive Jahreserträge für die Modellanlagen abgeschätzt. Für die Betriebs- und Unterhaltungskosten inkl. Personalkosten wurden dann entsprechend Giesecke et al. (2014) 25 bis 35 % dieser Erträge angesetzt. Im unteren Teil der Tabelle 5.11 ist die Berechnung für die einzelnen Leistungsklassen in Abhängigkeit dieser Erträge dargestellt.

Für die späteren Berechnungen wurde ein Mittelwert aus den beiden erläuterten Ansätzen gewählt. So wird beiden Ansätzen Rechnung getragen, ohne einen zu hoch zu bewerten. Die so ermittelten spezifischen Betriebskosten liegen 12 %-33 % höher als die Ansätze aus BMWi 2014. Diese Kostensteigerung deckt sich mit Aussagen von Betreibern und Verbänden im Rahmen der durchgeführten Recherchen.

Tabelle 5.11: Spezifische Betriebskosten in €/kW*a für neu gebaute Wasserkraftanlagen nach Klassen der installierten Leistung als Mittelwert aus dem prozentualen Anteil an den Investitionen und an den Erträgen, Inbetriebnahme 2023

Installierte Leistung	50 kW	100 kW	200 kW	500 kW	1 MW	2 MW	5 MW	10 MW	20 MW	50 MW
prozentualer Anteil an den Investitionen										
Investitionen Neubau [€/kW]	13.600	10.900	10.200	8.800	7.500	6.800	5.400	5.400	4.800	4.800
Betriebskosten [%]	5	5	4,5	4,5	4	3,8	3,6	3,5	3,2	3
Betriebskosten Neubau [€/kW*a]	680	545	459	396	300	258	194	189	154	144
prozentualer Anteil an den Erträgen										
Volllaststunden [h/a]	3.900	4.100	4.000	4.000	4.000	4.100	4.500	5.000	5.500	5.500
Ertrag [1.000 €/a]	23,1	49,3	96,2	240,6	399,2	734,7	1.625	3.135	6.259	14.603
Betriebskosten [%]	35	34	33	32	30	29	28	27	26	25
Betriebskosten [1.000 €/a]	8,1	16,8	31,7	77,0	120,3	213,1	455,0	846,0	1.627	3.266
Betriebskosten Neubau [€/kW*a]	162	168	159	154	120	107	91	85	81	65
Mittelwert [€/kW*a]	421	357	309	275	210	183	143	137	118	105

Quelle: Erhebung und Auswertung FWT GmbH

Bei den Betriebskosten für Modernisierungsmaßnahmen werden zum einen die Kosten angesetzt, die zusätzlich zu den bereits vorhandenen Betriebskosten anfallen. Hier fallen vor allem Kosten für Personal durch die Wartung einer Fischaufstiegs- und Fischabstiegsanlage sowie erhöhte Kosten für die Instandhaltung, die Rechenreinigung und Rechengutentsorgung an. Weitere Posten wie Versicherung, Pacht oder Verwaltung ändern sich üblicherweise nur in vergleichsweise geringem Umfang.

Die Betriebskosten für Modernisierungsmaßnahmen sind insgesamt spezifisch niedriger als bei Neubauten und wurden in Anlehnung an den Ansatz aus Giesecke et al. (2014) in der Summe zu 1,5 % der Investitionssumme für die Modernisierungsmaßnahmen gewählt. Entsprechend der Unterteilung in Anlage mit Bezug von EEG 2000 bzw. Anlagen im EEG 2004 wurden die Angaben für Anlagen ≤ 5 MW in Tabelle 5.12 ermittelt. Die anzusetzenden Werte für Modernisierungsmaßnahmen an Anlagen > 5 MW wurden für die untersuchten Beispielfälle anhand des genannten Ansatzes berechnet.

*Tabelle 5.12: Spezifische Betriebskosten in €/kW*a für modernisierte Wasserkraftanlagen ≤ 5 MW nach Klassen der installierten Leistung, Inbetriebnahme 2023*

Installierte Leistung	50 kW	100 kW	200 kW	500 kW	1 MW	2 MW	5 MW
Betriebskosten Modernisierung (EEG 2000) [€/kW*a]	140	84	71	62	54	48	39
Betriebskosten Modernisierung (EEG 2004) [€/kW*a]	100	60	53	41	32	24	15

Quelle: Auswertung FWT GmbH

Zur Berücksichtigung jährlicher Kostensteigerungen wurde in den weiteren Berechnungen eine Zeitreihe der jährlichen Inflationsrate berücksichtigt. Diese wurde gemäß Vorgabe des koordinierenden Vorhabens angesetzt.

5.2.2. Kapitalkosten und Abschreibung

Durch eine Recherche bei verschiedenen Investoren (Wasserkraftverbände, Betreiber) und Banken im Jahre 2022 wurden das typische Verhältnis von Fremd- zu Eigenkapital bei Wasserkraftanlagen sowie die Zinssätze für die Berechnung der Kapitalkosten ermittelt. Die Recherche zeigte ein uneinheitliches Bild, wenn auch die Aussagekraft durch wenige Rückläufer als eingeschränkt zu bewerten ist.

Die damals ermittelten Ansätze wurden 2023 angesichts von in vielen Bereichen steigenden Zinssätzen erneut angefragt und aktualisiert. Gegenüber den Ansätzen aus BMWi (2019) sind deutlich höhere Zinssätze zu verzeichnen. Für die weiteren Berechnungen wurden die in Tabelle 5.13 dargestellten Werte verwendet.

Tabelle 5.13: Zinstabelle für Wasserkraftanlagen, Inbetriebnahme 2023

Investor	Anteil in %	Zinssatz in % BMWi 2019	Zinssatz in % IBN 2023
Privatinvestor Fremdkapital	70 - 80	2 - 5	4,5 - 6,0
Privatinvestor Eigenkapital	20 - 30	3 - 4	6,5 - 7,5
Gewerblicher Investor Fremdkapital	70 - 80	2 - 3,5	4,5 - 5,5
Gewerblicher Investor Eigenkapital	20 - 30	5 - 9	6,5 - 11,5

Quelle: Erhebung FWT GmbH

Privatinvestoren finden sich vor allem im Leistungsbereich bis 500 kW, während die gewerblichen Investoren eher bei größeren Anlagen tätig sind. Der Eigenkapitalanteil sinkt mit der Größe der Anlage. Aus diesen Überlegungen ergeben sich für die einzelnen Anlagengrößen die in Tabelle 5.14 angegebenen Mischzinssätze.

Tabelle 5.14: Mischzinssätze (Kalkulationszins) für Wasserkraftanlagen nach Klassen der installierten Leistung, Inbetriebnahme 2023

Installierte Leistung	50 kW	100 kW	200 kW	500 kW	1 MW	2 MW	5 MW	10 MW	20 MW	50 MW
Mischzinssatz nominal [%] BMWi 2019	2,6	2,7	2,8	3,1	3,5	3,8	4,1	4,3	4,6	5,0
Mischzinssatz nominal [%] IBN 2023	5,3	5,4	5,5	5,6	6,0	6,3	6,6	6,8	7,1	7,5

Quelle: Erhebung FWT GmbH

5.2.3. Eigenverbrauch

Beim sogenannten Eigenverbrauch sind zwei Formen zu unterscheiden, die bis Ende 2022 auch im EEG im Zusammenhang mit der zum 01.01.2023 abgeschafften EEG-Umlage eine Rolle spielten:

- Kraftwerkseigenverbrauch: Hierbei handelt es sich um den Strom, der in den Neben- und Hilfsanlagen einer Stromerzeugungsanlage zur Erzeugung von Strom im technischen Sinne parallel zur Erzeugung direkt verbraucht wird. Hierzu zählen beispielsweise Hydraulikaggregate zur Turbinenregelung oder Rechenreinigung bis hin zu Leitungs- und Transformatorverlusten zwischen der Stromerzeugungsanlage und dem Netzverknüpfungspunkt. Zieht man die Leistung der Neben- und Hilfsanlagen von der Bruttoleistung ab, erhält man die Nettoleistung eines Kraftwerks. Die Nettoleistung gibt an, wie viel Strom das Kraftwerk in das Netz nach Abzug des Kraftwerkseigenverbrauch einspeisen kann. Der Kraftwerkseigenverbrauch ist bei Wasserkraftanlagen sehr gering.
- Eigenverbrauch: Dies ist der Verbrauch von Strom, den eine natürliche oder juristische Person im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit der Stromerzeugungsanlage selbst verbraucht, wenn der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird und diese Person die Stromerzeugungsanlage selbst betreibt. Ein typisches Beispiel ist der Wasserkraftanlagenbetreiber, in dessen Wohngebäude die Wasserkraftanlage direkt angesiedelt ist und dessen selbst verbrauchter Strom vor dem Netzübergabepunkt abgezweigt wird.

Die Angaben zum Eigenverbrauch wurden von 48 Anlagenbetreibern bejaht. Das entspricht bezogen auf die Antworten einem Anteil von ca. 50 %. Davon machten jedoch nur ca. 80 % eine Angabe zur Höhe des Eigenverbrauchs. Der Mittelwert des Eigenverbrauchsanteils an der Stromerzeugung von den vorhandenen Einträgen liegt bei ca. 16 %. Die Angaben variieren zwischen 0,5 und 75 %, so dass davon auszugehen ist, dass hier sowohl der Kraftwerkseigenverbrauch als auch der Eigenverbrauch undifferenziert angegeben wurden.

Im Marktstammdatenregister, das seit dem 31.01.2019 zur Verfügung steht, werden Angaben zur Einspeisung abgefragt. Es wird unterschieden, ob der gesamte Strom aus der Stromerzeugungseinheit ins Netz eingespeist wird (Volleinspeisung) oder ob nur ein Teil des erzeugten Stroms eingespeist wird (Teileinspeisung). Bei der Teileinspeisung wird ein Teil des erzeugten Stroms vom Betreiber selbst verbraucht. Angaben zu Strommengen oder Anteilsgrößen gibt es nicht. Eine Auswertung des Marktstammdatenregisters Stand 04/2023 (BNetzA 2023a) ergab, dass von 8.523 registrierten Stromerzeugungseinheiten 4.084 eine Volleinspeisung und 4.350 eine Teileinspeisung vornehmen. Bei 89 Stromerzeugungseinheiten fehlt diese Angabe in den Daten. Demnach speisen 51 % der

Stromerzeugungseinheiten nur teilweise ins öffentliche Netz ein. Damit decken sich die Angaben aus der Umfrage zur Teileinspeisung mit den Angaben des Marktstammdatenregisters.

Im Auftrag des Umweltbundesamtes wurde in dem Forschungsprojekt „Wissenschaftliche Analysen zur Unterstützung der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat)“ eine Modellrechnung für nicht ins öffentliche Stromnetz eingespeiste Strommengen durchgeführt. Im Rahmen dieser Studie wurde die Konzeption einer empirischen Erhebung und darauf aufbauend eines fortschreibbaren Modells zum bisher nicht erfassten Eigenverbrauch, z. T. auch als Selbstverbrauch bezeichnet, entwickelt. In einer räumlichen Verschneidung von verorteten EEG-Stammdaten der Bundesnetzagentur mit den Geodaten der Bundesländer konnten Wasserkraftanlagen ohne Einspeisung ins allgemeine Stromnetz identifiziert werden. Hierbei handelte es sich um die Teilmenge der „Reinen Eigenverbraucher“. Des Weiteren wurden die Teilmengen der Teil-Eigenverbraucher aus dem Erzeugungspotenzial minus der EEG-Einspeisemenge abgeleitet. Die hochgerechnete Summe des Eigenverbrauchs aus Wasserkraftanlagen beträgt für das Jahr 2018 1.094 GWh/Jahr für Deutschland (UBA 2022a). Bezogen auf die Gesamtstrommenge aus Wasserkraft von Anlagen kleiner 1 MW beträgt der Anteil der Gesamtstrommenge der Voll- und Teilweise-Eigenverbraucher zwischen 34,8 und 37,2 %.

Tabelle 5.15: Anteil zum Eigenverbrauch zur Gesamtstrommenge aus Wasserkraft von Anlagen kleiner 1 MW für die Jahre 2018-2020, bestehende Anlagen

Jahr	Gesamtstrommenge ohne Anteil Eigenverbrauch [GWh/Jahr] (Destatis, 2021)	Anteil Eigenverbrauch [GWh/Jahr] (UBA, 2022)	Gesamtstrommenge mit Anteil Eigenverbrauch [GWh/Jahr]	Anteil Eigenverbrauch [%]
2018	1.869	1.094	2.980	36,7
2019	2.051	1.094	3.145	34,8
2020	1.850	1.094	2.944	37,2

Quellen: Destatis 2021, UBA 2022a und Erhebung FWT GmbH 2021

Die Eigenstromanteile der Leistungsklassen lassen sich aufgrund der bisher geringen Teilnahme und der unvollständigen Daten nur zum Teil aus den Umfrageergebnissen ableiten. Daher werden die Eigenstromanteile der Leistungsklassen mit eigenen und veröffentlichten Daten verifiziert. Die einzelnen Anteile für die Leistungsklassen befinden sich in Tabelle 5.9 und werden in den geschätzten Volllaststunden berücksichtigt.

Für die weiteren Betrachtungen werden die in Tabelle 5.16 angegebenen Eigenverbrauchsanteile (Kraftwerkseigenverbrauch und Selbstverbrauch) verwendet.

Tabelle 5.16: Gewählte Eigenverbrauchsanteile, Inbetriebnahme 2023

Installierte Leistung	50 kW	100 kW	200 kW	500 kW	≥ 1 MW
Eigenverbrauchsanteil [%]	30	10	5	3	1,5

Quelle: Erhebung und Auswertung FWT GmbH

Zur Substitution des Eigenverbrauchs wurden zentral vorgegebene Zeitreihen zum Strombezugspreis genutzt. Dabei wurde zwischen Anlagen < 1 MW (Bezugspreis Gewerbe) und Anlagen > 1 MW unterschieden (Bezugspreis Industrie).

5.3. Ermittlung der Stromgestehungskosten

Als erster ökonomischer Aspekt wurden die Stromgestehungskosten berechnet. Hintergrund dieser Berechnungen ist vor allem eine Einschätzung wie sich bei einem Neubau bzw. einer Modernisierung heute die Kosten darstellen.

Die Berechnungen erfolgten auf Basis der Kapitalwertmethode, mit der im Folgenden durchschnittliche Stromgestehungskosten von Wasserkraftanlagen bestimmt wurden. Diese wurden als finanzmathematischer Mittelwert über die kalkulatorische Nutzungsdauer bestimmt (Levelized Cost of Electricity, LCOE). Die Berechnung der Stromgestehungskosten basiert hierbei auf folgender grundlegender Formel:

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{el,t}}{(1+i)^t}}$$

Mit:

LCOE: Levelized Cost of Electricity (Stromgestehungskosten) [€/kWh]

I_0 : Investitionen [€]

A_t : Auszahlungen/Kosten zum Zeitpunkt t [€]

$M_{el,t}$: Produzierte Strommenge zum Zeitpunkt t [kWh]

i : Kalkulationszins [%]

n : Kalkulatorische Nutzungsdauer in Jahren

t : Jahr der Nutzungsperiode

Die Stromgestehungskosten von Wasserkraftanlagen sind in sehr starkem Maße standortabhängig, weshalb eine Definition repräsentativer Modellfälle, wie bei den anderen Vorhaben, nicht möglich war. Stattdessen wurden zunächst die Stromgestehungskosten für typische Leistungsklassen berechnet.

Bei der Ermittlung der Stromgestehungskosten werden die Hauptgruppen „Neubau“ und „Modernisierung“ von Wasserkraftanlagen unterschieden. Bei der zweiten Gruppe findet entsprechend der Vergütungsstruktur des EEG 2021 noch eine Differenzierung zwischen Anlagen ≤ 5 MW und > 5 MW statt.

Den ermittelten Stromgestehungskosten wurde die Mindest-Förderung gemäß EEG 2021 gegenübergestellt. Hier wurden die anzulegenden Werte des EEG 2021 (§ 40) gewählt, das am 1. Januar 2021 in Kraft getreten ist. Bei allen Beispielanlagen wurde dabei eine Inbetriebnahme im Jahr 2023 unterstellt.

5.3.1. Gewählte Eingangsparameter für die Berechnung der Stromgestehungskosten

Die Stromgestehungskosten wurden für exemplarische Anlagen verschiedener Leistungsklassen auf Grundlage typischer Kosten und betriebswirtschaftlicher Hauptparameter mittels eines für alle spartenspezifischen Vorhaben einheitlichen Analyserasters ermittelt.

Dabei wurden folgende Eingangsparameter berechnet bzw. angesetzt:

- Anlagenbezogene Kosten gemäß Kapitel 5.1
- Kosten der Stromerzeugung gemäß Kapitel 5.2

In Tabelle 5.17 und Tabelle 5.18 sind die gewählten Eingangsparameter für die Berechnung der Stromgestehungskosten für den Anlagenneubau und Modernisierungen bei Anlagen bis 5 MW zusammengestellt. Aufgrund der in den Vorkapiteln erläuterten mangelnden Datenlage in Bezug auf Anlagen > 5 MW wurden Beispielanlagen anstelle von Modellanlagen für einzelne Leistungsklassen untersucht. Die hierzu gewählten Eingangsparameter finden sich in Tabelle 5.19.

Bei Wasserkraftanlagen ist der Betrachtungszeitraum für Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen (hier: 20 Jahre) bzw. die Abschreibungsdauer in der Regel wesentlich geringer als die tatsächliche technische Lebens- und Nutzungsdauer. Für die baulichen Anlagen eines Wasserkraftwerks, deren Anteil an den Investitionen ca. 60 % beträgt, wird in Giesecke et al. (2014) eine durchschnittliche Nutzungsdauer von ca. 60 Jahren angegeben. Die übrigen Investitionen entfallen auf die maschinelle, stahlbauliche und elektrische Ausrüstung, deren Lebensdauer ca. 30 Jahre beträgt. Nach diesen Zeiträumen sind umfangreiche Revisionen erforderlich.

Bei Modernisierungen wurde zur Berücksichtigung des üblicherweise hohen Anteils von Maßnahmen im Bereich der elektrischen und maschinellen Ausrüstung (in der Summe ca. 50 %) eine mittlere Lebensdauer von 30 Jahren gewählt. Der Anteil von baulichen Investitionen wird hier entsprechend zu 50 % angesetzt.

Es wurden lineare Abschreibungen angenommen, daraus resultieren Anlagenrestwerte am Ende des Betrachtungszeitraumes.

Tabelle 5.17: Hauptparameter für die Berechnung der Stromgestehungskosten für den Neubau von Wasserkraftanlagen, Inbetriebnahme 2023

Installierte Leistung	50 kW	100 kW	200 kW	500 kW	1 MW	2 MW	5 MW	10 MW	20 MW	50 MW
Volllaststunden pro Jahr [h/a]	3.900	4.100	4.000	4.000	4.000	4.100	4.500	5.000	5.500	5.500
Invest Neubau [€/kW]	13.600	10.900	10.200	8.800	7.500	6.800	5.400	5.400	4.800	4.800
Betriebskosten Neubau [€/kW*a]	421	357	309	275	210	183	143	137	118	105
Mischzinssatz nominal [%]	5,3	5,4	5,5	5,6	6,0	6,3	6,6	6,8	7,1	7,5
Eigenverbrauch [%]	30	10	5	3	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5

Quelle: BNetzA und Erhebung FWT GmbH

Tabelle 5.18: Hauptparameter für die Berechnung der Stromgestehungskosten für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen ≤ 5 MW, Inbetriebnahme 2023

Installierte Leistung	50 kW	100 kW	200 kW	500 kW	1 MW	2 MW	5 MW
Volllaststunden pro Jahr [h/a]	3.900	4.100	4.000	4.000	4.000	4.100	4.500
Invest Modernisierung ≤ 5 MW (EEG 2000) [€/kW]	9.400	5.600	4.700	4.000	3.400	2.700	2.000
Betriebskosten Modernisierung (EEG 2000) [€/kW*a]	140	84	71	62	54	48	39
Invest Modernisierung ≤ 5 MW (EEG 2004) [€/kW]	6.700	4.000	3.400	2.700	2.100	1.600	1.000
Betriebskosten Modernisierung (EEG 2009) [€/kW*a]	100	60	53	41	32	24	15
Mischzinssatz nominal [%]	5,3	5,4	5,5	5,6	6,0	6,3	6,6
Eigenverbrauch [%]	30	10	5	3	1,5	1,5	1,5

Quelle: BNetzA und Erhebung FWT GmbH

Tabelle 5.19: Hauptparameter für die Berechnung der Stromgestehungskosten für die Modernisierung von Beispielanlagen > 5 MW, Inbetriebnahme 2023

Anlage	A	B	C	D	E	F	G	H
Installierte Leistung [MW]	13,2	14,5	14,5	5	7	10	13	25
Anteil Leistungserhöhung [%]	14,8	11,4	k. A.*	8,1	11,0	8,1	14	8,1
Leistungserhöhung [kW]	1.950	1.650	1.450	400	770	810	1.800	2.030
Invest Modernisierung [€/kW]**	615	6.100	67.000	51.000	28.600	4.200	4.600	3.900
Betriebskosten Modernisierung [€/kW*a]**	10	90	1.000	765	430	65	70	60
Volllaststunden pro Jahr [h/a]	5.200	5.250	5.250	4.500	4.700	5.000	5.200	5.500
Mischzinssatz nominal [%]	6,9	7,0	7,0	6,6	6,7	6,8	6,9	7,2
Eigenverbrauch [%]	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5

*Für die weiteren Berechnungen Ansatz von 10%

**bezogen auf die Leistungserhöhung

Quelle: BNetzA und Ermittlung FWT GmbH

Die angesetzte durchschnittliche EEG-Förderung bezieht sich auf das Inbetriebnahmejahr 2023. Dabei wird davon ausgegangen,

- dass Anlagen mit einer installierten Leistung > 100 kW die Marktprämie gemäß § 20 EEG 2021 erhalten. Zur Berechnung des konkreten Satzes wird der anzulegende Wert nach § 40 (1) EEG 2021 mit den Erlösen für eine Direktvermarktung verglichen. Der höhere Wert wird angesetzt. Die Erlöse aus der Direktvermarktung sind dabei über eine Zeitreihe zentral (Szenario: EEG_low_Germany, Baseload) vorgegeben.
- dass Anlagen der Leistung ≤ 100 kW eine Einspeisevergütung nach § 21 (1) und § 53 (1) EEG 2021 erhalten, die sich aus dem anzulegenden Wert vermindert um 0,2 ct/kWh ergibt. In der Praxis ist festzustellen, dass Anlagen dieser Größenordnung i.d.R. bisher nicht freiwillig in die geförderte Direktvermarktung (Marktprämie gemäß § 20 EEG 2021) gewechselt haben.

Die Fördersätze gemäß EEG 2021 werden mit Hilfe einer fiktiven Bemessungsleistung P_{EEG} ermittelt. Sie wird berechnet als Quotient aus der jeweiligen Jahresarbeit (Leistung * Volllaststunden) und 8.760 h

$$P_{EEG} = E_a / 8.760 \text{ h/a.}$$

5.3.2. Sensitivitätsanalyse

Die Sensitivitätsanalysen dienen dazu, die Robustheit der oben dargestellten Ergebnisse zu den Stromgestehungskosten im Hinblick auf veränderte Eingangsparameter zu untersuchen. Hier wären beispielhaft eine Steigerung der Investitionen wegen erforderlicher Maßnahmen an der Stauanlage, siehe Kapitel 5.1.5 oder eine Erhöhung der Volllaststunden aufgrund günstigerer hydrologischer Ausgangswerte zu nennen.

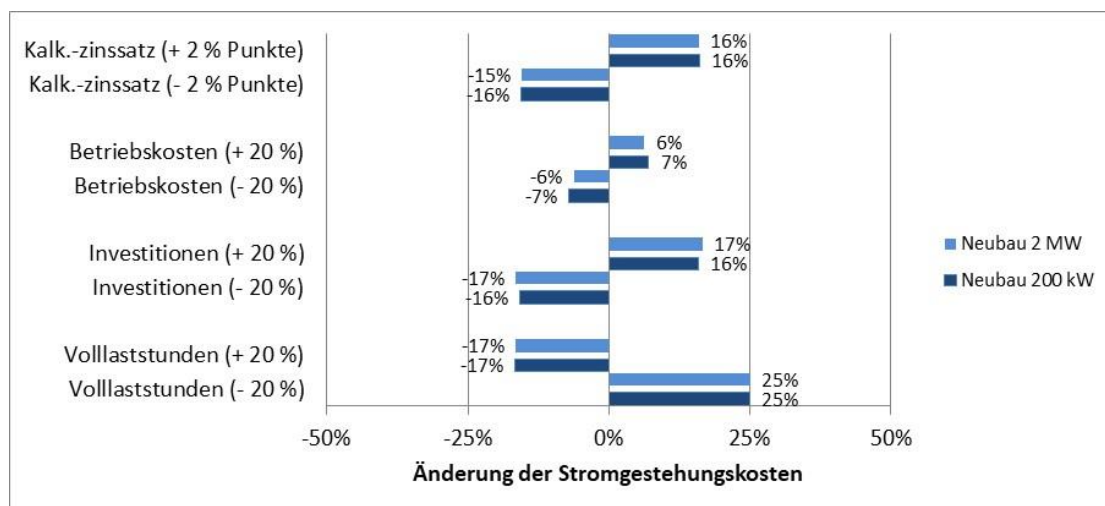
Zudem kann die Einflussstärke einzelner Eingangsparameter verglichen werden. Ziel ist es somit, die Auswirkungen von bestehenden Unsicherheiten der Datengrundlage bzw. Bandbreiten an vorkommenden Eingangsgrößen zu analysieren. Je weniger das Ergebnis in der Neuberechnung vom Ausgangsfall abweicht, desto geringer ist die Bedeutung des Parameters für die Bewertung.

Für die Sensitivitätsanalyse wurden beispielhaft der Neubau einer Anlage mit 200 kW und einer Anlage mit 2 MW untersucht. Im Folgenden wurden folgende Eingangsparameter variiert.

- Volllaststunden (+ 20 %/- 20 %)
- Investitionen (+ 20 %/- 20 %)
- Betriebskosten (+ 20 %/- 20 %)
- Kalkulationszinssatz (+/- 2 %-Punkte)*

* Bei einer Anlagengröße von 500 kW installierter Leistung führt ein Anstieg des Darlehenssatzes um ca. 2,7 % zu einem Anstieg des Kalkulationszinssatzes von 2 % (bei ansonsten gleich bleibenden Ansätzen).

Die Ergebnisse sind in Abbildung 5.9 dargestellt.



Quelle: Erhebung FWT GmbH

Abbildung 5.9: Sensitivitätsanalyse der Stromgestehungskosten für den Neubau einer WKA mit 200 kW bzw. mit 2 MW hinsichtlich der Variation einzelner Eingangsparameter, Inbetriebnahme 2023

Die deutlichsten Effekte in Bezug auf die Variation der Kostenparameter sind bei den Volllaststunden und den Investitionen zu erkennen. Beide gehen nahezu linear in die Stromgestehungskosten ein.

Die Ergebnisse der beispielhaften Sensitivitätsanalysen in BMWi (2019) zeigten, dass die zu erwartende Bandbreite an Auswirkungen von einzelnen üblichen Abweichungen von den Modellannahmen durch eine Variation der angesetzten Volllaststunden im Wesentlichen abgedeckt wird. Dieser Ansatz bestätigt sich auch hier, daher wird im Rahmen der weiteren Sensitivitätsanalysen eine Variation der Volllaststunden betrachtet. Daneben wird eine Variation der Investitionen untersucht, um von den diesbezüglichen Kostenansätzen nicht abgedeckte Fälle (z.B. Investition für die Stauanlage) zu betrachten.

Es ist wichtig, zu beachten, dass im Rahmen der erläuterten Sensitivitätsanalysen die Parameter einzeln variiert wurden. In der Realität können Projekte auch in mehreren Aspekten vom Ausgangsfall abweichen, die von der Variation der Volllaststunden nicht mehr abgedeckt werden. Dies kann die Änderung der Stromgestehungskosten über den Rahmen der Sensitivitätsanalyse erweitern, aber auch ausgleichen.

5.3.3. Stromgestehungskosten

5.3.3.1. Stromgestehungskosten beim Neubau von Laufwasserkraftanlagen

Unter Berücksichtigung der in Kapitel 5.3.1 genannten Parameter ergeben sich die Stromgestehungskosten für neu errichtete Wasserkraftanlagen gemäß Tabelle 5.20 und Tabelle 5.21.

Neben der Vollförderung durch das EEG 2021 wird im Vergleich dazu der Erlös unter Einbeziehung von vermiedenen Strombezugskosten durch Eigenverbrauch beispielhaft ermittelt.

Tabelle 5.20: Stromgestehungskosten für den Neubau von Wasserkraftanlagen mit Variation der Volllaststunden T_{voll} um +/- 20 %, Inbetriebnahme 2023

Installierte Leistung P_{inst}	Stromgestehungskosten [ct/kWh]	Durchschnittliche Förderung EEG 2021* [ct/kWh]	Förderung EEG 2021 und vermiedener Strombezug durch Eigenverbrauch [ct/kWh]
50 kW	30,40-45,60	11,83	18,30
100 kW	23,85-35,78	11,83	13,99
200 kW	22,41-33,62	12,03	13,10
500 kW	19,70-29,56	12,03	12,67
1 MW	16,70-25,05	12,03	12,26
2 MW	14,94-22,40	10,12	10,38
5 MW	11,01-16,51	8,32	8,61
10 MW	9,94-14,91	6,99	7,30
20 MW	8,15-12,23	6,03	6,35
50 MW	8,16-12,24	5,12	5,46

* Bei Inbetriebnahme in 2021: ≤ 100 kW Einspeisevergütung, > 100 kW Direktvermarktung;
Quelle: Erhebung FWT GmbH

Tabelle 5.21: Stromgestehungskosten für den Neubau von Wasserkraftanlagen mit Variation der Investitionen um +/- 20 %, Inbetriebnahme 2023

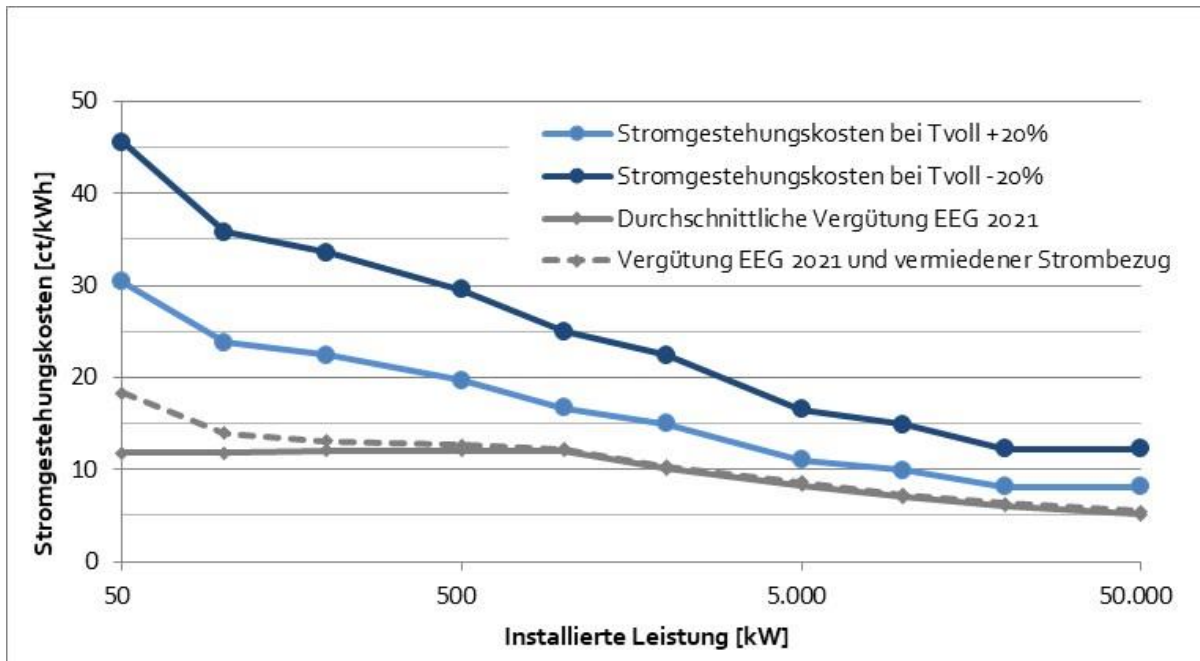
Installierte Leistung P_{inst}	Stromgestehungskosten [ct/kWh]	Durchschnittliche Förderung EEG 2021* [ct/kWh]	Förderung EEG 2021 und vermiedener Strombezug durch Eigenverbrauch [ct/kWh]
50 kW	30,74-42,22	11,83	18,30
100 kW	24,21-33,03	11,83	13,99
200 kW	22,63-31,16	12,03	13,10
500 kW	19,93-27,36	12,03	12,67
1 MW	16,77-23,31	12,03	12,26
2 MW	14,96-20,89	10,12	10,38
5 MW	11,02-15,41	8,32	8,61
10 MW	9,92-13,94	6,99	7,30
20 MW	8,12-11,44	6,03	6,35
50 MW	8,08-11,51	5,12	5,46

* Bei Inbetriebnahme in 2021: ≤ 100 kW Einspeisevergütung, > 100 kW Direktvermarktung;
Quelle: Erhebung FWT GmbH

Bei den angegebenen Stromgestehungskosten ist zu beachten, dass die Anlagen nach der Betrachtungszeit von 20 Jahren noch einen Restwert aufweisen, siehe Kapitel 5.3.1.

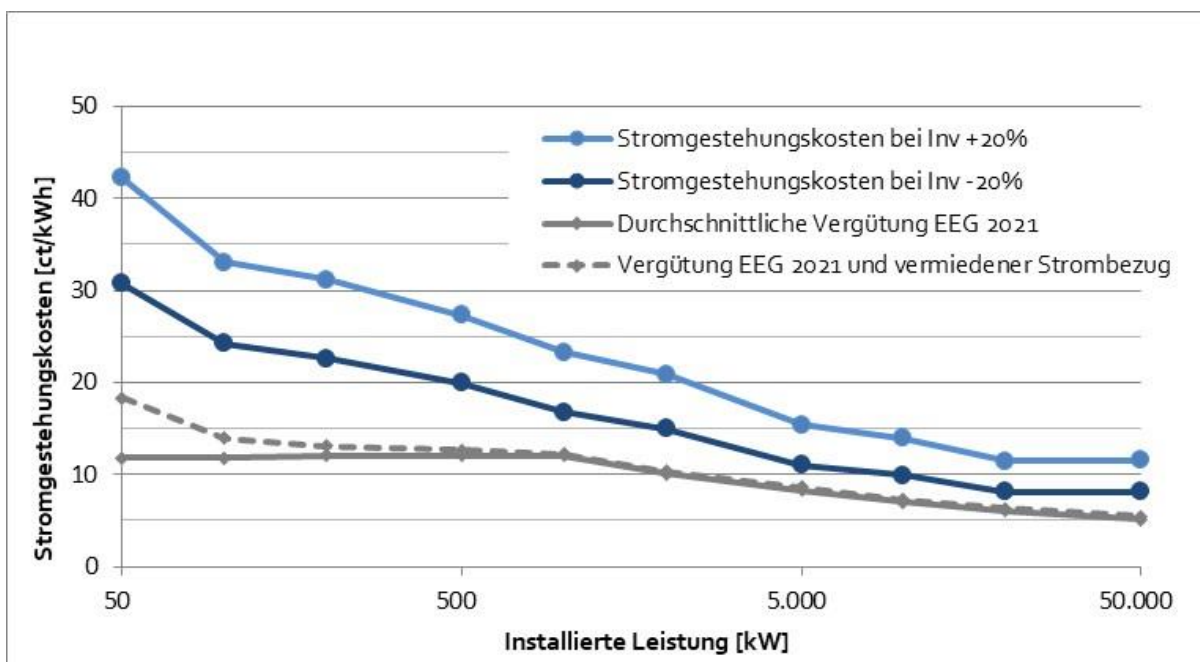
5.3.3.2. Gegenüberstellung beim Neubau

Abbildung 5.10 und Abbildung 5.11 zeigen die ermittelten Stromgestehungskosten sowie die heutige Förderung für Wasserkraftanlagen unterschiedlicher Leistung P_{inst} . Berücksichtigt sind die Fördersätze bei einer Inbetriebnahme im Jahr 2023. Des Weiteren wird die Förderung unter Einbezug der Eigenversorgung dargestellt. Der obere und der untere Grenzfall stellen jeweils die Stromgestehungskosten bei 120 % bzw. 80 % der gewählten Anzahl an Volllaststunden bzw. der Investitionen gemäß Sensitivitätsanalyse dar.



Quelle: Erhebung FWT GmbH

Abbildung 5.10: Stromgestehungskosten und durchschnittliche Förderung für den Neubau von Wasserkraftanlagen mit Variation der Volllaststunden T_{voll} um $\pm 20\%$, Inbetriebnahme 2023; Daten aus Tabelle 5.20



Quelle: Erhebung FWT GmbH

Abbildung 5.11: Stromgestehungskosten und durchschnittliche Förderung für den Neubau von Wasserkraftanlagen mit Variation der Investitionen um $\pm 20\%$, Inbetriebnahme 2023; Daten aus Tabelle 5.21

5.3.3.2.1. Leistungsbereich $P_{Inst} \leq 5$ MW

Im Leistungsbereich ≤ 5 MW werden beim Neubau von Anlagen in der Regel Stromgestehungskosten erreicht, die weit über den EEG-Förderungssätzen liegen. Für alle diese Anlagen ist die EEG-Förderung bei weitem nicht auskömmlich, selbst wenn der Eigenverbrauch berücksichtigt wird.

Die aktuell prognostizierten Stromerlöse bei einer Direktvermarktung an der Strombörse liegen unterhalb der Stromgestehungskosten. Somit können auch sie keinen ausreichenden Beitrag zur Deckung der deutlich über den EEG-Vergütung liegenden Stromgestehungskosten liefern.

Die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen, siehe hierzu auch Kapitel 5.1.1, spiegeln sich in der Anzahl der neu gebauten Wasserkraftanlagen wider. Diese nahm in den letzten Jahren kontinuierlich ab. Allerdings ist auch die Anzahl geeigneter Standorte für den Neubau von Wasserkraftanlagen zurück gegangen.

5.3.3.2.2. Leistungsbereich $P_{Inst} > 5$ MW

Die Auswertung zeigt, dass die Fördersätze gemäß EEG 2021 beim Neubau von Anlagen im Leistungsbereich > 5 MW am unteren Ende der Bandbreite der Stromerzeugungskosten liegen. Neuinvestitionen in diesem Leistungsbereich werden nur unter sehr günstigen Bedingungen durch die Förderung nach EEG gedeckt. Bei Anlagen dieser Leistungsklasse ist die Grenze der Wirtschaftlichkeit stark abhängig von den Randbedingungen, insbesondere von den Zinssätzen, der Möglichkeit zum Eigenverbrauch, den baulichen Gegebenheiten und der Anzahl der Volllaststunden. Zudem ist die Zahl der ausbaufähigen Standorte in diesem Leistungsbereich sehr begrenzt, so dass in den letzten Jahren kaum Anlagen neu gebaut wurden bzw. neu in das Register aufgenommen wurden.

Vielfach wird der erzeugte Strom aus Wasserkraftanlagen dieses Leistungsbereichs außerhalb des EEG direkt vermarktet. Die Wirtschaftlichkeit ist dann nicht abhängig vom EEG. Geringe Börsenstrompreise führten in den letzten Jahren auch hier zu geringer Investitionstätigkeit. Es bleibt abzuwarten, inwiefern die seit 2022 deutlich gestiegenen Strompreise hier eine Dynamik auslösen können.

Die aktuell prognostizierten langfristigen Stromerlöse bei einer Direktvermarktung an der Strombörse liegen aber in weiten Bereichen unterhalb der Stromgestehungskosten. Somit können auch sie keinen ausreichenden Beitrag zur Deckung von über der EEG-Vergütung liegenden Stromgestehungskosten liefern.

Die garantierte Förderung nach EEG lieferte nach Aussage vieler Betreiber bisher auch in dieser Leistungsklasse immer einen wichtigen Anreiz für die Investitionsentscheidung. Mit weiteren Investitionen ist aber unter den gegebenen Voraussetzungen nur zu rechnen, wenn die standortspezifischen Rahmenbedingungen sowohl baulich als auch finanziell extrem günstig sind. In den letzten Jahren scheinen die aktuellen Rahmenbedingungen eine dämpfende Wirkung auf den Ausbau auch in diesem Leistungsbereich gehabt zu haben. Die geringe Zahl an Rückläufern zur Betreiberumfrage verdeutlicht dies.

5.3.3.3. Stromgestehungskosten für die Modernisierung von Laufwasserkraftanlagen bis 5 MW

Nach der gleichen Methode wie für den Neubau wurden die Stromgestehungskosten für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen berechnet. Es wurde unterschieden nach Anlagen, die noch keine

ökologischen Maßnahmen durchgeführt haben (Vergütung nach EEG 2000) und nach Anlagen, die die Anforderungen bereits erfüllen (Vergütung nach EEG 2004).

Eine Vielzahl von Anlagen erhält noch eine Vergütung nach dem EEG 2000. Gerade diese Anlagen, die bisher noch keine Maßnahmen zur Verbesserung des ökologischen Zustands ergriffen haben, kommen für Modernisierungsmaßnahmen in Frage. Für die Berechnung der Stromgestehungskosten für modernisierte Anlagen bis 5 MW wurden als Anschaffungskosten die Summe der Kosten der Einzelmaßnahmen gemäß Kapitel 5.1.3 angesetzt.

Anlagen, die heute eine Vergütung nach EEG 2004 erhalten, haben bereits Maßnahmen zur Verbesserung des ökologischen Zustands ergriffen. In der Regel war dies der Bau einer Fischaufstiegsanlage. Für die Berechnung der Stromgestehungskosten dieser Anlagengruppe wurden als Anschaffungskosten nur die Kosten für die technische Modernisierung und für Maßnahmen zum Fischschutz und -abstieg gemäß Kapitel 5.1.3 angesetzt.

Zu den kompletten Gestehungskosten sind neben den Kosten für die Modernisierung auch die Kosten für die bereits vorhandene Wasserkraftanlage (= Grundgestehungskosten) zu zählen. Diese Kosten sind bei den einzelnen Anlagen sehr unterschiedlich. Sie hängen u.a. von folgenden Faktoren ab:

- Hydrologische Verhältnisse
- Alter der Anlage
- Maschinelle Ausstattung und Bauausstattung
- Wartungszustand.

Die Grundgestehungskosten vor Ergreifen von Maßnahmen sind methodisch kaum sauber ableitbar. Deshalb wird die Annahme getroffen, dass Anlagen mit aktueller Vergütung

- nach EEG 2000 heute mit 7,67 bzw. 6,55 ct/kWh
- nach EEG 2004 heute mit 9,67 bzw. 6,55 ct/kWh

weiter betrieben werden könnten, wenn keine technischen oder ökologischen Maßnahmen erforderlich wären. Diese Vergütung generiert i.d.R. Einnahmen, die in etwa den Betriebskosten abgeschriebener Anlagen mit einer installierten Leistung von 100 kW bis 200 kW entsprechen. Bei Anlagen mit geringerer Leistung bzw. kleiner Volllaststundenzahl werden die Betriebskosten nicht gedeckt. Bei größeren Anlagen bzw. Anlagen mit höherer Volllaststundenzahl wird ein Überschuss erwirtschaftet, sofern kein Kapitaldienst mehr erbracht werden muss.

Die bisherigen Grundgestehungskosten werden in den Berechnungen als laufende Kosten berücksichtigt, sodass die ermittelten Stromgestehungskosten die kompletten Gestehungskosten je erzeugter Kilowattstunde abdecken. Die Ergebnisse der Berechnungen sind für die beiden untersuchten Szenarien (EEG 2000 bzw. EEG 2004) und entsprechend der im Kapitel 5.3.2 definierten Fälle in den nachfolgenden Tabellen aufgeführt.

Tabelle 5.22: Stromgestehungskosten für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen mit einer Vergütung nach EEG 2000 (siehe Tabelle 5.18) mit Variation der Volllaststunden T_{voll} um +/- 20 %, inkl. Grundgestehungskosten, Inbetriebnahme 2023

Installierte Leistung P_{inst}	Stromgestehungskosten [ct/kWh]	Durchschnittliche Förderung EEG 2021* [ct/kWh]	Förderung EEG 2021 und vermiedener Strombezug [ct/kWh]
50 kW	27,64-36,76	11,83	18,30
100 kW	19,83-25,05	11,83	13,99
200 kW	18,46-22,99	12,03	13,10
500 kW	17,21-21,12	12,03	12,67
1 MW	15,02-18,48	12,03	12,26
2 MW	13,71-16,52	10,12	10,38
5 MW	12,04-14,01	8,32	8,61

* ≤ 100 kW Einspeisevergütung, > 100 kW Direktvermarktung
Quelle: Erhebung FWT GmbH

Tabelle 5.23: Stromgestehungskosten für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen mit einer Vergütung nach EEG 2004 (siehe Tabelle 5.18) mit Variation der Volllaststunden T_{voll} um +/- 20 %, inkl. Grundgestehungskosten, Inbetriebnahme 2023

Installierte Leistung P_{inst}	Stromgestehungskosten [ct/kWh]	Durchschnittliche Förderung EEG 2021* [ct/kWh]	Förderung EEG 2021 und vermiedener Strombezug [ct/kWh]
50 kW	24,86-31,36	11,83	18,30
100 kW	19,30-23,03	11,83	13,99
200 kW	18,44-21,74	12,03	13,10
500 kW	17,09-19,72	12,03	12,67
1 MW	12,35-14,46	12,03	12,26
2 MW	11,32-12,92	10,12	10,38
5 MW	9,96-10,90	8,32	8,61

* ≤ 100 kW Einspeisevergütung, > 100 kW Direktvermarktung
Quelle: Erhebung FWT GmbH

Tabelle 5.24: Stromgestehungskosten für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen mit einer Vergütung nach EEG 2000 (siehe Tabelle 5.18) mit Variation der Investitionen um +/- 20 %, inkl. Grundgestehungskosten, Inbetriebnahme 2023

Installierte Leistung P_{inst}	Stromgestehungskosten [ct/kWh]	Durchschnittliche Förderung EEG 2021* [ct/kWh]	Förderung EEG 2021 und vermiedener Strombezug [ct/kWh]
50 kW	27,32-35,25	11,83	18,30
100 kW	19,66-24,19	11,83	13,99
200 kW	18,31-22,24	12,03	13,10
500 kW	17,09-20,46	12,03	12,67
1 MW	14,92-17,89	12,03	12,26
2 MW	13,66-16,01	10,12	10,38
5 MW	12,02-13,64	8,32	8,61

* ≤ 100 kW Einspeisevergütung, > 100 kW Direktvermarktung
Quelle: Erhebung FWT GmbH

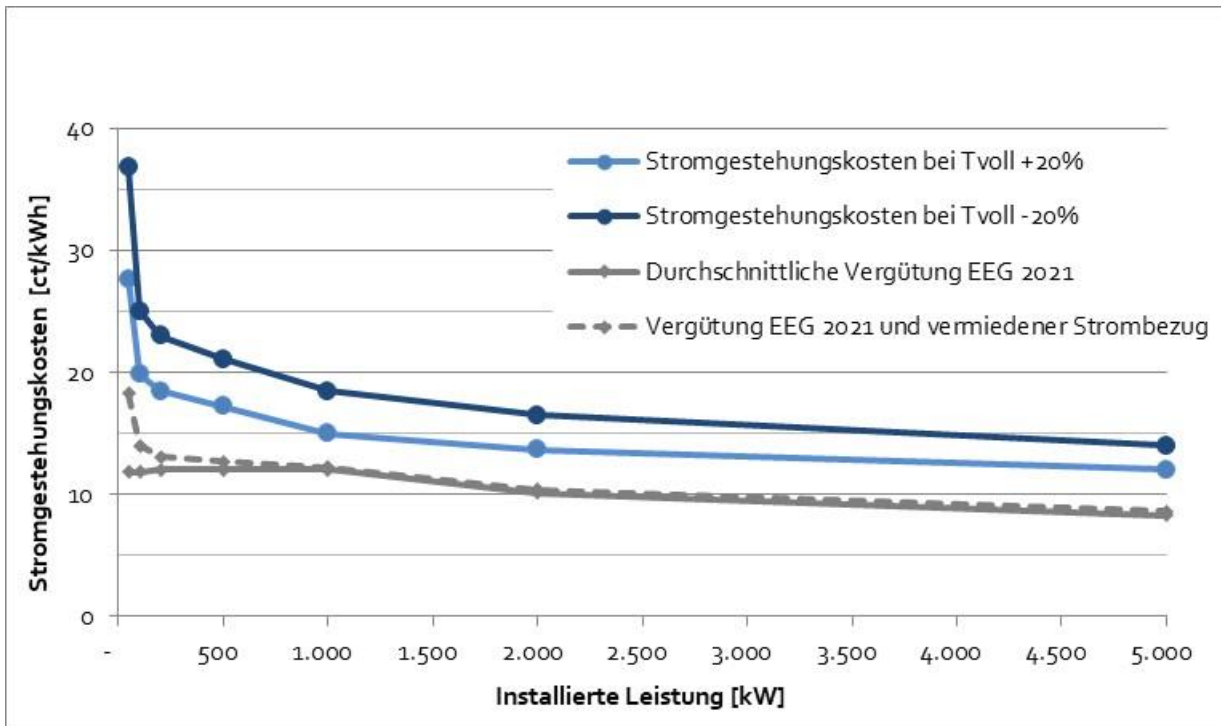
Tabelle 5.25: Stromgestehungskosten für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen mit einer Vergütung nach EEG 2004 (siehe Tabelle 5.18) mit Variation der Investitionen um +/- 20 %, inkl. Grundgestehungskosten, Inbetriebnahme 2023

Installierte Leistung P_{inst}	Stromgestehungskosten [ct/kWh]	Durchschnittliche Förderung EEG 2021* [ct/kWh]	Förderung EEG 2021 und vermiedener Strombezug [ct/kWh]
50 kW	24,63-30,29	11,83	18,30
100 kW	19,18-22,41	11,83	13,99
200 kW	18,34-21,19	12,03	13,10
500 kW	17,00-19,28	12,03	12,67
1 MW	12,28-14,11	12,03	12,26
2 MW	11,26-12,66	10,12	10,38
5 MW	9,93-10,74	8,32	8,61

* ≤ 100 kW Einspeisevergütung, > 100 kW Direktvermarktung
Quelle: Erhebung FWT GmbH

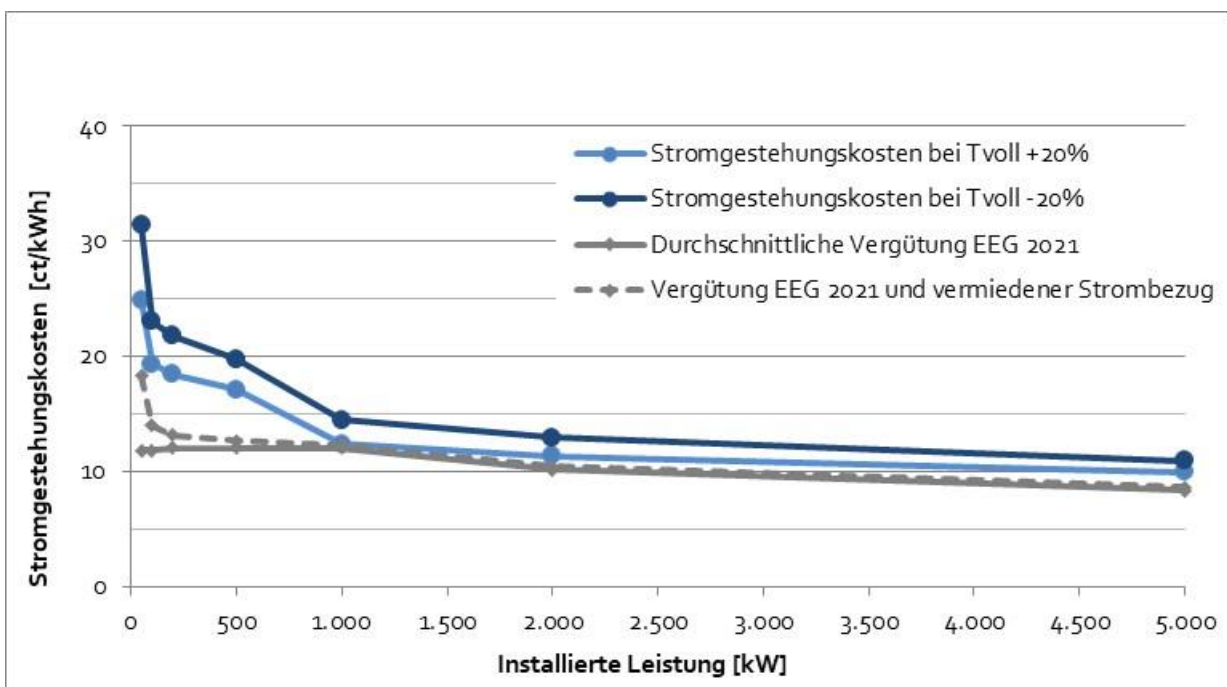
5.3.3.4. Gegenüberstellung bei der Modernisierung von Anlagen bis 5 MW

Abbildung 5.12 bis Abbildung 5.15 zeigen die ermittelten Stromgestehungskosten sowie die heutige Förderung für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen mit einer installierten Leistung ≤ 5 MW inkl. Grundgestehungskosten. Berücksichtigt sind die Fördersätze bei einer Inbetriebnahme im Jahr 2023. Des Weiteren wird die Förderung unter Einbezug der Eigenversorgung dargestellt. Der obere und der untere Grenzfall stellen jeweils die Stromgestehungskosten bei 120 % bzw. 80 % der gewählten Anzahl an Volllaststunden bzw. der Investitionen gemäß Sensitivitätsanalyse dar.



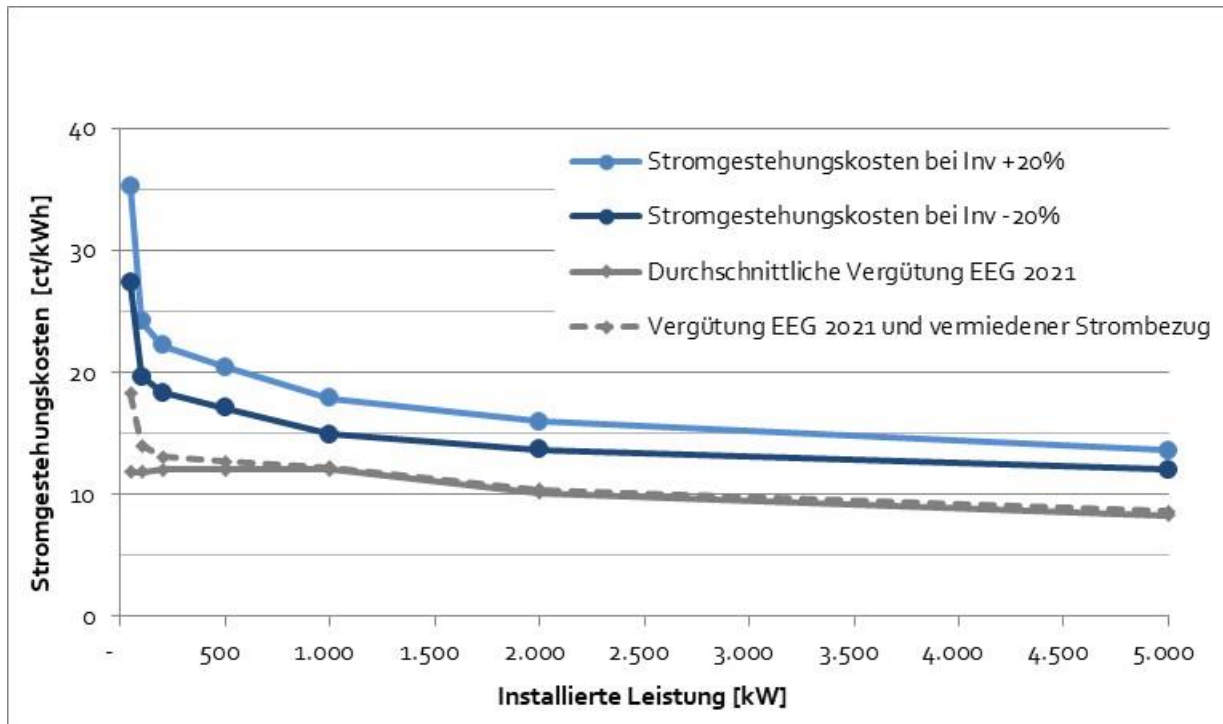
Quelle: Erhebung FWT GmbH

Abbildung 5.12: Stromgestehungskosten für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen bis 5 MW inkl. Grundgestehungskosten nach EEG 2000, Variation der Volllaststunden Tvoll um +/- 20 %, Inbetriebnahme 2023; Daten aus Tabelle 5.22



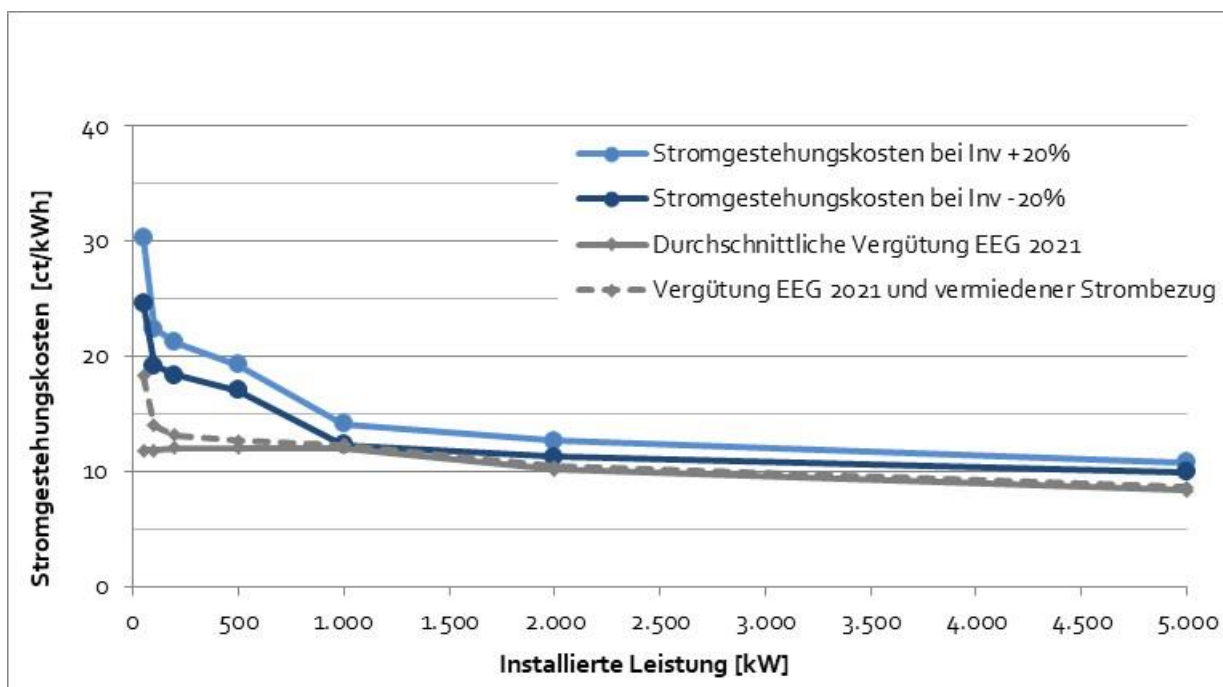
Quelle: Erhebung FWT GmbH

Abbildung 5.13: Stromgestehungskosten für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen bis 5 MW inkl. Grundgestehungskosten nach EEG 2004, Variation der Volllaststunden Tvoll um +/- 20 %, Inbetriebnahme 2023; Daten aus Tabelle 5.23



Quelle: Erhebung FWT GmbH

Abbildung 5.14: Stromgestehungskosten für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen bis 5 MW inkl. Grundgestehungskosten nach EEG 2000, Variation der Investitionen um +/- 20 %, Inbetriebnahme 2023; Daten aus Tabelle 5.24



Quelle: Erhebung FWT GmbH

Abbildung 5.15: Stromgestehungskosten für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen bis 5 MW inkl. Grundgestehungskosten nach EEG 2004, Variation der Investitionen um +/- 20 %, Inbetriebnahme 2023; Daten aus Tabelle 5.25

Bei allen untersuchten Anlagengrößen zur Modernisierung von Wasserkraftanlagen ≤ 5 MW, unabhängig davon, ob sie heute eine Vergütung nach EEG 2000 oder EEG 2004 erhalten, zeigt sich ein

ähnliches Bild wie bei den Stromgestehungskosten für den Neubau. In diesem Leistungsbereich werden in der Regel Stromerzeugungskosten erreicht, die deutlich über den EEG-Fördersätzen liegen. Für sehr kleine Anlagen (< 100-200 kW) ist die EEG-Förderung bei weitem nicht auskömmlich. Die Berücksichtigung des Eigenverbrauchs bewirkt keine Änderungen daran.

Die Auswertung zeigt, dass die Fördersätze gemäß EEG 2021 bei der Modernisierung von Anlagen im Leistungsbereich von annähernd 5 MW zumindest im Bereich des unteren Endes der Bandbreite der Stromerzeugungskosten liegen. Investitionen in diesem Leistungsbereich könnten unter sehr günstigen Bedingungen durch die Förderung nach EEG gedeckt werden. Ein wirtschaftlicher Anlagenbetrieb ist dann noch stärker von den jeweiligen Randbedingungen, insbesondere von den Zinssätzen, der Möglichkeit zum Eigenverbrauch, den baulichen Gegebenheiten und der Anzahl der Volllaststunden abhängig.

Die aktuell prognostizierten Stromerlöse bei einer Direktvermarktung an der Strombörse liegen unterhalb der Stromgestehungskosten. Somit können auch sie keinen ausreichenden Beitrag zur Deckung der deutlich über der EEG-Vergütung liegenden Stromgestehungskosten liefern.

Bei einem Wechsel aus den EEG 2000 oder EEG 2004 in das EEG 2021 steigen die anzulegenden Werte deutlich, sie bleiben aber deutlich unter den Stromgestehungskosten und so bietet ein Wechsel derzeit keine wirtschaftlichen Anreize. Die aktuellen Rahmenbedingungen, siehe hierzu auch Kapitel 5.1.1, spiegeln sich in der Anzahl von Anlagenmodernisierungen von Altanlagen wider. Diese nahm in den letzten Jahren kontinuierlich ab. Mit Investitionen in Modernisierungen ist nur zu rechnen, sofern sich die Voraussetzungen sowohl baulich als auch finanziell deutlich verbessern.

5.3.3.5. Stromgestehungskosten für die Modernisierung von Laufwasserkraftanlagen ab 5 MW

Wie in Kapitel 5.1.4 erläutert, ist die Berechnung der Stromgestehungskosten für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen > 5 MW aus verschiedenen Gründen mit großen Unsicherheiten verbunden. Zum einen ist die Datengrundlage sehr schlecht, da kaum Modernisierungen durchgeführt worden sind. Zum anderen sind die Kosten in Abhängigkeit der absoluten Leistungssteigerung darzustellen, die je nach Größe der Anlage aber zu unterschiedlichen Kosten führen. Eine Leistungssteigerung um 100 kW entspricht beispielsweise bei einer 5 MW-Anlage 2 %, bei einer 50 MW-Anlage aber nur 0,2 %. Weiterhin streuen Anlagengröße, Zubaupotenzial, Anlagenalter und Kosten für notwendige ökologische Maßnahmen sehr stark.

Daher wurden die Berechnungen wie abgestimmt auf die in Tabelle 5.19 aufgeführten Beispielanlagen für Modernisierungen an Anlagen dieser Größenordnung reduziert. Mit den darin genannten Ansätzen wurden die Gestehungskosten für den Bau und den Betrieb der Modernisierungsmaßnahmen berechnet. Die Kosten beziehen sich dabei auf den Anteil der ausgewiesenen Leistungserhöhung. Diesen wird der Vergütungsanspruch gegenübergestellt, der für Anlagen > 5 MW gemäß EEG 2021 für den Leistungsanteil besteht, der der Leistungserhöhung zuzurechnen ist.

Anhand der Beispiele wird deutlich, dass Zubaupotenzial und Kosten für notwendige Modernisierungsmaßnahmen bei Anlagen dieser Größe sehr stark streuen.

Tabelle 5.26: Stromgestehungskosten für die Modernisierung von Beispiel-Wasserkraftanlagen > 5 MW (siehe Tabelle 5.19) bezogen auf die Leistungserhöhung, Inbetriebnahme 2023

Anlage	Installierte Leistung P_{inst}	Stromgestehungskosten [ct/kWh]	Durchschnittliche Förderung EEG 2021* [ct/kWh]	Förderung EEG 2021 und vermiedener Strombezug [ct/kWh]
A	13,2 MW	1,24	9,70	9,97
B	14,5 MW	12,04	10,00	10,26
C	14,5 MW	136,42	10,29	10,55
D	5 MW	114,72	12,03	12,26
E	7 MW	62,06	12,03	12,26
F	10 MW	8,68	12,03	12,26
G	13 MW	9,12	9,85	10,12
H	25 MW	7,54	9,54	9,81

* Direktvermarktung
Quelle: Erhebung FWT GmbH

5.3.3.6. Gegenüberstellung bei der Modernisierung von Anlagen ab 5 MW

In Abbildung 5.16 sind die Stromgestehungskosten für die Modernisierung von Beispiel-Wasserkraftanlagen mit einer installierten Leistung > 5 MW, die Förderung nach EEG sowie selbige unter Einbezug der Eigenversorgung dargestellt. Die Skala der Stromgestehungskosten wurde zur besseren Darstellung bei 50 ct/kWh gekappt.

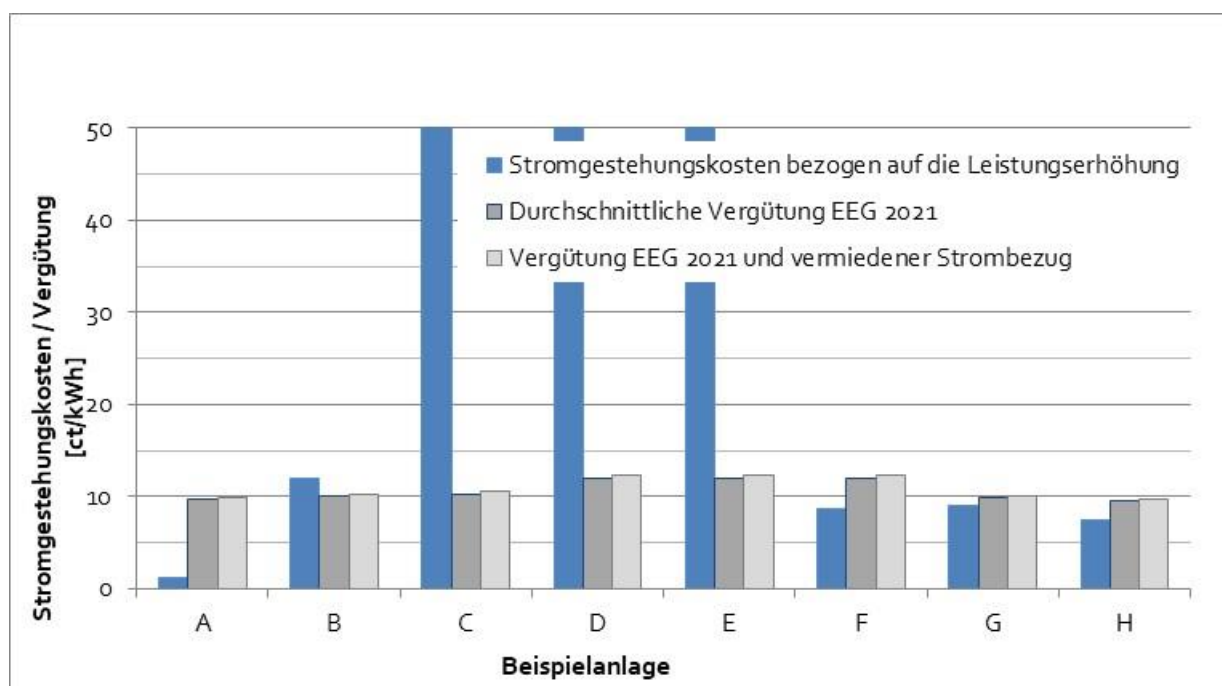


Abbildung 5.16: Stromgestehungskosten und durchschnittliche Vergütungen für die Modernisierung von Beispiel-Wasserkraftanlagen > 5 MW bezogen auf die Leistungserhöhung, Inbetriebnahme 2023; Daten aus Tabelle 5.26.

Es ist zu erkennen, dass die Gestehungskosten für eine technische Modernisierung in vier Fällen niedriger sind als die Förderhöhe und in vier weiteren Fällen überschreiten diese den neuen Vergütungsanspruch teilweise sehr deutlich. Auch ohne die genauen standortbedingten Hintergründe der Beispielanlagen wird deutlich, dass die Umsetzung der Modernisierungsmaßnahmen in lediglich der Hälfte der Beispiele die Wirtschaftlichkeit der Gesamtanlage verbessert (Stromgestehungskosten < Vergütung) und in der anderen Hälfte diese verschlechtert (Stromgestehungskosten > Vergütung).

Die aktuelle Förderung nach EEG für Wasserkraftanlagen dieser Größenklasse kann also nur bedingt und standortbezogen als Anreiz für eine technische Modernisierung und Erweiterung wirken. Die Umsetzung von entsprechenden Maßnahmen wird von Betreibern daher eher auf Basis einer gesamtwirtschaftlichen Betrachtung der Wasserkraftanlage beurteilt.

5.4. Vermarktungsmöglichkeiten und Marktintegration

5.4.1. Vermarktungsmöglichkeiten

Geschäftsmodelle für die Vermarktung der Wasserkraft ergeben sich einerseits aus dem Verkauf des erzeugten Stroms innerhalb des EEG über die Einspeisevergütung oder über die geförderte Direktvermarktung. Daneben spielt die sonstige Direktvermarktung eine große Rolle, die insbesondere von Wasserkraftanlagen mit hoher Leistung genutzt wird.

5.4.1.1. Vermarktung innerhalb des EEG

Geschäftsmodelle für die Vermarktung der Wasserkraft ergeben sich zunächst aus dem Verkauf des erzeugten Stroms innerhalb des EEG über die Einspeisevergütung oder über die geförderte Direktvermarktung. Mit dem EEG 2017 und dem EEG 2021 soll die Vermarktung des Stroms aus Erneuerbaren Energiequellen eine stärkere Marktorientierung erhalten. Nach der Einführung der geförderten

Direktvermarktung mit dem Marktprämienmodell für einen Großteil der Anlagen im EEG 2014, wurde mit dem EEG 2017 die Leistungsgrenze, ab der die Direktvermarktung als geförderte Vermarktungsform verpflichtend ist, auf 100 kW gesenkt.

Weder im EEG 2017 noch im EEG 2021 sind für die Wasserkraft wesentliche Änderungen festgelegt worden, das EEG 2014 wurde fortgeführt. Die anzulegenden Werte verringern sich aufgrund der Degression ab dem 1. Januar 2017 jährlich jeweils für die nach diesem Zeitpunkt in Betrieb genommenen oder ertüchtigten Anlagen um 0,5 % gegenüber den im jeweils vorangegangenen Kalenderjahr geltenden anzulegenden Werten und werden auf zwei Stellen nach dem Komma gerundet. Die Förderdauer beträgt 20 Jahre.

Das Marktprämienmodell kombiniert die Vorteile einer marktorientierten Einspeisung mit der Risikoreduktion für den Anlagenbetreiber gemäß Festpreisvergütung. Dabei vermarktet der Anlagenbetreiber die elektrische Energie selbst oder über einen Händler (Direktvermarkter), wobei durch die zusätzliche Marktprämie die Vermarktungsrisiken reduziert werden und ein Wechsel aus der Festpreisvergütung angereizt wird. Die Marktprämie berechnet sich als Differenz aus dem anzulegenden Wert nach § 40 EEG 2021 und dem jeweiligen Monatsmarktwert MW (EPEX). Es ergeben sich damit Gesamterlöse je Anlage, die mit dem jeweiligen tatsächlichen Marktpreis korrelieren.

Tabelle 5.27 zeigt, wie hoch die Anteile der Erzeugung sind, die über das Marktprämienmodell (Direktvermarktung EEG) oder die EEG-Festvergütung ihren Strom vermarkten. Dabei wird nach Leistungsklassen unterschieden. Es ist erkennbar, dass Anlagen ≤ 100 kW fast vollständig die EEG-Festvergütung wählen. Ab einer bestimmten Anlagengröße wird der Strom auch außerhalb des EEG vermarktet.

Tabelle 5.27: Jahresarbeit der Wasserkraft mit Direktvermarktung bzw. Einspeisevergütung nach EEG im Jahr 2021 nach Leistungsklassen

Leistungsklasse	Jahresarbeit [GWh] Direktvermarktung EEG	Jahresarbeit [GWh] EEG-Jahresarbeit gesamt	Anteil der Direktvermarktung
≤ 100 kW	10,7	494,9	2,2 %
> 100-200 kW	45,1	269,1	16,8 %
> 200-500 kW	221,7	794,9	27,9 %
> 0,5-1 MW	370,8	676,3	54,8 %
> 1-2 MW	464,9	660,1	70,4 %
> 2-5 MW	1.739,6	2.026,9	85,7 %
> 5-10 MW	56,1	125,5	44,7 %
> 10-20 MW	73,9	136,1	54,3 %
> 20-50 MW	274	386,4	70,9 %
> 50 MW	0	0	0
Summe	3.255,4	5.570,2	58,4 %

Quelle: BNetzA 2023a, Auswertung: FWT GmbH

In § 10b EEG (2021) sind Vorgaben zur Direktvermarktung angegeben. Hierfür müssen technische Einrichtungen vorhanden sein, über die der Direktvermarkter die Ist-Einspeisung abrufen und die Einspeiseleistung ferngesteuert regeln kann. Die Nutzung dieser Einrichtungen darf das Recht des

Netzbetreibers Maßnahmen nach § 13 Absatz 1 und 2 des Energiewirtschaftsgesetzes nicht beeinträchtigen. Daraus ergibt sich, dass zwei unabhängige Einrichtungen vorhanden sein müssen.

Aus Sicht der Wasserkraftverbände und der Hersteller von Automatisierungsanlagen wird diese Einrichtung nicht von allen Direktvermarktern genutzt und die im EEG genannte Verpflichtung zur Ausstattung mit einer technischen Einrichtung zur ferngesteuerten Regelung der Einspeiseleistung sollte in eine Empfehlung gewandelt werden.

5.4.1.2. Sonstige Direktvermarktung

Die Wasserkraftbetreiber haben bereits lange vor Inkrafttreten des EEG ihren Strom selbst vermarktet. Da bestehende Anlagen großer Leistung keine Förderung innerhalb des EEG erhalten, ist für einen Großteil des erzeugten Wasserkraftstroms bereits die Orientierung am Strommarkt gegeben. Hierfür stehen folgende Vermarktungswege zur Verfügung:

- Vermarktung an der Börse
- Eigenvermarktung an Dritte
- Vermarktung über Zwischenhändler.

Die Vermarktung an der Börse steht jedem Stromerzeuger offen, jedoch muss eine Börsenzulassung erfolgt sein. Die Vermarktung über einen spezialisierten Zwischenhändler hat den Vorteil, dass der relativ hohe Aufwand für Prognosen und Meldepflichten bei diesem verbleibt.

Strom aus Anlagen, die keine Förderung nach dem EEG erhalten, kann als grüner Strom oder Ökostrom vermarktet werden und z. B. Herkunftsnachweise veräußern. Darunter fallen auch Anlagen unter der sonstigen Direktvermarktung, da für diese keine monetäre Förderung im EEG stattfindet. Des Weiteren können Betreiber von EEG-Anlagen sich für ihren erzeugten Strom besondere Regionalnachweise ausstellen lassen und Regionalstromprodukte anbieten. Seit dem 01.01.2019 ist das Regionalnachweisregister (RNR) des Umweltbundesamtes in Betrieb (UBA 2022). Als regional gilt EEG-Strom, wenn er nicht weiter als 50 Kilometer vom Letztverbraucher entfernt erzeugt wird. Durch das Nachweissystem ist sichergestellt, dass die regionale Eigenschaft nur einmal verkauft wird. Darüber hinaus spielt die Deckung des Eigenbedarfs eine wichtige Rolle für den wirtschaftlichen Betrieb der Wasserkraftanlagen.

5.4.1.3. Entwicklung der Vermarktungsformen

Die Entwicklung des auf unterschiedlichen Wegen vermarkteten Wasserkraftstromes für die Jahre 2012 bis 2021 zeigt Tabelle 5.28. Hierbei wird differenziert zwischen der Bruttostromerzeugung aus Wasserkraft und der Jahresarbeit des EEG geförderten Stroms. Die Differenz der beiden Angaben ergibt die Stromerzeugung, die außerhalb des EEG veräußert wird (Zeile 3). Weiterhin ist die Stromerzeugung dargestellt, die über die EEG-Einspeisevergütung vermarktet wird. Diese nimmt bis zum Jahr 2013 zu und fällt dann im Jahr 2020 auf weniger als 10 % ab, während die EEG-Direktvermarktung stetig zunimmt und sich auf einem Niveau zwischen 2,7 TWh/a und 3,3 TWh/a bzw. 52 % bis 64 % einpendelt.

Tabelle 5.28: Entwicklung der Jahresarbeit der Wasserkraft mit und ohne Direktvermarktung; Zahlen in Klammern verdeutlichen die Berechnungsweise

Nr.	Jahr	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1	Bruttostromerzeugung Wasserkraft*, ** [GWh/a]	21.755	22.998	19.587	18.977	20.546	20.150	17.694	19.731	18.317	19.086
2	Jahresarbeit aller Anlagen mit EEG-Förderung [GWh]	5.417	6.265	5.645	5.348	5.949	5.777	4.857	5.548	5.052	5.600
3	Jahresarbeit der Vermarktung außerhalb des EEG [GWh/a] (1-2)	16.674	16.733	13.942	13.630	14.597	14.373	12.837	14.183	13.265	13.486
4	Jahresarbeit aller Anlagen mit EEG-Einspeisevergütung [GWh]	2.724	3.010	2.432	2.444	2.669	2.479	1.993	2.119	1.831	2.315
5	Prozentualer Anteil Stromerzeugung mit EEG-Einspeisevergütung an der Bruttostromerzeugung (4/1)	12,3 %	13,1 %	12,4 %	12,9 %	13 %	12,3 %	11,3 %	10,7 %	10 %	12 %
6	Jahresarbeit EEG-Direktvermarktung [GWh/a]	2.693	3.255	3.214	2.903	3.280	3.298	2.864	3.429	3.222	3.285
7	Anteil der EEG-Direktvermarktung an der Gesamt-EEG-Jahresarbeit (6/2)	50 %	52 %	57 %	54 %	55 %	57 %	59%	62 %	64 %	59 %

* Für Pumpspeicherkraftwerke nur Stromerzeugung aus natürlichem Zufluss

Quellen: ** AGEE-stat (2021): Zeitreihen der Erneuerbaren Energien in Deutschland unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbarer Energien-Statistik (Stand Feb. 2021), BNetzA (2019): EEG in Zahlen 2019, Jahr 2020: ÜNB (2020): Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, EEG-Jahresabrechnungen: <https://www.netztransparenz.de/EEG/Jahresabrechnungen>, Aufruf vom 01.08.2022

Auswertung: FWT GmbH und Hydrotec

In Abbildung 5.17 ist dieser Sachverhalt grafisch dargestellt. Über die Vermarktung außerhalb des EEG (Sonstige Direktvermarktung) wird bei Wasserkraftanlagen mit über 70 % der Jahresarbeit bereits seit vielen Jahren der weitaus größte Anteil des Stroms vermarktet, während der Anteil der Vermarktung über das EEG fast konstant geblieben ist. Allerdings gibt es innerhalb dieser Vermarktung eine deutliche Verschiebung von der EEG-Festvergütung hin zum Marktprämienmodell entsprechend der Gesetzesvorgaben.

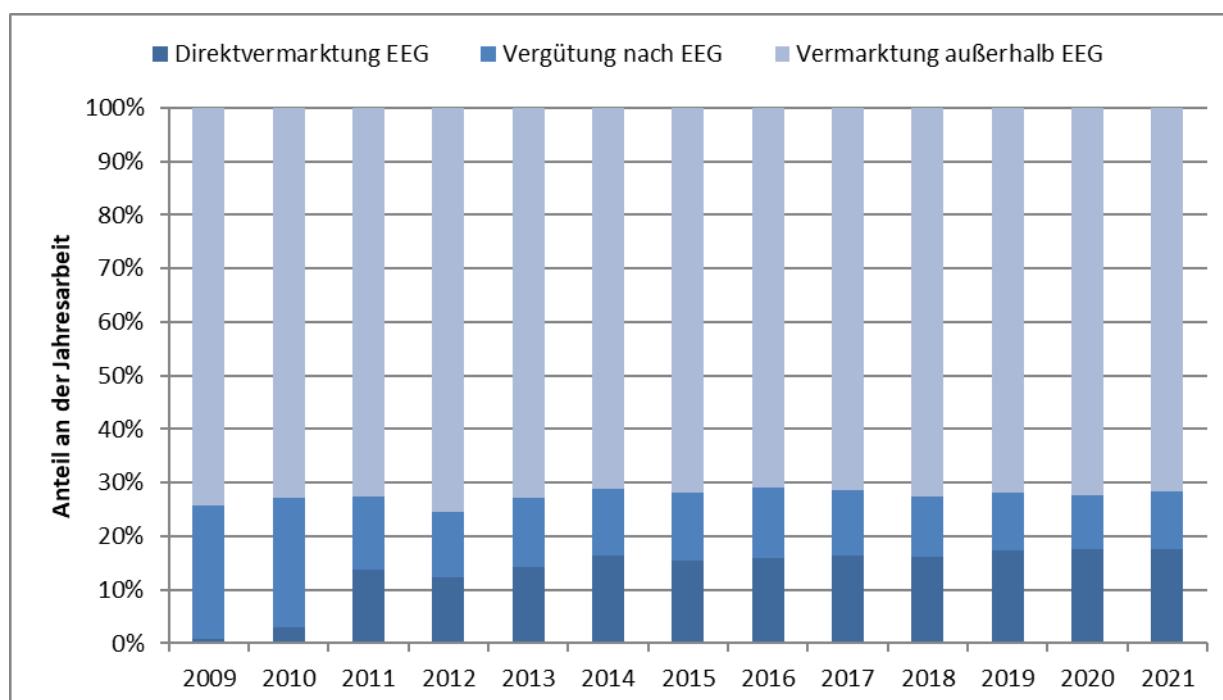


Abbildung 5.17: Entwicklung der prozentualen Aufteilung der Jahresarbeit nach Vergütung und Direktvermarktung nach EEG und nach außerhalb des EEG vermarkteter Jahresarbeit für die Jahre 2009 bis 2021

5.4.2. System- und Marktintegration

Für Wasserkraftanlagen haben sich im Laufe der letzten 100 Jahre Vermarktungswege etabliert, die für große Anteile der in Deutschland installierten Leistung ohne Förderung wie z. B. durch das EEG funktionieren. Diese nicht geförderte oder sonstige Direktvermarktung erfolgt bei Betreibern großer Anlagen häufig als Eigenvermarktung, bei Betreibern kleiner oder mittlerer Anlagen eher als Vermarktung über Dritte (Händler).

5.4.2.1. Märkte für den Stromhandel

Die Vermarktungsmöglichkeiten bieten die Teilnahme an den verschiedenen Märkten für den Stromhandel als auch an den Märkten für die verschiedenen Regelreservequalitäten. Marktakteure können den in Wasserkraftanlagen erzeugten Strom langfristig am Terminmarkt, vortäglich am Day-Ahead-Markt und untertäglich am Intraday-Markt vermarkten. Kraftwerksbetreiber, deren Anlagen an die Hochspannungsebene oder höher angeschlossen und eine installierte Leistung von mindestens 10 MW aufweisen, sind verpflichtet, die Fahrweise ihrer Erzeugungs- und (im Falle von Pumpspeichern) Verbrauchsanlagen an den zuständigen Übertragungsnetzbetreiber zu melden (VDN 2007). Am Reservemarkt sind die jeweils zu beachtenden technischen und regulatorischen Rahmenbedingungen zu berücksichtigen. (BMWi 2019)

Die Preise am Strommarkt und damit die Erlösmöglichkeiten für Wasserkraftanlagen sind über viele Jahre hinweg kontinuierlich gesunken. Im Jahr 2017 ist erstmals ein Anstieg der Preise zu verzeichnen. Der durchschnittliche Day-Ahead Preis pro Jahr lag von 2017 bis 2020 zwischen 34 und 44 €/MWh. Im Jahr 2021 ist er erstmals sehr stark auf über 100 €/MWh gestiegen. Aufgrund der Energiekrise im Zusammenhang mit dem Ukraine-Krieg lag der Preis 2022 im Jahresmittel bei mehr als 230 €/MWh, wobei die Monatsmittelwerte zwischen ca. 130 €/MWh und ca. 460 €/MWh schwankten. In der ersten Jahreshälfte 2023 bewegen sich die Monatsmittelwerte zwischen ca. 80 €/MWh und ca. 130 €/MWh.

Wie nachhaltig die Verwerfungen im Zuge der aktuellen Krise die Marktstruktur beeinflussen werden und welchen Umfang die Effekte der derzeit bereits ergriffenen bzw. diskutierten Maßnahmen haben werden, lässt sich derzeit noch nicht beurteilen. (BNetzA 2023)

5.4.2.2. Märkte für Regelreserve

Ein sicherer Stromnetzbetrieb erfordert den ständigen Ausgleich zwischen Stromerzeugung und -verbrauch. Um diesen Ausgleich sicherzustellen, sind die Übertragungsnetzbetreiber mit der Systemdienstleistung der Leistungs-Frequenz-Regelung betraut und können im Falle eines Ungleichgewichtes durch korrektive Eingriffe das Gleichgewicht wiederherstellen. Hierfür wird von den Übertragungsnetzbetreibern keine Kraftwerksleistung selbst vorgehalten, sondern die benötigten Reserven werden an sogenannten Reservemärkten ausgeschrieben und beschafft. In Deutschland wird dabei zwischen Primärregel- und Sekundärregel- sowie Minutenreserve unterschieden, die sich gegenseitig unterstützend eingesetzt werden. Jeder Reservequalität kommt dabei eine unterschiedliche Aufgabe zu, die insbesondere auch mit dem von ihr abzudeckenden Zeitbereich charakterisiert werden kann. Für alle Reservequalitäten gilt, dass die Verfügbarkeit der von einer Erzeugungseinheit bereitzustellenden Regelleistung sichergestellt sein muss.

Die Übertragungsnetzbetreiber beschaffen die Regelreserveprodukte regelzonenübergreifend und teilweise in Kooperation mit den Nachbarländern. Die Ausschreibungen finden täglich bzw. wöchentlich nach den Vorgaben des Bundeskartellamtes und den Festlegungen der Bundesnetzagentur sowie europäischen Verordnungen statt. Voraussetzung für die Teilnahme am Regelreservemarkt ist die Qualifikation der Marktteilnehmer beim jeweiligen Anschluss-Übertragungsnetzbetreiber. (BMWi 2019)

Tabelle 5.29: Anforderungen an die Reservemärkte in Deutschland

Reservemärkte	Primärregelreserve	Sekundärregelreserve	Minutenreserve
Aktivierungszeit	≤ 30 Sekunden	≤ 5 Minuten	≤ 15 Minuten
Abrufdauer	0 ≤ t ≤ 15 min	30 sec < t ≤ 1 h bis zu 4 h	15 min < t ≤ 1 h bis zu 4 h
Ausschreibung	werktäglich	kalendertäglich	kalendertäglich
Mindestgebot	±1 MW	+5 MW/-5 MW	+5 MW/-5 MW
Gebotsinkrement	±1 MW	+1 MW/-1 MW	+1 MW/-1 MW
Vergabe	Merit Order der Leistungspreise	Merit Order der Leistungspreise	Merit Order der Leistungspreise
Anforderung	dezentral und frequenzproportional	Merit Order der Arbeitspreise	Merit Order der Arbeitspreise
Vergütung	Leistungspreis	Leistungs- und Arbeitspreis	Leistungs- und Arbeitspreis

Quelle: ÜNB 2023, Darstellung: FWT GmbH

Die Teilnahme an der Primärregelreserve erfordert aufgrund des kurzfristigen Abrufs eine kontinuierliche Erzeugung elektrischer Energie, so dass hinreichend rotierende Massen für eine nahezu unverzögerte Leistungsänderung zur Verfügung stehen. Deshalb ist eine Teilnahme nur für größere Wasserkraftanlagen mit kontinuierlicher und über den gesamten Produktzeitraum von einer Woche sicher zur Verfügung stehender Leistung möglich. Gleichzeitig führt die Vorhaltung und Erbringung von Primärregelreserve zu einem deutlich volatileren Anlagenbetrieb, wodurch sich Rückwirkungen auf den Wasserhaushalt der betroffenen Fluss- oder Speichersysteme ergeben können. In einer Studie der

RWTH Aachen (Knechtges und Moser 2021) wird die Momentanreserve der Wasserkraft untersucht, die in einem Störfall zum Einsatz kommt. Die Wasserkraftanlagen in Deutschland verfügen über etwa 10 GWs kinetischer Energie. Ein Störeignis von 462,5 MW könnte allein durch Wasserkraft hinsichtlich der Momentanreserve aufgefangen werden.

Grundsätzlich ist der Markt für Sekundärregelreserve allen Wasserkraftanlagen zugänglich, die die oben geschilderten Anforderungen erfüllen können. Innerhalb einer Regelzone ist es zusätzlich möglich, mehrere Anlagen innerhalb eines Kraftwerkpools gemeinsam zu vermarkten und somit die technischen und organisatorischen Anforderungen, insbesondere die Mindestgebotsgröße, erfüllen zu können. Durch die Vorhaltung und Erbringung von Sekundärregelreserve ist auch hier ein deutlich volatilerer Anlagenbetrieb mit Rückwirkungen auf den Wasserhaushalt möglich. Im Vergleich zum Einsatz der Primärregelreserve können die abgerufenen Leistungen allerdings deutlich höher und auch zeitlich konstanter sein.

Die Abrufwahrscheinlichkeit von Minutenreserve ist im Mittel deutlich niedriger als bei Primär- und Sekundärregelreserve, so dass am Reservehandel teilnehmende Anlagen zumeist weniger Reservearbeit erbringen müssen. Wegen der resultierenden geringeren Rückwirkungen auf die jeweiligen Flusssysteme ist diese Einsatzform vor allem für mehrere gepoolte Anlagen durchaus realisierbar. (BMW 2019)

Neben technischen Anforderungen erfordern Marktintegration und Erbringung von Systemdienstleistungen auch organisatorische Maßnahmen. Aufgrund der marktbasierter Struktur von Systemdienstleistungen ist es erforderlich, Wasserkraftanlagen auch in ein Portfoliomanagement einzugliedern. Es vermarktet die verfügbare elektrische Erzeugungsleistung an den unterschiedlichen Märkten für Fahrplanenergie und Systemdienstleistungen unter Berücksichtigung der jeweiligen Fristigkeiten. Dies geht sowohl mit der Beachtung der anlagenspezifischen technischen Randbedingungen als auch mit dem Treffen von Vermarktungsentscheidungen einher. Eine Erweiterung des Portfoliomanagements stellt das Pooling mehrerer Anlagen zur gemeinsamen Marktteilnahme dar. Dieses Vorgehen motiviert sich aus den Anforderungen der einzelnen Handelsplätze, die zumeist nicht von einzelnen Kleinanlagen, ggf. aber durch das Aggregieren mehrerer Betriebsmittel erreicht werden kann. (BMW 2019)

Für Anlagen, die eine Einspeisevergütung nach § 21 EEG 2017 erhalten, das sind 9 % der Jahresarbeit aus Wasserkraft (Abbildung 5.17), ist die Vermarktung von Regelenergie nach § 21 Absatz 2 jedoch nicht zulässig.

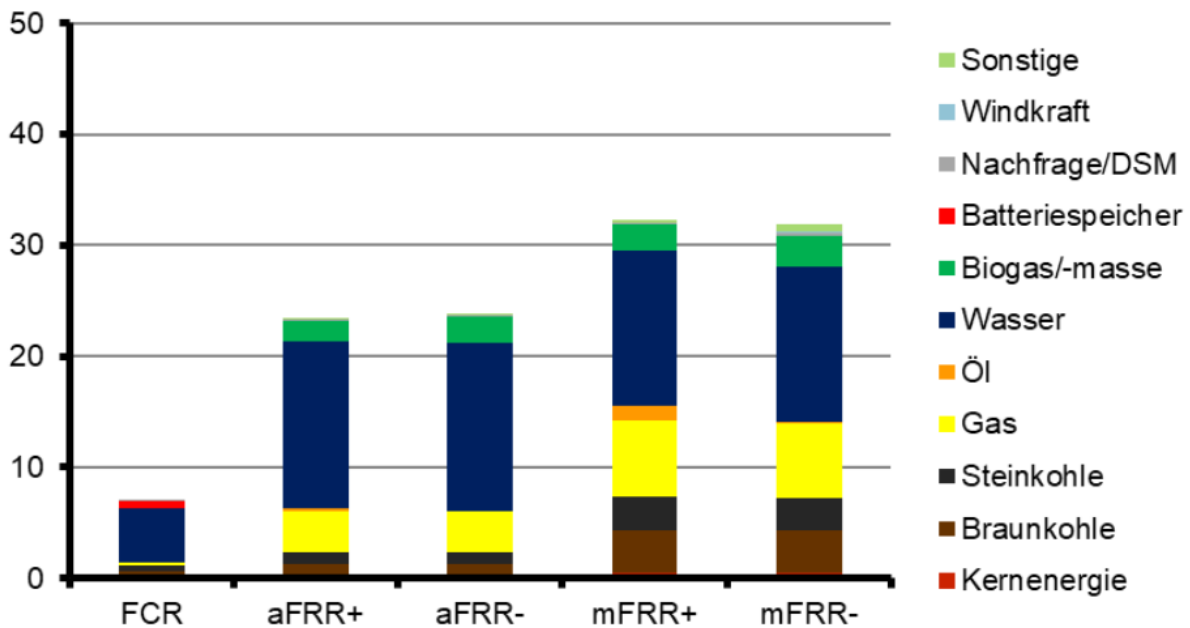
5.4.2.3. Teilnahme von Wasserkraftanlagen am Reservemarkt

Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke sind aufgrund der vorhandenen Wasserreservoirs in der Lage, sowohl positive als auch negative Regelreserve bereitzustellen. Als Beispiel sei hier das Walchenseekraftwerk genannt, das als universeller Netzdienstleister für Primär-, Sekundär- und Minutenreserve präqualifiziert ist und neben der Schwarzstartfähigkeit auch Blindstrom zur Verfügung stellt (Brucker 2012). In der Kraftwerksliste (BNetzA 2021) sind unter den Pumpspeicherkraftwerken 83 Einheiten mit einer Gesamterzeugungsleistung von 6.230 MW eingetragen, die aus Sicht der installierten Leistung überwiegend die derzeitigen Mindestanforderungen an die Bereitstellung von Regelleistung erfüllen.

Laufwasserkraftwerke können dagegen nur in einem bestimmten Bereich die Leistung drosseln und ggf. Wasser über das Wehr oder einen Leerschuss abgeben. Sie können somit negative Regelreserve bereitstellen. Einzelne Moselkraftwerke sind zur Bereitstellung einer negativen Minutenreserve präqualifiziert. Da die Mosel eine Bundeswasserstraße ist, darf der Wasserstand nur um wenige cm variieren. (Innogy 2016).

Die RWE AG baut an zwei Standorten in Lingen (Niedersachsen) und Werne (Nordrhein-Westfalen) ein Batteriesystem mit einer Gesamtleistung von insgesamt 117 MW. Die Batterien werden virtuell mit den Laufwasserkraftwerken entlang der Mosel gekoppelt. Durch das Regeln der Durchflussmenge an diesen Anlagen kann RWE zusätzlich Leistung als Regelenergie bereitstellen. Die Kopplung mit den Wasserkraftwerken erhöht die Leistung der Batterien um 15 %. Die Inbetriebnahme wird für Ende 2022 angestrebt. (RWE 2022). Auch die LEW Wasserkraft hat am Unteren Lech vier Laufwasserkraftwerke mit einem Hochleistungsbatteriespeicher vernetzt. Die Batterie mit einer Speicherkapazität von 1,6 MWh wird mit dem Strom aus Wasserkraft gespeist. Die Kraftwerke können auf Abruf bis zu 4 MW Primärregelenergie liefern. Über ein spezielles Energie-Management-System wird die Bereitstellung von Regelenergie durch das Speichersystem gesteuert. Zur kontinuierlichen Bestimmung der aktuellen Netzfrequenz des Übertragungsnetzbetreibers ist eine Messeinrichtung integriert. (LEW 2022)

Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber betreiben gemeinsam eine Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung (<https://www.regelleistung.net>). Neben Informationen über aktuelle Ausschreibungen von Regelleistung und tatsächlich abgerufene Regelenergiemengen findet sich hier unter anderem eine Darstellung zu den präqualifizierten Leistungen für die Produkte Frequency Containment Reserve (FCR) (Primärregelleistung), Frequency Restoration Reserve with automatic activation (aFRR) (Sekundärregelleistung) und Frequency Restoration Reserve with manual activation (mFRR) (Minutenreserveleistung), und zwar differenziert nach Primärenergieträgern. Bei aFRR und mFRR wird nochmals unterschieden nach positiver (+) und negativer (-) Regelleistung. Eine Zusammenfassung der präqualifizierten Leistung je Reservequalität aus dem Präqualifikationsportal (PQ-Portal) mit Stand 01.01.2023 befindet sich in Abbildung 5.18.



Quelle: ÜNB 2023

Abbildung 5.18: Präqualifizierte Leistung (in GW), differenziert nach Regelleistungsprodukten und Primärenergieträger, Stand 01.01.2023

Für die Bereitstellung von Primärregelleistung sind Wasserkraftanlagen und hier vorrangig Pumpspeicherkraftwerke mit einer Erzeugungsleistung von in Summe 4,8 GW präqualifiziert, was ca. 69 % der gesamten präqualifizierten Primärregelleistung entspricht. Wasserkraftanlagen stellen mit Abstand die größte Einzelposition dar. Der Anteil der Wasserkraft entspricht gut 65 % der insgesamt präqualifizierten Sekundärregelleistung. Auch hier stellen Wasserkraftanlagen die weitaus größte Einzelposition dar.

Für die Bereitstellung von Sekundärregelleistung sind Wasserkraftanlagen mit einer Erzeugungsleistung von 15,10 GW (positiv) bzw. 15,15 GW (negativ) präqualifiziert. Diese Leistungen sind etwas größer als die in Deutschland installierte Leistung von Wasserkraftwerken. Daher ist vielmehr anzunehmen, dass deutsche Pumpspeicherbetreiber sowohl ihre Turbinen- als auch ihre Pumpleistung haben präqualifizieren lassen und so in Summe eine höhere präqualifizierte Leistung als die installierte Wasserkraftleistung resultiert. Am mFRR-Markt ist die Situation grundsätzlich vergleichbar mit der am aFRR-Markt, allerdings noch deutlicher ausgeprägt. Hier sind – nicht zuletzt wegen der im Vergleich zur aFRR geringeren Anforderungen – noch deutlich mehr Anbieter und Erzeugungsanlagen mit weiteren Primärenergieträgern präqualifiziert. Die für mFRR präqualifizierte Leistung der Wasserkraftanlagen liegt mit 13,99 GW (positiv) bzw. 14,01 GW (negativ) nur geringfügig unter der für die aFRR präqualifizierten Leistung. Der Anteil der Wasserkraft beträgt hier allerdings nur ca. 42 % bzw. 43 %. Zusammenfassend ist nahezu der gesamte Bestand an Wasserkraftanlagen für die Bereitstellung von aFRR und mFRR präqualifiziert.

5.4.2.4. Einspeisemanagement und Redispatch-Maßnahmen

Mit dem im Mai 2019 in Kraft getretenen Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG 2.0) werden die Vorgaben zum Einspeisemanagement nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und dem Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG) aufgehoben und in ein einheitliches Redispatch-Regime (Redispatch 2.0) nach §§ 13, 13a, 14 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) überführt. Dies ist ab dem 01.10.2021

umzusetzen und betrifft nach aktuellem Stand alle Erzeugungs- und Speicheranlagen ab 100 kW oder jederzeit fernsteuerbare Erzeugungs- und Speicheranlagen. Seit dem EEG 2023 besteht nunmehr die Verpflichtung, dass Anlagen über 100 kW auch eine Rückmeldung der aktuellen Einspeiseleistung an den Netzbetreiber übermitteln müssen. Für neu in Betrieb genommene Anlagen bis zu 100 kW wurde die Verpflichtung dahingehend erweitert, dass diese nun auch durch den Netzbetreiber fernsteuerbar sein müssen. Mit Einführung intelligenter Messsysteme sind zukünftig auch Anlagen ab 7 kW von diesen Verpflichtungen betroffen. Daraus ergeben sich neue Anforderungen für alle Marktpartner.

Ziel ist es, deutschlandweit ein präventives Engpassmanagement in der Elektrizitätsversorgung aufzubauen. Im zukünftigen Prozess wird der Netzzustand durch die Energieversorger deshalb für einen Planungshorizont von ca. 36 Stunden im Voraus bestimmt und bei Bedarf optimiert. Dafür sind Last- und Einspeiseprognosen notwendig. Werden Engpässe erkannt, sind diese durch die Netzbetreiber mithilfe kostenoptimaler Maßnahmen zu beheben. Dazu muss der Netzbetreiber auf sämtliche Erzeugungsanlagen und Speicher mit einer Leistung von mehr als 100 kW zugreifen. Neu ist im zukünftigen Prozess auch, dass die Maßnahmen bilanziell und energetisch auszugleichen sind, sodass dem Anlagenbetreiber durch Steuerungseingriffe keine finanziellen Nachteile entstehen.

Um diese Anforderungen umsetzen zu können, ist zukünftig eine branchenweite Zusammenarbeit notwendig. Die Rahmenbedingungen für den Redispatch 2.0 Prozess, sowie die Verpflichtungen, welche die Anlagenbetreiber und Netzbetreiber zu erfüllen haben, werden durch die Bundesnetzagentur definiert. Im Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) werden begleitende Informationen, wie Leitfäden und Einführungsszenarien, erarbeitet.

Die Regelungen gelten für sämtliche Erzeugungsanlagen mit einer Leistung von mehr als 100 kW. Maßgeblich für die Leistungsgrenze von 100 kW sind die gesetzlichen Begriffsdefinitionen in den einschlägigen Vorschriften (z. B. EEG und KWKG). Netzersatzanlagen, die ausschließlich für die Eigenversorgung vorgesehen sind, müssen nach aktueller Lesart der Festlegungen nicht am laufenden Prozess teilnehmen. Auch für diese gilt jedoch die Verpflichtung zur Stammdatenlieferung. Anlagen mit einer Leistung von weniger als 100 kW sind derzeit noch nicht standardmäßig zur Teilnahme verpflichtet. Netzbetreiber können diese bei Bedarf jedoch ebenfalls einbeziehen. (Regionetz 2022)

Im Vergleich zum Vorjahr ist das Maßnahmenvolumen für Netzengpassmanagementmaßnahmen im Jahr 2021 insgesamt deutlich gestiegen. Die vorläufige Gesamtmenge Marktkraftwerke für Netzengpassmanagementmaßnahmen (Einspeisemanagement, Redispatch inkl. Countertrading sowie Einsatz und Vorhaltung Netzreserve) lag bei 20.405 GWh und ist damit deutlich gestiegen (2020: 16.561 GWh). Die absoluten Abregelungsmengen von Strom aus Erneuerbaren Energien im Rahmen des Einspeisemanagements lagen im Jahr 2021 bei 5.818 GWh und sind im Vergleich zum entsprechenden Vorjahreszeitraum um rund fünf Prozent gesunken (2020: 6.146 GWh). Dieser Rückgang dürfte auf die sukzessive Inbetriebnahme von Netzausbauprojekten zurückzuführen sein. Windenergie an Land bleibt der am meisten abgeregelte Energieträger, gefolgt von Windenergie auf See. Der Anteil der Ausfallarbeit verursacht durch Einspeisemanagementmaßnahmen von Laufwasser hat im Jahr 2021 0,96 GWh und damit weniger als 0,1 % betragen. Die Abregelung von Einspeisearbeit von Wasserkraft ist somit äußerst gering. (BNetzA 2023)

Dies wird durch die im Rahmen der vorliegenden Studie durchgeführten Umfragen bestätigt. Von den sieben teilnehmenden Netzbetreibern mit 107 Laufwasserkraftwerken wurden an zwei Anlagen Redispatch-Maßnahmen durchgeführt. In einem Fall wurde die Einspeiseleistung um 50 % reduziert, in

einem weiteren Fall um 55 %. Die Umfrage bei den Betreibern ergab, dass an 35 Anlagen einmal und an 11 Anlagen eine mehrfache Abregelung erfolgte.

Von den Wasserkraftverbänden wurde angemerkt, dass diese Regelung, insbesondere für kleine Wasserkraftanlagen, mit hohem Aufwand verbunden sei und eine Abregelung von Wasserkraftanlagen bisher nur selten stattgefunden habe, weshalb die Regelung in Frage gestellt wird. Weiterhin bestehe durch die Fernsteuerung eine Gefahr für Personen, die sich am Gewässer aufhalten, sowie ein Eingriff in wasserrechtliche Belange. Eine ausführliche Darstellung der Auswirkungen von Eingriffen in die Regelung von Wasserkraftanlagen findet sich in BMWi (2019).

Eine Auswertung des Marktstammdatenregisters zeigt, dass bereits mehr als 99 % der Wasserkraftanlagen > 100 kW, auch in der Klasse 100-200 kW, über eine entsprechende technische Einrichtung verfügen. Auch wenn heute nur selten Abregelungen stattfinden, wird erwartet, dass mit fortschreitendem Zubau von volatilen Energieerzeugern die Bedeutung von Redispatch 2.0, also der präventiven Regelung aller Energieerzeuger zum Engpassmanagement, und damit auch die Abregelungen zunehmen werden. Die Rangfolge der Abregelungen wird in einem Leitfaden der Bundesnetzagentur (BNetzA 2018) geregelt. Mithilfe sogenannter Mindestfaktoren wird sichergestellt, dass zunächst Maßnahmen an fossilen Kraftwerken durchgeführt werden, bevor auf EE- und KWK-Anlagen zugegriffen wird. Weiterhin besteht für Betreiber im Rahmen von Redispatch 2.0 die Möglichkeit, dass durch eine korrekte Redispatch 2.0-Parametrierung kraftwerksindividuelle Gegebenheiten bei den Netzbetreibermaßnahmen berücksichtigt und so die Auswirkungen möglicher Eingriffe minimiert werden.

Auf der Seite der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber sind die Daten zu tagesscharfen Redispatch-Maßnahmen, die Anpassungen in Deutschland angeschlossenen Kraftwerke betreffen, veröffentlicht. Es gibt jedoch keine Angaben zu Primärenergiequellen. Im Wesentlichen von den Maßnahmen betroffen sind in Deutschland die Pumpspeicherkraftwerke Glems, Goldisthal, Kühtai, Markersbach, Säckingen, Wehr und aus der Schluchsee-Gruppe die Werke Häusern, Waldshut und Witznau. Die angewiesenen Leistungsänderungen lagen im Bereich von 10 MW bis 500 MW bei einer Eingriffsdauer von 15 Minuten bis 20 Stunden. An diesen Anlagen wurden in den Jahren von 2017 bis 2021 mit ca. 130 Maßnahmen im Mittel eine Jahresarbeit von ca. 200 MWh abgeregelt. (ÜNB 2022).

5.5. Spartenspezifische Besonderheiten in der Wasserkraft

Die Wasserkraft weist in Bezug auf die Ökonomie einige Besonderheiten auf.

5.5.1. Stand der Technologie und Lebensdauer

Die Technik der Wasserkraftnutzung ist eine Jahrhunderte alte Technologie, deren Entwicklungsstand auf einem hohen Niveau ist. Mit wesentlichen Preissenkungen durch Lerneffekte wie bei den anderen Erneuerbaren Energien ist daher nicht zu rechnen. Bei allen Baumaßnahmen handelt es sich um individuelle Lösungen, so dass kaum standardisierte und somit preisgünstigere Komponenten eingesetzt werden können. Durch erhöhte Anforderungen an ökologische Anpassungsmaßnahmen, durch Inflation und durch steigende Rohstoff- und Personalkosten ist eine Steigerung der Kosten zu erwarten. Hinzu kommt, dass in den nächsten Jahren sehr viele Stauanlagen saniert werden müssen, siehe Kapitel 5.1.5, was zu zusätzlichen Kosten führen wird.

Da für den Bau hohe Investitionen erforderlich sind, sind kurzfristige Renditeerwartungen von der Wasserkraft nicht zu erfüllen. Bekanntermaßen ist die technische Lebensdauer von Wasserkraftanlagen aber sehr viel größer als von Wind- oder Photovoltaikanlagen, siehe Kapitel 3.1.1.2. Laut Giesecke et al. (2014) beträgt die Nutzungsdauer der baulichen Anlagenteile ca. 60 Jahre und die der maschinellen und elektrischen Ausrüstung ca. 30 Jahre. Durch regelmäßige Revisionen kann die Lebensfähigkeit noch deutlich länger erhalten bleiben. Viele Wasserkraftanlagen verfügen über ein Alter von mehr als 60 Jahren, einige sind über 100 Jahre alt (BMW 2019). Unter Berücksichtigung dieser Lebensdauer ist auch die wirtschaftliche Lebensdauer darstellbar.

5.5.2. Ausschreibungen

Auf Basis des EEG 2017 führt die Bundesnetzagentur jährlich regelmäßige Ausschreibungsrunden für Windenergieanlagen an Land, Windenergieanlagen auf See und Solaranlagen (Photovoltaik-Anlagen) ab einer Leistung von 750 Kilowatt (kW) sowie für Biomasse-Neuanlagen ab einer Leistung von 122.446 kW durch. Für Wasserkraft und Geothermie werden keine Ausschreibungen durchgeführt, insbesondere weil die Wettbewerbssituation für zukünftige Ausschreibungen im Bereich der Wasserkraft gering sein dürfte und eine Ausschreibung deshalb nicht zu einer effizienten Preisbildung beiträgt. Weiterhin sind die Ausbaupotenziale für die Wasserkraftnutzung sehr begrenzt und der Anteil der in Frage kommenden Standorte, die an der Ausschreibung teilnehmen könnten, deutlich eingeschränkt. Umfassende und teilweise sehr langwierige Planungs- und Genehmigungsverfahren können dazu führen, dass ein wirtschaftlicher Betrieb nicht gesichert ist (BMW 2015).

5.5.3. Große Wasserkraft

In Deutschland werden 85 % der Stromerzeugung aus Wasserkraft von etwa 400 Anlagen > 1 MW erzeugt. Der weitaus größte Teil dieser Anlagen vermarktet seinen Strom an der Börse, siehe Kap. 5.4.1.2. Dem gegenüber stehen ca. 7.000 Anlagen < 1 MW, die ihren Strom über das EEG vermarkten.

5.5.4. Diskussion der abgelehnten Fördererhöhung gemäß § 100 Absatz 7 EEG 2021

In § 100 Absatz 7 EEG 2021 wurde eine Erhöhung der Förderung für kleine Wasserkraftanlagen mit einer installierten Leistung bis einschließlich 500 kW, die vor dem 01. Januar 2021 in Betrieb genommen worden sind, vorgesehen. Nach dieser Regelung sollte sich der anzulegende Wert um 3 ct/kWh bis zum Ende ihrer Vergütungsdauer erhöhen. Für Anlagen, deren Vergütungsdauer nicht befristet ist, sollte der Anspruch auf den erhöhten anzulegenden Wert ab dem 01. Januar 2021 für 10 Kalenderjahre bestehen. Die Erhöhung der anzulegenden Werte um 3 ct/kWh unterlag dem Beihilfevorbehalt des § 105 Absatz 1 EEG 2021 und wurde von der europäischen Kommission nicht genehmigt.

Der Gesetzgeber hatte die Erhöhung der Förderung damit begründet, dass durch die mit dem Klimawandel einhergehende Trockenheit in den letzten Jahren die Erzeugung von Strom durch kleine Wasserkraftanlagen abgenommen habe und sich dies in Zukunft so fortsetzen könne. Der Ertrag der Anlagen sei damit über die Laufzeit der Förderung geringer als bei der Investition in die Anlage geplant war. Mit der Erhöhung des anzulegenden Wertes sollte diese Finanzierungslücke ausgeglichen werden. Dabei seien von Niedrigwasserphasen in den letzten Jahren überproportional kleine Anlagen und Gewässer mit einem kleinen Einzugsgebiet betroffen. Mit der Erhöhung der anzulegenden Werte sollten die geringeren Einnahmen kompensiert werden, die unter Analyse der Niedrigwasserphasen der letzten Jahre möglich schienen.

Unter der Annahme, dass die heutige Vergütung bei Bestandsanlagen mit einer Leistung von bis zu 500 kW kostendeckend ist, wäre eine Erhöhung um 3 ct/kWh dann gerechtfertigt, wenn die Volllaststunden um 20 bis 28 % sinken würden. Tabelle 5.30 zeigt die Differenz der Volllaststunden in Abhängigkeit der EEG-Fassung, die durch eine Erhöhung der Einspeisevergütung um 3 ct/kWh kompensiert werden könnte.

Tabelle 5.30: Änderung der Volllaststunden bei einer Erhöhung der Vergütung um 3 ct/kWh

EEG-Fassung	Vergütung [ct/kWh]	Differenz Volllaststunden bei Erhöhung der Vergütung um 3 ct/kWh
Neubau EEG2000	7,67	28,12 %
Modern EEG2000	7,67	28,12 %
Neubau EEG2004	9,67	23,68 %
Modern EEG2004	9,67	23,68 %
Neubau EEG2009	11,67	20,45 %
Modern EEG2009	12,67	19,14 %
Neubau/Modern EEG2012	12,7	19,11 %
Neubau/Modern EEG2017	12,2	19,74 %

Quelle: EEG 2000, EEG 2004, EEG 2009, EEG 2012, EEG 2017, eigene Berechnung FWT GmbH

Eine Auswertung der Stromeinspeisung in den Jahren 2009 bis 2019 bei den betroffenen Anlagen mit einer Leistung unter 500 kW zeigt, dass die Jahresarbeit um durchschnittlich 18 % abgenommen hat, siehe Abbildung 5.19. Aufgrund der Datenlage konnten nur 11 Jahre ausgewertet werden. Um belastbare Aussagen über Auswirkungen des Klimas machen zu können, ist aber die Betrachtung über einen Zeitraum von mehreren Jahrzehnten erforderlich. Es ist daher offen, ob eine Ertragsreduzierung um 20 bis 28 % eintreten wird.

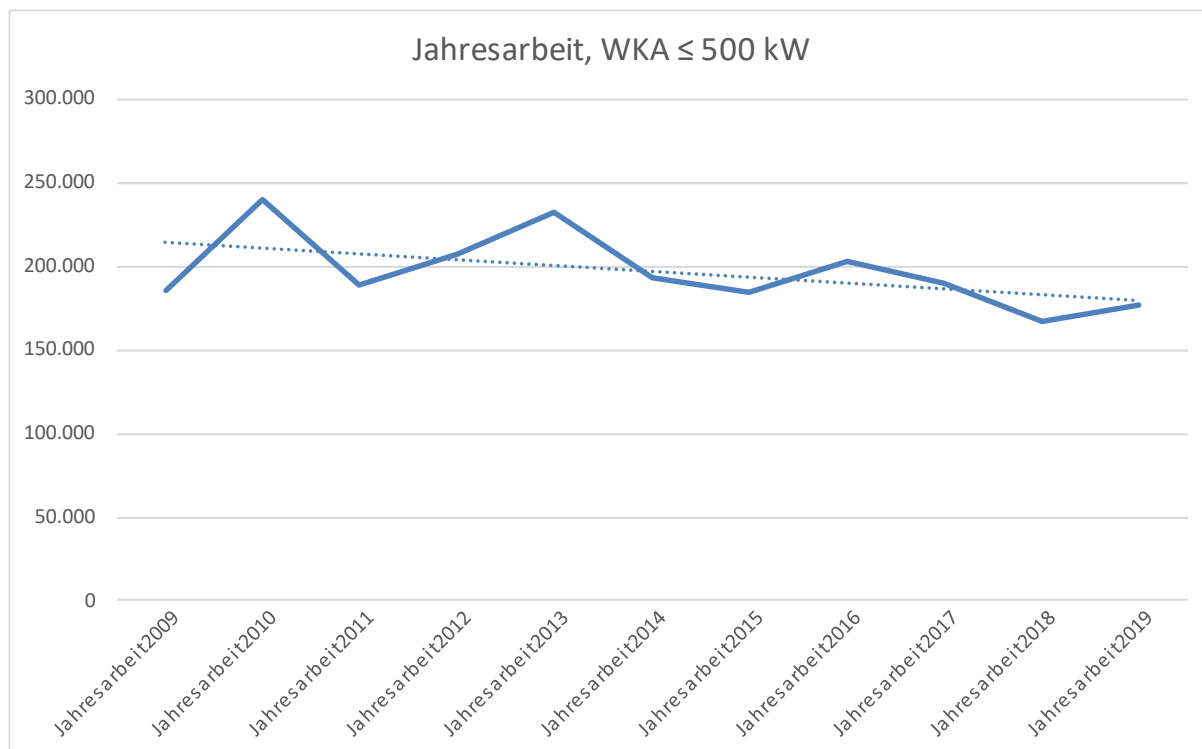


Abbildung 5.19: Jahresarbeit aller Anlagen mit EEG-Vergütung und einer installierten Leistung < 500 kW

In der nachfolgenden Tabelle 5.31 sind die Vergütungssätze für Bestandsanlagen < 500 kW aufgeführt, die sich durch eine Erhöhung um 3 ct/kWh ergeben hätten. Zusätzlich wurde in der letzten Spalte zum Vergleich der Vergütungssatz des EEG 2021 benannt, wie er sich für einen Neubau oder bei einem Wechsel in das EEG 2021 (z.B. durch Modernisierung) einer solchen Anlage ergäbe.

Tabelle 5.31: Vergütungshöhen unter Ansatz der Regelungen des § 100 (7) für Anlagen < 500 kW im Vergleich zum anzulegenden Wert des EEG 2021

Instal- lierte Leistung	Vergü- tungshöhe [ct/kWh] EEG 2000*	Vergü- tungshöhe [ct/kWh] EEG 2004**	Vergü- tungshöhe [ct/kWh] EEG 2009**	Vergü- tungshöhe [ct/kWh] EEG 2012**	Anzule- gender Wert [ct/kWh] EEG 2014**	Anzule- gender Wert [ct/kWh] EEG 2017**	Anzule- gender Wert [ct/kWh] EEG 2021
< 500 kW	10,67	12,67	15,67	15,70	15,52	15,40	12,15

* Für 10 Kalenderjahre

** bis zum Ende der Vergütungsdauer

Quelle: EEG 2000-EEG 2021

Es zeigt sich, dass die sich ergebenden Vergütungssätze für Bestandsanlagen ab dem EEG 2004 höher gelegen hätten als für Anlagen nach § 100 EEG 2021. Für diese Anlagen hätte daher kein Anreiz bestanden, Modernisierungen (inkl. ökologischer Anpassungen) zum Wechsel in das EEG 2021 vorzunehmen. Diese Aussage wird auch durch die Umfrage bei den Betreibern und Verbandsvertretern bestätigt. Aufgrund der Regelungen des § 100 (7) sind auch sonstige Modernisierungen aufgeschoben worden.

Anlagenbetreiber hatten mit der Erhöhung um 3 ct/kWh auf einen auskömmlichen Ertrag oder auf die Möglichkeit, Modernisierungen durchführen zu können, gehofft. Diese Hoffnungen sind mit der Entscheidung der Europäischen Kommission enttäuscht worden und das Vertrauen in das EEG ist gesunken.

6. Besondere Aspekte der Wasserkraft

6.1. Ökologische Aspekte

Am Standort einer Wasserkraftanlage wird die Gewässerökologie im Vergleich zum natürlichen, frei fließenden Gewässer beeinträchtigt. Als wesentliche Auswirkungen sind zu nennen:

- Beeinträchtigung der Aquafauna in Bezug auf die stromauf- und stromabwärts gerichtete Durchgängigkeit sowie
- Veränderung des Lebensraums durch Ausleitung aus dem Gewässer und durch Aufstau.

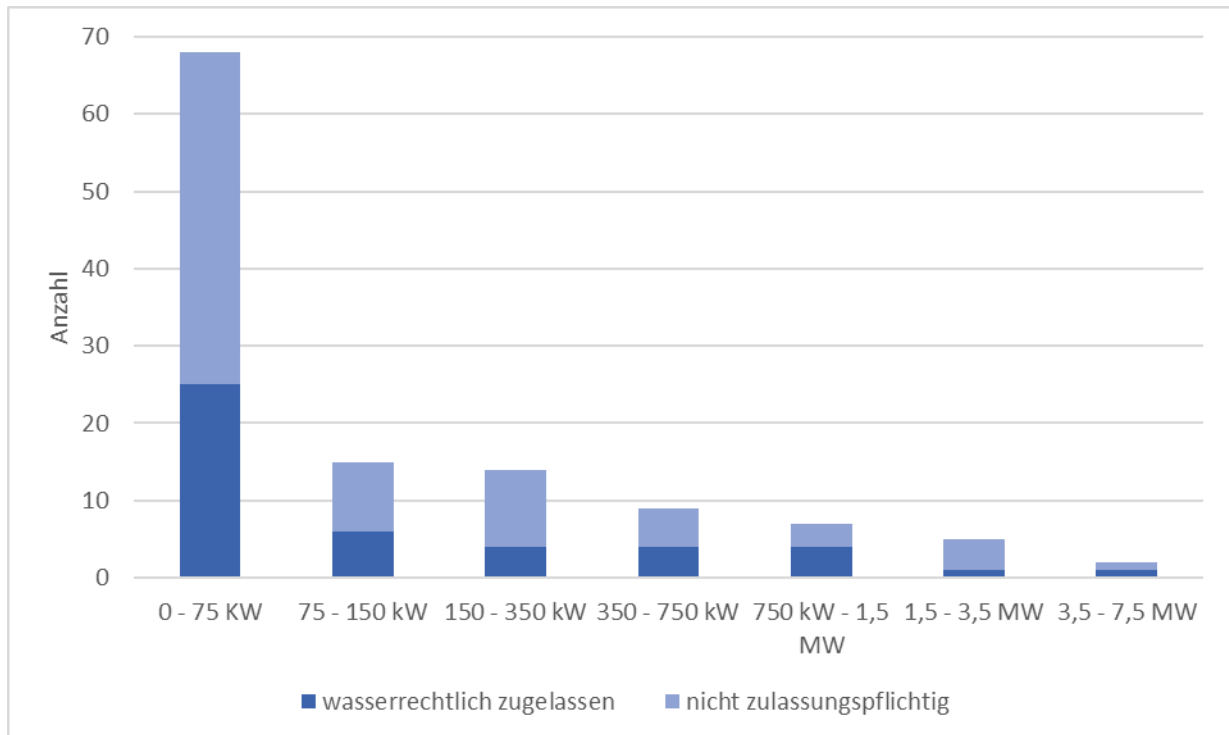
Während im EEG 2012 der Anspruch auf eine Vergütung für den Strom aus Wasserkraft noch explizit an ökologische Anforderungen gemäß Wasserhaushaltsgesetz gebunden war, ist dieser Verweis in den Gesetzen ab dem EEG 2014 entfallen.

An Neubauten sind die genannten ökologischen Anforderungen immer zu erfüllen. Für bestehende Anlagen existiert im § 40 (2) EEG 2017 und EEG 2021 die Regelung, dass ein Wechsel in die entsprechenden Vergütungsregelungen für Anlagen möglich ist, die durch eine wasserrechtlich zulassungspflichtige Ertüchtigungsmaßnahme modernisiert wurden. In diesen Fällen prüfen die Wasserbehörden i.d.R. die Einhaltung der ökologischen Anforderungen nach WHG im Zuge des Wasserrechtserfahrens. Dies wurde auch von Vertretern der Wasserkraftverbände bestätigt.

Ein weiterer Anspruch auf EEG-Förderung ergibt sich für nicht zulassungspflichtige Modernisierungsmaßnahmen aus der Festlegung, dass in solchen Fällen das Leistungsvermögen der Anlage um mindestens 10 % erhöht werden muss. Eine Umsetzung von Maßnahmen zur Verbesserung des ökologischen Zustands der Anlage ist in diesen Fällen nicht erforderlich.

Die Kosten für ökologische Maßnahmen wurden in den Datenrecherchen gemäß Kapitel 2.1.2.2 ermittelt. Diese fanden Eingang in die Ausführungen in Kapitel 5.1.3 und 5.1.4.

Die Rückläufer der Datenanfragen bei Betreibern von Wasserkraftanlagen, die nach EEG 2017 oder 2021 vergütet werden, wurden hinsichtlich der umgesetzten Maßnahmen ausgewertet. Aus Abbildung 6.1 zeigt sich, dass in fast allen Leistungsklassen verhältnismäßig mehr Anlagen nicht zulassungspflichtige als zulassungspflichtige Maßnahmen umgesetzt haben. Dies wurde von Verbandsvertretern bestätigt, auch unter Hinweis auf die in Kapitel 6.4 aufgeführten Hemmnisse in Bezug auf Genehmigungsverfahren und -prozesse. Es ist davon auszugehen, dass diese Tendenz ungeachtet der geringen Zahl an Rückläufern Bestand hat.



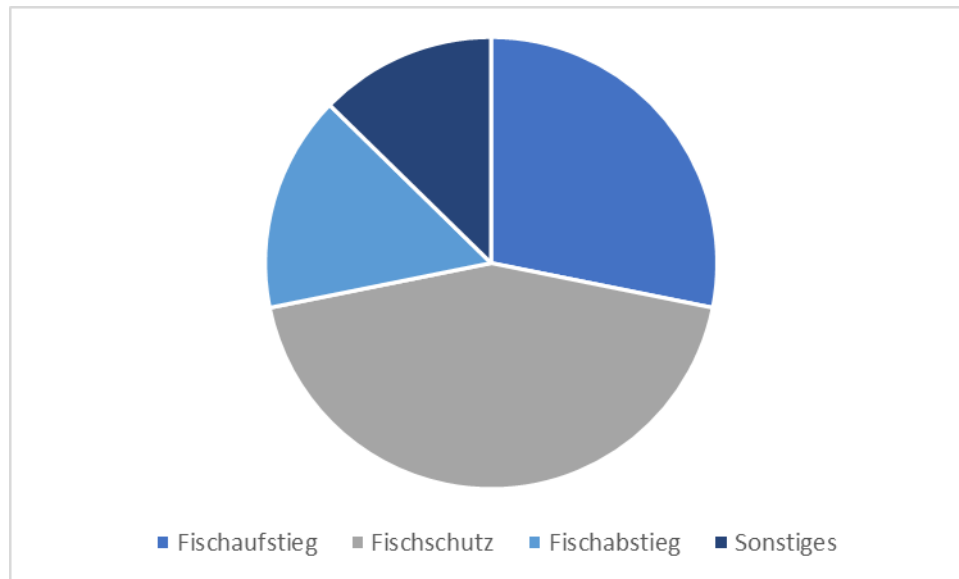
Quelle: Erhebung FWT GmbH

Abbildung 6.1: Übersicht umgesetzte Modernisierungsmaßnahmen

Wesentliche ökologische Anforderungen für die Betreiber von Stauanlagen bzw. Wasserkraftanlagen ergeben sich aus dem Ziel der Herstellung der Durchgängigkeit (Fischaufstieg, Fischschutz und Fischabstieg). Während für den Fischaufstieg an Querbauwerken allgemein anerkannte Regeln der Technik vorliegen, existieren für den Fischschutz und den Fischabstieg derzeit noch keine entsprechenden Regelwerke. Genehmigungen werden oftmals mit einem Auflagenvorbehalt ausgesprochen. Es gibt allerdings Literatur, die sich am Markt etabliert und die im Rahmen des Forum Fischschutz strukturiert erfasst wurde (Wagner 2021).

Sonstige ökologische Maßnahmen können z. B. die Abgabe eines Mindestabflusses bei Ausleitungskraftwerken sein. Hinsichtlich des Mindestabflusses variieren die Anforderungen je nach Bundesland teilweise erheblich, wobei ein Teil der Bundesländer sich an den LAWA-Empfehlungen (LAWA 2020) orientiert, der andere Teil verfügt über eigene Vorgaben.

Die eingegangenen Rückläufer wurden über alle Leistungsklassen hinsichtlich der Art der ökologischen Maßnahmen ausgewertet. Die Ergebnisse sind in Abbildung 6.2 dargestellt. Danach wurden verhältnismäßig am häufigsten Maßnahmen zum Fischschutz umgesetzt, gefolgt von Fischaufstiegsanlagen.



Quelle: Erhebung FWT GmbH

Abbildung 6.2: Umgesetzte ökologische Maßnahmen

6.2. Erfordernis der technischen Leistungssteigerung

Wie in Kapitel 6.1 ausgeführt, besteht für modernisierte Anlagen ein Vergütungsanspruch nach § 40 (2) EEG 2017/2021, wenn die Leistung oder das Leistungsvermögen der Anlage erhöht wurde. Dabei wird zwischen wasserrechtlich zugelassenen Ertüchtigungen und nicht zulassungspflichtigen Ertüchtigungen unterschieden, inkl. einer Einschränkung, dass das Leistungsvermögen bei nicht zulassungspflichtigen Ertüchtigungen um mindestens 10 % erhöht werden muss.

Die Clearingstelle hat in einem Hinweisverfahren (Hinweis 2012/24) die Auslegung und Anwendung des § 23 Absatz 2 EEG 2012 näher betrachtet und zitiert darüber hinaus aus der Gesetzesbegründung zu § 23 Abs. 2 EEG 2012 zu den oben genannten Maßnahmen:

Das Leistungsvermögen kann insbesondere durch folgende Maßnahmen erhöht werden:

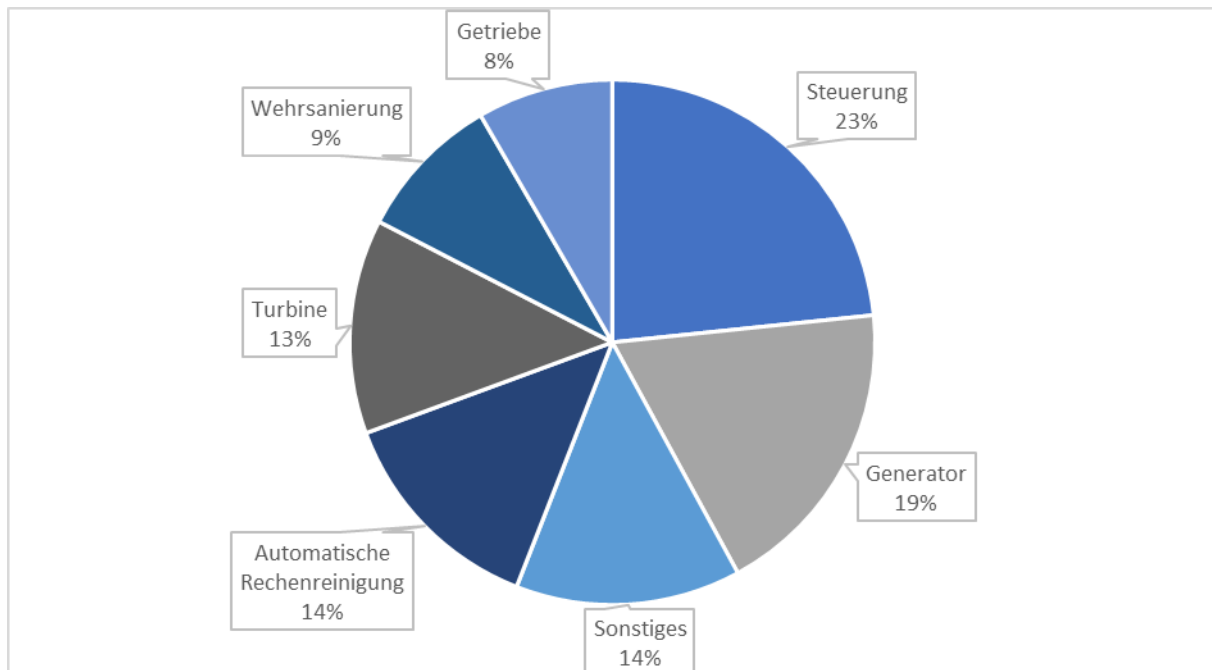
- Austausch von Generator, Getriebe, Turbine oder Laufrad,
- Erweiterung der Anlage durch Erhöhung des Ausbaudurchflusses und/oder der Fallhöhe,
- automatische Wasserstandsregelung,
- automatische Rechenreinigung,
- automatische Einsatzoptimierung bei Kraftwerken mit mehreren Turbinen,
- Einsatz permanent erregter Generatoren
- Erneuerung und Optimierung der gesamten Automatik
- Verbesserung der Zu- und Abströmung

Die Netzbetreiber sind verpflichtet, die von Betreibern von Wasserkraftanlagen eingereichten Nachweise zur Umsetzung der technischen Maßnahmen zu prüfen, bevor die Betreiber eine Vergütung nach dem EEG 2017 bzw. 2021 erhalten. Entsprechende Empfehlungen zum Nachweisverfahren werden in den Hinweisen 2012/24 und 2016/35 der Clearingstelle gegeben.

Laut Marktstammdatenregister wurden an 595 Stromerzeugungseinheiten Ertüchtigungsmaßnahmen mit einem gesamten Zubau von 12,6 MW und einer durchschnittlichen Leistungserhöhung von 10,8 % durchgeführt. Der Großteil (10,3 MW, 462 Maßnahmen) wurde ohne Zulassungspflicht

durchgeführt. Die am häufigsten durchgeführten Maßnahmen waren der Austausch von Generatoren, Getrieben, Turbinen und Laufrädern (siehe 3.1.1.6).

Laut Betreiberumfragen waren von den 155 Modernisierungen bzw. Ertüchtigungen 47 wasserrechtlich zugelassen. Die restlichen Ertüchtigungen entfielen auf nicht zulassungspflichtige Maßnahmen, siehe hierzu auch Kapitel 6.1. Die nachfolgende Abbildung 6.3 zeigt die Anteile der einzelnen Maßnahmen unabhängig von der Zulassungspflicht gemäß den Umfragen. In der Regel wurden dabei mehrere Maßnahmen im Rahmen einer Ertüchtigung durchgeführt.



Quelle: Erhebung FWT GmbH

Abbildung 6.3: Umgesetzte Ertüchtigungsmaßnahmen

Die Ergebnisse der Umfrage bei den Behörden und Vertretern von Wasserkraftverbänden zeigen jedoch einen Modernisierungsrückstand, besonders im Bereich der kleinen Wasserkraftanlagen. An vielen Kleinstanlagen ist eine Leistungssteigerung ohne ein neues Wasserrecht kaum möglich oder es sprechen wirtschaftliche Gründe dagegen (siehe 3.1.2.4). Bei größeren Wasserkraftanlagen ist das Leistungspotenzial oftmals bereits weitgehend ausgeschöpft, sodass hier nur in den wenigsten Fällen noch Steigerungen > 10 % erreicht werden können.

Am 05.05.2022 wurde von der Clearingstelle der Hinweis zum „Thema Ertüchtigung von Wasserkraftanlagen – Eintritt der Rechtsfolgen beschlossen“. Zuvor hatten verschiedene Verbände ihre Stellungnahme zu dem Thema abgegeben. Der Hinweis 2021/10-V legt fest, dass die Rechtsfolgen der Neuinbetriebnahme nach § 40 Abs. 2 EEG 2017/EEG 2021 bei einer nach dem 31.12.2016 abgeschlossenen Ertüchtigungsmaßnahme nicht automatisch eintreten, sondern nur, wenn von dem Anlagenbetreiber der Anspruch nach § 40 Abs. 2 Satz 1 bzw. 2 EEG 2017/EEG 2021 geltend gemacht wird. Der Anlagenbetreiber muss dem Netzbetreiber die Leistungserhöhung nur melden, wenn er den Anspruch nach § 40 Abs. 2 EEG 2017/EEG 2021 geltend machen möchte oder eine Vergütungsschwelle überschritten wird. Bei Verstoß gegen die Meldepflicht wird die der Leistungserhöhung zugeordnete Strommenge nicht vergütet. (Clearingstelle EEG I KWKG 2022)

Grundsätzlich empfiehlt die Clearingstelle EEG-Anlagenbetreibern und Netzbetreibern zur Vermeidung von Streitigkeiten, sich im Vorhinein über die Nachweisfragen hinsichtlich der Erhöhung der installierten Leistung bzw. des Leistungsvermögens untereinander abzustimmen. Idealerweise ist zum Nachweis eine Vergleichsmessung vorher und nachher bei gleichen Randbedingungen anzustellen (vgl. Clearingstelle EEG Hinweis 2012/24).

Im Interview berichtete ein Verbandsvertreter, dass es bei Wasserkraftanlagen, die durch die Leistungserhöhung nach deren Abschluss oberhalb von 100 kW liegen, durch den Zeitverzug zur Akzeptanz beim Netzbetreiber regelmäßig zu wirtschaftlichen Nachteilen bei Anlagenbetreibern kommt. Diese unterliegen gemäß EEG 2017/2021 ab dem Abschluss der Ertüchtigungsmaßnahme der Pflicht der Direktvermarktung (s.o.). Sie können diese Pflicht aber solange nicht wahrnehmen, bis der entsprechende Nachweis akzeptiert wurde. In diesen Fällen muss der Anlagenbetreiber für den Zwischenzeitraum die in § 21 Absatz 2 Punkt 2 EEG 2017/2021 festgelegte Ausfallvergütungsregelung in Anspruch nehmen.

6.3. Potenziale des zukünftigen Ausbaus

Die Wasserkraft wird schon seit Jahrhunderten als erneuerbare Energiequelle genutzt. In Deutschland gilt diese Sparte der erneuerbaren Energien als gut ausgebaut. Restpotenzial besteht in Hinblick auf die EU-WRRL und das einhergehende Verschlechterungsverbot fast ausschließlich in der Modernisierung bestehender Anlagen oder in geringerem Umfang im Neubau von Wasserkraftanlagen an bestehenden Querbauwerken. Der Neubau von Querbauwerken kann, vor allem aus ökologischer Sicht, praktisch komplett ausgeschlossen werden.

6.3.1. Bundesweites Zubaupotenzial

6.3.1.1. Potenzialstudie des Bundes (2010)

Im Jahr 2010 wurde in einer Potenzialstudie im Auftrag des BMUB das zu diesem Zeitpunkt genutzte Potenzial als auch das noch ungenutzte technische Potenzial der deutschen Gewässer bestimmt (BMU 2010). Die Ermittlung der Potenziale wird in der Potenzialstudie getrennt für zwei verschiedene Anlagen- und Gewässergrößen vorgenommen: Wasserkraftanlagen mit einer installierten Leistung ≥ 1 MW, im Folgenden auch „große Anlagen“ genannt, und Wasserkraftanlagen des Leistungsbereichs < 1 MW, im Folgenden auch „kleine Anlagen“ genannt. Die Gewässer wurden analog zu den am Gewässer realisierbaren Anlagengrößen ebenfalls in „große Gewässer“ und „kleine bis mittlere Gewässer“ eingeteilt.

Als Grundlage für die Berechnungen wurde das gesamte technische Wasserkraftpotenzial in Deutschland ermittelt, zunächst ohne die vorhandene Wasserkraftnutzung zu berücksichtigen. Dazu wurde zuerst das Linienpotenzial der Gewässer bestimmt, welches den maximalen Energievorrat der Gewässer bezeichnet. Dieser setzt sich aus dem durchschnittlichen jährlichen Abflussvolumen und den vorhandenen Gefällen der Gewässer zusammen. Für die Umrechnung des theoretischen Linienpotenzials zum technischen Wasserkraftpotenzial wurden Fließverluste, Anlagenwirkungsgrade sowie Volllaststunden in Form von Abminderungsbeiwerten berücksichtigt (siehe Abbildung 6.4). Das verbleibende technische Potenzial betrug 33,2 bis 42,1 TWh/a. Nach Gewässergrößen unterteilt, ergab sich für die großen Gewässer ein Mittelwert des theoretisch verfügbaren technischen Potenzials von 32,2 TWh/a. Für kleine und mittlere Gewässer belief sich das theoretisch verfügbare technische Potenzial auf 5,5 TWh/a. (BMU 2010)

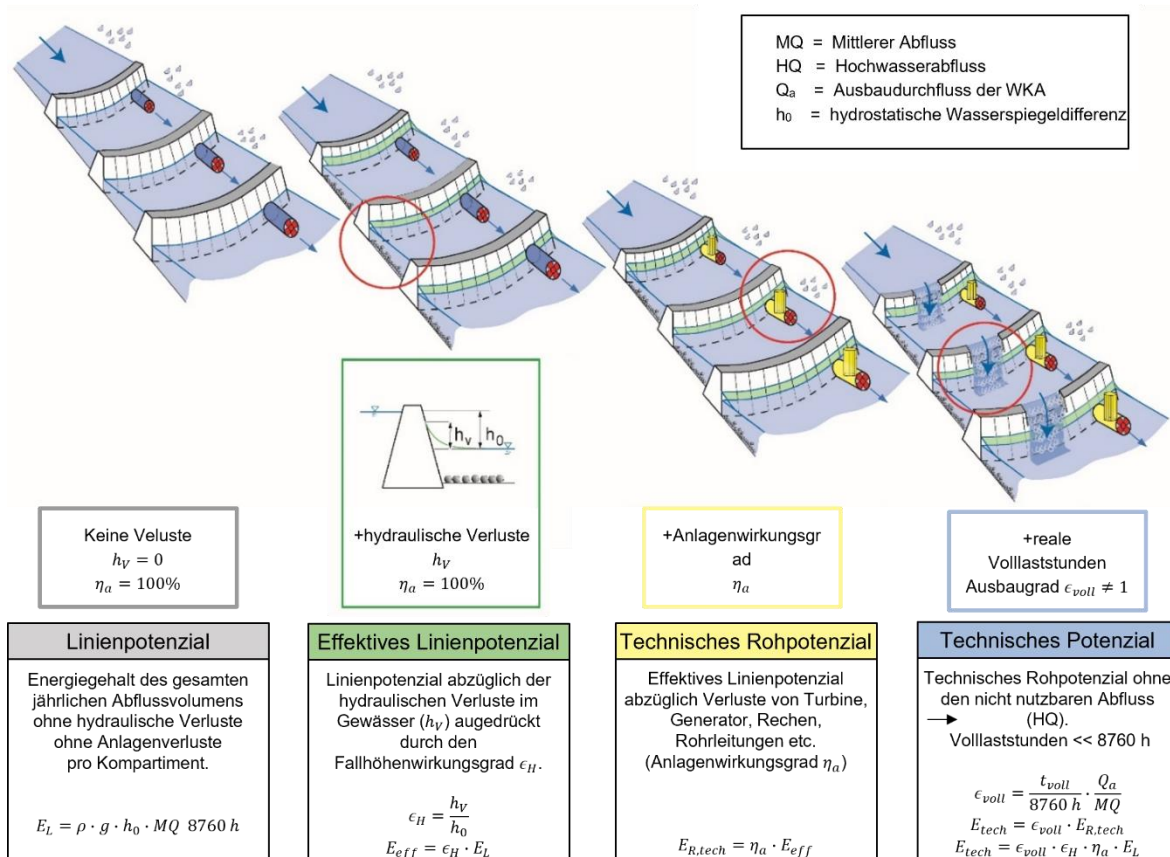


Abbildung 6.4: Darstellung der verschiedenen Wasserkraftpotenzialbegriffe (Anderer et al. 2010)

Das genutzte Potenzial, auf welchem die Berechnungen zum noch ungenutzten technischen Potenzial basieren, wurde in diesem Zuge zu 20,9 TWh/a (Nettostromerzeugung als langjähriges Mittel) ermittelt. Davon wurden mit 17,5 TWh/a rund 84 % den großen Wasserkraftanlagen mit einer Leistung ≥ 1 MW zugeordnet und die verbleibenden 3,4 TWh/a oder 16 %, den kleinen und mittelgroßen Anlagen mit einer Leistung < 1 MW (BMU 2010). Erzeugt wurden die 20,9 TWh/a im Jahr 2007 von mehr als 6.500 Wasserkraftanlagen mit einer installierten Leistung von etwa 5,1 GW (BMWK 2022). Kleine Anlagen tragen 16 % bzw. 0,82 GW zur installierten Leistung bei und große Anlagen 84 % bzw. 4,28 GW. Ausgeschlossen wurden bei der Berechnung der installierten Leistung Pumpspeicherkraftwerke und ausländische Anteile bei grenznahen WKA. Die Erzeugung aus den natürlichen Zuflüssen der Pumpspeicherkraftwerke wurde berücksichtigt.

Zur Bestimmung des noch zur Verfügung stehenden technischen Potenzials in Deutschland wurde das im Jahr 2007 genutzte Potenzial (20,9 TWh/a) vom Gesamtpotenzial (33,2 bis 42,1 TWh/a) abgezogen. Bei bestehenden Anlagen > 1 MW installierter Leistung sind die Standorte bekannt und die technischen Daten eindeutig ermittelbar, sodass für diese Anlagen zusätzlich standortspezifische Ausbau- und Modernisierungspotenziale (Bauer et al. 2010) bestimmt werden konnten. Aufgrund der geringen Datenlage und der großen Anzahl an Anlagen, konnte diese zusätzliche Potenzialermittlung bei den kleinen Anlagen nicht durchgeführt werden. Somit bilden die Potenzialangaben für diese Anlagen eine obere Abschätzung auf Grundlage des Linienpotenzials. (BMU 2010)

Im Mittel ergab sich auf diese Weise für große Gewässer ein nicht genutztes technisches Potenzial von 14,7 TWh/a. Dieses lässt sich in 4 Unterkategorien unterteilen (Abbildung 6.5). Kategorie 1 bezeichnet das Potenzial der „frei fließenden Strecken“, welche noch nicht stark ausgebaut wurden, und

beträgt 10,8 TWh/a. Eine Nutzung dieses Potenzials ist unter wirtschaftlichen und technischen Aspekten möglich. Unter Berücksichtigung von Nutzungskonkurrenzen und dem Erhalt bzw. der Verbesserung des ökologischen Zustandes dieser Strecken erscheint eine Ausnutzung dieses Potenzials jedoch als unwahrscheinlich. Mithilfe der Standortmethode wurde ein Zubaupotenzial von 2,6 TWh/a ermittelt. Dieses kann Kategorie 2, dem Zu- und Ausbau bestehender Wasserkraftanlagen, zugeordnet werden. Auswertungen haben gezeigt, dass durch eine Erhöhung des Anlagenwirkungsgrades allein in Bayern und Rheinland-Pfalz das Regelarbeitsvermögen um 0,95 TWh/a angehoben werden kann. In Bayern und Baden-Württemberg, den Bundesländern mit dem höchsten Wasserkraftanteil, könnte das Regelarbeitsvermögen mithilfe eines höheren Ausbaugrad um bis zu 1,2 angehoben werden. Durch den Neubau von Wasserkraftanlagen an bestehenden Querbauwerken (Kategorie 3) bestand ein Zubaupotenzial von 0,1 TWh/a. Der Zubau an bestehenden Querbauwerken oder Wasserkraftanlagen macht dabei einen Anteil von 68 % aus. Kategorie 4 bezeichnet die verbleibenden 1,3 TWh/a, die als Restpotenzial bezeichnet werden. Das Restpotenzial umfasst unter anderem einen durchgehenden Fallhöhenutzungsgrad von 0,9 und den Ersatz von bestehenden Wasserkraftanlagen durch optimierte Neuanlagen. Wird das Potenzial der frei fließenden Strecken vernachlässigt, verbleiben etwa 4 TWh/a realisierbares technisches Potenzial, mit dem im Folgenden weitergerechnet wurde. (BMU 2010)

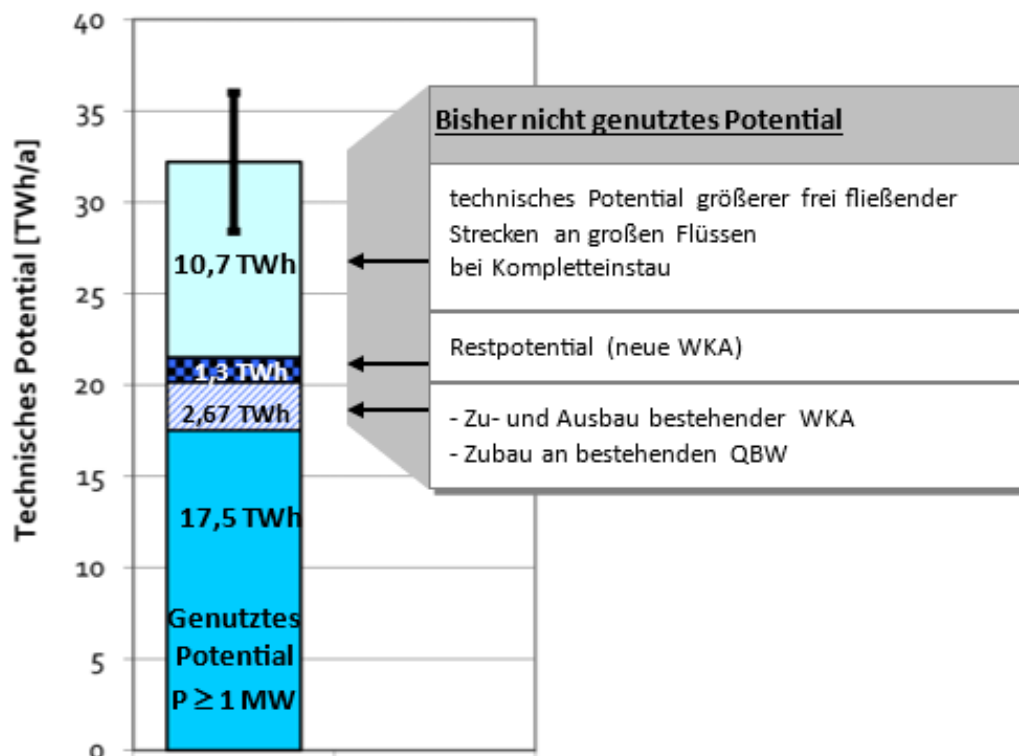


Abbildung 6.5: Aufteilung des technischen Potenzials großer Gewässer

Das technische Potenzial der kleinen und mittelgroßen Gewässer ergab sich als Mittelwert zu 2,1 TWh/a. Auch hier kann eine Untergliederung des bisher nicht genutzten technischen Potenzials erfolgen, siehe Abbildung 6.6. Ca. 50 % (1 TWh/a) des technischen Zubaupotenzials können den frei fließenden Strecken zugeordnet werden. Analog zu dem Potenzial der frei fließenden Strecken bei den großen Gewässern, gibt es auch bei den kleinen Gewässern nutzungsbedingte Restriktionen, z. B. durch Landwirtschaft oder dem Hochwasserschutz. Dadurch wird die tatsächliche Verfügbarkeit

dieses Potenzials erheblich beeinflusst. Eine weitere Minderung des Zubaupotenzials entsteht durch ökologische Abflüsse. Diese beschreiben den Abfluss, der durch Bypässe und Fischaufstiegsanlagen geführt wird, sodass eine Durchwanderbarkeit bestehen bleibt. Den ökologischen Abflüssen wurde ein Äquivalent von 0,1 TWh/a zugeschrieben. Es verblieb ein deutlich geringeres technisch-ökologisch-ökonomisches Potenzial von ca. 1 TWh/a (~ 30 % Arbeitssteigerung), welches die technische Verbesserung bestehender WKA als auch den Neubau von Wasserkraftanlagen einbezieht. (BMU 2010)

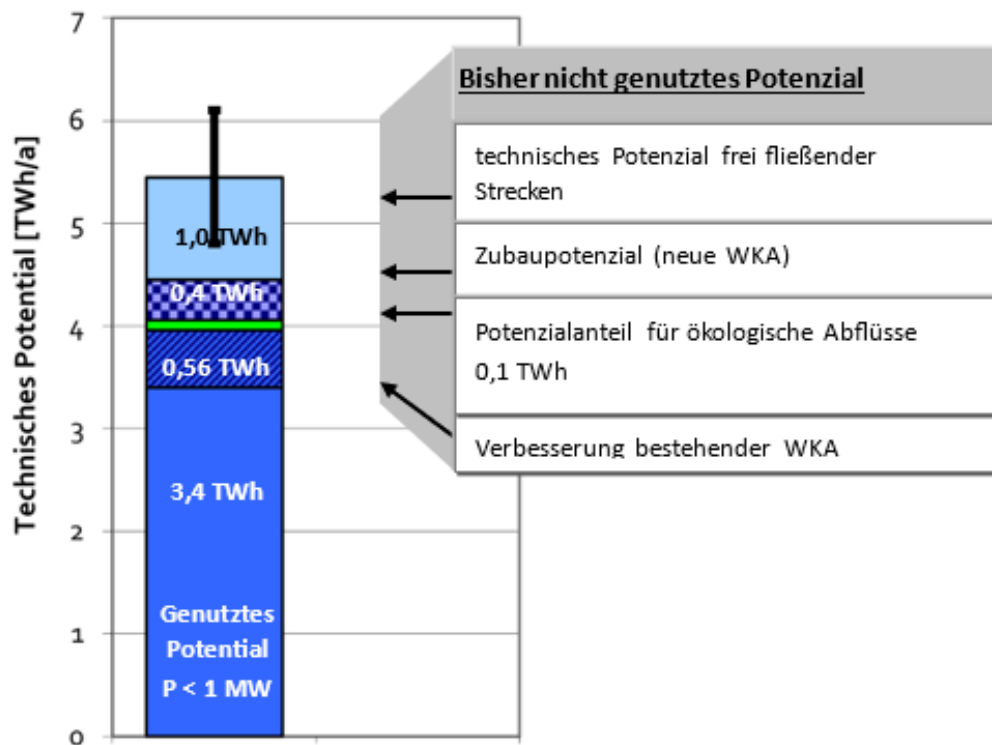


Abbildung 6.6: Aufteilung des technischen Potenzials mittelgroßer und kleiner Gewässer

6.3.1.2. Aktuelles Zubaupotenzial (2021)

Basierend auf den im Februar 2022 vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz in Zusammenarbeit mit der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (kurz: AGEE-Stat) herausgegebenen Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland (BMWK, 2022) wird die im Jahr 2021 vorliegende potenzielle Zubauleistung ermittelt. Betrachtet werden die Zahlen im Sektor Wasserkraft, welche Lauf- und Speicherwasserkraftwerke sowie Pumpspeicherkraftwerke mit natürlichem Zufluss einbeziehen.

Die installierte elektrische Leistung beträgt 5,4 GW. Das führt im Vergleich zur installierten Leistung aus dem Jahr 2007, welche 5,1 GW betrug, zu einer Leistungssteigerung von ca. 0,3 GW, also 6 % (BMWK 2022). Ob diese auf dem Papier zu sehende zusätzliche Wasserkraftleistung tatsächlich neue Anlagen oder lediglich der stetig fortschreitenden Erfassung von Anlagen zuzuschreiben ist, ist nicht genau zu klären. Es kann jedoch gesagt werden, dass zwischen den Jahren 2007 und 2021 Wasserkraftwerke aus- bzw. neugebaut wurden. Darunter zählt unter anderem das neue Wasserkraftwerk Rheinfeldern, welches im Dezember 2010 in Betrieb genommen wurde und eine Netto-Leistung von 0,1 GW aufweist (Energiedienst Holding AG 2011).

Um auch hier eine Betrachtung unterschieden nach Wasserkraftanlagen ≥ 1 MW und < 1 MW möglich zu machen, werden die 5,4 GW Gesamtleistung aufgeteilt. Eine Aufteilung aus dem Jahr 2016 spricht den kleinen Anlagen einen prozentualen Anteil von 15 % an der Jahreserzeugung deutscher WKA zu. Große Anlagen sichern daraus resultierend 85 % der Jahresarbeit (BMW 2019). Überträgt man diese prozentualen Anteile auf die installierte Leistung von 2021 können 4,59 GW den großen und 0,81 GW den kleinen Wasserkraftanlagen zugeordnet werden.

6.3.1.3. Gegenüberstellung der Daten

Die Entwicklung der installierten Leistung von 2007 bis 2021, getrennt für die beiden Anlagenkategorien, wird in Tabelle 6.1 betrachtet. Bei den großen Wasserkraftanlagen erhöht sich die installierte Leistung von 4,28 GW im Jahr 2007 auf 4,59 GW im Jahr 2021 um 0,31 GW. Das entspricht einem prozentualen Anstieg von ca. 7 %. Bei den kleinen Anlagen hat sich die installierte Leistung um ca. 1 %, von 0,82 GW auf 0,81 GW, verringert.

Tabelle 6.1: Installierte Leistung 2007 und 2021 sowie die Differenz

Installierte Leistung	Datenbasis	WKA mit $P_{inst} \geq 1$ MW	WKA mit $P_{inst} < 1$ MW	gesamt	Quelle
Installierte Leistung $P_{inst,2007}$ [GW]	2007	4,28 (84 %)	0,82 (16 %)	5,1	BMWK (2022) & AGEE-Stat, Zeitreihen Entwicklung EE in DEU
Installierte Leistung $P_{inst,2021}$ [GW]	2021	4,59 (85 %)	0,81 (15 %)	5,4	BMWK (2022) & AGEE-Stat, Zeitreihen Entwicklung EE in DEU
Differenz ΔP_{inst} [GW]	2021-2007	+ 0,31	- 0,01	+ 0,3	BMWK (2022) & AGEE-Stat, Zeitreihen Entwicklung EE in DEU

Quelle: siehe letzte Spalte; Auswertung: FWT GmbH

Eine Verrechnung des Zubaupotenzials aus 2007 und der zusätzlich installierten Leistung in den Jahren 2007 bis 2021, ergibt die im Jahr 2021 nicht genutzte Zubauleistung. Dafür wird das in TWh/a angegebene Zubaupotenzial aus dem Jahr 2007 durch Verrechnung mit Volllaststunden [h] in eine vergleichbare Leistung [GW] umgerechnet.

Die Volllaststunden zur Umrechnung des Potenzials wurden an Tabelle 5.9 Tabelle 5.8 angelehnt gewählt. Für die Anlagen mit einer installierten Leistung < 1 MW werden 4000 h/a angenommen. Die Berechnungen für die Wasserkraftanlagen mit einer installierten Leistung ≥ 1 MW werden mit 5500 Volllaststunden pro Jahr durchgeführt. Für das Jahr 2007 ergibt sich eine technische potenzielle Zubauleistung für große Gewässer von 0,73 GW. An kleinen Gewässern berechnet sich die potenzielle technische Zubauleistung zu 0,53 GW sowie eine nicht genutzte technisch-ökologisch-ökonomische Zubauleistung von 0,25 GW.

Tabelle 6.2 führt die potenzielle Zubauleistung im Jahr 2021 auf. Subtrahiert man die zusätzliche installierte Leistung aus den Jahren 2007 bis 2021 von der ungenutzten Zubauleistung aus dem Jahr 2007, erhält man für große Wasserkraftanlagen eine verbleibende potenzielle Zubauleistung von 0,42 GW. Somit wurden in 14 Jahren durch Zu- und Neubau an großen Gewässern 42,5 % des im Jahr 2007 noch verfügbaren Potenzials ausgeschöpft. Im Gegensatz dazu erhöht sich durch den Rückbau und

das Abschalten von kleineren Anlagen das technische als auch technisch-ökonomisch-ökologische Potenzial von Wasserkraftanlagen < 1 MW. Die potenzielle Zubauleistung beträgt im Jahr 2021 0,54 GW bzw. 0,26 GW.

Tabelle 6.2: *Potenzielle Zubauleistung und Zubau an installierter Leistung zwischen den Jahren 2007 und 2021*

Potenzielle Zubauleistung	WKA mit $P_{inst} \geq 1$ MW (große Gewässer)	WKA mit $P_{inst} < 1$ MW (kleine bis mittelgroße Gewässer) Technisches Potenzial	WKA mit $P_{inst} < 1$ MW (kleine bis mittelgroße Gewässer) Techn.-ökon.-ökol. Potenzial
Potenzielle Zubauleistung in 2007 $P_{pot, 2007}$ [GW]	0,73	0,53	0,25
Zubau zwischen 2007 und 2021 ΔP_{inst} [GW]	+ 0,31	- 0,01	-0,01
Potenzielle Zubauleistung in 2021 $P_{pot, 2021}$ [GW]	0,42	0,54	0,26

Auswertung: FWT GmbH

Wie schon im Erfahrungsbericht gemäß § 97 EEG (BMWi, 2019) erwähnt, geben die genannten Daten nur eine grobe Abschätzung des Potenzials. Der Vergleich von technischem und technisch-ökonomisch-ökologischem Potenzial zeigt, dass sich das Potenzial unter Einbezug von Wirtschaftlichkeit und ökologischen Rahmenbedingungen um mehr als die Hälfte verringern kann. Insgesamt hat die Wasserkraft demnach noch ein ausbaubares Potenzial von etwa 700 MW. Das bedeutet im Umkehrschluss, dass bereits ca. 88 % des Potenzials an Fließgewässern genutzt werden.

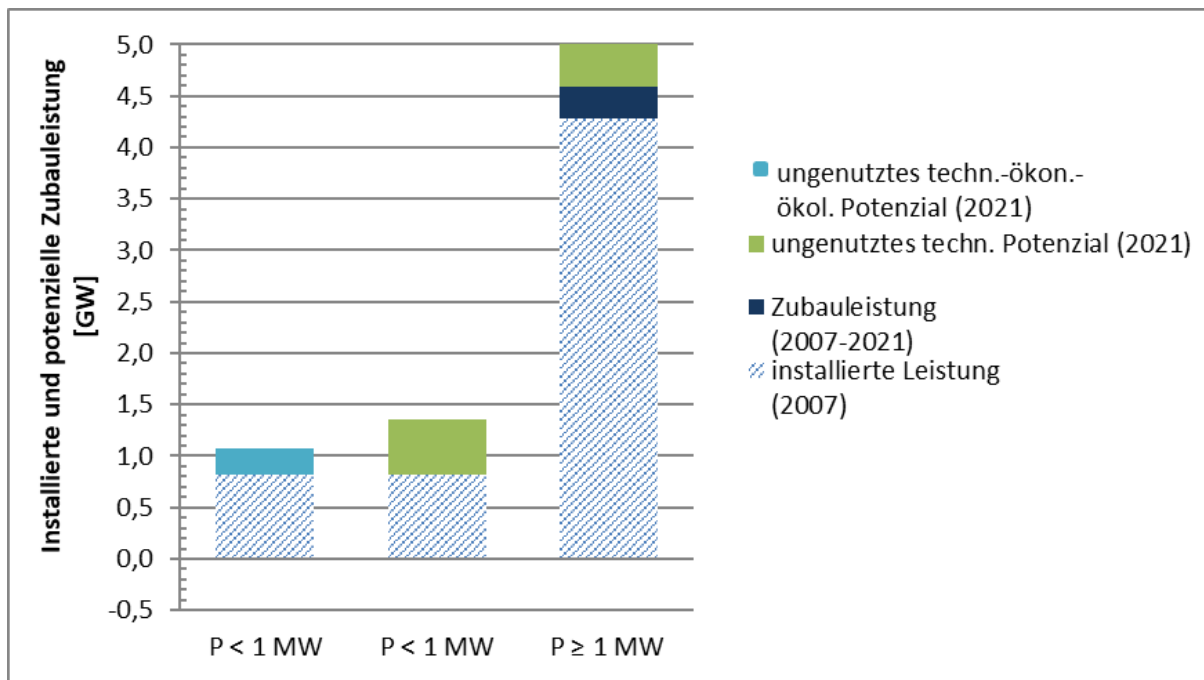


Abbildung 6.7: *Installierte Leistung der Wasserkraft für die Jahre 2007 und 2021, dargestellt für Anlagen der Leistung < 1 MW bzw. ≥ 1 MW, sowie grobe Schätzung des verbleibenden ungenutzten technisch-ökonomisch-ökologischen bzw. technischen Leistungspotenzials*

6.3.1.4. Prüfung Ausbauziel

Im Rahmen des Entschließungsantrags vom 07.07.2022 (Deutscher Bundestag 2022) stellte die Regierungsfraktion an die Bundesregierung folgenden Auftrag: „Vor dem Hintergrund der hohen Ausbauziele für erneuerbare Energien sollte auch geprüft werden, in welchem Umfang die Wasserkraft im Einklang mit den Belangen des Gewässerschutzes zukünftig verstärkt genutzt werden kann.“ Basierend auf den vorgestellten Ergebnissen des Zubaupotenzials und unter Beachtung möglicher Restriktionen wird nachfolgend ein Vorschlag für ein Ausbauziel für die Stromerzeugung aus Wasserkraft für das Jahr 2030 entwickelt.

In Anbetracht der drohenden Energieknappheit im Winter 2022/2023 wurden von der Wasserkraftbranche verschiedene Vorschläge erarbeitet, um kurzfristig die Potenziale der Wasserkraft anheben zu können (BDEW 2022, BDW 2022). Die potenziellen Maßnahmen beruhten auf der Aussetzung ökologischer, netztechnischer oder behördlicher Einschränkungen oder technischen Leistungsverbesserungen. Die Vorschläge wurden als Notfallmaßnahmen diskutiert. Aktuell werden die potenziellen Maßnahmen nicht weiterverfolgt.

Die Untersuchungen in diesem Kapitel zeigen, dass unter Beachtung ökonomischer und ökologischer Randbedingungen derzeit bereits 88 % des Potenzials der Wasserkraft an Fließgewässern genutzt werden. Das ausbaubare Potenzial wird auf circa 700 MW geschätzt. Es beinhaltet neben dem Zubau neuer WKA auch den Ausbau und die Verbesserung bestehender WKA, den Ersatz von WKA durch optimierte Neubauten und den Zubau von WKA an bestehenden Querbauwerken.

Die genannten Maßnahmen erfordern meist eine Änderung der wasserrechtlichen Gestattung. Erfahrungswerte zeigen, dass die Planungsprozesse einschließlich der notwendigen Genehmigungsverfahren sehr lange dauern, weswegen nicht mit einer schnellen Nutzung des Potenzials gerechnet werden kann. Es kann daher nicht davon ausgegangen werden, dass ein Zubau der kompletten 700 MW bis 2030 realisierbar wäre, sondern nur ein leichter Zuwachs durch bereits laufende Projekte wie auch in der Vergangenheit erfolgen wird.

Es gibt Faktoren, die die Leistungserzeugung an bestehenden Wasserkraftanlagen nennenswert einschränken, infolgedessen Neubauten einer Wasserkraftanlage an einem Standort nicht realisiert werden. Durch den Klimawandel werden sich die Abflüsse in ihrer Höhe und in der jahreszeitlichen Verteilung verändern, so dass künftig in einigen Regionen Wasserspeichern auch aus ökologischen Gründen eine noch bedeutendere Rolle zuwachsen wird. Die nutzbaren Abflüsse werden darüber hinaus durch ökologische Anforderungen eingeschränkt, beispielsweise in Form des Mindestwasserabflusses. Ökologische Anforderungen können auch bauliche Auflagen sein, die mit hohen Investitionen verbunden sind und einen Betrieb der WKA unwirtschaftlich machen.

Für das Jahr 2030 könnte das Ziel formuliert werden, die bisherige installierte Leistung und insbesondere Stromerzeugung aufrechtzuerhalten beziehungsweise geringfügig zu erhöhen. Dies kann insbesondere durch die Modernisierung und Erweiterung bestehender Wasserkraftanlagen sowie durch Neubau und Revitalisierung von Wasserkraftanlagen an bestehenden Querbauwerken erreicht werden.

6.3.2. Vorgehen der Länder bei geforderter Ausweisung der vorhandenen Wasserkraftpotenziale

Nach § 35 Absatz 3 WHG ist das ungenutzte Wasserkraftpotenzial an den vorhandenen Staustufen, von den Bundesländern bzw. den zuständigen Behörden, zu ermitteln. Ob eine Wasserkraftnutzung an den Staustufen und anderen Querbauwerken möglich ist, ist in diesem Zuge zu ermitteln. Geprüft werden sollen Bauwerke, die am 1. März 2010 bestanden und deren Rückbau zur Erreichung der Bewirtschaftungsziele nach Maßgabe der §§ 27 bis 31 auch langfristig nicht vorgesehen ist.

Seit der Bearbeitung des letzten EEG-Erfahrungsberichts (BMWi 2019) wurden zwei neue Wasserkraftpotenzialberichte veröffentlicht. Zum einen eine Studie des LfU Brandenburg (LfU Brandenburg 2022) sowie ein eine Vorstudie für das Bundesland Niedersachsen (Seidel 2021).

6.3.2.1. Brandenburg

Für das Bundesland Brandenburg wurde 2022 auf Grundlage des Querbauwerkskatalogs des Instituts für Binnenfischerei e.V. (Institut für Binnenfischerei e.V. 2017) eine Wasserkraftpotenzialstudie (LfU Brandenburg 2022) erarbeitet. Darin werden Querbauwerksstandorte betrachtet, die eine Mindestfallhöhe $H \geq 0,5$ m und eine Mindestabflussleistung von $MQ \geq 1$ m³/s aufweisen. Für die 127 infrage kommenden Querbauwerke wird eine zusätzliche Unterteilung für Fallhöhen $H \geq 0,8$ und mittlere Abflüsse von $MQ \geq 5$ m³/s durchgeführt. Es ergeben sich 4 verschiedene Kohorten, die betrachtet werden:

- | | | | |
|----|--|-----|-------------------------------------|
| 1. | $1 \text{ m}^3/\text{s} < MQ < 5 \text{ m}^3/\text{s}$ | und | $0,5 \text{ m} < H < 0,8 \text{ m}$ |
| 2. | $1 \text{ m}^3/\text{s} < MQ < 5 \text{ m}^3/\text{s}$ | und | $H > 0,8 \text{ m}$ |
| 3. | $MQ > 5 \text{ m}^3/\text{s}$ | und | $0,5 \text{ m} < H < 0,8 \text{ m}$ |
| 4. | $MQ > 5 \text{ m}^3/\text{s}$ | und | $H > 0,8 \text{ m}$ |

Bei dem angesetzten MQ handelt es sich um einen korrigierten mittleren Abfluss. Abflüsse die für eine FAA oder einen eventuellen Bypass, sowie für anstehende Schleusen benötigt werden, sind aus dem angesetzten MQ rausgerechnet. Die nach WHG vorgeschriebene Mindestwasserführung wird nicht betrachtet. Unter Einbezug des Gesamtwirkungsgrads der Anlagen (75 %) und nach Abflüssen gestaffelte Vollaststunden, ergibt sich das in der Studie betrachtete technisch-theoretische Leistungspotenzial und das theoretische Erzeugungspotenzial. Ersteres wurde im Zuge der Studie zu 8.625,73 kW ermittelt. Daraus berechnet sich ein theoretisches Erzeugungspotenzial von ca. 39 GWh/a. Unter der Annahme eines Querbauwerkerückbaus in den kommenden Jahren, wird von den Autoren ebenfalls eine Prognose für das Potenzial in 30 Jahren angegeben. Dieses ist mit 7.845,49 kW oder 35,48 GWh/a etwa 10 % geringer als das Potenzial aus dem Jahr 2021.

Da die Potenzialermittlung nur durch ein überschlägiges Berechnungsmodell auf Grundlage von Mittelwerten durchgeführt wird, werden einzelne ausgewählte Standorte zusätzlich mithilfe einer Simulationssoftware ausgewertet. Die Ergebnisse der Simulationen weichen bis zu +/- 100 % von den zuvor ermittelten Potenzialen ab. Besonders für Klein-/Kleinstwasserkraftanlagen liefert der Mittelwertansatz teils unrealistische Potenziale, weswegen die Ergebnisse der Studie lediglich als Richtwert angesehen werden sollen. Für die konkrete Wasserkraftplanung sollten die Standorte individuell geprüft werden.

6.3.2.2. Niedersachsen

Auf Anfrage des Niedersächsischen Ministeriums für Umwelt, Energie, Bauen und Klimaschutz wurde durch die TU Braunschweig (Seidel 2021) eine Vorstudie zum ausbaubaren Wasserkraftpotenzial in Niedersachsen erstellt. Für eine erste Einschätzung wurden 54 bestehende Querbauwerke, Stauhaltungen und andere Wassernutzungssysteme untersucht und das vorhandene technisch ausbaubare Potenzial im Hinblick auf die mittlere und große Wasserkraft bestimmt. Zusätzlich wurden zehn Neubauprojekte an der Weser und drei Neubauprojekte an der Elbe einbezogen. Die kleine Wasserkraft (< 1 MW) wurde in dieser Studie noch nicht betrachtet, soll aber in der ausstehenden Potenzialstudie der Wasserkraft in Niedersachsen ebenfalls mit einberechnet werden.

In der Studie wird darauf hingewiesen, dass in Niedersachsen 40 % mehr Altstandorte als im bundesweiten Durchschnitt stillgelegt wurden und auch weiterhin eine große Anzahl an Anlagen stillgelegt wird. Allein in den Jahren von 2012 bis 2019 wurden 13 von rund 255 Wasserkraftanlagen außer Betrieb genommen.

Die im Jahr 2018 installierte Leistung der Wasserkraft lag bei 77 MW und im Durchschnitt lag in der Zeit von 2003 bis 2019 die Erzeugung bei ca. 270 GWh pro Jahr. Von den 54 untersuchten Standorten, welche in Zukunft zu einer höheren Stromerzeugung aus Wasserkraft in Niedersachsen beitragen könnten, sind 34 Standorte Altstandorte. 20 Standorte sind mit einer installierten Ausbauleistung ≥ 1 MW der großen Wasserkraft zuzuordnen und die restlichen Standorte der mittleren Wasserkraft.

An 54 bestehenden Querbauwerken ergibt sich durch eine Mischung von WKA-Neubauten, Erweiterungen an in Betrieb befindlichen Altstandorten, neuen Stauzielen sowie Umfunktionierungen von Hochwasserrückhaltebecken ein Stromerzeugungspotenzial von 267 GWh/a bis 318 GWh/a und eine potenzielle Leistung von 54 MW bis 64 MW. Der Autor betrachtet außerdem 13 weitere Standorte, welche 1962 im Zuge eines Wasserkraftausbauplans an Weser und Elbe geplant, jedoch nie umgesetzt worden sind. Diese sollen 406 GWh/a bzw. 85 MW aus dem Weserausbau und 335 GWh/a bzw. 56 MW aus dem Elbeausbau generieren (Frohnholzer 1962).

Gemäß der Vorstudie könnte die aktuelle Jahresstromerzeugung aus Wasserkraft in Niedersachsen, durch den alleinigen Ausbau der betrachteten 67 Standorte, von 270 GWh auf 1.330 GWh und die Leistung von 77 MW auf 282 MW erhöht werden, was einer Verfünffachung gleichkäme. Es ist zu berücksichtigen, dass in der Vorstudie nur das technische Potenzial betrachtet wurde. Eine Untersuchung des ökologisch oder ökonomisch machbaren Potenzials wurde nicht durchgeführt.

6.3.2.3. Vergleich der Bundesländer

Die Bundesländer sind nach § 35 Absatz 3 WHG verpflichtet, das Wasserkraftpotenzial auszuweisen. Dafür sind in den meisten Ländern Potenzialuntersuchungen durchgeführt und der Öffentlichkeit zugänglich gemacht worden. In Tabelle 6.3 sind diese Studien und die ermittelten Wasserkraftpotenziale der einzelnen Bundesländer aufgeführt.

Die Stadtstaaten haben mangels Potenzials keine Untersuchungen durchgeführt. Im Saarland ist das 2007 ausgewiesene Potenzial 2014 bereits ausgeschöpft gewesen. In der Regel wurde das Potenzial durch Betrachtung von Einzelstandorten ermittelt. Dabei wurden unterschiedliche Randbedingung sowohl bzgl. der ökonomischen als auch bzgl. der ökologischen Realisierbarkeit angesetzt. Unter Berücksichtigung dieser unterschiedlichen Annahmen stimmt das in Kap. 6.3.1.3 ermittelte Restpotenzial von 700 MW gut mit dem von den Ländern ausgewiesenem Potenzial von ca. 450 MW überein.

Tabelle 6.3 Potenzialuntersuchungen in den Bundesländern; Maßnahmen zur Erfüllung von § Absatz 3 WHG

Bundesland	Potenzial	Potenzialart	Volllaststunden	Randbedingung Abfluss MQ	Randbedingung Leistung P	Randbedingung Fallhöhe H	Anmerkungen	Quelle
BB	8,6 MW 39 GWh/a	<p>theor.-techn. Potenzial:</p> <ul style="list-style-type: none"> ökologische Auflagen werden beachtet (Abfluss für FAA und Bypass) keine Berücksichtigung des ökologischen Mindestabfluss Betrachtung wirtschaftlicher Einschränkungen 	3.650 – 4.650 (abhängig vom Abfluss)	$\geq 1 \text{ m}^3/\text{s}$	k. A.	$\geq 0,5 \text{ m}$	landesweit; Betrachtung bestehender Querbauwerke/WKA	LfU Brandenburg (2022)
BE	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	keine aktuelle Untersuchung, Potenzial gering	k. A.
BW	21,1 GWh/a (Szenario 1) 13,8 GWh/a (Szenario 2)	<p>techn.-ökon.-ökol. Potenzial, Szenario 1:</p> <ul style="list-style-type: none"> Berechnung der ökol. Abflüsse an Ausleitungskraftwerken mit 1/3 MNQ, an Flusskraftwerken mit 1/6 MNQ <p>techn.-ökon.-ökol. Potenzial, Szenario 2:</p> <ul style="list-style-type: none"> Zusätzliche Verwendung eines zweistufigen Verfahrens zur Berücksichtigung spezifischer fischökologischer Anforderungen 	k. A.	k. A.	$\leq 1000 \text{ kW}$	$\geq 0,3 \text{ m}$	landesweit; Betrachtung bestehender Querbauwerke/WKA	Reiss et al. (2017), Energieatlas BW (2017)
BY	1.036 GWh/a	<p>techn.-ökon. Potenzial:</p> <ul style="list-style-type: none"> Technisch oder wirtschaftlich nicht umsetzbare Potenziale wurden nicht aufgenommen 	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	Untersuchung an WKA von E.ON und BEW; Betrachtung bestehender Querbauwerke/WKA	E.ON & BEW (2009),

Bundesland	Potenzial	Potenzialart	Volllaststunden	Randbedingung Abfluss MQ	Randbedingung Leistung P	Randbedingung Fallhöhe H	Anmerkungen	Quelle
HB	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	praktisch gesamtes Potenzial wird in Bremen-Hemelingen genutzt	k. A.
HH	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	keine aktuelle Untersuchung, Potenzial gering	k. A.
HE	24 MW 100 GWh/a	techn.-ökon.-ökol. Potenzial: <ul style="list-style-type: none"> Keine Stauerhöhung Mindestwasserberücksichtigung in Ausleitungsstrecken, FAA und Bypässen 	4.500	$\geq 1 \text{ m}^3/\text{s}$	$\geq 50 \text{ kW}$	$\geq 1 \text{ m}$	landesweit; Betrachtung bestehender Querbauwerke/WKA; Ausweisung des Bestands der WKA in Energiekarte - Energieportal Mittelhessen (https://www.energieportal-mittelhessen.de)	Theobald et al. (2011)
MV	7-10 GWh/a	techn. Potenzial	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	landesweit; Betrachtung bestehender Querbauwerke/WKA	Rindelhardt (2011)
NI	204,8 MW 1.059 GWh/a	techn. Potenzial: <ul style="list-style-type: none"> Stauzielerhöhung Geesthacht Neubauprojekte an Weser und Elbe (Frohnholzer, 1962) 	5.100	k. A.	k. A.	k. A.	Beispielhafte Untersuchung des Potenzials an 54 ausgewählten Standorten (bestehende Querbauwerke/WKA); Ausschluss der kleinen Wasserkraft	Seidel (2021)

Bundesland	Potenzial	Potenzialart	Volllaststunden	Randbedingung Abfluss MQ	Randbedingung Leistung P	Randbedingung Fallhöhe H	Anmerkungen	Quelle
NW	42,3 MW 141,4 GWh/a (techn.-theor. Potenzial) 14,4-24,4 MW 59,8-107,9 GWh/a (differenziertes Potenzial)	techn.- theor. Potenzial: <ul style="list-style-type: none"> Betrachtung von ökologischen Abflüssen (Mindestwasser in Auslaufstrecken, FAA und Bypässen) differenziertes Potenzial (minimal-maximal): <ul style="list-style-type: none"> Zusätzlicher Ausschluss von Standorten in Naturschutzgebieten, Einbezug von geplante Rückbau von Querbauwerken und speziellen Anforderungen der Zielartengewässer Lachs und Aal 	3.650 – 4.650 (abhängig vom Abfluss)	$\geq 1 \text{ m}^3/\text{s}$	$\geq 10 \text{ kW}$ (techn.-theor. Potenzial) $\geq 50 \text{ kW}$ (differenziertes Potenzial)	$\geq 0,8 \text{ m}$	landesweit; Betrachtung bestehender Querbauwerke/WKA	LANUV (2017)
RP	8,1 MW 33 GWh/a (techn. Potenzial) 5,5 MW 23 GWh/a (techn.-ökon.-ökol. Potenzial)	techn. Potenzial techn.-ökon.-ökol. Potenzial: <ul style="list-style-type: none"> Einbezug von Mindestabflüssen Betrachtung von Gesteungskosten und FAA-Kosten Lokale Restriktionen (Stadt-bild, Hochwasserabfuhr etc.) 	4.100	$\geq 100 \text{ kW}$ (darunter grobe Abschätzung)	k. A.	k. A.	landesweit; Betrachtung bestehender Querbauwerke/WKA	Anderer et al. (2009)
SH	2,8 MW	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	SH-MSGE (1990)
SL	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	Das für 2015 prognostizierte Potenzial war 2014 bereits ausgeschöpft.	IZES (2007)

Bundesland	Potenzial	Potenzialart	Volllaststunden	Randbedingung Abfluss MQ	Randbedingung Leistung P	Randbedingung Fallhöhe H	Anmerkungen	Quelle
SN	36,1 MW 142 GWh/a (alle Anlagen) 31,1 MW 123 GWh/a (≥ 40 kW) 25,2 MW 100 GWh (≥ 100 kW)	techn.-ökon. Potenzial	3.500 oder 4.000 (je nach Standort)	k. A.	Alle Anlagen ≥ 40 kW ≥ 100 kW	k. A.	landesweit; Betrachtung bestehender Querbauwerke/WKA	VEE (2008)
ST	8,5 MW 24 GWh/a	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	Wasserkraft nur gering ausbaufähig; Keine neuen Untersuchungen (mündlicher Hinweis des Umweltministeriums vom 8.2.2018)	EUPD&DCTI (2012)
TH	2 MW 9,7 GWh/a	techn. Potenzial: <ul style="list-style-type: none"> Wesentliche Verschlechterung des ökologischen Zustands wird vermieden Berechnung der Kapitalrendite 	3.000-5.000 (je nach Standort)	≥ 1 m³/s	≥ 5 kW	≥ 0,6 m ≥ 0,7 m	Betrachtung bestehender Querbauwerke/FAA an Unstrut, Saale, Ilm, Werra, Gera, Ohra und Apfelstädt	Anderer et al. (2013), Bauerfeind et al. (2011), Reuter und Schmalz (2017), Schmalz (2015), Schmalz und Sauerwein (2015)
Summe	448 MW 2.046 GWh/a	Anmerkung: Mittelwert; Einbezug ökologischer Belange, wenn nicht schon in Studie geschehen, durch eine Potenzialreduktion von 20 %						

6.4. Hemmnisse des zukünftigen Ausbaus der Wasserkraft

Obschon die Wasserkraftbetreiberverbände noch Ausbaupotenziale der Wasserkraft sehen, siehe auch Kapitel 6.3, sind diese unter den aktuellen ökonomischen und ökologischen Bedingungen nur schwer zu nutzen. Da aus gewässerökologischen Gründen ein Neubau in der Regel nur an bestehenden Querbauwerken genehmigt wird und lukrative Standorte bereits ausgebaut sind, findet ein Neubau in der Regel nur an ehemaligen Standorten statt. Die Anzahl dieser Standorte ist aber begrenzt.

Auch der Ausbau und die Modernisierung bestehender Wasserkraftanlagen werden durch die Anforderungen der Gewässerökologie, die im Wasserhaushaltsgesetz (WHG 2010) und den Ländergesetzen festgeschrieben sind, gedrosselt. Mit den Anforderungen der §§ 33-35 WHG wird nicht nur der Ausbau gehemmt, sondern der Bestand bzw. die Erzeugung verringert. Die dort geforderten Maßnahmen zur Herstellung der Durchgängigkeit, zum Fischschutz und zur Abgabe eines Mindestabflusses erfordern ökologische Abflüsse, die für die Erzeugung von Strom nicht mehr zur Verfügung stehen.

Aufgrund der gesetzlichen Vorgaben nach §§ 33-35 WHG haben die Wasserkraftbetreiber in den meisten Fällen die Kosten für die Durchführung der ökologischen Maßnahmen zu tragen. Die Anforderungen des WHG in der Leistungsklasse kleiner 1 MW werden bei Betreibern und Herstellern als problematisch angesehen, weil die Finanzierung der Maßnahmen in diesem Leistungsbereich nicht allein durch die EEG-Förderung gegeben ist.

Von Betreibern wurde angemerkt, dass die Kosten für die Maßnahmen an den Wasserkraftanlagen sehr hoch seien, da diese speziell auf die Anlage angepasst werden müssten. Es mangle an der Verfügbarkeit von Fachplanern und Fachfirmen, Maschinenkomponenten und kompetenten Arbeitskräften. Durch die Preissteigerungen gebe es hohe Baukosten für Erneuerung und Modernisierung. Auf lange Sicht gebe es keine Investitionssicherheit, da die meist erteilten Genehmigungszeiträume zu gering seien, um die Errichtungskosten kompensieren zu können. Auch laut Aussage der Hälfte der befragten Behörden stellt der wirtschaftliche Faktor ein wichtiges Hindernis beim Ausbau der Wasserkraft dar.

Ein häufig von den Anlagenbetreibern genannter Punkt sind Planungsunsicherheiten. Bezüglich der Planung umfangreicherer Maßnahmen wird bei bereits begonnenen Maßnahmen für mehr Planungssicherheit eine Übergangsregelung zwischen den EEG-Gesetzesnovellen gewünscht. Bei Neubauten gebe es ein umfassendes, kostenintensives und langwieriges Genehmigungsverfahren mit unbekanntem Ausgang und unbekanntem Auflagen. Bezüglich Modernisierungen werden Unsicherheiten genannt, ob der geplante Maßnahmenumfang zu einer EEG-Höherstufung durch den Netzbetreiber führe. Unsicherheiten in der Planung würden ebenfalls durch gestiegene Umweltauflagen, Gesetzesverschärfungen und den Klimawandel bestehen.

Eine Leistungssteigerung > 10 % sei nach Aussage der Anlagenbetreiber nur bei erheblichem Sanierungsstau zu bewerkstelligen.

Hersteller und Planer können keine Veränderung in der Auftragslage durch EEG-Entwicklungen feststellen und geben daher an, dass das EEG eine eher untergeordnete Rolle beim Ausbau der Wasserkraft spiele und der Einfluss des WHG weitaus bedeutender sei.

Ein weiteres Hemmnis beim zukünftigen Ausbau der Wasserkraft sind laut Umfragen bei Betreibern und Herstellern die lange Genehmigungsdauer und der hohe bürokratische Aufwand. Auch bei den befragten Behörden wurde eine zu lange Genehmigungsdauer besonders bei Neubauten mit langwierigen Abstimmungen, teilweise mit den benachbarten Bundesländern, als ein Hemmnis angeführt. In diesem Zusammenhang wurden auch Konflikte mit Anglervereinen, Naturschutzverbänden und angrenzenden Grundstückseigentümern genannt, die zu langen Verfahrensdauern führen können.

6.5. Meeresenergienutzung

Der Ausbau der Meeresenergie steht auch international defacto noch am Anfang. Die zu Beginn angenommene hohe Entwicklungsgeschwindigkeit dieser Technologie konnte nicht dauerhaft durchgehalten werden, so dass die weitere Entwicklung deutlich langsamer von statten ging als prognostiziert. Bisher sind nahezu nur Demonstrationsanlagen und Prototypen realisiert.

Bei der Energiegewinnung aus Meeresenergie unterscheidet man grundsätzlich unterschiedliche Erzeugungsarten, wie z. B. Gezeiten-, Meeresströmungs- und Wellenkraftwerke, die in den folgenden Abschnitten näher erläutert werden.

Erste kleine Parks (z. B. Projekt MeyGen in Schottland) sind bereits in Betrieb, an deren Erweiterung wird gearbeitet. Vereinzelt sind auch erste kommerzielle Anlagen ausgeführt (z. B. eine Wellenenergieanlage in Matriku in Spanien). Zurzeit laufen weltweit einige größere Projektentwicklungen, die sich zum Teil noch in der Planungsphase und zum Teil in der Umsetzungsphase befinden.

In Deutschland gibt es aufgrund des zu geringen Potenzials, was im Folgenden noch erläutert wird, keine realisierten Projekte in der Meeresenergie. Trotzdem spielen deutsche Unternehmen im internationalen Markt eine nicht unwichtige Rolle. Ein Beispiel hierfür ist das bayrische Unternehmen Sinn Power GmbH, welches in den Jahren 2018 und 2019 Prototypen für zwei solcher Meeresenergieanlagen auf hoher See getestet hat.

Die in Europa installierte Leistung hat im Jahr 2021 einen sprunghaften Anstieg erlebt. Dies ist vor allem der geringeren, pandemiebedingten Installation von Kapazitäten im Jahr 2020, aber auch der insgesamt gestiegenen Investitionsbereitschaft geschuldet. So wurden im Jahr 2021 2,2 MW an Gezeitenstromkapazität installiert, während es 2020 lediglich 260 kW waren. Ähnlich verhält es sich auch mit der installierten Leistung bei der Wellenenergienutzung, welche 2021 681 kW betrug. Für die weiteren Erzeugungsarten liegen keine Zahlen vor.

Damit sind in europäischen Gewässern, Stand 2022, 11,5 MW Gezeitenstrom- und 1,4 MW Wellenenergieanlagen installiert (CNBC 2022).

Dieser Trend sollte sich auch innerhalb der nächsten Jahre fortsetzen. Die Europäische Kommission hat das Ziel gesetzt, bis 2025 in der EU 100 MW und bis 2030 1 GW installierte Leistung im Bereich der Meeresenergienutzung zu erreichen. Zwar hat die Finanzkrise im Jahr 2008 der Industrie einen Dämpfer verpasst, so haben bspw. die Unternehmen Voith und Pelamis Wave Power sämtliche Aktivitäten eingestellt, dennoch wird ihr eine wichtige Rolle in der künftigen Energieversorgung zugesprochen. Wie sich die aktuellen politischen Entwicklungen auf das Erreichen dieses Ziels auswirken, ist allerdings noch unklar.

Ziel dieser Darstellung ist es, einen Überblick über die Technologien und deren Entwicklung in den letzten Jahren zu geben einschließlich der derzeit realisierten oder zur Realisierung anstehenden internationalen Projekte. Der Fokus liegt zudem auf dem Meeresenergiepotenzial für Deutschland und mögliche deutsche Standorte einschließlich der infrage kommenden Technologien.

6.5.1. Technische Realisierung inkl. aktueller Beispiele

In der hier dargestellten Ausarbeitung werden folgende Formen der Meeresenergie betrachtet:

- **Gezeitenkraftwerke** (Nutzung der potenziellen Energie aus dem Tidenhub),
- **Meeresströmungskraftwerke** (Nutzung der kinetischen Energie (Strömung), hauptsächlich infolge der Gezeiten),
- **Wellenkraftwerke** (Nutzung der Energie der Wellen),
- **Osmosekraftwerke** (Nutzung des Konzentrationsunterschiedes zwischen Süß- und Salzwasser) und
- **Meereswärme-Kraftwerke** (OTEC; Nutzung der Temperaturdifferenz zwischen warmen Oberflächenwasser und kaltem Tiefseewasser).

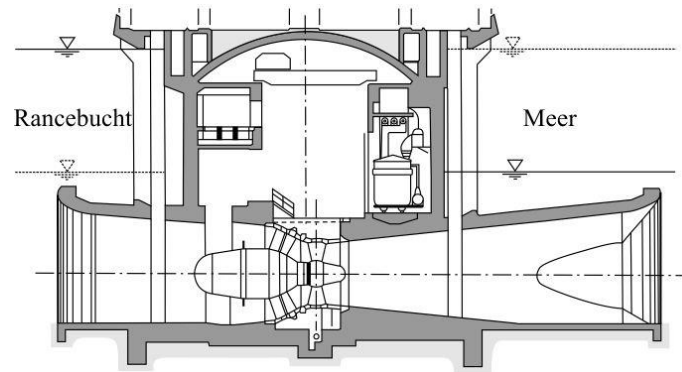
Nicht betrachtet werden hier maritime Biomasse sowie die Offshore-Windenergie.

6.5.1.1. Gezeitenkraftwerke

Gezeitenkraftwerke nutzen die potenzielle Energie des Tidenhubs. Zu diesem Zweck wird eine Bucht oder ein Becken durch eine Stauanlage abgesperrt. Bei Ebbe fließt dann das Wasser aus dem Becken, in dem ein höherer Wasserpegel vorliegt, und treibt dabei Turbinen an. Bei den Turbinen handelt es sich mehr oder weniger um klassische Wasserkraftturbinen (üblicherweise Rohr-Turbinen) mit einigen speziellen Anpassungen.

Bei Flut, wenn der Wasserspiegel des Meeres über dem des Beckens liegt, fließt das Wasser in das Becken und treibt dabei wiederum Turbinen an. Dies ist schematisch in Abbildung 6.8 dargestellt.

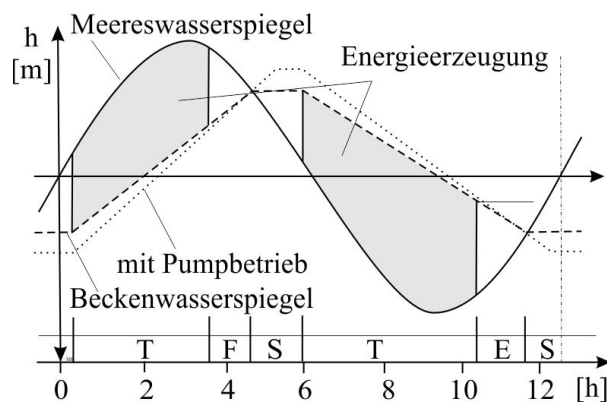
Die Technologie der Gezeitenkraftwerke entspricht also weitgehend der von konventionellen Wasserkraftwerken. Es handelt sich dabei um eine erprobte Technik, zum Beispiel ist das Kraftwerk La Rance in Frankreich mit einer installierten Leistung von 240 MW seit 1966, also über 50 Jahre, im Betrieb.



Quelle: nach Giesecke et al. 2014

Abbildung 6.8: Querschnitt des Gezeitenkraftwerks Rance mit zwei typischen Wasserspiegellagen

Werden Gezeitenkraftwerke mit Pumpturbinen ausgestattet, so können sie durchaus auch zur kurzzeitigen Netzregelung verwendet werden und positive sowie negative Regelleistung bereitstellen. Dies ist während der Erzeugungsphase (siehe Abbildung 6.9 gelber Bereich) möglich. Das führt zu einer erhöhten Wirtschaftlichkeit solcher Anlagen. Zum anderen steht damit Regelenergie zur Verfügung, die für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen ins elektrische Netz gebraucht wird. Dies wird z. B. im erwähnten Gezeitenkraftwerk La Rance, das in Abbildung 6.10 dargestellt ist, praktiziert.



Grafik: nach Giesecke et al. 2014

Abbildung 6.9: Schematische Darstellung der Wasserspiegelverläufe beim Betrieb des Gezeitenkraftwerks Rance



Quelle: Saint-Malo Tourisme 2022

Abbildung 6.10: Gezeitenkraftwerk La Rance in Frankreich

Das momentan größte Gezeitenkraftwerk der Welt in Shiwa in Südkorea wurde 2011 in Betrieb genommen und hat eine Leistung von 260 MW. Bei diesem Kraftwerk in Damm-Bauweise wird eine künstlich angelegte Lagune an der Küste Südkoreas energetisch genutzt.

Ein weiteres großes Gezeitenkraftwerksprojekt in Südkorea war im Incheon Bay geplant. Hier waren 44 Turbinen mit einer Gesamtleistung von 1.320 MW im Gespräch. Aufgrund von Umweltproblemen wurde das Projekt allerdings verworfen.

In Tabelle 6.4 sind die weltweit in Betrieb befindlichen Gezeitenkraftwerke zusammengestellt.

Tabelle 6.4: In Betrieb befindliche Gezeitenkraftwerke (nach Giesecke et al. 2014)

Anlage	Leistung [MW]	Land
Shiwa Lake	260	Südkorea
La Rance	240	Frankreich
Annapolis Royal Generating Station	20	Kanada
Jiangxia	3	China
Kislaya Guba	1,7	Russland
Uldolmok	1,5	Südkorea

Quelle: (Giesecke et al. 2014)

Ein großer Nachteil bei Gezeitenkraftwerken, wie sie derzeit gebaut werden, liegt darin, dass ein Meerbusen oder eine Flussmündung durch einen Damm abgesperrt werden. Dadurch ergeben sich große negative Einflüsse auf die Umwelt, so ist. z. B. die Durchgängigkeit für Lebewesen und für Geschiebe nicht mehr gegeben, aber auch der sehr wichtige Austausch von Frischwasser ist eingeschränkt.

Eines der größten Gezeitenkraftwerksprojekte war das Severn-Barrage-Projekt in Großbritannien in der Nähe von Bristol. Über viele Jahre wurde dazu geplant, Studien erstellt usw., wobei erste Planungen schon auf das 18. Jahrhundert zurückgehen. Diese Anlage sollte einen Teil des Bristol Channels mit einem 16 km langen Damm absperren und eine Leistung von über 8 GW aufweisen. Mittlerweile wurde dieses Projekt jedoch aufgrund der Umweltauswirkungen sowie der hohen Investitionssumme abgelehnt.

Aufgrund dieser Umwelteinflüsse wird zunehmend eine Lagunenbauweise mit einem künstlichen Becken favorisiert. Dabei wird ein in sich geschlossenes Becken angelegt und dadurch auf die Abtrennung eines ganzen Bereiches oder einer Flussmündung verzichtet. Eine Version dieser Lagunenbauweise ist das in Großbritannien geplante Tidal Lagoon, aktuell bei Swansea und Cardiff in Planung.

Der Nachteil eines Tidal-Lagoon-Kraftwerks liegt darin, dass im Vergleich zu konventionellen Gezeitenkraftwerken ein deutlich längerer Damm notwendig ist. Es ist deshalb eine vergleichsweise einfache und damit kostengünstige Dammbauweise erforderlich. Dies könnte eine Bauweise sein, wie sie für den Bau der Swansea-Lagoon-Anlage in Form einer Sandaufspülung und einer Deckwerkssicherung aus Steinen mit vorgesehen ist.

Die erste Lagune soll bei Swansea gebaut werden. In einem ca. 9 km langen Damm sollen 16 Turbinen mit einer Gesamtleistung von 320 MW eingesetzt werden. In Abbildung 6.11 ist ein Lageplan der Lagune dargestellt. Man sieht, dass hier nicht mehr ein ganzer Bereich abgetrennt, sondern dass „nur“

ein Becken in die Swansea Bay gebaut wird. Damit erreicht man einen deutlich geringeren Eingriff in die Gewässerstruktur.

Als Baubeginn für diese Anlage war das Jahr 2018 vorgesehen. Aufgrund der Kosten wurde das Projekt zurückgestellt. Die Baufreigabe wurde dadurch verwirkt. Seit 2021 laufen wieder Überlegungen, die Anlage zu realisieren.



Quelle: Tidal Lagoon Power 2022

Abbildung 6.11: Mögliches Tidal Lagoon-Kraftwerk in der Swansea Bay

Eines der größten Gezeitenkraftwerksprojekte war das bereits erwähnte Severn-Barrage-Projekt in der Nähe von Bristol. Stattdessen sollen dort die vorgenannten Tidal Lagoons sowie weitere derartige Anlagen gebaut werden. Abbildung 6.12 zeigt die vorgesehenen Standorte. Bei Realisierung aller Anlagen ergäbe sich eine Gesamtleistung von ca. 4 GW. Eine Zeitschiene für den Bau der weiteren Anlagen steht aber noch nicht fest.



Quelle: Kretschmer 2015

Abbildung 6.12: Mögliche Lagunen zur Meeresenergienutzung im Bristol Channel

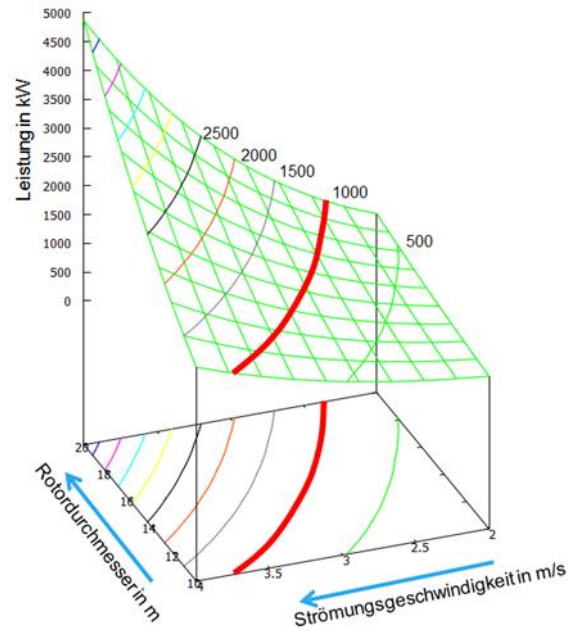
6.5.1.2. Meeresströmungskraftwerke

Meeresströmungskraftwerke nutzen im Allgemeinen die kinetische Energie der Strömung, die sich infolge der Gezeiten einstellt. Die Nutzung von Permanentströmungen (z. B. Golfstrom, Straße von Gibraltar) ist nur an sehr wenigen Standorten möglich, da eine Beeinflussung dieser für die Meeresbiologie und das Klima bedeutenden Strömungen ein unkalkulierbares Umweltrisiko darstellen würde.

Durch die Kostenstruktur von Installation, Infrastruktur mit Stromableitung, Betrieb und Wartung usw. scheint sich herauszukristallisieren, dass Meeresströmungsturbinen meist erst ab einer Leistung von größer 1 MW wirtschaftlich betreibbar sein werden. Die Tendenz geht deshalb deutlich zu größeren Maschineneinheiten. Beispielsweise kommen im MeyGen-Projekt von Andritz Hammerfest, eine Tochter der Firma Andritz mit Sitz in Glasgow, Maschinen mit 1,5 MW Leistung zum Einsatz.

Neben horizontalachsigen Turbinen werden auch vertikalachsige Maschinen (ähnlich wie in der Entwicklung der Windturbinen, Beispiel Gorlow-Rotoren) eingesetzt. Diese werden zum Teil auch mit Saugmänteln zur Leistungserhöhung versehen. Der Trend geht aber – ähnlich wie im Bereich der Windenergie – eindeutig zu horizontalachsigen Maschinen ohne Ummantelung, da dies wohl die kostengünstigste Variante darstellt.

Die Leistung einer Strömungsturbine steigt mit der dritten Potenz der Strömungsgeschwindigkeit und mit der zweiten Potenz des Rotordurchmessers. In Abbildung 6.13 ist die Leistung einer Turbine in Abhängigkeit des Rotordurchmessers sowie der Strömungsgeschwindigkeit dargestellt. Man sieht, dass eine Strömungsgeschwindigkeit im Bereich von min. 2,5 bis 3 m/s notwendig ist und der Rotordurchmesser 15 bis 20 m betragen sollte, um eine Leistung von 1 MW zu erreichen (dicke rote Linie). Das bedeutet, dass man eine Wassertiefe von mindestens 25 bis 30 m benötigt, damit sowohl der strömungsarme Bereich in Sohlennähe als auch der oberflächennahe, durch Schiffe genutzte Bereich ausgeschlossen werden kann. Diese Voraussetzungen sind nicht häufig gegeben.



Quelle: IHS 2018

Abbildung 6.13: Leistung einer Strömungsturbine in Abhängigkeit von Rotordurchmesser und Strömungsgeschwindigkeit

Der wohl größte Fortschritt in den letzten Jahren im Bereich der Strömungsturbinen wurde wohl bei dem MeyGen-Projekt am Pentland Firth, UK, gemacht. Als langfristiges Ziel in den nächsten Jahren sollen hier Turbinen mit einer Gesamtleistung von 398 MW installiert werden.

Das Projekt der Firma Atlantis ist in mehrere Phasen unterteilt:

- Phase 1A: Installation von 4 Turbinen mit einer Gesamtleistung von 6 MW
- Phase 1B: Installation weiterer 4 Turbinen auf neuartigen Fundamenten, Gesamtleistung 6 MW
- Phase 1C: Installation von weiteren 49 Turbinen, Gesamtleistung 73,5 MW
- Phase 2 und 3: Installation von weiteren Turbinen bis zu einer Leistung der Gesamtanlage von 398 MW (für diese Leistung liegt die Genehmigung vor).

Phase 1A ist seit Ende 2017 abgeschlossen und die 4 Maschinen sind installiert und liefern Strom. Eine der vier Turbinen wurde von der Firma Atlantis geliefert, siehe Abbildung 6.14. Drei Turbinen kommen aus Ravensburg von Andritz Hammerfest, siehe Abbildung 6.15. Die Installation weiterer Turbinen ist entgegen den ursprünglichen Plänen offenkundig noch nicht erfolgt.



Quelle: Atlantis Resources in Holder 2017

Abbildung 6.14: Gezeitenströmungsturbine der Firma Atlantis



Quelle: Andritz Hammerfest 2022

Abbildung 6.15: Gezeitenströmungsturbine der Firma Andritz Hammerfest bei der Installation

Sustainable Marine entwickelte zusammen mit den Turbinen der deutschen Firma Schottel Hydro das Strömungskraftwerk PLAT-I. Seit 2018 wurde ein 280 kW großes Kraftwerk vor Schottland getestet. Im Jahr 2021 konnte ein 700-kW-Kraftwerk vor Neuschottland, Kanada, installiert werden, dass im ersten Halbjahr 2022 seinen kommerziellen Betrieb aufnehmen soll.

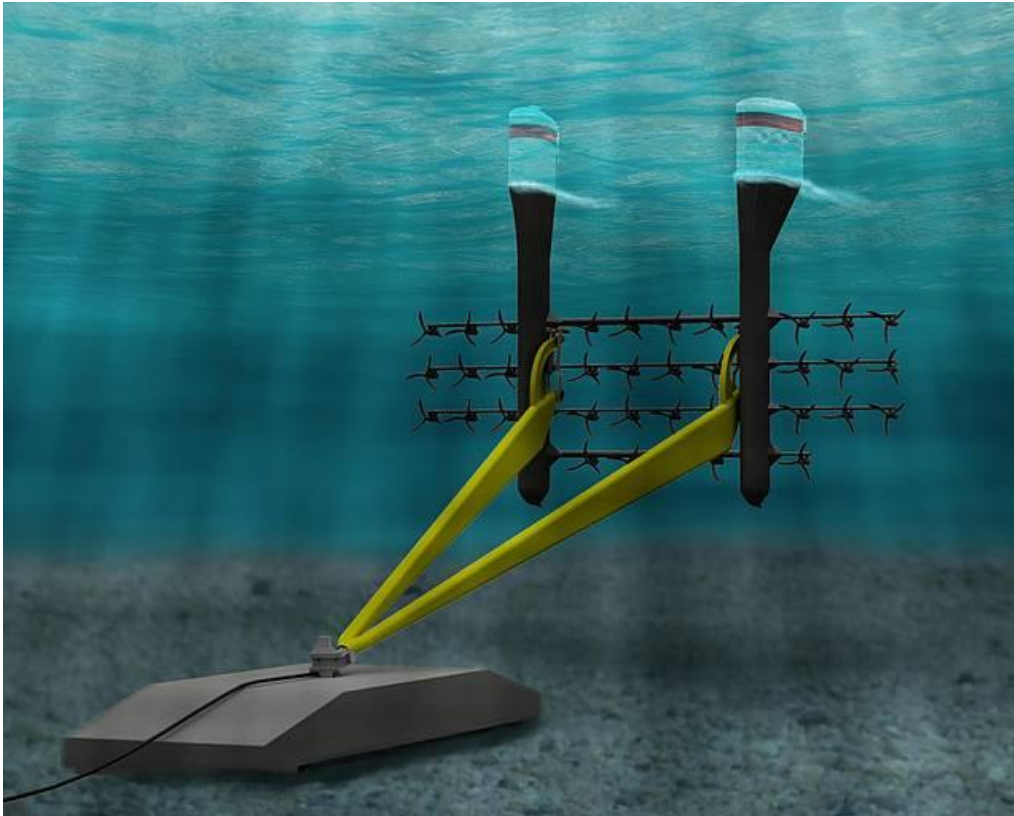


Quelle: Sustainable Marine 2022

Abbildung 6.16: PLAT-I der Firma Sustainable Marine

Für niedrigere Strömungsgeschwindigkeiten ist ein größerer Rotordurchmesser notwendig. Allerdings ist häufig wegen der geringen Wassertiefe der realisierbare Rotordurchmesser eingeschränkt. Betrachtet man die Tiefeneinschränkung durch den Tidenhub, eventuelle Oberflächenwellen sowie die Bodengrenzschicht so sind maximale Rotordurchmesser kleiner 10 m realisierbar.

Eine für diese Standorte sinnvolle Entwicklung stellt die Triton-Technologie von Schottel dar. Diese ist in Abbildung 6.17 dargestellt. Im Gegensatz zum den konventionellen horizontalachsigen Anlagen, wie zum Beispiel im MeyGen-Projekt eingesetzt, werden hier eine größere Anzahl kleiner Rotoren eingesetzt. Damit erreicht man vor allem bei geringeren Wassertiefen eine gute Nutzung der zur Verfügung stehenden durchströmten Flächen. Gleichzeitig verwendet man dabei effiziente horizontalachsige Rotoren. Ein solches Turbinen-Array wurde für das FORCE Tidal Test Center in Kanada geliefert.



Quelle: Schottel 2015

Abbildung 6.17: TRITON-Haltestruktur mit SIT Turbinen von Schottel

Auch hier gilt, dass bei einer Installation für jeden Standort individuell die Ausführung, die Umweltverträglichkeit und vor allem die Wirtschaftlichkeit geprüft werden muss.

Ein ähnliches Konzept verfolgt Orbital Marine Power, die an einer schwimmenden Plattform zwei Rotoren mit 20 m Durchmesser und einer installierten Leistung von insg. 2 MW installiert haben. Eine erste Einheit ist seit 2016 im European Marine Energy Centre (EMEC), Orkney, in Betrieb.

Das schottische Unternehmen Nova Innovation hat Ende 2021 vom Europäischen Innovationsrat (EIC) finanzielle Unterstützung erhalten, um ihre bereits seit mehreren Jahren als Prototyp zuverlässig Energie produzierende Strömungsturbine zügig weiter voranzutreiben.

6.5.1.3. Wellenkraftwerke

Bei Wellenkraftwerken gibt es eine große Vielfalt an Technologien. Diese können in folgende drei prinzipielle Gruppen eingeteilt werden:

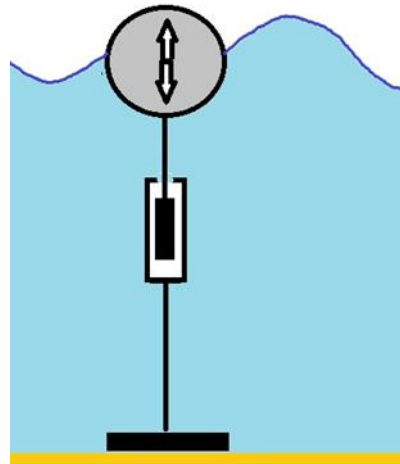
- Anlagen mit bewegten Auftriebskörpern,
- Anlagen mit überspülenden Wellen,
- Anlagen mit oszillierende Wassersäulen.

Diese drei Technologien werden im Folgenden beschrieben.

6.5.1.3.1. Anlagen mit bewegten Auftriebskörpern

Die Anlagen mit bewegten Auftriebskörpern (Heaving/Pitching Devices) nutzen die Relativbewegung eines Schwimmkörpers (z. B. einer Boje), der sich mit den Wellen auf und ab bewegt. Die

Bewegungsenergie kann dabei in einem Lineargenerator in elektrische Energie umgewandelt werden oder sie kann benutzt werden, um mit einer Kolbenpumpe ein Arbeitsfluid auf einen hohen Druck zu bringen. Dieses Arbeitsfluid kann dann über eine Turbine wieder entspannt und damit ein Generator angetrieben werden. Das Prinzip einer solchen Anlage ist in Abbildung 6.18 dargestellt.



Quelle: IHS 2018

Abbildung 6.18: Prinzipieller Aufbau eines Heaving/Pitching Device

Zu dieser Technologie gibt es einige Prototypen und Demonstrationsanlagen, wie der „Wave Energy Converter“ der Firma Sinn Power, welcher seit 2019 in Heraklion getestet wird.



Quelle: Sinn Power 2022

Abbildung 6.19: Prototyp „Wave Energy Converter“ in Heraklion

Neben der Relativbewegung zwischen Verankerung und Schwimmkörper kann auch die Relativbewegung zwischen mehreren Schwimmkörpern ausgenutzt werden. Dies ist z. B. bei der Pelamis-Anlage (Abbildung 6.20) der Fall. Aus finanziellen Gründen aufgrund der Finanzkrise 2008 musste das Unternehmen Pelamis Wave Power die Anlagen stoppen und zurückbauen. Dies hatte zur Folge, dass das

Aegir Wave Power, ein Joint Venture zwischen Vattenfall und der Pelamis Wave Power, ebenfalls eingestellt wurde.



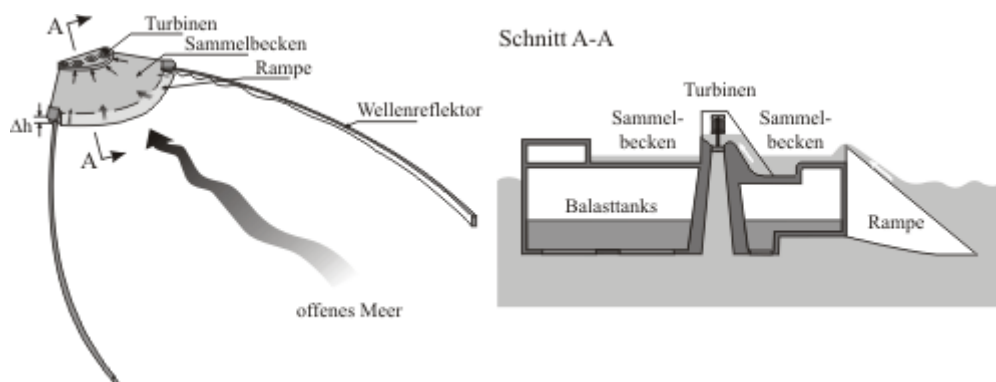
Quelle: EMEC 2022

Abbildung 6.20: Pelamis-Anlage

Ein etwas anderes Konzept verfolgt Eco Wave Power, die mit an Uferbauten, wie z. B. Wellenbrechern und Hafentmolen Schwimmereinheiten installieren, die die Auf- und Abwärtsbewegung der Wellen über Hydraulikkolben nutzen. Der dadurch entstehende Druck treibt einen Hydraulikmotor und dieser wiederum den Generator an, der dann über einen Wechselrichter Strom in das Netz einspeist. Seit 2014 wird am Hafen von Jaffa, Israel, eine Testanlage betrieben, der seit 2019 eine kommerzielle Anlage mit 100 kW folgt, die 2022 in Betrieb gehen soll. Auch in Gibraltar ist seit 2016 eine Pilotanlage mit 100 kW in Betrieb, der ebenfalls eine kommerzielle Anlage folgen soll.

6.5.1.3.2. Anlagen mit überspülenden Wellen

Anlagen mit überspülenden Wellen (Overtopping Devices) nutzen die Energie der Wellen, indem sie diese über eine Rampe in ein höher liegendes Becken führen. Damit ergibt sich eine Spiegeldifferenz zwischen Meeresspiegel und Becken. Diese potenzielle Energie wird dann über eine klassische Wasserturbine abgearbeitet. Dies ist schematisch in Abbildung 6.21 dargestellt. Diese Anlagen können sowohl an Land gebaut als auch als schwimmende Einheiten auf dem Meer installiert werden, z. B. WaveDragon.



Quelle: Giesecke et al. 2014

Abbildung 6.21: Funktionsprinzip einer Anlage mit überspülenden Wellen

Um den Einfluss der Tide (bei Onshore-Anlagen) zu kompensieren und um unterschiedlichen Wellenklimata Rechnung zu tragen, gibt es auch Anordnungen mit mehreren Becken auf unterschiedlichem Niveau, z. B. Seawave Slot-cone Generator (SSG).

Derartige Anlagen können auch als Mehrzweck-Anlagen ausgeführt werden. In Abbildung 6.22 ist das Schema einer Hafeneinfahrt mit integriertem Wellenkraftwerk dargestellt. Dies hat den Vorteil, dass sich die Baukosten verteilen und sich dadurch der Anteil für die Energiegewinnung reduziert. Darüber hinaus müssen nur äußerst geringe zusätzliche ökologische Eingriffe für die Energiegewinnung vorgenommen werden.



Quelle: Knapp 2008

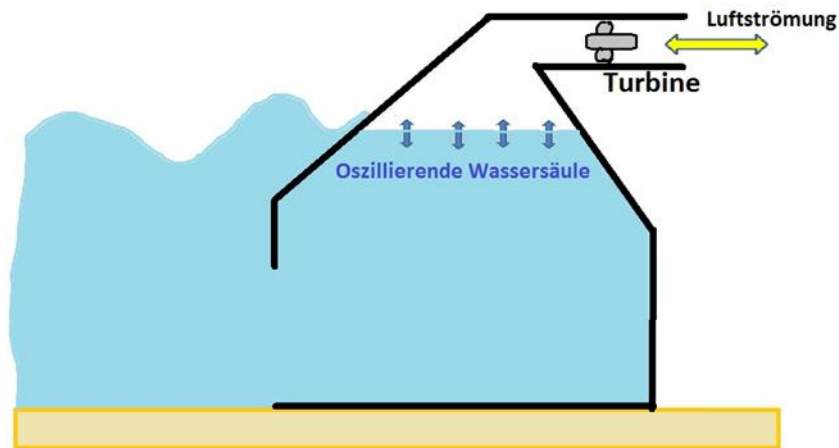
Abbildung 6.22: Seawave Slot-cone Generator (SSG)

Die elektro-mechanische Ausrüstung von Anlagen mit überspülenden Wellen ähnelt sehr der von klassischen Wasserkraftwerken, die Energie des Wassers im Becken wird über konventionelle Wasserturbinen abgearbeitet.

6.5.1.3.3. Anlagen mit oszillierender Wassersäule

Wellenkraftwerke mit oszillierender Wassersäule (OWC-KW) bestehen aus einer unten offenen Kammer, die mit Luft gefüllt ist. Durch die Wellenbewegung wird in der Kammer der Wasserspiegel zum Schwingen gebracht. Diese oszillierende Wassersäule führt zu einer Verdrängung der Luft aus der Kammer bzw. zum Ansaugen der Luft in die Kammer. Die Luftströmung treibt dabei eine Turbine an. Das Prinzip ist in Abbildung 6.23 schematisch dargestellt. OWC-Kraftwerke werden sowohl an Land als auch als schwimmende Einheiten gebaut (Abbildung 6.24).

Der größte Kostenaufwand eines OWC-Kraftwerks liegt im Bau des Kollektors. Werden OWC-Kraftwerke als Mehrzweck-Anlagen ausgeführt, die zusätzlich dem Wellenschutz dienen, so müssen die Kollektorkosten nicht komplett der Stromerzeugung zugeschlagen werden.



Quelle: IHS 2018

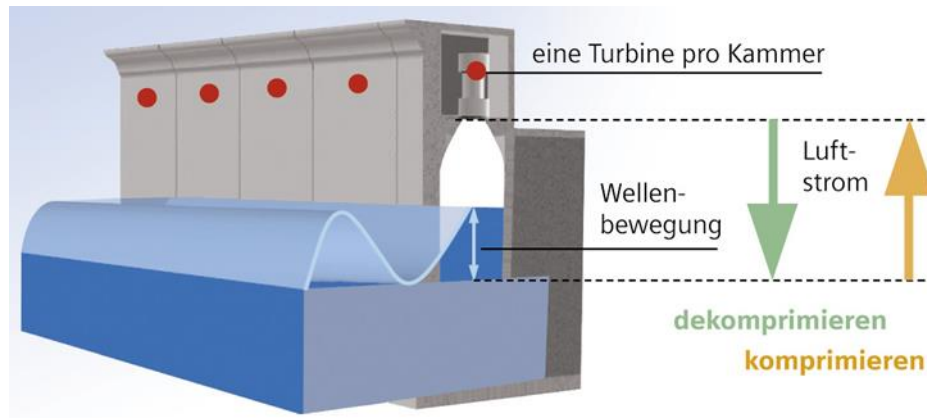
Abbildung 6.23: Schematische Darstellung eines OWC-Kraftwerks



Quelle: Arnold o.J.

Abbildung 6.24: OWC-Kraftwerk OE Bouy in Irland

In Abbildung 6.25 sind Breakwater-Turbinen dargestellt, wie sie in Wellenbrechern, z. B. bei Hafenbefestigungsanlagen, integriert werden können. Dies hat den Vorteil, dass sich die notwendigen Baukosten für die Energiegewinnung deutlich reduzieren. Darüber hinaus ergeben sich keine zusätzlichen ökologischen Eingriffe durch die Energiegewinnung.



Quelle: Voith 2022

Abbildung 6.25: Prinzip eines Wellenbrecher-Kraftwerks

In Mutriku, Spanien, wurde im Jahr 2012 das erste kommerzielle Wellenbrecher-Kraftwerk (Breakwater plant) mit 16 Turbinen der Firma Voith Hydro Wavegen in Betrieb genommen. Es liefert 300 kW und kann damit ca. 250 Haushalte mit Strom versorgen (Abbildung 6.26).



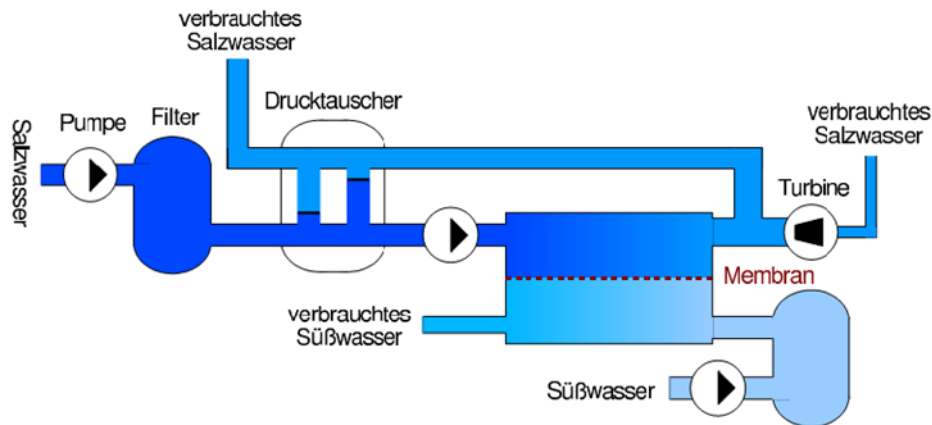
Quelle: Voith 2022

Abbildung 6.26: Wellenbrecher-Kraftwerk in Mutriku, Spanien

6.5.1.3.4. Osmose-Kraftwerke

Osmose-Kraftwerke nutzen die Osmose in Form des Salzkonzentrationsunterschieds zwischen Süß- und Salzwasser. Diese Kraftwerke können demzufolge nur an Flussmündungen installiert werden, wo sowohl Süß- als auch Salzwasser vorhanden sind. Diese Kraftwerke beruhen zum großen Teil auf klassischem Anlagenbau. Das Kernstück dieser Technologie stellt eine halbdurchlässige Membrane dar. Die Wirtschaftlichkeit einer solchen Anlage wird im Wesentlichen durch diese Membrane bestimmt.

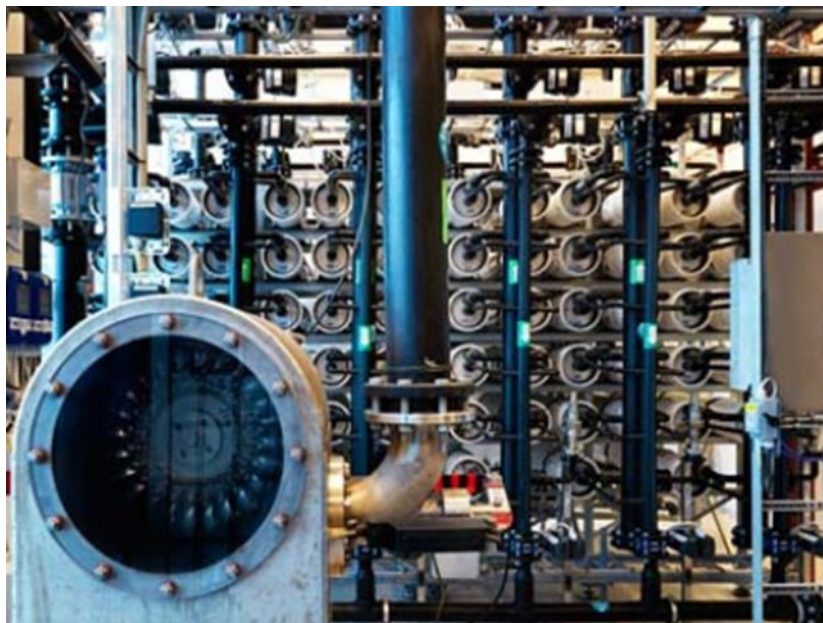
Bezüglich der Membrane gibt es noch keine Erfahrung. Dies ist noch Gegenstand der Forschung. Allerdings gibt es bei Osmose-Kraftwerken einen gewissen Synergieeffekt im Hinblick auf Meerwasserentsalzungsanlagen. Diese funktionieren heute meist nach dem Umkehrosmose-Prinzip (Salzwasser wird mit hohem Druck durch eine Membrane gedrückt) und verwenden dabei ähnliche Anlagenkomponenten. Solche Anlagen sind ein potenzielles Produkt von deutschen Anlagenbauern. In Abbildung 6.27 ist der schematische Aufbau eines Osmose-Kraftwerks dargestellt.



Quelle: IHS 2018

Abbildung 6.27: Schematischer Aufbau eines Osmose-Kraftwerks

Seit Ende 2009 ist ein erstes Osmose-Kraftwerk mit einer Leistung von 2-4 kW von der Firma Statkraft in Betrieb. Abbildung 6.28 zeigt die Membran-Anordnung dieses Kraftwerks. Zunächst war nach der Inbetriebnahme dieses Kraftwerks ein weiteres, größeres Osmose-Kraftwerk geplant, was allerdings aufgrund der fehlenden Wirtschaftlichkeit nicht weiterverfolgt wurde.

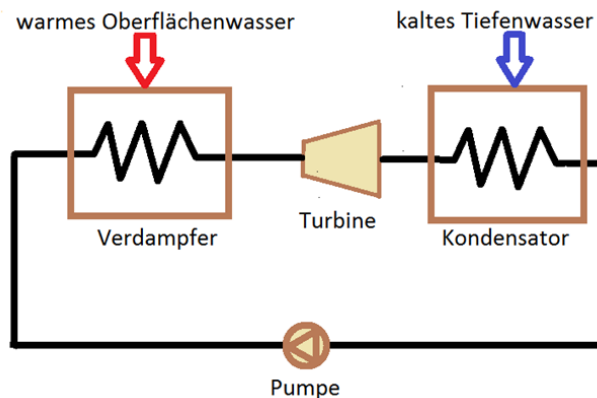


Quelle: <https://scinexx.de> 2010

Abbildung 6.28: Osmose-Kraftwerk der Firma Statkraft

6.5.1.3.5. OTEC-Kraftwerke

Meereswärmekraftwerke (Ocean Thermal Energy Conversion, OTEC) nutzen den Temperaturunterschied zwischen kaltem Tiefenwasser und warmem Oberflächenwasser und betreiben damit einen thermodynamischen Kreisprozess (Rankin-Prozess) wie andere thermische Kraftwerke. Dieser Kreisprozess ist Abbildung 6.29 dargestellt. Da der Wirkungsgrad eines solchen Prozesses stark von der Temperaturdifferenz abhängt, kann hier physikalisch nur ein sehr kleiner Wirkungsgrad erreicht werden.



Quelle: IHS 2018

Abbildung 6.29: Geschlossener Kreisprozess eines OTEC

6.5.1.3.6. Kombinierte Anwendungen

Ähnlich wie Offshore-Windanlagen benötigen Offshore-Meeresenergieanlagen einen hohen Infrastrukturaufwand (z. B. Stromkabel). Es wäre deshalb wünschenswert, unterschiedliche Technologien an einem Standort zu kombinieren.

Für deutsche Standorte ist dabei die wahrscheinlichste Kombination, dass Offshore-Windanlagen mit Wellenenergieanlagen gekoppelt werden. Hier ist es vorstellbar, dass durch entsprechende Wellenenergiekonverter die Belastung auf die Haltestrukturen von Windkraftanlagen reduziert werden könnte, was zu einer Kostenreduktion bei der Windkraftanlage führen könnte. An vereinzelt Standorten ist auch eine Kombination aus Offshore-Wind und Meeresströmung denkbar.

Der Vorteil solcher kombinierten Anlagen liegt darin, dass zum einen nur einmal die Infrastruktur geschaffen werden muss. Zum anderen wird der Strom aus unterschiedlichen Energieformen ins Netz eingespeist, was zu einer Vergleichmäßigung des Energiedargebots führen wird.

6.5.2. Potenziale der Meeresenergie in Deutschland und deren mögliche Technologien

Die Daten zu den Potenzialen der Meeresenergie für Deutschland basieren auf der Studie „Nutzung der Meeresenergie in Deutschland“ von 2010 (Ecofys 2010). Neuere Studien sind nicht verfügbar.

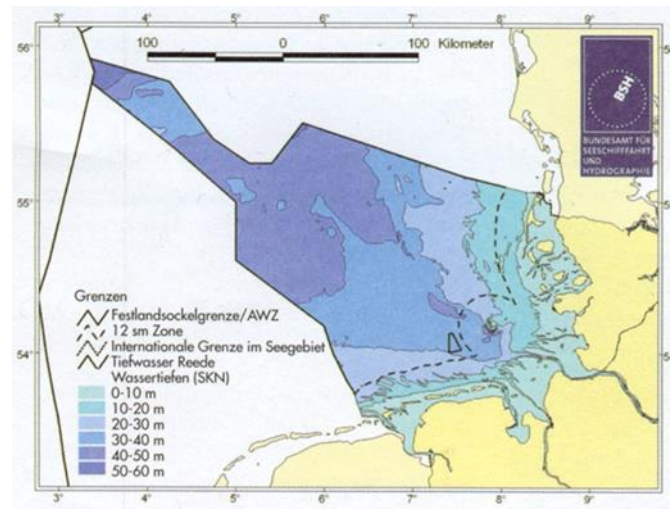
In dieser Studie wird unterschieden zwischen

- theoretischem Potenzial,
- technischem Potenzial und
- Potenzial nach Berücksichtigung von Nutzungskonkurrenten.

Die Meeresenergie kann in Deutschland prinzipiell an Nordsee und Ostsee genutzt werden. Nach einer kurzen Zusammenfassung wird in den folgenden Abschnitten detaillierter auf die einzelnen Erzeugungsarten eingegangen.

In Abbildung 6.30 ist die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone der Nordsee dargestellt. In der Nordsee kommt es dabei zu erheblichen Nutzungskonflikten. Zum einen befinden sich in dem nutzbaren Teil zahlreiche Schiffrouten. Zum anderen liegen dort große Naturschutzzonen, so dass die

energetische Nutzung sehr eingeschränkt ist. Weiter ist das Gebiet stark touristisch geprägt und eine Verbauung ist deshalb schwierig.



Quelle: Leuschner

Abbildung 6.30: Wassertiefen in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone der Nordsee

Die Ostsee bietet wenig Potenzial für die Nutzung der Meeresenergie. Sie weist nur einen sehr geringen Tidenhub und damit sehr geringe Gezeiten-Strömungsgeschwindigkeiten auf. Die zur Verfügung stehende Wellenenergie ist ebenfalls sehr gering. Des Weiteren ist der Salzgehalt nur schwach und warmes Oberflächenwasser steht ebenfalls nicht zur Verfügung. Die Ostsee ist letztlich bedeutungslos für die Meeresenergienutzung.

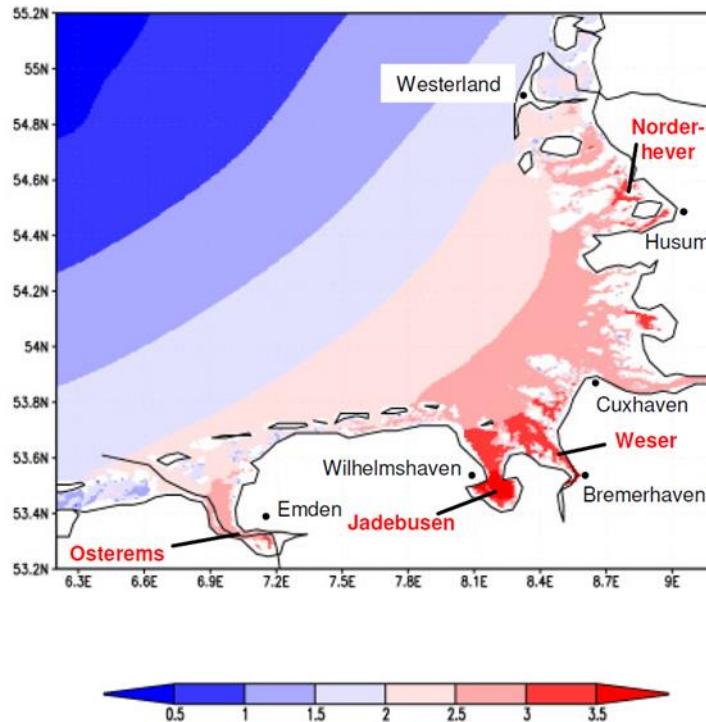
6.5.2.1. Gezeitenkraftwerke

Das Potenzial für Gezeitenkraftwerke in Deutschland ist sehr begrenzt.

Die Ostseeküste weist einen zu kleinen Tidehub (<50 cm) auf und ist für Gezeitenkraftwerke deshalb nicht geeignet (Ecofys 2010).

An der Nordsee stehen einige wenige Standorte zur Verfügung, an denen der mittlere Tidenhub ca. 3 m und mehr beträgt. An diesen Standorten ist das theoretische Potenzial vorhanden, um eventuell Gezeitenkraftwerke zu bauen (Abbildung 6.31):

- Osterems bei Emden,
- Weser bei Bremerhaven,
- Jade/Weser,
- Innerer Jadebusen und
- Norderhever bei Husum.



Quelle: Ecofys 2010

Abbildung 6.31: Langjähriger mittlerer Tidenhub in m

In Tabelle 6.5 sind die Leistungspotenziale für diese Standorte zusammengestellt.

Tabelle 6.5: Maximale theoretische Leistung und potenzielle Energie des Tidenhubs für verschiedene Standorte

Standort	mittlerer Tidenhub [m]	Potenzielle Energie des Tidenhubs [GWh]	Leistung [MW]
Osterems	2,8	2,6	207,9
Weser	3,2	0,9	70,6
Jade/Weser	3,2	4,5	362,2
Innerer Jadebusen	3,7	0,6	46,1
Norderhever	3,0	3,6	288,3

Datenquelle: Ecofys 2010

Die oben genannten Standorte sind zwar aus energetischer Sicht geeignet. An diesen Orten treten jedoch Nutzungskonflikte auf. Zu nennen sind dabei vor allem folgende Nutzungskonkurrenten:

- Schifffahrt (besonders an der Weser),
- Naturschutz,
- Fischerei und
- Tourismus.

Unter Berücksichtigung dieser Aspekte (vor allem Schifffahrt und Naturschutz) ist eine großflächige Nutzung der Gezeitenenergie in Deutschland nicht möglich.

Eine mögliche realisierbare Technologie stellt, wie erwähnt, der Bau eines Tidal-Lagoon-Kraftwerks dar. Diese umweltverträglichere Bauweise unterbricht nicht die Durchgängigkeit großer Bereiche. Damit bleibt sowohl die Schifffahrt ohne Einschränkungen möglich, ebenso ist das Wanderverhalten von Lebewesen (vor allem Fische) nicht unterbrochen.

Mit dieser Technologie wären theoretisch einige wenige Anlagen realisierbar, wobei diese Anlagen aber eine deutlich niedrigere Leistung vermutlich unter 50 MW aufweisen würden und dann wirtschaftlich fragwürdig werden dürften. Aufgrund dieser Umstände wurden die Potenziale für Deutschland bisher nicht im Detail untersucht.

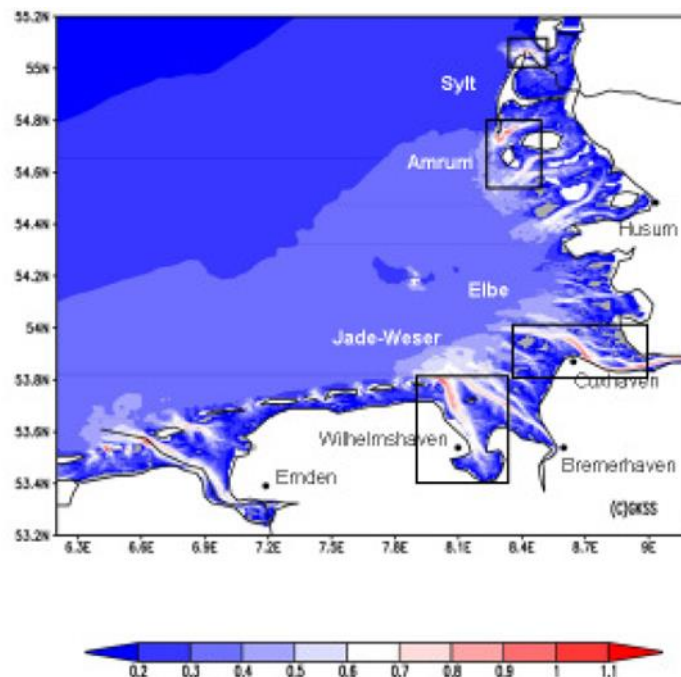
6.5.2.2. Meeresströmungskraftwerke

In deutschen Gewässern gibt es keine nennenswerten nutzbaren Permanentströmungen, die darüber hinaus ohne Umweltrisiko zur Energiegewinnung verwendet werden könnten.

Für Strömungskraftwerke kommt deshalb nur die Nutzung der Gezeitenströmung infrage.

Da es, wie schon erwähnt, in der Ostsee kaum Tidenhub gibt, tritt dort auch keine nennenswerte Gezeitenströmung auf. Eine energetische Nutzung ist deshalb nicht sinnvoll.

In der Nordsee gibt es in deutschen Gewässern vereinzelte Standorte für einzelne Gezeitenströmungsturbinen oder kleine Parks mit wenigen Maschinen, die für eine Installation in Frage kämen (Ecofys 2010). Allerdings liegen dort die Strömungsgeschwindigkeiten nur bei ca. 1 m/s und damit deutlich kleiner als an den weltweit optimalen Standorten, wo sie deutlich mehr als 2 m/s betragen (s. Abbildung 6.32).



Quelle: Ecofys 2010

Abbildung 6.32: Langjährige mittlere tiefengemittelte Strömungsgeschwindigkeiten [m/s]

Bedenkt man, dass die Leistung proportional zur dritten Potenz der Strömungsgeschwindigkeit ist, zeigt sich, dass dies an den deutschen Standorten im Vergleich zu deutlich niedrigeren Leistungen (deutlich weniger als 1/8 der Leistung verglichen mit optimalen Standorten) führt.

Darüber hinaus ist die Wassertiefe an den infrage kommenden Standorten eher gering (fast immer < 20 m). Das bedeutet, dass man sehr effiziente Maschinen braucht, damit auch bei den kleinen Geschwindigkeiten noch akzeptable Leistungen erzielbar sind.

Aufgrund dieser ungünstigen Randbedingungen besitzen Gezeitenströmungen in Deutschland nur ein relativ kleines energetisches Potenzial und größere Parks können hier nicht realisiert werden. Es könnten höchstens wenige Standorte für Prototypanlagen ausgewiesen werden.

6.5.2.3. Wellenkraftwerke

Wie bereits erwähnt haben die Wellen in der Ostsee eine sehr geringe Höhe und damit auch einen geringen Energieinhalt und eignen sich zur energetischen Nutzung nicht.

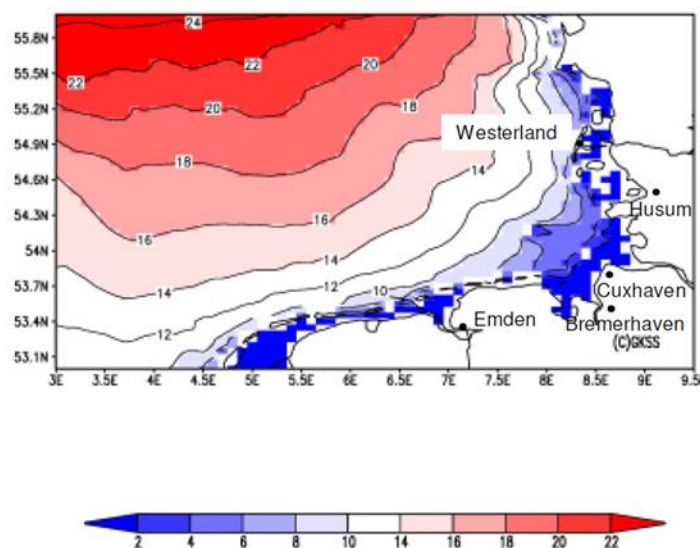
Der mittlere Energieinhalt der Wellen in der Nordsee ist in Abbildung 6.33 dargestellt. Man sieht, dass ein maximaler Wert von knapp über 20 kW/m erreicht wird. Dies ist im Vergleich zu heute genutzten bzw. projektierten Standorten relativ gering. Diese erreichen Werte von 70-100 kW/m.

Zudem sind durch die geologischen Gegebenheiten (eher flache Küstenbereiche) die größeren Energiedichten küstenfern, was eine deutliche Erschwernis und Verteuerung bei der Nutzung darstellt.

Betrachtet man auch hier die konkurrierende Nutzung, wobei hier vor allem

- Schifffahrt,
- Naturschutz und
- Fischfang

zu nennen sind, so ergibt sich nur ein sehr geringes nutzbares Potenzial.



Quelle: Ecofys 2010

Abbildung 6.33: Mittlerer Energiefluss der Wellen [kW/m]

Mögliche Standorte könnten auf jeden Fall nur mit schwimmenden Offshore-Anlagen genutzt werden. Onshore-Anlagen scheiden hier aus.

Durch die große Entfernung zur Küste scheiden auch Kombinationsbauten zum Küstenschutz und zur Energiegewinnung aus (z. B. Breakwasserturbinen, Abbildung 6.25 oder SSG-Anlagen, Abbildung 6.8). Hierfür wäre maximal ein kleines Potenzial an der Küste Helgolands vorhanden.

Durch die vergleichsweise geringe Wellenhöhe in deutschen Gewässern im Vergleich zu internationalen guten Standorten stellen Overtopping-Anlagen keine ideale Technologie dar.

Für diese Standorte können sich Point-Absorber eignen, die speziell auf kleine Wellenhöhen angepasst sind. Das könnten unter anderen auch die Anlagen von NEMOS oder Sinn Power sein (siehe Kapitel 6.5.1).

Eventuell können auch schwimmende OWC-Anlagen zu einem sinnvollen Einsatz kommen. Dabei muss aber auf einen relativ großen Arbeitsbereich der Anlage geachtet werden. Dies kann zum Beispiel durch die Verwendung unterschiedlich großer Wellsturbinen an einem Kollektor erreicht werden.

6.5.2.4. Osmosekraftwerke

Der Salzgehalt der Ostsee ist mit 0,4 bis max. 2 Gewichtsprozent sehr gering. Damit eignet sich die Ostsee nicht für diese Art der Energienutzung.

Die Nordsee weist zwar eine deutlich höhere Salzkonzentration auf als die Ostsee (ca. 3,5 Gewichtsprozent), hier gibt es aber eine sehr breite Brackwasser-Zone. Das bedeutet, dass das gleichzeitige Bereitstellen von Salzwasser mit hoher Salzkonzentration und von Süßwasser sehr aufwendig ist und lange Rohrleitungssysteme erfordert. Dieser hohe Aufwand macht eine Realisierung sehr teuer.

Ein Potenzial für Osmosekraftwerke ist deshalb in Deutschland nicht vorhanden.

6.5.2.5. OTEC-Anlagen

Auch für OTEC-Anlagen gibt es in deutschen Gewässern kein Potenzial, denn der Temperaturunterschied zwischen warmem Oberflächen- und kaltem Tiefenwasser ist zu gering. Selbst in den Sommermonaten erreicht der Temperaturunterschied nur ca. 12 bis 16 °C, was einen theoretischen Wirkungsgrad einer OTEC-Anlage von weniger als 4 % (Carnot-Wirkungsgrad) zur Folge hat. In den Wintermonaten ist kein nutzbarer Temperaturunterschied vorhanden, so dass sich im Jahresmittel demzufolge ein theoretischer Wirkungsgrad kleiner 2 % ergeben würde. Infolge des Eigenverbrauchs der Anlagen für Pumpen etc. würde sich nurmehr ein Wirkungsgrad von ca. 1 % ergeben, so dass der Einsatz von OTEC-Anlagen nicht sinnvoll ist.

6.5.2.6. Zusammenfassung

Das Potenzial zur Nutzung der Meeresenergie in Deutschland ist wie dargestellt sehr gering. In Tabelle 6.6 ist eine grobe Einschätzung für die einzelnen Technologien Stand 2010 zusammengefasst, neuere Quellen sind nicht verfügbar. Daras geht hervor, dass eine großflächige Nutzung der Meeresenergie und damit ein nennenswerter Beitrag zur regenerativen Stromversorgung nicht möglich sind.

Tabelle 6.6: Zusammenfassung des Potenzials der Meeresenergie für Deutschland nach Technologien aufgeschlüsselt

Technologie	Theoretisches Potenzial	Technisches Potenzial	Nutzbare Potenzial
Gezeitenkraftwerke	gering	gering	praktisch ausgeschlossen *)
Gezeitenströmungskraftwerke	gering	sehr gering	praktisch ausgeschlossen **)
Wellenkraftwerke	gering, küstenfern	sehr gering	sehr gering
Osmosekraftwerke	extrem gering	nicht vorhanden	nicht vorhanden
OTEC-Kraftwerke	nicht vorhanden	nicht vorhanden	nicht vorhanden

*) eventuell könnten einzelne Standorte für kleinere „Tidal-Lagoon“-Kraftwerke ausgewiesen werden.

***) eventuell könnten Standorte für einzelne kleinere Prototypanlagen ausgewiesen werden.

Datenquelle: Ecofys 2010

6.5.3. Mögliche Beteiligung deutscher Unternehmen an Meeresenergieprojekten

Wenngleich es in Deutschland weder Potenziale noch Projekte zur Meeresenergienutzung gibt, kann die Meeresenergie für deutsche Industrieunternehmen eine gewisse Bedeutung erlangen, wenn international an geeigneten Standorten eine große Anzahl an Projekten realisiert wird.

Im Folgenden wird nach den Energieformen die möglichen Beteiligungen von deutschen Unternehmen an Meeresenergieprojekten diskutiert.

6.5.3.1. Gezeitenkraftwerke

Gezeitenkraftwerke sind den konventionellen Wasserkraftwerken sehr ähnlich. Hier kommen mehr oder weniger konventionelle Wasserturbinen (üblicherweise Rohr-Turbinen) zum Einsatz. Diese müssen in begrenztem Umfang für die anderen Gegebenheiten angepasst werden:

- Wechselnde Strömungsrichtung
- Salzwasser (Korrosion)
- Stark schwankende Fallhöhen

Das bedeutet, dass die Hersteller von konventionellen Wasserturbinen auch die elektro-mechanische Ausrüstung für Gezeitenkraftwerke liefern können.

In Deutschland hat mit der Firma Voith einer der weltweit drei größten Turbinenbauer ihren Sitz. Ebenfalls ist hier der größte Standort der Firma Andritz, die ebenfalls zu den drei größten Turbinenherstellern zählt. Andritz stattete zum Beispiel das Shiwa-Kraftwerk mit Turbinen aus und wird wahrscheinlich auch das Swansea-Lagoon-Kraftwerk ausstatten.

Neben der elektromechanischen Ausrüstung könnten deutsche Baufirmen die erforderlichen Baumaßnahmen abdecken.

Beim Bau von Gezeitenkraftwerken können also deutsche Unternehmen einen erheblichen Beitrag leisten und so eine große Wertschöpfung in Deutschland erreichen. Vor allem bei der elektromechanischen Ausrüstung von Gezeitenkraftwerken können deutsche Unternehmen (bzw. deutsche Standorte internationaler Unternehmen) eine Weltmarktführerrolle einnehmen.

6.5.3.2. Meeresströmungskraftwerke

Gezeitenströmungsturbinen werden vor allem von der Firma Schottel angeboten. Sie haben eine eigenständige Entwicklung der SIT-Turbinen und arbeiten an der Triton-Haltestruktur mit englischen Partnern zusammen. Schottel baut unter anderem die Turbinen für das FORCE Tidal Test Center in Canada.

Die Firma Andritz Hammerfest entwickelt Strömungsturbinen z. B. für das MeyGen-Projekt. Die Konstruktion und Fertigung dieser Maschinen erfolgten am deutschen Standort von Andritz in Ravensburg.

Andere Unternehmen, die ebenfalls in der Entwicklung von Gezeitenströmungsturbinen tätig waren, sind in den letzten Jahren ausgestiegen, so dass nurmehr zwei Unternehmen derzeit in diesem Bereich aktiv sind.

6.5.3.3. Wellenkraftwerke

Im Bereich Wellenenergie sind zurzeit insbesondere drei deutsche Unternehmen tätig, die eigene Projekte entwickeln:

- Bosch-Rexroth (EPoSil-Projekt)
- NEMOS GmbH
- Sinn Power GmbH

Bei den Projekten handelt es sich um skalierte Demonstrationsanlagen oder Prototypen.

Beim EPoSil-Projekt von Bosch Rexroth handelt es sich um einen Pointabsorber, der eine komplett neue Stromerzeugung mittels elektro-aktiver Polymere verwendet. Das ist noch ein reines Forschungsprojekt und bisher erst im Wellenkanal getestet.

Auch bei dem Projekt von Nemos handelt es sich um einen Punktabsorber. Hier wird ein Schwimmkörper, der der Wellenbewegung folgt, über Seile am Boden verspannt. Die Relativbewegung wird dann ausgenutzt. Bisher ist davon eine skalierte Anlage im Maßstab 1:5 getestet.

Sinn Power hat ihr Projekt bei Heraklion auf Kreta im Wasser. Hier werden Dauerversuche gemacht, um die Zuverlässigkeit der Komponenten zu testen. Es handelt sich ebenfalls um einen Punktabsorber, der die Relativbewegung zwischen einzelnen „Beinen“ ausnützt. Eine Skizze der Anlage ist in Abbildung 6.34 dargestellt.



Quelle: Sinn Power 2019

Abbildung 6.34: Point-Absorber der Firma Sinn Power

Alle Projekte von deutschen Firmen sind noch in der Entwicklung. Es laufen erste skalierte Demonstrationsanlagen. Für eine Beteiligung dieser Firmen und ihrer Technologie an kommerziellen Projekten ist es noch deutlich zu früh. Deshalb kann auch noch nicht abgeschätzt werden, was für ein Nutzen für diese Firmen entsteht.

6.5.3.4. Osmosekraftwerke

Da es z. Z. keine Projekte für Osmosekraftwerke gibt, arbeiten auch keine Firmen direkt auf diesem Gebiet. Allerdings gibt es deutsche Unternehmen, die die Schlüsseltechnologien für Meerwasserentsalzungsanlagen nach dem Umkehr-Osmoseprinzip anbieten. Diese Firmen sind prädestiniert, wesentliche Bauteile für ein Osmosekraftwerk zu liefern. Zu nennen ist hier die Firma KSB, die eine eigenständige Tochterfirma für Drucktauscher (eine Kernkomponente bei Osmose-Kraftwerken) gegründet hat.

6.5.3.5. OTEC-Anlagen

Bei OTEC-Anlagen entfällt ein großer Anteil der Fertigung auf die Groß-Anlagentechnik, die typischerweise vor Ort von lokalen Anbietern geleistet wird. Deutsche Anlagenbauer wären zwar dazu in der Lage, solche Arbeiten vorzunehmen, sie sind aber offensichtlich nicht an OTEC-Anlagen beteiligt.

6.5.3.6. Deutsche Zulieferer

Andere deutsche Unternehmen sind als Zulieferer an Meeresenergieprojekten beteiligt. Zu nennen sind hier (siehe OES 2016):

- Bosch Rexroth,
- Schaeffler,
- Contitech,
- Thyssen Krupp,
- Hunger Hydraulik,

- Hydec.

Sie liefern Komponenten sowohl für Gezeitenströmungs- als auch für Wellenenergieanlagen, wie z. B. Lager, Dichtungen, Hydraulik und anderes.

Neben den deutschen Industrieunternehmen sind auch deutsche Zertifizierungsunternehmen (z. B. Germanische Lloyd) an Meeresenergieprojekten beteiligt. Ebenfalls arbeiten deutsche Consulting-Unternehmen auf diesem Gebiet im Bereich der Planung und Projektentwicklung.

6.5.3.7. Fazit

Unabhängig davon, dass es in der Meeresenergie in Deutschland bis auf weiteres keine Projekte geben wird, sind derzeit einige deutsche Firmen in der Meeresenergie tätig. Diese Firmen haben das Potenzial für eine intensive Mitarbeit, wenn es international mehr und größere Projekte geben wird. Dadurch kann die Meeresenergie zwar keinen nennenswerten Beitrag zur deutschen Stromproduktion liefern. Für die deutsche Industrie kann aber ein großer Technologieexport bei einer Wertschöpfung in Deutschland erfolgen.

6.5.4. Zusammenfassung

Generell zeigt sich, dass die Gezeitenkraftwerke in den letzten Jahren wieder in den Fokus des Interesses gerückt sind und einige Projekte wieder intensiver verfolgt werden. Dies könnte sich aufgrund der geopolitischen Entwicklungen noch weiter verstärken, wenngleich der Weg zu einer großmaßstäblichen Nutzung noch weit sein dürfte.

Im Bereich der Meeresströmungsnutzung sind erste Turbinen-Parks im Entstehen. Hier ist vor allem das Projekt MeyGen Vorreiter, wo eine Genehmigung für eine Leistung von 398 MW vorliegt. Der Bereich der Wellenenergie ist etwas hinter dem Strömungsbereich zurück, aber auch hier wird an der Installation erster Parks gearbeitet. Im Bereich der Osmosekraftwerke findet derzeit keine Entwicklung statt. Bei OTEC-Anlagen wird an wenigen Einzelprojekten gearbeitet.

Deutschland hat nur ein sehr geringes Potenzial zur Energiegewinnung aus Meeresenergie, das letztlich wirtschaftlich nur an einigen einzelnen Standorten nutzbar sein dürfte, wobei deren Realisierbarkeit noch vertiefter untersucht werden müsste.

Die Nutzung der Meeresenergie ist im bisherigen EEG nicht separat ausgewiesen, folglich gibt es auch keine speziellen Fördersätze für die Meeresenergie. Die Vergütung der Meeresenergie entspricht der der konventionellen Wasserkraft. Angesichts des geringen Potenzials in Deutschland ist es aktuell nicht vorgesehen, spezielle Vergütungstarife im EEG für Meeresenergie zu entwickeln. Deshalb wird hier auch nicht näher auf Kosten und Preisentwicklungen eingegangen.

Trotz des insgesamt geringen Wachstums hat die Branche in Europa über die Jahre hinweg einen leichten Zuwachs erfahren dürfen. Die immer größer steigende Nachfrage nach Energie in Kombination mit dem Bedarf nach einer sauberen Produktion lässt vermuten, dass auch die Meeresenergienutzung wieder stärker in den Fokus rücken dürfte. So wird geschätzt, dass weltweit jährlich rund 2.000 TWh/a durch das Meer gewonnen werden könnten.

Vor allem beim Bau von Gezeitenkraftwerken können deutsche Turbinenbauer eine bedeutende Rolle spielen. Auch im Bereich der Gezeitenströmungskraftwerke gibt es deutsche Unternehmen, die einen wesentlichen Nutzen haben können, da sie entsprechende Turbinen anbieten (Andritz Hydro

Ravensburg, Schottel). Im Bereich der Wellenenergie sind deutsche Unternehmen kaum beteiligt, hier treten sie lediglich als Zulieferer von Einzelteilen auf.

Verschiedene Firmen haben sich wieder aus der Meeresenergie zurückgezogen und ihre Tätigkeiten in diesem Bereich eingestellt. Zum Beispiel hat die Fa. Voith alle Aktivitäten beendet und die vorhandenen Anlagen rückgebaut.

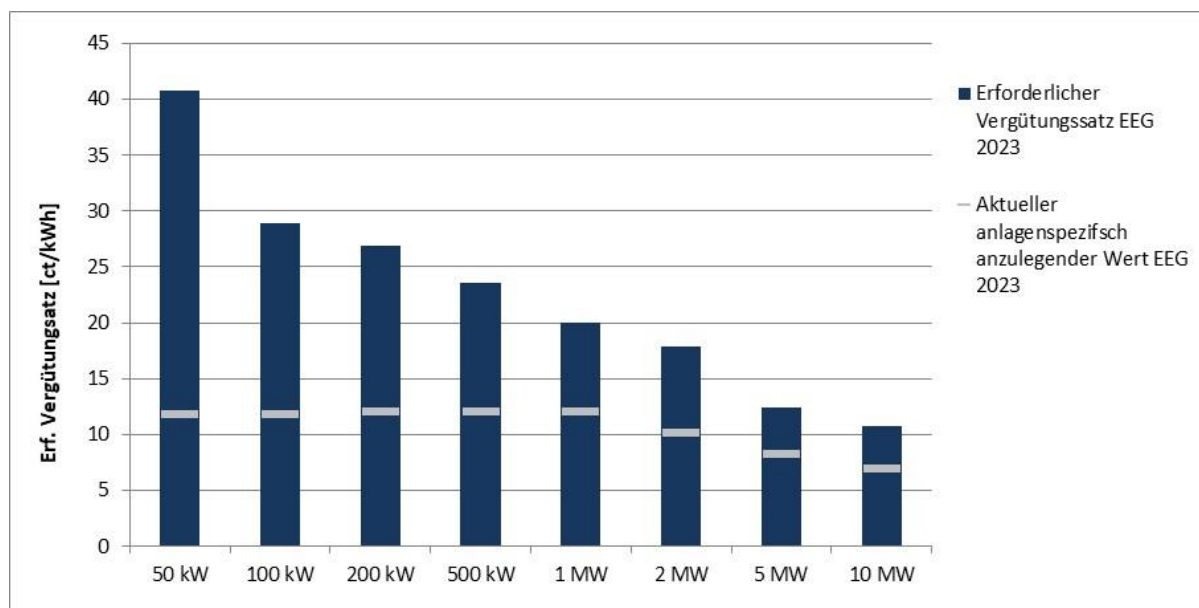
7. Handlungsempfehlungen

7.1. Handlungsempfehlungen innerhalb des EEG

7.1.1. Vergütung

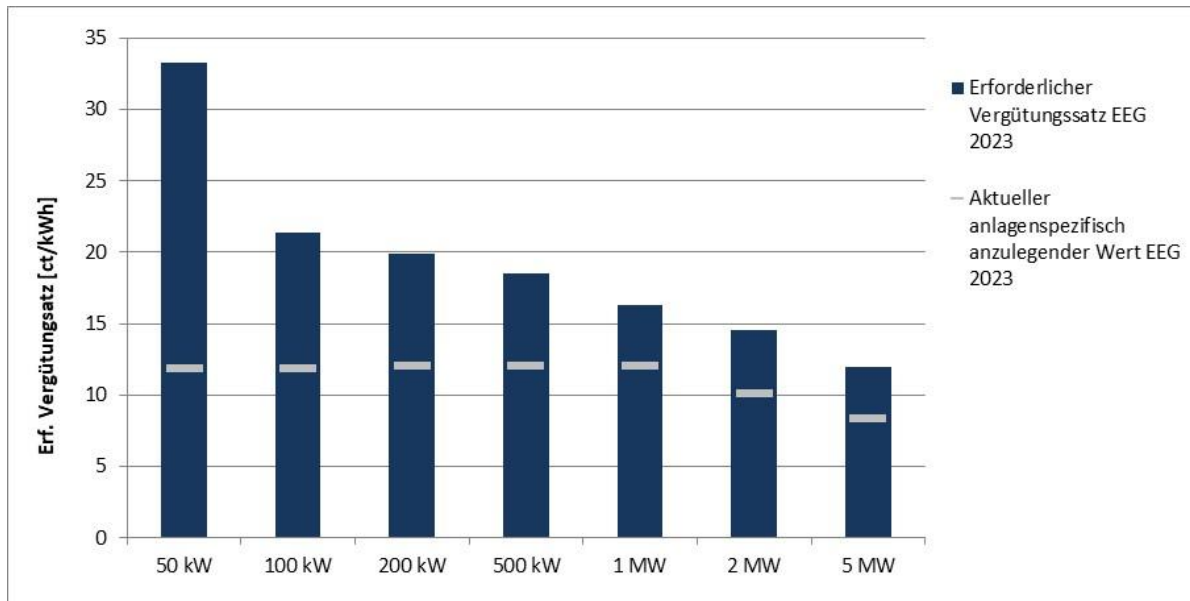
Die in Kapitel 5.3 dargestellten Ergebnisse der Berechnungen zeigen, dass die aktuellen Vergütungssätze (Anzulegende Werte für Strom aus Wasserkraft gemäß EEG 2021 § 40) unterhalb der Stromgestehungskosten liegen. Sowohl die Kosten zur Errichtung der Wasserkraftanlagen als auch der Modernisierungsaufwand zur Realisierung technischer und ökologischer Maßnahmen, die als Eingangsparameter in die Stromgestehungskosten eingehen, haben sich in den letzten Jahren v.a. aufgrund gestiegener Baukosten und Zinssätze wesentlich erhöht.

Es wurden für die einzelnen Anlagenklassen und Betrachtungsfälle (Neubau, Modernisierung EEG 2000 bzw. EEG 2004) unter Ansatz der Einnahmesituation auf Basis der aktuellen zentral vorgegebenen Ansätze jeweils der erforderliche Vergütungssatz berechnet, der für einen wirtschaftlichen Betrieb der Anlage, erforderlich wäre. Die Ergebnisse wurden den aktuellen anlagenspezifisch anzulegenden Werten gemäß EEG 2021 § 40 (bei Inbetriebnahme 2023) gegenübergestellt (siehe Abbildung 7.1 bis Abbildung 7.3).



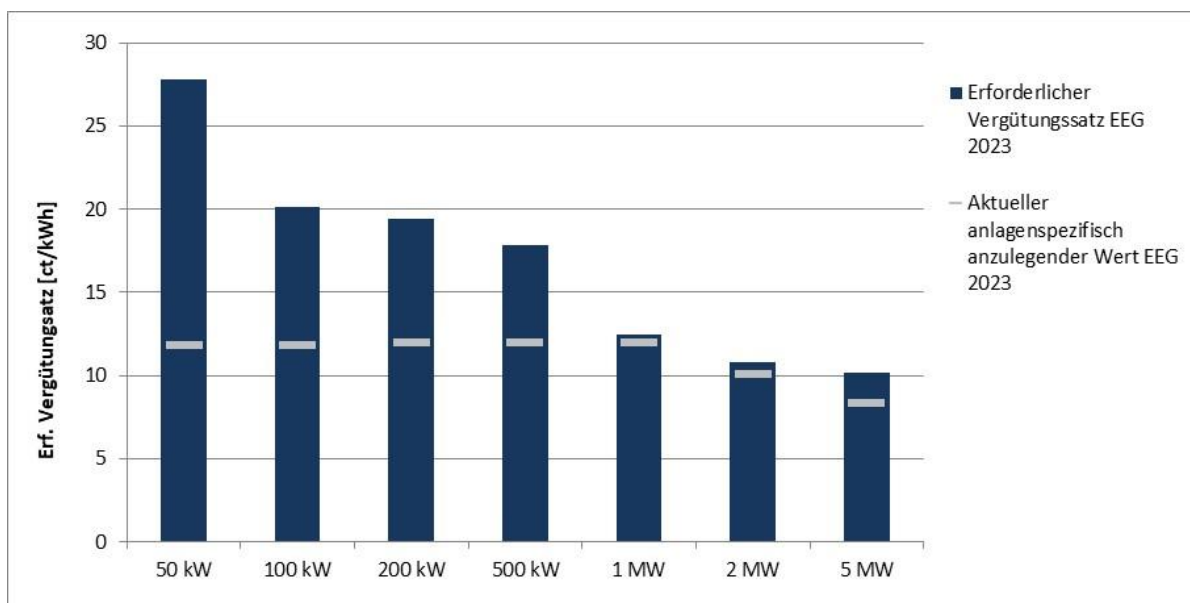
Quelle: Ermittlung FWT GmbH

Abbildung 7.1: Vergleich der Vergütungssätze und anzulegenden Werte für den Neubau von Wasserkraftanlagen, Inbetriebnahme 2023



Quelle: Ermittlung FWT GmbH

Abbildung 7.2: Vergleich der Vergütungssätze und anzulegenden Werte für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen mit Vergütung nach EEG 2000, Inbetriebnahme 2023



Quelle: Ermittlung FWT GmbH

Abbildung 7.3: Vergleich der Vergütungssätze und anzulegenden Werte für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen mit Vergütung nach EEG 2004, Inbetriebnahme 2023

Wenn im Bereich der Wasserkraftnutzung die anzulegenden Werte die Stromgestehungskosten decken sollen, müssten die Vergütungssätze angepasst werden. Hier bietet sich ein iteratives Vorgehen bei der Anpassung der anzulegenden Werte an, das eine bessere Kostendeckung für möglichst viele Anlagenklassen und Betrachtungsfälle zum Ziel haben sollte. Dabei sollten die Vergütungssätze möglichst in keinem Fall zu einer Überförderung führen. Daher wäre der Betrachtungsfall der Modernisierung maßgebend, da hier durch den genutzten Anlagenbestand geringere Stromgestehungskosten entstehen.

Beispielsweise wäre eine Vergütung einer 200 kW Anlage in Höhe von rund 20,0 Cent für die hier genannten unterschiedlichen Anwendungsfälle ein möglicher gemeinsamer Zielwert. Bei einer 1 MW

Anlagen läge der Wert bei rund 13,0 Cent. Damit wäre die Vergütung bei einer Modernisierung einer 200 kW Anlage knapp auskömmlich, bei einer 1 MW Anlage läge sie immer noch um ca. 3,4 Cent unter der erforderlichen Vergütung. Beim Neubau einer 200 kW Anlage läge der neue anzulegende Wert um ca. 6,9 Cent und bei einer 1 MW Anlage ca. 7,1 Cent unter den Stromgestehungskosten.

7.1.2. Aufhebung der Degression

Die anzulegenden Werte gemäß EEG verringern sich jährlich um 0,5 % gegenüber den Vorjahreswerten, obwohl die Kosten im Bau und Betrieb von WKA durch Baupreissteigerungen (siehe Kapitel 5.1.1) und erhöhte Anforderungen an die Gewässerökologie nicht günstiger werden. Da die Wasserkraftnutzung eine jahrhundertealte Technologie ist, deren Entwicklungsstand sich auf einem hohen Niveau befindet und Wasserkraftanlagen individuelle Planungen benötigen, ist hier auch langfristig nicht mit sinkenden Kosten für Modernisierung und Neubau zu rechnen. Auch unter Hinweis auf die enormen Kostensteigerungen in den letzten Jahren (siehe Kapitel 5.1.1) wird daher empfohlen, die Degression der EEG-Vergütung für Wasserkraftanlagen aufzuheben.

7.1.3. Beibehaltung Trennung Umweltrecht – EEG

Während im EEG 2012 (§ 23 Absatz 4) der Anspruch auf eine Vergütung für den Strom aus Wasserkraft noch explizit an Anforderungen nach dem Wasserhaushaltsgesetz gebunden war, ist dieser Verweis in den Erneuerbare Energien Gesetzen seit 2014 entfallen. Hierdurch sollte die Konsistenz des EEG als Förderinstrument verbessert werden.

Die Trennung der Rechtsgebiete ist aus energiewirtschaftlicher Sicht empfehlenswert, da die gemäß EEG zuständigen Prüfstellen die Netzbetreiber sind und hier weder ökologische Fachexpertise vorhanden ist noch Bürokratie aufgebaut werden soll. Aus ökologischer Sicht erscheint es nachvollziehbar, dass Vergütungen an Mindeststandards gebunden sind. Hier ist jedoch darauf hinzuweisen, dass das WHG ohnehin unabhängig von der Vergütungshöhe gilt. Es wird empfohlen, die Trennung zwischen Umweltrecht (Wasserrecht) und EEG beizubehalten.

7.1.4. Senkung der Schwelle zur Erhöhung des Leistungsvermögens für Anlagen > 5 MW

Die in § 40 (2) seit dem EEG 2017 geforderte Steigerung des Leistungsvermögens von 10 % für nicht zulassungspflichtige Ertüchtigungsmaßnahmen ist für viele Bestandsanlagen der Leistungsklasse > 5 MW nicht erreichbar. Die Anlagen verfügen in der Regel über hohe Wirkungsgrade, werden durch regelmäßige Wartung in einem guten Zustand erhalten und können kaum Verbesserungen in dem geforderten Bereich ≥ 10 % erzielen. Eine Erhöhung des Leistungsvermögens im Bereich von 10 % ist nur über die Vergrößerung der Fallhöhe oder des Ausbaudurchflusses möglich, für die eine wasserrechtliche Genehmigung erforderlich wird. Das scheuen Unternehmen wegen möglicher zusätzlicher Auflagen und der langwierigen Verfahren. Zudem widerspricht es der Intention des Gesetzgebers, der die Möglichkeit geschaffen hat, eine EEG-Vergütung auch ohne wasserrechtliche Genehmigung zu erhalten.

Wenn bei Wasserkraftanlagen mit einer installierten Leistung > 5 MW das vorhandene Potenzial ausgeschöpft werden soll, wird empfohlen, die Schwelle zur Erhöhung des Leistungsvermögens von 10 Prozent für diese Anlagen deutlich abzusenken, z. B. auf 5 %.

7.1.5. Installation von Steuerungstechnik für die Direktvermarktung

Im EEG 2021 ist gemäß § 10b geregelt, dass technische Einrichtungen an Wasserkraftanlagen vorhanden sein müssen, über die der Direktvermarkter die Einspeisung in das Netz abrufen und steuern kann. Der Paragraph wurde in das EEG 2023 überführt. Diese Einrichtungen werden unbestätigten Angaben zufolge nicht von allen Direktvermarktern genutzt, zum Teil auch aufgrund der daraus resultierenden Haftungsfragen bei Eingriffen in die Steuerung beziehungsweise den Betrieb. Weiterhin ist die Installation der Steuerungstechnik mit hohem Aufwand für Anlagenbetreiber verbunden. Es wird daher empfohlen, den Bedarf für eine Verpflichtung zu überprüfen.

7.1.6. Klärung bei Zeitverzug des Ausbaunachweises

Bei einer Leistungserhöhung auf eine installierte Leistung > 100 kW kommt es laut einem Verbandsvertreter durch einen Zeitverzug für die Anerkennung beim Netzbetreiber regelmäßig zu wirtschaftlichen Nachteilen bei Anlagenbetreibern, siehe Kapitel 6.2, letzter Absatz. Es wird daher empfohlen, im EEG eine entsprechende Regelung zur Kompensation aufzunehmen.

7.1.7. Eigener Anlagenbegriff für die Wasserkraft

Es wird vorgeschlagen, den Anlagenbegriff für die Wasserkraft so zu definieren, dass alle Erzeugungseinheiten, die ein gemeinsames Einlaufbauwerk benutzen, als eine Anlage bezeichnet werden. So wird verhindert, dass mehrere Wasserkraftanlagen in einer Ausleitungsstrecke, die ein Wehr gemeinsam nutzen, als eine Anlage betrachtet werden. Auch ein Dotier- oder Ausleitungskraftwerk wird so fachlich korrekt als eigene Anlage definiert. Andererseits wird dem Missbrauch vorgebaut, dass einzelne Maschinensätze (Turbine, ggf. Getriebe und Generator) als Anlage abgerechnet werden. Auch im Marktstammdatenregister führen offensichtlich verschiedene Interpretationen des Begriffs dazu, dass teilweise Standorte zusammengefasst werden, während an anderen Standorten mehrere Anlagen definiert werden. Auf die entsprechenden Empfehlungen der EEG-Clearingstelle wird in dem Zusammenhang verwiesen.

7.2. Handlungsempfehlungen außerhalb des EEG

7.2.1. Leitfaden

In § 2 EEG 2023 wird erstmals festgelegt, dass die Errichtung und der Betrieb von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien im überragenden öffentlichen Interesse liegt und der öffentlichen Sicherheit dient. Noch im Referentenentwurf sollte die Wasserkraft von dieser Regelung ausgenommen werden. Maßgeblich hierfür war, dass mit Blick auf die komplexen gewässerökologischen Auswirkungen von Veränderungen physischer Gewässereigenschaften bei der Errichtung von Wasserkraftanlagen in Übereinstimmung mit den Vorgaben der Wasserrahmenrichtlinie (Richtlinie 2000/60/EG) das übergeordnete öffentliche Interesse unter maßgeblicher Berücksichtigung der Besonderheiten des jeweiligen Einzelfalls zu bewerten ist.

Um zu verhindern, dass die Abwägung zwischen gewässerökologischen und energetischen Belangen zu juristischen Auseinandersetzungen führt, wird empfohlen, dass ein Leitfaden für den behördlichen Umgang mit der Aussage zum überragenden öffentlichen Interesse erarbeitet wird. Die Erarbeitung könnte von Seiten der Bundesregierung unter Konsultation der Länder insbesondere des LAWA-Ausschuss Recht erfolgen.

7.2.2. Genehmigungspraxis

Eine zügige Bearbeitung der Anträge und eine großzügige Ausübung des Ermessensspielraums beim Bau von Wasserkraftanlagen würden nach Betreiberangaben einen hohen Anreizwert schaffen. Gleichzeitig müssen Antragsteller und Antragstellerinnen frühzeitig in Kontakt mit der zuständigen Behörde treten, um den Umfang der Genehmigungsunterlagen verbindlich für beide Seiten festzulegen, damit zu gegebener Zeit die Grundlagen für eine zügige und effiziente Bearbeitung des Antrags sichergestellt sind.

Nicht alle zuständigen Behörden führen Verfahren zur Genehmigung von Wasserkraftanlagen häufiger durch. Dadurch kann es zu Verzögerungen bei der Bearbeitung kommen. Es wird daher empfohlen zu prüfen, inwiefern innerhalb eines Bundeslandes Genehmigungen von einer Stelle gebündelt bearbeitet werden können.

7.2.3. Dialogprozess

Im Rahmen des Forums Fischschutz und Fischabstieg wurde ein Dialog zwischen verschiedenen Interessengruppen der Wasserkraft geführt. Das Forum widmete sich von 2012 bis 2022 dem Thema Fischschutz und Fischabstieg. Es verfolgte dabei einen interessenübergreifenden Ansatz unter fachlichen Gesichtspunkten. Ziel war es, durch Veranstaltungen ein gemeinsames, bundesweites Verständnis über Möglichkeiten des Fischschutzes und des Fischabstiegs zu entwickeln. An den Veranstaltungen nahmen insgesamt über 300 Vertreter der Behörden der Wasserwirtschaft und des Naturschutzes, der Bundeswasserstraßenverwaltung, der Energiewirtschaft, des Ingenieurwasserbaus, der Fischereibiologie, der Naturschutz-, Angler- und Fischereiverbände sowie der universitären Wissenschaft teil. Das Forum wurde vom Umweltbundesamt und einer Lenkungsgruppe koordiniert. Das Forum wurde im Rahmen des Umweltforschungsplans des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz gefördert. Auf der Homepage des Forum Fischschutz (<https://forum-fischschutz.de>) können Fact Sheets zum Fischschutz und Fischabstieg, ein Atlas zu vorhandenen Fischschutz- und Fischabstiegsmaßnahmen sowie alle weiteren Ergebnisse und Empfehlungen des Forums eingesehen werden.

Über die Jahre wurde ein gemeinsames Verständnis entwickelt, dass es fortzuschreiben gilt. Der Dialogprozess sollte daher weitergeführt werden, um die Differenzen, die sich aus den verschiedenen Interessen an der Wasserkraft ergeben, nicht eskalieren zu lassen. Dabei müssen die Themen nicht auf den Fischschutz und Abstieg beschränkt werden. Es wird empfohlen, ein jährliches Diskussionsforum mit aktuellen Themenschwerpunkten, die z. B. in Impulsvorträgen vorgestellt werden, zu veranstalten. Die Veranstaltung sollte genügend Raum für Diskussionen bieten, um Teilbereiche mit Konsens und Dissens bei den beteiligten Akteursgruppen herausarbeiten zu können. Wichtig ist auch die Dokumentation der Ergebnisse, bei der wie im Forum auch gegenteilige Meinungen dokumentiert werden, so dass sich die Teilnehmenden mit den Aussagen identifizieren können.

7.2.4. Förderung der Umsetzung ökologischer Maßnahmen

Die mittlerweile in einem Großteil der Bundesländer aufgelegten Förderprogramme zur Umsetzung ökologischer Maßnahmen an Wasserkraftanlagen sind in ihren Förderhöhen durch die Regelungen des EU-Beihilferechts beschränkt. Oftmals reichen die Förderungen daher nicht aus. Dies ist insbesondere bei Anlagen mit einer installierten Leistung < 500 kW festzustellen.

In einigen Bundesländern werden freiwillige ökologische Maßnahmen als Ausgleichs- und Kompensationsmaßnahmen im Sinne von § 15 BNatSchG akzeptiert und auf diesem Weg finanziert. Trotz entsprechender Verordnungen (z. B. Bayern Kompensationsverordnung, Baden-Württemberg Ökoko-Konto-Verordnung) bleibt es im Ermessen der unteren Fachbehörden, diesen Weg der Umsetzung ökologischer Aufwertungsmaßnahmen zu akzeptieren.

Zur Umsetzung der EG-Wasserrahmenrichtlinie ist die ökologische Modernisierung vor allem bei der großen Anzahl an kleinen Anlagen erforderlich. Um die Umsetzung von Maßnahmen für eine wesentliche ökologische Verbesserung an und im Umfeld von Wasserkraftanlagen voranzutreiben, wird daher empfohlen, darauf hinzuwirken, dass freiwillige Maßnahmen im Sinne von § 15 ff. BNatSchG an Wasserkraftanlagen, die bereits in den Maßnahmenprogrammen nach § 82 WHG definiert sind, einheitlich als Ausgleichs- und Ersatzmaßnahmen anerkannt werden.

7.2.5. Bestandsschutz nach Umsetzung ökologischer Maßnahmen

Die Wirksamkeit ökologischer Maßnahmen wird weiterhin erforscht und kann, wie z. B. beim Fischaufstieg durch das DWA-Merkblatt 509 (DWA 2014) geschehen, zu neuen Anforderungen führen. Für den Fischschutz und den Fischabstieg gibt es bestehende Literatur, die sich in der Praxis etabliert (Wagner 2021), es existieren jedoch noch keine anerkannten Regeln der Technik. Daher werden Genehmigungen weiterhin oftmals mit einem Auflagenvorbehalt ausgesprochen. Anlagenbetreiber sehen hier eine fehlende Rechtssicherheit, da Forderungen nach Nachbesserungen jederzeit in unbegrenzter Höhe möglich sind. Entsprechend zurückhaltend werden Maßnahmen angegangen.

Um Verzögerungen beim Ausbau des Fischschutzes zu vermeiden, fordert das Forum Fischschutz und Fischabstieg, nicht weiterhin Forschungsergebnisse abzuwarten, sondern bestehende Kenntnisse zu nutzen. „Maßnahmen zum Fischschutz und Fischabstieg sollen auch dann umgesetzt werden, wenn die etablierten Standards nicht angewendet werden können und noch keine absolute Gewissheit über die ausreichende Funktionsfähigkeit dieser Maßnahmen besteht.“ (Naumann et al. 2018)

Führen Betreiber also entsprechende Maßnahmen durch, wird durch das Forum empfohlen, eindeutige Regeln zu definieren, wie verfahren wird, wenn sich diese Maßnahmen trotz gewissenhafter Erarbeitung und Umsetzung später als nicht oder nur teilweise funktionstüchtig herausstellen. Eine Handlungsoption könnte ein im beiderseitigen Einverständnis geschlossener öffentlich-rechtlicher Vertrag zwischen Betreibern und Behörde sein, der Planungs- und Investitionssicherheit sowie Rechtssicherheit gewährleistet (Naumann et al. 2018). So wäre es sinnvoll, dem Anlagenbetreiber für eine zu definierende Mindestbetriebsdauer, z. B. für einen Zeitraum, in dem die Investitionen in ökologische Maßnahmen abgeschrieben sind, einen Bestandsschutz zu gewähren.

Darüber hinaus wird empfohlen, dass ein Leitfaden zur Umsetzung des Fischschutzes bei Wasserkraftanlagen durch einen Fachverband (z. B. DWA) erarbeitet wird. Der Leitfaden sollte ein Verfahren beschreiben, wie diese Umsetzung perspektivisch erreicht werden kann. Diese Empfehlung könnte als Forderung im WHG aufgenommen werden.

8. Literaturverzeichnis

AGEE-stat (2023): Zeitreihen der Erneuerbaren Energien in Deutschland unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbarer Energien-Statistik (Stand Feb. 2023)

- AHW (2022): Arbeitsgemeinschaft hessischer Wasserkraftwerke, <https://www.wasserkraft-in-hessen.de/mindestwassererlass>, Aufruf 19.04.2022
- AHW (2020): Mitteilungen der Arbeitsgemeinschaft Hessischer Wasserkraftwerke AHW 2/2020, Auszug: „Inbetriebnahme Ladestation Anlage Dr. Malzfeldt“, https://www.wasserkraft-in-hessen.de/files/ugd/d3cf3c_77d310203b5b44138aac1a6068497824.pdf, Aufruf 19.04.2022
- Anderer, P., Bauerfeind, C., Krischer, S., Dumont, U. (2013): Gesamtkonzept zur Herstellung der Durchgängigkeit der Unstrut. – Ingenieurbüro Floecksmühle, Aachen, Im Auftrag der Thüringer Landesanstalt für Umwelt und Geologie, 115 S.
- Anderer, P., Dumont, U., Stark, B., Wolf-Schumann, U. (2010): „Vom Linienpotenzial zum technischen Wasserkraftpotenzial – Methode“, In: WasserWirtschaft, Heft 9, 2010, S. 19.
- Anderer, P., Dumont, U., Linnenweber, C., Schneider, B. (2009): „Das Wasserkraftpotenzial in Rheinland-Pfalz“, In: Korrespondenz Wasserwirtschaft, Nr 4, 2009 (2)
- Andritz Hydro Hammerfest (2022): Renewable energy from tidal currents. <https://www.andritz.com/resource/blob/31444/cf15d27bc23fd59db125229506ec87c7/hy-hammerfest-data.pdf>, Aufruf 20.4.2022.
- Arnold, H (o.J.): Elektrische Energie aus Meereswellen. <https://www.elektroniknet.de/power/erneuerbare-energien/elektrische-energie-aus-meereswellen.171846.html>, Aufruf 20.4.2022.
- Bauer, N., A. Ruprecht, S. Heimerl (2010): Ermittlung des Wasserkraftpotenzials an Standorten mit einer Leistung über 1 MW in Deutschland. In: WasserWirtschaft 100, Heft 9, 2010, S. 23.
- Bauerfeind, C., Krischer, S., Keuneke, R., Dumont, U. (2011): Modellhafte Erarbeitung einer Gesamtbewertung für die Herstellung der Durchgängigkeit am Beispiel der Ilm. – Ingenieurbüro Floecksmühle, Aachen, Im Auftrag der Thüringer Landesanstalt für Umwelt und Geologie, 88 S.
- BDEW (2022): Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft: Beitrag der Wasserkraft zur Gas-/Energiekrise, E-Mail vom 21.07.2022 an das BMWK.
- BDW (2022): Bundesverband Deutscher Wasserkraftwerke e.V.: BDW-Empfehlungen für kurzfristige Maßnahmen der Wasserkraft zur Bekämpfung der aktuellen Energiekrise. <https://www.bee-ev.de/service/publikationen-medien/beitrag/bdw-empfehlungen-fuer-kurzfristige-massnahmen-der-wasserkraft-zur-bekaempfung-der-aktuellen-energiekrise>, Aufruf 31.03.2023.
- BMU (2010): Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (Hrsg.), Potenzialermittlung für den Ausbau der Wasserkraftnutzung in Deutschland, 2010.
- BMWi (2020): Kleine Anfrage der Abgeordneten Lukas Köhler, Frank Sitta, Grigorios Aggelidis weiterer Abgeordneter und der Fraktion der FDP; Betr.: Investitionsbedingungen von Pumpspeicherkraftwerken; https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Parlamentarische-Anfragen/2020/19-19968.pdf?__blob=publicationFile&v=4; Aufruf Juli 2020
- BMWi (2019), Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Hrsg.): „Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz“, Teilvorhaben IId Wasserkraft. Berlin.

- BMWi (2015): Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Hrsg.): „Ausschreibungen für die Förderung von Erneuerbare-Energien-Anlagen – Eckpunktepapier“. Berlin.
- BMWi (2014): Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Hrsg.): „Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG“, Vorhaben IId Wasserkraft. Berlin.
- BMWK (2022b): Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz: „Referentenentwurf - Entwurf eines Gesetzes zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor“, Stand: 04. März 2022
- BMWK (2022a): Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz: „Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland“, unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbar Energien-Statistik (AGEE-Stat), Stand: Februar 2022
- BMWK (2022): Artikel Speichertechnologien,
https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Textsammlungen/Energie/speichertechnologien.html?cms_artId=241522, Aufruf 19.04.2022
- BNetzA (2023a): Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Hrsg.): „Datenbankauszug des MaStR vom 13.04.2023“
- BNetzA (2023): Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Hrsg.): „Monitoringbericht 2022 . Marktbeobachtung Monitoring Energie“ Stand: 1. Februar 2023
- BNetzA (2021): Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Hrsg.): Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur Stand 15.November 2021.
<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerkliste/start.html>, Aufruf 04.04.2022
- BNetzA (2019): Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Hrsg.): EEG in Zahlen 2019
- BNetzA (2018): Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Hrsg.): Leitfaden zum Einspeisemanagement – Version 3.0.
- BNetzA (2017): Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Hrsg.): Plausibilisierte Daten der EEG-Jahresabrechnungen aus dem Jahr 2017
- BNetzA (2016): Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Hrsg.): Plausibilisierte Daten der EEG-Jahresabrechnungen aus dem Jahr
- BNetzA (2015): Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Hrsg.): Plausibilisierte Daten der EEG-Jahresabrechnungen aus dem Jahr 2015
- BNetzA (2008): Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Hrsg.): EEG Statistikbericht 2006, April 2008
- Bögl (2021): <https://www.mbrenewables.com/pilotprojekt-gaildorf/> Aufruf 06.09.2021
- Brucker, M. (2012): Wasserkraft als Netzdienstleister am Beispiel der E.ON Wasserkraft GmbH. In: WasserWirtschaft, Nr. 7-8, 2012, S. 20-23.

- BW-UM (2017): Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg: „Fördergrundsätze kleine Wasserkraft – Anpassung 2017 –“. https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/5_Energie/Erneuerbare_Energien/Wasserkraft/Foerdergrundsaeetze/Foerdergrundsaeetze_kleine_Wasserkraft_Anpassung_2017.pdf, Aufruf 23.01.2023
- BY (2022): Bayern Innovativ: Persönliche Mitteilung 28.04.2022
- BY (2021): Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie: Richtlinie zum Förderprogramm „Wasserkraftanlagen“. <https://www.bayern-innovativ.de/seite/foerderprogramm-wasserkraftanlagen>, Aufruf 23.01.2023
- Clearingstelle EEG I KWKG (2022): Hinweis 2021/10-V vom 5. Mai 2022 zur Ertüchtigung von Wasserkraftanlagen – Eintritt der Rechtsfolgen. https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/sites/default/files/2022-05/Hinweis_2021_10_V.pdf, Aufruf 27.06.2023
- Clearingstelle EEG I KWKG (2013): Hinweis 2012/24 vom 22. März 2013 zur Auslegung und Anwendung des § 23 Abs. 2 EEG 2012. <https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/hinwv/2090/201224>, Aufruf 27.06.2023
- CNBC, 2022: Europe’s ocean energy installations surge back to pre-Covid levels, with major increase for tidal. <https://www.cnb.com/2022/03/11/europes-ocean-energy-installations-surge-back-to-pre-covid-levels.html>, Aufruf 22.04.2022.
- Deutscher Bundestag (2022): Beschluss des Deutschen Bundestages. Gesetz zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor. <https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/sites/default/files/2022-07/0315-22%28zu%29.pdf>, Aufruf 17.07.2023
- Destatis (2023a): Preise. Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte (Inlandsabsatz) nach dem Güterverzeichnis für Produktionsstatistiken, Ausgabe 2009 (GP 2009). Lange Reihen der Fachserie 17, Reihe 2 von Januar 2005 bis Dezember 2022.
- Destatis (2023): Preisindizes für die Bauwirtschaft. November 2022 (4. Vierteljahresausgabe). Fachserie 17 Reihe 4.
- Destatis (2021): Bruttostromerzeugung in Deutschland für 2019 bis 2021 <https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Energie/Erzeugung/Tabellen/bruttostromerzeugung.html>, Aufruf 22.02.2022
- DWA (2012): Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e.V.: „Leitlinien zur Durchführung dynamischer Kostenvergleichsrechnungen“, 8. überarbeitete Auflage, Hennef 2012
- DWA (2014): Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e.V.: „DWA-M 509: Fischaufstiegsanlagen und fischpassierbare Bauwerke – Gestaltung, Bemessung, Qualitätssicherung“, Hennef 2014
- Ecofys (2010): Nutzung der Meeresenergie in Deutschland, Endbericht. https://www.coastdat.de/imperia/md/content/coastdat/ecofys_2010_meeresenergie_in_deutschland.pdf, Aufruf 22.04.2022.

- EEG 2021: Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz-EEG 2021. Bundesgesetzblatt I S. 3026
- EEG 2017: Gesetz zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien; Bundesrat Drucksache 355/16, 08.07.2016
- EEG 2014: Gesetz für den Ausbau Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2014). Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 2 Absatz 10 des Gesetzes vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2498) geändert worden ist
- EEG 2012: Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2012). Bundesgesetzblatt I 2011, 1634
- EEG 2009: Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften (Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG 2009) – amtliche Fassung vom 25. Oktober 2008 – Veröffentlicht im Bundesgesetzblatt Jahrgang 2008 Teil I Nr. 49, ausgegeben zu Bonn am 31. Oktober 2008, S. 2074.
- EEG 2004: Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien. Bundesgesetzblatt I 2004, 1918.
- EEG 2000: Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien. Bundesgesetzblatt I 2000, 305.
- EFRE-BB (2022): Programm des Landes Brandenburg für den Europäischen Fonds für regionale Entwicklung und den Fonds für einen gerechten Übergang 2021 bis 2027 (EFRE-/JTF-Programm BB 21|27), Stand 14.10.2022
- EMEC (2022): Pelamis Wave Power. <https://www.emec.org.uk/about-us/wave-clients/pelamis-wave-power/>, Aufruf 20.4.2022.
- Energieatlas BW (2017): Energieatlas Baden-Württemberg, <https://www.energieatlas-bw.de/wasser/potenzialanalyse/>; Abruf 12.04.2022
- Energiedienst Holding AG (2011): Energie für die Zukunft – Das neue Wasserkraftwerk Rheinfelden, Informationsmaterial, Stand Juli 2011
- EnBW (2022): Energie Baden-Württemberg AG, <https://www.enbw.com/elektromobilitaet/ausbau-schnellladenetz>. Aufruf 25.04.2022
- E.ON & BEW (2009): Potenzialstudie „Ausbaupotenziale Wasserkraft in Bayern“, Veröffentlichung der E.ON Wasserkraft GmbH, Landshut und der Bayerischen Elektrizitätswerke GmbH, Augsburg, September 2009
- EUPD&DCTI (2012): EuPD Research und Deutsches CleanTech Institut: „Energiestudie mit Prognosen der Energiekennzahlen für die Jahre 2020 bis 2030 zur Vorbereitung der Fortschreibung des Energiekonzeptes der Landesregierung in Sachsen-Anhalt“, im Auftrag des Ministeriums für Wissenschaft und Wirtschaft des Landes Sachsen-Anhalt, Endbericht 31.07.2012
- Frohnholzer, J. (1962): Systematik der Wasserkräfte der Bundesrepublik Deutschland, Stand 1962, Selbstverlag der Bayerischen Wasserkraftwerke AG, München, Mai 1963

- Giesecke, J., Heimerl, S., Mosonyi, E. (2014): Wasserkraftanlagen - Planung, Bau und Betrieb, 6. Auflage. Berlin, Heidelberg, New York: Springer-Verlag
- Heise online (2023): Wasserkraft: Es geht auch fisch-freundlich.
<https://www.heise.de/hintergrund/Wasserkraft-Es-geht-auch-fisch-freundlich-7711199.html>.
Aufruf 27.03.2023.
- HMUKLV (2023): „Richtlinie zur Förderung von Maßnahmen zur Gewässerentwicklung und zum Hochwasserschutz“, 2023, [https://www.staatsanzeiger-hessen.de/dokument/?user_nvurlapi_pi1\[pdf\]=StAnz-Hessen-Ausgabe-2023-07.pdf#page=3](https://www.staatsanzeiger-hessen.de/dokument/?user_nvurlapi_pi1[pdf]=StAnz-Hessen-Ausgabe-2023-07.pdf#page=3)
- HWW (2021): Harzwasserwerke, Pressemitteilung vom 22.03.2021, Forscher veröffentlichen Zwischenstand im Projekt Energie- und Wasserspeicher Harz,
<https://www.harzwasserwerke.de/presse/pressemitteilungen/2021/zwischenstand-im-energie-und-wasserspeicher-harz/>, Aufruf 27.04.2022
- Holder, S.(2017): Atlantis Resources hails tidal energy generation record for MeyGen project.
<https://www.businessgreen.com/news/3016469/atlantis-resources-hails-tidal-energy-generation-record-for-meygen-project>, Aufruf 20.4.2022.
- INNergie (2019): "Klimafreundliche Mobilität aus 100 Prozent Wasserkraft", 2019, <https://www.inn-ergie.de/klimafreundliche-mobilitaet-aus-100-prozent-wasserkraft>, Aufruf 25.4. 2022.
- Innogy (2016): RWE Innogy GmbH, persönliche Mitteilung K. Erdelkamp, November 2016.
- Institut für Binnenfischerei e.V. (2017). Landeskonzept zur ökologischen Durchgängigkeit der Fließgewässer Brandenburgs – Teil III. Potsdam: LfU.
- IEA (2021): „2020 Key World Energy Statistics“. report. International Energy Agency (IEA). Retrieved 24 May 2021.
- IEA (2010): International Energy Agency (IEA). 2010.Renewable Energy Essentials: Hydropower
- IGB (2021): Leibniz-Institut für Gewässerökologie und Binnenfischerei, Koordination des Memorandums „Energiewende nicht auf Kosten der aquatischen Biodiversität, 04.11.2021,
https://www.igb-berlin.de/sites/default/files/media-files/download-files/memorandum_klimaschutz_vs_biodiversitaet.pdf, Aufruf 03.03.2022
- IHS (2018): Institut für Strömungsmechanik und Hydraulische Strömungsmaschinen der Uni Stuttgart (IHS), 2018: Persönliche Auskünfte, 2018.
- IZES (2007): Institut für ZukunftsEnergieSysteme gGmbH: RES-e Region – Project Report WP 1: „Regional Targets & Strategy“; erarbeitet im Rahmen des Intelligent Energy Europe Programms der EU, 2007
- Keuneke, R. (2021): Technische Funktionsfähigkeit großer Fischschutzzweiche in der Praxis bestätigt – Betriebserfahrungen mit großen Rechenanlagen. Fact Sheet 04 des Forum Fischschutz und Fischabstieg.
- Knapp, W. (2008): Projektbeschreibung WaveSSG. Technische Universität München, 2008.
- Knechtges, M., A. Moser (2021): Beitrag der deutschen Wasserkraftanlagen zur Momentanreserve. VGB PowerTech 9/2021. S. 64-68. Essen.

- Kretschmer, C. (2015): Analyse des Stands und Potenzials von Gezeitenkraftwerken und Einsatzoptimierung für ein ausgewähltes Kraftwerk. Bachelor-Arbeit, IHS Uni Stuttgart.
- LANUV (2017): Potenzialstudie Erneuerbare Energien NRW, Teil 5 – Wasserkraft, Hrsg. Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen (LANUV) Fachbericht 40, Recklinghausen, 2017
- LAWA (Hrsg.) (2020): LAWA-Empfehlung zur Ermittlung einer ökologisch begründeten Mindestwasserführung in Ausleitungsstrecken von Wasserkraftanlagen, https://www.lawa.de/documents/lawa_empfehlung_mindestwasserfuehrung_ausleitungsstrucken_wasserkraftanlagen_2_1610718961.pdf, Aufruf 18.07.2023.
- Leuschner, U. (ohne Jahr): Energie Wissen. Windparks vor der Küste. <http://www.udo-leuschner.de/basiswissen/SB109-7.htm>, Aufruf 20.4.2022.
- LEW (2022): LEW Wasserkraft GmbH: Pressemitteilung vom 27.09.2021: Regelenergie vom Unteren Lech, https://www.stadt-und-werk.de/meldung_37062_Regelenergie+vom+Unteren+Lech.html, Aufruf 21.04.2022
- LEW (2020): LEW Wasserkraft GmbH: Presseinformation vom 20.11.2020: Modernisierung Wasserkraftwerke, <https://www.lew.de/ueber-lew/presse/modernisierung-wasserkraftwerke-unterer-lech>, Aufruf 27.04.2022
- LfU Brandenburg (2022): Landesamt für Umwelt Brandenburg: Wasserkraft-Fachkonzept zur Umsetzung der §§ 33-35 WHG unter besonderer Berücksichtigung der Prüfung von Wasserkraftnutzung nach den Standortgegebenheiten gemäß § 35 Abs. (3) WHG für das Land Brandenburg – Teil 1, Teilbericht Wasserkraftanlagenpotential, 15.06.2022
- Naumann, S., Heimerl, S., Stein, U. (2018): Empfehlungen des Forums Fischschutz und Fischabstieg. In: WasserWirtschaft 6 I 2018, S. 119f.
- Naturspeicher GmbH (2022): Der Naturstromspeicher https://www.naturspeicher.de/wedokumente/pdf/de/NaturspeicherGmbH_Naturstromspeicher_D.pdf?m=1562663907& (Aufruf und telefonischer Anruf am 21.03.2022)
- NW-MWIKE (2022): Runderlass des Ministeriums für Wirtschaft, Industrie, Klimaschutz und Energie: Richtlinie über die Gewährung von Zuwendungen aus dem „Programm für Rationelle Energieverwendung, Regenerative Energien und Energiesparen“ – Programmbereich Klimaschutztechnik, 24. Oktober 2022
- OES (2016): Annual Report 2015. <https://www.ocean-energy-systems.org/publications/oes-annual-reports/>, Aufruf: 18.07.2023.T
- Pöhler, F., A. Schleich, K. Engels (2016): Herausforderungen für den Betrieb „großer“ Wasserkraftanlagen; Vortrag zum 1. Workshop zum Erfahrungsbericht EEG 2014, BMWi, Berlin, 4. November 2016.
- Regionetz (2022): Informationsportal der Regionetz , <https://www.regionetz.de/einspeiser/einspeiser/redispatch-20/>, Aufruf 21.04.2022
- Reiss, J., A. Becker, S. Heimerl (2017):. Ergebnisse der Wasserkraftpotenzialermittlung in BadenWürttemberg. In: WasserWirtschaft 107 (2017), Heft 10, S. 18-23.

- Reuter, M., Schmalz, M. (2017) : Gesamtkonzept zur Herstellung der Durchgängigkeit von Gera, Apfelstädt und Ohra. – Institut für Wasserwirtschaft, Siedlungswasserbau und Ökologie GmbH, Schleusingen, Im Auftrag der Thüringer Landesanstalt für Umwelt und Geologie. 173 S.
- Rindelhardt, U.(2011): „Laufwasserkraftwerke in Mecklenburg-Vorpommern“. In: Wasserkraft & Energie 2/2011
- RP FöRiWWV (2021): Förderrichtlinie der Wasserwirtschaftsverwaltung – Verwaltungsvorschrift des Ministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Energie und Mobilität vom 02. Dezember 2021
- RWE (2022) Pressemitteilung vom 22.07.2021, <https://www.rwe.com/forschung-und-entwicklung/projektvorhaben/megabatterie-plus-wasserkraft>, Aufruf 21.04.2022
- Saint-Malo Tourisme (2022): Die Rance. <https://de.saint-malo-tourisme.com/entdecken/wasser/die-rance>, Aufruf 20.4.2022.
- Schmalz, M., Sauerwein, J. (2015) : Gesamtkonzept zur Herstellung der Durchgängigkeit der Werra. – Institut für Wasserwirtschaft, Siedlungswasserbau und Ökologie GmbH, Schleusingen, Im Auftrag der Thüringer Landesanstalt für Umwelt und Geologie. 115 S.
- Schmalz, W. (2015) : Gesamtkonzept zur Herstellung der Durchgängigkeit der Saale. – FLUSS, Breitenbach, Im Auftrag der Thüringer Landesanstalt für Umwelt und Geologie. 266 S.
- Schottel (2015): Private investors commit 10.5 million Canadian Dollars to BRTP project, <https://www.schottel.de/medien-events/presseinfos/press-detail/private-investors-commit-105-million-canadian-dollars-to-brtp-project>, Aufruf 20.04.2022.
- Schwiersch, N.; Heimerl, S. (2023): Auswirkungen der aktuellen, allgemeinen Kostensteigerungen auf die Wasserkraft. In: WasserWirtschaft 113 (2023), Heft 1, S. 43-45.
- scinexx.de, Wissenschaftsmagazin (2010): Osmosestrom vor dem Siegeszug, <https://www.scinexx.de/dossierartikel/osmosestrom-vor-dem-siegeszug/>, Aufruf 20.4.2022.
- Seidel, C.; TU Braunschweig (2021): „Vorstudie zum Wasserkraftpotenzial“ im Projekt „Potenzialstudie über das theoretische und das technisch nutzbare Wasserkraftpotenzial der kleinen, mittleren und großen Wasserkraft in Niedersachsen“, Juli 2021
- SH-MSG (1990): Ministerium für Soziales, Gesundheit und Energie des Landes Schleswig-Holstein: Druckschrift im Rahmen der Reihe „Die neue Energiepolitik“, Nr. 6 Wasserkraft“, 1990.
- Sinn power (2022): Wave Energy. <http://www.sinnpower.com/waveenergy>, Aufruf 20.4.2022.
- Sinn power (2019): Wave energy technology and innovative power-generating systems. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Events/2019/Oct/6_Philipp-Sinn_SINN-Power.pdf?la=en&hash=C372327F32470FB5D480A71DAA4C97AEB20CF4Do, Aufruf 27.06.23
- Springer, 2020: „Pumpspeicherkraftwerke leiden unter mangelnder Akzeptanz und Preisverfall“, Onlineartikel: <https://www.springerprofessional.de/wasserkraft/energiewende/pumpspeicherkraftwerke-leiden-unter-mangelnder-akzeptanz-und-pre/17890684>, Aufruf 19.04.2022

Sustainable Marine (2022): Tidal Energy Technology. <https://www.sustainablemarine.com/tidal-energy>, Aufruf 20.4.2022.

Theobald, S., F. Roland, A. Rötze (2011): „Analyse der hessischen Wasserkraftnutzung und Entwicklung einer Planungswerkzeuges „WKA-Aspekte“, Auftraggeber Hessisches Ministerium für Umwelt, Energie, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (HMUELV), Wiesbaden, August 2011

TH FöRiL (2020): Thüringer Ministerium für Umwelt, Energie und Naturschutz: Förderung des Hochwasserschutzes und der Fließgewässerentwicklung in Thüringen im Rahmen der „Aktion Fluss – Thüringer Gewässer gemeinsam entwickeln“, 21.08.2020

Tidal Lagoon Power (2022): Harnessing the power of our tides. <http://www.tidallagoonpower.com/projects/swansea-bay>, Aufruf 20.4.2022.

TUM (2022): Technische Universität München, <https://www.br.de/wissen/wasserkraft-schachtkraftwerk-loisach-alternative-energie-100.html>, Aufruf 13.04.2022

UBA (2022a): Umweltbundesamt: „Wissenschaftliche Analysen zur Unterstützung der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat)“, Fachbericht 6, unveröffentlicht

UBA (2022): Umweltbundesamt, <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/regionalnachweisregister-rnr#regionalnachweise-kurz-erklart>, Aufruf 18.04.2022

UBA (2021): Umweltbundesamt (Hrsg.) Ausgewählte Fachinformationen zur Nationalen Wasserstrategie, Texte 86/2021

UBA (2019): Wasserkraftnutzung global <https://www.umweltbundesamt.de/themen/wasser/fluesse/nutzung-belastungen/nutzung-von-fluessen-wasserkraft#wasserkraftnutzung-global>, Aufruf 22.02.2022

ÜNB (2023): Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Vergabe von Regeleistung, <https://www.regelleistung.net/>, Aufruf 12.04.2023

ÜNB (2022): Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, EEG-Jahresabrechnungen 2021: <https://www.netztransparenz.de/EEG/Jahresabrechnungen>, Aufruf 01.08.2022

ÜNB (2021): Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, EEG-Jahresabrechnungen 2020: <https://www.netztransparenz.de/EEG/Jahresabrechnungen>, Aufruf 08.08.2021

ÜNB (2020): Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, EEG-Jahresabrechnungen 2019: <https://www.netztransparenz.de/EEG/Jahresabrechnungen>, Aufruf 04.08.2020

ÜNB (2019): Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Daten der EEG-Jahresabrechnungen aus dem Jahr 2018, <https://www.netztransparenz.de/EEG/Jahresabrechnungen>, Aufruf 08.08.2019

- ÜNB (2018): Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Daten der EEG-Jahresabrechnungen aus dem Jahr 2017, <https://www.netztransparenz.de/EEG/Jahresabrechnungen>, Aufruf 10.01.2019
- Uniper (2021): Pressemitteilung der Uniper SE: „Wasserkraft im Tank“, Düsseldorf, Januar 2021, <https://www.uniper.energy/news/de/wasserkraft-im-tank>, Aufruf 19.04.2022
- Uniper (2021a): Pressemitteilung der Uniper SE „Uniper prüft Wiederinbetriebnahme des Pumpspeicherkraftwerks Happurg“, September 2021, <https://www.uniper.energy/news/download/1077811/210916-revitalisierunghappurg-de.pdf>, Aufruf 19.04.2022
- VDN (2007): Anlage 1 zum Beschluss BK6-13-200 der Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur vom 16.04.2014
- VEE (2008): „Grüne Ausbaustrategie 2020, Perspektiven für Erneuerbare Energien in Sachsen“, Vereinigung zur Förderung der Nutzung Erneuerbarer Energien, VEE Sachsen e.V., im Auftrag der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN im Sächsischen Landtag, November 2008
- VfEW (2021): Verband für Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (VfEW): „Energiepolitische Herausforderungen der Wasserkraft“. <https://www.vfew-bw.de/presse/presseinformationen/energiepolitische-herausforderungen-der-wasserkraft/> Aufruf 25.04.2022.
- Voith (2022): Persönliche Auskünfte, 2022.
- Wagner, F. (2021): Verzeichnis von Berichten, Gutachten und Veröffentlichungen zum Thema Fischschutz und Fischabstieg. <https://forum-fischschutz.de/verzeichnis-von-berichten-gutachten-und-ver%C3%B6ffentlichungen-zum-thema-fischschutz-und-fischabstieg.html> Aufruf 14.07.2023
- WHG (2010): Wasserhaushaltsgesetz, Gesetz zur Ordnung des Wasserhaushalts, vom 31. Juli 2009 (BGBl. I Nr. 51 vom 6.8.2009, S. 2585), gültig ab 1.3.2010
- Windel (2022): Vortragsfolien „Förderung von Wasserkraftanlagen (WKA)“, Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Energie. <https://www.eti-brandenburg.de/wp-content/uploads/2022/06/Windel-Foerderung-von-Wasserkraftanlagen-.pdf> , Aufruf 24.01.2023
- WWS (2022): Wasserkraft GmbH, <https://www.wws-wasserkraft.at/leistungen/kaplan-turbinen>, Aufruf 19.04.2022,
- ZfK (2021): Zeitung für kommunale Wirtschaft, „Laden an den Wasserkraftwerken“, 2021, <https://www.zfk.de/mobilitaet/e-mobilitaet/laden-an-den-wasserkraftwerken>, Aufruf 25.04.2022