

Potentialermittlung für den Ausbau der Wasserkraftnutzung in Deutschland als Grundlage für die Entwicklung einer geeigneten Ausbaustrategie

Schlussbericht

Auftraggeber:



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit

Bearbeitung:

Ingenieurbüro Floecksmühle
wasser umwelt energie



Universität Stuttgart
Institut für Strömungsmechanik und
Hydraulische Strömungsmaschinen



FICHTNER GmbH & Co. KG

Aachen, im September 2010

Bearbeitende Büros	Arbeitsbereiche
<p>Ingenieurbüro Floecksmühle, Aachen</p> <p>Bachstraße 62-64 52066 Aachen Projektleitung: Pia Anderer Projektaufsicht: Ulrich Dumont E-Mail: ib@floecksmuehle.com</p>	<p>Projektleitung</p> <p>Linienpotential</p> <p>Kleine Wasserkraft</p> <p>Literaturrecherche</p>
<p>Institut für Strömungsmechanik und Hydraulische Strömungsmaschinen der Universität Stuttgart (IHS)</p> <p>Abteilung Strömungsmechanik, Anlagendynamik und Meeresenergie</p> <p>Pfaffenwaldring 10 D-70569 Stuttgart</p> <p>Dr. A. Ruprecht E-Mail: Albert.ruprecht@ihs.uni-stuttgart.de</p>	<p>Große Wasserkraft</p> <p>Neue Techniken</p>
<p>Hydrotec Ing.-Ges. für Wasser und Umwelt mbH</p> <p>Bachstraße 62-64 52066 Aachen</p> <p>Ulrich Wolf-Schumann E-Mail: mail@hydrotec.de</p>	<p>Einfluss Klimaveränderung</p> <p>Linienpotential</p>
<p>Fichtner GmbH & Co. KG</p> <p>Sarweystr. 3 70191 Stuttgart</p> <p>Dr.-Ing. Stephan Heimerl E-Mail: Stephan.Heimerl@fichtner.de</p> <p>ERNEUERBARE ENERGIEN UND UMWELT Wasserkraft - Abteilungsleiter im Projektbereich Wasserkraft</p>	<p>Große Wasserkraft</p> <p>Literaturrecherche</p>

Inhalt

1 Einleitung	7
2 Bestehende Untersuchungen zum Wasserkraftpotential in Deutschland	10
3 Untersuchung der aktuellen Wasserkraftnutzung in Deutschland.....	16
3.1 Daten der Bundesnetzagentur.....	17
3.2 Wasserkraftanlagen der Leistung $P \geq 1$ MW	21
3.2.1 Kraftwerke an Hochrhein und Oberrhein mit deutschen und nicht-deutschen Anteilen	26
3.2.2 WKA in Grenzgewässern, die keine deutschen Anteile besitzen.....	26
3.3 Pumpspeicherkraft in Deutschland.....	28
3.3.1 Grundlagen.....	28
3.3.2 Anlagenbestand.....	29
3.4 Vergleichbarkeit der Jahresdaten aus 2007 mit langjährigen Mittelwerten	32
3.5 Zusammenfassung.....	33
3.5.1 Anzahl der Wasserkraftanlagen	33
3.5.2 Installierte Leistung	35
3.5.3 Jahresarbeit.....	37
4 Grundlage der Potentialermittlung.....	39
4.1 Potentialbegriffe	39
4.1.1 Abflussflächenpotential	39
4.1.2 Linienpotential.....	40
4.1.3 Linienleistung.....	40
4.1.4 Fallhöhenutzungsgrad	41
4.1.5 Effektives Linienpotential	46
4.1.6 Technisches Wasserkraftrohpotential	46
4.1.7 Technisches Potential.....	46
4.2 Ermittlung des Linienpotentials für Gebiete oder Gewässerstrecken	48
4.2.1 Datengrundlage für die Bearbeitung im GIS.....	48

Einleitung

4.2.2	Flächendeckende Ermittlung des Linienpotentials	51
4.2.3	Fehlerdiskussion.....	53
4.3	Potentialermittlung an Einzelstandorten	58
4.3.1	Abflussdaten.....	58
4.3.2	Erforderliche Daten zu Wasserkraftanlagen.....	60
4.3.3	Methode zur Ermittlung des zusätzlichen Ausbaupotentials an Standorten großer Wasserkraftanlagen	61
4.3.4	Potential durch Erhöhung des Anlagenwirkungsgrades	62
4.3.5	Potential durch Erhöhung des Ausbaugrades	65
4.3.6	Beispiel anhand eines fiktiven Kraftwerkes	66
5	Ermittlung des technischen Wasserkraftpotentials in Deutschland ..	70
5.1	Das Linienpotential in Deutschland	70
5.1.1	Das Linienpotential großer Grenzgewässer	74
5.1.2	Das für Deutschland verfügbare Linienpotential.....	77
5.1.3	Das Linienpotential großer deutscher Flüsse	77
5.2	Das effektive Linienpotential in Deutschland	80
5.3	Technisches Rohpotential für Deutschland	82
5.4	Technisches Wasserkraftpotential für Deutschland	84
6	Das zusätzliche technische Wasserkraftpotential in Deutschland.....	91
6.1	Das zusätzliche technische Potential für WKA mit $P \geq 1$ MW	91
6.1.1	Das Zubaupotential der großen Flüsse gemäß Standort-Methode	92
6.1.2	Potential durch Erhöhung des Anlagenwirkungsgrades	92
6.1.3	Potential durch Erhöhung des Ausbaugrades	93
6.1.4	Gesamtpotential für große Gewässer	94
6.1.5	Verlust durch Abgabe ökologischer Abflüsse	96
6.1.6	Leistungserhöhung durch Stauerhöhung	97
6.1.7	Umsetzung des Potentials aus technisch-ökonomischer Sicht.....	97
6.1.8	Derzeit nicht genutzte Standorte	99
6.1.9	Das aus dem Linienpotential ermittelte Zubaupotential der großen Flüsse.....	100
6.2	Das zusätzliche technische Potential für WKA mit $P < 1$ MW	101

6.3 Das gesamte technische Zubaupotential.....	102
7 Das realisierbare zusätzliche Wasserkraftpotential in Deutschland	104
7.1 Restriktionen für die Wasserkraftnutzung	105
7.1.1 EG-Wasserrahmenrichtlinie und Gewässerstruktur.....	105
7.1.2 NATURA-2000-Gebiete	107
7.1.3 Der Anteil von Stau- und Ausleitungsstrecken an Gewässern mit Wasserkraftnutzung.....	108
7.2 Technische Zubaupotentiale für große Gewässer und große WKA.....	110
7.2.1 Ausgewählte frei fließende Strecken.....	111
7.2.2 Restpotential der großen Gewässer.....	112
7.3 Technische Zubaupotentiale für mittelgroße und kleine Gewässer.....	115
7.4 Zeitliche Entwicklung und Kosten des Zu- und Ausbaus	118
7.4.1 Wasserkraftanlagen an großen Gewässern	119
7.4.2 Wasserkraftanlagen an mittelgroßen und kleinen Gewässern.....	120
8 Neue technische Konzepte für die Wasserkraft	122
8.1 Neue Techniken für die konventionelle Wasserkraft.....	122
8.1.1 Verbesserte Auslegungsmethoden und Einsatz neuer Turbinen.....	122
8.1.2 Optimierte Betriebsführung	123
8.1.3 Variable Drehzahl	124
8.1.4 Hochtemperatur-Supraleitende Generatoren	125
8.1.5 „Very-Low-Head“-Turbinen	127
8.1.6 Überströmtes Schachtkraftwerk	128
8.1.7 Wasserräder	129
8.2 Neue Technologien zur Nutzung der kinetischen Energie	130
8.2.1 Frei umströmte Turbinen.....	132
8.2.2 Ummantelte Turbinen	135
8.3 Weitere Technologien und oft verbreitete Irrtümer.....	136
8.4 Potentiale frei umströmter Turbinen und Wasserräder	137
9 Der Einfluss der Klimaveränderung auf die Wasserkraftnutzung	139
9.1 Zielsetzung und Aufgabenstellung	139
9.2 Klimaprojekte in Deutschland.....	139

Einleitung

9.2.1 GLOWA Danube.....	140
9.2.2 KLIWA	140
9.2.3 KLIWAS.....	140
9.2.4 WASKlim	141
9.3 Auswirkungen des Klimas auf die Wasserkraft.....	141
9.3.1 Temperatur und Niederschlag.....	141
9.3.2 Abflussverhalten	143
9.3.3 Änderung des Abflussverhaltens durch die Klimaveränderung	144
9.3.4 Auswirkungen der Abflussveränderungen auf die Wasserkraft	146
9.4 Beispielrechnung.....	147
9.4.1 Die Beispielanlage	147
9.4.2 Methodik.....	147
9.4.3 Berücksichtigung der Klimamodelle	148
9.4.4 Genutzte Abflussszenarien	151
9.4.5 Kenndaten der Wasserkraftanlage.....	152
9.4.6 Ergebnisse.....	153
9.4.7 Weitere Untersuchungsgebiete	155
9.5 Anpassung der Wasserkraftnutzung an den Klimawandel.....	157
10 Zusammenfassung	160
11 Begriffserläuterungen	166
11.1 Physikalisch-technische Größen und Einheiten.....	166
11.2 Definitionen in Zusammenhang mit der Wasserkraft	168
11.3 Abkürzungen.....	176
12 Literatur	180

1 Einleitung

Deutschland hat sich zum Ziel gesetzt, 2030 einen Deckungsanteil der erneuerbaren Energien am gesamten Stromverbrauch von 45 % zu erreichen. Derzeit stellen sie insgesamt einen Anteil von etwa 14 % bereit, auf die Wasserkraft entfallen etwa 3,5 %. Da die Wasserkraft im Vergleich zu anderen regenerativen Energiequellen geringen kurzzeitigen Schwankungen unterliegt, kann sie Grundlaststrom bereitstellen. Pumpspeicher- und Speicherkraftwerke können sowohl bei Überkapazitäten Strom speichern als auch Spitzenlaststrom erzeugen. Sie liefern so einen wichtigen Beitrag zur Verstetigung der Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien.

Zahlreiche Untersuchungen zur Nutzung der Wasserkraft und zum zusätzlich ausbaubaren Potential sind in den letzten Jahrzehnten veröffentlicht worden. Sie wurden mit unterschiedlichen Methoden durchgeführt, beziehen sich auf einzelne Bundesländer oder Teilgebiete und bestimmte Größenklassen von Wasserkraftanlagen, sodass sie keine einheitliche Ausgangsbasis für eine Ausbaustrategie der Wasserkraft darstellen. Die vorliegende Studie zielt darauf ab, das Wasserkraftpotential mit Hilfe einer für ganz Deutschland einheitlichen Methode zu ermitteln. Diese geht vom vorhandenen Linienpotential aus.

In Deutschland produzieren 406 große Wasserkraftanlagen ($P_{\text{inst}} \geq 1 \text{ MW}$) eine mittlere Jahresarbeit von etwa 17,5 TWh/a (Regularbeitsvermögen, bei Grenzkraftwerken nur deutscher Anteil). Sie stellen etwa 85 % der Stromerzeugung aus Wasserkraft bereit. Die Standorte sind bekannt und die Daten zu den Anlagen sind veröffentlicht bzw. konnten teilweise durch Recherche bei den Betreibern ermittelt werden. Für diese Standorte war es daher möglich, mit Hilfe einer Standortbetrachtung das Zubaupotential zu ermitteln. Die wenigen, derzeit noch nicht genutzten Standorte für größere Wasserkraftanlagen sind im Wesentlichen bekannt und konnten daher direkt beim Zubaupotenzial berücksichtigt werden.

In 11 Pumpspeicherkraftwerken wird derzeit nur durch den natürlichen Zufluss eine Jahresarbeit von 0,64 TWh erzeugt.

Einleitung

Kleinere Wasserkraftanlagen ($P_{\text{inst}} < 1 \text{ MW}$) erwirtschafteten in 2007 mit etwa 2,8 TWh einem Anteil von etwa 15 % an der Stromerzeugung aus Wasserkraft. Hier sind folgende Aspekte zu berücksichtigen:

- Die Zahl der kleinen Wasserkraftanlagen ist hoch.
- Angaben zu den Anlagen liegen nicht in einem gemeinsamen Register vor und wären nur mit erheblichem Rechercheaufwand zu ermitteln.
- Die Anlagen haben i.d.R. eine wichtige ökonomische Bedeutung für die Betreiber und verfügen zum großen Teil über *Altrechte* bzw. *Bewilligungen mit langen Gestattungszeiträumen*, die die historische Entwicklung der Standorte widerspiegeln.

Die Nutzung der Wasserkraft stellt immer einen Eingriff in die Gewässer dar. Die typischen ökologischen Auswirkungen sind:

- Aufstau des Gewässers mit Veränderung der Fließbedingungen im Staubebereich,
- bei Ausleitungskraftwerken: Reduzierung der Wasserführung im Mutterbett,
- Unterbrechung der Durchgängigkeit für aquatische Organismen, Sedimente und organisches Material,
- Schädigungen von flussabwärts wandernden Fischen.

Diese Auswirkungen haben Einfluss auf den ökologischen Zustand der Gewässer und sind daher im Sinn der EG-Wasserrahmenrichtlinien (WRRL) relevant.

Die Erfassung des Ausbaupotentials ist daher sowohl für energiepolitische Fragestellungen als auch für die Umsetzung der EG-WRRL von hoher Bedeutung.

Bisherige Untersuchungen zum Wasserkraftpotential basierten im wesentlichen auf der Standortmethode, bei der die Ausbaumöglichkeiten an vorhandenen, teilweise auch neu zu errichtenden Stauanlagen betrachtet wurden (Kap. 2). Darüber hinaus gab es regionale Studien, die das gesamte natürlich vorhandene Potential untersucht haben wie z.B. für Hessen SIMON et al. (1983), Baden Württemberg HILDEBRAND & KERN (1989). Insbesondere in Preußen (KELLER, 1914) wurde bereits zu Beginn des 20. Jahrhunderts systematisch für das damalige preußische Staatsgebiet das natürliche und zusätzlich nutzbare Wasserkraftpotential aller dortigen Gewässer detailliert untersucht.

Der aktuell genutzte Bestand an Wasserkraftanlagen wurde innerhalb des Vorhabens aus unterschiedlichen Datenquellen ermittelt und in Kap. 3 zusammen gestellt.

Einleitung

Die Grundlage der Potentialermittlung stellt für alle deutschen Gewässer das Linienpotential dar. Die Bearbeitung wurde auf der Basis der heute digital vorliegenden Daten zur Geländemorphologie und zu den Abflusshöhen in einem Geografischen Informationssystem durchgeführt. Das Linienpotential ist ein theoretischer Wert, der u.a. durch Auswertung von Vergleichsgewässern auf das nutzbare Potential heruntergebrochen werden muss. Die entsprechende Vorgehensweise wird in Kap. 4 erläutert. Zusätzlich wird dort dargestellt, wie das Zubaupotential für bekannte Wasserkraftanlagen mit $P \geq 1$ MW durch eine detaillierte Standortbetrachtung ermittelt wurde.

Die Ergebnisse der Potentialermittlung (Kap. 5) führen im Vergleich mit der durch Wasserkraft aktuell erzeugten Energie zur Abschätzung des zusätzlich nutzbaren Potentials (Kap. 6). Dieses wird für große und kleine Wasserkraftanlagen differenziert dargestellt.

Nicht jedes technisch verfügbare Potential kann auch genutzt werden. Wichtige andere Nutzungsansprüche müssen berücksichtigt werden. Darüber hinaus spielt die ökonomische Realisierbarkeit eine entscheidende Rolle. Das realisierbare Zubaupotential wird in Kap. 7 abgeleitet.

Es werden immer wieder neue Ideen und Techniken für die Nutzung der Wasserkraft vorgestellt, die bei verringerten negativen Eingriffen in die Gewässerökologie einen nennenswerten Beitrag zur Energieerzeugung liefern und wirtschaftlich attraktiv sein sollen. Derartige Konzepte werden in Kap. 8 grundsätzlich diskutiert.

Schließlich werden mögliche Auswirkungen der Klimaveränderung auf die Erzeugung von Wasserkraftanlagen anhand einer Beispielanlage durch Berechnung mehrjähriger Ganglinien betrachtet und Anpassungsmaßnahmen bei Abflussveränderungen vorgestellt (Kap. 9).

Im Anschluss an die Zusammenfassung (Kap. 10) werden in Kap. 11 physikalische Größen und Einheiten definiert sowie Begriffe und Abkürzungen erläutert.

Ein zweiter Berichtsteil *Materialien* beinhaltet die Darstellung der methodischen Grundlagen und erarbeitete Detailergebnisse sowie einen Überblick über die vorhandene Literatur zur Wasserkraft und zum Wasserkraftpotential.

2

Bestehende Untersuchungen zum Wasserkraftpotential in Deutschland

Seit Beginn des 20. Jahrhunderts erschienen zahlreiche Veröffentlichungen zum Thema Wasserkraft und Wasserkraftpotential. Eine aktuelle Sammlung dieser Schriften wurde mit Hilfe von Recherchen innerhalb verschiedener (digitaler) Bibliotheken und Literaturdatenbanken erstellt. Das Ergebnis ist als Zitatensammlung im Berichtsteil *Materialien* tabellarisch aufgeführt.

Neben ca. 70 Veröffentlichungen mit allgemeinem Bezug zur Wasserkraft gibt es etwa 30 Literaturstellen, die sich auf die bundesweite Situation beziehen, und 117 Artikel und Studien, die die Wasserkraftnutzung in den deutschen Bundesländern behandeln.

Nachfolgend werden die Ergebnisse einiger repräsentativer Veröffentlichungen zum Bestand der Wasserkraftnutzung und zum Ausbaupotential zusammen gefasst. In den darauf folgenden Kapiteln werden Methoden und Ergebnisse des vorliegenden Vorhabens dargestellt.

Forschungsvorhaben IKARUS, Teilprojekt 4 „Umwandlungssektor“, Unterbereich d: Wasserkraftwerke (GIESECKE et al., 1992/1993)

Der Bericht beinhaltet das Ergebnis der Bestandsaufnahme für das Gebiet der alten Bundesländer für Wasserkraftanlagen (WKA) der Leistung $P \geq 1$ MW. Die WKA wurden mit ihren wichtigsten Eckdaten in einer Datenbank zusammen geführt und für die Bundesländer getrennt in Tabellen dargestellt.

Darüber hinaus wurde das Linienpotential der wichtigsten Flussläufe in den fünf ostdeutschen Bundesländern ermittelt. Die Ergebnisse der Untersuchung werden im Berichtsteil *Materialien* detailliert erläutert und mit den Ergebnissen der eigenen Ermittlung sowie der Preußenstudie (KELLER, 1914) verglichen.

Innerhalb des IKARUS-Projektes wurden verschiedene Potentialstudien gesichtet, die für die alten Bundesländer ein technisch realisierbares Gesamtpotential von 20,75 TWh (BMFT Programmstudie, 1976) bis zu 30,73 TWh (DIW/ISI, 1984) angeben. Die Vorhersagen mit dem geringeren Werten wurden innerhalb des Projektes unter Berücksichtigung wirtschaftlicher und ökologischer Zielsetzungen als realistischer eingestuft.

EEG Erfahrungsbericht 2007 (BMU, 2007; STAIB et al., 2007)

Im Erfahrungsbericht 2007 zum Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) (BMU 2007) wurden Daten zum Stand der Nutzung der Wasserkraft veröffentlicht, die auf bestehenden Datensammlungen, die den Autoren zur Verfügung standen, und auf Statistiken sowie Gesprächen mit Verbänden und Branchenkennern basieren. Zu den Daten der Wasserkraftanlagen mit $P < 1$ MW erfolgte der Hinweis, dass es Unsicherheiten in der Datenlage gibt, da die gesichteten Unterlagen sehr heterogen und teilweise unvollständig gewesen seien.

Insgesamt wurde ein Bestand von 7.679 Anlagen ermittelt, von denen 7.325 Anlagen (ca. 95 %) eine installierte Leistung < 1 MW und 354 Anlagen (ca. 5 %) eine installierte Leistung ≥ 1 MW aufwiesen (Tab. 2-1).

Die daraus ermittelte Summe der installierten Leistung betrug 4.293 MW, wobei etwa 440 MW, also 10 %, auf 7.325 Anlagen der Leistung < 1 MW entfielen, 3.420 MW auf 155 Anlagen der Leistung > 5 MW.

Im Unterschied zum vorliegenden Vorhaben wurde in Tab. 2-1 die Leistung von Grenzkraftwerken, die nur anteilig in der Hand deutscher Betreiber liegen, zu 100 % berücksichtigt.

Tab. 2-1: Gesamtzahl der WKA für Deutschland, WKA an Grenzgewässern wurden zu 100 % berücksichtigt (BMU 2007)

Leistungsbereich der Wasserkraftanlagen	Anzahl der WKA	Installierte Leistung [MW]
$P \geq 1$ MW	354	3.853
$P < 1$ MW	7.325	440
Summe	7.679	4.293

Stromgewinnung aus regenerativer Wasserkraft in Deutschland - Überblick (WAGNER & RINDELHARDT, 2007)

In diesem Artikel wurden für die Jahre 1976 bis 2005 Daten zur Stromerzeugung aus Wasserkraftanlagen der EVU für einzelne Anlagenarten wie z.B. Laufwasserkraftwerke, Pumpspeicherwerke, Industrieanlagen etc. zusammen gestellt. Dabei wurde der KEW-Faktor angegeben, mit dessen Hilfe aus dem jeweiligen Jahresertrag (z.B. für ein trockenes Jahr) der Bezug zum Regelarbeitsvermögen hergestellt werden kann.

Bei der Aufteilung der Stromerzeugung auf die einzelnen Bundesländer ergeben sich im Vergleich zu STAIB et al. (2007) geringere Leistungen (auch für Bayern und Baden-Württemberg), da WAGNER & RINDELHARDT in ihren Ergebnissen nur die deutschen Anteile von Grenzkraftwerken berücksichtigt haben.

In Tab. 2-2 sind die Ergebnisse als Summe über die Bundesländer zusammen gefasst.

Tab. 2-2: Wasserkraftnutzung in Deutschland, Stand Anfang 2007 (Quelle: WAGNER & RINDELHARDT, 2007)

Leistungsbereich der Wasserkraftanlagen	Anzahl der WKA	Installierte Leistung [MW]	Regelarbeitsvermögen [GWh/a]
P ≥ 1 MW	405	3.428	17.297
P < 1 MW	6.884	531	2.285
Summe	7.289	3.959	19.582

Die Wasserkraftnutzung in den fünf neuen Bundesländern (RINDELHARDT, 2007)

Seit der deutschen Wiedervereinigung hat nach RINDELHARDT (2007) die Wasserkraftnutzung in den fünf ostdeutschen Bundesländern durch die Reaktivierung alter Standorte einen starken Aufschwung erfahren.

Insgesamt betrug die installierte Leistung in den fünf Bundesländern in 2005 126 MW, die Jahresarbeit 572 GWh. Gesamtzahl und installierte Leistung aller betriebenen WKA werden seit 2002 von den Landesämtern erfasst.

Bestehende Untersuchungen zum Wasserkraftpotential in Deutschland

Im Untersuchungsgebiet befindet sich nach RINDELHARDT (2007) das größte Zu-
baupotential von etwa 200 MW mit einer Jahresarbeit von 1 TWh an der Elbe. Da
zur Nutzung erhebliche Eingriffe erforderlich wären, die Elbe heute aber der einzige
„naturnahe“ Fluss unter den großen deutschen Gewässern darstelle, schätzt Rin-
delhardt die Nutzung des Elbe Potentials als nicht absehbar ein.

Weitere Potentiale konzentrieren sich an den Zuflüssen der Elbe. Dabei werden nur
wenige Anlagen die 1 MW-Grenze überschreiten.

RINDELHARDT (2007) hat die Ergebnisse verschiedener Untersuchungen zum
Potential in Ostdeutschland zusammengestellt. In Abb. 2-1 sind die genannten mi-
nimalen und maximalen Potentialangaben dargestellt. Sie zeigen Abweichungen
von bis zu 400 %.

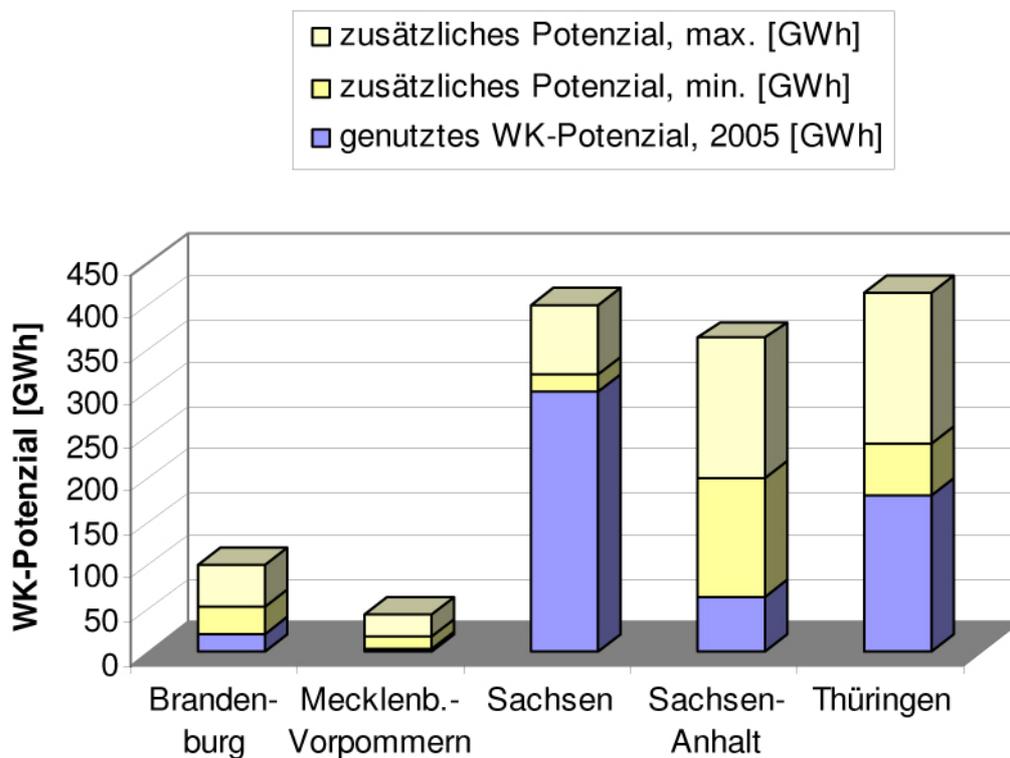


Abb. 2-1: Bestehendes und zukünftig nutzbares Wasserkraftpotential (Angabe der Jahresarbeit) in den fünf ostdeutschen Bundesländer, zusammengestellt aus unterschiedlichen Veröffentlichungen (nach RINDELHARDT, 2007)

Stromversorgung 2020 – Wege in eine moderne Energiewirtschaft (BEE, 2008)

In der Strom-Ausbauprognose der Erneuerbaren-Energien-Branche wird für die Wasserkraft bis zum Jahr 2020 eine installierte Leistung von 6.500 MW und eine Jahresarbeit von 31,9 TWh als realisierbar angesehen. Dies bedeutet eine Steigerung von 48 % im Vergleich zu 2005.

Nach der Studie kann eine solche Steigerung erreicht werden durch

- einen Zubau an kleinen WKA um durchschnittlich 66 MW pro Jahr,
- die Realisierung der im Bau bzw. in Planung befindlichen großen WKA,
- die Nutzung des Potentials bisher ungenutzter Talsperren,
- den Einsatz effizienterer Anlagentechnologie.

Masterplan "Ausbaupotentiale in Bayern" (EON, BEW, 2009)

Im Masterplan werden die Ausbaupotentiale der Wasserkraftanlagen von E.ON und BEW in Bayern untersucht. Die Wasserkraftpotentiale werden dabei in verschiedene Kategorien aufgeteilt. Durch den Neubau an neuen Standorten wird hier ein jährliches Potential von 247,2 GWh, durch den Neubau an bestehenden Querbauwerken von 94,2 GWh ermittelt. Der Ausbau bestehender Anlagen wird in Modernisierung, Nachrüstung und Reaktivierung unterteilt. Modernisierungen, also Maßnahmen bei unverändertem Nutzungsumfang, haben einen Jahresenergiegewinn von 144,1 GWh zur Folge. Nachrüstungsmaßnahmen wie Erhöhung des Ausbaugrades und Stauzielanhebung, die eine Veränderung des Nutzungsumfangs beinhalten, werden mit einem Potential von 550,4 GWh beziffert. Reaktivierungspotentiale werden in dieser Studie nicht detektiert. Das gesamte zusätzliche Potential der untersuchten Standorte beträgt 1.036 GWh/a.

Untersuchungen zum Wasserkraftpotential in den Bundesländern

Bei der Recherche zu Daten der Wasserkraftstandorte für die einzelnen Bundesländer wurden zahlreiche Materialien gesichtet, die Aussagen zum genutzten und zusätzlich nutzbaren Potential beinhalten. Im Berichtsteil *Materialien* sind detaillierte Angaben zur Datenlage in den einzelnen Bundesländern und die Ergebnisse vorhandener Potentialuntersuchungen aufgeführt. Teilweise existieren mehrere Veröffentlichungen mit unterschiedlichen Ergebnissen.

In den Bundesländern mit hohem Wasserkraftanteil (Bayern und Baden-Württemberg) liegen die prognostizierten Zubaupotentiale zwischen 10 % und 25 %. Für die ostdeutschen Bundesländer wurden in den neunziger Jahren relativ große

zusätzlich nutzbare Potentiale von über 50 % vorher gesagt. Der Ausbau wurde in den vergangenen Jahre vorangetrieben.

Zusammenfassung

Eine Vielzahl von Studien beschäftigten sich auf Bundes- und Landesebene mit der Ermittlung des Wasserkraftpotentials. Ihnen lagen verschiedene Ansätze und Untersuchungsmethoden zu Grunde. Dabei ergaben sich z.B. große Unterschiede in den Angaben zur Leistung und zur Jahresarbeit, wenn Grenzkraftwerke entweder mit 100 % oder nur mit ihrem deutschen Anteil berücksichtigt werden.

Über den Bestand an genutzten Wasserkraftanlagen liegen für die Jahre 1990 bis 2005 weder dem statistischen Bundesamt noch dem BDEW umfassenden Zahlen vor, da durch eine Änderung der gesetzlichen Grundlage für die Erhebung derartiger Statistiken die Betreiber nicht mehr verpflichtet sind, alle Daten offen zu legen.

Für ganz Deutschland liegen unterschiedliche Angaben zum gesamten ausbaubaren Potential von bis zu 31,9 TWh/a (Tab. 2-3), während in den Langfristszenarien des Bundes (BMU 2009a) bisher mit einer Zunahme auf 24,5 TWh/a bis 2020 und 25 TWh/a bis 2050 gerechnet wurde. Das vorliegende Vorhaben soll hier mit Hilfe eines nachvollziehbaren Verfahrens für ganz Deutschland belastbare Aussagen zum Ausbaupotential liefern.

Tab. 2-3: Zusammenstellung einer Auswahl von Veröffentlichungen zum gesamten nutzbaren Wasserkraftpotential

Quelle	Auswertung	Gesamtes nutzbares Potential
FROHNHOLZER 1963	WKA Bestand, WKA in Bau oder geplant; einige Standorte wurden inzwischen ausgebaut (Alte Bundesländer)	21,84 TWh/a Regelarbeitsvermögen
WAGNER 1989	Techn. Potential (Alte Bundesländer)	23,7 TWh/a
WAGNER & RINDEL-HARDT 2007	VDEW Statistik und Befragung der Länder (Gesamtdeutschland)	24,9 TWh/a
BEE 2008	Befragung Branchenverbände (Gesamtdeutschland)	31,9 TWh/a bei einem Ausbau auf 6.500 MW bis 2020

3

Untersuchung der aktuellen Wasserkraftnutzung in Deutschland

Innerhalb des Vorhabens wurde mit Hilfe des Linienpotentials das gesamte nutzbare Wasserkraftpotential für Deutschland ermittelt. Das zusätzlich ausbaubare Potential ergab sich als Differenz zum gesamten bereits genutzten Potenzial.

Zunächst wurden die wesentlichen aktuellen Datenquellen zur derzeitigen Nutzung der Wasserkraft gesichtet und bzgl. ihrer Vollständigkeit ausgewertet.

Folgende Datenzusammenstellungen können als umfassende Grundlage des Bestands genutzter Wasserkraftanlagen gewertet werden:

- Datenmeldungen der Übertragungsnetzbetreiber und der Bundesnetzagentur zu Anlagen mit EEG Vergütung.
- Zusammenstellung des IHS Stuttgart zu Standorten von Laufwasser- und Speicherkraftwerken der Leistung $P \geq 1$ MW und
- Zusammenstellung der Pumpspeicherkraftwerke (Fichtner).

Eine intensive und umfangreiche Datenrecherche ergab, dass die Unterschiede in Qualität und Vollständig der Daten bei folgenden Quellen relativ groß waren:

- Datenbanken der Länder,
- Bundeskataster Querbauwerke (BUKAT, 2005),
- Veröffentlichungen der Länder zur EG-WRRL.

Sie waren für Einzelbetrachtungen jedoch durchaus nützlich und werden in den *Materialien zum Schlussbericht*, Kap. B dargestellt und diskutiert.

Wasserkraftwerke werden entsprechend ihrer wasserwirtschaftlichen Funktion eingeteilt in:

Laufwasserkraftwerke werden zur Energiegewinnung verwendet, indem sie einen Zufluss von Wasser laufend verarbeiten.

Speicherkraftwerke mit natürlichem Zufluss besitzen ähnlich wie Laufwasserkraftwerke einen stetigen Zufluss. Sie verarbeiten den Zufluss nicht unmittelbar, sondern

können ihn zwischenspeichern, solange Speichervolumen verfügbar ist. Die Energiegewinnung erfolgt je nach täglichem, wöchentlichem oder saisonalem Bedarf.

Pumpspeicherkraftwerke (PSW) werden primär nicht zur Energiegewinnung, sondern zur Energiespeicherung genutzt. Herrscht ein Überangebot an elektrischer Energie, wird Wasser auf ein höheres geodätisches Niveau gepumpt und dort gespeichert. Wird elektrische Energie im Stromnetz benötigt, kann das Wasser turbinieren und somit Energie eingespeist werden. Als regenerativ kann bei diesen Kraftwerken nur der Anteil an der Stromerzeugung gelten, der aus ihrem natürlichen Zufluss generiert wird.

Im Folgenden werden detaillierter die Datenquellen zum Bestand der Wasserkraftnutzung erläutert, die in die Auswertung des Zubaupotentials eingehen.

3.1

Daten der Bundesnetzagentur

Die Daten der Bundesnetzagentur (BNetzA) beziehen sich auf Wasserkraftanlagen, deren in 2007 eingespeister Strom auf der Grundlage des Erneuerbaren Energien Gesetzes von 2004 (EEG, 2004) vergütet wurde.

Das EEG 2004 unterscheidet bei der Höhe der Vergütung zwischen drei Leistungsklassen:

- $P_{\text{EEG}} \leq 500 \text{ kW}$
- $500 \text{ kW} < P_{\text{EEG}} \leq 5 \text{ MW}$ und
- $5 \text{ MW} < P_{\text{EEG}} \leq 150 \text{ MW}$.

Die so genannte EEG-Bemessungsleistung P_{EEG} ist von der jährlichen Stromproduktion abhängig und wird aus der eingespeisten Jahresarbeit E_a wie folgt ermittelt:

$$P_{\text{EEG}} = E_a / 8760 \text{ h.}$$

Die Bundesnetzagentur verfügt über Daten, die die Übertragungsnetzbetreiber entsprechend den gesetzlichen Vorgaben veröffentlicht haben und hat diese ergänzt durch zusätzliche Erhebungen bei den Verteilnetzbetreibern (s. Berichtsteil *Materiellen*, Kap. C). Tab. 3-1 gibt eine Übersicht zu diesem Datenbestand. Angaben zu Anlagenleistung und Jahresarbeit liegen dabei für die Mehrzahl der WKA vor, so-

*Untersuchung der aktuellen Wasserkraftnutzung
in Deutschland*

dass diese Daten neben den Daten zur großen Wasserkraft als Grundlage zur Ermittlung des in 2007 aktuell genutzten Potentials herangezogen wurden.

Von den 6.484 WKA mit EEG Vergütung besitzen 235 Anlagen eine installierte Leistung $P \geq 1$ MW. Einige dieser WKA sind in den EEG-Daten als WKA kleinerer Leistung mit mehreren Datensätzen enthalten (vgl. Berichtsteil *Materialien*, Kap. C).

Der Vergleich des Regelarbeitsvermögens der großen Wasserkraftanlagen mit der Erzeugung in 2007 zeigt, dass diese Anlagen in 2007 etwa 5 % weniger Strom erzeugt haben als im langjährigen Mittel. In Kap. 3.4 wird ausgeführt, inwieweit die EEG-Daten aus 2007 mit langjährigen Mittelwerten verglichen werden können.

Tab. 3-1: Anzahl, Leistung und Jahresarbeit der in 2007 nach EEG 2004 vergüteten Wasserkraftanlagen

	BNetzA Daten für 2007	
	Gesamtzahl der WKA	WKA mit $P \geq 1$ MW
Anzahl WKA	6.484*	235
Installierte Leistung [MW]	1.272*	662
Vergütete Jahresarbeit [GWh]	5.460*	2.840 (2.985**)

* auch Anlagen mit $P \geq 1$ MW enthalten; ** Regelarbeitsvermögen

Vollständigkeit der EEG-Daten

Nicht alle Wasserkraftanlagen erzeugen Strom oder/ und erhalten eine Vergütung nach EEG. Ein bundesweiter Abgleich mit den kleinen Anlagen, die keinen Strom einspeisen und nur zur Deckung des Eigenbedarfs (mechanisch oder elektrisch) genutzt werden, konnte nicht durchgeführt werden. Hierzu fehlten Detaildaten aus vielen Bundesländern:

- So liefern die Daten aus Bayern und Baden-Württemberg, in denen die meisten WKA in Betrieb sind, keine Aussage zur Zahl der WKA, die ausschließlich für die Eigenversorgung produzieren.
- Da das bayerischen Wasserkraftanlagen-Kataster als relativ vollständig gilt, wurde die Zahl der dort enthaltenen Anlagen mit den WKA verglichen, die in Bayern in 2007 eine Vergütung nach EEG erhielten. Demnach repräsentieren die EEG-Daten etwa 20 % weniger Anlagen und eine etwa 9 % geringere Leistung als die Daten des bayerischen Katasters (Abb. 3-1).
- Von den in Nordrhein-Westfalen (NW) in Betrieb befindlichen 390 WKA wurde für ca. 45 Anlagen die Nutzung „Stromerzeugung für den Eigenbedarf“ und bei weiteren 40 die Nutzung „Antrieb Maschine ohne elektrische Stromproduktion“ angegeben (Datenstand 2001). Für etwa 9 % der WKA war der Betriebszustand unbekannt. Demnach haben in 2001 mindestens 22 % der WKA keinen Strom eingespeist.
- Von den 176 WKA, die für Rheinland-Pfalz (RP) im Querbauwerke Informationssystem QUIS-RLP als „in Betrieb befindlich“ aufgeführt sind, wird für 7 WKA als Nutzung „Antrieb Maschine ohne elektrische Stromproduktion“ und für 17 WKA „Stromerzeugung für den Eigenbedarf“ angegeben. Bei 6 % der Anlagen konnte der Betriebszustand nicht ermittelt werden, sodass aktuell mindestens 14 % der WKA keinen Strom einspeisen und damit nicht in den EEG-Daten vertreten sind.

Daher wird auf der Grundlage der Länderangaben abgeschätzt, dass aktuell 10 % bis 15 % der in Betrieb befindlichen Anlagen nicht in den EEG-Daten erfasst werden und dass diese maximal 5 bis 10 % der installierten Leistung von kleinen und mittleren Anlagen ($0,05 \text{ bis } 0,1 \cdot 0,65 \text{ GW} = 0,033 \text{ bis } 0,065 \text{ GW}$) bereit stellen. Bezogen auf die gesamte in Deutschland installierte Leistung von etwa 4 GW (Kap. 3.4) wäre damit ein Anteil von etwa 1 % der installierten Leistung nicht in den EEG-Daten vertreten.

Untersuchung der aktuellen Wasserkraftnutzung
in Deutschland

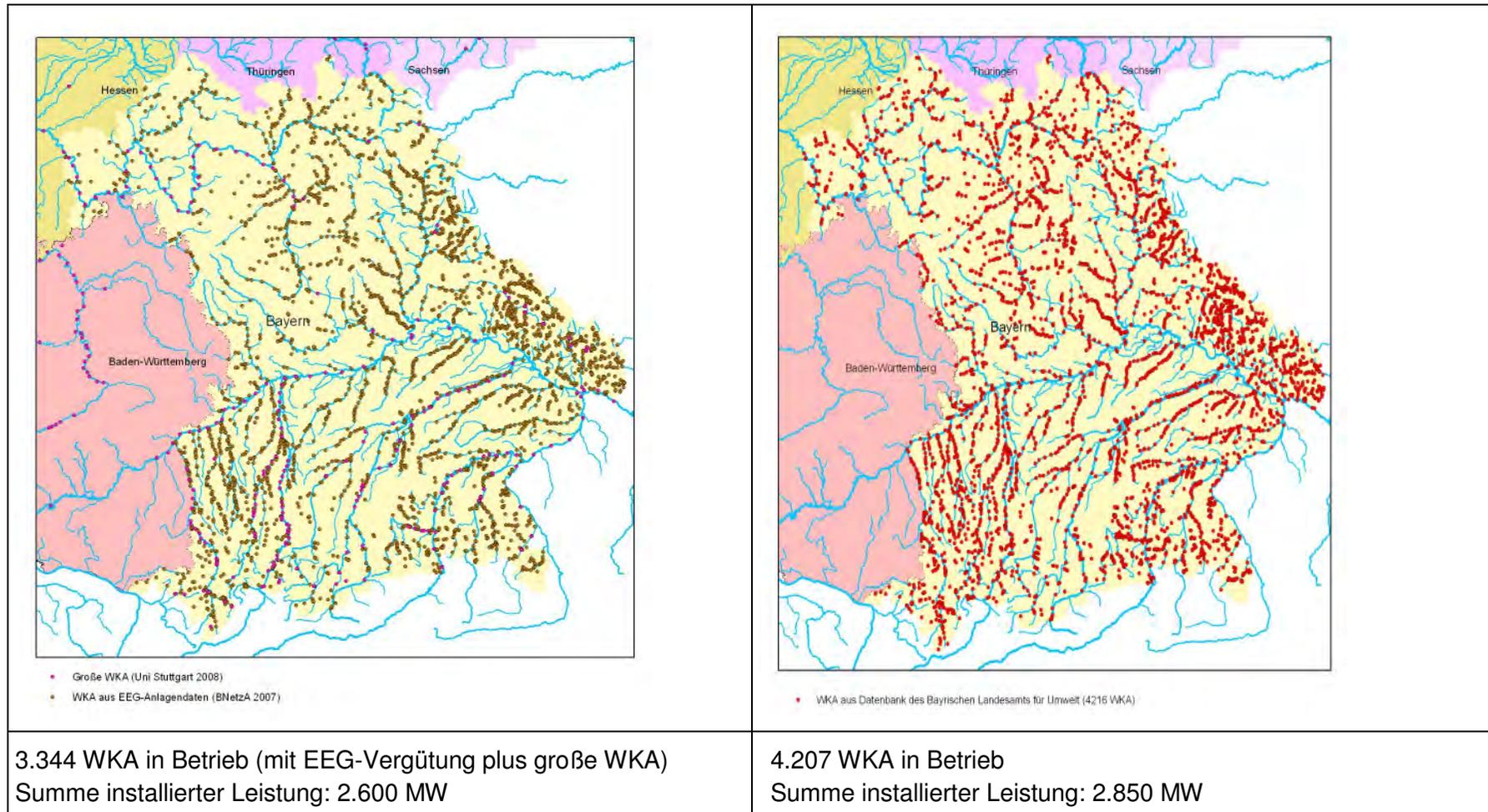


Abb. 3-1: WKA - Standorte aus EEG-Veröffentlichungen (BnetzA, 2007), links und aus dem Wasserkraftanlagenkataster des bayerischen Landesamts für Umwelt (www.lfu.bayern.de), rechts.

3.2

Wasserkraftanlagen der Leistung $P \geq 1$ MW

Daten zu Wasserkraftanlagen der Leistung $P \geq 1$ MW wurden in den letzten Jahren relativ regelmäßig veröffentlicht (u.a. FROHNHOLZER (1963), FICHTNER (2003), HEIMERL & GIESECKE (2004)). Die Standorte der WKA sind bekannt, die entsprechenden Daten wurden durch die Universität Stuttgart in Zusammenarbeit mit Dr. Heimerl (Fichtner) aktualisiert.

Zur Verortung der großen WKA wurde ihre genaue Lage recherchiert. Das Ergebnis ist eine Karte der Standorte (Abb. 3-2), die deutlich die Konzentration auf die großen Gewässer, insbesondere im süddeutschen Raum, zeigt. WKA, die in Grenzgewässern liegen aber keinen deutschen Anteil besitzen, wurden in Abb. 3-2 nicht dargestellt.

Die Anzahl der in dieser Studie detektierten, in das deutsche Stromnetz einspeisenden Laufwasserkraftwerke mit einer installierten Leistung über 1 MW beträgt 406. Nicht betrachtet wurden Kraftwerke an Grenzflüssen, die über keinen deutschen Anteil verfügen (Kap. 3.2.2). Die Verteilung der Anlagen nach Bundesländern ist in Tab. 3-2 dargestellt. Aufgrund der Mittelgebirgslage und den vergleichsweise hohen mittleren Niederschlägen konzentriert sich die Wasserkraftnutzung in Deutschland im Besonderen auf die Länder Bayern und Baden-Württemberg, die 70 % der betrachteten Wasserkraftwerke stellen. Den höchsten Anteil stellt mit 219 Anlagen (54 %) das Land Bayern, es folgen mit 67 Anlagen (16,5 %) Baden-Württemberg und mit 41 Anlagen (10 %) Nordrhein-Westfalen. Die wenigsten Anlagen befinden sich in Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg (jeweils eine Anlage). Die drei Stadtstaaten Berlin, Hamburg und Bremen werden nicht separat betrachtet. Berlin wird zu Brandenburg, Hamburg und Bremen zu Niedersachsen gerechnet.

Die installierte Leistung der Laufwasserkraftanlagen zeigt ebenfalls die Konzentration der Wasserkraft auf die Bundesländer Bayern und Baden-Württemberg. Mit 2.208 MW in Bayern und 651 MW in Baden-Württemberg verfügen diese beiden Bundesländer über 84 % der in Deutschland insgesamt installierten Leistung von 3.400,6 MW. Weitere 11 % sind in Rheinland-Pfalz (225 MW) und Nordrhein-Westfalen (137 MW) installiert. Alle anderen Bundesländer stellen mit insgesamt nur 5 % einen eher geringen Teil bereit. In Tab. 3-3 sind die installierten Leistungen für die einzelnen Bundesländer zusammengestellt.

Untersuchung der aktuellen Wasserkraftnutzung in Deutschland

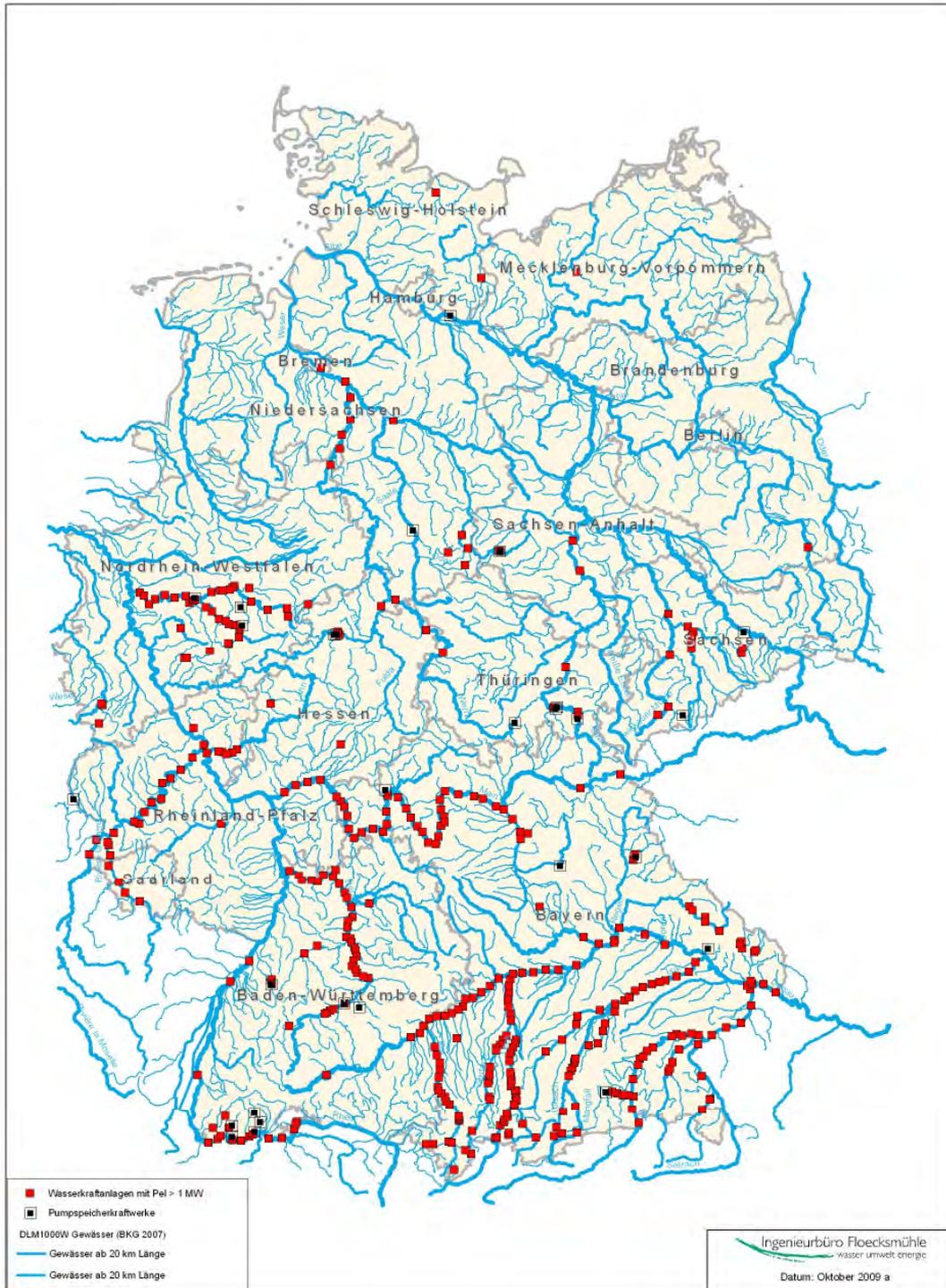


Abb. 3-2: Standorte großer Wasserkraftanlagen ($P \geq 1$ MW) und von Pumpspeicherkraftwerken in Deutschland (Quelle: IHS Stuttgart und Fichtner)

Untersuchung der aktuellen Wasserkraftnutzung
in Deutschland

**Tab. 3-2: Verteilung der Wasserkraftanlagen über 1 MW in Deutschland
(Stand März 2010)**

Bundesland	Anzahl Wasserkraftanlagen	Anteil [%]
BY	219	53,94
BW	67	16,50
NW	41	10,10
RP	24	5,91
NI	15	3,70
SN	11	2,71
HE	11	2,71
TH	6	1,48
ST	4	0,99
SL	4	0,99
SH	2	0,49
MV	1	0,25
BB	1	0,25
Summe	406	

**Tab. 3-3: Installierte Leistung der Wasserkraftanlagen über 1 MW in Deutschland,
(Stand März 2010)**

Bundesland	Anzahl Wasserkraftanlagen	Installierte Leistung [MW]	Anteil [%]
BY	219	2.207,5	64,92
BW	67	651,3	19,15
NW	41	136,7	4,02
RP	24	225,1	6,62
NI	15	63,1	1,86
SN	11	18,4	0,54
HE	11	60,3	1,77
TH	6	9,8	0,29
ST	4	8,4	0,25
SL	4	14,6	0,43
SH	2	3,2	0,09
MV	1	1,1	0,03
BB	1	1	0,03
Summe	406	3.400,6	

*Untersuchung der aktuellen Wasserkraftnutzung
in Deutschland*

Das Regelarbeitsvermögen (= mittlere Jahresarbeit) zeigt die Fokussierung der Wasserkraft auf Bayern und Baden-Württemberg am deutlichsten. 88,5 % der Energie wird in Bayern (11.389 GWh) und Baden-Württemberg (4.073 GWh) erzeugt. Das insgesamt in der Bundesrepublik Deutschland erzeugte Regelarbeitsvermögen der WKA mit einer installierten Leistung über 1 MW beträgt 17.472 GWh. Tab. 3-4 zeigt die Verteilung des Regelarbeitsvermögens auf die einzelnen Bundesländer.

Tab. 3-4: Regelarbeitsvermögen der Wasserkraftanlagen über 1 MW in Deutschland; (Stand März 2010)

Bundesland	Anzahl Wasserkraftanlagen	Regelarbeitsvermögen [GWh]	Anteil [%]
BY	219	11.388,6	65,19
BW	67	4.072,9	23,31
NW	41	328,3	1,88
RP	24	973,2	5,57
NI	15	265,5	1,52
SN	11	74,9	0,43
HE	11	225,1	1,29
TH	6	34,6	0,20
ST	4	23,1	0,13
SL	4	74,3	0,42
SH	2	5,0	0,03
MV	1	2,2	0,01
BB	1	4,1	0,02
Summe	406	17.471,8	

Der Großteil der Energie wird dabei an nur neun großen Flüssen erzeugt. 15.130 GWh, das entspricht mehr als 86 % des gesamten Regelarbeitsvermögens, werden von Wasserkraftwerken an Inn, Rhein, Donau, Isar, Lech, Mosel, Main, Neckar und Iller generiert. Tab. 3-5 zeigt das Regelarbeitsvermögen in Kraftwerken an diesen neun Flüssen und den Anteil bezogen das gesamte deutsche Regelarbeitsvermögen der großen Wasserkraftanlagen von 17.472 GWh.

Tab. 3-5: Regelarbeitsvermögen, aufgeteilt nach Flüssen (Stand März 2010)

Gewässer	Regelarbeitsvermögen [GWh]	Anteil [%]
Inn	3.455	19,78
Rhein	3.017	17,27
Donau	2.415	13,82
Isar	1.962	11,23
Lech	1.724	9,87
Mosel	821	4,70
Main	686	3,93
Neckar	594	3,40
Iller	456	2,61
Summe	15.130	86,60

Abb. 3-3 zeigt den Anteil der großen Wasserkraftanlagen am gesamten Regelarbeitsvermögen. Dabei sind die Kraftwerke nach ihrem Anteil am Regelarbeitsvermögen sortiert aufgetragen.

Es wird deutlich, dass etwa 57 % der Energie von lediglich 50 Kraftwerken (12 % der Kraftwerke) bereitgestellt werden. Weitere 17 % des Regelarbeitsvermögens werden von den folgenden 50 Kraftwerken erzeugt, ein Viertel der Wasserkraftanlagen stellen somit etwa drei Viertel des gesamten Regelarbeitsvermögens.

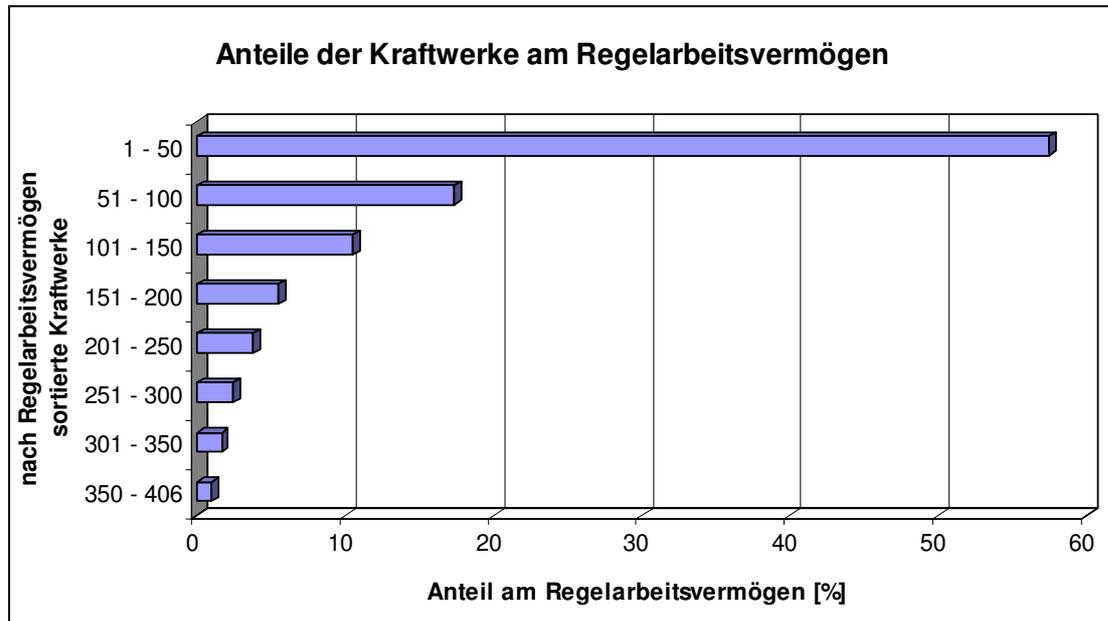


Abb. 3-3: Anteile der großen Wasserkraftanlagen am gesamten deutschen Regelarbeitsvermögen der großen WKA von 17.472 GWh

3.2.1

Kraftwerke an Hochrhein und Oberrhein mit deutschen und nicht-deutschen Anteilen

Hochrhein und Oberrhein bilden über weite Strecken die Grenze zu Frankreich bzw. der Schweiz. Die Wasserkraftanlagen werden daher gemeinsam genutzt, wobei der deutsche Anteil am Regelvermögen der Kraftwerke meist 50 % beträgt. Größere Abweichungen von diesem Wert ergeben sich je nach Lage des Gesamtkomplexes (Tab. 3-6).

3.2.2

WKA in Grenzgewässern, die keine deutschen Anteile besitzen

An den Grenzgewässerabschnitten im Hochrhein und Oberrhein werden WKA betrieben, die einen erheblichen Teil des verfügbaren Potentials verarbeiten, an denen die deutsche Seite über keinen Anteil verfügt:

- Am Hochrhein befinden sich vier schweizerische WKA mit einer installierten Leistung von insgesamt 159,1 MW (Tab. 3-7).
- Am Rheinseitenkanal (Gand Canal d'Alsace) am Oberrhein betreibt der französische Stromkonzern EDF acht WKA mit einer Gesamtleistung von 1.227 MW (Tab. 3-8).

Untersuchung der aktuellen Wasserkraftnutzung
in Deutschland

Tab. 3-6: WKA an Oberrhein und Hochrhein, deren deutsche Anteile <100 % betragen.

Kraftwerks- name)	deutscher Anteil [%]	Bundes- land	km	h_f [m]	Q_a [m ³ /s]	$P_{inst, ges}$ [MW]	$E_{a, ges}$ [GWh/a]	Inbetrieb- nahme
Kehl	50	BW		4,7	35	1,2	8,2	2009
Iffezheim	50	BW	334	10,6	1095	109,2	750,0	1978
Gamsheim	50	BW	309	10,3	1100	100,0	660,0	1974
Rheinfeldern	75,1	BW	147	5,7	600,0	26,0	185,1	1898
Ryburg- Schwörstadt	50	BW	144	12,0	1420	144,0	800,0	1931
Säckingen	50	BW	130	6,6	1450	73,6	492,0	1933
Laufenburg	50	BW	123	10,1	1355	110,0	700,0	1914
Albruck- Dogern	90,5	BW	110	9,2	1100	84,0	580,0	1933
Reckingen	50	BW	91	8,3	560	38,0	274,5	1942
Eglisau	7,2	BW	80	10,6	415	31,9	242,0	1920
Rheinau	38,3	BW	62	10,5	400	36,0	245,0	1898
Schaffhausen	9	BW	52	6,8	500	28,9	168,0	1964

Tab. 3-7: Schweizerische WKA am Hochrhein (100 % schweizerische WKA)

WKA-Name	Installierte Leistung [MW]	Regelarbeits- vermögen [GWh/a]	Fallhöhe [m]
Neuhausen	4,4	41	23
Albruck-Dogern Wehrkraftwerk	23,3	80	8,75
Augst	46,2	205	6,7
Birsfelden	85,2	534	9
Summe	159,1	860	

Tab. 3-8: Französische WKA am Rheinseitenkanal (100 % französische WKA))

WKA-Name	Installierte Leistung [MW]	Regelarbeitsvermögen [GWh/a]	Fallhöhe [m]
Kembs	156	938	14,2
Ottmarsheim	156	980	15,5
Fessenheim	180	1.030	15,7
Vogelgrun	140	800	12,3
Marckolsheim	152	928	13,2
Rheinau	152	930	13,3
Gerstheim	143	818	11,75
Straßburg	148	868	13,25
Summe	1.227	7.292	

3.3

Pumpspeicherkraft in Deutschland

3.3.1

Grundlagen

Die Bedeutung und besonders Wertigkeit der in Pumpspeicherkraftwerken zur Verfügung gestellten elektrischen (Regel-) Energie sowie Netzdienstleistungen hat sich in den letzten Jahren deutlich erhöht. Dies rührt v. a. aus der Strommarktliberalisierung, dem bedeutenden Zubau bei erneuerbaren Energieträgern (insbesondere der Windkraft) infolge des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) seit 2000 und dem freien Börsenhandel (s. GIESECKE & MOSONYI & HEIMERL, 2009; HEIMERL, 2009).

Pumpspeicherkraftwerke erzeugen im Wesentlichen keinen zusätzlichen Strom - abgesehen von der zusätzlichen Nutzung natürlicher Zuflüsse - und bieten derzeit die einzige großtechnisch nutzbare Speichermöglichkeit für Energie in regionalen und überregionalen Stromversorgungsnetzen. Als wichtige Regelelemente verbunden mit der Fähigkeit der Energiespeicherung ermöglichen diese Anlagen letztlich überhaupt erst den Einsatz der un stet einspeisenden weiteren regenerativen Energieträger, wie insbesondere Sonne und Wind.

Prinzipiell handelt es sich hierbei um einen so genannten Wälzbetrieb bzw. um eine hydraulische Umlagerung von gespeichertem Wasser. Kombiniert mit der guten, flexiblen Regelfähigkeit bei kürzesten Anlaufzeiten ist damit die Hauptaufgabe der Pumpspeicherkraftwerke in der Erfüllung von Ausgleichs- und Regelungsfunktionen (Leistungs- und Arbeitsreserven, Spannungsregulierung, Frequenzhaltung, etc.) innerhalb des Stromverbundnetzes zu sehen.

Die Entwicklung innerhalb des Stromverbundnetzes und der erhöhte Einsatz in den letzten Jahren hat dazu geführt, dass nicht nur in Deutschland bestehende Pumpspeicherkraftwerke ausgebaut und bereits weit vorangetriebene Projekte wieder aktualisiert und in ersten Fällen einer Realisierung zugeführt wurden, wie z. B. das Pumpspeicherkraftwerk Kops II der Vorarlberger Illwerke in Kooperation mit der EnBW, das primär dem deutschen Versorgungsnetz zugute kommt und ab dem Frühjahr 2009 den Vollbetrieb aufgenommen hat. Auch die Maßnahmen an den E.ON-Anlagen Waldeck I und II sowie die Erweiterung der Anlage Vianden unter Beteiligung der RWE zählen hierzu ebenso wie die wieder konkret angegangenen Realisierungsüberlegungen hinsichtlich der Anlage Atdorf der Schluchseewerk AG mit voraussichtlich 1.400 MW installierter Leistung im südlichen Schwarzwald.

3.3.2 Anlagenbestand

Da ein Teil der Pumpspeicherkraftwerke auch natürliche Zuflüsse und damit natürlich vorhandene Potentiale mit nutzt, wurde auch dieser Anlagenbestand mit betrachtet.

Auf der Basis von bestehenden Erhebungen (s. HEIMERL & GIESECKE, 2004; HEIMERL, 2009) wurden alle Anlagenbetreiber angeschrieben und um einen Abgleich sowie eine Ergänzung dieser Daten gebeten, um über eine abgesicherte Datenbasis für die im Rahmen dieser Studie erwünschten Aussagen zu verfügen. Die überwiegende Mehrheit der Betreiber stellte hierbei Detaildaten zur Verfügung, so dass die notwendigen summarischen Auswertungen möglich wurden.

Die derzeit in Deutschland betriebenen 31 Pumpspeicherwerke sind in der Tabelle Tab. 3-9 mit den wesentlichen Kenndaten aufgeführt. Dabei sind sowohl die Leistungsdaten der Maschinen im Turbinenbetrieb P_{Tur} und Pumpbetrieb P_{Pump} , die gesamte durchschnittliche Jahreserzeugung E_a der letzten 10 Jahre (1998 bis 2008) als auch die durchschnittliche Fallhöhe h_f , der Anlagenwirkungsgrad η angegeben. Ergänzt wird dies durch die Information, ob in das Oberbecken ein natürlicher Zufluss (PM) oder nicht (PO) erfolgt und damit ob es sich um ein kombiniertes oder reines Pumpspeicherkraftwerk handelt.

Ergänzend ist in Tab. 3-9 noch das Pumpspeicherkraftwerk Vianden, Luxemburg, aufgeführt, dessen Unterbecken zum Teil in Deutschland liegt. Da darüber hinaus der Einsatz dieses Kraftwerkes von deutscher Seite aus maßgeblich bestimmt wird,

wird dieses gelegentlich zumindest teilweise den deutschen Kraftwerkskapazitäten zugerechnet.

Auf der Basis dieser Erhebung lassen sich folgende Aussagen treffen:

- In 11 Anlagen wird ein natürlicher Zufluss zur Stromerzeugung genutzt (PM), was im langjährigen Mittel zu einer Erzeugung $E_{a,nat}$ von 638 GWh/a führt und damit ca. 10 % der gesamten in Pumpspeicherkraftwerken erzeugten Arbeit darstellt.
- Die regionale Verteilung der Anlagen richtet sich nicht wie bei der anderweitigen Wasserkraftnutzung ausschließlich nach dem natürlichen Dargebot des Wassers und den geographischen Gegebenheiten, sondern ist bei zahlreichen Anlagen auch durch die Nähe zu Verbraucherschwerpunkten geprägt.
- Der durchschnittliche Gesamtwirkungsgrad, auch als Wälzwirkungsgrad bezeichnet, aller Anlagen unterschiedlichen Alters liegt bei 69,3 % und wird durch geplante Modernisierungs- und Ausbaumaßnahmen in den nächsten Jahren deutlich steigen, wobei modernisierte Anlagen oder Neubauten Gesamtwirkungsgrade von 80 % und mehr erreichen können. Damit liegt diese Speicherungs- und Veredelungsform der elektrischen Energie derzeit noch weit vor anderen Technologien, wie z. B. Batterien.

Untersuchung der aktuellen Wasserkraftnutzung
in Deutschland

Tab. 3-9: Übersicht über die Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland mit (PM) und ohne (PO) natürlichen Zufluss, Stand 1.3.2010

Kraftwerksname	Land	Typ	P_{Tur} [MW]	P_{Pump} [MW]	E_a [GWh/a]	$h_{f,mittel}$ [m]	$\eta_{ges\ 100\ %}$ [%]
Bleiloch	TH	PM	80,0	36,0	68,8	49,4	61,0
Erzhausen	NS	PO	220,0	230,0	214,9	286,7	74,0
Geesthacht	SH	PO	120,0	96,0	39,0	80,0	29,6
Glems	BW	PO	90,0	68,0	57,6	292,0	72,5
Goldisthal	TH	PO	1.060,0	1.100,0	1.404,2	302,0	80,2
Happurg	BY	PO	160,0	126,0	101,0	211,9	72,0
Häusern	BW	PM	145,0	116,0	117,2	205,0	64,0
Hohenwarte I	TH	PM	62,8	36,0	71,3	56,0	60,0
Hohenwarte II	TH	PO	320,0	336,0	220,4	304,0	71,1
Kichentellinsfurt/Einsiedel	BW	PO	1,5	1,1	0,1	127,0	69,5
Koepchenwerk Herdecke	NW	PO	153,0	154,0	132,7	155,5	80,0
Langenprozelten	BY	PO	164,0	154,0	14,6	310,4	k. A.
Leitzachwerk 1	BY	PM	49,0	45,4	88,8	128,0	78,0
Leitzachwerk 2	BY	PM	49,2	37,6	52,2	127,0	79,6
Markersbach	SN	PO	1.050,0	1.140,0	899,7	288,0	73,1
Niederwartha	SN	PO	120,0	120,0	26,6	143,0	60,2
Oberberg I	BY	PM	3,3	4,6	6,4	221,0	83,0
Oberberg II	BY	PO	0,5	1,0	0,3	54,0	70,0
Oberberg II a/b	BY	PO	10,7	5,4	3,6	270,0	70,0
Jansen - Tanzmühle	BY	PO	28,0	24,5	0,6	122,5	69,0
Jansen - Reisach-Rabenleite	BY	PO	99,0	84,0	85,0	179,1	75,0
Rönkhausen	NW	PO	140,0	140,0	117,4	266,0	75,1
Säckingen	BW	PM	370,0	298,0	410,0	413,0	71,6
Schwarzenbachwerk	BW	PM	45,0	20,0	75,2	357,0	55,5
Sorpekraftwerk	NW	PM	7,4	3,4	11,0	56,0	60,0
Waldeck 1 neu	HE	PO	70,0	70,0	30,0	296,6	78,7
Waldeck 2	HE	PO	480,0	476,0	607,0	329,0	68,0
Waldshut	BW	PM	176,0	88,0	171,7	160,0	68,8
Wehr	BW	PO	980,0	990,0	1.084,5	626,0	74,9
Wendefurth	ST	PO	80,0	72,0	70,9	126,0	72,4
Witznau	BW	PM	240,0	140,0	230,7	250,0	62,1
Summen	--	--	6.574,4	6.213,0	6.413,3	--	--
Vianden (Luxemburg)	LX	PO	1.096,0	850,00	800,0	280,0	74,0

3.4

Vergleichbarkeit der Jahresdaten aus 2007 mit langjährigen Mittelwerten

Die Jahresarbeit von Wasserkraftanlagen kann abhängig vom jährlichen Niederschlagsaufkommen stark variieren. So betragen die Schwankungen der erzeugten Jahresarbeit von WKA z.B. zwischen 1977 und 2005 bis zu +/- 20 % im Vergleich zum Jahr 1993 (WAGNER & RINDELHARDT 2007).

Für die großen WKA und die Pumpspeicherkraftwerke (nur Erzeugung aus natürlichem Zufluss betrachtet) liegt mit dem Regelarbeitsvermögen ein langjähriger Mittelwert für die Jahresarbeit vor.

Für WKA der Leistung < 1 MW stellen die EEG-Daten die Basis des genutzten Potenzials dar. Es liegen auch EEG-Daten für 235 WKA der Leistung $P \geq 1$ MW vor. Für diese ist zusätzlich das Regelarbeitsvermögen bekannt (Tab. 3-1). Der Vergleich zeigt, dass das Regelarbeitsvermögen etwa 5 % größer ist, als die Jahresarbeit der Anlagen in 2007.

Darüber hinaus wurde für Pegel an verschiedenen Gewässern und in mehreren Regionen in Deutschland langjährige Mittelwerte von MQ mit dem MQ aus 2007 verglichen (vgl. Berichtsteil *Materialien*, Kap. E). Dabei zeigte sich insbesondere für alpin geprägte, südliche Zuflüsse der Donau im Vergleich zum langjährigen Mittelwert von MQ ein verminderter Abfluss in 2007. Wird dieser zu 15 % angenommen, ergibt eine grobe Abschätzung bezogen auf ganz Deutschland, dass in 2007 durch kleine WKA 4 – 5 % weniger Strom als im langjährigen Mittel erzeugt wurde.

Somit wird in erster Näherung aus der in 2007 erwirtschafteten Jahresarbeit kleiner WKA von 2.700 GWh ein langjähriger Mittelwert abgeschätzt von

$$E_a (P < 1\text{MW}) = 2,84 \text{ TWh/a.}$$

3.5

Zusammenfassung

Das aktuell genutzte Potential wird weitgehend durch die EEG-Daten der Bundesnetzagentur in Kombination mit den Daten zu großen Wasserkraftanlagen (IHS Stuttgart, Fichtner) repräsentiert.

Die 6.484 WKA der BNetzA (WKA mit Vergütung nach EEG in 2007) und die großen WKA ($P_{\text{inst}} \geq 1 \text{ MW}$) bilden eine Schnittmenge. Diese beiden Quellen wurden anhand eines umfassenden Datenabgleichs zusammen geführt und ausgewertet. In den EEG-Daten sind demnach 235 WKA mit $P \geq 1 \text{ MW}$ enthalten. Von den insgesamt 406 großen WKA erhielten in 2007 169 keine Vergütung nach EEG, 2 Anlagen gingen danach ans Netz.

Die BNetzA-Daten bildeten gemeinsam mit den Daten großer Wasserkraftanlagen mit $P \geq 1 \text{ MW}$ die wesentliche Datengrundlage für das genutzte Wasserkraftpotential in Deutschland.

In Bezug auf die kleine Wasserkraft stellen die EEG-Daten eine untere Abschätzung des genutzten Potentials dar, da WKA, die nicht in das öffentliche Netz einspeisen, aufgrund fehlender Daten unberücksichtigt bleiben.

3.5.1

Anzahl der Wasserkraftanlagen

Insgesamt wurden für die Auswertung des genutzten Potentials in Deutschland 6.666 Wasserkraftanlagen berücksichtigt, von denen 11 WKA die Pumpspeicherkraftwerke sind, die über einen natürlichen Zufluss und damit über einen regenerativen Komponente verfügen (vgl. Kap. 3.3). Abb. 3-4 zeigt die verorteten WKA. Die Konzentration von Anlagen in Süddeutschland und den deutschen Mittelgebirgen wird deutlich.

Wird die Zahl der Anlagen, die in Betrieb sind, aber nicht ins öffentliche Netz einspeisen, entsprechend den Daten aus Bayern, Rheinland-Pfalz und Nordrhein-Westfalen auf 10 bis 15 % hochgerechnet, so ergibt sich eine Gesamtzahl der in Deutschland betriebenen WKA der Größenordnung 7.300 bis 7.600.

Untersuchung der aktuellen Wasserkraftnutzung
in Deutschland

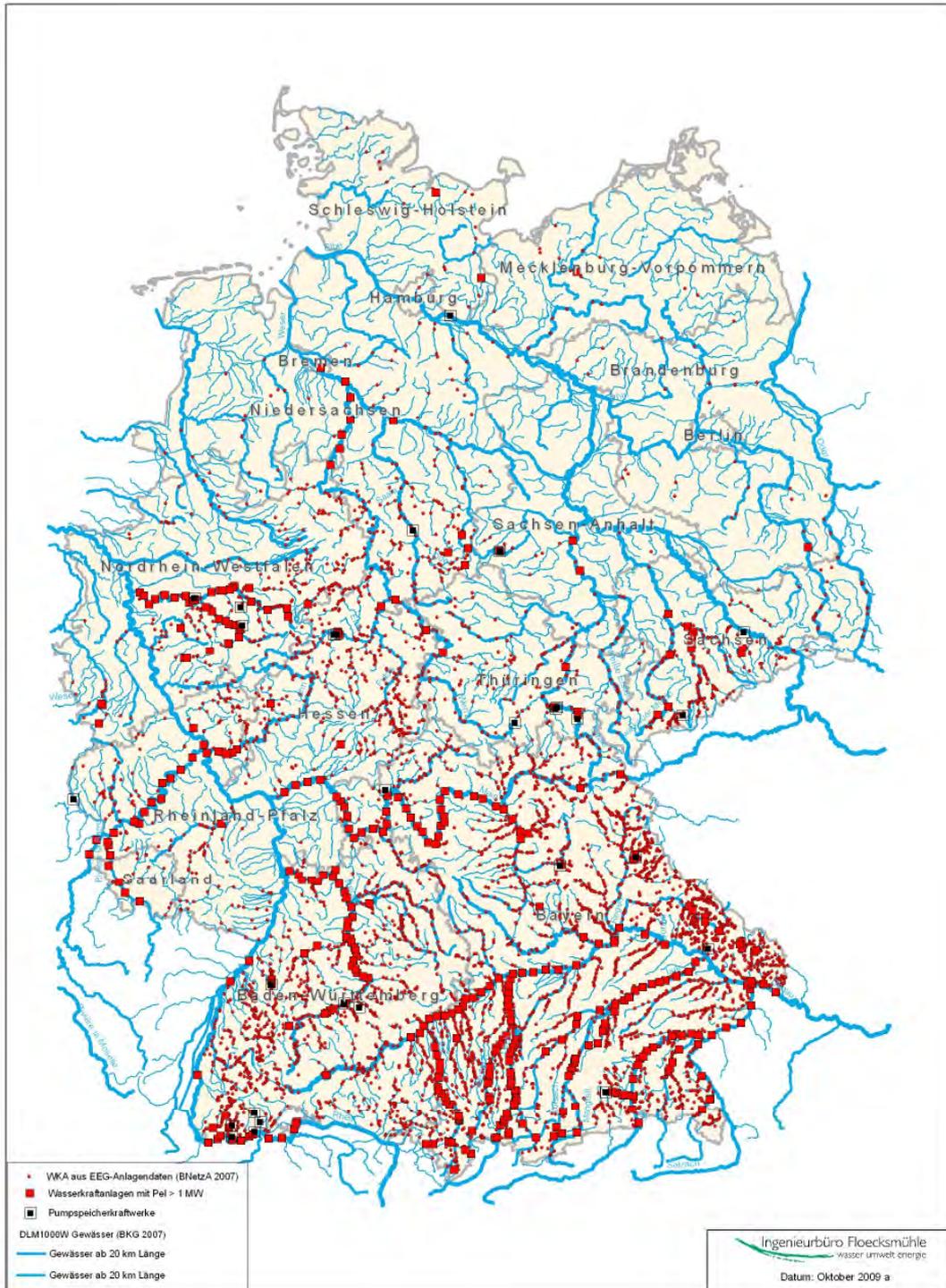


Abb. 3-4: Bestand der genutzten Wasserkraftanlagen in Deutschland; berücksichtigt wurden Wasserkraftanlagen mit EEG-Vergütung (BNetzA, 2007) und große WKA incl. Pumpspeicherkraftwerke (IHS Stuttgart und Fichtner); (weitere Datengrundlage: DLM1000W: Bundesamt für Kartographie und Geodäsie)

3.5.2 Installierte Leistung

Die Summe der installierten Leistung der WKA aus den EEG-Daten (BNetzA, 2007) und der großen WKA mit $P_{\text{inst}} \geq 1$ MW (ohne Pumpspeicherkraftwerke) beträgt

$$P_{\text{inst}}(\text{D}) = 4,05 \text{ GW.}$$

Die großen Wasserkraftanlagen haben an dieser Gesamtleistung einen Anteil von 3,40 GW bzw. 84 %.

Tab. 3-10: Installierte Leistung deutscher Wasserkraftanlagen

	WKA mit $P_{\text{inst}} \geq 1$ MW	WKA mit $P_{\text{inst}} < 1$ MW	gesamt
Installierte Leistung $P_{\text{inst}}(\text{D})^*$ [GW]	3,40	0,65	4,05

* Bei Grenzkraftwerken wurde nur der deutsche Anteil berücksichtigt

Die Verteilung auf die einzelnen Bundesländer ist in Abb. 3-5 dargestellt. Im Vergleich zu den Ergebnissen aus dem Erfahrungsbericht (STAIß, 2007) sind die Leistungsangaben insbesondere für Bayern und Baden-Württemberg niedriger, da in Abb. 3-5 nur die deutschen Anteile berücksichtigt sind.

Untersuchung der aktuellen Wasserkraftnutzung
in Deutschland

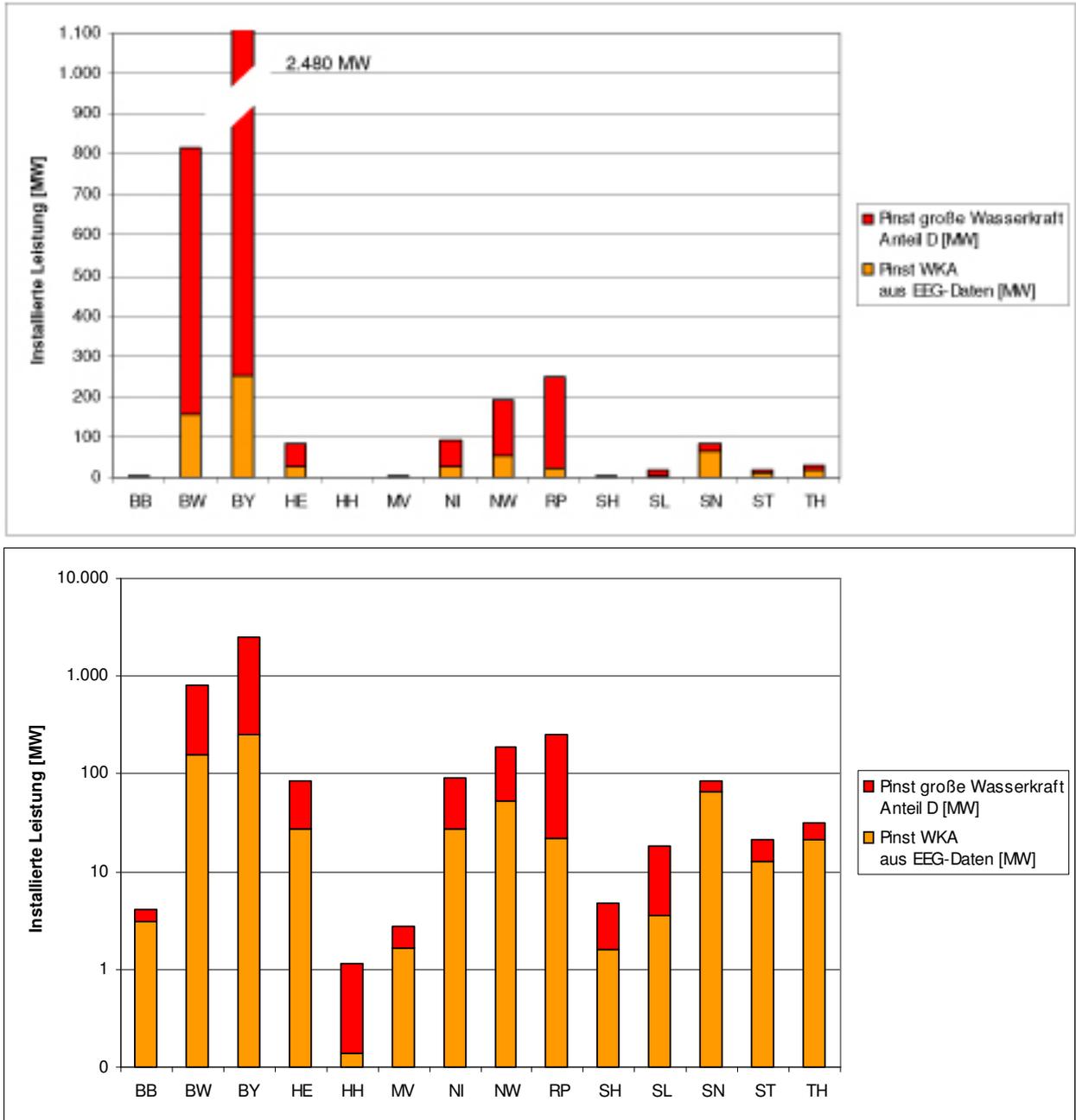


Abb. 3-5: Installierte Leistung der Wasserkraftanlagen nach Bundesländern für große Wasserkraft (nur Anteile in D, ohne Pumpspeicherkraftwerke) und in 2007 nach EEG vergütete Anlagen
Oben: lineare Skala der y-Achse; unten: logarithmische Skala

3.5.3 Jahresarbeit

Zur Ermittlung der Jahresarbeit E_a wurden die EEG-Anlagen für das Jahr 2007 berücksichtigt. Für die großen Wasserkraftanlagen ging das Regelarbeitsvermögen mit 17,5 TWh ein, für WKA mit $P_{inst} < 1$ MW die bzgl. des langjährigen Mittelwertes korrigierte Jahresarbeit aus 2007 (Kap. 3.4). In 11 Pumpspeicherkraftwerken wird ein natürlicher Zufluss zur Stromerzeugung genutzt und im langjährigen Mittel eine Jahresarbeit von 638 GWh erzeugt. Insgesamt ergibt sich eine Jahresarbeit aus der Wasserkraftnutzung von (Tab. 3-11)

$$E_a(D) = 20,95 \text{ TWh.}$$

Tab. 3-11: Jahresarbeit deutscher Wasserkraftanlagen ohne Eigenverbrauch der WKA; Daten aus 2007 für WKA mit $P_{inst} < 1$ MW; Regelarbeitsvermögen für WKA mit $P_{inst} \geq 1$ MW; PM: Pumpspeicherkraftwerke, hier langjähriger Mittelwert für natürlichen Zulauf.

	WKA mit $P_{inst} \geq 1$ MW	WKA mit $P_{inst} < 1$ MW	PM	gesamt
Jahresarbeit $E_a(D)^*$ [TWh]	17,47	2,84	0,64	20,95

* Bei Grenzkraftwerken wurde nur der deutsche Anteil berücksichtigt

Abb. 3-6 zeigt die Verteilung der nach EEG vergüteten Strommenge und das Regelarbeitsvermögen der großen WKA für die einzelnen Bundesländer. Auch der eingespeiste Strom großer WKA ($P_{inst} \geq 1$ MW), der teilweise nach EEG vergütet wurde, ist dabei als Regelarbeitsvermögen dargestellt.

Untersuchung der aktuellen Wasserkraftnutzung
in Deutschland

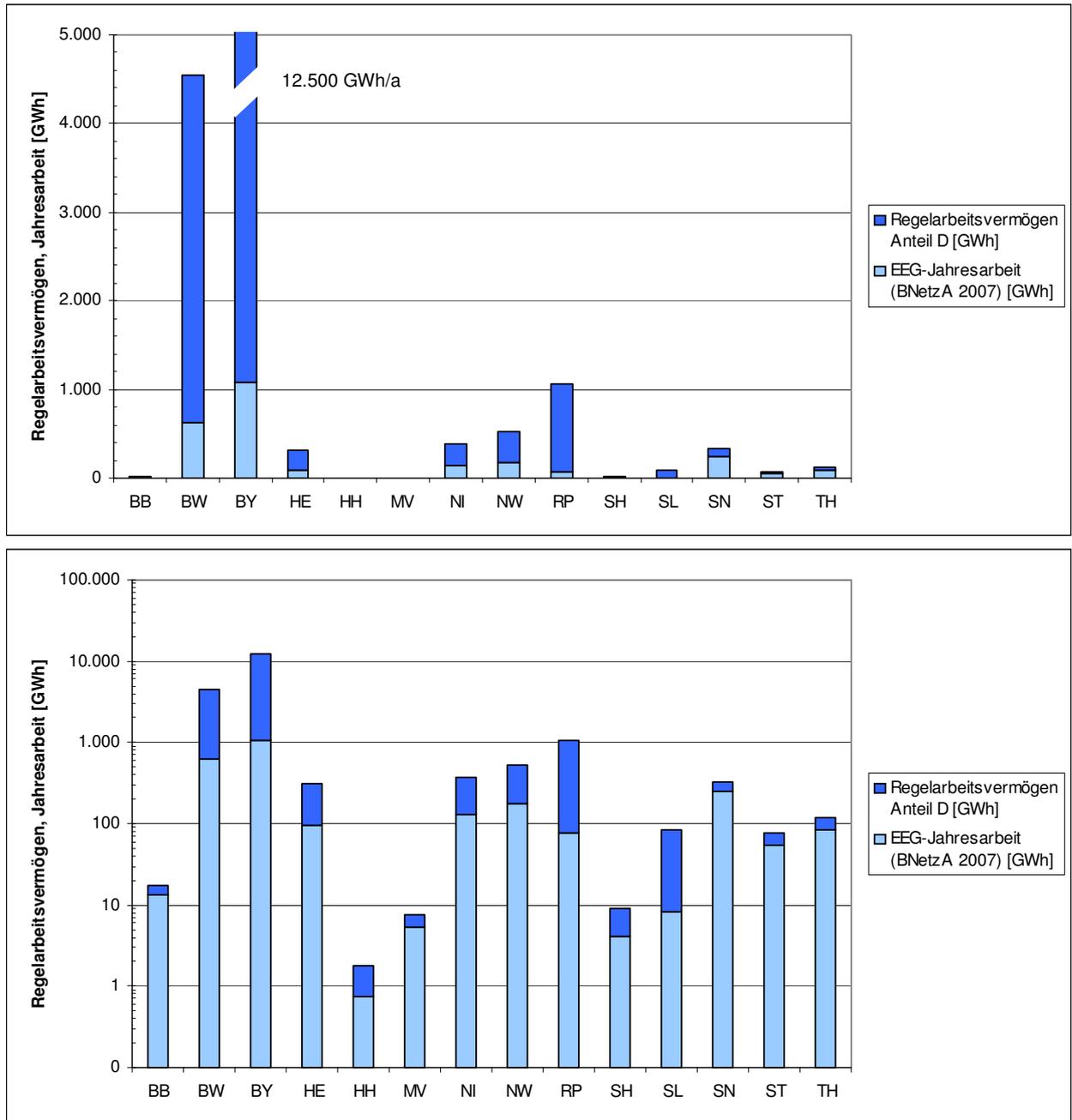


Abb. 3-6: In 2007 nach EEG vergütete Strommenge und das Regelarbeitsvermögen für die große Wasserkraft (dunkelblau; nur Anteile D, ohne Pumpspeicherkraftwerke) nach Bundesländern, EEG-Strom großer WKA wurde als Regelarbeitsvermögen dargestellt.

Oben: lineare Skala der y-Achse; unten: logarithmische Skala

4

Grundlage der Potentialermittlung

Um das Wasserkraftpotential in Deutschland eindeutig und physikalisch begründet zu beziffern, wurde in der vorliegenden Studie als Grundlage für alle weiteren Betrachtungen zunächst das Linienpotential der Gewässer ermittelt.

Darauf aufbauend wurden die Potentiale differenziert untersucht:

- Für kleine Wasserkraftanlagen mit $P < 1$ MW war wegen der unzureichenden Datenlage die Anwendung der Standortmethode nicht möglich. Für diese Leistungsklasse wurde das Linienpotential u.a. durch Auswertung von Vergleichsgewässern auf das nutzbare Potential heruntergebrochen.
- Für große Wasserkraftanlagen mit $P \geq 1$ MW erfolgte eine Standortbetrachtung, deren Ergebnisse mit dem Linienpotential verglichen werden können.

4.1

Potentialbegriffe

Als Potential wird in der Physik die Fähigkeit definiert, Arbeit zu verrichten. Für das Wasserkraftpotential sind die nachfolgenden Zusammenhänge von grundlegender Bedeutung.

Die bei der Ermittlung des Zubaupotentials an Einzelstandorten genutzten Größen wie Nennleistung etc. werden dort direkt neben der Methodenbeschreibung definiert.

4.1.1

Abflussflächenpotential

Der in einem Gebiet maximal verfügbare Energievorrat aus Wasserkraft ist physikalisch die Addition der Lageenergien aller Wasserteilchen gegenüber dem niedrigsten Bezugspunkt, maximal zur Meereshöhe. Dieser Energievorrat wird als Abflussflächenpotential bezeichnet.

Unter natürlichen Bedingungen fließt das Wasser, das durch die Niederschläge auf das Gebiet trifft, entsprechend den morphologischen Bedingungen in den Gewässern ab. Dabei wird die Lageenergie teilweise in Bewegungsenergie umgewandelt.

Der andere Teil der Energie wird durch den Bettwiderstand (Rauheit der Sohle etc.) sowie durch die innere Reibung der Wasserbewegung letztlich in Wärme überführt. Die Größe dieses Anteils hängt von der Morphologie und der Größe des Gewässers ab (Kap. 4.1.4).

4.1.2 Linienpotential

Der maximale Energievorrat der Gewässer wird als das Abflusslinienpotential oder Linienpotential bezeichnet (vgl. KALTSCHMITT et al, 2006). Das Linienpotential wird ermittelt aus dem durchschnittlichen jährlichen Abflussvolumen der Fließgewässer und den vorhandenen Gefällen (an jedem Punkt i) ohne Berücksichtigung der Fließverluste. Das durchschnittliche jährliche Abflussvolumen (m^3) ergibt sich für jeden Punkt i des Gewässers aus dem Mittleren Abfluss (MQ_i in m^3/s) multipliziert mit der vollen Stundenzahl des Jahres (8.760 h). Das Potential wird am Punkt i durch Multiplikation des jährlichen Abflussvolumens mit der Fallhöhe Δh_i an diesem Punkt, mit der Erdbeschleunigung g ($9,81 m/s^2$) sowie der Dichte des Wassers ρ_w berechnet. Entsprechend ist das Linienpotential eines Gewässers die Summe der Potentiale an allen Punkten i in dem Gewässer:

Linienpotential:
$$E_L = \sum MQ_i \cdot \Delta h_i \cdot g \cdot \rho_w \cdot 8.760 \text{ h} \quad (\text{Gl. 4-1})$$

Die Einheit ist die einer Arbeit bzw. Energie: MWh, GWh.

4.1.3 Linienleistung

Der Term $\sum MQ_i \cdot \Delta h_i \cdot g \cdot \rho_w$ entspricht physikalisch der Summe der theoretischen Leistungen bei MQ an allen Punkten in dem betrachteten Gewässer.

In der Literatur wird missverständlicher Weise das Linienpotential häufig auch als Leistung angegeben, obwohl das Potential definitionsgemäß eine Energie ist. Innerhalb der vorliegenden Studie wird daher die theoretische Leistung für den Ausbaugrad $f_a = 1$ (d.h. Ausbau auf 1,0 MQ) als Linienleistung bezeichnet, um eine eindeutige Begrifflichkeit zu wahren.

Linienleistung:
$$P_{L,MQ} = \sum MQ_i \cdot \Delta h_i \cdot \rho_w \cdot g \quad (\text{Gl. 4-2}).$$

Das Linienpotential kann damit unter Nutzung der Linienleistung auch wie folgt formuliert werden:

Linienpotential:
$$E_L = P_{L,MQ} \cdot 8.760 \text{ h} \quad (\text{Gl. 4-3}).$$

4.1.4 Fallhöhenutzungsgrad

„Das Wesen der Nutzung des natürlichen mechanischen Energievorrats von Wasserläufen (...) besteht darin, die durch die Wärmebildung verloren gehende innere Reibungsarbeit zu vermindern, und zwar in einer Form, die den Abfluss des Wassers auch weiterhin sichert“ (MOSONYI, 1966). Technisch geschieht dies durch Aufstau bzw. Ausleitung des Wassers, wodurch die Fließgeschwindigkeit und damit die Reibungsverluste verkleinert werden.

Da „der Abfluss auch weiterhin“ gesichert sein muss, ist die dafür notwendige Energie nicht für die Wasserkraft nutzbar. Weil diese unvermeidlichen Fließverluste einen erheblichen Anteil des Linienpotentials ausmachen, müssen sie sorgfältig in die Betrachtung einbezogen werden (vgl. MOSONYI, 1966). Die grundsätzlichen Zusammenhänge lassen sich an einem Flusskraftwerk verdeutlichen: Beim Aufstau des Fließgewässers bildet der Oberwasserspiegel eine Staulinie, die annähernd die Form einer Parabel besitzt. Im Abstand L_0 befindet sich die Stauwurzel, an der die Staulinie die ursprüngliche Wasseroberfläche trifft. Der Abstand L_0 ist also der gesamte genutzte Abschnitt des Gewässers, dessen natürliche Fallhöhe H_0 beträgt. Von der Wasserkraftmaschine kann jedoch nur die Fallhöhe h_f unmittelbar an der Stauanlage genutzt werden. Dieser Zusammenhang wird für einen Gewässerabschnitt mit i Wasserkraftanlagen durch den Fallhöhenutzungsgrad ϵ_H ausgedrückt (vgl. Abb. 4-1):

Fallhöhenutzungsgrad:
$$\epsilon_H = \sum_i h_{fi} / h_0 \quad (\text{Gl. 4-4})$$

Grundlage der Potentialermittlung

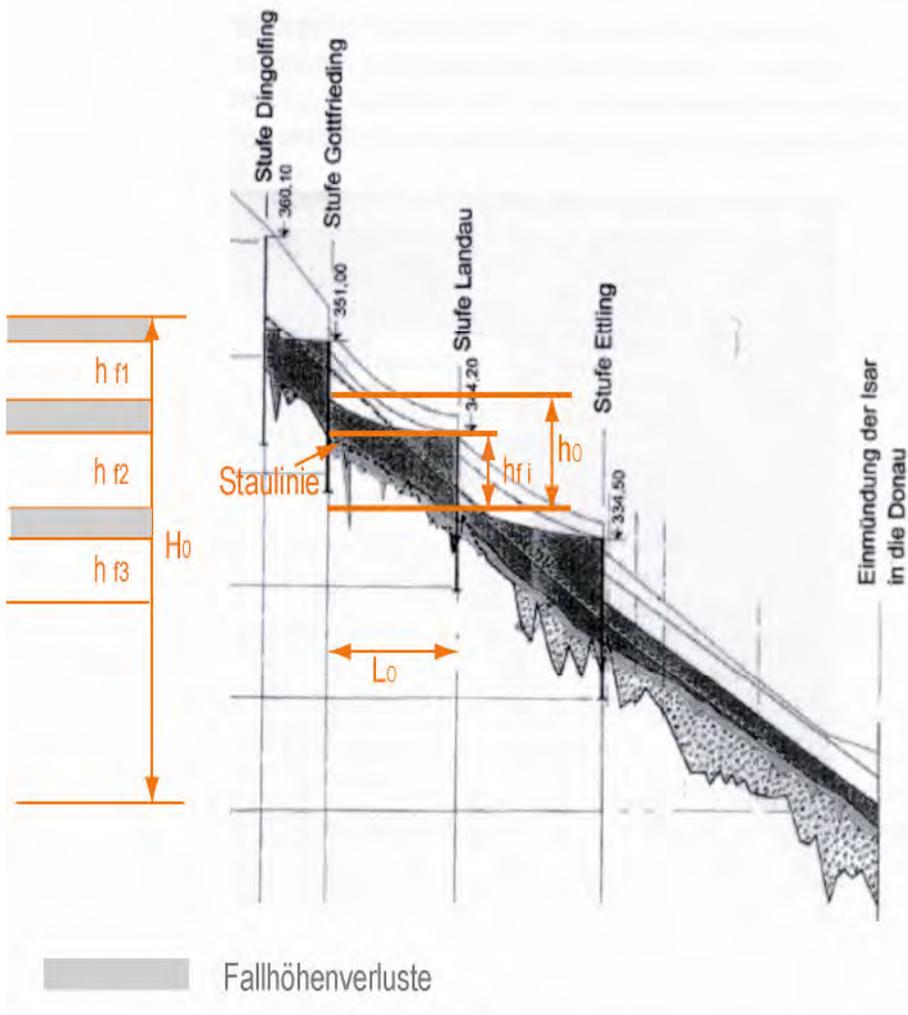


Abb. 4-1: Staulinie und nutzbare Fallhöhe Δh_{fi} an einem genutzten Fließgewässerabschnitt der Länge L_0 mit einem Wasserspiegelgefälle h_0 (nach FICHTNER 2003)

Grundlage der Potentialermittlung

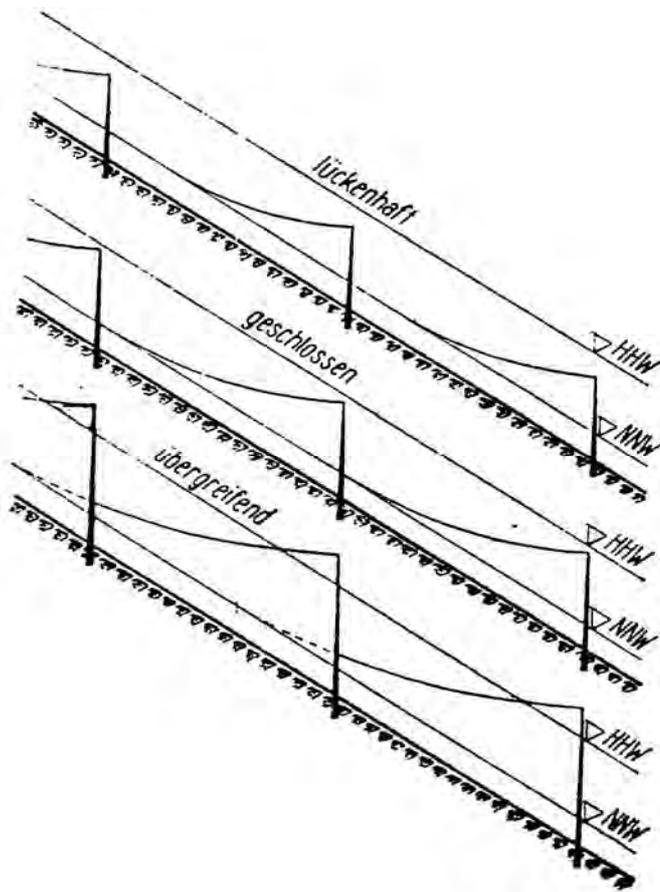


Abb. 4-2: Aneinanderreihung der Staustufen im Staffelausbau nach MOSONYI (1966)

MOSONYI (1966) unterteilt die Nutzung der Gewässers in aufeinander folgenden Staustufen, den Staffelausbau, in (Abb. 4-2)

- lückenhaft,
- geschlossen und
- übergreifend.

Der Gewässerausbau ohne gegenseitigen Einstau der Bauwerke wird als lückenhaft bezeichnet. Für den geschlossenen Ausbau, bei dem Staubauewerke und Wasserkraftanlagen so aneinander gereiht werden, dass das Ende der Staukurve bis gerade zur nächst oberen Wehranlage reicht, gibt MOSONYI (1966) einen Fallhöhen-nutzungsgrad von $\epsilon_H=0,5$ bis $0,6$ an.

Ordnet man die Stauanlagen in einem geringeren Abstand an, so werden die Kraftwerke jeweils von der unterhalb liegenden Anlage eingestaut. Auf diese Weise kann der Fallhöhen-nutzungsgrad erhöht werden und somit $\epsilon_H>0,9$ bei einem übergreifenden Ausbau erreicht werden. Insgesamt gibt MOSONYI (1966) den realisierbaren

Grundlage der Potentialermittlung

Fallhöhenutzungsgrad von „gewöhnlich“ 60 % bis zu maximal 90 – 95 % (bei hohen Talsperren mit Speicherseen) an.

Bei Ausleitungskraftwerken ergibt sich der Fallhöhenutzungsgrad nicht nur aus der Staulinie oberhalb des Wehrs, sondern es müssen die gegenüber dem natürlichen Gewässer reduzierten Fließverluste in Triebwerkskanälen oder Rohrleitungen berücksichtigt werden. Der Fallhöhenutzungsgrad hängt dabei sehr stark von den Geländeverhältnissen ab. MOSONYI (1966) beziffert ihn auf 50 bis 90 % bezogen auf die Länge der Ausleitungsstrecke. Betrachtet man zusätzlich die Staukurve oberhalb des Wehrs, so erscheinen bei typischen Ausleitungskraftwerken maximale Fallhöhenutzungsgrade von 40 bis 60 % realistisch, wenn kein Einstau des jeweils oberhalb liegenden Wehres erfolgt.

Der tatsächliche Fallhöhenutzungsgrad in einem genutzten Gewässer kann empirisch ermittelt werden. Dies wird am Beispiel der unteren Leine dargestellt (Abb. 4-3).

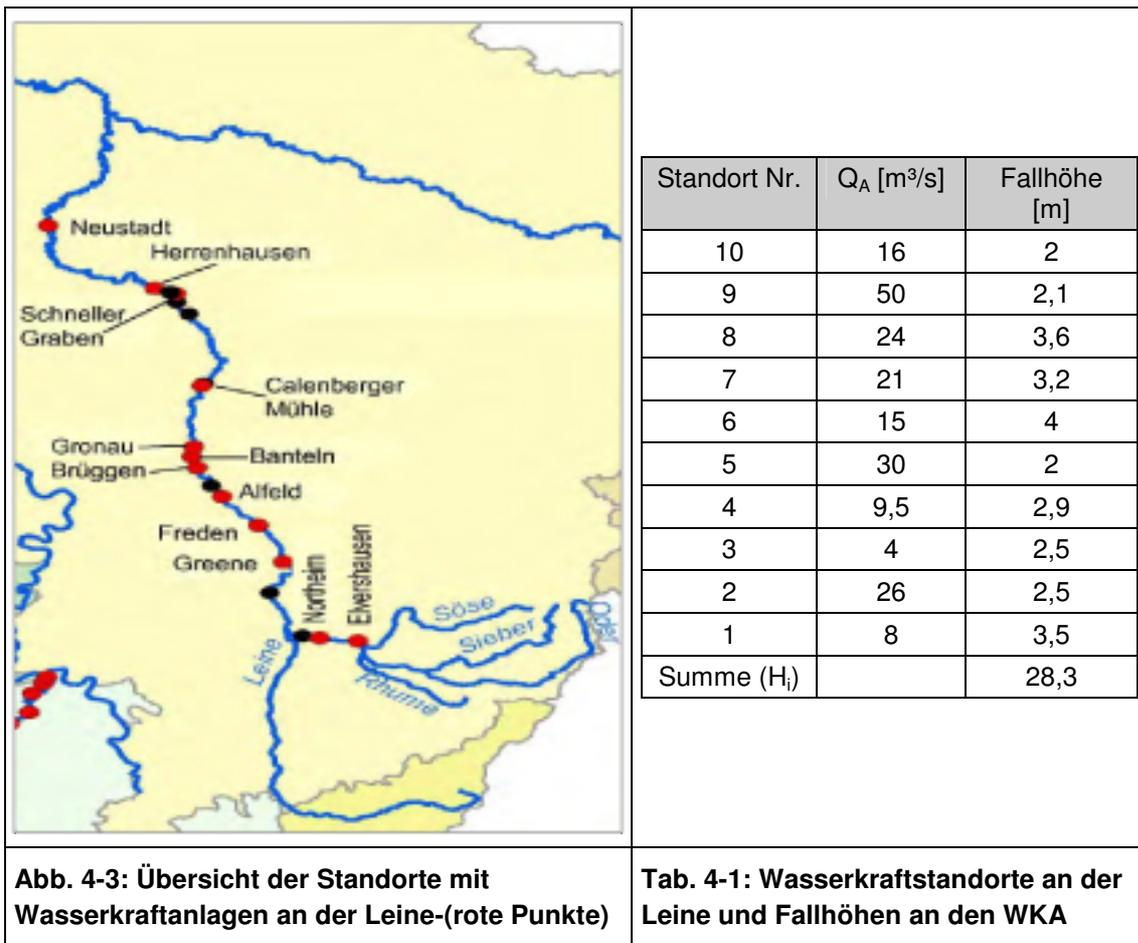


Abb. 4-3: Übersicht der Standorte mit Wasserkraftanlagen an der Leine-(rote Punkte)

Tab. 4-1: Wasserkraftstandorte an der Leine und Fallhöhen an den WKA

Die Summe der Fallhöhen an den dortigen Wasserkraftanlagen ist 28,3 m. Die gesamte Höhendifferenz, die die Leine zwischen diesen Standorten überwindet, beträgt zu 76,8 m.

Daraus ergibt sich der Fallhöhenausnutzungsgrad zu

$$\epsilon_H = \frac{\sum_i h_{fi}}{H_0} = 0,36 \quad (\text{Gl. 4-5})$$

In Tab. 4-2 sind weitere empirisch ermittelte Fallhöhenutzungsgrade ϵ_H für Vergleichsgewässerabschnitte aufgeführt.

- Im Vergleich zur Zeit der Studie zu den Wasserkraften in Preußen (KELLER, 1914) sind die Gewässer Kyll und Wupper heute relativ gering genutzt. So waren an der Wupper damals 45 WKA mit einer installierten Leistung von 6,9 MW in Betrieb. Der Fallhöhenutzungsgrad betrug 0,45; heute sind es 10 Anlagen mit einer Leistung von ca. 4 MW. An der Kyll betrug der Fallhöhenutzungsgrad damals 0,17. Heute liegt er bei 0,10.
- Gewässerstrecken mit großen Fallhöhenutzungsgraden wie Lech, Mosel, Main und Ruhr weisen keine oder nur noch wenige als *natürlich* bzw. *freifließend* betrachtete Streckenabschnitte auf (vgl. Kap. 7.1).

Tab. 4-2: Ermittlung des Fallhöhenutzungsgrads an Vergleichsgewässerabschnitten; zur ökologischen Einschätzung (vgl. Kap. 7)

Gewässerabschnitt	Gesamte Höhendifferenz des Gewässerabschnitts [m]	Summe genutzter Fallhöhen an WKA [m]	ϵ_H
Lech (unterhalb Lechbruck)	330,8	292,2	0,88
Mosel (unterhalb Trier)	83,6	70,5	0,84
Main (unterhalb Mündung RMD-Kanal)	150,4	132,6	0,88
Ruhr (unterhalb Mündung Lenne)	106	57,2	0,54
Lenne (unterhalb Mündung Bigge)	132	45,9	0,35
Leine (unterhalb WKA Greene)	76,8	27,5	0,36
Wupper (gesamte Länge)	293	77,6	0,26
Kyll (gesamte Länge)	397	37,8	0,10

4.1.5 Effektives Linienpotential

Die Berücksichtigung der Fließverluste (ausgedrückt durch den Fallhöhennutzungsgrad ϵ_H) reduziert das Linienpotential. Innerhalb der vorliegenden Studie wird dieses verbleibende Potential als *Effektives Linienpotential* bezeichnet. Es ergibt sich zu:

Effektives Linienpotential:
$$E_{\text{eff}} = \epsilon_H \cdot E_L \quad (\text{Gl. 4-6})$$

4.1.6 Technisches Wasserkraftrohpotential

Auch das effektive Linienpotential ist ein rein theoretischer Wert, der aus physikalischen und technischen Gründen keinesfalls vollständig durch Wasserkraftmaschinen genutzt werden kann. Vielmehr müssen die Wirkungsgrade von Turbinen, Getriebe und Generatoren berücksichtigt werden. Weiterhin treten an Rechen, in Kanälen und Bauwerken Fallhöhenverluste auf. Um diese notwendigen Verluste zu berücksichtigen, wird in dieser Studie auf der Ebene der Potentialbetrachtung für große Wasserkraftanlagen ($P_{\text{inst}} \geq 1 \text{ MW}$) zusammenfassend ein technischer Anlagenwirkungsgrad η_a von 85 % und kleine Wasserkraftanlagen von 80 % angesetzt.

Bei Berücksichtigung des Anlagenwirkungsgrades ergibt sich damit das *Technische Rohpotential* zu:

Technisches Wasserkraftrohpotential
$$E_{\text{Rtech}} = \eta_a \cdot E_{\text{eff}} \quad (\text{Gl. 4-7}).$$

Auch das Technische Wasserkraftpotential ist ein theoretischer Wert. Er bezieht sich darauf, dass das gesamte jährliche Abflussvolumen eines Gewässers vollständig für die Energieerzeugung genutzt würde.

4.1.7 Technisches Potential

Reale Maschinen können jedoch nicht das gesamte jährliche Abflussvolumen nutzen. Sie werden gemäß einem betriebswirtschaftlichen Optimum ausgelegt, sodass das Schluckvermögen der Turbinen begrenzt ist und hohe Abflüsse an der

WKA vorbei geleitet werden müssen. Daraus resultieren Volllaststunden t_{voll} , die vom Ausbaudurchfluss Q_A der WKA abhängen und typischerweise im Bereich von 4.000 bis 6.000 h liegen. Sie sind damit wesentlich niedriger als die Gesamtstundenzahl eines Jahres von 8.760 h. Das Verhältnis der Volllaststunden zur Gesamtstundenzahl des Jahres ist ein Maß für den Nutzungsgrad des Abflusses.

Werden die realisierbaren Volllaststunden t_{voll} berücksichtigt, so ergibt sich:

$$\textit{Technisches Wasserkraftpotential} \quad E_{\text{tech}} = \epsilon_{\text{voll}} \cdot E_{\text{Rtech}} \quad (\text{Gl. 4-8})$$

mit dem Abfluss-Nutzungsgrad definiert als

$$\epsilon_{\text{voll}} = t_{\text{voll}} / 8.760 \text{ h.}$$

$$\text{Mit} \quad E_{\text{eff}} = \epsilon_H \cdot E_L = \epsilon_H \cdot P_{L,MQ} \cdot 8.760 \text{ h} \quad (\text{Gl. 4-9})$$

kann das Technische Wasserkraftpotential auch in folgender Form dargestellt werden:

$$\begin{aligned} E_{\text{tech}} &= \epsilon_{\text{voll}} \cdot \eta_a \cdot E_{\text{eff}} \\ &= \epsilon_{\text{voll}} \cdot \eta_a \cdot \epsilon_H \cdot P_{L,MQ} \cdot 8.760 \text{ h} \\ &= t_{\text{voll},MQ} \cdot \eta_a \cdot \epsilon_H \cdot P_{L,MQ} \end{aligned} \quad (\text{Gl. 4-10}).$$

Diese Gleichung macht deutlich, dass sich das hergeleitete Technische Wasserkraftpotential E_{tech} auf einen Ausbau der Wasserkraftanlage auf $Q_A = MQ$ bezieht. Entsprechend wurden auch die Volllaststunden mit dem Index MQ versehen. Dieser Bezug auf Q_A wird bei der Ermittlung des zusätzlich ausbaubaren Potentials von Bedeutung sein (Kap. 6).

4.2

Ermittlung des Linienpotentials für Gebiete oder Gewässerstrecken

Das Linienpotential wurde mit Hilfe eines Geographischen Informationssystems (GIS) ermittelt.

4.2.1

Datengrundlage für die Bearbeitung im GIS

Zur Ermittlung des Linienpotentials wurden folgenden Grundlagen bei der Aufstellung des GIS verwendet:

- Gewässernetz für Deutschland (DLM1000W), Shape-Datei
- Deutschland weites Digitales Gelände Modell (DGM-D, Rasterweite 25 m.25 m).
- Abflusshöhenraster für Deutschland (Rasterweite 1 km.1 km)
Datengrundlage: Hydrologischer Atlas von Deutschland (2000)
- Karte der Teileinzugsgebiete (FGE-WACD-EZG), Shape-Dateien mit Geometrien zu Flussgebietseinheiten und Einzugsgebieten.

Abb. 4-4 verdeutlicht die Auflösung bzw. die Rasterweite des verwendeten digitalen Geländemodells. Jeder einzelnen Rasterzelle mit 25 m Rasterweite ist ein X- und Y-Wert (Rechts- und Hochwert), sowie ein Z-Wert (Höhenangabe in Metern) zugeordnet. Für die Erstellung von Tiefenlinien, die die Gewässerverläufe repräsentieren, wurde für jede Rasterzelle eine Hauptabflussrichtung aus den Höhenlagen der benachbarten tiefer liegenden Zellen ermittelt.

Die Abflüsse in den Gewässern ergeben sich aus den Niederschlägen, die auf ein Gebiet herab regnen. Ein Teil der Niederschläge verdunstet, ein anderer Teil versickert oder fließt oberflächennah ab. Daraus resultieren Abflüsse, die gemittelt über die Fläche z.B. einer Rasterzelle einer bestimmten Abflusshöhe entsprechen.

Der Abfluss einer Zelle kann somit durch Multiplikation der Abflusshöhe (vorliegend im digitalen Abflusshöhenraster (Abb. 4-5)) mit der Fläche der Rasterzelle bestimmt werden.

Mit Hilfe einer Abflussakkumulationsauswertung (flow accumulation) wurde ermittelt, aus welchen Nachbarzellen ein Abfluss in die jeweils betrachtete Zelle mündet. Die

Grundlage der Potentialermittlung

Summe dieser einmündenden Abflüsse ergeben den Abfluss der betrachteten Zellen, die entlang einer Tiefenlinie einen Gewässerlauf repräsentieren.

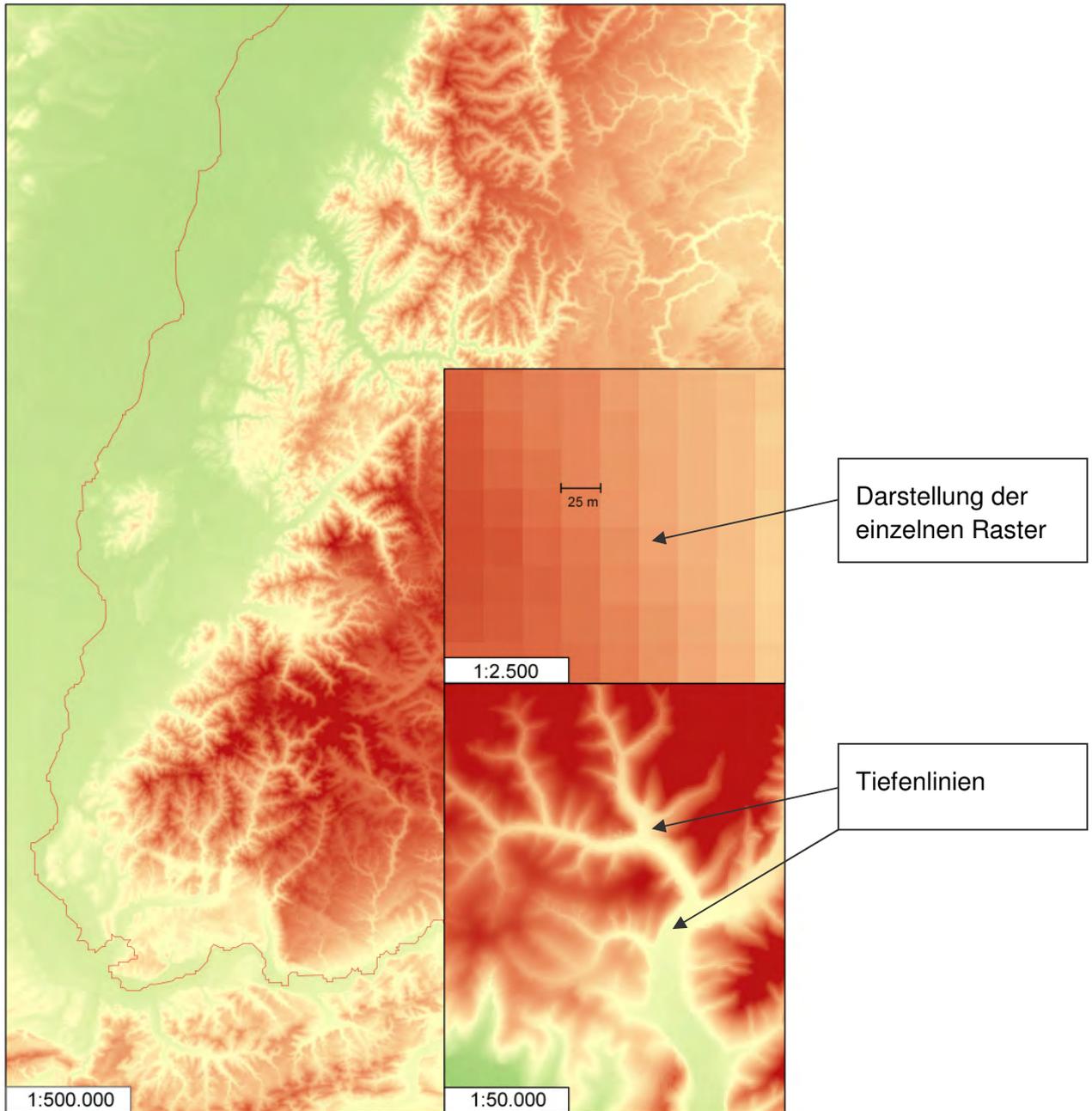


Abb. 4-4: Digitales Höhenraster (DGM) in verschiedenen Maßstäben. Die Höhenlagen einzelner Zellen ergeben in größerem Maßstab Tiefenlinien, die die Gewässerverläufe repräsentieren. (Datengrundlage: DLM1000W: Bundesamt für Kartographie und Geodäsie)

Grundlage der Potentialermittlung

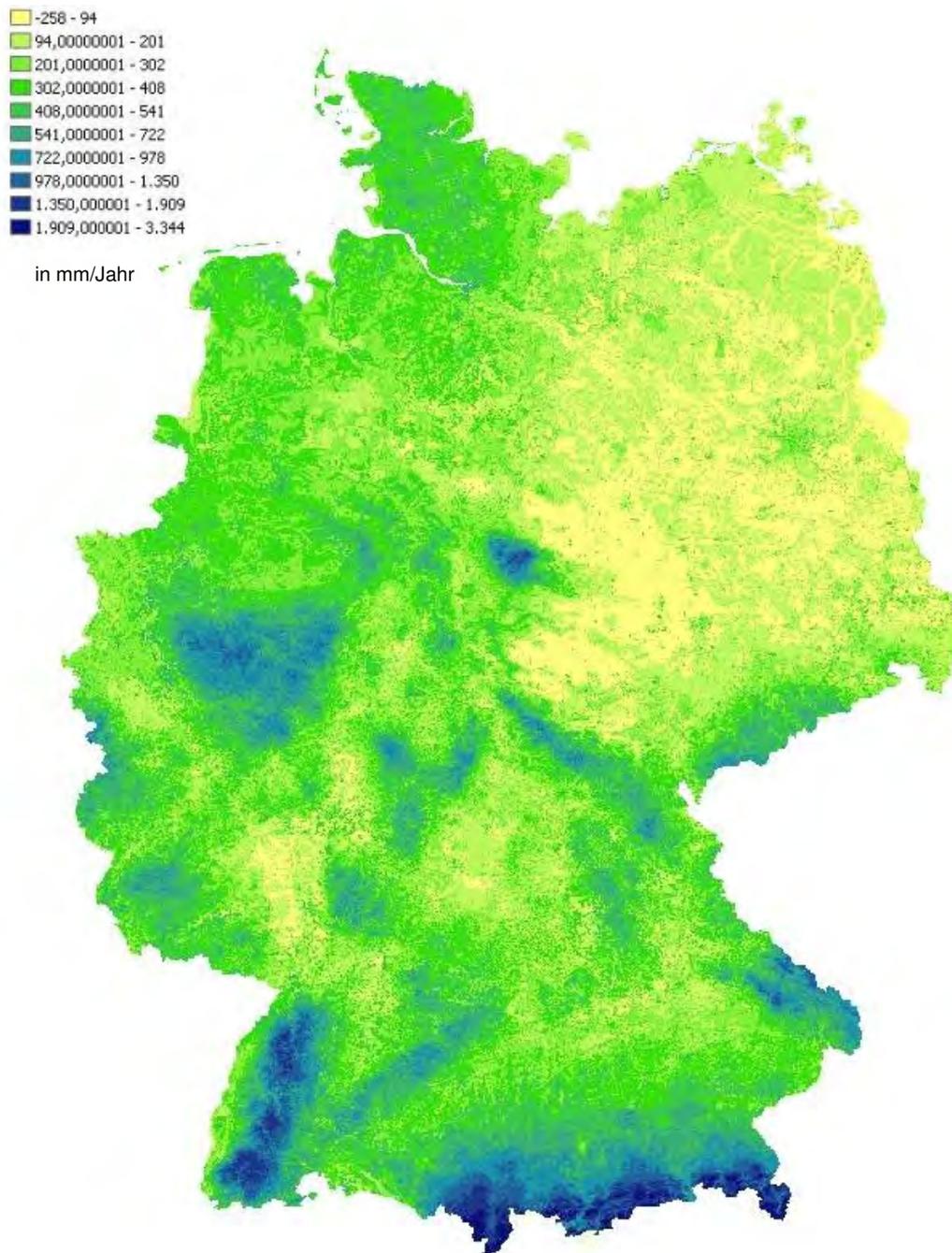


Abb. 4-5: Karte der Abflusshöhen, dargestellt in mm/Jahr. In diesem Maßstab sind die einzelnen Rasterzellen nicht erkennbar. Abflusshöhen ergeben sich aus den Niederschlagshöhen, ohne die nicht abfließende Anteile wie z.B. die Verdunstung. Datengrundlage: Hydrologischer Atlas von Deutschland (2000)

4.2.2

Flächendeckende Ermittlung des Linienpotentials

Innerhalb des Vorhabens wurde das Linienpotential entlang der Geländetiefenlinien im Abstand von 1 km anhand der Rasterdaten der Abflusshöhenkarte (MQ) und des Digitalen Geländemodells (DGM, Höhendifferenz dH) berechnet. Dabei konnte zunächst nur die Linienleistung entsprechend Kap. 4.1 an diskreten Punkten entlang der Gewässer bestimmt werden:

$$P_{L,MQ,i} = \rho_w \cdot g \cdot MQ_i \cdot \Delta h_i \quad (\text{Gl. 4-11})$$

mit

ρ_w	Dichte von Wasser
g	Erdbeschleunigung = 9,81 m/s ²
MQ_i	mittlerer Abfluss im Streckenabschnitt i
Δh_i	Geländehöhendifferenz über den Streckenabschnitt i

Die Linienleistung ist die Addition aller diskreten Leistungen der Teilstrecken i entlang der untersuchten Gewässerstrecke.

Das *Linienpotential* eines Gewässers ist die Summe der potenziellen Leistungen an den diskreten Punkten multipliziert mit den Jahresstunden:

$$E_L = \sum P_{L,MQ,i} \cdot 8.760 \text{ h} \quad (\text{Gl. 4-12}).$$

Abb. 4-6 zeigt für das Beispiel des Wupper-Einzugsgebietes die aus dem GIS ermittelten Höhendifferenzen, Abflüsse und Potentiale.

Grundlage der Potentialermittlung

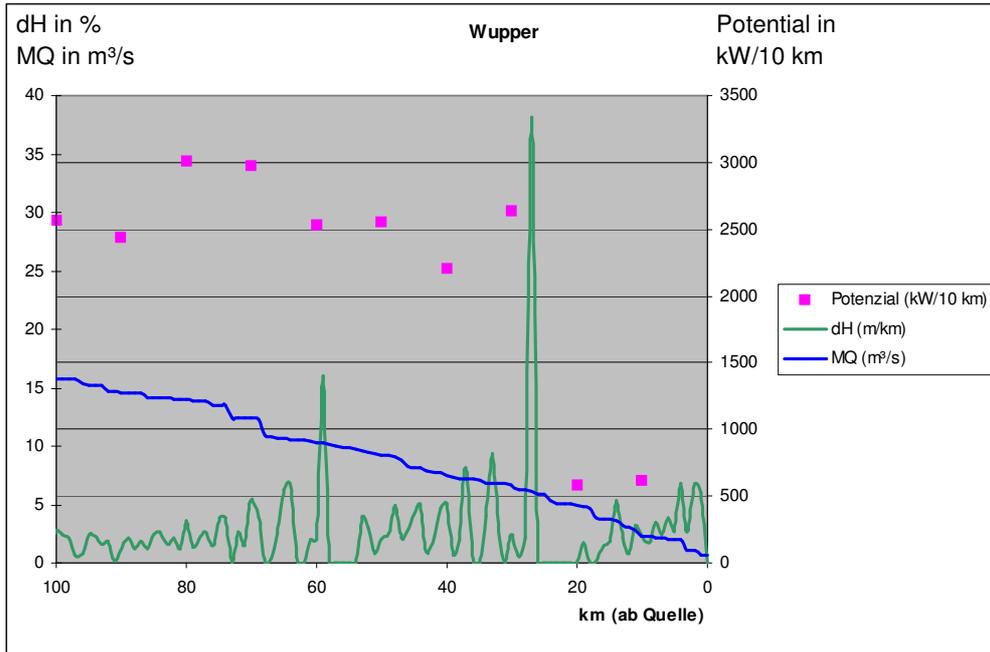


Abb. 4-6: Abfluss, Gelände-Höhendifferenz und spezifische Linienleistung (pro 10 km Fließlänge) ermittelt aus Rasterdaten

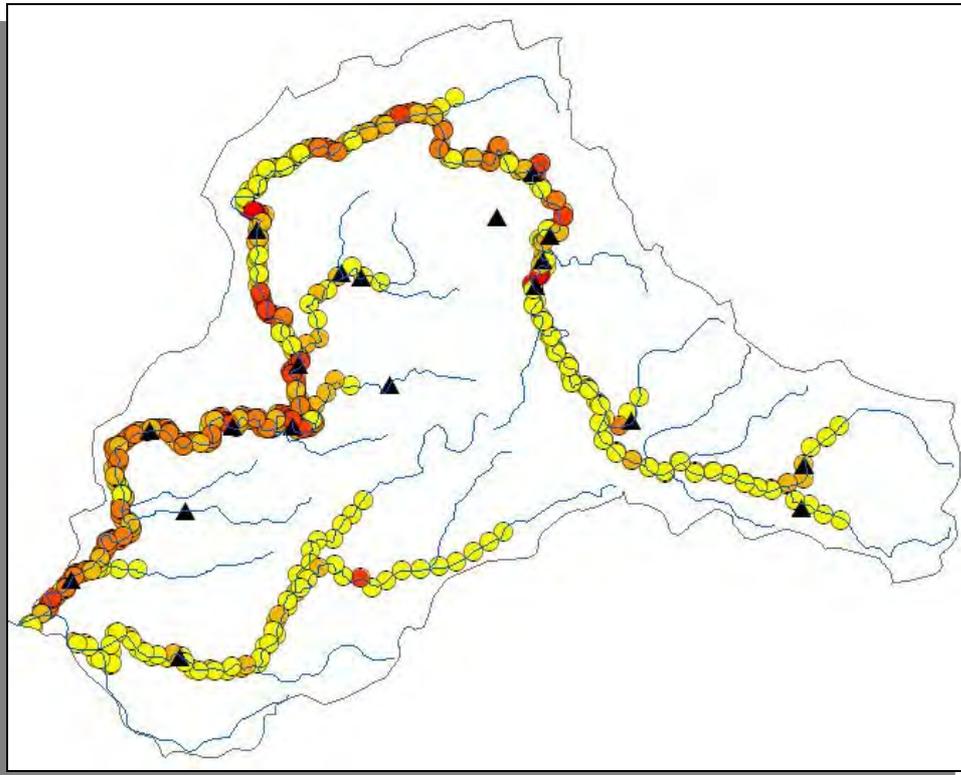


Abb. 4-7: Berechnete Linienleistungen, aggregiert für 10 km Abschnitte; Abstufung von gelb nach rot: Zunahme der Linienleistung. Die Dreiecke zeigen in Betrieb befindliche WKA.

Anwendung vergleichbarer Verfahren in anderen Ländern

Ähnliche Verfahren zur Ermittlung des zusätzlichen Potentials mit Hilfe des Linienpotentials kommen in Österreich (VEÖ, 2008), der Schweiz (WaterGisWeb AG, 2009) und Italien (ALTERACH et al., 2007) zur Anwendung. Hier wird das Potential im GIS ermittelt, um ein maximales und ein ausbaubares Potential unabhängig von vorhandenen Standorten zu finden.

4.2.3 Fehlerdiskussion

Zur Kontrolle der Linienpotenzialberechnung und zur Erfassung methodischer Fehler wurden die ermittelten Potentiale mit Ergebnissen anderer Studien verglichen. Darüber hinaus wurden die Parameter Mittelabfluss und Höhendifferenz untersucht.

Vergleich mit Linienpotentialen aus der Literatur

Es liegen für mehrere Gebiete Untersuchungen vor, in denen anhand topographischer Karten das Linienpotential bzw. die Linienleistung ermittelt wurde. Umfangreiche Arbeiten wurden z.B. für Baden-Württemberg (HILDEBRAND & KERN, 1986 und 1989) und Hessen veröffentlicht (HLUG, 1986). Im Berichtsteil *Materialien* sind die Ergebnisse der Preußenstudie (KELLER et al., 1914) und der IKARUS-Studie (GIESECKE et al., 1993) detailliert dargestellt. Vergleiche eigener Berechnungen mit den Ergebnissen dieser Studien sind oft aufwendig, da geklärt werden muss, ob die betrachteten Gewässerabschnitte und Berechnungsmethoden detailliert übereinstimmen.

In Tab. 4-3 wurden für einige Gewässer die Ergebnisse aus der Preußenstudie mit eigenen Berechnungen der Linienleistung verglichen. Für Wupper, Lenne und Mosel weichen die Leistungen um weniger als 10 % voneinander ab.

Für Werra und Kyll wurden aufgrund der relativ großen Abweichungen Höhen und Abflüsse aus der Preußenstudie mit denen von BfG-Pegeln und den Ergebnissen aus der Linienpotential-Berechnung verglichen.

Die Höhenlagen der BfG-Pegel, die in der Preußenstudie angegebenen Höhen und die sich aus den Stützpunktberechnungen ergebenden Höhenlagen sind vergleichbar.

Die Abflüsse (MQ) an der Werra zeigen in der Preußenstudie in der Regel Abweichungen von wenigen Prozent im Vergleich zu den langjährigen Mittelwerten der BfG-Pegel, wogegen das aus den Rasterdaten ermittelte MQ an den Stützpunkten um bis zu 15 % über den Pegel-Werten liegt (vgl. Berichtsteil *Materialien* Kap. E).

An der Kyll ergaben sich bei der Linienpotentialberechnung Abflusswerte, die relativ zu den Pegelwerten und den MQ der Preußenstudie um bis zu 18 % größer waren.

Tab. 4-3: Vergleich der Linienleistungen aus der Preußenstudie (KELLER et al. 1914) und anderer Quellen mit Ergebnissen der Berechnungen mit der Stützpunkt-Methode

	Linienleistung aus Preußenstudie [MW]	Berechnete Linienleistung für AE>10 km ² [MW]	Abweichung [%]
Werra	58	68	15
Wupper	20,4 (bis km 109)	22	7
Lenne	39	37	- 5
Mosel	250	245	- 2
Kyll	19,9	25,6	22

Höhendifferenzen

Die berechneten Höhendifferenzen entlang einiger Testgewässer (Tab. 4-3 und Berichtsteil *Materialien*, Kap. E) zeigen für diese relativ gute Übereinstimmungen im Vergleich zu den in der Preußen-Studie dargestellten Ergebnissen.

Abflüsse

Zur Verifizierung der aus den Abflusshöhen berechneten MQ wurden umfangreiche Vergleiche mit Pegeldata durchgeführt (vgl. Berichtsteil *Materialien*, Kap. E).

Tendenziell liefert die Berechnung der MQ zu große Werte im Vergleich zu den von der BfG zur Verfügung gestellten langjährigen Mittelwerten. Da eine Korrektur im Rahmen des Vorhabens nicht für alle Einzelgewässer möglich war, wurden diese auf die großen Gewässer beschränkt.

Während an einzelnen Gewässern wie der Donau die Abweichungen der Abflüsse von Pegeln zu den an den Stützpunkten berechneten MQ mit bis zu 29 % relativ groß sein können, liegen sie bei den großen Alpenzuflüssen der Donau und beim Rhein im Bereich von wenigen Prozent.

An der Donau kann anhand von Pegeln entlang des Gewässers nachvollzogen werden, dass die über die Abflusshöhen zu groß berechneten MQ ihre Ursache im karsigen Untergrund des Oberlaufs haben, in den ein Teil des Oberflächenwassers versickert.

Grundlage der Potentialermittlung

Die übrigen Gewässer aus Tab. 4-4 fließen außer dem Regen ebenfalls abschnittsweise durch Karstgebiet. Hier müsste näher untersucht werden, ob dadurch die Abweichungen in MQ zu erklären sind.

Bei Abweichungen größer 10 % wurde das berechnete Linienpotential der Gewässer E_L mit Hilfe des in Tab. 4-4 angegebenen Korrekturfaktors reduziert.

$$E_{L,K} = (1 - K) E_L$$

Tab. 4-4: Korrektur für das Linienpotential von Flüssen, deren berechnetes MQ um mehr als 10 % vom Pegel-MQ abweichen

Gewässer	Korrekturfaktor K für Linienpotential des Gewässers
Donau	0,20
Regen	0,13
Main	0,20
Neckar	0,25
Weser	0,10
Saale	0,13
Vereinigte Mulde	0,20
Werra	0,15

Einzugsgebietsgröße

Die Berechnung der Linienleistung anhand von Rasterdaten ist mit der Verarbeitung großer Datenmengen verbunden. Zur besseren Handhabung des Verfahrens wurden Gewässer und Gewässerabschnitte mit einer Einzugsgebietsgröße $AE < 10 \text{ km}^2$ nicht in das Linienpotential einbezogen.

Untersuchungen zu möglichen Auswirkungen dieser Einschränkung auf die Größe des Potentials sind im Berichtsteil *Materialien* (Kap. E) genauer beschrieben. Es zeigt sich, dass es in kleinen Einzugsgebieten des Schwarzwalds mit $2 \text{ km}^2 \leq AE < 10 \text{ km}^2$, die über relativ große Abflusshöhen von ca. 1.000 mm/a (Abb. 4-5) und hohe Gefälle verfügen, trotz des vergleichsweise großen Linienpotenzials nur einen geringen Ausbau der Wasserkraftnutzung gibt. Von dem dort verfügbaren Linienpotential von ca. 75 MW wird nur 0,8 % in Wasserkraftanlagen mit $P > 50 \text{ kW}$ genutzt.

Der Fehler bei der Vernachlässigung der Einzugsgebiete mit $AE < 10 \text{ km}^2$ wird daher voraussichtlich bei der späteren Abschätzung auf der Ebene des nutzbaren Potentials relativ gering sein. Für ganz Deutschland wird er auf unter 0,5 % des realisierbaren Potentials geschätzt.

In der weiteren Betrachtung werden daher nur Einzugsgebiete der Größe $AE < 10 \text{ km}^2$ berücksichtigt, zumal bei den sehr kleinen Wasserkraftstandorten mit wirtschaftlichen und ökologischen Restriktionen zu rechnen ist.

Gebiete, für die das Linienpotential nicht ermittelt wurde

Die Ermittlung des Linienpotentials in kleineren Bereichen im Norden und Nordosten zeigt, dass die Potentiale dort relativ gering sind. Zur Begrenzung des Rechenaufwandes wurde das Potential in diesen Regionen nicht in der gesamten Fläche berechnet, sondern es wurden folgende Einzugsgebiete nicht betrachtet

- Rur, Niers, Our, Wieslauter,
- Berkel, Dinkel, Vecht, Oude IJssel,
- Eider, Trave, Warnow, Peene, Recknitz, Ucker und
- Oder.

Entlang der Flüsse Rur, Oder und Neiße wurde jedoch das Linienpotential anhand einzelner Pegel-Stützpunkte berechnet.

Das Linienpotential der Einzugsgebiete von Wieslauter (RP) und Our (RP) wurde nicht berechnet, da die Daten für den nicht-deutschen Bereich unbekannt waren, eine Datenrecherche erfahrungsgemäß sehr aufwändig ist und außerdem der deutsche Anteil des Potentials als relativ gering angesehen werden kann.

Regionen an den Grenzen zu Deutschland

Die zur Berechnung des Linienpotentials verwendeten digitalen Grundlagen waren nur auf Deutschland begrenzt. Dies führte für die Grenzregionen Deutschlands zu manuellen und teilweise aufwendigen Anpassungen, da Daten insbesondere zu Abflüssen aus den Nachbarländern recherchiert werden mussten.

Für größere Gewässer wie Lech oder Inn sind nach Deutschland fließende Wassermengen anhand von grenznahen Pegeln relativ leicht zu ermitteln. Viele kleine Gewässer verfügen jedoch nicht über Grenzpegel bzw. deren Daten sind nicht öffentlich zugänglich. Daher wurde für diese das Linienpotential ab der deutschen Grenze und ab einer Einzugsgebietsgröße von 10 km² ermittelt (vgl. Berichtsteil *Materialien* Kap. E).

Für den Bereich Erzgebirge und Böhmerwald wird die nicht berechnete Linienleistung geschätzt auf (vgl. Berichtsteil *Materialien*, Kap. E.4)

$$P_{L, MQ} < 90 \text{ MW.}$$

Insgesamt wird geschätzt, dass durch die Vernachlässigung der genannten Gebiete, der Fehler im Linienpotential unter 1 % liegt.

Zusammenfassung

Bei der Ermittlung des Linienpotentials wurden verschiedene Fehlerquellen identifiziert.

Während die Höhendifferenzen entlang der 1 km Abschnitte gute Übereinstimmungen zeigten z.B. mit den Werten, die in der Preußenstudie anhand topographischer Karten ermittelt wurden, wurden die aus dem Abflusshöhendaten ermittelten Abflüsse teilweise überschätzt. Bei der Potentialbestimmung der großen Gewässer wurden die Abflusswerte entsprechend korrigiert.

Durch die Begrenzung der Ermittlung des Linienpotentials auf Einzugsgebiete > 10 km² wird beim realisierbaren Potential ein Fehler unter 0,5 % abgeschätzt.

Die Vernachlässigung der Linienpotential-Ermittlung in einzelnen norddeutschen Gebieten und anderen Grenzbereichen führt maximal zu einem Fehler von 1 %.

Insgesamt wird geschätzt, dass die methodischen Fehler im Bereich von wenigen Prozent liegen.

4.3

Potentialermittlung an Einzelstandorten

Die Standort-Methode wurde bei der Ermittlung des zusätzlich ausbaubaren Potentials an Standorten der großen Wasserkraft angewendet. Diese Standorte sind bekannt bzw. eindeutig ermittelbar.

Für die Ermittlung des ausbaubaren Potentials ist eine gute und verlässliche Datenbasis die Grundlage. Da das Vorgehen zur Abschätzung des Potentials anhand der Verwendung eines einheitlichen und nachvollziehbaren Verfahrens unter Anwendung von Grundlagendaten erfolgen soll, werden soweit möglich nur frei zugängliche Basisdaten verwendet. Die freie Zugänglichkeit ist jedoch nur für die gewässerkundlichen Daten gegeben. Dagegen sind die Daten der Wasserkraftwerke nicht zur Veröffentlichung freigegeben.

4.3.1

Abflussdaten

Als gewässerkundliche Daten werden für die Potentialermittlung lediglich die Dauerlinien und teilweise die mittleren Abflüsse der entsprechenden Flüsse benötigt. Um die Datengrundlage für die Berechnung möglichst homogen zu gestalten wird darauf geachtet, eine möglichst einheitliche Quelle der Dauerlinien und mittleren Abflüsse zu verwenden. Als Quelle dienen daher fast ausschließlich die Seiten des Deutschen Gewässerkundlichen Jahrbuches, lediglich in einzelnen Fällen werden andere Daten verwendet.

Deutsches Gewässerkundliches Jahrbuch

Das Deutsche Gewässerkundliche Jahrbuch (DGJ) enthält, aufgeteilt in zehn nach Stromgebieten geordneten Teilbänden, gewässerkundliche Daten wie vorhandene Messstellen, gewässerkundliche Hauptwerte, Wasserstände und Abflüsse. Für viele einzelne Messstellen (Pegel) sind im DGJ Seiten jeweils zu Wasserstand und Abfluss am Pegel vorhanden. Beispielhaft wurde eine Seite des DGJ über die Abflüsse des Neckars am Pegel Horb im Berichtsteil *Materialien* Kgs. H eingefügt [LUBW KARLSRUHE, 2010]. Sie enthält neben Daten wie Pegelname, Gewässer, Gebiet und Pegellage alle notwendigen Informationen über das Abflussverhalten des Flusses an der entsprechenden Pegelstelle. Die Tageswerte beschreiben beispielsweise den über jeden Tag des entsprechenden Jahres (hier 2007) gemittelten Abfluss. Im Bereich Hauptwerte sind unter anderem die Mittleren Abflüsse MQ sowohl für das entsprechende Jahr, als auch über einen langen Zeitraum gemittelt, angegeben. Im Bereich Dauertabelle sind in entsprechenden Zeiträumen die unterschrittenen Abflüsse aufgeführt. Die DGJ-Seiten sind bei den jeweiligen Landesämtern erhältlich, für alle Bundeswasserstrassen bei der Bundesanstalt für Gewässerkunde.

Unterschrittene Abflüsse

Im Bereich Dauertabelle der DGJ-Seiten sind die unterschrittenen Abflüsse des Pegels sowohl für das entsprechende Jahr, als auch als obere und untere Hüllwerte sowie als mittlere Werte angegeben. Die Werte der unterschrittenen Abflüsse entsprechen einer invers sortierten Dauerlinie. Subtrahiert man die angegebenen Unterschreitungstage von 365 Tagen und trägt die unterschrittenen Abflüsse über den so ermittelten Tagen auf, erhält man die Dauerlinie des Pegels. Da für die Potentialermittlung auf möglichst langjährige Daten zurückgegriffen werden sollte, um den Einfluss von jährlichen Schwankungen zu minimieren, werden für die Erstellung der Dauerlinien die mittleren Werte verwendet. Abb. 4-8 zeigt die anhand der Jahrbuchseite in Berichtsteil *Materialien* Kap. H erstellte Dauerlinie für den Pegel Horb (Neckar).

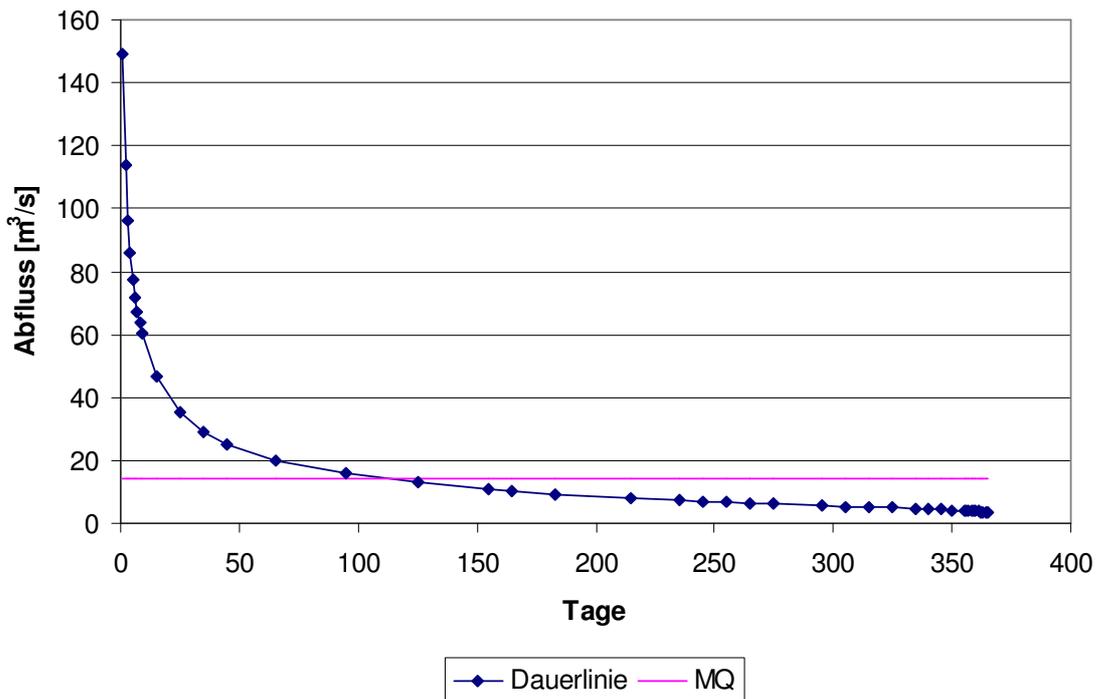


Abb. 4-8: Dauerlinie und MQ am Pegel Horb (Neckar)

Mittlerer Abfluss

Der Mittlere Abfluss MQ beschreibt die in einem Mittelungszeitraum durchschnittlich abgeflossene Menge Wasser in m³/s. Im Bereich Hauptwerte der DGJ-Seiten wer-

den sowohl für das aktuelle Jahr, als auch gemittelt über einen langen Zeitraum die Jahresmittel des Abflusses am entsprechenden Pegel angegeben. Abb. 4-8 zeigt das langjährige Mittel des Mittleren Abflusses (MQ) des Pegels Horb am Fluss Neckar. Um den Einfluss jährlicher Schwankungen zu minimieren wird für die Potentialermittlung der über lange Jahre gemittelte Mittlere Abfluss verwendet.

Weitere gewässerkundliche Daten

In einigen Fällen konnten die benötigten Daten aufgrund der Lage der Kraftwerke an Flüssen oder Flusspositionen ohne oder mit nur unzureichenden Informationen durch das Deutsche Gewässerkundliche Jahrbuch nicht ermittelt werden. Lagen für die entsprechenden Flussabschnitte dennoch langjährige Abfluss-Pegeldaten vor, die nicht als Jahrbuchseite erscheinen, wurden die gemittelten Dauerlinien und die MQ-Werte aus den langjährigen Tagesmitteln berechnet und verwendet. Waren keine Daten zu Dauerlinien und Mittleren Abflüssen eines Flusses oder Flussabschnittes erhältlich, entfiel hier die Potentialermittlung anhand des Ausbaugrades. In diesen Fällen erfolgte eine energiegewichtete Hochrechnung des Ausbaupotentials.

4.3.2

Erforderliche Daten zu Wasserkraftanlagen

Für die Ermittlung des Ausbaupotentials wurden insbesondere die Hauptdaten der Wasserkraftanlagen mit einer installierten Leistung über 1 MW benötigt. Ohne Informationen über die mittlere gewonnene Jahresarbeit, die Nennfallhöhe, den Nenndurchfluss und die Nennleistung der Turbinen kann keine Abschätzung des Potentials erfolgen. Aus weitergehenden Angaben der Kraftwerke wie Turbinentypen, Inbetriebnahme usw. können Kraftwerksstatistiken und unter Umständen eine Einschränkung des verfügbaren Potentials zum Beispiel durch Mindestwasserabgaben erfolgen. Die verwendeten Daten sollten dabei eine hohe Aktualität aufweisen, weswegen auf die Verwendung älterer Daten wenn möglich verzichtet wurde.

Erhebungsbogen

Zur Befragung der einzelnen Kraftwerksbetreiber wurde ein Erhebungsbogen verwendet (s. Berichtsteil *Materialien*, Kap. J). Die Erstellung des Erhebungsbogens erfolgt unter verschiedenen Gesichtspunkten wie Vollständigkeit und Übersichtlichkeit, wobei gleichzeitig ein zu langer und umfangreicher Erhebungsbogen zu vermeiden ist. Der Erhebungsbogen wurde, zusammen mit dem in Berichtsteil *Materialien*, Kap. J aufgeführten Anschreiben, an die einzelnen Kraftwerke vor allem per E-

Mail, selten auch per Post oder Fax versendet. Die Daten der ausgefüllten Fragebögen werden anschließend in eine Datenbank übernommen. Eine Schwierigkeit bei der Versendung der Erhebungsbögen stellte die Information über die Anlagenbetreiber dar. Bei vielen vor allem in privatem Besitz befindlichen Anlagen war ein großer Rechercheaufwand notwendig, um den richtigen Ansprechpartner und dessen Kontaktdaten zu finden.

Datenlisten größerer Energieversorgungsunternehmen

Rücksprachen mit größeren Energieversorgungsunternehmen ergaben, dass die Erhebung der Kraftwerksdaten anhand des Erhebungsbogens aufgrund der Vielzahl der betriebenen Anlagen einen sehr hohen Aufwand für die Betreiberfirmen darstellen würde. Die Datenerhebung erfolgte deshalb in diesem Fall anhand von Kraftwerkslisten, die von den Betreibern der Kraftwerke geführt und bereitgestellt wurden. Die Kraftwerkslisten enthalten die Hauptdaten wie Fallhöhe, Durchfluss, Leistung und Regelarbeitsvermögen der Kraftwerke. Teilweise fehlten dabei einige gewünschte zusätzliche Angaben wie beispielsweise Kraftwerkstyp oder Laufradtyp, die jedoch meist über das Internet recherchiert werden konnten.

Kraftwerksliste

Der in der Fachzeitschrift WasserWirtschaft veröffentlichte Artikel „Wasserkraftanteil an der elektrischen Stromerzeugung in Deutschland 2003“ beinhaltet eine Kraftwerksliste inklusive der Hauptdaten aller Wasserkraftwerke in Deutschland mit einer installierten Leistung über 1 MW zum Stand Juli 2004 (HEIMERL & GIESECKE, 2004). Das Potential aller Kraftwerke, für die keine aktuelleren Daten ermittelt werden konnte, wurde anhand der hier angegebenen Daten berechnet.

4.3.3

Methode zur Ermittlung des zusätzlichen Ausbaupotentials an Standorten großer Wasserkraftanlagen

Die anhand der Erhebungsbögen und Kraftwerkslisten größerer Betreiberfirmen erhaltenen Daten wurden für die weitere Verwendung elektronisch erfasst und entsprechend aufbereitet. Die dadurch entstandene Datenbank enthält alle für die Potentialermittlung entscheidenden Daten der einzelnen Kraftwerke sowie je nach Vollständig- und Ausführlichkeit der Erhebungsbögen bzw. Kraftwerkslisten weitere kraftwerksspezifische Daten, die zu weiteren Beurteilungen verwendet werden können.

Das Ausbaupotential der Wasserkraftanlagen lässt sich in drei Teilpotentialen beschreiben:

- das Potential durch Erhöhung des Anlagenwirkungsgrades,
- das Potential durch Erhöhung des Ausbaugrades und
- das Potential durch Stauzielerhöhung.

In den folgenden Kapiteln wird das Vorgehen zur Ermittlung des Potentials durch Erhöhung des Anlagenwirkungsgrades und des Ausbaugrades beschrieben. Eine Berechnung des Potentials durch Stauzielerhöhung kann nicht erfolgen, da hierfür eine kraftwerksspezifische Berücksichtigung der örtlichen Gegebenheiten notwendig wäre, was die Anzahl der zu untersuchenden Kraftwerke nicht zuließe. Eine Abschätzung des Potentials durch Stauzielerhöhung erfolgt in Kap. 6.1.6.

Definition des ermittelten Potentials

Das hier untersuchte Zubaupotential stellt die Differenz zwischen einem unter bestimmten Rahmenbedingungen technisch verfügbaren Potential und der bereits ausgebauten Leistung beziehungsweise der bereits gewonnenen Energie dar. Es wurden nur die bestehenden Wasserkraftanlagen mit einer installierten Leistung über 1 MW berücksichtigt. Das Potential durch kleinere Anlagen oder durch eine andere Anordnung der bestehenden Anlagen wird hier nicht betrachtet.

Ausgehend von dem theoretischen Potential des jeweiligen Kraftwerkstandortes werden technische Restriktionen durch die Verwendung eines Anlagenwirkungsgrades berücksichtigt. Die Definition eines anzustrebenden Ausbaugrades beinhaltet wirtschaftliche Restriktionen. Ob der Ausbau der Anlagen auf den verwendeten Anlagenwirkungsgrad und Ausbaugrad tatsächlich wirtschaftlich ist, muss anlagenspezifisch untersucht werden.

4.3.4

Potential durch Erhöhung des Anlagenwirkungsgrades

Der Anlagenwirkungsgrad η_a beschreibt das Verhältnis aus der durch das Kraftwerk nutzbaren Leistung P_{inst} und der theoretisch verfügbaren Leistung P_{hydr} an diesem Standort. Er setzt sich aus den verschiedenen Wirkungsgraden der einzelnen Anlagenkomponenten zusammen und beinhaltet somit jegliche in der Anlage auftretenden Verluste. Hierzu zählen unter anderem die Verluste der Triebwasserführung infolge Reibung, Umlenkung, Querschnittsveränderungen, Verschluss- und Regelanlagen sowie Eintritts- und Austrittsverluste. Insbesondere sind hier die Verluste an der Wasserführung im Kraftwerkseinlauf und Verluste der Rechenanlage zu

nennen. Weitere Verluste werden durch den Wirkungsgrad der Turbine (Leitrad und Laufrad), der Turbinenlagerung und -abdichtung, des Getriebes, des Generators, der Umspannanlage und der Stromleitungen sowie der Eigenversorgung der Wasserkraftanlage generiert.

$$\eta_a = \prod \eta_{\text{einzel}}$$

Die tatsächlich abgeführte Leistung des Kraftwerkes ist die in das Stromnetz eingespeiste elektrische Leistung P_{inst} . Die theoretisch verfügbare Leistung ist die durch Fallhöhe und Durchfluss der Anlage definierte hydraulische Leistung P_{hydr} . Bei vielen Anlagen ist die Nennleistung der Turbinen bekannt, weshalb hier der Anlagenwirkungsgrad η_a anhand der Nennleistung der Turbinen berechnet wird. Sie entspricht der höchsten Dauerleistung der Turbinen an der Turbinenwelle. Im Folgenden wird die Nennleistung P_n als Summe aller Nennleistungen und der Nenndurchfluss Q_n als Summe aller Nenndurchflüsse der einzelnen Turbinen in einem Kraftwerk betrachtet.

Die Verluste von Generator und den elektrischen Komponenten sowie der Eigenbedarf des Kraftwerkes werden hier nicht im berechneten Anlagenwirkungsgrad η_a berücksichtigt. Sie fließen durch die Definition des Anlagenwirkungsgrades der verbesserten Anlage wieder in die Berechnung mit ein. Die Verluste vor allem der Eigenversorgung ($\eta_{\text{eige}}=0,99$) sowie der Umspannanlage und Leitungen ($\eta_{\text{umspann}}=0,98-0,99$) aber auch der Generatoren ($\eta_{\text{generator}}=0,96-0,98$) sind relativ gering (GIESECKE et al., 2009).

$$\eta_a = \frac{P_n}{P_{\text{hydr}}}$$

Die hydraulische Leistung P_{hydr} setzt sich aus der Dichte des Wassers ρ , der Erdbeschleunigung g , dem Durchfluss Q und der Fallhöhe h , also der Differenz zwischen Ober- und Unterwasserspiegel, zusammen. Dabei ist zu beachten, dass sowohl die Fallhöhe h als auch der Durchfluss Q über die Zeit nicht konstant sind. Ein zeitlicher Verlauf insbesondere der Fallhöhe für jedes einzelne Kraftwerk ist jedoch nicht bekannt und aufgrund der oftmals selbst bei den Kraftwerksbetreibern nicht exakt bekannten Daten schwer zu ermitteln. Die hydraulische Leistung P_{hydr} wird daher für den Nennpunkt der Anlagen, also anhand der Nennfallhöhe h_n und des Nenndurchflusses Q_n berechnet.

$$P_{hydr} = \rho_w \cdot g \cdot h_n \cdot Q_n$$

Der Einfluss des zeitlichen Verlaufes von Fallhöhe und Durchfluss wird bei der Berechnung indirekt berücksichtigt. Die neue gewinnbare Energiemenge nach der Wirkungsgradverbesserung wird anhand der Volllaststunden berechnet, die das Kraftwerk ohne Wirkungsgradverbesserung geleistet hat. Dies bedeutet, dass das Verhalten der verbesserten Anlage mit dem neuen Wirkungsgrad dem Verhalten der bestehenden Anlage entspricht, die Kennlinien der Anlage verhalten sich gleich. In Realität kann unter Umständen eine weitere Verbesserung erfolgen, indem beispielsweise ein einfach reguliertes Francislauftrad mit einem doppelt regulierten Kaplanlauftrad ersetzt wird und sich so das Teillastverhalten verbessert. Die Volllaststundenzahl t_{voll} der Maschinen gibt an, wie lange die Anlage bei Nennleistung P_n arbeiten müsste, um die Jahresarbeit zu erreichen. Sie wird aus dem Quotienten der mittleren gewonnenen Jahresarbeit (Regelarbeitsvermögen) E_a und der installierten Nennleistung berechnet.

$$t_{voll} = \frac{E_a}{P_n}$$

Anhand des Anlagenwirkungsgrades der bestehenden Anlage und der Volllaststundenzahl des Kraftwerkes kann das Verbesserungspotential durch eine Erhöhung des Anlagenwirkungsgrades ermittelt werden. Dabei wird ein neuer Anlagenwirkungsgrad angenommen, der für das modernisierte Kraftwerk $\eta_{soll}=0,85$ beträgt.

Vor der Ermittlung des Verbesserungspotentials muss geprüft werden, ob der alte Anlagenwirkungsgrad unter dem neu definierten Anlagenwirkungsgrad liegt. Ist dies nicht der Fall, entfällt für dieses Kraftwerk die Ermittlung des Verbesserungspotentials durch Erhöhung des Anlagenwirkungsgrades. Die durch die Erhöhung des Anlagenwirkungsgrades erreichbare neue Nennleistung P_{n_soll} ergibt sich aus

$$P_{n_soll} = \eta_{soll} \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_n \cdot Q_n$$

Die neue Nennleistung und die Volllaststundenzahl des alten Kraftwerkes multiplizieren sich zu einer neuen Jahresarbeit E_{a_soll} . Als Verbesserungspotential wird die Differenz zwischen der alten und neuen Jahresarbeit definiert.

$$E_{a_soll} = P_{n_soll} \cdot t_{voll}$$

$$\Delta E_{\eta} = E_{a_soll} - E_a$$

4.3.5

Potential durch Erhöhung des Ausbaugrades

Der Ausbaugrad eines Kraftwerkes kann auf verschiedene Weisen definiert werden. Eine klassische Variante ist die Definition des Ausbaugrades ε_a durch das Verhältnis des Ausbaudurchflusses Q_A und des Mittleren Abflusses MQ . In dieser Studie wird hinsichtlich des Ausbaugrades jedoch nicht nur der Mittelwert MQ betrachtet, es werden die langzeitgemittelten Dauerlinien der Flüsse an den jeweiligen Kraftwerksstandorten verwendet. Anhand dieser Dauerlinien können Überschreitungstage abgelesen werden, also die Anzahl von Tagen, an denen der Abfluss des Flusses den Ausbaudurchfluss Q_A des Kraftwerkes übersteigt. Liegt der Wert der bestehenden Anlage dabei unter einem vorher definierten Wert für die verbesserte Anlage, kann das Kraftwerk weiter ausgebaut und dadurch mehr Energie gewonnen werden.

Das Vorgehen zur Ermittlung des Potentials durch eine Erhöhung des Ausbaugrades erfolgt einzeln für jedes Kraftwerk. Dabei muss bei einigen Anlagen die Annahme getroffen werden, dass der Ausbaudurchfluss Q_A dem einzig bekannten Nenn-durchfluss Q_n entspricht. Der Schnittpunkt des Nenn-durchflusses und der Dauerlinie definiert die aktuelle Anzahl der Überschreitungstage des Kraftwerkes. Als für die verbesserte Anlage anzustrebender Wert wird die Anzahl von $t_{soll}=60$ Überschreitungstagen definiert. Dieser Wert kann als eher konservativ beschrieben werden. Bei neuen Anlagen ist es heute üblich, einen Ausbaugrad zwischen 50 und 60 Überschreitungstagen vorzunehmen. Manche Kraftwerke werden sogar bis zu einem Wert von 30 Überschreitungstagen ausgelegt werden. Dies ist wirtschaftlich jedoch oft nur möglich, wenn die Dauerlinie des Flusses einen sehr flachen Verlauf aufweist.

Liegt die Anzahl der Überschreitungstage t_{ist} über dem Wert t_{soll} von 60 Tagen, kann die Anzahl Tage Δt bestimmt werden, an denen ein auf 60 Tage ausgebautes Kraftwerk zusätzlich Energie gewinnen kann. Dabei wird davon ausgegangen, dass die zusätzliche Energie von einer zusätzlichen Turbine gewonnen wird, die in der neu berechneten Zeit Δt unter Volllast arbeitet. Als Vereinfachung wird dabei angenommen, dass sich der Verlauf der Dauerlinie zwischen t_{ist} und t_{soll} linear verhält.

$$\Delta t = t_{soll} + \frac{1}{2} \cdot (t_{ist} - t_{soll})$$

Für die Berechnung des Potentials ist auch der zusätzliche Durchfluss ausschlaggebend. Dafür wird der neue Ausbaudurchfluss Q_{n_neu} als Schnittpunkt der Dauerli-

nie mit der Anzahl der Überschreitungstage t_{soll} ermittelt. Der zusätzliche Durchfluss Q_z errechnet sich dann zu

$$Q_z = Q_{n_neu} - Q_n$$

Anhand der Nennfallhöhe und dem Wirkungsgrad η_{soll} der verbesserten Anlage errechnet sich die Leistung P_z der zusätzlichen Turbine zu

$$P_z = \eta_{\text{soll}} \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_n \cdot Q_z$$

Multipliziert man die zusätzliche Leistung mit der Zeit Δt , in der die Turbine unter Volllast arbeiten könnte, erhält man die durch die Erhöhung des Ausbaugrades zusätzlich gewinnbare Arbeit ΔE_Q .

$$\Delta E_Q = P_z \cdot \Delta t$$

4.3.6

Beispiel anhand eines fiktiven Kraftwerkes

Im Folgenden soll das Vorgehen der Potentialermittlung beispielhaft an einem Kraftwerk vorgestellt werden. Das Kraftwerk wird mit zwei unterschiedlichen Turbinen betrieben. Tab. 4-5 zeigt die angenommenen Hauptdaten des Kraftwerkes.

Aus den angegebenen Werten lassen sich die hydraulische Leistung, die Volllaststundenzahl und der Anlagenwirkungsgrad der bestehenden Anlage berechnen:

$$P_{\text{hydr}} = \rho_w \cdot g \cdot h_n \cdot (Q_{n_1} + Q_{n_2}) = 1.000 \cdot 9,81 \cdot 5 \cdot (65 + 85) \text{ W} = 7.357,5 \text{ kW}$$

$$t_{\text{voll}} = \frac{E_a}{P_n} = \frac{30 \cdot 10^6}{(2.000 + 3.000)} \text{ h} = 6.000 \text{ h}$$

$$\eta_a = \frac{P_n}{P_{\text{hydr}}} = \frac{(2.000 + 3.000)}{7.357,5} = 0,68$$

Tab. 4-5: Hauptdaten des Beispielkraftwerkes

Regelarbeitsvermögen	E_a [GWh]	30
Anzahl Maschinen	z [Stück]	2
Nennfallhöhe	h_n [m]	5

Grundlage der Potentialermittlung

Nennleistung Turbine 1	P_{n_1} [kW]	2.000
Nenndurchfluss Turbine 1	Q_{n_1} [m ³ /s]	65
Nennleistung Turbine 2	P_{n_2} [kW]	3.000
Nenndurchfluss Turbine 2	Q_{n_2} [m ³ /s]	85

Da der errechnete Anlagenwirkungsgrad unter dem Wirkungsgrad von $\eta_{soll}=0,85$ liegt, wird eine durch Modernisierungen des Kraftwerkes erreichbare neue Nennleistung P_{n_soll} berechnet. Das Produkt der neuen Nennleistung mit der Volllaststundenzahl des Kraftwerkes ergibt das neue Regelarbeitsvermögen E_{a_soll} . Das Potential durch Erhöhung des Anlagenwirkungsgrades folgt als Differenz aus dem Regelarbeitsvermögen der bestehenden Anlage und dem Regelarbeitsvermögen der verbesserten Anlage:

$$P_{n_soll} = \eta_{soll} \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_n \cdot (Q_{n_1} + Q_{n_2}) = 0,85 \cdot 1.000 \cdot 9,81 \cdot 5 \cdot (65 + 85)W = 6.253,9kW$$

$$E_{a_soll} = t_{voll} \cdot P_{n_soll} = 6.000 \cdot 6.253,9kWh = 37,5GWh$$

$$\Delta E_{\eta} = 37,5GWh - 30GWh = 7,5GWh$$

Um das Potential durch Erhöhung des Ausbaugrades ermitteln zu können, wird die Abflussdauerlinie des Kraftwerkes benötigt. Da für den Kraftwerksstandort keine Dauerlinie zur Verfügung steht, muss der nächstgelegene Pegel und die dort vorliegende Dauerlinie sowie der dort vorliegende Mittlere Abfluss MQ_{DGJ} verwendet werden. Der Mittlere Abfluss des Flusses MQ_{KW} am Kraftwerksstandort ist jedoch durch den Betreiber angegeben, wodurch die Dauerlinie auf den Kraftwerksstandort angepasst werden kann. Dafür wird die Dauerlinie aus der DGJ-Seite mit dem Mittleren Abfluss MQ_{DGJ} normiert und mit dem Mittleren Abfluss am Kraftwerk MQ_{KW} wieder multipliziert. Abb. 4-9 zeigt die Dauerlinie des Pegelstandortes flussauf des Kraftwerkes sowie die berechnete Dauerlinie für das Kraftwerk.

Grundlage der Potentialermittlung

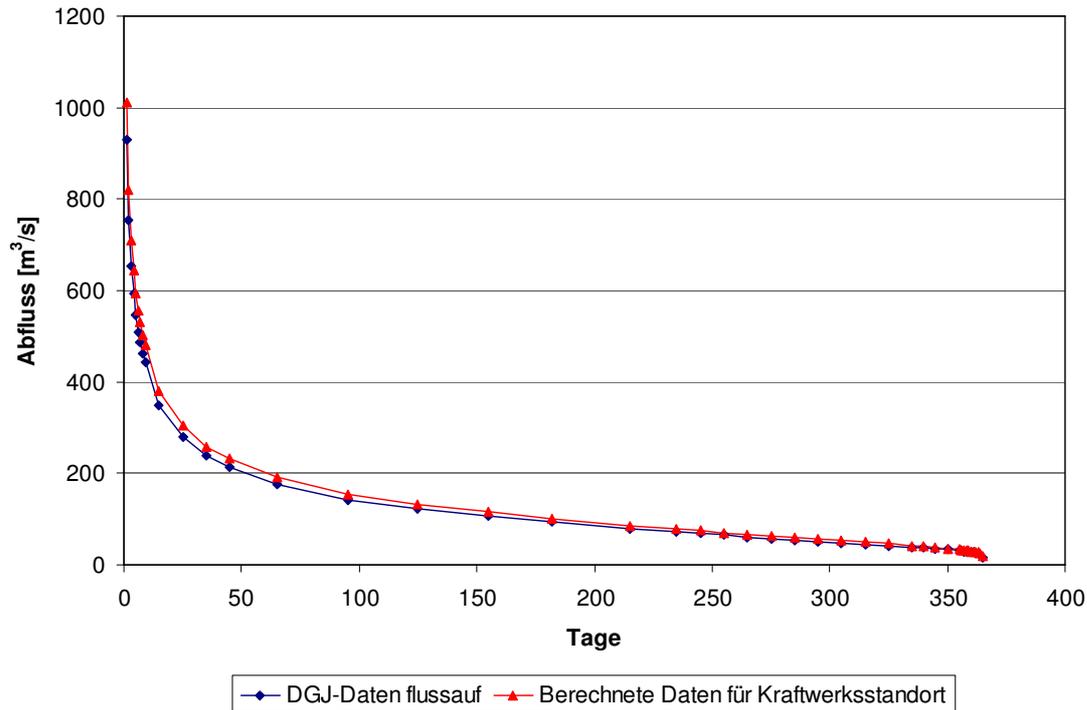


Abb. 4-9: Dauerlinie aus DGJ und berechnete Dauerlinie für den Kraftwerksstandort

Anhand der so erzeugten Dauerlinie wird am Schnittpunkt der Dauerlinie mit dem Nenndurchfluss des Kraftwerkes die Anzahl der Überschreitungstage der bestehenden Anlage abgelesen. Wie in Abb. 4-10, einem Ausschnitt der Dauerlinie, zu sehen ist, beträgt die Anzahl der Überschreitungstage der bestehenden Anlage t_{ist} etwa 102 Tage. Wird das Kraftwerk auf die Anzahl $t_{soll}=60$ Überschreitungstage ausgebaut, ergibt sich ein neuer Nenndurchfluss von $Q_{n_neu}=202 \text{ m}^3/\text{s}$. Anhand dieser Werte kann mit Hilfe der oben genannten Formeln die durch eine Erhöhung des Ausbaugrades zusätzlich gewinnbare Arbeit berechnet werden:

$$\Delta t = t_{soll} + \frac{1}{2} \cdot (t_{ist} - t_{soll}) = 60d + 0,5 \cdot (102 - 60)d = 81d = 1.944h$$

$$Q_z = Q_{n_neu} - Q_n = 202 \frac{\text{m}^3}{\text{s}} - (65 + 85) \frac{\text{m}^3}{\text{s}} = 52 \frac{\text{m}^3}{\text{s}}$$

$$P_z = \eta_{soll} \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_n \cdot Q_z = 0,85 \cdot 1.000 \cdot 9,81 \cdot 5 \cdot 52W = 2.168kW$$

$$\Delta E_Q = P_z \cdot \Delta t = 2.168 \cdot 1.944kWh = 4,2GWh$$

Grundlage der Potentialermittlung

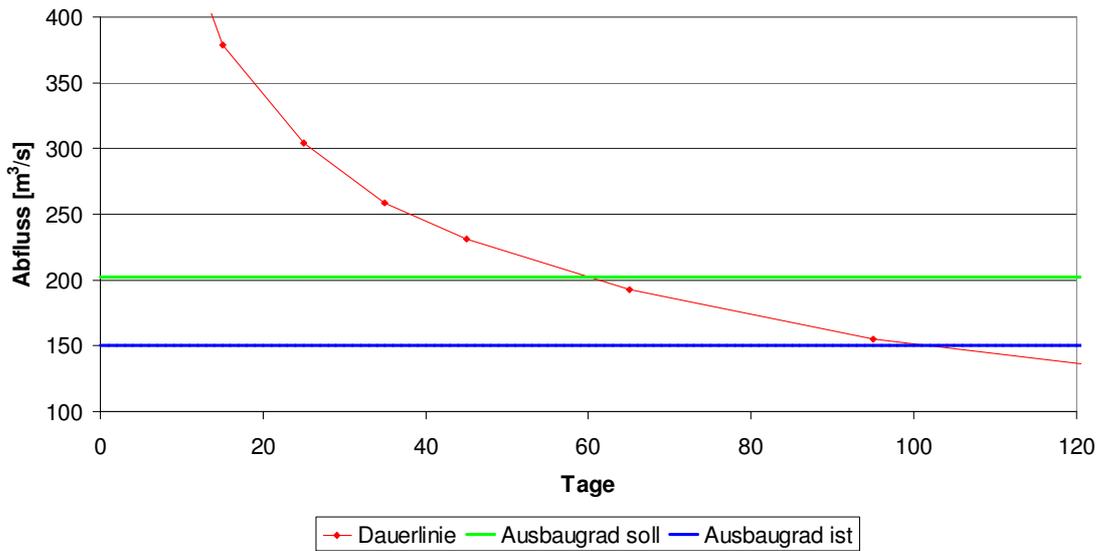


Abb. 4-10: Dauerlinie und Ausbaugrade

Das gesamte Verbesserungspotential ΔE des Kraftwerkes ergibt sich als Summe des Verbesserungspotentials anhand des Anlagenwirkungsgrades und des Verbesserungspotentials durch die Erhöhung des Ausbaugrades:

$$\Delta E = \Delta E_{\eta} + \Delta E_Q = 7,5GWh + 4,2GWh = 11,7GWh$$

5

Ermittlung des technischen Wasserkraftpotentials in Deutschland

In Kap. 4 wurden die Methoden zur Ermittlung des Wasserkraftpotentials beschrieben. Im Folgenden werden die Ergebnisse dargestellt und diskutiert.

Das Linienpotential wurde nahezu flächendeckend für die deutschen Gewässer bestimmt. Ausnahmen betreffen kleine Gewässer in Regionen entlang der deutschen Grenze und im Norddeutschen Tiefland.

Für die großen Wasserkraftanlagen erfolgte die Untersuchung des zusätzlichen Wasserkraftpotentials individuell für die einzelnen Standorte.

5.1

Das Linienpotential in Deutschland

Das Linienpotential wurde entlang berechneter Tiefenlinien an Stützpunkten in 1 km Abstand aus mittleren Abflüssen MQ und Höhen bzw. Höhendifferenzen zwischen den Stützpunkten ermittelt. In der Fläche wurden etwa 110.000 Stützpunkte betrachtet. An Gewässern, die nicht automatisch mit Stützpunkten erfasst werden konnten, wurde das Linienpotential manuell berechnet.

Abb. 5-1 zeigt für Deutschland die Abflüsse (MQ) an den Stützpunkten, wie sie aus dem Abflusshöhenraster bestimmt wurden. Stichprobenartige Vergleiche der Abflussdaten von Pegeln und Stützpunkten zeigen eine Überschätzung der Abflüsse, die bei der Ermittlung des Linienpotentials für die großen Gewässer korrigiert wurden (Kap. 4.2.3).

In Abb. 5-2 sind die Höhendifferenzen, wie sie jeweils zwischen zwei Stützpunkten aus dem DGM ermittelt wurden, dargestellt. Die Höhenlagen an den Stützpunkten konnten anhand von Pegeldaten verifiziert werden.

Das Ergebnis ist als Linienleistung für gedachte Wasserkraftanlagen mit Ausbau auf ca. 1,0 MQ an den Stützpunkten in Abb. 5-3 dargestellt ($P_{L,MQ}$).

Deutlich erkennbar sind die relativ großen Leistungen für die großen Gewässer, die Gewässer in den Mittelgebirgsregionen und in den Alpen bzw. im Voralpenland.

Ermittlung des technischen Wasserkraftpotentials
in Deutschland

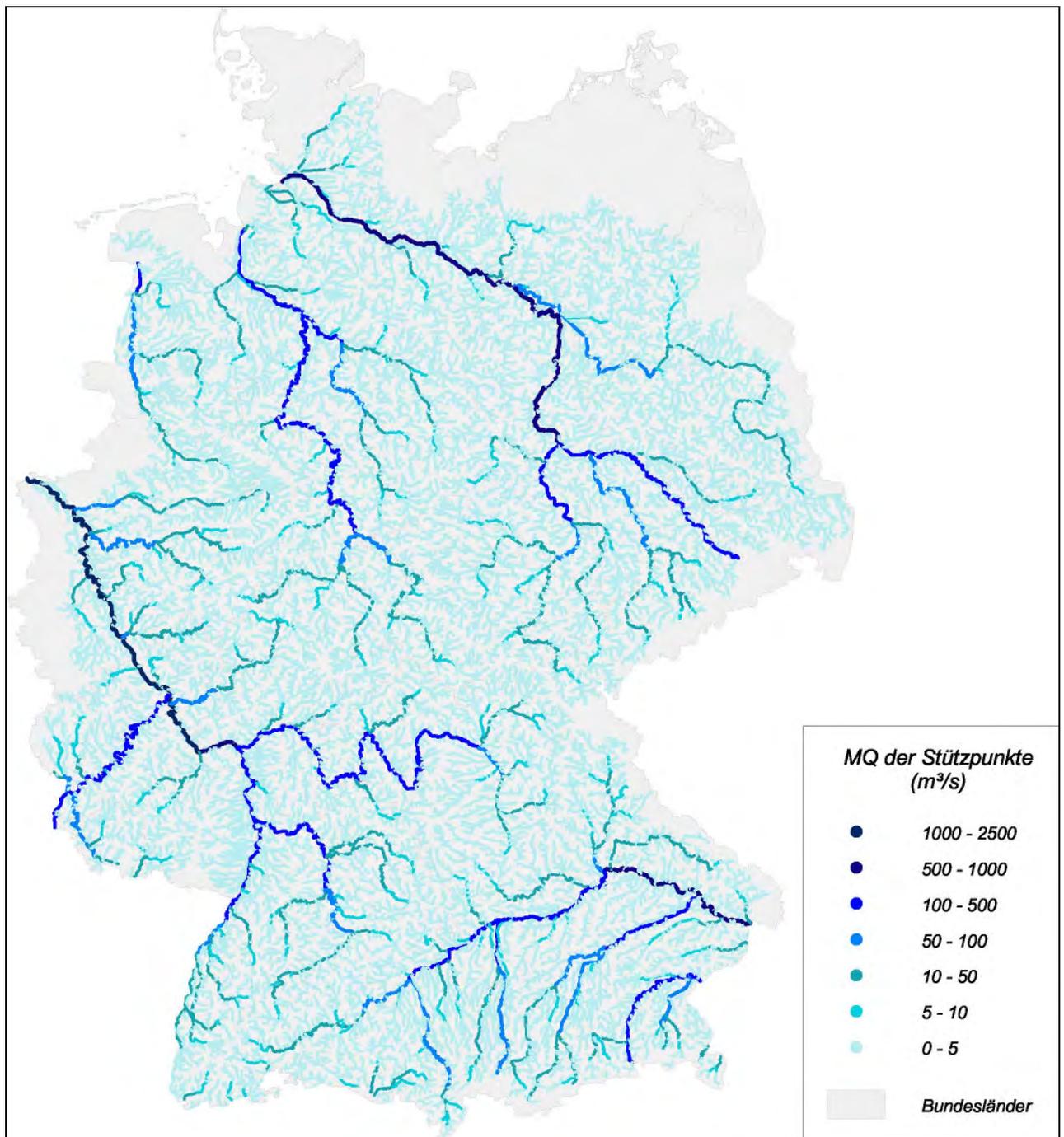


Abb. 5-1: Abflüsse MQ an den Stützpunkten, Berechnung aus dem Abflusshöhenraster
(Datengrundlage: Hydrologischer Atlas von Deutschland (2000), DGM-D: Bundesamt für Kartographie und Geodäsie)

Ermittlung des technischen Wasserkraftpotentials
in Deutschland

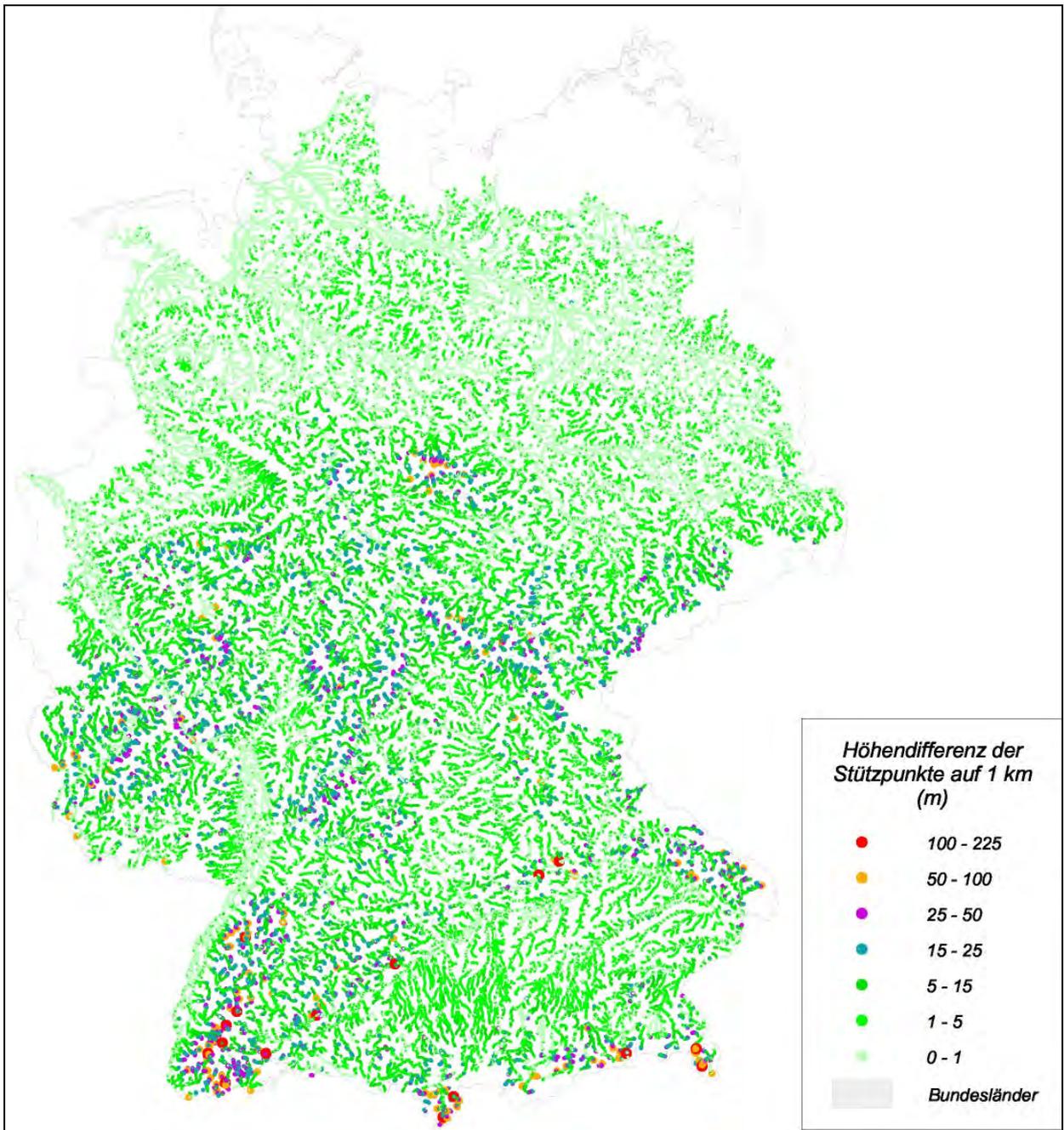


Abb. 5-2: Höhendifferenz zwischen 2 Stützpunkten im Abstand von 1 km, Berechnung aus DGM (Datengrundlage: DGM-D: Bundesamt für Kartographie und Geodäsie)

Ermittlung des technischen Wasserkraftpotentials
in Deutschland

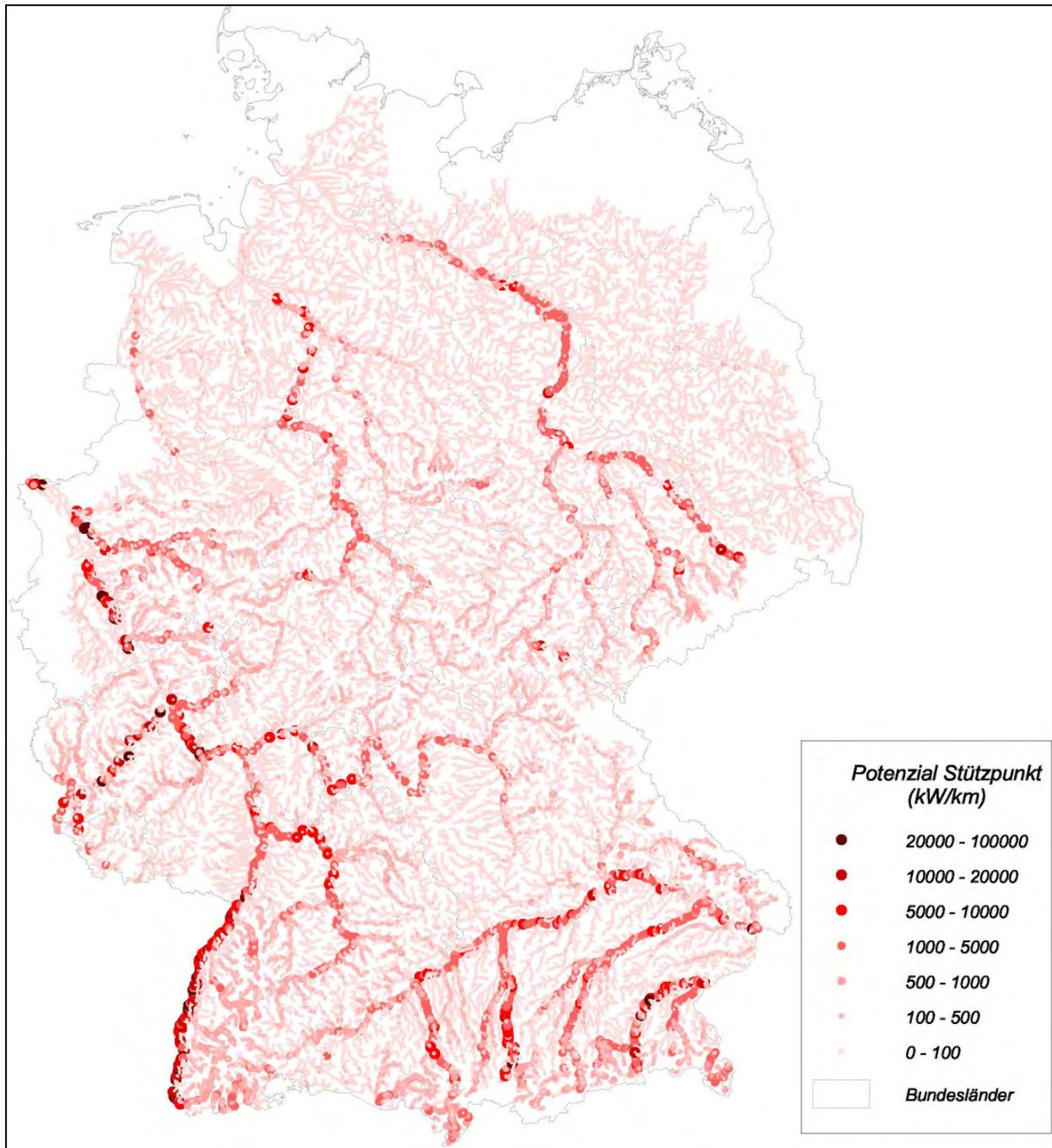


Abb. 5-3: Berechnete Linienleistung in kW/km zwischen benachbarten Stützpunkten. Durch Multiplikation mit der Jahresstundenzahl (8.760 h) ergibt sich das theoretische Linienpotential des jeweiligen Abschnitts (Datengrundlage: Hydrologischer Atlas von Deutschland (2000), DGM-D: Bundesamt für Kartographie und Geodäsie)

Zusätzlich zu der dargestellten Auswertung in der Fläche wurden das Linienpotential für die Rur und für die großen Grenzgewässer aufgrund fehlender Rasterdaten für den Bereich der ausländischen Zuflüsse mit Hilfe von manuell gesetzten Einzel-

stützpunkten z.B. an Gewässereinmündungen oder Pegeln aus der Linienleistung ermittelt. Das Verfahren ist im Berichtsteil *Materialien* Kap. E.4 beschrieben.

5.1.1

Das Linienpotential großer Grenzgewässer

An den Grenzgewässern steht Deutschland nur ein Teil des gesamten Wasserkraftpotentials zur Verfügung. Dies betrifft die Grenzabschnitte von

Rhein, Mosel, Oder, Lausitzer Neiße, Salzach, Inn und Donau.

Das Linienpotential der Grenzgewässer wurde im ersten Schritt komplett ermittelt. Danach wurde der deutsche Anteil aus Bestandsdaten der WKA in den entsprechenden Gewässerabschnitten errechnet und das Linienpotential um den Faktor $a(D)$ reduziert. In Tab. 5-1 sind Werte für das ermittelte gesamte Linienpotential, für den Faktor $a(D)$ und das damit berechnete anteilig für Deutschland verfügbare Linienpotential angegeben, wobei gilt:

$$a(D) = P_{\text{inst}}(D) / P_{\text{inst}}(\text{Gewässerabschnitt}) \quad (\text{Gl. 5-1}).$$

Grundsätzlich gilt bei einem Grenzgewässer nach Völkerrecht der Ansatz $a(D)=50$. Diese Aufteilung kann sich jedoch verschieben, wenn im Einflussbereich der Wasserkraftanlage, d. h. von der Stauwurzel bis in Unterwasser der Staustufe ein Teil des Gewässers in nur einem Land verläuft. Dann wird $a(D)$ entsprechend umgerechnet, wie das beispielsweise bei einigen Hochrheinkraftwerken der Fall ist. Dort sind bei den in Betrieb befindlichen WKA die Anteile an der produzierten Strommenge unterschiedlich verteilt. Von den neun binational betriebenen WKA wurde daher ein Mittelwert dieser Anteile bestimmt.

Der Gewässerabschnitt zwischen Basel und Lauterburg steht laut Versailler Vertrag ausschließlich Frankreich zur Wasserkraftnutzung zur Verfügung. Das Linienpotential wurde daher nicht im deutschen Anteil berücksichtigt.

Abb. 5-4 zeigt die Differenz zwischen dem gesamten Linienpotential der ausgewählten Gewässer und dem anteilig für Deutschland zur Verfügung stehenden Linienpotential. Deutlich wird hierbei die große Differenz beim Rhein, die vor allem durch die ausschließliche Nutzung des Rheinseitenkanals durch Frankreich entsteht.

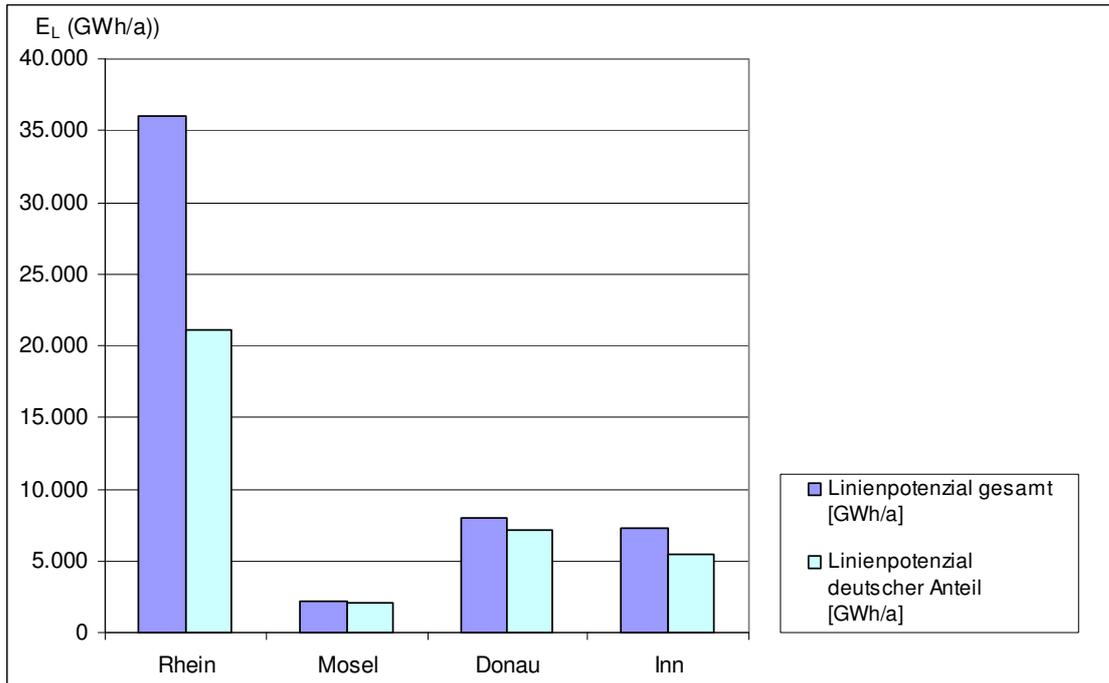
Ermittlung des technischen Wasserkraftpotentials
in Deutschland

Tab. 5-1: Das Linienpotential großer Grenzgewässer

Gewässer/ Gewässerabschnitt	E _L (Gewässerabschnitt) [GWh/a]	a(D): deutscher Anteil an installierter Leistung	E _L (D) [GWh/a]
Rhein			
Hochrhein Schaffhausen - Basel	7.968	0,52	4.143
Basel - Rheinseitenkanal	2.265	0,5	1.133
Rheinseitenkanal - III Mündung	8.986	0	0
III-Mündung - Lauter-Mündung	1.899	0,5	950
Lauter-Mündung - Bingen	3.232	1	3.232
Bingen - Grenze NL	11.642	1	11.642
Rhein gesamt	35.993		21.100
Mosel			
Grenze D - Sauer-Mündung	182	0,5	91
Sauer-Mündung - Rhein-Mündung	1.965	1	1.965
Mosel gesamt	2.147		2.056
Inn			
oberh. Nußdorf - Mündung Salzach	3.672	1	3.672
Mündung Salzach - Mündung Donau	3.543	0,5	1.771
Inn gesamt	7.215		5.443
Donau*			
Quelle - Mündung Inn	5.084	1	5.084
Mündung Inn - Jochenstein	1.294	0,5	647
Donau (Fluss) gesamt	6.378		5.731
Salzach			
Mündung Saalach - Mündung Inn	1.195	0,5	597
Lausitzer Neiße			
Grenze D - Mündung Oder	298	0,5	149
Oder			
Mündung Neiße - Mündung Havel-Kanal	897	0,5	449

* unter Berücksichtigung der Abflusskorrektur (Kap. 4.2.3)

Ermittlung des technischen Wasserkraftpotentials
in Deutschland



Linienpotential der Grenzgewässer, Gesamtpotential und deutscher Anteil

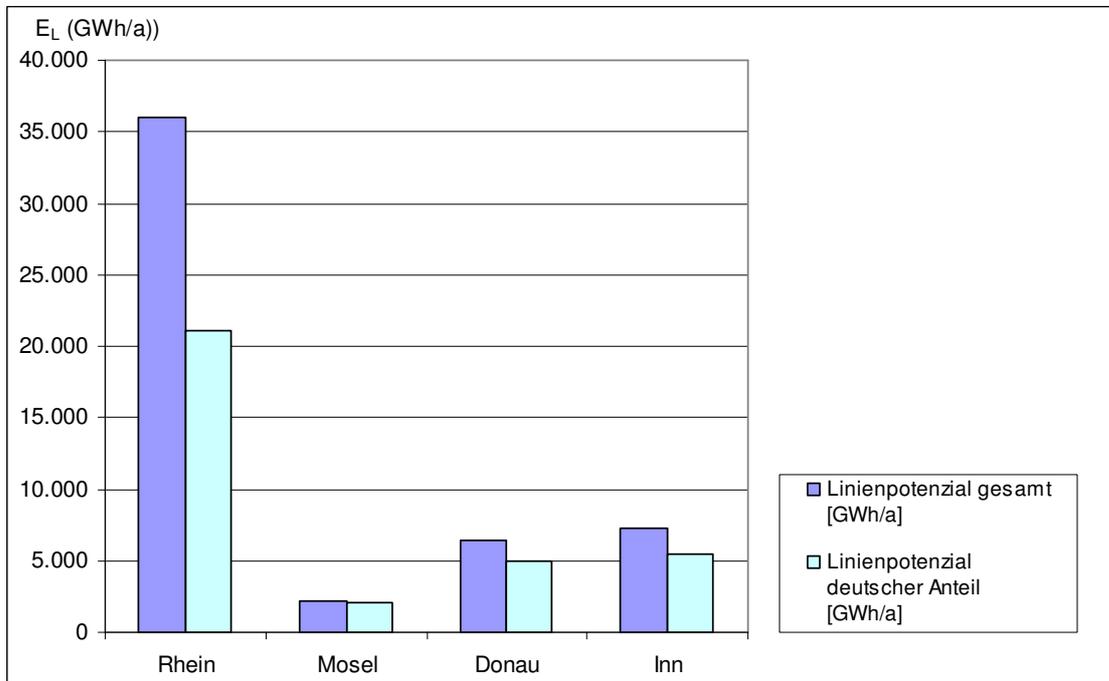


Abb. 5-4: Linienpotential der Grenzgewässer, Gesamtpotential und deutscher Anteil (mit Abflusskorrektur)

5.1.2

Das für Deutschland verfügbare Linienpotential

Unter Berücksichtigung des deutschen Anteils an den großen Grenzflüssen führt die Berechnung des Linienpotentials für Deutschland zu folgendem Ergebnis:

Gesamte Linienleistung in Deutschland bei Ausbau auf 1,0 MQ:

$$P_{L,MQ} = 10,6 \text{ GW}^1$$

Gesamtes Linienpotential :

$$E_L = P_{L,MQ} \cdot 8.760 = 92,6 \text{ TWh.}$$

¹ nicht berücksichtigt wurden Regionen im norddeutschen Tiefland und kleine Gewässer in einzelnen Grenzregionen

5.1.3

Das Linienpotential großer deutscher Flüsse

Das ermittelte deutsche Linienpotential wurde für die weitere Bearbeitung auf große Gewässer und mittelgroße und kleine Gewässer aufgeteilt. Die Zuordnung zu den genannten Klassen erfolgte anhand der Verteilung der großen WKA ($P_{\text{inst}} \geq 1 \text{ MW}$) auf die Gewässer in Deutschland (Abb. 3-4). Für die so ausgewählten 25 großen deutschen Flüsse wurde das jeweilige Linienpotential bestimmt. In diesen Gewässern sind 58,8 TWh oder 63 % des Linienpotentials verfügbar.

Abb. 5-5 zeigt die Aufteilung von E_L auf die verschiedenen Gewässer.

Die dargestellten großen Gewässer sind in der Regel bereits stark ausgebaut. Sie besitzen aber auch nicht genutzte, frei fließende Strecken, deren Nutzung von Zeit zu Zeit diskutiert wird. In Tab. 5-2 ist das Linienpotential der großen Flüsse aufgeführt.

Die Salzach ist dabei das einzige Grenzgewässer, in dem derzeit der Bau von Stützstufen diskutiert wird, an denen möglicherweise auch eine Wasserkraftnutzung stattfinden soll.

Ermittlung des technischen Wasserkraftpotentials
in Deutschland

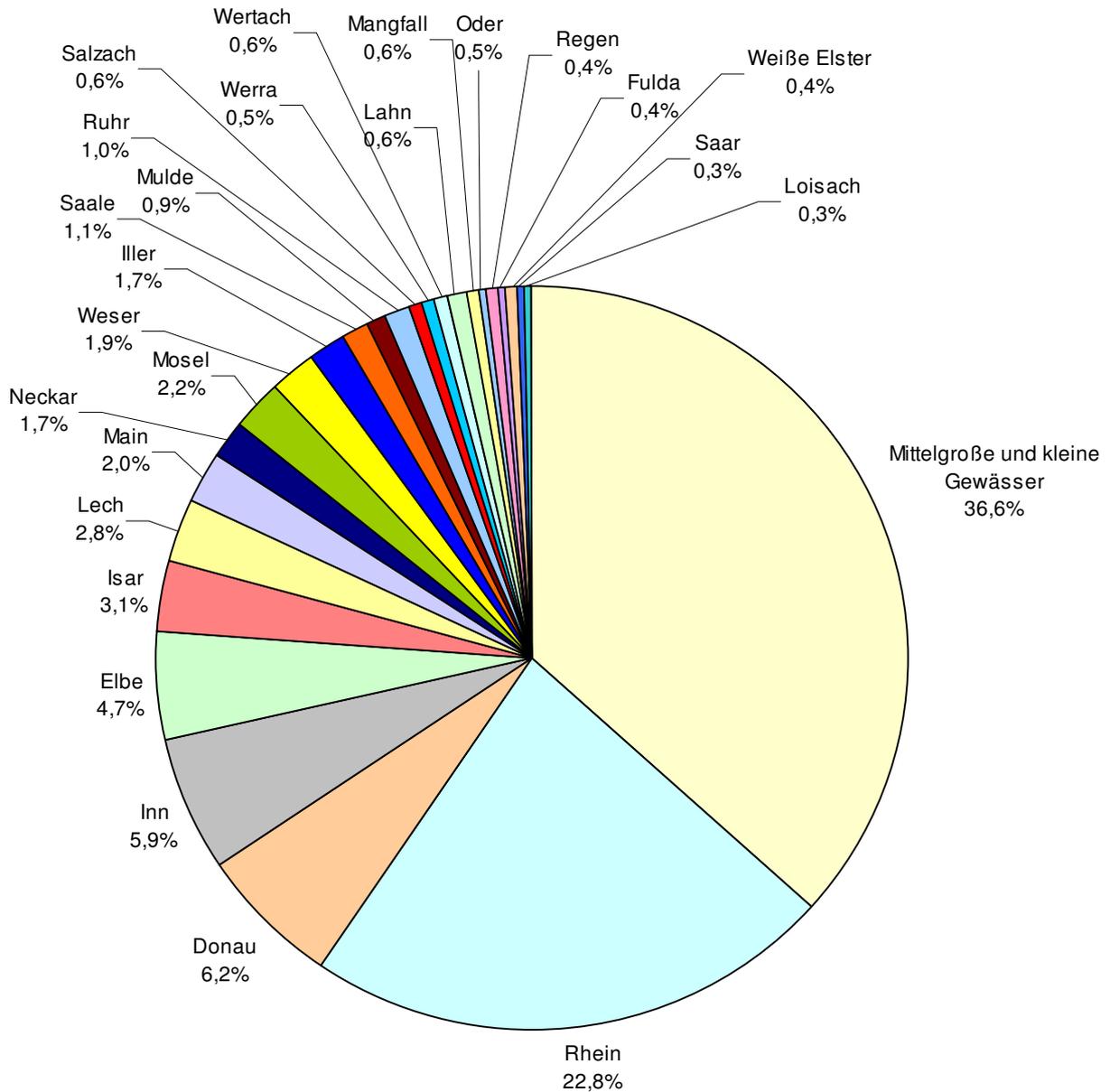


Abb. 5-5: Aufteilung des Linienpotentials von 92,6 TWh auf deutsche Flüsse, die über Große Wasserkraftanlagen verfügen (bei Grenzgewässern wurde nur der deutsche Anteil berücksichtigt).

*Ermittlung des technischen Wasserkraftpotentials
in Deutschland*

Tab. 5-2: Das Linienpotential von 25 großen deutschen Flüssen – dargestellt sind nur die deutschen Anteile

Gewässer	Linienpotential des Gewässers [GWh/a]
Rhein	21.100
Donau	5.731
Inn	5.443
Elbe	4.365
Isar	2.875
Lech	2.575
Mosel	2.056
Main	1.885
Weser	1.795
Neckar	1.621
Iller	1.620
Saale	983
Ruhr	922

Gewässer	Linienpotential des Gewässers [GWh/a]
Mulde	876
Salzach	597
Wertach	581
Lahn	567
Mangfall	529
Werra	506
Oder	449
Fulda	394
Regen	345
Weißer Elster	385
Saar	324
Loisach	237
Summe über alle	58.761

5.2

Das effektive Linienpotential in Deutschland

Zur Bestimmung des effektiven Potentials $E_{\text{eff}} = \epsilon_H \cdot E_L$ wurden empirisch Fallhöhen-nutzungsgrade ϵ_H ermittelt und daraus eine Klassifizierung der Gewässer abgeleitet (Kap. 4.1.4).

An staugeregelten großen Gewässern mit dicht aufeinander folgenden Staubauberken, die die Folgebauwerke einstauen, ergeben sich relativ hohe Fallhöhen-nutzungsgrade bis zu 0,9. Dies trifft für viele Bundeswasserstraßen und hoch genutzte Gewässer zu.

Ein Wert von 0,5 wird nach MOSONYI (1966) erreicht, wenn die Stauwurzel eines Staubauberks bis zum nächsten Staubauberwerk oberhalb reicht. Diese Konstellation stellt den Beginn eines Kompletteinstaus dar, bei dem die freien Fließstrecken fast vollständig verschwinden.

An kleinen und mittleren Gewässern wie der unteren Leine und Lenne, die stark ausgebaut sind, liegt der realisierte Fallhöhen-nutzungsgrad ϵ_H nahe an 0,35 (Kap. 4.1.4). An diesen Gewässern bzw. Abschnitten folgen Staustufen und Stauberichte dicht aufeinander. Frei fließende Strecken werden als vergleichsweise kurze Bereiche wahrgenommen.

Tab. 5-3 veranschaulicht die realisierten Fallhöhen-nutzungsgrade an Vergleichs-gewässern mit hoher Wasserkraftnutzung.

Tab. 5-3: Einteilung des Fallhöhen-nutzungsgrads anhand von Abschnitten von Vergleichsgewässern (Kap. 4.1.4)

Gewässernutzungs-klasse	Fallhöhen-nutzungs-grad ϵ_H
Staugeregeltes Gewässer mit relativ hohem Abfluss, zahlreichen großen WKA mit Staubauberken, die die WKA oberhalb einstauen	0,8 bis 0,9
Mittelgroße stauregulierte Gewässer	0,6 bis 0,8
Mittelgroße und kleine Gewässer, die über einen hohen Anteil an Wasserkraftnutzung verfügen	0,35 bis 0,4

*Ermittlung des technischen Wasserkraftpotentials
in Deutschland*

Das effektive Linienpotential wurde entsprechend der in Kap. 5.1.3 dargestellten Potentialaufteilung für große Flüsse (65 %) und mittelgroße bis kleine Gewässer (35 %) bestimmt.

In Abb. 5-6 ist schematisch der Verlauf der folgenden Berechnung dargestellt.

Das effektive Linienpotential großer Flüsse

Das Gesamtlinienpotential der großen Flüsse ergibt sich zu 58,8 TWh. Das effektive Linienpotential ergibt sich daraus mit einem Fallhöhenutzungsgrad von $\epsilon_H = 0,8$ bis 0,9 zu

$$E_{\text{eff,g1}} = 58,8 \text{ TWh} \cdot (0,8 \text{ bis } 0,9) = 47,0 \text{ bis } 52,9 \text{ TWh} .$$

Das effektive Linienpotential für mittelgroße und kleine Gewässer

Gemäß Abb. 5-6 ergibt sich das Linienpotential der mittelgroßen und kleinen Gewässer zu

$$E_{\text{L,mk}} = 33,8 \text{ TWh} .$$

Entsprechend Tab. 5-3 liegt der maximale Fallhöhenutzungsgrad für diese Gewässerkategorie mit sehr hoher Wasserkraftnutzung bei

$$\epsilon_{\text{H,mk}} = 0,35 \text{ bis } 0,4 .$$

Damit ergibt sich an den mittelgroßen und kleinen Gewässern ein effektives Linienpotential von

$$E_{\text{eff,mk}} = 33,8 \text{ TWh} \cdot (0,35 \text{ bis } 0,4) = 11,8 \text{ bis } 13,5 \text{ TWh} .$$

Die obere Grenze von $\epsilon_H = 0,4$ wurde bewusst nicht größer gewählt, da bereits der Wert $\epsilon_H = 0,5$ einem kompletten Einstau eines Gewässers entspricht. Es wird davon ausgegangen, dass ein Zubau bis zu einem solchen Wert aufgrund verschiedener Zwänge wie z.B. Hochwasserschutz, konkurrierende Nutzungen wie z.B. Infrastruk-

*Ermittlung des technischen Wasserkraftpotentials
in Deutschland*

tur und Beachtung der Ziele der EG-WRRL an den meisten Gewässern dieser Klasse nicht möglich sein wird.

Das effektive Linienpotential ist ein theoretischer Wert. Er entspricht dem Anteil des Linienpotentials unter Berücksichtigung der hydraulischen und sonstigen Fallhöhenverluste bei Nutzung des gesamten jährlichen Abflussvolumens.

$$E_{\text{eff,g}} = 47,0 \text{ bis } 52,9 \text{ TWh}$$

$$E_{\text{eff,mk}} = 11,8 \text{ bis } 13,5 \text{ TWh.}$$

5.3

Technisches Rohpotential für Deutschland

Ausgehend von den effektiven Linienpotentialen ergibt sich unter Berücksichtigung des Anlagenwirkungsgrades η_a der Wasserkraftanlagen entsprechend Tab. 4-2 das technische Rohpotential (Abb. 5-6):

$$E_{\text{Rtech}} = \eta_a \cdot E_{\text{eff}}$$

$$E_{\text{Rtech,g}} = 47,0 \text{ bis } 52,9 \text{ TWh} \cdot 0,85 = 40,0 \text{ bis } 45,0 \text{ TWh}$$

$$E_{\text{Rtech,mk}} = 11,8 \text{ bis } 13,5 \text{ TWh} \cdot 0,8 = 9,4 \text{ bis } 10,8 \text{ TWh} .$$

Auch das Technische Rohpotential ist ein theoretischer Wert, da es noch die Nutzung des gesamten jährlichen Abflussvolumens beinhaltet.

Kalibrierte Volllaststunden zur Ermittlung des technischen Potentials

Das effektive Linienpotential ist ein theoretischer Wert, da es sich auf die Nutzung des gesamten jährlichen Abflussvolumens (also jeden abfließenden Wassertropfens) bezieht. Das effektive Linienpotential ergibt sich aus dem Linienpotential durch Berücksichtigung der Fallhöhenverluste, die aus hydraulischen Gründen und den weiteren genannten Zwängen resultieren.

Da sich die obigen Betrachtungen auf eine theoretische Nutzung von MQ an 8.760 h bezogen, müssen die Volllaststunden auf reale Maschinen bezogen werden, die häufig höher als auf MQ ausgelegt sind.

*Ermittlung des technischen Wasserkraftpotentials
in Deutschland*

Nachfolgend wird daher die auf MQ bezogene Volllaststundenzahl auf reale Ausbaugrade kalibriert.

Grundsätzlich wird die Jahresarbeit E_a einer Wasserkraftanlage berechnet nach

$$\begin{aligned} E_a &= Q_A \cdot H_A \cdot t_{\text{Voll}} \cdot g \cdot \rho \\ &= Q_A \cdot H_A \cdot t_{\text{Voll}} \cdot \text{const} \end{aligned} \quad (\text{Gl. 5-2}).$$

Bei gleicher Jahresarbeit ergeben sich also für unterschiedliche Ausbaudurchflüsse Q_A bzw. Ausbaugrade $\varepsilon_A = Q_A / MQ$ einer Wasserkraftanlage unterschiedliche Volllaststunden $t_{\text{Voll},QA}$. Wichtig bei der Betrachtung des aus dem Linienpotential abgeleiteten Potentials ist die Kalibrierung der Volllaststunden auf den mittleren Abfluss MQ:

$$\begin{aligned} MQ \cdot t_{\text{Voll},MQ} &= Q_A \cdot t_{\text{Voll},QA} && (\text{Gl. 5-3}). \\ t_{\text{Voll},MQ} &= Q_A / MQ \cdot t_{\text{Voll},QA} \\ &= f_a \cdot t_{\text{Voll},QA}. \end{aligned}$$

Die bisherigen Betrachtungen des Linienpotentials bezogen sich auf einen Ausbaugrad der Wasserkraft $f_a = 1$.

Um einen möglichst großen Anteil des jährlichen Abflusses insbesondere auch Teile der höheren Abflüsse im Gewässer nutzen zu können, werden viele Wasserkraftanlagen nicht auf MQ, sondern einen höheren Ausbaudurchfluss Q_A bzw. einen Ausbaugrad $f_a > 1$ ausgebaut. Daher werden die aus dem Linienpotential ermittelten Rohpotentiale, die für MQ ermittelt wurden mit Gl. 5-3, anhand der Daten real existierender Wasserkraftanlagen auf die technischen Potentiale bei mittleren Q_A und der kalibrierten Volllaststunden $t_{\text{Voll},MQ}$ umgerechnet.

Für ca. 240 Wasserkraftanlagen mit $P \geq 1$ MW lagen Informationen zu Q_A , P und E_a vor. Die mittlere Volllaststundenzahl konnte mit Hilfe dieser Angaben zu $t_{\text{Voll},QA} = 5.000$ h/a berechnet werden.

Der mittlere Ausbaugrad lag bei $f_a = 1,25$.

Für die Zahl der Volllaststunden bei MQ folgt daraus nach Gl. 5-3

*Ermittlung des technischen Wasserkraftpotentials
in Deutschland*

$$\begin{aligned} t_{\text{Voll,MQ},1} (P \geq 1 \text{ MW}) &= f_a \cdot t_{\text{Voll,QA}} = Q_A / MQ \cdot t_{\text{Voll,QA}} \\ &= 1,25 \cdot 5.000 \text{ h} \\ &= 6.250 \text{ h.} \end{aligned}$$

Werden Anlagenwirkungsgrad und Ausbaugrad entsprechend Kap. 6.1 erhöht, ergeben sich ein mittlerer Ausbaugrad der Anlagen von $f_a = 1,4$ und eine mittlere Volllaststundenzahl (für Q_A) von etwa 4.800 h. Die Volllaststundenzahl bei MQ errechnet sich damit zu $1,4 \cdot 4.800 \text{ h} = 6.720 \text{ h}$.

Zur Berücksichtigung weiterer möglicher Verbesserungen an den Anlagen wurde eine obere Abschätzung für $t_{\text{Voll,MQ},2}$ gewählt

$$t_{\text{Voll,MQ},2} (P \geq 1 \text{ MW}) = 7.000 \text{ h.}$$

Für Wasserkraftanlagen mit $P < 1 \text{ MW}$, die in 2007 eine EEG-Vergütung erhielten, wurde im Mittel eine Volllaststundenzahl von $t_{\text{Voll,QA}} = 4.080 \text{ h/a}$ berechnet. Wird der mittlere Ausbaugrad angesetzt zu $f_a = 1,1$ bis $1,2$, ergeben sich nach Gl. 5-3

$$t_{\text{Voll,MQ},3} (P < 1 \text{ MW}) = 1,1 \cdot 4.080 \text{ h} = 4.488 \text{ h} \quad \text{bzw.}$$

$$t_{\text{Voll,MQ},4} (P < 1 \text{ MW}) = 1,2 \cdot 4.080 \text{ h} = 4.848 \text{ h.}$$

5.4

Technisches Wasserkraftpotential für Deutschland

Die Ausgangsgröße für die Ermittlung des nutzbaren Wasserkraftpotentials ist das Technische Potenzial. Dieses ergibt sich aus dem Technischen Rohpotential, in dem statt des gesamten jährlichen Abflussvolumens nur der real nutzbare Abflussanteil berücksichtigt wird. Die Energie von Hochwasserabflüssen ist im Technischen Potential im Unterschied zum Technischen Rohpotential nicht mehr enthalten.

Anders ausgedrückt: eine Wasserkraftmaschine läuft nicht 8.760 h pro Jahr mit voller Leistung, sondern nur eine bestimmte reale Volllaststundenzahl t_{voll} .

Aus dem Technischen Rohpotential E_{Rtech} wird durch Ansatz der Volllaststunden realer Wasserkraftmaschinen das Technische Wasserkraftpotential abgeleitet:

$$E_{\text{tech}} = \epsilon_{\text{voll,MQ}} \cdot E_{\text{Rtech}}$$

*Ermittlung des technischen Wasserkraftpotentials
in Deutschland*

Da die Linienleistung auf MQ bezogen ist, müssen hier die auf MQ kalibrierten Voll-
laststunden nach Kap. 5.3 bzw. die Näherungswerte entsprechend Tab. 5-4 ange-
setzt werden.

Dabei wird ein Volllaststundenanteil bei MQ definiert als Abfluss-Nutzungsgrad

$$\epsilon_{\text{voll,MQ}} = t_{\text{voll,MQ}} / 8.760 \text{ h.}$$

Für die großen Flüsse liegt $\epsilon_{\text{voll,MQ}}$ bei 0,71 bis 0,8, für mittelgroße bis kleine Gewäs-
ser bei 0,51 bis 0,56 (Tab. 5-4).

**Tab. 5-4: Technischer Anlagenwirkungsgrad, Volllaststunden und kalibrierter Abfluss-
Nutzungsgrad für die beiden betrachteten Gewässerklassen**

Gewässernutzungs-kategorie	Anlagenwir- kungsgrad η_a	Jahresvolllast- stunden $t_{\text{voll,MQ}}$	$\epsilon_{\text{voll,MQ}}$
Große Flüsse (g)	0,85	6.250 bis 7.000 h	0,71 bis 0,80
Mittelgroße und kleine Gewässer (mk)	0,8	4.500 bis 4.900 h	0,51 bis 0,56

Damit beträgt das Technische Wasserkraftpotential für große Gewässer:

$$E_{\text{tech,g}} = 0,71 \cdot 40,0 \text{ TWh} = 28,4 \text{ TWh} \quad \text{bis} \\ 0,80 \cdot 45,0 \text{ TWh} = 36,0 \text{ TWh}$$

*Ermittlung des technischen Wasserkraftpotentials
in Deutschland*

und für mittelgroße Gewässer:

$$E_{\text{tech,mk}} = 0,51 \cdot 9,4 \text{ TWh} = 4,8 \text{ TWh} \quad \text{bis}$$

$$0,56 \cdot 10,8 \text{ TWh} = 6,1 \text{ TWh}$$

Insgesamt beträgt das technische Potential für Deutschland

$$E_{\text{tech}} = 33,2 \text{ bis } 42,1 \text{ TWh}$$

mit einem Anteil

- an großen Flüssen von

$$E_{\text{tech,g}} = 28,4 \text{ bis } 36,0 \text{ TWh und}$$

- an mittelgroßen und kleinen Gewässern

$$E_{\text{tech,mk}} = 4,8 \text{ bis } 6,1 \text{ TWh.}$$

Das technische Wasserkraft-Potential ist der maximale Wert für das gesamte nutzbare Potential in Deutschland. Für die großen Flüsse wurde dabei ein Komplettausbau mit Kraftwerksketten angesetzt, für mittelgroße und kleine Gewässer wurde ein Ausbau mit geringem Anteil an frei fließenden Strecken zugrunde gelegt.

Ermittlung des technischen Wasserkraftpotentials
in Deutschland

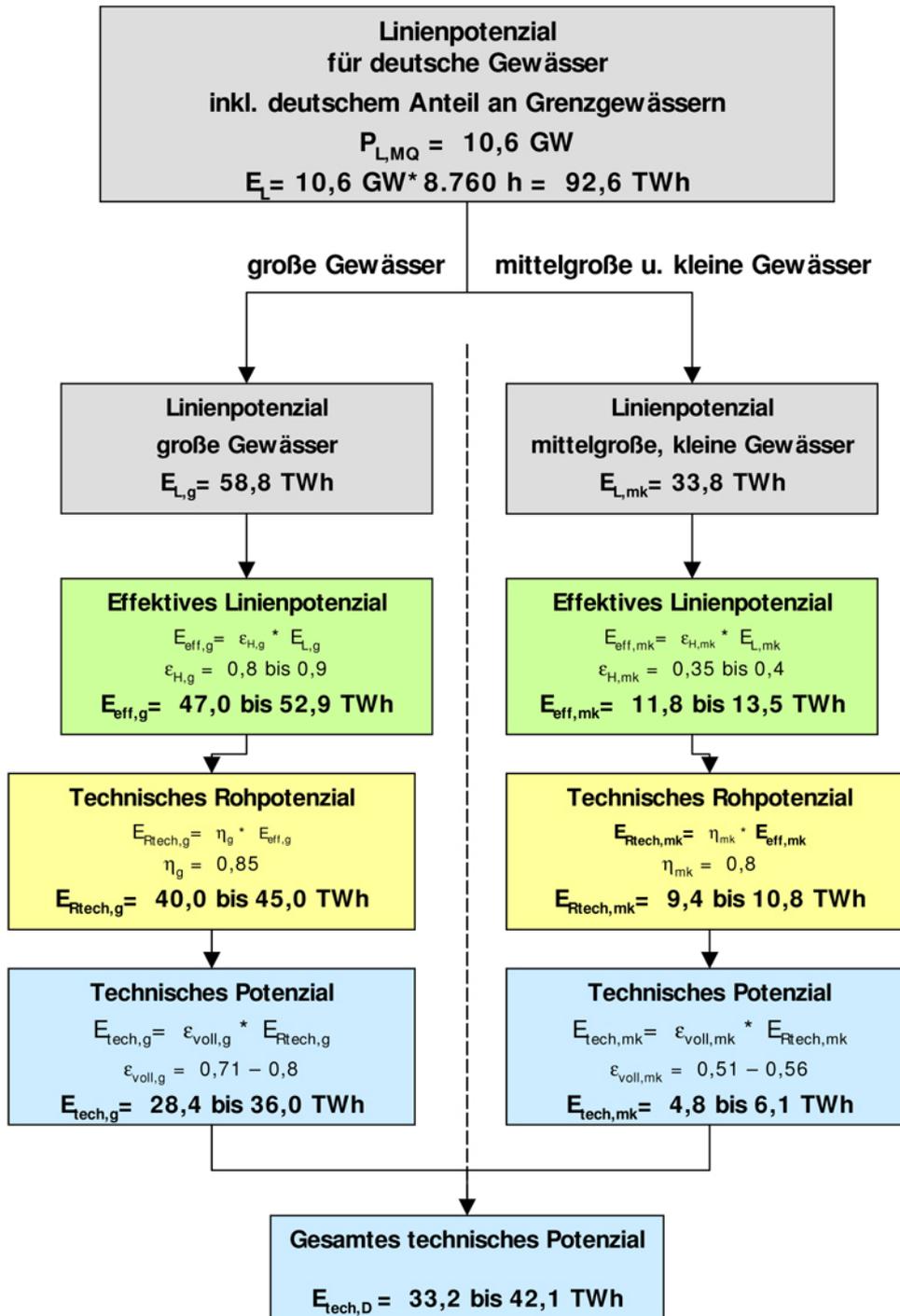


Abb. 5-6: Die Ermittlung des technischen Wasserkraftpotentials aus dem Linienpotential

Während Abb. 5-6 die einzelnen Schritte des Rechenvorgangs bei der Bestimmung des technischen Potentials aus dem Linienpotential verdeutlicht, sind in Abb. 5-7 die Effektivitäten und Wirkungsgrade für die verschiedenen Gewässerkategorien in einer Gesamteffektivität zusammen gefasst.

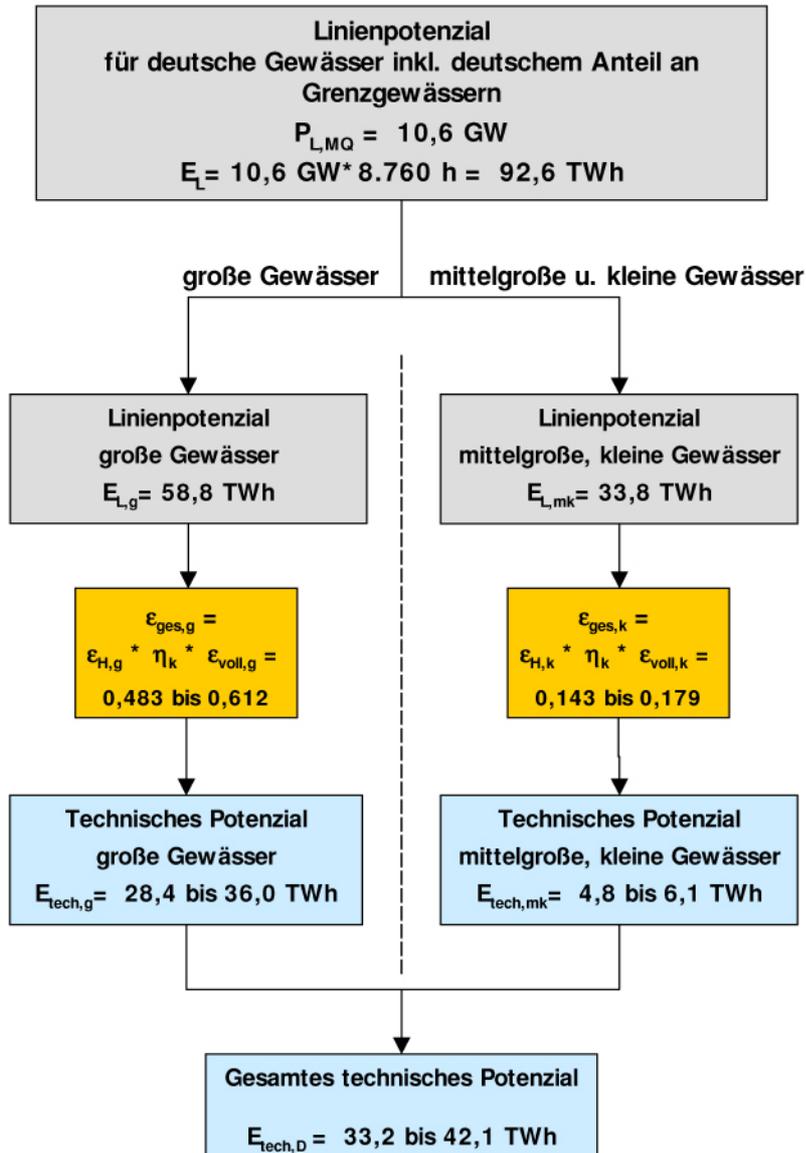


Abb. 5-7: Die Ermittlung des technischen Wasserkraftpotentials aus dem

Abb. 5-7 zeigt:

Bei großen Gewässern kann das technische Potential auch bei einem Vollausbau der Gewässer in Staffelbauweise (Abb. 4-2) maximal 61% des Linienpotentials betragen.

Das technische Potential mittelgroßer und kleiner Gewässer erreicht bei sehr hohem Ausbau maximal 18% des Linienpotentials.

*Ermittlung des technischen Wasserkraftpotentials
in Deutschland*

Linienpotential

Ermittlung des technischen Wasserkraftpotentials
in Deutschland

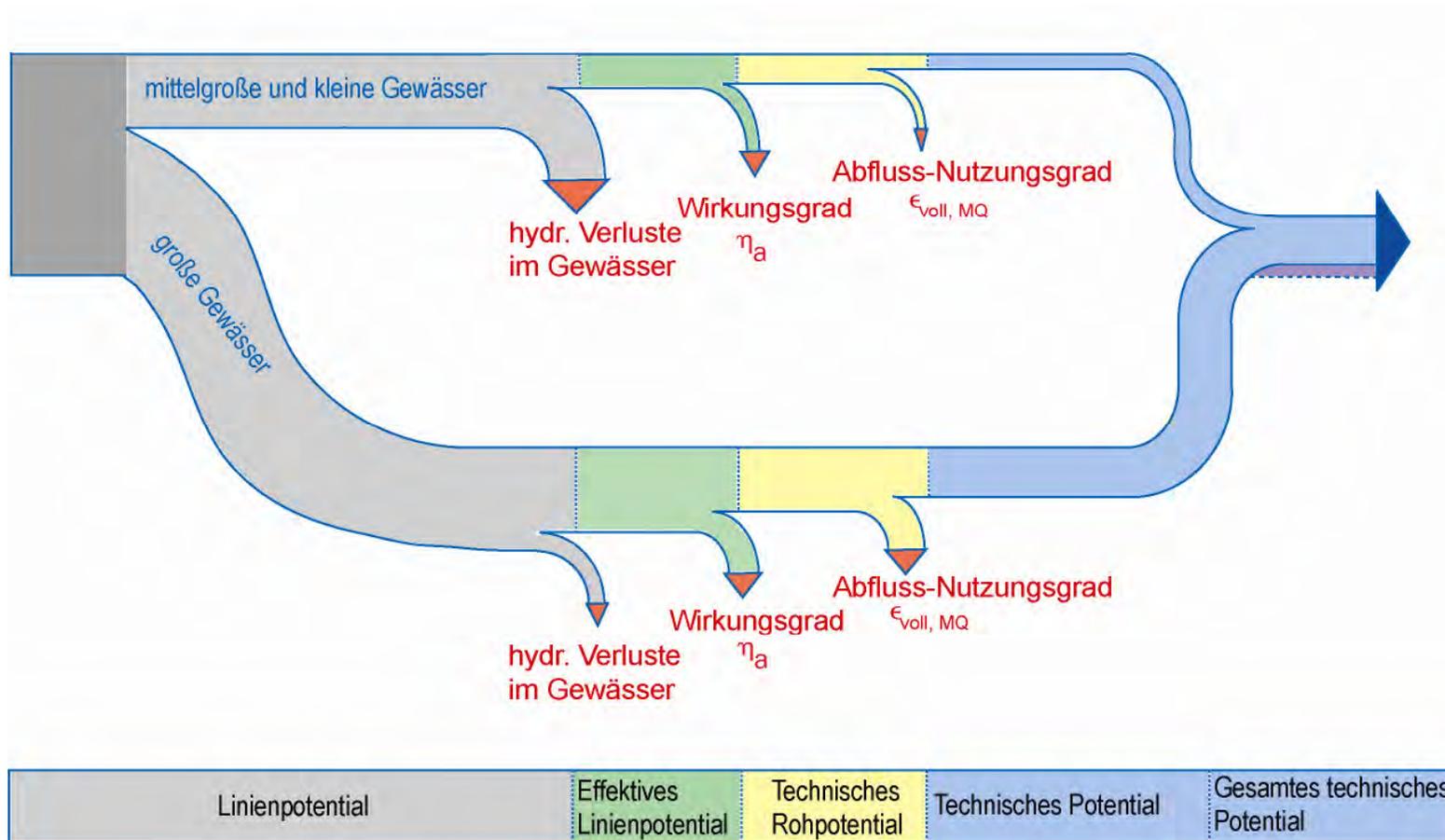


Abb. 5-8: Vom Linienpotential zum gesamten technischen Wasserkraftpotential

6

Das zusätzliche technische Wasserkraftpotential in Deutschland

Das technische Potential wurde für ganz Deutschland für die großen, mittelgroßen und kleinen Gewässer ermittelt zu (Abb. 5-6):

$$E_{\text{tech}} = 33,2 \text{ bis } 42,1 \text{ TWh.}$$

Das Potential großer Grenzflüsse wie z.B. Rhein und Inn ist hierin nur anteilig enthalten. Der Wert wurde ermittelt unter der Annahme, dass die 25 großen Flüsse vollständig eingestaut und genutzt werden (d.h. dort sind keine frei fließenden Strecken mehr vorhanden) und die mittelgroßen und kleinen Gewässer sind vergleichsweise stark ausgebaut sind.

Frühere Studien (vgl. Tab. 2-3), die auf dem jeweils aktuellen Wasserkraftbestand und auf bekannten Planungen basieren, beziffern das technische Potential auf etwa 22 bis 32 TWh. Diese Prognosen liegen an der unteren Grenze des in der vorliegenden Untersuchung ermittelten technischen Potentials.

6.1

Das zusätzliche technische Potential für WKA mit $P \geq 1 \text{ MW}$

Bei der Ermittlung des Zubaupotentials großer WKA wurden zwei Wege verfolgt.

- Die einzelnen Standorte bestehender großer WKA wurden, wo das möglich war individuell bzgl. des Zubaupotentials untersucht.
- Zusätzlich wurde das technische Zubaupotential der 25 großen Flüsse ermittelt, an denen der überwiegende Teil der großen WKA liegt (Kap. 6.1.9).

6.1.1

Das Zubaupotential der großen Flüsse gemäß Standort-Methode

Das zusätzliche technische Potential für Wasserkraftanlagen mit einer Leistung $P \geq 1$ MW wurde mit Hilfe der Standort-Methode ermittelt (Kap. 4.3). Dabei wurde das Potential durch die Modernisierung und den Ausbau bestehender Kraftwerke berücksichtigt.

Für die an Grenzflüssen gelegenen Kraftwerke erfolgte die Berücksichtigung des Potentials nur entsprechend der nach Deutschland eingespeisten Energiemenge.

Bei allen Ausleitungskraftwerken wurde das ausbaubare Potential ohne die Berücksichtigung der Abgabe eines Mindestabfluss (Q_{\min}) berechnet, da dieser nur vereinzelte bekannt ist. Daher erfolgt eine grundsätzliche Abschätzung des Potentialverlustes durch die Abgabe eines Mindestabfluss in Kap. 6.1.5.

Nicht berücksichtigt wurde das Potential durch Erhöhung des Stauzieles, da hierzu eine detaillierte Betrachtung der Verhältnisse vor Ort jeder einzelnen Anlage notwendig wäre. Eine grobe Abschätzung dazu wird in Kap. 6.1.6 angegeben.

6.1.2

Potential durch Erhöhung des Anlagenwirkungsgrades

Das Potential durch Erhöhung des Anlagenwirkungsgrades wird entsprechend Kap. 4.3.4 ermittelt. Der Anlagenwirkungsgrad für die verbesserten Anlagen wird hier mit $\eta_{\text{soll}}=0,85$ angenommen. Dieser angenommene Wert entspricht einem mittleren Wirkungsgrad, der sich über den gesamten Betriebsbereich der Anlage ergibt. Er entspricht dem heutigen Standard von Turbinen und Generatoren bei größeren Anlagen. Unter der Annahme, dass die größeren Anlagen in der Regel mehrere Turbinen besitzen und eine entsprechende Einsatzoptimierung der einzelnen Turbinen vorgenommen wird, kann dieser Wert sogar deutlich überschritten werden. Er stellt also eine eher konservative Annahme dar. Tab. 6-1 zeigt das ermittelte zusätzliche Potential (ΔE_{η}) sowie dessen Anteil am gesamten zusätzlich gewinnbaren Regelarbeitsvermögen durch Erhöhung des Anlagenwirkungsgrades für die einzelnen Bundesländer.

In Bayern ist das zusätzlich gewinnbare Regelarbeitsvermögen mit 667 GWh am größten. Es folgt trotz des geringeren momentanen Regelarbeitsvermögens Rheinland-Pfalz mit 279 GWh vor Baden-Württemberg mit 73 GWh. Das geringste zusätzlich gewinnbare Regelarbeitsvermögen weist das Bundesland Brandenburg mit 0,1 GWh auf. In der Summe ergibt sich für Deutschland durch Erhöhung des Anlagenwirkungsgrades ein zusätzlich gewinnbares Regelarbeitsvermögen von etwa 1.120 GWh, was einer Erhöhung gegenüber dem bereits genutzten Potential um 6,4 % entspricht. Dieses Verbesserungspotential ist begrenzt, da die größeren Wasserkraftanlagen im Allgemeinen schon einen recht hohen Wirkungsgrad besitzen und sich auf einem hohen technischen Standard befinden.

Tab. 6-1: Technisches Potential durch Erhöhung des Anlagenwirkungsgrades bestehender Wasserkraftanlagen $P \geq 1$ MW

Bundesland	Anzahl Wasserkraftanlagen	Regelarbeitsvermögen E_a [GWh]	Ausbaubares Regelarbeitsvermögen ΔE_η [GWh]	Anteil [%]
BY	219	11.388,6	667,3	59,51
BW	67	4.072,9	72,9	6,50
NW	41	328,3	41,1	3,66
RP	24	973,2	279,5	24,92
NI	15	265,5	34,1	3,04
SN	11	74,9	9,8	0,88
HE	11	225,1	9,4	0,84
TH	6	34,6	3,1	0,27
ST	4	23,1	1,9	0,17
SL	4	74,3	0,9	0,08
SH	2	5,0	0,5	0,05
MV	1	2,2	0,7	0,06
BB	1	4,1	0,1	0,01
Summe	406	17.471,8	1.121,3	
		$\approx 17,5$ TWh	$\approx 1,12$ TWh	

6.1.3

Potential durch Erhöhung des Ausbaugrades

Es zeigt sich, dass der Ausbaugrad vor allem älterer Anlagen deutlich unter dem heute üblichen Ausbaugrad liegt. Eine Erhöhung des Ausbaugrades stellt also eine weitere mögliche Erhöhung der Energieausbeute einer Anlage dar. Die Erhöhung des Ausbaugrades einer Anlage kann zum einen durch eine Erhöhung des Schluckvermögens der vorhandenen Turbinen erfolgen. Dies kann in einem gewissen Rahmen durch eine entsprechend angepasste Laufradgeometrie erfolgen. Größere Durchflusssteigerungen können nur durch den Einbau einer zusätzlichen Turbine realisiert werden, wie zum Beispiel am Kraftwerk Iffezheim am Oberrhein, wo zurzeit eine 5. Turbine installiert wird. Das Potential durch Erhöhung des Ausbaugrades wurde entsprechend Kap. 4.3.5 ermittelt. Als Wirkungsgrad für die Turbine zur Nutzung des zusätzlichen Durchflusses wurde $\eta_{\text{soll}}=0,85$ angenommen, die Anzahl der Überschreitungstage des ausgebauten Kraftwerkes wurde mit $t_{\text{soll}}=60$ Tagen angesetzt. Tab. 6-2 zeigt das ermittelte Ausbaupotential ΔE_Q sowie dessen Anteil am

Das zusätzliche technische Wasserkraftpotential in Deutschland

gesamten ausbaubaren Regelarbeitsvermögen anhand Erhöhung des Ausbaugrades für die einzelnen Bundesländer.

Tab. 6-2: Technisches Potential durch Erhöhung des Ausbaugrades bestehender Wasserkraftanlagen P 1 MW

Bundesland	Anzahl Wasserkraftanlagen	Regelarbeitsvermögen E _a [GWh]	Ausbaubares Regelarbeitsvermögen E _Q [GWh]	Anteil [%]
BY	219	11.388,6	704,0	49,29
BW	67	4.072,9	498,6	34,91
NW	41	328,3	10,1	0,71
RP	24	973,2	89,0	6,23
NI	15	265,5	65,0	4,55
SN	11	74,9	4,5	0,32
HE	11	225,1	27,2	1,91
TH	6	34,6	0,8	0,05
ST	4	23,1	10,5	0,73
SL	4	74,3	18,1	1,26
SH	2	5,0	0,3	0,02
MV	1	2,2	0,2	0,01
BB	1	4,1	0,0	0,00
Summe	406	17.471,8	1.428,3	
		≈17,5 TWh	≈1,43 TWh	

Die größte zusätzlich gewinnbare Arbeit ist mit 704 GWh in Bayern verfügbar. Es folgen mit 499 GWh Baden-Württemberg und mit 89 GWh Rheinland-Pfalz. In Brandenburg ist kein zusätzlicher Energiegewinn durch Erhöhung des Ausbaugrades möglich. Insgesamt kann man davon ausgehen, dass durch eine Erhöhung des Ausbaugrades eine Steigerung des Regelarbeitsvermögens um 1.428 GWh realisierbar ist, was einer Zunahme der Energie um ca. 8,2% entspricht.

6.1.4 Gesamtpotential für große Gewässer

Tab. 6-3 zeigt das Gesamtpotential, also das bisher genutzte Potential und die Summe aus Potential durch Erhöhung des Anlagenwirkungsgrades und des Ausbaugrades, sowie den Anteil am ausbaubaren Gesamtpotential für die einzelnen Bundesländer. Mit 1.371 GWh ist das zusätzliche technische Potential in Bayern am

Das zusätzliche technische Wasserkraftpotential in Deutschland

höchsten, es folgen Baden-Württemberg mit 572 GWh und Rheinland-Pfalz mit 368 GWh. Mehr als 90 % des ausbaubaren Potentials stehen in diesen drei Bundesländern zur Verfügung. Für die Bundesrepublik Deutschland beträgt das berechnete zusätzliche technische Potential 2.550 GWh, im Vergleich zum derzeitigen Stand bedeutet dies eine Erhöhung der durch Laufwasserkraft gewonnenen Energie um fast 15 %. Die Umsetzung dieses Potentials kann alleine durch Maßnahmen an vorhandenen Standorten erfolgen.

Tab. 6-3: Technisches Potential bestehender Wasserkraftanlagen $P \geq 1$ MW

Bundesland	Anzahl Wasserkraftanlagen	Regelarbeitsvermögen E_a [GWh]	Ausbaubares Regelarbeitsvermögen ΔE [GWh]	Anteil [%]
BY	219	11.388,6	1.371,3	53,78
BW	67	4.072,9	571,5	22,42
NW	41	328,3	51,2	2,01
RP	24	973,2	368,5	14,45
NI	15	265,5	99,1	3,89
SN	11	74,9	14,4	0,56
HE	11	225,1	36,6	1,44
TH	6	34,6	3,8	0,15
ST	4	23,1	12,4	0,49
SL	4	74,3	19,0	0,74
SH	2	5,0	0,9	0,03
MV	1	2,2	0,9	0,03
BB	1	4,1	0,1	0,00
Summe	406	17.471,8	2.549,6	
		$\approx 17,5$ TWh	$\approx 2,55$ TWh	

Der Großteil des verfügbaren Potentials konzentriert sich dabei auf neun große Flüsse, die wie in Kap. 3.2 bereits gezeigt auch den Großteil der bisher gewonnenen Arbeit stellen. An Rhein, Donau und Mosel beträgt das Potential durch Erhöhung des Anlagenwirkungsgrades und des Ausbaugrades fast 1.000 GWh, weitere 1.000 GWh sind an Inn, Isar, Neckar, Main, Iller und Lech zu gewinnen. In der Summe sind an diesen Flüssen fast 80 % des Gesamtpotentials lokalisiert.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass durch eine konsequente Erhöhung des Anlagenwirkungsgrades und des Ausbaugrades eine Erhöhung der Energieausbeute bei Anlagen größer 1 MW von ca. 2.500 GWh realisierbar ist. Die durch Anlagenverbesserungen zusätzlich generierbaren Potenziale von 1.120 GWh haben

keinen negativen Einfluss auf die Gewässerökologie. Bei der Erhöhung des Ausbaugrades sind die Auswirkungen auf den Fischeaufstieg (Auffindbarkeit des Einstiegs einer FAA) und den Fischabstieg/Fischschutz zu untersuchen und ggf. zu kompensieren. An Ausleitungskraftwerken müssen die Auswirkungen auf das Mutterbett untersucht werden. Hier kann der Einsatz von Dotierturbinen am Wehr sinnvoll sein. Ein Teil des erforderlichen Mindestabflusses kann so trotzdem energetisch genutzt werden. Eine Realisierung der beschriebenen besseren Potentialnutzung ist grundsätzlich anzustreben.

6.1.5

Verlust durch Abgabe ökologischer Abflüsse

Mindestabfluss

Durch die besondere Form von Ausleitungskraftwerken ist oft ein Mindestabfluss vorgeschrieben. Ein Teil des Abflusses muss in das ursprüngliche Flussbett abgegeben und kann nicht durch die Turbinen genutzt werden. Die Abschätzung des Potentialverlustes durch einen Mindestabfluss erfolgte für alle in dieser Studie detektierten Ausleitungskraftwerke (Anzahl: 98). Dabei wurde nur der bei der Ermittlung des Potentials durch Erhöhung des Ausbaugrades verwendete zusätzliche Durchfluss Q_z berücksichtigt, da der Nenndurchfluss des Kraftwerkes bereits unter Berücksichtigung des Mindestabflusses angegeben ist.

Eine genaue Analyse des Mindestabflusses und der damit verbundenen Reduktion der Energieausbeute konnte nicht vorgenommen werden, da die detaillierten Daten dafür nicht zur Verfügung stehen. Deshalb wurde pauschal der Mindestabfluss zu 10 % des ermittelten zusätzlichen Durchflusses definiert. Der dadurch berechnete Potentialverlust ist mit etwa 60 GWh im Vergleich zum Gesamtpotential von 2.550 GWh sehr gering (2,35 %).

Der Potentialverlust verringert sich weiter, wenn auch der oft über ein Wehr in das ursprüngliche Flussbett abgegebene Mindestabfluss beispielsweise durch eine Dotierturbine energetisch genutzt wird. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die zur Verfügung stehende Fallhöhe üblicherweise geringer als die Fallhöhe des Kraftwerkes ist. Da hierzu ebenfalls keine Daten zur Verfügung stehen wurde angenommen, dass noch 20 bis 50 % der Fallhöhe für die Dotierturbine zur Verfügung stehen. Der damit verbleibende Potentialverlust beträgt 48 bis 30 GWh (1,9 bis 1,2 %).

Nach DWA (2010) sollte die Leitströmung von Fischeaufstiegsanlagen bei großen Wasserkraftanlagen ca. 1 % des Turbinendurchflusses betragen. Teilweise kann dieser Abflussanteil durch kleine Turbinen genutzt werden. Der entstehende Potentialverlust kann daher mit 1 % des Gesamtpotentials abgeschätzt werden und ist durch die konservative Annahme des Anlagenwirkungsgrades zu $\eta_a=0,85$ berücksichtigt. Sind die Fischeaufstiegsanlagen an den Wehren von Ausleitungskraftwerken

installiert, kann der Abfluss der Fischaufstiegsanlage dem Mindestabfluss zugeschrieben werden, wodurch sich der Potentialverlust verringern würde.

6.1.6

Leistungserhöhung durch Stauerhöhung

Eine Anlagenleistung und damit die Jahresarbeit kann durch eine Stauerhöhung verbessert werden. Die topografischen und technischen Möglichkeiten für eine Stauerhöhung sowie deren ökologische Auswirkungen müssen von Anlage zu Anlage genau geprüft werden. Eine detaillierte Untersuchung dazu war im Rahmen dieser Studie nicht möglich. Neben vielen weiteren Restriktionen wie z.B. Hochwasserschutz, Infrastruktur ist in diesem Zusammenhang auch die Beachtung noch vorhandener, natürlicher Gegebenheiten wie z.B. Auwaldbestände wichtig, da durch zu hohen Einstau Lebensraum verloren gehen kann und sich die Standortbedingungen für die Auenarten ungünstig verändern können.

Eine Analyse der für die Wasserkraft in Deutschland bedeutendsten Flüsse und Flussabschnitte zeigt, dass ausgehend von einer Stauwurzelschiebung um 1 km eine Stauzielerhöhung von ca. 10 bis 20 % der Fallhöhe realisiert werden kann. An der Donau folgt beispielsweise aus der durchschnittlichen Fallhöhe der Kraftwerke von 6 m und einem mittleren Gefälle von 0,7 m/km eine mittlere Stauzielerhöhung um 0,7 m. Dies entspricht 12 % der durchschnittlichen Fallhöhe der Kraftwerke im deutschen Teil der Donau. Bei einer Stauzielerhöhung um 10 bis 20 % erreicht man entsprechend auch eine Erhöhung der Jahresarbeit um 10 bis 20 %.

Die Realisierung einer Stauerhöhung kann erfahrungsgemäß aber sicherlich nur für ca. 5 bis 10 % der großen und auch der kleinen Anlagen realisiert werden. Entsprechend würde sich die Energieausbeute insgesamt um 0,5 bis 2 % steigern lassen.

6.1.7

Umsetzung des Potentials aus technisch-ökonomischer Sicht

Die Realisierung der beschriebenen zusätzlichen technischen Potentiale hängt wesentlich von den technischen und ökonomischen Randbedingungen ab. Sie kann in vier Bereiche eingeteilt werden:

1. Geringer Aufwand

Mit relativ kleinem Aufwand kann eine einfache Revision der Anlage durchgeführt werden, die bei vielen älteren Anlagen ohnehin durchgeführt werden muss. Als Revision ist eine systematische, vorbeugende Wartung der Anlage zu bezeichnen, die Reinigung, Austausch von Verschleißteilen, Schmierprogramme und Ähnliches ein-

Das zusätzliche technische Wasserkraftpotential in Deutschland

schließt. Dadurch ist vor allem bei älteren Anlagen eine Wirkungsgraderhöhung um 1 bis 2 % zu erwarten. Wird neben der einfachen Revision zusätzlich das Betriebsverhalten der Anlage durch neue Regelkonzepte optimiert oder werden andere Anpassungen der Anlage durchgeführt, ist zusätzlich mit einer Erhöhung des Schluckvermögens der Turbine von etwa 2 bis 3 % zu rechnen.

2. Niedriger Aufwand

Eine weitere Möglichkeit der Steigerung des Anlagenwirkungsgrades und des Ausbaugrades ist der Austausch des Laufrades. Hierbei muss unterschieden werden, ob der Generator der Turbine gegenüber dem jetzigen Laufrad eine Leistungsreserve aufweist. Ist dies der Fall, kann insbesondere bei älteren Anlagen eine weitere Wirkungsgraderhöhung um 1 bis 2 % und eine Erhöhung des Schluckvermögens um 4 bis 8 % durch das neue Turbinenlaufrad erreicht werden. Eine solche Maßnahme ist vor allem bei älteren Anlagen angebracht, bei denen ohnehin ein baldiger Austausch des Laufrades wegen Verschleiß notwendig ist. Eine Leistungserhöhung durch Erhöhung des Schluckvermögens ist dann bei nur niedrigen Mehrkosten erreichbar.

3. Mittlerer Aufwand

Der Aufwand erhöht sich, wenn der Generator keine Leistungsreserve aufweist und neben dem Laufrad ebenfalls erneuert werden muss. Durch die Kombination eines neuen Laufrades und eines neuen Generators kann sich der Wirkungsgrad um 2 bis 3 % und das Schluckvermögen um 5 bis 10 % erhöhen.

4. Hoher Aufwand

Soll der Ausbaugrad um mehr als 10 % des Turbinendurchflusses erhöht werden, ist oft die Installation einer Zusatzturbinen oder der Ersatz einer Maschine durch eine größere Maschine notwendig, was mit dem höchsten Aufwand und den höchsten Kosten verbunden ist. Positiv kann sich hier beispielsweise der Einsatz der zusätzlichen Maschine als Dotierturbine für einen Fischpass auswirken, um die Abflussverluste des Fischpasses zu verringern. Ebenso kann durch den Ersatz einer einfach regulierten Maschine durch eine doppelt regulierte Maschine das Teillastverhalten der Anlage entscheidend verbessert werden.

Da die entsprechenden Daten für die einzelnen Kraftwerke bzw. für die einzelnen Turbinen nicht vorlagen, konnte keine genaue Untersuchung der einzelnen Anlagen durchgeführt werden. Eine Bezifferung des ökonomischen Aufwandes konnte im

Das zusätzliche technische Wasserkraftpotential in Deutschland

Rahmen dieser Studie aufgrund der von Anlage zu Anlage stark schwankenden Kosten nicht erfolgen.

Kategorisiert man aber die Anlagen nach einer möglichen Erhöhung des Schluckvermögens (vgl. Tab. 6-4), so erkennt man, dass eine Steigerung des Regelarbeitsvermögens um 78 GWh mit geringem ökonomischem Aufwand realisierbar ist. Eine Steigerung um 156 GWh ist mit niedrigem bzw. mittlerem Aufwand machbar, je nachdem ob nur das Laufrad oder auch der Generator ausgetauscht werden muss. Für die Erhöhung um bis zu 1.428 GWh muss eine zusätzliche Turbine realisiert werden. Dies erfordert große Baumaßnahmen und ist deshalb mit einem hohen Aufwand verbunden.

Tab. 6-4: Abschätzung des ökonomischen Aufwands und des zusätzlich gewinnbaren Regelarbeitsvermögens bei Erhöhung der Schluckmenge

Erhöhung der Schluckmenge	Abschätzung des Aufwands	Abschätzung des zusätzlich gewinnbaren Regelarbeitsvermögens [GWh]
< 3%	gering	78
< 6%	niedrig bzw. mittel	156
>10%	hoch	bis zu 1.428

6.1.8

Derzeit nicht genutzte Standorte

Der Neubau von Laufwasserkraftanlagen kann sowohl an frei fließenden Flussstrecken als auch an bestehenden Querbauwerken erfolgen. Der Eingriff in die bestehenden Gegebenheiten des Flusses ist dabei bei Neubauten an bestehenden Querbauwerken als geringer einzuschätzen. Es ist jedoch davon auszugehen, dass die meisten existierenden Querbauwerke, die ein Leistungspotential von über 1 MW aufweisen, bereits mit einem Kraftwerk ausgestattet sind. Nach einer Studie aus dem Jahre 2009 können in Bayern noch 94,2 GWh durch den Bau von Anlagen an sieben bereits bestehenden Querbauwerken gewonnen werden (EON, BEW, 2009). Der Neubau von Anlagen größer 1 MW an bestehenden Querbauwerken in den anderen Bundesländern ist dagegen als sehr gering einzuschätzen. Man kann also maximal von einem Zubau an bestehenden Querbauwerken von

$$E_{\text{QBW,g}} = 100 \text{ bis } 120 \text{ GWh ausgehen.}$$

Der überwiegende Teil der potentiell für große Wasserkraftanlagen geeigneten Gewässer ist bereits ausgebaut. Dennoch existieren noch frei fließende Gewässerab-

Das zusätzliche technische Wasserkraftpotential in Deutschland

schnitte, an denen eine Nutzung grundsätzlich möglich erscheint und wo der Energiegewinn durch Neubauten sehr hoch wäre:

- Die im Jahr 2009 in Bayern durchgeführte Studie ermittelte acht zusätzliche Standorte für einen Neubau von Wasserkraftanlagen. Die gewinnbare Jahresarbeit wurde zu 247,2 GWh abgeschätzt (EON, BEW, 2009).
- Auch am Rhein unterhalb des Kraftwerkes Iffezheim bestehen vier potentielle Standorte für Neubauten, die jedoch zur Zeit nicht als genehmigungsfähig angesehen werden. Eine grobe Abschätzung ergibt hier ein zusätzlich ausbaubares Potential von 1.850 GWh.

Im Rahmen dieser Studie ist eine Bewertung dieser Neubaumaßnahmen nicht möglich. Dazu ist eine detaillierte Einzelfallbetrachtung erforderlich.

Die erwähnten Gewässerstrecken am Rhein werden innerhalb der Studie als Teil der frei fließenden Strecken betrachtet, an denen eine Nutzung heute insbesondere vor dem Hintergrund des innerhalb der EG-WRRL genannten Verschlechterungsvermeidungsgebots nicht realisierbar erscheint.

6.1.9

Das aus dem Linienpotential ermittelte Zubaupotential der großen Flüsse

Das technische Potential großer Flüsse wurde ermittelt zu (Abb. 5-6)

$$E_{\text{tech,g}} = 28,4 \text{ bis } 36,0 \text{ TWh.}$$

Wird das Regelarbeitsvermögen bestehender großer Wasserkraftanlagen mit

$$E_a (P \geq 1 \text{ MW}) = 17,5 \text{ TWh.}$$

hiervon subtrahiert, ergibt sich mit Hilfe des Linienpotentials ein technisches Zubaupotential an großen Gewässern von

$$E_{\text{tech,zus,g}} = 10,9 \text{ bis } 18,5 \text{ TWh.}$$

Das zusätzliche technische Wasserkraftpotential in Deutschland

Dieses Potential beträgt ein Vielfaches des Zubaupotentials, das mit der Standort-Methode für vorhandenen WKA und großen Stauanlagen ohne WKA ermittelt wurde. Inwieweit ein Anteil dieses technischen Zubaupotentials realisierbar ist, wird in Kap. 7 abgeschätzt.

6.2

Das zusätzliche technische Potential für WKA mit $P < 1$ MW

Eine Abschätzung für diese Anlagenklasse mit der Standortmethode war aufgrund der Datenlage nicht durchführbar. Das Zubaupotential wurde daher ausgehend von der in Abb. 5-6 dargestellten Analyse für mittelgroße und kleine Gewässer abgeleitet.

Das durch bestehende Wasserkraftanlagen mit $P < 1$ MW genutzte Potential beträgt

$$E_a(P < 1 \text{ MW}) = 2,8 \text{ TWh.}$$

Es wird angenommen, dass sich diese Anlagen weitgehend in mittelgroßen und kleinen Gewässern befinden. Diese Gewässerklasse stellt auch den natürlichen Zufluss der Pumpspeicherkraftwerke bereit. Dort wird im langjährigen Mittel eine erneuerbare Jahresarbeit erzeugt von

$$E_a(\text{PM}) = 0,6 \text{ TWh.}$$

Bei einem technischen Gesamtpotential der mittelgroßen und kleinen Gewässer von 4,8 bis 6,1 TWh, das theoretisch genutzt werden kann, verbleibt somit ein Zubaupotential von

$$E_{\text{tech,zus,mk}} = 4,8 \text{ bis } 6,1 - 3,4 \text{ TWh} = 1,4 \text{ bis } 2,7 \text{ TWh.}$$

6.3

Das gesamte technische Zubaupotential

Das technische Zubaupotential ist die Energiemenge, die unter Beachtung rein technischer Rahmenbedingungen zusätzlich aus Wasserkraft gewonnen werden könnte.

Das gesamte technische Potential, das sich aus dem Linienpotential unter den getroffenen Annahmen ergibt, beträgt

$$E_{\text{tech,ges}} = 33,2 \text{ bis } 42,1 \text{ TWh}$$

Die erzeugte Jahresarbeit aus Wasserkraft wurde ermittelt zu (Tab. 3-11)

$$E_{\text{a,vorh}} = 20,9 \text{ TWh.}$$

Damit ergibt sich auf der Basis des Linienpotential ein maximales technisches Zubaupotential von

$$E_{\text{tech,ges,zus}} = 12,3 \text{ bis } 21,2 \text{ TWh.}$$

Die Untersuchung erfolgte differenziert für große sowie kleine und mittelgroße Gewässer. Die Ergebnisse sind in Tab. 6-5 zusammengefasst.

- Für die großen Gewässer wurde aus dem Linienpotential ein zusätzliches technisches Potential von 10,9 bis 18,5 TWh ermittelt. Demgegenüber ergab die Standort-Methode, dass durch Verbesserung des Anlagenwirkungsgrads und durch Erhöhung des Ausbaudurchflusses an bestehenden Anlagen das technische Potential um 2,55 TWh gesteigert werden kann (Kap. 6.1.3). Werden darüber hinaus Stauanlagen betrachtet, an denen bisher keine Wasserkraftnutzung stattfand und WKA der Leistung ≥ 1 MW installiert werden könnten, ergibt sich eine weitere Potentialerhöhung von etwa 0,1 bis 0,12 TWh (Kap. 6.1.7) auf ca. 2,65 TWh.

Das anhand der Standort-Methode ermittelte zusätzliche technische Potential für große WKA ist mit 2,65 TWh kleiner als das mit der Linienpotential-Methode ermittelte, denn letzteres wurde mit einem übergreifenden Staffelausbau an den großen Gewässern berechnet ($\epsilon_H > 0,8$), der voraussichtlich nicht durchgängig realisierbar ist. Die Linienpotential-Methode zeigt damit die Obergrenze für das technische Potential auf.

- Für mittelgroße bis kleine Gewässer konnte das technische Zubaupotential nur aus dem Linienpotential abgeleitet werden. Es beträgt 1,4 bis 2,7 TWh/a.

Das zusätzliche technische Wasserkraftpotential in Deutschland

Tab. 6-5: Technisches Potential, erzeugte Jahresarbeit und theoretisches technisches Zubaupotential der Wasserkraft in Deutschland

	Techn. Potential aus Linienpotential [TWh]	Erzeugte Jahresarbeit 2007 [TWh]	Zusätzliches Techn. Potential aus Linienpotential [TWh]	Zusätzliches Techn. Potential aus Standort-Methode [TWh]
Große Flüsse, WKA \geq 1 MW	28,4 bis 36,0	17,5	10,9 bis 18,5	2,55 ¹⁾ 0,1 ²⁾
Kleine und mittelgroße Gewässer, WKA < 1 MW	4,8 bis 6,1	2,8	1,4 bis 2,7	Keine Ermittlung durch Standort-Methode
Pumpspeicher PM ³⁾		0,6		
Gesamt	33,2 bis 42,1	20,9	12,3 bis 21,2	

1) Durch Erhöhung des Wirkungsgrades und des Ausbaudurchfluss, ohne Stauerhöhung;

2) Neue WKA n vorhandenen Querbauwerken großer Gewässer, die bisher nicht genutzt wurden;

3) Erzeugung der Pumpspeicherkraftwerke durch natürlichen Zufluss

7

Das realisierbare zusätzliche Wasserkraftpotential in Deutschland

Im vorhergehenden Kapitel wurde das gesamte technische Wasserkraftpotential, das theoretisch zusätzlich genutzt werden könnte, für große Gewässer sowie für mittelgroße und kleine Gewässer ermittelt. Darüber hinaus wurde für existierende Standorte großer WKA und großer ungenutzter Stauanlagen das Zubaupotential bestimmt.

Um daraus das realisierbare Ausbaupotential abzuleiten, müssen die Randbedingungen für die Ausweitung der Nutzung benannt und in die Betrachtung mit einbezogen werden.

Abb. 3-4 zeigt, dass in zahlreichen, insbesondere großen Flüssen der Ausbau der Wasserkraftnutzung weit fortgeschritten ist. An diesen Gewässern konnte bereits aufgrund günstiger hydromorphologischer Gegebenheiten das technische Potential unter wirtschaftlichen Rahmenbedingungen erschlossen werden.

Das zusätzlich realisierbare Wasserkraftpotential hängt von verschiedenen Faktoren ab.

- So müssen bei einem weiteren Ausbau **unterschiedliche Nutzungsansprüche** berücksichtigt werden wie z.B.
 - Besiedlung,
 - Infrastruktur,
 - Schiffsverkehr,
 - Hochwasserschutz,
 - Grundwasserhaltung,
 - Land- und Forstwirtschaft,
 - Denkmalschutz.
- Eine entscheidende Rolle spielt dabei auch die **ökonomische Realisierbarkeit**.

Die ökonomische Realisierbarkeit kann nur über eine detaillierten Standortuntersuchung erfasst werden, wobei die Renditeerwartung der Investoren und die künftige Entwicklung der Stromtarife nur schwerlich beurteilt werden können. Entsprechende Abschätzungen konnten überschlägig vorgenommen werden.

- **Ökologie**

Die negativen Auswirkungen von Gewässerausbau und –aufstau, sowie der Unterbrechung der Durchgängigkeit führten im Laufe der letzten Jahrzehnte zu einer immer stärkeren Beachtung der ökologischen Folgen des weiteren Ausbaus der Wasserkraftnutzung. Der Gesetzgeber hat diesen Tatbestand in verschiedenen europäischen und nationalen Gesetzen und Verordnungen Rechnung getragen (vgl. Kap. 7.1).

Die beschriebenen Einflussfaktoren können nur nach einer Standortanalyse detailliert ausgewertet werden. Daher kann für die Realisierbarkeit des zusätzlichen technischen Potentials nur eine Einschätzung gegeben werden.

Die Betrachtung des Ausbaugrades der Wasserkraftnutzung an unterschiedlich stark ausgebauten Gewässern soll weitere Hinweise auf das realisierbare Wasserkraftpotential geben (Kap. 7.1.3).

7.1

Restriktionen für die Wasserkraftnutzung

Ökologische Fragestellungen spielen in Genehmigungsverfahren für Wasserkraftanlagen eine wichtige Rolle. Es wurde untersucht inwieweit ökologische Einschränkungen quantitativ in die Betrachtung des realisierbaren Ausbaupotentials einbezogen werden können.

7.1.1

EG-Wasserrahmenrichtlinie und Gewässerstruktur

Die Bundesländer haben die Fließgewässer in ihren Flussgebietseinheiten dahingehend bewertet, ob der gute Zustand/ Potenzial der Gewässer bis zum Jahr 2015 erreicht werden kann. Es hat sich gezeigt, dass weniger als 10 % der Wasserkörper dieses Ziel erreichen würden, wenn keine weiteren Verbesserungsmaßnahmen an den Flüssen durchgeführt werden. Als häufigste Ursachen der Zielverfehlung sind neben Nähr- und Schadstoffbelastungen die morphologischen Beeinträchtigungen der Gewässerstrukturen und die zahlreichen Querbauwerke in den Fließgewässern zu nennen. Unterstützt wird diese Einschätzung durch den hohen Prozentsatz an Gewässerabschnitten, die aufgrund ihrer intensiven Nutzung und der gewässer-

strukturellen Defizite als erheblich verändert (heavily modified water bodies, HMWB) ausgewiesen wurden.

Um eine Aussage zu dem noch ökologisch-verträglich erschließbaren Wasserkraftpotenzial treffen zu können, würde sich im Hinblick auf die Zielerreichung der EG-WRRL die Frage stellen, welcher Grad der Nutzung im jeweiligen Wasserkörper nicht zu einer Verfehlung des jeweiligen Umweltziels führt und wie groß das noch zu erschließende Potenzial wäre.

Eine Analyse der Wasserkörper bezogenen Bewertung der Bundesländer bzgl. der HMWB-Abschnitte als auch der bundesweit vorliegenden Strukturgütekartierung erbrachte dahingehend keinen Aufschluss (vgl. Berichtsteil *Materialien*, Abschnitt K).

Nach Einschätzung der Bundesländer resultieren die hauptsächlichen Beeinträchtigungen der Hydromorphologie der Fließgewässer aus der landwirtschaftlichen Nutzung, dem Hochwasserschutz, der Urbanisierung, der Schiffbarmachung und der Wasserkraftnutzung. Diese Aussage unterstreicht, dass die hydromorphologische Beeinträchtigung i.d.R. nicht monokausal auf eine Nutzung zurückzuführen ist.

Bei einem Neubau einer Wasserkraftanlage werden die physischen Veränderungen am betroffenen Oberflächenwasserkörper i.d.R. dazu führen, dass der gute ökologische Zustand nach EG-Wasserrahmenrichtlinie nicht erreicht wird oder eine Verschlechterung des Zustands des Oberflächenwasserkörpers eintritt. In beiden Fällen läge ein Verstoß gegen die EG-Wasserrahmenrichtlinie vor, wenn keine Rechtfertigungsgründe vorgebracht werden können.

In der EG-WRRL werden die Bedingungen beschrieben (Artikel 4 (7)), unter denen derartige „neue Änderungen der physischen Eigenschaften“ eines Wasserkörpers nicht gegen die Richtlinie verstoßen, auch wenn die Umweltziele verfehlt werden. Die folgenden Bedingungen müssen nachweislich erfüllt sein (WRRL Artikel 4 (7) bzw. WHG § 31 (2)):

1. **a. Die** Gründe für den Neubau sind von übergeordnetem öffentlichen Interesse oder
 - b. der Nutzen des Neubaus für die Gesundheit oder Sicherheit des Menschen oder
 - c. für die nachhaltige Entwicklung

ist größer als der Nutzen, den die Erreichung der Bewirtschaftungsziele der WRRL für die Umwelt und die Allgemeinheit hat,
2. Die Ziele, die mit dem Neubau verfolgt werden, können nicht mit anderen geeigneten Maßnahmen erreicht werden, die wesentlich geringere nachteilige Auswirkungen auf die Umwelt haben, technisch durchführbar und nicht mit unverhältnismäßig hohem Aufwand verbunden sind.

3. Es werden alle praktisch geeigneten Maßnahmen ergriffen, um die nachteiligen Auswirkungen auf den Gewässerzustand zu verringern.

Über die Erfüllung der o.g. Gründe ist der Kommission zu berichten (Artikel 4 (7)). Die Ziele des Ausbaus sind alle sechs Jahre zu überprüfen.

Die Regelung des WHG unterstreicht, dass die eingangs getroffene Feststellung, dass es i.d.R. einer Einzelfallentscheidung und einer breiten gesellschaftliche orientierten Abwägung bedarf, ob ein Wasserkraftanlagenneubau erfolgen kann. Eine quantifizierbare Aussage zu dem noch erschließbaren ökologisch-verträglichen Wasserkraftpotential kann daher nicht getroffen werden.

7.1.2 NATURA-2000-Gebiete

Die Schutzgebiete, die im Rahmen des europäischen ökologischen Netzes „Natura 2000“ ausgewiesen wurden, haben eine hohe, überregionale ökologische Wertigkeit. Abhängig von der Lage eines Kraftwerkes können bei Neubau oder Erweiterung einer Wasserkraftanlage gesonderte FFH-Verträglichkeitsprüfungen erforderlich werden. Es erscheint daher sinnvoll zu untersuchen, welche Gewässerstrecken innerhalb der Schutzgebieten liegen. Grundsätzlich sind die formulierten Schutzziele der NATURA-2000-Gebiete relevant für die Beurteilung von Maßnahmen. Diese können jedoch nur bei der Standortmethode spezifisch für eine Wasserkraftanlage ausgewertet werden.

Die Lage einer WKA in einem Schutzgebiet ist für einen Neubau oder eine Erweiterung kein generelles Ausschlusskriterien, zumal bestehende, in Betrieb befindliche Wasserkraftanlagen in NATURA-2000-Gebieten oder anderen Naturschutzgebieten bzw. geschützten Biotopen liegen können und dem Schutzzweck nicht zwingend entgegen stehen müssen. Zum Teil wurden Schutzgebiete nachträglich um den direkten Einflussbereich der Wasserkraftanlagen herum definiert (Abb. 7-1).

Um den möglichen Effekt quantitativ einschätzen zu können, wurde der Anteil der Fließgewässerstrecken untersucht, die von Schutzgebieten räumlich tangiert werden (s. Abschnitt F im Berichtsteil *Materialien*).

Wird entsprechend der naturschutzfachlichen Anforderungen um die NATURA-2000-Gebiete eine Pufferzone von 300 m gelegt und werden die so eingegrenzten Flächen mit den Fließgewässern verschnitten, liegen etwa 55 % aller Gewässerstrecken in Deutschland innerhalb dieses Puffers. Das Beispiel des Lech zeigt (Abb. 7-1), dass innerhalb dieser gepufferten Strecken Wasserkraftanlagen in Betrieb sind. Es ist jedoch ohne detaillierte Untersuchung nicht möglich, dem Einflussfaktor *Naturschutz* auf den potenziellen Ausbau der Wasserkraft zu beziffern.

7.1.3

Der Anteil von Stau- und Ausleitungsstrecken an Gewässern mit Wasserkraftnutzung

Bei der Bezifferung des technischen Ausbaupotentials wurde als grundsätzliche Variable der Fallhöhennutzungsgrad ε_H angesetzt. Dieser hängt direkt mit dem Anteil an Stau- und Ausleitungsstrecken in einem Gewässer zusammen, die in der Regel eine Abweichung vom natürlichen Gewässerzustand darstellen.

Die vorliegende Untersuchung hat gezeigt, dass sich die **großen Wasserkraftanlagen** an Gewässern konzentrieren, die intensiv anthropogen überprägt sind. (vgl. Kap. 3). Häufig sind diese Fließgewässer gleichzeitig Bundeswasserstraßen. Die Gewässer sind deshalb stark ausgebaut und der ermittelte Fallhöhennutzungsgrad ist hoch (vgl. Kap. 4.1.4). Deshalb erscheint es gerechtfertigt, den Fallhöhennutzungsgrad ε_H bei der Ermittlung des technischen Ausbaupotentials für große Wasserkraftanlagen mit 0,8 bis 0,9 anzusetzen.

Das realisierbare zusätzliche Wasserkraftpotential in Deutschland



Abb. 7-1: NATURA-2000-Gebiete und Wasserkraftanlagen am Lech (Quelle: BfN)

Mittelgroße und kleine Gewässern sind dagegen durch eine weitaus geringere Nutzungsintensität geprägt. Beispielhaft sei hier erwähnt, dass an kleineren und mittelgroßen Gewässern die Zielerreichung „Guter Ökologischer Zustand“ nach EG-WRRL zwar häufig gefährdet ist, aber dennoch grundsätzlich möglich erscheint. Zudem sind bei kleineren Gewässern der durch Stau und Ausleitung geprägten Fließgewässeranteile weitaus geringer.

Vor diesem Hintergrund wurde basierend auf verschiedenen Untersuchungen und Erfahrungswerten (siehe unten) der maximale Fallhöhenutzungsgrad zur Bestimmung des Technischen Potentials für mittelgroße und kleine Wasserkraftanlagen von $\epsilon_H = 0,35$ bis $0,4$ gewählt. Es ist davon auszugehen, dass an Gewässern mit diesen Fallhöhenutzungsgraden bei allen Abflussbedingungen immer noch frei fließende Strecken zwischen zwei Standorten anzutreffen sind.

Da kein generelles Maß für die Reduktion der Nutzung des technischen Potentials auf Grund ökologischer Restriktionen formuliert werden kann, wurden Vergleichsgewässer mit unterschiedlich starker Wasserkraftnutzung bzgl. der durch Stau und Ausleitung beeinträchtigten Strecken untersucht.

In Tab. 7-1 sind für Abschnitte in unterschiedlichen Gewässern der Fallhöhennutzungsgrad und der durch Messungen ermittelte Anteil an Stau- und Ausleitungsstrecken dargestellt. Dieser Anteil entspricht in etwa dem zur Bestimmung des technischen Potentials gewählten Fallhöhennutzungsgrad von $\epsilon_H = 0,35$ bis $0,4$. Tendenziell liegt der Anteil an Stau- und Ausleitungsstrecken über den Werten von ϵ_H . Die entsprechenden Gewässerabschnitte wie z.B. an der Lenne gelten heute bzgl. der Wasserkraft als in hohem Maße ausgebaut.

Für NRW wurde der maximal zulässige Anteil an Stau- und Ausleitungsstrecken, der noch als „geringfügige“ Beeinträchtigung im Sinne der WRRL angegeben werden kann, mit 25 % beziffert (DUMONT et al., 2005b). Dies entspräche einem Fallhöhennutzungsgrad von $\epsilon_H = 0,2$ bis $0,3$.

Tab. 7-1: Fallhöhennutzungsgrad und durch Stau- bzw. Ausleitung beeinträchtigter Streckenanteil; L: Länge des betrachteten Gewässerabschnitts

Gewässerabschnitt	ϵ_H	Anteil (Stau- + Ausleitung) an L
Mosel (unterhalb Trier)	0,84	100 %
Main (unterhalb Mündung RMD-Kanal)	0,86	100%
Ruhr (unterhalb Mündung Lenne)	0,54	69%
Lenne (unterhalb Mündung Bigge)	0,35	32%
Wupper gesamt	0,26	30%
Kyll gesamt	0,10	12%

7.2

Technische Zubaupotentiale für große Gewässer und große WKA

Das Zubaupotential der großen Gewässer wurde mit Hilfe zweier Methoden ermittelt:

Das realisierbare zusätzliche Wasserkraftpotential in Deutschland

1. Aus dem Linienpotential wurde für Fallhöhenutzungsgrade $\epsilon_H = 0,8$ bis $0,9$ ein technisches Zubaupotential an großen Gewässern zwischen 10,9 TWh bis 18,5 TWh abgeschätzt.
2. Mit Hilfe der Standort-Methode wurde ein realisierbares zusätzliches Potential von 2,55 TWh an bestehenden großen WKA ermittelt, zuzüglich 0,1 TWh bis 0,12 TWh an bereits existierenden großen Querbauwerken.

Dies Diskrepanz zwischen beiden Methoden deutet auf größere ungenutzte Strecken in großen Gewässern hin, die daher im Folgenden betrachtet werden.

7.2.1

Ausgewählte frei fließende Strecken

Die großen Gewässer sind in der Regel stark ausgebaut. Es existieren jedoch heute noch „frei fließende Strecken“ wie am Rhein unterhalb von Iffezheim bis zur niederländischen Grenze oder an der Donau, die in das Technische Ausbaupotential einbezogen wurden, da die Nutzung der Strecken unter rein technischen oder wirtschaftlichen Erwägungen grundsätzlich möglich wäre. Die Nutzung einzelner Abschnitte wird von Zeit zu Zeit diskutiert, erscheint aber momentan nicht genehmigungsfähig.

Für die freifließenden Strecken wurde ein Linienpotential von 19,62 TWh ermittelt (vgl. Tab. 7-2 Das technische Potential dieser Strecken wiederum wird aus dem Linienpotential und den entsprechenden Faktoren (vgl. Abb. 5-7) wie folgt abgeleitet:

$$E_{\text{tech, frei}} = 0,48 \text{ bis } 0,61 \cdot 19,62 \text{ TWh}$$

$$= 9,5 \text{ bis } 12,0 \text{ TWh.}$$

Dieses Potenzial ist relativ groß. Seine Ausschöpfung bedarf einer gesellschaftlichen Abwägung zwischen der Nutzung der regenerativen Energiequelle Wasserkraft und weiterer grundsätzlicher Nutzungskonkurrenzen wie z.B. Siedlungen, Grundwasserhaltung und Erhalt bzw. der Verbesserung des ökologischen Zustandes dieser Strecken.

Tab. 7-2: Deutsche Anteile des Linienpotenzials ausgewählter frei fließender Strecken, in denen eine Wasserkraftnutzung derzeit nicht realisierbar bzw. genehmigungsfähig erscheint

Das realisierbare zusätzliche Wasserkraftpotential in Deutschland

Gewässer	Linienpotential [TWh/a]	Lage, Verortung der Strecken
Rhein	0,210	Hochrhein: Zwischen WKA Reckingen und Mündung Aare (ca. 3 km oberhalb Albruck-Dogern)
	+ 2,435	Oberrhein: unterhalb Iffezheim bis Mündung Neckar
	+ 11,642	Strecke zwischen Mündung Neckar bis Grenze NL
Donau	0,554	Zwischen Straubing und Vilshofen
Elbe	4,196	Zwischen Grenze CZ und Geesthacht
Oder	0,449	Kompletter Grenzflussabschnitt
Summe	19,621	

7.2.2

Restpotential der großen Gewässer

Das theoretisch verfügbare technische Potential der großen Flüsse beträgt etwa (Tab. 6-5)

$$E_{\text{tech,g}} = 28,4 \text{ bis } 36,0 \text{ TWh.}$$

Dieses technische Potential beinhaltet das genutzte Potential (Abb. 7-2) von

$$E_{\text{a,g}} = 17,5 \text{ TWh.}$$

Das realisierbare zusätzliche Wasserkraftpotential in Deutschland

Das bisher nicht genutzte technische Potential von 10,9 bis 18,5 TWh (im Mittel 14,7 TWh) besteht aus folgenden Teilen (Tab. 7-3):

- Das Potential der „**frei fließenden Strecken**“ beträgt

$$E_{\text{tech, frei}} = 9,5 \text{ bis } 12,0 \text{ TWh} \quad (\text{im Mittel } 10,75 \text{ TWh}).$$

- Das technische **Verbesserungspotential** nach dem Ergebnis der Standort-Methode durch Ausbau bestehender Standorte von WKA ($P \geq 1 \text{ MW}$) ergibt

$$\Delta E = 2,55 \text{ TWh.}$$

- Das Zubaupotential an ungenutzten Querbauwerken (mit Möglichkeit zum Bau von WKA mit $P \geq 1 \text{ MW}$)

$$E_{\text{QBW, g}} = 0,1 \text{ bis } 0,12 \text{ TWh.}$$

- Es verbleibt technische **Restpotential** von 1,3 TWh.

Tab. 7-3: Ermittlung des Restpotentials an großen Gewässern

Spanne	Mittelwert	
10,9 bis 18,5 TWh	14,7 TWh	Technisches Potential der großen Flüsse
9,5 bis 12,0 TWh	- 10,75 TWh	Technisches Potential „frei fließender Strecken“, das nicht realisierbar erscheint
2,55 + 0,12 TWh	- 2,67 TWh	Zubaupotential durch Modernisierung und Neubau großer Anlagen
= 1,3 TWh Restpotential		

Eine Nutzung des Restpotentials wäre nur dann möglich, wenn an den entsprechenden Gewässerabschnitten außerhalb der „frei fließenden Gewässerstrecken“ durchgehend ein Fallhöhenutzungsgrad von 0,9 (vgl. übergreifender Staffelausbau in Abb. 4-2) durch den Neubau von optimierten Wasserkraftanlagen bzw. den Ersatz bestehender Anlagen realisiert würde.

Insgesamt bleibt festzuhalten:

Wird das technische Potential der „frei fließenden Strecken“ vom technischen Potential der großen Gewässer abgezogen, ergibt sich für diese im Mittel ein Zubaupotential von

etwa 4 TWh.

Davon können ca. 68 % oder 2,7 TWh an bestehenden WKA und großen Querbauwerken realisiert werden.

Somit zeigt die durchgeführte Untersuchung zu den Standorten der großen Wasserkraft eine hohe Übereinstimmung zwischen den Ergebnissen der Standortmethode und den Resultaten der Linienpotential-Methode.

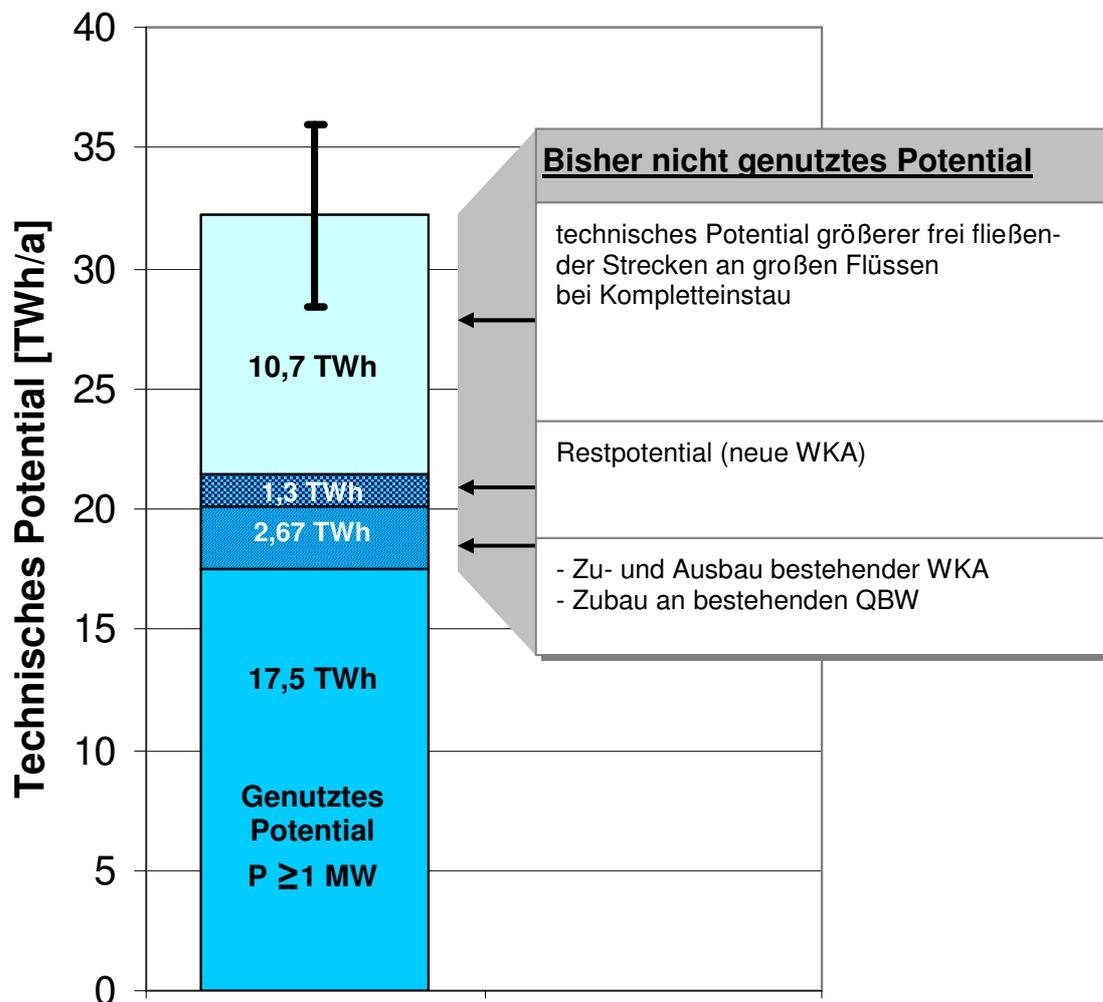


Abb. 7-2: Aufteilung des technischen Potentials großer Gewässer

7.3

Technische Zubaupotentiale für mittelgroße und kleine Gewässer

Die ca. 6.200 Standorte von Wasserkraftanlagen mit $P < 1$ MW, die Strom in das öffentliche Netz einspeisen, konnten aufgrund der großen Anzahl und der ungenügenden Datenlage nicht einzeln untersucht werden. Für diese wurde mit Hilfe der Linienpotential-Methode eine obere Abschätzung hinsichtlich des insgesamt nutzbaren technischen Potentials durchgeführt. Dabei wurde angenommen, dass sich die kleinen WKA überwiegend an mittelgroßen und kleinen Gewässer befinden. Für deren maximalem Ausbau wurde ein Fallhöhenutzungsgrad von $\varepsilon_H = 0,35$ bis $0,4$ angesetzt.

Unter diesen Annahmen wurde das bisher nicht genutzte technische Potential ermittelt zu

1,4 bis 2,7 TWh (im Mittel 2,1 TWh).

Dieses technische Zubaupotential wird durch folgende Bedingungen verringert (Abb. 7-3):

- **Minderung des Zubaupotentials an frei fließenden Strecken durch nutzungsbedingte Restriktionen:**

Gewässer, die Fallhöhenutzungsgrade von $\varepsilon_H = 0,35$ bis $0,4$ aufweisen, besitzen vergleichsweise hohe Anteile an Stau- und Ausleitungsstrecken (Tab. 7-1) und gelten als stark genutzt.

Bestehende nutzungsbedingte Restriktionen (Besiedlung, Landwirtschaft, Hochwasserschutz etc.) haben erheblichen Einfluss auf die Verfügbarkeit neuer Wasserkraftstandorte, die innerhalb des Vorhabens nicht quantifiziert werden konnten. Zusätzliche Einschränkungen, denen der Neubau von Wasserkraftanlagen im Hinblick auf die Anwendung des WHG § 31 (2) unterliegen wird, bleiben in dem folgenden Szenario unberücksichtigt, so dass eher von einer Unterschätzung der Restriktionen an frei fließenden Strecken auszugehen ist.

Nimmt man an, dass in den Gewässerstrecken in NATURA-2000-Gebieten aufgrund der dortigen Restriktionen nur ein geringerer Fallhöhenutzungsgrad als in den übrigen Gewässerabschnitten erreicht werden soll, und etwa

Das realisierbare zusätzliche Wasserkraftpotential in Deutschland

50 % der Gewässerstrecken von diesen Gebieten tangiert werden (s. Berichtsteil *Materialien* Kap. F), so ist ein mittlerer Fallhöhennutzungsgrad $\epsilon_H \leq 0,2$ anzusetzen.

Unter der Annahme, dass $\epsilon_H = 0,2$, entfallen von dem verfügbaren technischen Potential von 1,4 bis 2,7 TWh etwa die Hälfte auf den Erhalt frei fließender Strecken.

In dem verbleibenden technischen Zubaupotential von 0,7 bis 1,35 TWh sind das Potential des Neubaus von Wasserkraftanlagen und das Potential der technischen Verbesserung enthalten.

- **Minderung des Zubaupotentials durch ökologische Abflüsse:** Ökologische Abflüsse bedienen Bypässe und Fischaufstiegsanlagen und stellen bei Ausleitungskraftwerken den Abfluss und die Durchwanderbarkeit im Mutterbett sicher. Ihre Größe liegt im Bereich 5 – 10 % von MQ. Unter der Annahme, dass die ökologischen Abflüsse etwa 10 % betragen, vermindert sich das Zubaupotential um 0,07 bis 0,135 TWh.

Es verbleibt ein technisches Zubaupotential an mittelgroßen und kleinen Gewässern von etwa 0,63 bis 1,22 TWh.

Tab. 7-4: Ermittlung des Zubaupotentials an mittelgroßen und kleinen Gewässern

Spanne	Mittelwert	
1,4 bis 2,7 TWh	2,1 TWh	Nicht genutztes technisches Potential der mittelgroßen und kleinen Flüsse
0,7 bis 1,35 TWh	-1,0 TWh	Technisches Potential „frei fließender Strecken“ (nutzungsbedingte Restriktionen)
0,07 bis 0,135 TWh	- 0,1 TWh	Technisches Potential für ökologische Abflüsse
0,63 bis 1,22 TWh	Summe: 1,0 TWh	Zubaupotential durch Modernisierung und Neubau kleiner Anlagen

Dieses beinhaltet neben dem Potential für den **Neubau von Wasserkraftanlagen** auch das **technische Verbesserungspotential** an bestehenden WKA. Die Berechnung geht davon aus, dass neben Verbesserungen der Wirkungsgrade, der Steuerung, der Rechenreinigung, der Betriebsführung auch eine verbesserte Ausnutzung der Fallhöhen erfolgen kann. Das Verbesserungspotential wird von vielen Autoren

Das realisierbare zusätzliche Wasserkraftpotential in Deutschland

auf 20 % des genutzten Potentials (2,8 TWh, ohne Verbesserung Pumpspeicherkraftwerke) beziffert. Das technische Verbesserungspotential beträgt somit 0,56 TWh.

Für den Neubau von Wasserkraftanlagen verbleibt somit der Differenzbetrag aus dem technischen Zubaupotenzial von 0,63 bis 1,22 TWh und dem technischen Verbesserungspotenzial von 0,56 TWh. Das Neubaupotenzial liegt also zwischen 0,07 und 0,66 TWh (im Mittel ca. 0,4 TWh).

0,63 bis 1,22 TWh	=	0,56 TWh	+	0,07 und 0,66 TWh
Technisches Zubaupotential		Technisches Verbesserungspotential		Technisches Neubaupotential

Das Neubaupotenzial von 0,07 bis 0,66 TWh wäre dann nutzbar, wenn außerhalb „frei fließender Gewässerstrecken“ und (außerhalb der) Strecken in NATURA-2000-Gebieten an bestehenden Querbauwerken neue Wasserkraftanlagen gebaut würden oder wenn durch den Neubau von optimierten Wasserkraftanlagen bestehende Anlagen ersetzt würden.

Die Spanne repräsentiert die Unsicherheit bei der Umsetzung des Ausbaus.

Das realisierbare zusätzliche Wasserkraftpotential in Deutschland

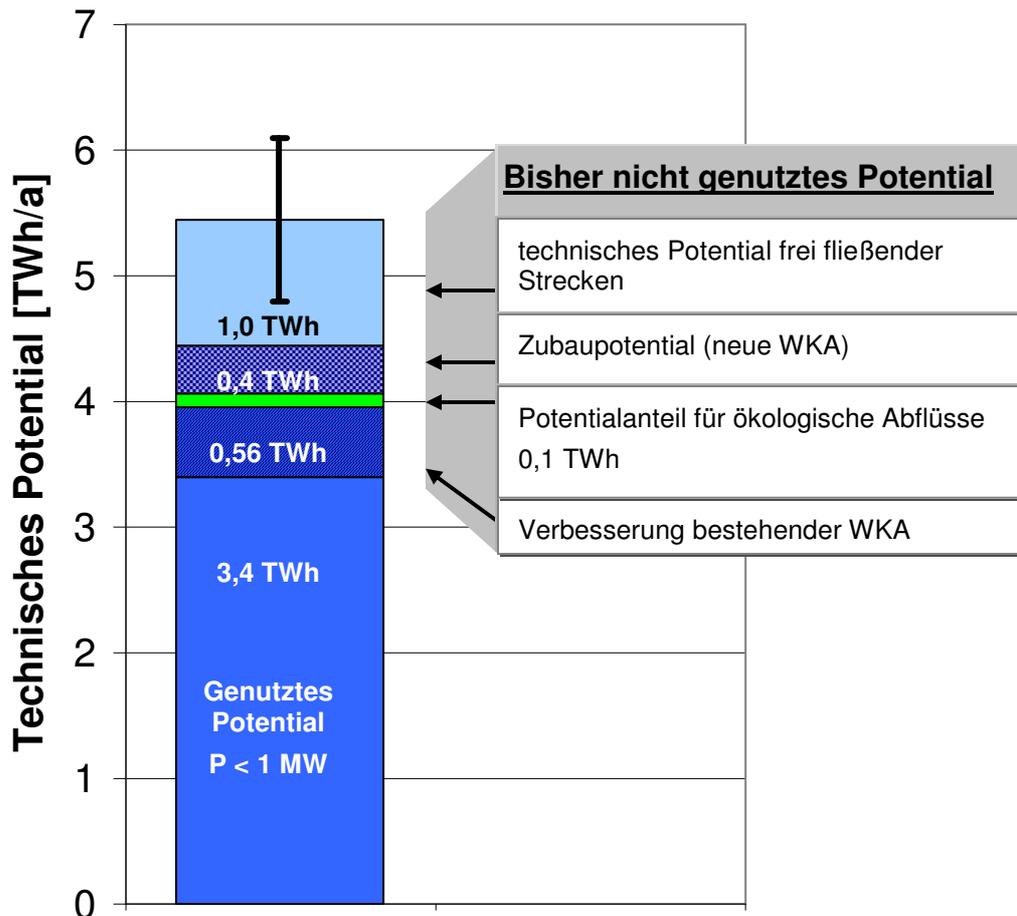


Abb. 7-3: Aufteilung des technischen Potentials mittelgroßer und kleiner Gewässer

7.4

Zeitliche Entwicklung und Kosten des Zu- und Ausbaus

Die zeitliche Entwicklung des Ausbaus bestehender Wasserkraftanlagen wird in den nächsten Jahren wesentlich durch das Ablaufen von wasserrechtliche Gestattungen bestimmt. Bis zum Jahr 2030 sind hiervon WKA einer Gesamtleistung von etwa 500 MW bzw. etwa 13 % der installierten Leistung betroffen. Darüber hinaus müssen zwischen 2030 und 2040 die Genehmigungen für weitere Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von insgesamt rund 1.000 MW erneuert werden (HEIMERL 2005 nach VDEW- Erhebung (2001)).

Wasserrechtliche Neugestattungen bieten die Chance gleichzeitig die neuesten technischen und ökologischen Standards zu berücksichtigen.

7.4.1

Wasserkraftanlagen an großen Gewässern

Als Zubaupotential an großen Gewässern wurde eine Jahresarbeit von 4 TWh ermittelt (Kap. 7.2). Davon können an bestehenden WKA und durch Neubau von WKA an existierenden großen Querbauwerken 2,7 TWh realisiert werden. Darüber hinaus wurde ein Zubaupotential durch den Neubau von Querbauwerken mit großen Wasserkraftanlagen von 1,3 TWh ermittelt.

Bei mittleren Volllaststunden von 5.500 h entspricht das einer zusätzlichen Ausbauleistung von 491 MW an bestehenden WKA und Querbauwerken und von 236 MW an neuen Querbauwerken mit neuen Wasserkraftanlagen.

Aktuell stehen im Bereich der Wasserkraftanlagen mit $P \geq 1$ MW die Erweiterung der WKA Iffezheim (19 MW deutscher Anteil, gesamt 38 MW, Inbetriebnahme 2012), sowie der Neubau der WKA Bremen an der Weser an (10 MW, Inbetriebnahme voraussichtlich 2011).

Bis zum Jahr 2030 laufen wasserrechtliche Gestattungen von WKA einer Gesamtleistung von etwa 500 MW aus. Darüber hinaus müssen zwischen 2030 und 2040 die wasserrechtliche Gestattungen für weitere Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von insgesamt 1.000 MW erneuert werden (HEIMERL 2005 nach VDEW-Erhebung (2001)). Im Rahmen der vermehrt anstehenden Neugenehmigungen ist zu erwarten, dass zusätzlich zu den bisher nur in begrenztem Umfang durchgeführten Modernisierungen weitere erforderlich werden. Damit besteht die Chance, in den kommenden Jahrzehnten etwa die Hälfte des Verbesserungspotentials zu realisieren, das sich durch bessere Wirkungsgrade oder Vergrößerung des Ausbaudurchflusses ergibt.

Das entsprechende Investitionsvolumen muss aus Einnahmen und/oder Zuschüssen zur Verfügung gestellt werden. So wurde z.B. für 84 % der bestehenden WKA der Leistung ≥ 1 MW abgeschätzt, dass der Aufwand zur Erhöhung des Ausbaudurchflusses hoch sein wird (Kap. 6.1.7).

Kosten

Der Bau neuer Querbauwerke mit großen Wasserkraftanlagen mit einer dem Zubaupotential entsprechenden installierten Leistung von 236 MW, würde bei mittleren spezifischen Baukosten von 3.000 €/kW Investitionen von insgesamt etwa 700 Mio. € erfordern. Allerdings wird der Neubau von Querbauwerken aufgrund bestehender gesetzlicher Regelungen wie dem Verschlechterungsvermeidungsgebot der WRRL als schwierig eingeschätzt. Darüber hinaus ist eine Vergütung solcher Kraftwerke im EEG 2009 explizit ausgeschlossen, wenn diese nicht aufgrund anderer Nutzungen errichtet werden.

7.4.2

Wasserkraftanlagen an mittelgroßen und kleinen Gewässern

Die Wirtschaftlichkeit, mit der das Zubaupotential an mittelgroßen und kleinen Gewässern realisiert werden kann, wurde anhand einer Untersuchung für Nordrhein-Westfalen abgeschätzt (ANDERER et al., 2007a), bei der das Zubaupotential für alle Standorte von Querbauwerken und Wasserkraftanlagen individuell ermittelt wurde. Standorte mit einem technischen Zubaupotential > 100 kW wurden dabei hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit klassifiziert. Bei einer Vergütung nach EEG 2009 wäre demnach heute in Nordrhein-Westfalen ein Anteil des ermittelten Zubaupotentials von 60 % ökonomisch realisierbar.

Geht man bundesweit im Mittel von vergleichbaren örtlichen und wirtschaftlichen Verhältnissen aus, könnten heute also ein Anteil von 0,6 des Zubaupotentials von 0,63 bis 1,22 TWh (im Mittel etwa 1 TWh) oder ca. 0,6 TWh an mittelgroßen und kleinen Gewässern (Kap. 7.3) bei einer Vergütung nach EEG 2009 ökonomisch realisiert werden.

Bei einer Volllaststundenzahl von etwa 4.500 h/a entspricht das einer installierten Leistung von

$$600 \text{ GWh} / 4.500 \text{ h} = 133 \text{ MW}.$$

Der Zubau von neuen Wasserkraftanlagen (0,07 bis 0,66 TWh) wäre nach EEG 2009 für etwa $0,6 \cdot (0,07 \text{ bis } 0,66 \text{ TWh/a}) = 0,04 \text{ bis } 0,4 \text{ TWh/a}$ oder entsprechend etwa 9 bis 90 MW wirtschaftlich. Würde diese Leistung durch Anlagen einer mittleren Leistung von 200 kW realisiert, entspräche das dem Bau von 45 bis 450 zusätzlichen kleinen Wasserkraftanlagen.

Die Gesamtzahl der Wasserkraftanlagen, die bei der Bundesnetzagentur im EEG-Datenbestand geführt werden, nahm im Jahr 2008 im Vergleich zu 2007 um 51 Anlagen zu. Unter diesen Anlagen können sich prinzipiell befinden

- Neuanlagen,
- reaktivierte Wasserkraftanlagen,
- Anlagen, die vorher rein für den Eigenbedarf gewirtschaftet haben.

Die Zahl kann als Hinweis darauf dienen, dass der Zubau von einigen 100 WKA in den nächsten 10 Jahren realisierbar erscheint.

Kosten

Bei Neubaukosten von 5.000 bis 10.000 € / kW wäre bei einer mittleren Zubauleistung von 50 MW eine Investitionssumme von 250 bis 500 Mio. Euro erforderlich. Die

Das realisierbare zusätzliche Wasserkraftpotential in Deutschland

ökologischen Maßnahmen sind darin mit 10 % enthalten. Diesen Investitionen stünden bei einer Vergütung von 12,67 ct/kWh jährliche Einnahmen von ca. 28 Mio. € gegenüber.

Bundesweit steht an mittelgroßen und kleinen Gewässern eine ausreichende Zahl Querbauwerke zur Verfügung, an denen bisher keine Wasserkraftnutzung erfolgt. Neben den ökonomischen Randbedingungen hängt der Zubau jedoch von weiteren Einflussfaktoren wie Grundstücksverfügbarkeit, Zuwegung, Hochwasserschutz etc. ab.

8

Neue technische Konzepte für die Wasserkraft

8.1

Neue Techniken für die konventionelle Wasserkraft

8.1.1

Verbesserte Auslegungsmethoden und Einsatz neuer Turbinen

Die Auslegung von Turbinen wurde in den letzten Jahrzehnten deutlich verbessert. Vor allem durch den Einsatz moderner Berechnungsverfahren können heute auch bei kleineren Maschinen höhere Wirkungsgrade erreicht werden, als dies noch vor 50 Jahren möglich war. In Abb. 8-1 ist die geschätzte Wirkungsgradsteigerung durch ein neues Design in Abhängigkeit vom Entwicklungszeitpunkt des alten Designs gezeigt. Das heißt, dass man durch ein neues Design zwischen 2 und 5 % gegenüber dem Neuzustand einer alten Turbine erreichen kann.

Es muss aber darauf hingewiesen werden, dass es sich hier nur um eine sehr globale Angabe basierend auf Erfahrungswerten handelt. Im Einzelfall hängt die erzielbare Wirkungsgradsteigerung von Design und Zustand der alten Maschinen ab, der für jede Anlage individuell geprüft werden muss.

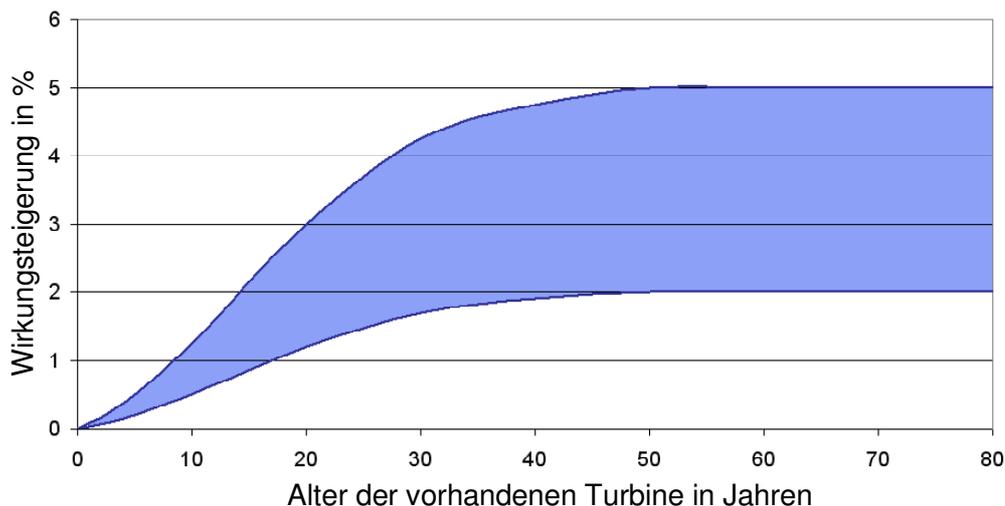


Abb. 8-1: Tendenz der Wirkungsgradverbesserung von alten Turbinen

Mit zunehmendem Alter einer Turbine sinkt auch deren Wirkungsgrad. Dies liegt vor allem daran, dass sich Spalte mit der Zeit auswaschen und die Oberflächen rauer werden. In Abb. 8-2 ist die Wirkungsgradabnahme über dem Turbinenalter dargestellt. Diese Werte streuen sehr stark von Anlage zur Anlage. Das hängt stark vom Material der Turbine, von der Wasserqualität, von der Turbinenauslegung und vielen weiteren Faktoren ab. Erfahrungsgemäß weist eine alte Anlage einen Wirkungsgradabfall gegenüber ihrem Neuzustand von 3-6 % auf. Im Einzelfall kann dieser Wert aber deutlich abweichen.

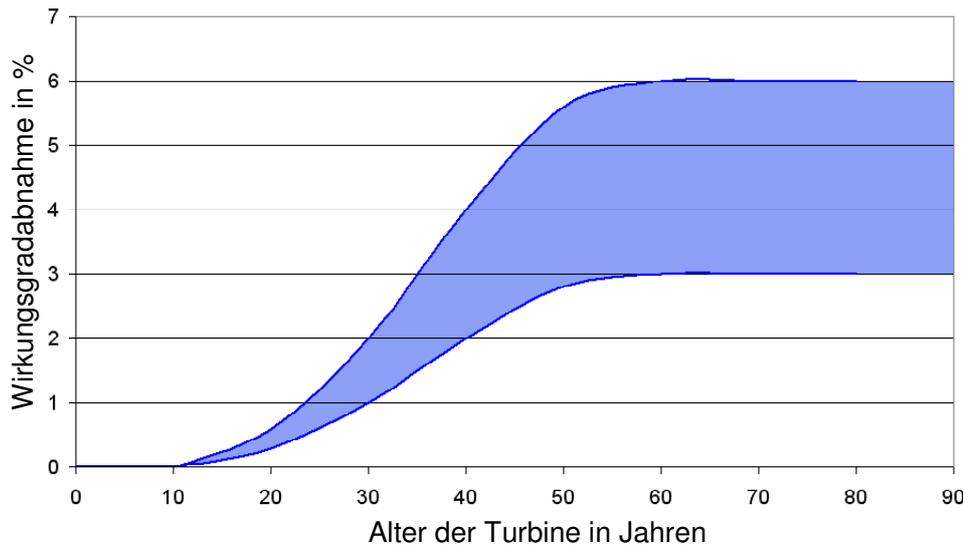


Abb. 8-2: Wirkungsgradabnahme einer Turbine mit zunehmendem Alter

Zusammenfassend kann man sagen, dass durch den Einbau einer neuen Turbine eine Steigerung des Maximalwirkungsgrades von 5-11 % gegenüber einer 60 Jahre alten Turbine möglich ist. Dies gilt vor allem für kleinere Anlagen. Bei großen Anlagen ist der Wirkungsgradabfall durch deutlich bessere Wartung geringer und der Wirkungsgrad der alten Anlage ist meist auch relativ gut, da für große Anlagen damals schon ein großer Entwicklungsaufwand getrieben wurde.

8.1.2 Optimierte Betriebsführung

Durch einen optimalen Einsatz der Turbinen und auch der anderen Komponenten (Z. B. Rechenreiniger) kann die Jahresarbeit einer Anlage stark erhöht werden. Allerdings besitzen die meisten großen Kraftwerke schon eine optimierte Betriebsführung, sodass hier kaum ein Energiezuwachs machbar ist. Bei kleinen Anlagen ist dagegen noch ein deutliches Verbesserungspotential durch eine optimierte Be-

triebsstrategie. Eine grobe Schätzung für die gesamte Steigerung der Energieausbeute durch optimierten Betrieb dürfte eine Verbesserung von 3-10 % ergeben.

8.1.3 Variable Drehzahl

Wasserkraftwerke sind in der Regel starr mit dem elektrischen Netz gekoppelt und besitzen deshalb eine definierte Arbeitsdrehzahl. Zwar gibt es einige wenige Beispiele für den Einsatz von variablen Drehzahlen mit der Nutzung von Frequenzumrichtern. Durch die variable Drehzahl erreicht man eine bessere Anpassung der Turbine an wechselnde Bedingungen (Durchfluss- bzw. Fallhöhenschwankungen) und somit kann ein höherer Teillastwirkungsgrad erreicht werden. Eine signifikante Erhöhung des Teillastwirkungsgrades ergibt sich aber nur bei einfach-regulierten Turbinen (Francis- oder Propellerturbinen). Abb. 8-3 zeigt den prinzipiellen Wirkungsgradverlauf für eine einfach-regulierte Turbine mit fester Drehzahl im Vergleich zu einer mit variabler Drehzahl.

Bei doppelt-regulierten Turbinen ist die Wirkungsgradsteigerung nur sehr gering, da diese schon einen sehr breiten Wirkungsgradverlauf aufweisen. In Abb. 8-4 ist der prinzipielle Wirkungsgradverlauf einer Kaplanmaschine mit konstanter Drehzahl und mit variabler Drehzahl verglichen.

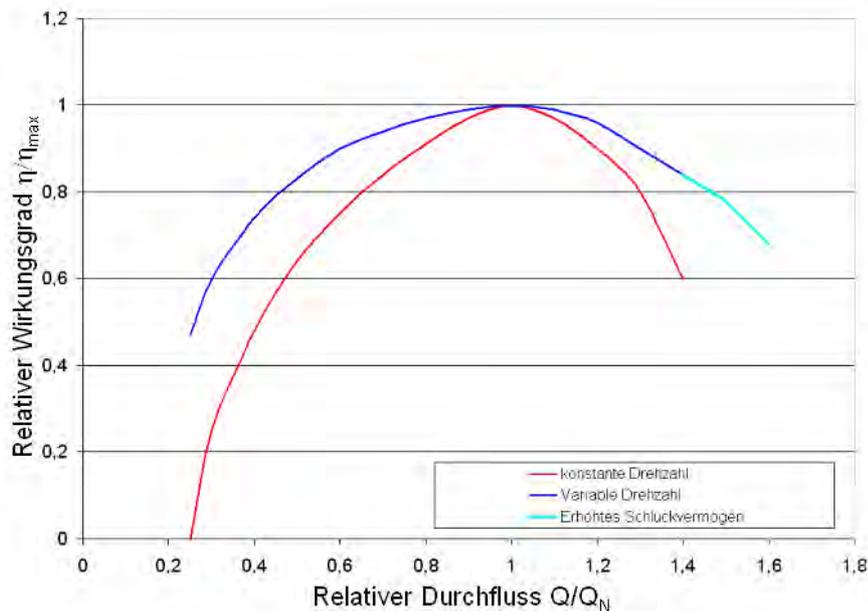


Abb. 8-3: Wirkungsgradvergleich von fester und variabler Drehzahl bei einer einfach-regulierten Maschine

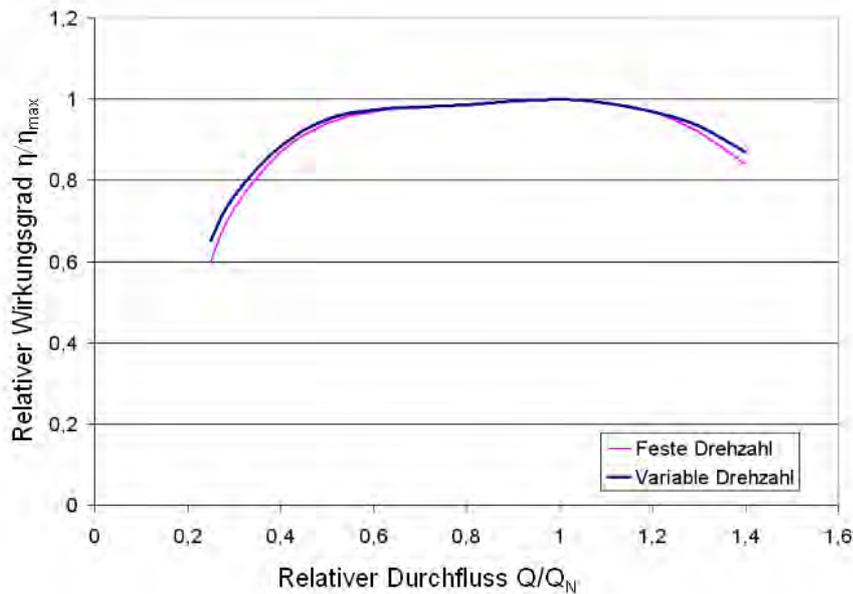


Abb. 8-4: Wirkungsgradvergleich von fester und variabler Drehzahl bei einer doppelt-regulierten Kaplan-Turbine

Bei den großen Flusskraftwerken kommen heute üblicherweise doppelt-regulierte Kaplan-turbinen bzw. Kaplan-Rohrturbinen zum Einsatz. Zudem verfügen die Kraftwerke meist über mehrere Turbinen. Deshalb kann durch eine Einsatzoptimierung weitgehend auf einen Betrieb im unteren Teillastbereich verzichtet werden. Ein Betrieb mit variabler Drehzahl bietet hier keine Vorteile, da durch die zusätzlichen Verluste im Umrichter keine höhere Leistungsausbeute zu erwarten ist.

Lediglich bei Kraftwerken mit einer oder maximal zwei einfach-regulierten Turbinen (Francis oder Propeller) kann mit einer nennenswerten Erhöhung der Jahresarbeit gerechnet werden.

An einzelnen Kraftwerksstandorten wurde eine Erhöhung der Jahresarbeit durch die Einführung eines Betriebs mit variabler Drehzahl um maximal 2 % ermittelt. Diesem Zugewinn stehen jedoch die Investitionskosten für den Frequenzumrichter gegenüber. Lediglich in einzelnen Sonderfällen ist der Betrieb mit variabler Drehzahl sinnvoll, z. B. bei extremen Fallhöhenschwankungen.

8.1.4

Hochtemperatur-Supraleitende Generatoren

Die Hochtemperatur-Supraleitung hat einen Stand erreicht, der es erlaubt damit auch Generatoren für Wasserkraftanlagen auszustatten. Allerdings liegen z. Zt. noch keine Erfahrung vor, in der Anlage Hirscheid wird z.Z. ein erster HTS-

Generator installiert. In Abb. 8-5 werden die Wirkungsgradverläufe von verschiedenen Generatorkonzepten verglichen.

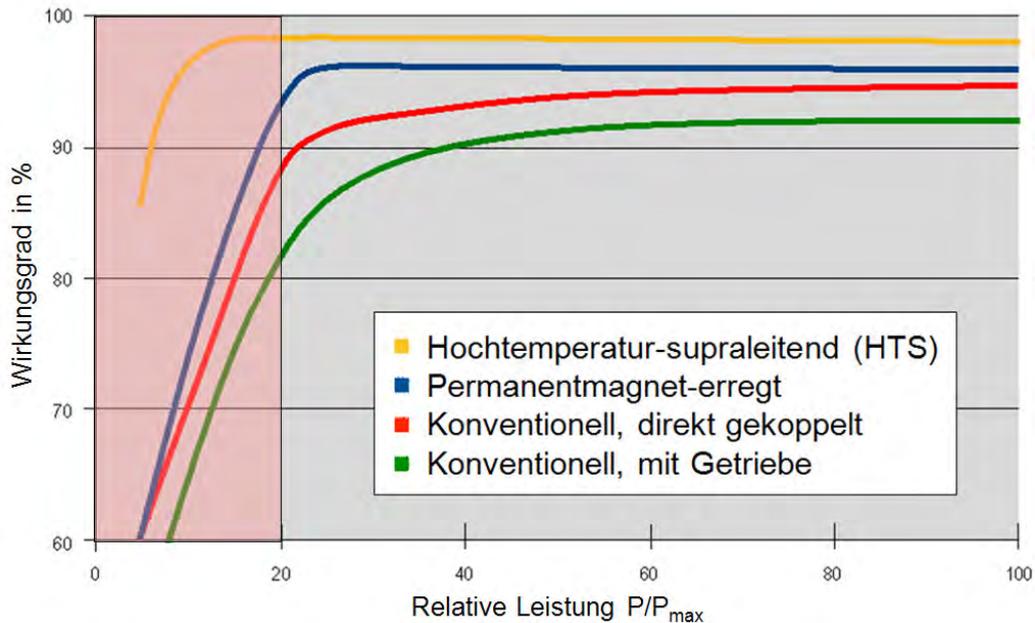


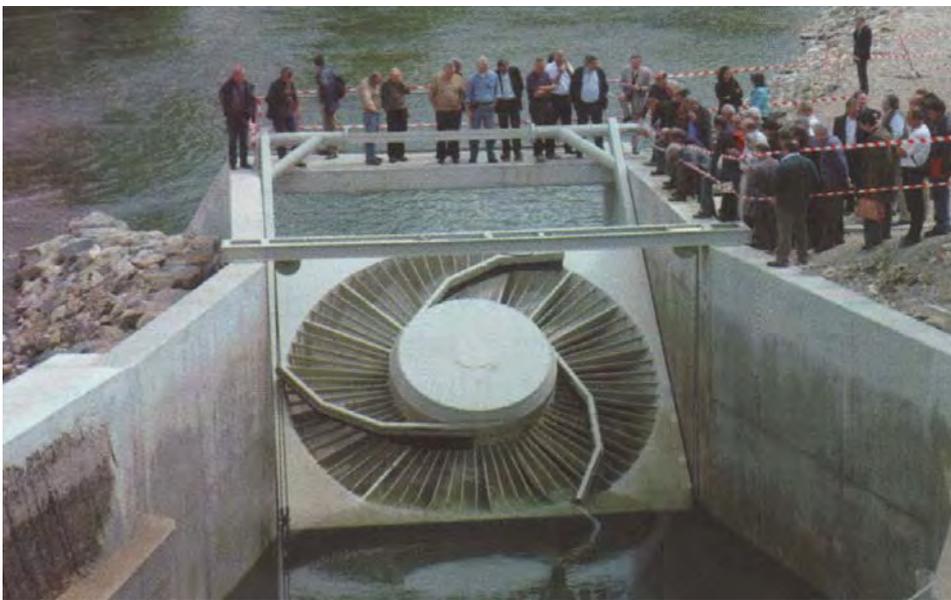
Abb. 8-5: Vergleich der Wirkungsgradverläufe von verschiedenen Generatorkonzepten (Quelle: Zenergy Power)

Man sieht, dass der HTS-Generator einen um ca. 2 % höheren Wirkungsgrad besitzt als z. B. Permanentmagnet-erregte Generatoren. Vor allem im extremen Teillastbetrieb ist die Wirkungsgradsteigerung deutlich. Man muss aber auch hier bedenken, dass ein HTS-Generator einen Frequenzumrichter benötigt, dessen Wirkungsgrad zwischen 98 % und 99 %, d. h. der gesamte elektrische Wirkungsgrad reduziert sich dadurch wieder um ca. 1-2 %. Im Teillastbetrieb unter 20 % Last ist der Wirkungsgrad des HTS-Generators deutlich höher als der konventioneller Generatoren. Allerdings ist dort zum einen die Leistungsausbeute gering, zum anderen werden Turbinen in Kraftwerke mit mehreren Maschinen sehr selten in diesen Bereichen betrieben.

Durch den Einsatz der HTS-Technik könnte in der Wasserkraft schätzungsweise eine Erhöhung der Jahresarbeit von 2-4 % erreicht werden. Über Kosten und Zuverlässigkeit solcher Anlagen können aber zum gegenwärtigen Zeitpunkt noch keine verlässlichen Angaben gemacht werden, da derzeit noch keine Erfahrung vorliegt.

8.1.5 „Very-Low-Head“-Turbinen

Neue Standorte für Wasserkraftanlagen an existierenden Querbauwerken besitzen meist nur relativ geringe Fallhöhen und damit auch relativ kleine Leistungen. Um diese Standorte wirtschaftlich nutzen zu können ist es deshalb notwendig, preiswerte Lösungen einzusetzen. In Abb. 8-6 ist eine speziell entwickelte Turbine für sehr niedrige Fallhöhen dargestellt. Durch eine kompakte Bauweise und den Verzicht auf einen komplizierten Zulauf und ein Saugrohr können die Baukosten einer Anlage stark reduziert werden. Der Turbinenwirkungsgrad wird dabei etwas geringer als bei einer konventioneller Turbine sein. Konkrete Angaben über Wirkungsgrad und Kosten können nicht gemacht werden, da bisher kaum Erfahrungswerte vorliegen.



**Abb. 8-6: Very-Low-Head Turbine, MJ2 Technologies SARL,
Quelle: WP&Dams, 5, 2008**

Neben der oben gezeigten VLH-Turbine gibt es derzeit noch weitere Forschungsaktivitäten zur Entwicklung von Maschinen für extrem niedrige Fallhöhen. Unter anderem widmet sich ein EU-Forschungsprojekt unter der Koordination der Universität Southampton diesem Thema. Konkrete Ergebnisse und neue Technologien liegen aber noch nicht vor und können hier nicht bewertet werden.

8.1.6

Überströmtes Schachtkraftwerk

Die technische Universität München untersucht aktuell ein Kraftwerk mit DIVE-Turbine, horizontalem Rechen und Fischabstiegsanlage zum Einbau in bestehende Wehre.

Bei der DIVE-Turbine handelt es sich um eine überströmte Anlage für den Leistungsbereich bis 800 kW und für Fallhöhen größer 2 m. Die mechanischen Komponenten befinden sich in einer Einheit. Der Propeller mit feststehenden Rotorblättern wurde vom Institut für Strömungsmechanik und Hydraulische Strömungsmaschinen der Universität Stuttgart (IHS) speziell entwickelt.

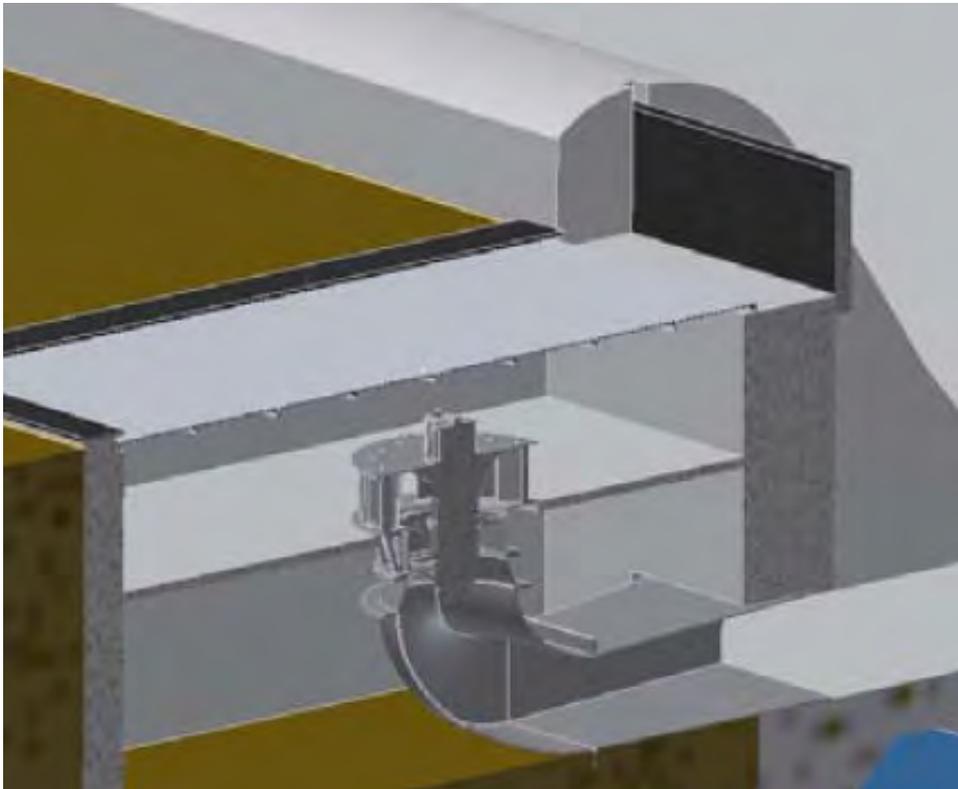


Abb. 8-7: Schematische Darstellung zum Einbau eines überströmten Schachtkraftwerkes an einem bestehenden Wehr (Quelle: Versuchsanstalt für Wasserbau Obernach, TU München, www.iwu.bv.tum.de)

8.1.7 Wasserräder

Vermeehrt werden auch wieder Wasserräder für den Einsatz bei sehr kleinen Anlagen mit niedrigen Fallhöhen entwickelt. Zwar besitzen die Wasserräder einen schlechteren Wirkungsgrad als Turbinen (manche Entwickler behaupten zwar das Gegenteil, bleiben aber den Beweis mittels Wirkungsgradmessungen stets schuldig) aber sie sind oft billiger als Turbinen, da meist die Baukosten einer Anlage mit Wasserrad deutlich unter der mit einer Turbine liegen. Jüngste Entwicklungen auf der Wasserradseite haben zudem zu kostengünstigeren Fertigungsmethoden geführt, so dass man für sehr kleine Anlagen mit einem Wasserrad durchaus eine ökonomische Realisierung erreichen kann, die mit einer Turbine nicht erreichbar wäre.



Abb. 8-8: Neue Entwicklungen bei Wasserrädern

8.2

Neue Technologien zur Nutzung der kinetischen Energie

Der Aufstau der Flüsse durch Querbauwerke zur Nutzung der Wasserkraft beinhaltet bekanntermaßen die Probleme der Durchgängigkeit sowie die Änderung der Charakteristik des Fließgewässers. Demzufolge wird natürlich immer wieder eine Nutzung der Wasserkraft ohne Aufstau diskutiert und es gibt dazu sehr viele technische Konzepte und Realisierungen. Grundsätzlich gilt jedoch, dass die Energieausbeute solcher Anlagen wesentlich kleiner ist als die Ausbeute bei konventionellen Anlagen.

Im Folgenden soll die erzielbare Leistung solcher Strömungsanlagen untersucht werden. Betrachtet werden dabei nicht die einzelnen technischen Realisierungen, sondern es werden die physikalischen Grundlagen für einzelne Konzeptklassen erläutert.

Beispielhaft sind in Abb. 8-9 einige Konzepte von Strömungsturbinen dargestellt. Diese können sowohl aus frei umströmten als auch aus ummantelten Turbinen bestehen. Ebenfalls kommen frei umströmte Wasserräder zum Einsatz.

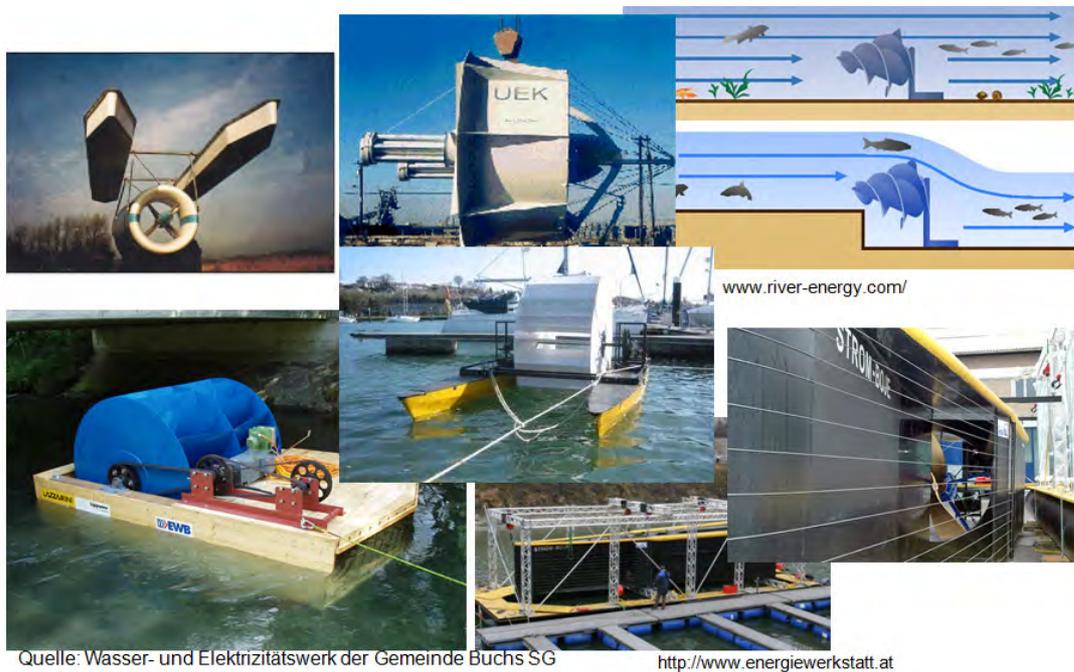


Abb. 8-9: Verschiedene Typen von Strömungsturbinen

Neue technische Konzepte für die Wasserkraft

Die Leistung solcher Strömungsturbinen wird im Folgenden mit der Leistung von konventionellen Wasserkraftanlagen verglichen. Für eine konventionelle Anlage ergibt sich die Leistung aus

$$P = \rho \cdot g \cdot H \cdot Q \cdot \eta$$

Dabei ist

- ρ ... Dichte des Wassers,
- g ... Erdbeschleunigung,
- H ... Fallhöhe,
- Q .. Durchfluss durch die Maschine,
- η .. Gesamtwirkungsgrad.

Eine konventionelle Wasserkraftanlage ist in Abb. 8-10 schematisch dargestellt.

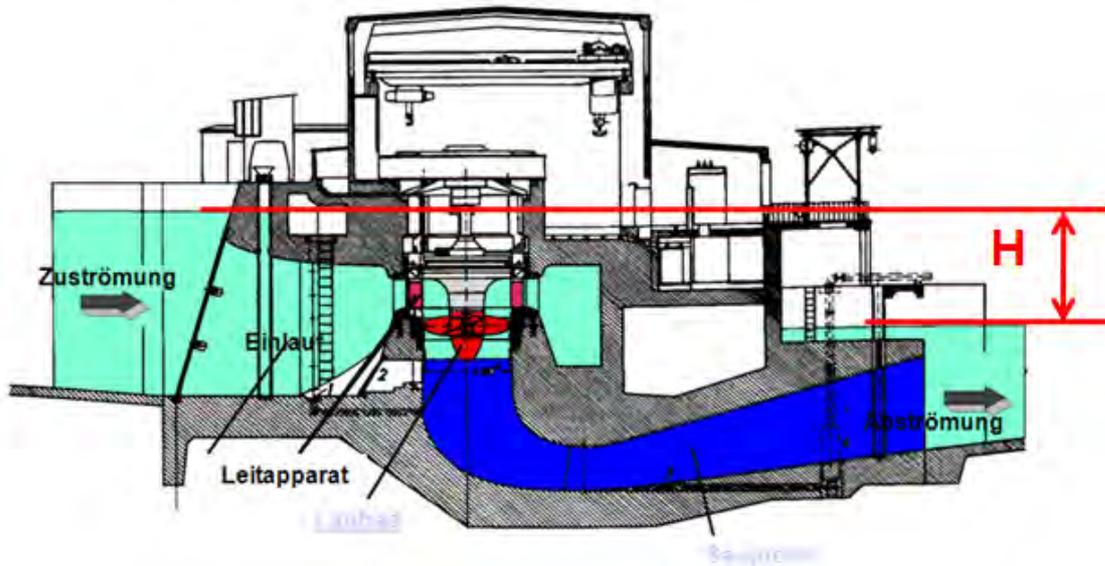
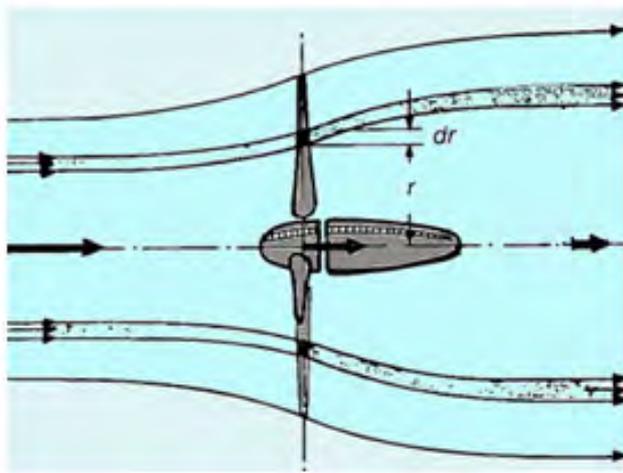


Abb. 8-10: Typische Wasserkraftanlage mit der Fallhöhe H

8.2.1 Frei umströmte Turbinen

Eine frei umströmte Turbine nutzt nur die kinetische Energie des Wassers aus. Die Leistung ergibt sich dabei aus dem Durchfluss durch den Rotor ($Q = A v$) multipliziert mit dem Quadrat der Geschwindigkeit. Für einen horizontalachsigen Rotor ist dies in Abb. 8-11 dargestellt.



Kinetische Energie

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3$$

ρ ... Dichte
 A ... Propellerfläche
 v ... Strömungsgeschwindigkeit

Abb. 8-11: Frei umströmte Turbine

Da das Wasser nach der Turbine noch abfließen muss, kann nicht die gesamte kinetische Energie der Strömung entzogen werden. Der Anteil der entzogenen Leistung wird durch den Leistungsbeiwert c_p ausgedrückt.

$$P_{\text{Turb}} = \frac{1}{2} \cdot C_p \cdot \rho \cdot A \cdot V^3$$

Dabei ist

$$C_p = \frac{\text{entzogene Leistung}}{\text{im Wasser enthaltene Leistung}}$$

Nach BETZ kann man zeigen, dass der maximal mögliche Leistungsentzug $16/27$ der gesamten kinetischen Energie beträgt, d. h. die maximal mögliche Leistung einer frei umströmten Turbine ergibt sich zu

$$P = C_{p \text{ ideal}} \cdot \frac{\rho}{2} A \cdot V^3 = \frac{16}{27} \cdot \frac{\rho}{2} A \cdot V^3$$

Dies setzt einen Rotorwirkungsgrad von 100 % voraus. Reale c_p -Werte ergeben sich im Bereich von 0,45 bis 0,49.

Die hier gezeigte maximale Leistungsausbeute ist unabhängig von der Wirkungsweise des Rotors, also auch vertikalachsige Maschinen oder Anlagen mit frei umströmten Wasserrädern können das Betz'sche Leistungslimit nicht überschreiten.

Vergleicht man die Leistung eines konventionellen Wasserkraftwerks mit der einer frei umströmten Turbine so ergibt sich:

$$P = \frac{16}{27} \cdot \frac{\rho}{2} \cdot v^2 \cdot Q$$

$\underbrace{\hspace{1.5cm}}_{\rho g H}$
 Q ... Durchfluß
 v ... Strömungsgeschwindigkeit
 H ... Fallhöhe
 ρ ... Dichte

Die entziehbare kinetische Energie entspricht also der Fallhöhe eines konventionellen Kraftwerks.

Daraus folgt:

$$\rho \cdot g \cdot H = \frac{16}{27} \cdot \frac{\rho}{2} \cdot v^2$$

oder

$$H = 0,03 \cdot v^2 \cdot m/s^2 \quad \text{mit } g = 9,81 \text{ m/s}^2.$$

An deutschen Flüssen erreicht man Strömungsgeschwindigkeiten von maximal 3 m/s an sehr wenigen Stellen, der übliche schnell-fließende Bereich eines Flusses liegt eher um die 2 m/s und darunter. Das bedeutet, dass diese Geschwindigkeit einer nutzbaren Fallhöhe von ca. 12 cm entspricht.

In Abb. 8-12 ist die äquivalente Fallhöhe in Abhängigkeit der Strömungsgeschwindigkeit aufgetragen. Gezeigt sind die gesamte kinetische Energie sowie die maximal nutzbare Energie.

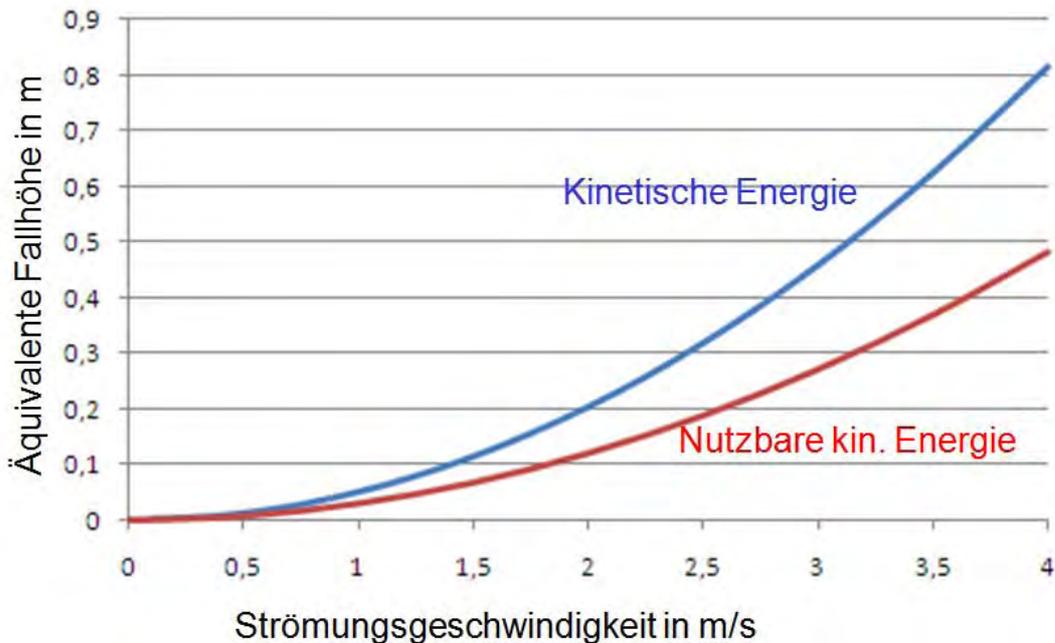


Abb. 8-12: Zur kinetischen Energie äquivalente Fallhöhe

Die Leistung einer frei umströmten Turbine ist also wesentlich geringer als die Leistung eines konventionellen Kraftwerks mit Aufstau. Wenn beispielsweise eine frei umströmte Turbine in einem Gewässer mit einer Strömungsgeschwindigkeit von 2-2,5 m/s installiert werden soll, so ist ein Rotordurchmesser von 4 bis 5 m erforderlich, um eine Leistung um 40 bis 80 kW zu erzeugen.

Wegen der geringen Leistungen und der erforderlichen großen Abmessungen sind die Nutzungsmöglichkeiten des kinetischen Potentials der Gewässer äußerst beschränkt, wobei insbesondere folgende Aspekte zu beachten sind:

- Eine nennenswerte Leistung erfordert erhebliche Turbinenabmessungen und kann daher nur in Gewässern mit großen Wassertiefen (> 6 m) erbracht werden. Derartige Gewässer sind jedoch i.d.R. Wasserstraßen mit niedrigeren Fließgeschwindigkeiten. Zudem würden die Turbinen die Schifffahrt gefährden.
- Der Hochwasserabfluss würde bei verbreitetem Einsatz von frei umströmten Turbinen beeinträchtigt.
- Durch Schädigungen sind negative Auswirkungen auf die Fischpopulationen zu erwarten.

- Nicht zuletzt werden erhebliche betriebliche Probleme durch Geschwemmel und Treibgut (z.B. Baumstämme, Wohlstandmüll) entstehen.

Frei umströmte Turbinen zur Nutzung der kinetischen Energie der Gewässer sind damit keine sinnvolle und realisierbare technische Lösung.

8.2.2 Ummantelte Turbinen

Strömungsturbinen werden häufig mit einem Saugmantel ausgestattet, um die Leistung zu erhöhen. Die so erreichbare Leistungszunahme kann zwar beträchtlich sein, wenn man sie auf den Propellerdurchmesser bezieht. Bezieht man die Leistung aber auf die größte genutzte Fläche, das ist die Austrittsfläche des Saugmantels, so ergibt sich durch einen optimierten Saugmantel nur eine Erhöhung der Leistung im Bereich von 10 %.

In Abb. 8-13 ist dies an einem Beispiel gezeigt. Aufgetragen ist die Leistung eines frei umströmten Propellers mit 2 m Durchmesser (rote Kurve). Wird ein ummantelter Propeller mit einem Durchmesser von 2 m und einer Saugrohraustrittsdurchmesser von 3 m verwendet, so ergibt sich eine deutliche Leistungssteigerung (grüne Kurve). Verwendet man allerdings eine frei umströmten Propeller mit einem Durchmesser von 3 m (blaue Kurve), so sieht man dagegen, dass die Leistungssteigerung durch den Saugmantel nicht sehr groß ist.

Generell sind durch eine Ummantelung keine nennenswert größeren Leistungsausbeuten erreichbar sind und die allgemeinen Aussagen in Kap. 8.2.1 gelten auch für diese Variante.

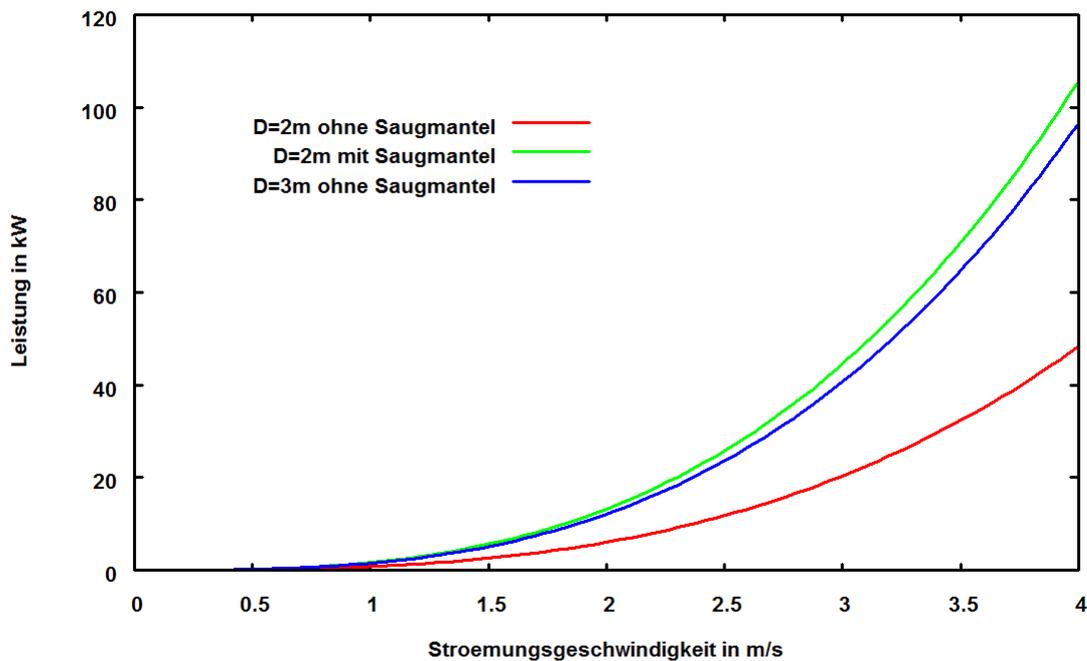


Abb. 8-13: Vergleich der Leistung von frei umströmten und ummantelten Propellern

8.3

Weitere Technologien und oft verbreitete Irrtümer

Eine gesamte Übersicht über die Vielzahl der vorgeschlagenen Technologien ist hier nicht möglich, weil immer wieder neue Entwicklungen und Patente auftreten. Ein großer Teil der Technologien beruht auf der Basis der Nutzung der kinetischen Energie. Wie oben erwähnt, gilt für diese Anlagen das Betz'sche Limit.

Ein häufiger Denkfehler in diesem Zusammenhang ist, dass man beliebig viele Turbinen hintereinander schalten kann. Physikalisch kann man jedoch der Strömung nur einmal die Energie entziehen, danach muss die Strömung wieder aufgebaut werden, z. B. durch das natürliche Gefälle im Fluss, bis sie wieder die entsprechenden Geschwindigkeiten erreicht hat, um dann wieder eine neue Turbine anzutreiben.

Ähnlich verhält es sich, wenn mehrere Turbinen in einem Rohr angeordnet sind. In einem solchen System kann jede Turbine der Strömung nur einen Bruchteil der Energie entziehen. Dies könnte auch durch eine einzige (natürlich anders gestaltete) Turbine erreicht werden.

8.4

Potentiale frei umströmter Turbinen und Wasserräder

Vielfach wird der Einsatz von Schiffsmühlen und frei angeströmten Turbinen zur Stromerzeugung in Gewässern vorgeschlagen. Relevante elektrische Leistungen können damit bei den herrschenden Fließgeschwindigkeiten nur bei großen angeströmten Flächen dieser Maschinen erzielt werden. Für einige großen Gewässer gibt SUREK (2009) Strömungsgeschwindigkeiten von 1,5 m/s bis 2,5 m/s an (Tab. 8-1). Bei üblichen Einheiten mit einer Leistung von 10 bis 20 kW sind dann beispielsweise volleingetauchte Rotoren mit einem Durchmesser von 2 m erforderlich. Schiffsmühlen mit dieser Leistung müssen Wasserräder mit einem Durchmesser von ca. 6 m bei einer Radbreite von 3 m aufweisen. Die Eintauchtiefe beträgt dann ca. 1,0 bis 1,5 m. Aus diesen Dimensionen ergibt sich, dass derartige Anlagen nur in großen, bisher nicht gestauten Gewässern installiert werden könnten.

Um einen nennenswerten Beitrag zur Stromerzeugung zu erzielen, müsste eine große Anzahl der beschriebenen Anlagen insbesondere in Bundeswasserstraßen errichtet werden. In diesem Zusammenhang sollte jedoch Folgendes beachtet werden:

- Grundsätzlich muss bei verbreitetem Einsatz der Technik mit einer Beeinträchtigung des Hochwasserabflusses gerechnet werden. Diese wird insbesondere dann auftreten, wenn die Anlagen durch Schwemmgut verlegt sind.
- Frei umströmte Turbinen benötigen eine Wassertiefe von mindestens 2,5 m - selbst bei Niedrigwasser. Diese Wassertiefe wird in Bundeswasserstraßen in der Regel nur in der Nähe der Fahrrinne erreicht, da häufig seitliche Buhnenfelder angeordnet sind. Dadurch kann die Schifffahrt beeinträchtigt werden. Eine Gefährdung ist insbesondere durch die vollständig eingetauchte Anordnung der Turbinen möglich.
- Die ökologischen Auswirkungen vor allem auf die Fischpopulationen wurden bisher nicht untersucht. Bei einer großen Zahl von derartigen Wasserkraftmaschinen kann eine Beeinträchtigung der Fischfauna nicht ausgeschlossen werden.

Tab. 8-1: Auswahl deutscher Flüsse mit Durchflussstrom und mittlerer Fließgeschwindigkeit c (SUREK 2009)

Fluss	V m³/s	m kg/s	Gefälle i·10⁻³	c m/s
Rhein	2300	2298850	0,46	2,50
Donau (Passau)	1470	1469265	0,30	2,50
Inn (Passau)	740	739630	4,24	2,50
Oder	450	449775	0,73	2,50
Weser (Bremerhaven)	300	299850	0,27	2,50
Mosel (Koblenz)	290	289855	1,20	2,50
Elbe (Hamburg)	700	699650	1,27	1,50
Main (Frankfurt)	195	194903	1,54	2,50
Isar (Plating)	180	179910	2,88	2,50
Neckar (Mannheim)	145	144928	1,67	2,50
Saale (Naumburg)	115	114943	1,64	1,20

9

Der Einfluss der Klimaveränderung auf die Wasserkraftnutzung

9.1

Zielsetzung und Aufgabenstellung

Im Teilprojekt „Klima und Wasserkraft“ wurde die Entwicklung der Energiegewinnung aus Wasserkraft durch die zu erwartenden Klimaveränderungen untersucht. Von besonderem Interesse sind dabei die Bundesländer Bayern und Baden-Württemberg mit hoher Anlagendichte und großem Wasserkraftpotential. Daher wurden neben den deutschen Mittelgebirgslandschaften auch die glazial und nival beeinflussten Abflussregime der Alpen betrachtet.

Diese Untersuchung beschränkte sich auf Laufwasserkraftwerke, da sie unmittelbar von den Abflüssen in den Gewässern abhängen. Speicherkraftwerke und Pumpspeichieranlagen folgen in ihrer Konzeptionierung v.a. energiewirtschaftlichen Kriterien, wobei Abhängigkeiten von klimatischen Entwicklungen von geringerer Bedeutung sein dürften.

Zur künftigen Entwicklung der Temperaturen lassen sich aufgrund der physikalischen Kenntnisse und Verfahren vergleichsweise einheitliche Schlüsse ziehen, während der Wasserhaushalt, im Besonderen die Niederschlagsentwicklung, von sehr komplexen meteorologischen Prozessen abhängen. Sie ist daher sowohl in den kurzfristigen Vorhersagen wie in den Klimamodellen mit großen Unsicherheiten behaftet.

9.2

Klimaprojekte in Deutschland

Grundlage der Betrachtung sind laufende Projekte zur Klimaentwicklung in Deutschland, deren Zielsetzungen und bereits publizierte Teilergebnisse im Folgenden zusammengefasst werden.

9.2.1 GLOWA Danube

Im Projekt GLOWA Danube (Globaler Wandel des Wasserkreislaufes, gefördert durch BMBF, StMWFK, LMU München und MWK Baden Württemberg) wird für verschiedene Szenarien der Einfluss des Klimawandels, der Bevölkerungsentwicklung und der Landnutzung auf die Wasserressourcen der Oberen Donau untersucht.

Ein Aspekt der Untersuchungen befasst sich mit den Wasserkräften im Donaueinzugsgebiet und berechnet für verschiedene ausgewählte Klimaszenarien den Einfluss auf die Energieerzeugung. Für die nahe Zukunft bis 2035 wurden moderate Rückgänge von knapp 2 % ermittelt, für den Folgezeitraum ergeben sich Mindererzeugungen von ca. 10 %.

9.2.2 KLIWA

Die Länder Baden-Württemberg, Bayern und Rheinland-Pfalz sowie der Deutsche Wetterdienst haben 1998 das Kooperationsvorhaben "*Klimaveränderung und Konsequenzen für die Wasserwirtschaft*" (KLIWA.de) vereinbart.

Bisher publizierte Ergebnisse und Empfehlungen befassen sich mit den verschiedenen Teilbereichen der Wasserwirtschaft, insbesondere Hochwasserabflüssen (Heft 2), Niedrig- und Mittelwasserabflüssen (Heft 3, 14) und Niederschlägen (Heft 7 und 8).

Bedingt durch die bereits über 10-jährige Aktivität hat sich das Spektrum der verwendeten Szenarien, Globalmodelle, Regionalisierungen und Wasserhaushaltsmodellen mehrfach erweitert. (BECKER, 2009; BARDOSSY, 2009). Aussagen zur Wasserkraft und zum Wasserdargebot zeigen Bandbreiten und definieren weiteren Untersuchungsbedarf.

9.2.3 KLIWAS

Der Schwerpunkt des vom BMVBS beauftragten Forschungsprogramms KLIWAS ist die Ermittlung der Folgen des Klimawandels auf Wasserstraßen und die Schifffahrt. Ziel ist die Konzeption entsprechender Anpassungsstrategien, um sowohl die Gewässer als Verkehrswege zu sichern, als auch die Gewässerqualität der Flüsse und Küsten zu bewahren. Das Pilotprojekt "Hydrologie und Binnenschifffahrt" der BfG läuft seit dem Jahr 2007. Ergebnisse zum Abflussregime der Bundeswasserstraßen, die auch für die Beurteilung der künftigen Energieerzeugung aus Wasserkraft wertvoll sind, sollen 2010 zunächst für das Rhein-Einzugsgebiet und anschließend für das Elbe-Einzugsgebiet geliefert werden.

9.2.4 WASKlim

Das Projekt WASKlim unter dem Titel: „*Entwicklung eines übertragbaren Konzeptes zur Bestimmung der Anpassungsfähigkeit sensibler Sektoren an den Klimawandel am Beispiel der Wasserwirtschaft*“ hat im Auftrag des UBA Anpassungsstrategien der Wasserwirtschaft an den Klimawandel erarbeitet. Dazu wurden unter anderem drei mesoskalige Testgebiete (Iller, Wupper, Salza) hinsichtlich des Wasserhaushalts, des zukünftigen Wasserbedarfs und des ökologischen Gewässerzustandes untersucht.

9.3 Auswirkungen des Klimas auf die Wasserkraft

9.3.1 Temperatur und Niederschlag

Der Deutsche Wetterdienst hat Berechnungen mit einer Mischung aus vier verschiedenen, statischen wie dynamischen Downscaling-Verfahren (REMO, CLM, WETTREG, STAR) vorgenommen (DWD 2010). Das Ergebnis zeigt insgesamt einen deutlichen Trend der Niederschlags- und Temperaturänderungen in Deutschland in den nächsten 90 Jahren (Abb. 9-1; Abb. 9-2). Dabei ist die Temperaturänderung im Vergleich der Szenarien in etwa einheitlich, während die Änderung in der Niederschlagsmenge stark variiert.

Die Temperaturen werden demnach im Sommer und im Winter im Zeitraum 2021-2050 gleichermaßen um ca. 1 °C ansteigen. Im Zeitraum 2071-2100 wird ein weiterer Temperaturanstieg eintreten, der jedoch im Winter stärker sein wird als im Sommer. Im Vergleich zur Referenzperiode 1971-2000 könnten dann die Durchschnittstemperaturen im Winter um bis 5 °C höher liegen. Die maximale Temperaturdifferenz zwischen den einzelnen Modellen beträgt für einige Regionen in Deutschland im Sommer bis zu 2,5 °C.

Der Einfluss der Klimaveränderung auf die Wasserkraftnutzung

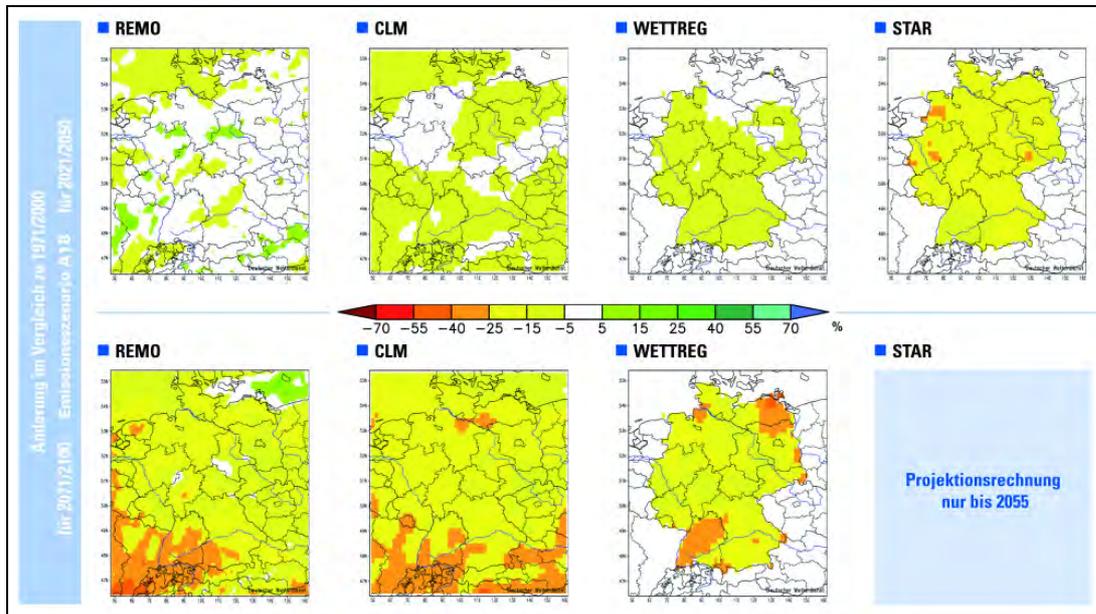


Abb. 9-1: Vergleich der Ergebnisse von 4 regionalen Klimamodellen für Deutschland. Sommerniederschläge für die nahe und ferne Zukunft. (Quelle: DWD, 2010)

Die Änderung der Niederschläge fällt in der ersten Periode (2021 bis 2050) gering aus. Im Sommer ist von einer leichten Abnahme der Niederschläge auszugehen, während sich die Verhältnisse im Winter je nach Modell und Region unterschiedlich entwickeln. Im Zeitraum 2071 bis 2100 werden die Niederschläge im Sommer deutlicher abnehmen. In den Wintermonaten sind zusätzliche Niederschläge zu erwarten, wobei die Schwankungsbreite der einzelnen Modelle von 10 % bis über 70 % reicht.

Der Einfluss der Klimaveränderung auf die Wasserkraftnutzung

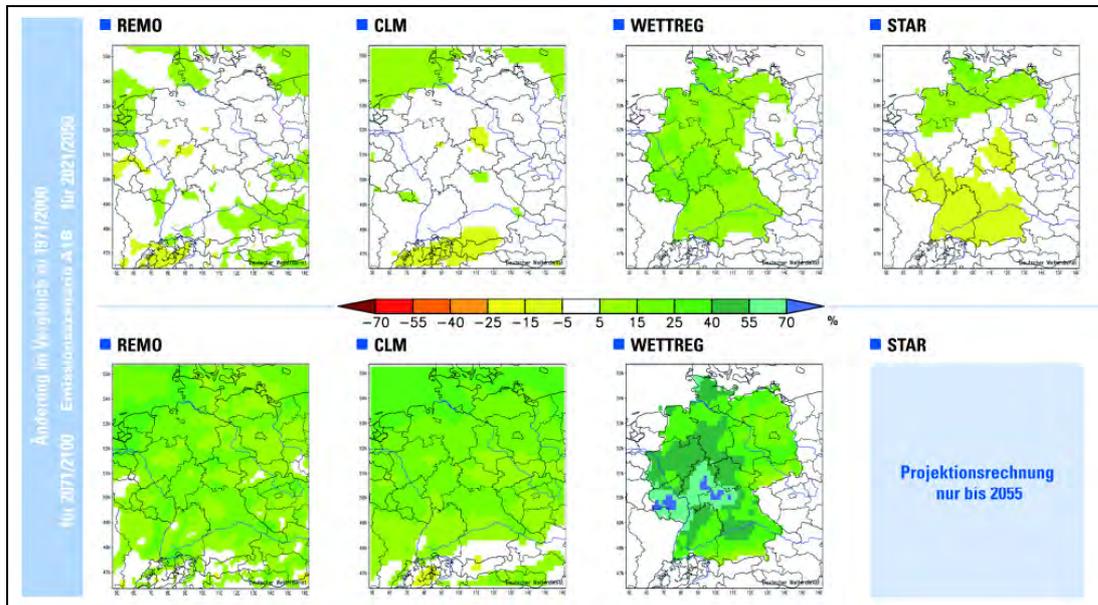


Abb. 9-2: Vergleich der Ergebnisse für Deutschland von 4 regionalen Klimamodellen. Winterniederschläge für die nahe und ferne Zukunft. (Quelle: DWD, 2010)

9.3.2 Abflussverhalten

In Deutschland existieren drei Typen von einfachen Abflussregimen. In einem pluvialen Flussregime kommt der Abfluss durch Niederschläge (hauptsächlich Regen) zustande, die innerhalb kurzer Zeit oberflächennah abfließen. Aufgrund der hohen Evapotranspiration im Sommer findet sich in Deutschland im Spätsommer das Minimum der Abflusskurve, während das Maximum des pluvialen Regimes in den milden, regenreichen Wintermonaten liegt.

Nivale Abflussregime sind durch Schmelzwasser geprägt und weisen ein hohes Abflussmaximum im Frühjahr auf. In der Regel wird dieser Spitzenabfluss durch die alljährliche Schneeschmelze bedingt.

Der Einfluss der Klimaveränderung auf die Wasserkraftnutzung

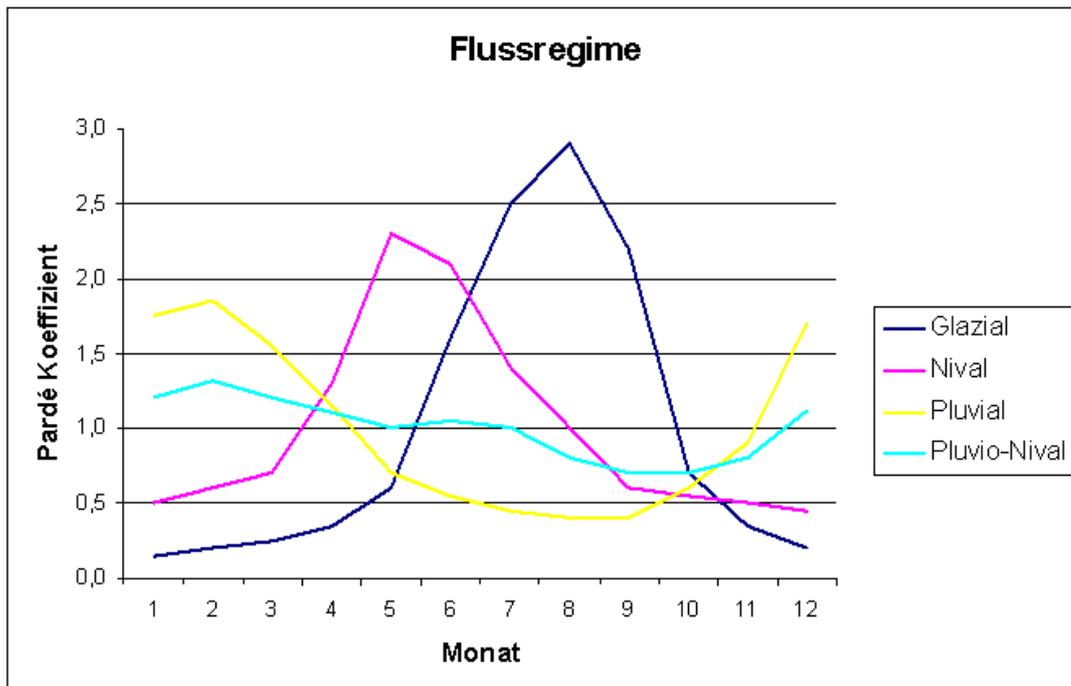


Abb. 9-3: Hydrologische Flussregime in Deutschland (Quelle: Verändert nach BELZ et al., 2007)

Glaziale Abflussregime finden sich nur im Alpenraum. Sie werden durch das sommerliche Abschmelzen des Gletschereises geprägt, wobei der höchste Abfluss im Juli/August erreicht wird. Große Flüsse, die selbst in den Alpen entspringen oder aus Zuflüssen aus dem Alpenraum gespeist werden, wie etwa der Rhein, weisen ein komplexes Regime zweiten Grades mit nivo-pluvialen Charakter auf. Das Hauptmaximum dieses zweigipfeligen Regimes liegt im späten Winter, während das Minimum im Herbst anzutreffen ist. Insgesamt ist die Amplitude nicht sehr ausgeprägt.

9.3.3

Änderung des Abflussverhaltens durch die Klimaveränderung

Pluviale Abflussregime

In den pluvialen Abflussregimen wird eine Abnahme der mittleren Abflussmenge in den Sommermonaten erwartet. Damit einher geht die Zunahme der Dauer und Intensität von Niedrigwasserereignissen. Im Winterhalbjahr wird meist eine Zunahme des Abflusses erfolgen. Auch wenn diese prozentual geringer als die Abnahme im Sommer ausfällt, übersteigen die absoluten Mengen die sommerlichen Abflüsse aufgrund der allgemein höheren Abflusses im Winterhalbjahr und es ergibt sich eine Steigerung des mittleren Abflusses.

Nivale Abflussregime

Für nival geprägte Abflussregime wird schon für die nahe Zukunft eine Reduzierung der Abflussmenge und eine Verschiebung des Abflussmaximums aus den frühen Sommermonaten in das Frühjahr prognostiziert. Zudem wird sich die Abflussspitze im Frühjahr abflachen. Das Minimum des Abflusses verschiebt sich aus den Wintermonaten in den Spätsommer (Abb. 9-4).

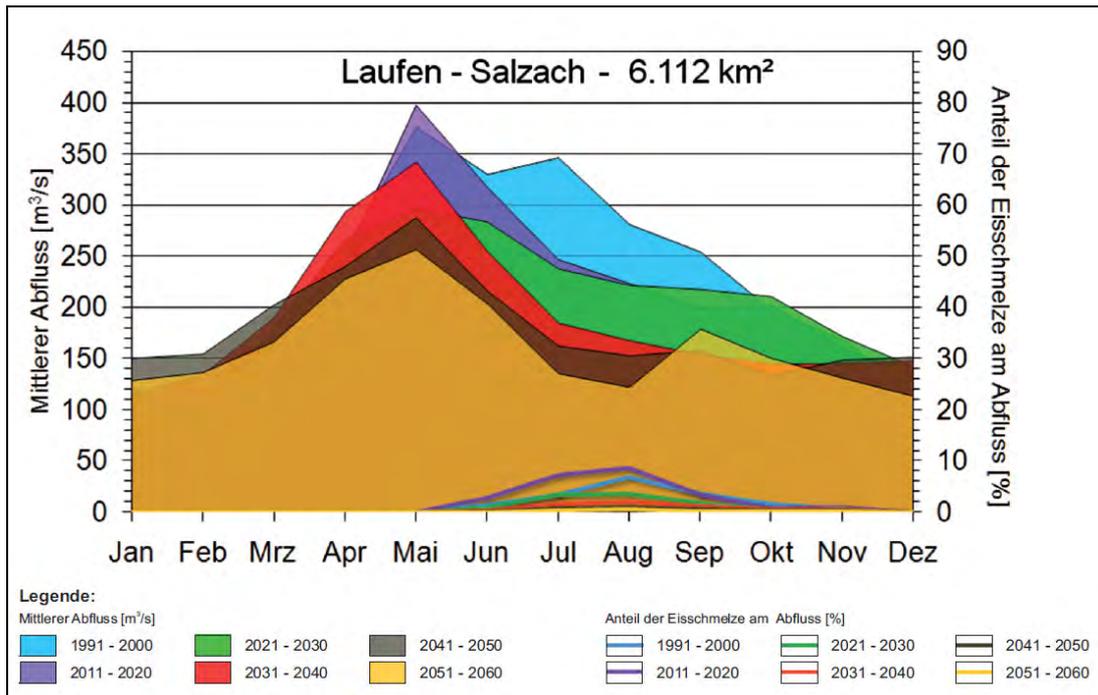


Abb. 9-4: Prognostizierter Wandel der saisonalen Abflüsse der Salzach am Pegel Laufen (Quelle: WEBER & PRASCH, 2009)

Voraussichtlich nehmen die Niedrigwasserereignisse in der ersten Hälfte des 21. Jahrhunderts ab, bevor sie dann stark zunehmen. Demnach ergäben sich in der nahen Zukunft am Rhein und im alpin geprägten Bereich des Donaueinzugsgebiets eher günstigere Bedingungen für die Wasserkraft. Für die übrigen Gewässer und die fernere Zukunft wird hingegen vermehrt mit Niedrigwasser, also mit geringeren Abflüssen gerechnet. In verschiedenen Gewässern in Hessen wird für die nahe Zukunft beispielsweise eine Abnahme des mittleren monatlichen Abflusses von rund 20 % im Sommerhalbjahr prognostiziert (BRAHMER, 2007).

Glaziale Abflussregime

Durch steigende Temperaturen im Zuge der Erderwärmung werden die alpinen Gletscher schneller und stärker als bisher abschmelzen. Daraus resultiert eine Veränderung der Abflussregime und des Gebietsabflusses auch in deutschen Gewässern. Prognostiziert wird, dass die Gletscherspende zunächst bis zu einer Erwärmung von 3°C ansteigen wird, ehe sie dann wieder abnimmt, da sich die schmelzfähige Oberfläche der Gletscher mit der Zeit immer weiter verringert. Es wird angenommen, dass die vielen kleineren Gletscher in den Alpen schon bei einem geringeren Temperaturanstieg um 2°C das Maximum der Gletscherspende erreichen (KUHNS & OLEFS, 2007).

9.3.4

Auswirkungen der Abflussveränderungen auf die Wasserkraft

Die durch den Klimawandel zu erwartende Entwicklung der Wasserkraftnutzung lässt sich auf der Basis der vorliegenden Untersuchungen wie folgt zusammenfassen:

In glazialen Abflussregimen wird der Niedrigwasserabfluss in der ersten Hälfte des 21. Jahrhunderts ansteigen und einen positiven Effekt für die Nutzung der Wasserkraft bewirken. Allerdings ist der Anteil von glazialem Schmelzwasser in den bedeutenden deutschen Flüssen vergleichsweise gering. Der mit dem Gletschermodell *Surges* modellierte Anteil an Schmelzwasser lag beispielsweise in der Donau am Pegel Achleiten im Jahresmittel der Jahre 1991-2000 bei 1,6 % des Gebietsabflusses (WEBER & PRASCH, 2009). Ende dieses Jahrhunderts werden die glazialen Abflussregime verschwunden sein, so dass alle betroffenen Gewässer einen nivo-pluvialen Charakter haben werden.

Für den Rhein wird relativ einheitlich eine Zunahme der Abflüsse im Winter, eine Abnahme im Sommer und eine leichte Zunahme für das ganze Jahr prognostiziert.

Im Zeitraum 2011-2035 wird an der Donau von einem Rückgang der Energieproduktion zwischen 1 und 4 % und für 2036-2060 um 9 bis 15 % im Vergleich zum Referenzzeitraum (1971-2000) ausgegangen.

Allgemein wird erwartet, dass in der zweiten Hälfte des 21. Jahrhunderts die Gewinnung von Energie an Wasserkraftanlagen zurückgeht. Zusätzliche Probleme werden zukünftig trockenere Sommer und extreme Hochwasserereignisse darstellen.

Die nachfolgende Tabelle zeigt, dass in Deutschland ca. 19 % des Linienpotentials nival beeinflusst sind. Um die mögliche Veränderung der Energieerzeugung aus Wasserkraft durch den Klimawandel qualitativ abzuschätzen, wird daher in der vorliegenden Studie schwerpunktmäßig das pluvial beeinflusste Potential an einer Beispielanlage untersucht.

Tab. 9-1: Anteil des nival beeinflussten Linienpotentials der deutschen Gewässer

Fluss Einzugsgebiet	Linienpotential* [MW]	% Potential Deutschland*	EZG Nival	Potential Nival Deutschland *
Iller	279	2%	25%	0,5%
Inn	1.192	9%	40%	3,6%
Isar	557	4%	12%	0,5%
Lech	417	3%	29%	0,9%
<i>Summe Alpen-Donau</i>	<i>2.445</i>	<i>19%</i>		<i>5,6%</i>
<i>Donau Gesamt</i>	<i>3.957</i>	<i>30%</i>		<i>5,6%</i>
Rhein	6.980	53%	25%	13,3%
Sonstige DEUTSCHLAND	2.171	17%	0%	0,0%
Summe	13.108	100%		18,9%

*inkl. nicht-deutscher Anteile an Grenzgewässern

9.4

Beispielrechnung

9.4.1

Die Beispielanlage

Die Auswirkungen der zu erwartenden Abflussveränderungen auf die Wasserkraftnutzung in Deutschland wurden an einer fiktiven Wasserkraftanlage am Main untersucht, der geografisch zentral liegt und typisch für Gewässer wie Neckar, Mosel etc. mit pluvialem Abflussregime ist.

9.4.2

Methodik

Die jährliche Energieerzeugung wurde mit Hilfe des so genannten Leistungsplans ermittelt. Dieser beinhaltet die mittlere Abflussdauerlinie, die korrespondierenden nutzbaren Fallhöhen und die resultierende Energieerzeugung. Die Maschinenwirkungsgrade und das Schluckvermögen der Turbinen sind abhängig vom Abfluss

bzw. der momentanen Wellenleistung der Turbine und gehen mit den bekannten mathematischen Zusammenhängen in die Berechnung ein.

Die Jahresarbeit E_a ergibt sich aus der Addition der Teilerzeugungen der jährlichen Stunden:

$$E_a = \sum (\rho \cdot g \cdot Q_i \cdot H_i \cdot \eta_i \cdot t_i) \text{ [kWh]}$$

mit

Q_i	mittlerer Abfluss für Teilzeitraum i in m^3/s
H_i	mittlere zugehörige Fallhöhe in m
η_i	mittlerer zugehörige Gesamtwirkungsgrad der Anlage
t_i	Dauer des Teilzeitraums i in Stunden
ρ	Spez. Gewicht von Wasser
g	Erdbeschleunigung

9.4.3

Berücksichtigung der Klimamodelle

Um die Heterogenität des Abflussverhaltens in den Einzeljahren zu berücksichtigen, empfiehlt es sich, langjährige Zeitreihen (für historische Abflüsse und für generierte Szenarien) statt mittlerer Jahresdauerlinien zu verwenden. Abflusssimulationen werden in den Projekten GLOWA Danube, WASKLIM und v.a. KLIWAS durchgeführt. Zwischenergebnisse sind Abflussganglinien für lange Zeiträume: z.B. 2021-2050. Die Publizierung dieser Daten ist angekündigt, war zum Berichtszeitpunkt aber noch nicht erfolgt.

Daher wurde ein pragmatischer Ansatz verfolgt, der die vorliegenden Aussagen der Klimamodellierer verwendet und die Energieerzeugungen ableitet.

KRAHE et al. (2009), WEBER & PRASCH (2009) und andere haben Änderungssignale im Bezug auf Abflussjahresgänge für die jeweils untersuchten Klimaszenarien publiziert. Diesen Aussagen liegen Wasserbilanzmodellierungen langjähriger Zeitreihen in Tagesschritten zugrunde. Solange die Abflussreihen noch nicht zur Verfügung gestellt werden oder die Beschaffung zu aufwendig erscheint, können ersatzweise lange historische Reihen mit den prognostizierten Änderungssignalen für den Jahresgang überprägt werden. Die entstehenden langjährigen Reihen repräsentieren die Heterogenität der historischen Reihen und die Korrektursignale bilden mögliche Änderungen infolge des Klimawandels ab.

Die so erstellten Abflussreihen sind keine Vorhersagen der Zukunft. Auch kann ihnen keine Eintrittswahrscheinlichkeit zugeordnet werden. Es handelt sich allein um

Der Einfluss der Klimaveränderung auf die Wasserkraftnutzung

mögliche Szenarien, deren Konsequenzen auf die Energieerzeugung aus Wasserkraft untersucht werden.

Konkret wurden in der Beispielrechnung folgende Änderungssignale genutzt:

VarQ1 verwendet den Jahresgang der Änderungssignale für das pluviale Mainregime für die nahe Zukunft auf der Basis des Globalmodells ECHAM5 Szenario A1B. Die Regionalisierung der Niederschläge und Temperaturen erfolgte mit dem STAR-Regionalisierungsverfahren, wobei unterschiedliche Ergebnis-Szenarien (STAR A bis C) vorliegen. Die Abflüsse wurden mit dem Wasserbilanzmodell HBV berechnet (KRAHE et al., 2009).

VarQ2 verfährt wie VarQ1, aber mit dem Regionalisierungsverfahren REMO.

Abb. 9-5 zeigt die monatlichen Änderungssignale für das Main Einzugsgebiet, die von den Autoren bereits publiziert wurden. Aus einer Vielzahl von Simulationsläufen mit unterschiedlichen Regionalisierungsverfahren ergeben sich die dargestellten Bandbreiten für die mittleren monatlichen Abflusswerte.

Der Einfluss der Klimaveränderung auf die Wasserkraftnutzung

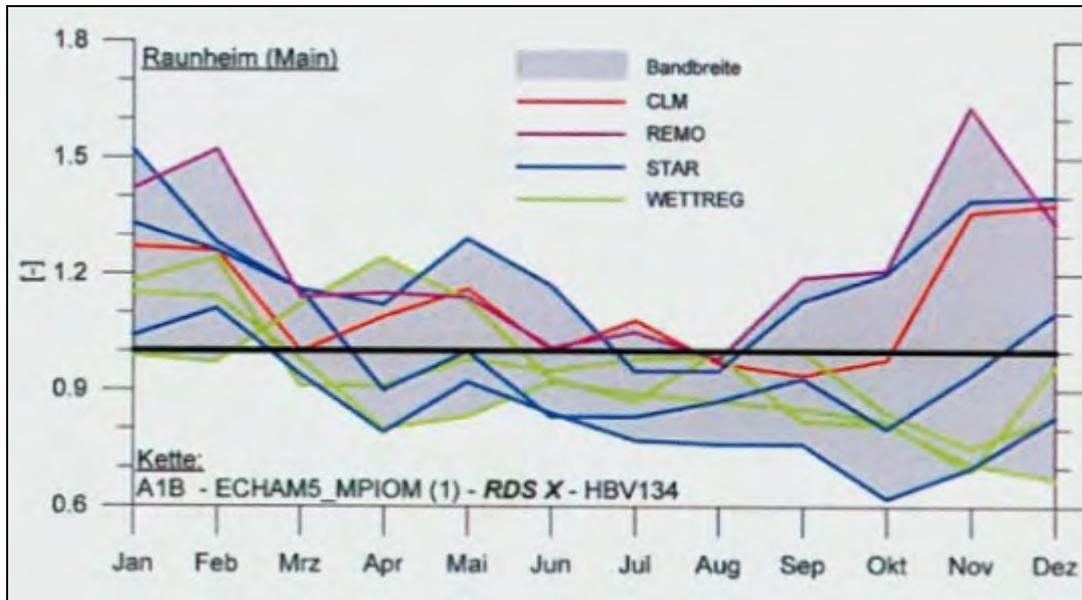


Abb. 9-5: Bandbreite der Änderungssignale des vieljährigen mittleren monatlichen Abflusses am Pegel Raunheim/Main in Abhängigkeit von unterschiedlichen Regionalisierungsverfahren für den Zeitraum 2021-2050 (Referenzperiode: 1971-2000). (Quelle: KRAHE et al., 2009)

Eine weitere Variation der so genannten Antriebe und der Globalmodelle – die dargestellten Beispiele verwenden das Emissionsszenario A1B und das Globalmodell ECHAM5 - vergrößert die Bandbreite und die Prognostizierbarkeit nimmt weiter ab.

Für die weiter Auswertung wurden folgende Szenarien ausgewählt:

- VarQ2 mit REMO bildet die Obergrenze der möglichen Abflussveränderung ab,
- VarQ1 mit STAR C kennzeichnet deren Untergrenze.

Die beiden gewählten Änderungssignale umranden damit den Korridor der möglichen künftigen Entwicklung aus hydrologischer Sicht.

9.4.4

Genutzte Abflussszenarien

Der mittlere Abfluss des Referenzlaufs am Pegel Raunheim/Main liegt in der Periode 1961-2003 bei $218 \text{ m}^3/\text{s}$. Der maximale Abfluss erreicht $2.437 \text{ m}^3/\text{s}$, während der minimale Abfluss $42 \text{ m}^3/\text{s}$ beträgt. Die mittleren jährlichen Abflüsse schwanken im Kalenderjahr zwischen 86 und $355 \text{ m}^3/\text{s}$ (Abb. 9-6).

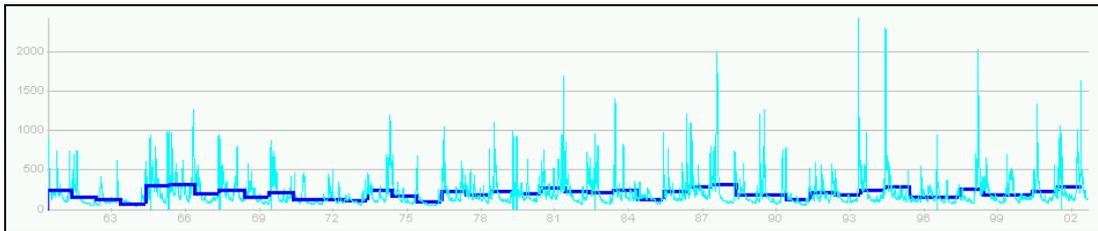


Abb. 9-6: Abflussganglinie Raunheim Main 1961-2003 (Abflüsse in m^3/s).

Jahreszeitlich ergibt sich ein differenzierteres Bild. Bei einem durchschnittlichen Abfluss von $152 \text{ m}^3/\text{s}$ im Sommerhalbjahr liegt der maximale Wert bei $273 \text{ m}^3/\text{s}$ und der niedrigste Wert bei $60 \text{ m}^3/\text{s}$. Im Winter fließen im Mittel $286 \text{ m}^3/\text{s}$ ab, bei einem Maximum im halbjährlichen Durchschnitt von $518 \text{ m}^3/\text{s}$ und einem Minimum von $96 \text{ m}^3/\text{s}$.

Der Abfluss des Mains am Pegel Raunheim wurde für den Zeitraum 2021-2050 (Referenzperiode 1971-2000) in der Arbeit von KRAHE et al. (2009) mit unterschiedlichen Regional Downscaling Verfahren modifiziert (Kette: A1B – ECHAM5_MPIOM (1) – RDS X – HBV134). Dabei wurden die Änderungssignale für die Ganglinie des Zeitraums 1961-2003 an diesem Pegel wurden entsprechend der beiden Hüllkurven der Regionalisierungsverfahren, REMO und STAR gewählt.

REMO erhöht den Abfluss ganzjährig, mit dem ersten Maximum im November und einem zweiten Maximum im Februar. Das Novembermaximum liegt um den Faktor 1,6 über den gemessenen Werten. Das Minimum liegt im Sommer (Juni und August, Faktor 1,0) (Abb. 9-5).

Das Regional Downscaling mit STAR reduziert den Abfluss fast ganzjährig, so dass nur im Januar und Februar ein Faktor größer als 1,0 erreicht wird. Das Maximum liegt im Februar (Faktor 1,1), das Minimum (Faktor 0,6) im Oktober (Abb. 9-5).

Die Multiplikation der Faktoren aus den Regional Downscaling Verfahren mit den Abflusswerten der langjährigen Reihe ergab die folgenden Ergebnisse:

Der Einfluss der Klimaveränderung auf die Wasserkraftnutzung

Der mittlere Abfluss der gesamten Periode fällt mit REMO am größten und mit STAR am kleinsten aus und ist dabei in REMO rund ein Viertel höher als im Referenzlauf. Der Spitzenabfluss ist mit 3.346 m³/s bei REMO deutlich größer als die beiden anderen Werte (STAR, Referenzlauf), die beide um 2.450 m³/s liegen. Der niedrigste Abfluss wird mit STAR erreicht, wobei alle drei Werte kleiner als 50 m³/s sind. Im Sommerhalbjahr gilt sowohl für den mittleren Abfluss als auch für die Extremwerte, dass REMO den höchsten und STAR die niedrigsten Wert ergibt. Das Verhältnis der Abstufung ist für alle drei Werte vergleichbar. Im Winter jedoch ist die Schwankungsbreite größer. So liegen die Hochwasserabflüsse des Referenzlaufs und von STAR nahe beieinander, während sie bei REMO verhältnismäßig stark erhöht sind. Auch im mittleren Winterabfluss und im winterlichen Niedrigwasser ist diese Tendenz zu erkennen.

9.4.5**Kenndaten der Wasserkraftanlage**

Für diese Studie sind an dieser Stelle konkrete Anlagendaten irrelevant. Vielmehr geht es um eine Abschätzung möglicher Änderungen infolge der Klimaeinflüsse und um Anpassungsmaßnahmen. Die ermittelten Daten sind nur so interpretierbar. Rückschlüsse auf einen realen Standort sind auch deshalb unzulässig, weil auf Bitte der Betreiber einzelne Kenngrößen für diesen Bericht verändert worden sind.

Die fiktive Beispielanlage wurde in Anlehnung an typische Wasserkraftanlagen am Main gewählt. Für die Referenzsimulation wurden folgende Kenndaten verwendet:

- Ausbaudurchfluss: 250 m³/s (entspricht etwa MQ)
- Fallhöhen: 3,35 m bei MQ, sinkend auf ca. 3 m bei doppeltem MQ und 2 m oder weniger an ca. 10 Tagen im Jahr
- Turbinen und Wirkungsgrade: 2 doppelt geregelte Kaplan-turbinen mit Spitzenwirkungsgraden von 92 % und einem Gesamtanlagenwirkungsgrad von 85 %
- Sonstige Höhenverluste: 0,25 m
- Mindestabfluss: 5 m³/s
- Stillstandszeiten aus betrieblichen Gründen: 7 Tage pro Jahr in der Niedrigwasserzeit

9.4.6 Ergebnisse

Die Referenzsimulation für den durch Abflussmesswerte belegten historischen Zeitraum von 1961 – 2003 lieferte die in Abb. 9-7 dargestellte Ganglinie der Energieerzeugung.

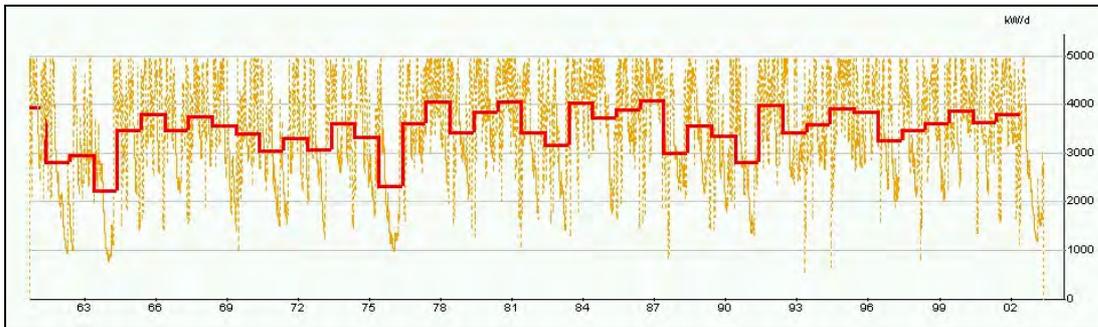


Abb. 9-7: Ganglinie der Energieerzeugung, Referenzlauf 1961-2003, Tageswerte und Jahresmittel.

Die mittlere Erzeugung betrug 2.992 GWh/a, die jährlichen Werte schwankten zwischen 2.200 und 4.100 GWh/a. Besonders ertragreiche Jahre waren 1978, 1981 und 1987. Hier traten weder besonders große Abflüsse, noch nennenswerte Niedrigwasserabflüsse aus. Sowohl Winter- wie Sommerhalbjahr entsprachen in etwa dem langjährigen MQ.

Die Erzeugung war in den Jahren 1964, 1976 und 1991 besonders gering. Die Sommerabflüsse dieser Jahre markieren die niedrigsten der Reihe. Vorausgegangen waren jeweils unterdurchschnittliche Winterabflüsse.

Abflussszenario VarQ1

Das Abflussszenario VarQ1 zeigt erhebliche Abflusszunahmen im Winter mit Spitzenzunahmen im Spätherbst und Februar. Auch in den Sommermonaten gibt es eine leichte Zunahme. Insgesamt wird mit einer Zunahme der gesamten jährlichen Abflussmenge um 24 % gerechnet.

Diese Zunahme führt jedoch nicht zu einer proportionalen Steigerung der Energieerzeugung aus Wasserkraft, wie dies bei Anwendung überschlägliche Verfahren (z.B. $MQ \cdot H \cdot \text{const.}$) zu erwarten wäre. Vielmehr kann eine valide Aussage nur durch das hier angewandte Verfahren getroffen werden, das auf der Berechnung des Leistungsplans basiert. Die so berechnete Steigerung der Energieerzeugung beträgt 7 %.

Physikalisch-technisch sind dafür zwei Effekte ausschlaggebend:

Der Einfluss der Klimaveränderung auf die Wasserkraftnutzung

Die größere Abflüsse können nicht genutzt werden, da der Ausbaugrad der Wasserkraftanlage limitierend wirkt.

Die nutzbare Fallhöhe sinkt bei größeren Abflüssen und verschlechtert dadurch die Energieausbeute.

Abflussszenario VarQ2

Das Abflussszenario VarQ2 markiert ein wasserarmes Szenario mit geringfügig positivem Änderungssignal für die Wintermonate Dezember bis Februar. Der Rest des Jahres wird durch Minderungen bis maximal knapp 40 % im Oktober gekennzeichnet. Im Mittel ergeben sich Änderungen der gesamten jährlichen Abflussmenge von –10 %.

Die mit Hilfe des Leistungsplans für die Beispielanlage berechnete Mindererzeugung liegt ebenfalls bei etwa 10 %. Weitere durchgeführte Vergleichsrechnungen haben gezeigt, dass geringfügige Änderungen der Anlagendaten wegen der heterogeneren Abflüssen zu einer überproportionalen Abnahme der Energieerzeugung führen können.

Abb. 9-8 zeigt die Leistungspläne für den Referenzzustand und die Varianten.

Der Einfluss der Klimaveränderung auf die Wasserkraftnutzung

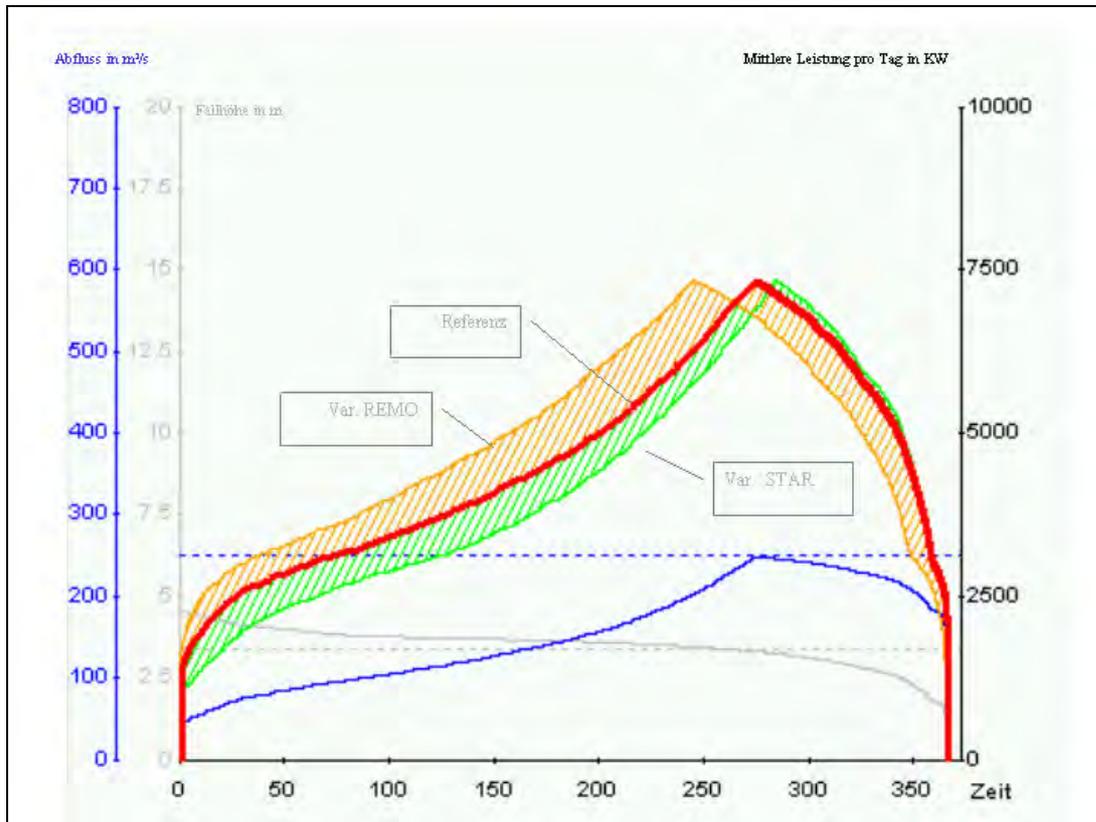


Abb. 9-8: Leistungsplan für Referenzzustand (1961-2003) und die betrachteten Varianten für die Abflussänderungen

9.4.7 Weitere Untersuchungsgebiete

Hochrhein

Der Hochrhein ist der Teil des Rheins, der zwischen dem Bodensee und Basel liegt. Der Abfluss des Hochrheins ist durch die Abflüsse aus dem Alpenrhein und aus der Aare geprägt. Der Bodensee glättet Hochwasserwellen jedoch deutlich ab. Während einer Hochwassersituation mit einem Zufluss in den Bodensee von $2.500 \text{ m}^3/\text{s}$, ist beispielsweise ein Abfluss aus dem Bodensee von nur $1.000 \text{ m}^3/\text{s}$ zu erwarten. Das Einzugsgebiet des Hochrheins hat eine Größe von rund 36.000 km^2 . Teile des Einzugsgebietes sind vergletschert, der Rest unterliegt einem nivo-pluvialen Regime.

Zum Niedrigwasser heißt es im WASKlim Projekt: „Zur zukünftigen Entwicklung der Niedrigwasser für den Bereich des Bodensees und den östlichen Hochrhein zeigen die Szenarien für alle Kennwerte Abnahmen im Bereich von 10 – 20 %, unterhalb der Wutachmündung für den 10-jährigen Niedrigwasserabfluss sogar starke Ab-

Der Einfluss der Klimaveränderung auf die Wasserkraftnutzung

nahmen > 20 %. In Bezug auf die Dauer von Niedrigwasserperioden wird künftig für die Einzugsgebiete des Bodensees und das Hochrhein-Gebiet eine deutliche Zunahme erwartet.“

Ein Beispiel aus dem Jahr 2003 mit besonders trockenem Sommer zeigt den Einfluss des Niedrigwassers auf Laufwasserkraftwerke. An den Kraftwerken Eglisau und Schaffhausen am Hochrhein etwa konnte zeitweise nur die Hälfte der üblichen Leistung erbracht werden, während am Kraftwerk Augst oberhalb von Basel die Stromproduktion 22 % unter dem sommerlichen Mittel lag (BUWAL, 2004).

Im KLIWAS Projekt wurde bisher gezeigt, dass die Modellkette Emissionsszenario – Globalklima – Regionalklima – Hydrologie mit den berechneten Kombinationen sehr unterschiedliche Ergebnisse mit großen Bandbreiten auch für die Sommermonate und die Niedrigwasserwahrscheinlichkeit liefert.

Im Rahmen des UBA Projektes „Effiziente Maßnahmen und Kriterien zur Verbesserung des ökologischen Zustands an Wasserkraftanlagen“ (FKZ3708 97 200, laufend bis Herbst 2011) werden hierzu weitere Beispielrechnungen durchgeführt.

Lech und Iller

Nach dem Global Change Atlas des GLOWA Danube Projekts ist für den Lech in Zukunft ein Rückgang der Energieproduktion zu erwarten (KOCH et al., 2010). Im Zeitraum 2011 bis 2035 ist nach dem REMO Modell in den Wasserkraftanlagen am Lech von einem Rückgang der Energieproduktion um 1,4 % auszugehen. Für den Zeitraum 2036 bis 2060 geht die Jahresarbeit sogar um –9,4 % im Vergleich zum Referenzzeitraum (1971 bis 2000) zurück.

Die Iller zeigt aufgrund ihres Ursprungs im Alpenraum eine hohe Abflussdynamik und wird bezüglich der Wasserkraft als hoch vulnerabel eingestuft. Kontrollläufe mit den Klimamodellen REMO und WETTREG haben gezeigt, dass sich die WETTREG Simulationen weitgehend mit den gemessenen Abflussmengen der oberen Iller decken, für REMO jedoch die Szenarioplausibilität nicht gewährleistet ist (SCHERZER et al., 2009).

Der Hochwassernachrichtendienst Bayern gibt für die Iller am Pegel Kempten einen mittleren Jahresabfluss von 46,9 m³/s an. Nach SCHERZER et al. (2009) ist am Pegel Kempten für die Jahre 2071 bis 2100 nach dem WETTREG-Szenario von einer signifikanten Abnahme des mittleren Jahresabfluss um 8 m³/s auszugehen. Dies entspricht einem relativen Rückgang von 16 %. Nach REMO nimmt der mittlere Jahresabfluss im selben Zeitraum um 3,5 m³/s (6 %, nicht signifikant) ab.

Im Projekt GLOWA Danube werden keine Aussagen mit Bezug auf die Szenarioplausibilität von REMO gemacht, aber auch hier dient es als Regionalisierungsmodell:

Die Abnahme, sowie klimabedingte, stärkere Schwankungen des Abflusses werden sich auf die Stromerzeugung in den Wasserkraftanlagen der Iller auswirken: Für

den Zeitraum 2011 bis 2035 ist in den Wasserkraftanlagen an der Iller ein Rückgang der Energieproduktion um 3,6 % zu erwarten. Für den Zeitraum 2036 bis 2060 geht die Jahresarbeit sogar um 15,5 % im Vergleich zum Referenzzeitraum (1971 bis 2000) zurück. Damit sind an der Iller die höchsten Einbußen der Energieproduktion im gesamten Einzugsgebiet der Oberen Donau zu erwarten (KOCH et al., 2010).

Auch für Wasserkraftanlagen an diesen Gewässern werden im Rahmen eines UBA Projektes weitere Beispielrechnungen erfolgen.

9.5

Anpassung der Wasserkraftnutzung an den Klimawandel

Die DAS (Deutsche Anpassungsstrategie an den Klimawandel) unterscheidet Auswirkungen der Klimaänderungen auf die erneuerbaren Energien hinsichtlich Ertrag und Sicherheit der Anlagen (DAS, 2008). Im Folgenden werden vier grundsätzliche Maßnahmen hinsichtlich der Energieerzeugung vorgestellt. Die Anlagensicherheit wird in Punkt 5 zusammengefasst.

1. Abflüsse und das hydrologische Regime

Grundsätzlich besteht die Möglichkeit, Veränderungen des Abflussregimes durch eine veränderte/verbesserte Wasserspeicherung zumindest teilweise auszugleichen. Dabei werden heute nicht nutzbare Abflussanteile zeitlich zurückgehalten, um sie während der Perioden mit niedrigem Abfluss wieder abzugeben. Weiterhin können Wassertransfers über natürliche Wasserscheiden vorgenommen werden.

Die Speicherung kann in Talsperren geschehen und für konkrete Standorte großen Einfluss hinsichtlich der Energieerzeugung haben. Jedoch wird der Einfluss dieser Maßnahmen auf die Gesamterzeugung der deutschen Wasserkraftwerke angesichts des geringen Anteils der alpinen Gewässer begrenzt sein, während die erforderlichen Eingriffe in die Landschaft sehr groß sind.

Als weitere Möglichkeit zur Beeinflussung des Abflussverhaltens sind auch Grundwasserentnahmen und –anreicherungen zu nennen. Der anthropogene Einfluss auf das Grundwasser spielt jedoch zumeist nur in flachen Gegenden eine Rolle. In Regionen mit hoher Reliefenergie und daraus resultierenden großen Wasserkraften ist die Einflussnahme auf das Grundwasser zu vernachlässigen.

2. Veränderung der Kraftwerksauslegung

Eine Erhöhung der Energieausbeute aus Wasserkraftanlagen kann durch eine Erhöhung des Ausbaugrades erreicht werden. Während heute bei der Großen Wasserkraft mit Ausbaugraden von 1,1 bis 1,25 gearbeitet wird, ist für die Erhöhung der

Der Einfluss der Klimaveränderung auf die Wasserkraftnutzung

Potentialnutzung innerhalb der vorliegenden Studie ein Ausbaugrad von bis zu 1,4 im Mittel vorgesehen (vgl. Kap. 4.3). Wenn dieser weitere Ausbau an bestehenden Standorten vorgenommen wird, sind gleichermaßen alle Möglichkeiten zur Anpassung von Wasserkraftanlagen an veränderte Abflussregime ausgenutzt. Voraussetzung ist jedoch, dass die Anlagen nach ihrer Erweiterung auch im Teillastbereich mit hohem Wirkungsgrad arbeiten.

Mindererzeugungen durch geringere Abflüsse oder ein ungünstigeres Abflussverhalten können durch Erhöhung der Fallhöhe kompensiert werden. Auch wenn entsprechende Genehmigungsverfahren als eine mögliche Maßnahme vereinfacht würden, so bestehen in der Regel dennoch enge topographische, bauliche und technische Grenzen für eine Erhöhung der Ausbaufallhöhe.

Häufig werden die dargestellten Veränderungen nur im Zuge der Generalrevision eines Standortes zu realisieren sein.

3. Maschinelle Ausrüstung, Automatisierung und betrieblichen Abläufe

Grundsätzlich kann die Energieausbeute aus Wasserkraftanlagen durch Verbesserung des Wirkungsgrades erhöht werden. Dies betrifft insbesondere Turbinen, Generatoren und Getriebe bzw. deren Wegfall durch direkte Kopplung von Turbine und Generator. Auch wenn die Maschinenwirkungsgrade bereits hoch entwickelt sind, so lassen sich doch durch neue Laufräder nicht unerhebliche Verbesserungen erzielen. Insbesondere bei großen Wasserkraftanlagen ergeben sich erhebliche Steigerungen der Energieerzeugung. Die beschriebenen Modernisierungsmaßnahmen werden häufig dann erfolgen, wenn ohnehin Revisionen oder Umbauten erforderlich sind.

Die Erhöhung des Ausbaugrades entsprechend Punkt 2 führt zwangsläufig zur Verlängerung der Zeiten, in den die Standorte im Teillastbetrieb gefahren werden. Daher ist nicht nur der maximale Wirkungsgrad, sondern ein möglichst optimaler Verlauf der Wirkungsgradkurve von Bedeutung. Um dies zu erreichen müssen entsprechende Turbinentypen eingesetzt oder ein optimierter Staffelbetrieb mit mehreren Maschinensätzen vorgesehen werden.

Bei kleinen Wasserkraftanlagen besteht immer noch ein erhebliches Verbesserungspotential durch Einsatz automatischer Steuerungen und Rechenreinigungsmaschinen. Pro Standort kann so die Energieerzeugung typischerweise um 10 bis 15 % gesteigert werden. Im gleichen Sinn wirken Verbesserungen im Anlagenmanagement: automatische Wehre, Einlauf- und Spülschütze vermindern Stillstandszeiten und händische Arbeit.

4. Wertigkeit der erzeugten Energie durch Planbarkeit

Der Einfluss der Klimaveränderung auf die Wasserkraftnutzung

Die Erzeugung von Energie aus Wasserkraft wird durch naturräumliche Gegebenheiten limitiert: der Zufluss – nicht aber die Nachfrage - bestimmt die Energieerzeugung. Hilfreich sind Kenntnisse und Planbarkeit zum hydrologischen System. Der Jahresgang ist im Mittel standortbezogen bekannt, im Tagesbereich lassen sich gute Voraussagen machen. Niedrigwasserabflüsse kündigen sich allmählich an. Auch Hochwasserabflüsse sind vorhersehbar, insbesondere wenn für Flussgebiete kooperativ Mess-, Vorhersage- und Warnsysteme weiter ausgebaut werden. Durch Einsatz dieser Systeme kann die Netzintegration des erzeugten Stroms und die Substitution von konventioneller Erzeugung verbessert werden.

5. Vulnerabilität und Sicherung der Wasserkraftanlagen

Wasserkraftanlagen unterliegen standortbedingt in aller Regel großen Hochwasser-
risiken. Klimaänderungen bedeuten keine grundsätzliche Veränderung der Vulnera-
bilität, können gleichwohl die Sicherheitsanforderungen anheben und bei der Nach-
rüstung bestehender Anlagen Grenzen der Wirtschaftlichkeit überschreiten.

Mit Hinweis auf die Deutsche Anpassungsstrategie wird empfohlen, Synergiepoten-
tiale zu nutzen und Vorsorge außer im baulichen Bereich auch auf das Verhalten
von Stakeholdern zu beziehen. Positive Synergieeffekte für die Wasserkraft ergeben
sich beispielsweise, wenn Hochwasserrückhaltebecken ausgebaut und Talsperren-
bewirtschaftung auf die Ziele Tourismus, Wasserversorgung und Abflussregelung
ausgerichtet werden.

Verwendete EDV-Programmsysteme

ArcGIS®, Version 9.2 ESRI, Redlands, CA, USA

HPPT, Version 4.0 Hydrotec Ingenieurgesellschaft für Wasser und Umwelt
mbH, Aachen

TimeView®, Version 2.4 Hydrotec Ingenieurgesellschaft für Wasser und Umwelt
mbH, Aachen

10

Zusammenfassung

Die vorliegende Studie beinhaltet die Ermittlung des Wasserkraftpotentials in Deutschland als Grundlage für die Entwicklung einer geeigneten Ausbaustrategie dieser regenerativen Energiequelle. Sie wurde im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit erstellt.

Als Ausgangspunkt der Untersuchung wurde die heutige Nutzung der Wasserkraft in Deutschland ermittelt. Die aktuell in Deutschland mit Hilfe der Wasserkraft erzeugte Jahresarbeit beträgt bei einer installierten Leistung von etwa 4,05 GW im Mittel ca. 20,95 TWh pro Jahr. Dieser Wert beinhaltet die Erzeugung von 6.300 kleinen Wasserkraftanlagen ($P < 1$ MW) mit 2,84 TWh, von großen Wasserkraftanlagen ($P \geq 1$ MW) mit 17,47 TWh und die Jahresarbeit durch den natürlichen Zufluss der Pumpspeicherkraftwerke von 0,638 TWh. Bei Grenzkraftwerken sind dabei nur die deutschen Anteile berücksichtigt.

Ziel der Studie war die Ermittlung des zusätzlich nutzbaren Potentials mit Hilfe eines einheitlichen, nachvollziehbaren Verfahrens. Die Potentialermittlung kann grundsätzlich mit zwei Methoden erfolgen:

- Durch Untersuchung der Standorte von Wasserkraftanlagen und Querbauwerken kann die heutige Potentialnutzung mit dem theoretischen Potential des Standortes verglichen werden. Aus der Differenz ergibt sich das eventuell vorhandene Zubaupotential, wobei lokale Restriktionen und wirtschaftliche Aspekte berücksichtigt werden können. Für eine Deutschland weite Aussage ist die Summe aller Zubaupotentiale zu bilden. Die Standortmethode ist nur dann anwendbar, wenn zu allen Standorten ausreichende Daten zur Verfügung stehen. In der ersten Phase der Studie wurde daher versucht, diese Daten zusammenzustellen. Wegen der Heterogenität und Unvollständigkeit der in den Bundesländern vorliegenden Daten konnte die Standortmethode nicht flächendeckend, sondern nur für die großen Wasserkraftstandorte ($P \geq 1$ MW) angewandt werden.
- Für die Standorte an den mittelgroßen und kleinen Gewässern mit einer potentiellen Leistung < 1 MW wurde eine Methode genutzt und weiterentwickelt, die flächendeckend vom theoretischen Wasserkraftpotential ausgeht. Dieses theoretische Potential wird als Linienpotential bezeichnet und ergibt sich aus der Höhenlage und dem Abfluss der Gewässer.

Linienpotential und technisches Potential für Deutschland

Das in Deutschland verfügbare Linienpotential wurde aus digital vorliegenden Abfluss- und Höhendaten ermittelt. Das Linienpotential beträgt

$$E_L = 92,6 \text{ TWh.}$$

Dieses Potential reduziert sich beim Übergang zum theoretisch nutzbaren Potential („Technisches Potential“) aufgrund der Fließverluste der Gewässer und der Wirkungsgradverluste der Wasserkraftmaschinen um mehr als 60 %. Durch Aufteilung des Potentials auf große und mittelgroße bis kleine Gewässer können diese spezifisch berücksichtigt werden.

Das technische Potential kann methodisch nicht exakt ermittelt werden, weil die Fließverluste der Gewässer nicht exakt beziffert werden können. Weiterhin geht der Ausbaugrad der theoretisch möglichen Wasserkraftanlagen in die Bestimmung des technischen Potentials ein. Daher ergibt sich für die großen Gewässer das technische Potential als Spanne von 28,4 bis 36,0 TWh. Das technische Potential der mittelgroßen und kleinen Gewässer liegt bei 4,8 bis 6,1 TWh. Damit ergibt sich ein gesamtes technisches Potential von

$$E_{\text{tech}} = 33,2 \text{ bis } 42,1 \text{ TWh.}$$

Im Vergleich zum genutzten Potential von 20,9 TWh verbleibt ein ungenutztes technisches Potential von

$$E_{\text{tech,zus}} = 12,3 \text{ bis } 21,2 \text{ TWh.}$$

Davon befinden sich

- 10,9 bis 18,5 TWh an großen Flüssen und
- 1,4 bis 2,7 TWh an mittelgroßen bis kleinen Gewässern.

Das Zubaupotential großer Wasserkraftanlagen

Mit der Standortmethode wurden insgesamt 406 Standorte von Wasserkraftanlagen mit einer Leistung ≥ 1 MW untersucht. Für diese Anlagen wurde ein Zubaupotential von 2,55 TWh ermittelt, das durch eine Verbesserung des Maschinenwirkungsgrades und durch die Erhöhung des Ausbaudurchflusses realisiert werden kann. Hinzu kommt das Potential durch den Neubau großer Wasserkraftanlagen an bestehenden großen Querbauwerken mit einer Jahresarbeit von maximal 0,12 TWh. Zusammen entspricht das einem Zubaupotenzial von 2,67 TWh im Bereich der Großen Wasserkraft.

Ein wesentlicher Teil des aus dem Linienpotential ermittelten technischen Potentials der großen Flüsse in Höhe von 10,9 bis 18,5 TWh (im Mittel 14,7 TWh) liegt an heute frei fließenden Strecken. Das technische Potential dieser frei fließenden Strecken, die größere, zusammen hängende Flussabschnitte bilden, liegt bei 9,5 bis 12 TWh (im Mittel 10,75 TWh). Dieser Anteil scheint aktuell nicht genehmigungsfähig. So verbleibt an den großen Flüssen bei Ansatz der Mittelwerte ein Restpotential von 1,3 TWh.

14,7 TWh	– 2,67 TWh	– 10,75 TWh	= ca. 1,3 TWh
Technisches Potential großer Gewässer	Technisches Verbesserungs- potential	Technisches Potential „frei fließender Strecken“	Technisches Restpotential

Diese verbleibenden 1,3 TWh könnten nur durch den Neubau von Staustufen mit Wasserkraftanlagen in bisher ungenutzten Gewässerstrecken, jedoch außerhalb der explizit gemäß Tab. 7-2 ausgenommenen frei fließenden Gewässerstrecken realisiert werden. Aufgrund der bestehenden Randbedingungen, Nutzungen und Restriktionen vor Ort müssen jedoch auch in diesen Abschnitten die Realisierungschancen für Neubauten als eher gering eingeschätzt werden.

Es verbleibt also ein als realisierbar eingeschätztes Zubaupotentials von ca. 2,7 TWh. Das entspräche einer Steigerung des heute genutzten Potentials an großen Gewässern um etwa 13 % bzw. einem Zubau von etwa 490 MW (bei 5.500 Volllaststunden).

Das Zubaupotential kleiner Wasserkraftanlagen

Das technische Zubaupotential liegt bei mittelgroßen bis kleinen Gewässer bei 1,4 bis 2,7 TWh. Aufgrund bestehender Restriktionen können im Durchschnitt nur ca. 30 % der Gesamtlänge der Gewässer genutzt werden. Unter dieser Annahme reduziert sich das technische Zubaupotenzial um 50 % auf 0,7 bis 1,35 TWh. Wenn zusätzlich ökologische Abflüsse in Fischaufstiegsanlagen, Bypässen und die Bereitstellung eines Mindestabflusses für Ausleitungsstrecken berücksichtigt werden senkt sich das Zubaupotential auf 0,63 bis 1,22 TWh. Die Spanne repräsentiert dabei die Unsicherheit bei der Umsetzung des Ausbaus.

Von diesem Potential können 0,56 TWh durch Verbesserung der maschinellen Einrichtung, durch verbesserte Ausnutzung der Fallhöhen und der Betriebsführung der bestehenden Wasserkraftanlagen genutzt werden.

Damit ergibt sich ein Restpotential von 0,07 und 0,66 TWh, oder im Mittel 0,4 TWh, das an bestehenden Querbauwerken durch den Neubau kleiner Wasserkraftanlagen realisiert werden könnte.

0,63 bis 1,22 TWh	=	0,56 TWh	+	0,07 und 0,66 TWh
Technisches Zubaupotential		Technisches Verbesserungspotential		Technisches Neubaupotenzial

Bei einer mittleren Leistung von 200 kW entspräche dies dem Bau von etwa 450 zusätzlichen kleinen Wasserkraftanlagen mit jeweils 4.500 Volllaststunden.

Die Wirtschaftlichkeit, mit der das Zubaupotential an mittelgroßen und kleinen Gewässern realisiert werden kann, wurde basierend auf einer Untersuchung für Nordrhein-Westfalen abgeschätzt (ANDERER et al., 2007a). Danach wäre bei einer Vergütung entsprechend EEG 2009 ein Anteil von 60 % des ermittelten Zubaupotentials von 1 TWh ökonomisch realisierbar.

Zukünftige Entwicklung

Im Rahmen der vermehrt anstehenden Neugenehmigungen ist zu erwarten, dass zusätzlich zu den bisher nur in begrenztem Umfang durchgeführten Modernisierungen weitere erforderlich werden. Damit besteht die Chance, in den kommenden Jahrzehnten etwa die Hälfte des Verbesserungspotentials zu realisieren, das sich durch bessere Wirkungsgrade oder Vergrößerung des Ausbaudurchflusses ergibt. Gleichzeitig könnten die neuesten technischen und ökologischen Standards berück-

Zusammenfassung

sichtigt werden. Dafür muss aus Einnahmen und/oder Zuschüssen das entsprechende Investitionsvolumen zur Verfügung gestellt werden.

Die Realisierung des Zubaupotentials von 1 TWh für die kleinen und mittelgroßen und von 2,7 TWh für die großen Wasserkraftanlagen erfordert erhebliche Investitionen, zu denen das EEG wesentlich beitragen kann.

Gesellschaftliche Rahmenbedingungen

Das dargestellte realisierbare Gesamtpotential wurde aus dem Linienpotential abgeleitet. Dabei stellt das Technische Potential das theoretisch maximal nutzbare Potential dar. Es ist das Ergebnis einer rein physikalisch/technischen Untersuchung. Im nächsten Schritt muss bestimmt werden, welcher Anteil dieses theoretischen Wertes tatsächlich genutzt werden kann. Dieser Anteil hängt elementar davon ab, welcher Nutzungsgrad der Gewässer unter Einbeziehung weiterer grundsätzlicher Nutzungskonkurrenzen wie z.B. Siedlungen, Grundwasserhaltung gesellschaftlich machbar ist.

Das realisierbare Wasserkraftpotential besitzt eine Obergrenze (=Technisches Potential). Wie viel dieses Potentials ausgebaut wird, hängt grundsätzlich nicht von technischen Fragestellungen, sondern wesentlich von den gegebenen gesetzlichen Randbedingungen und den lokalen Nutzungen und Restriktionen ab.

Technische Verbesserung und Neue Techniken

Während bei den 406 großen Wasserkraftanlagen durch Erhöhung von Wirkungsgrad und Durchfluss ein Verbesserungspotential von etwa 15 % möglich ist, kann bei kleinen Anlagen durch den Einbau neuer Turbinen der Maschinenwirkungsgrad um 5-11 %, und die Jahresarbeit durch eine optimierte Betriebsführung um 3-10 % verbessert werden.

Der Einsatz neuer Technologien wie z.B. von Generatoren mit Hochtemperatur-Supraleitern würde schätzungsweise zu einer Erhöhung der Jahresarbeit von 2-4 % führen. Turbinen für geringe Fallhöhen und Anlagenkonzepte mit ökologischen Vorteilen befinden sich in der Erprobung. Über Kosten und Zuverlässigkeit solcher Anlagen können auf Grund fehlender Erfahrung zum gegenwärtigen Zeitpunkt noch keine verlässlichen Angaben gemacht werden.

Einfluss des Klimawandels

Der aktuelle Stand der Klimaforschung beschreibt einheitlich einen signifikanten Temperaturanstieg sowohl für die nähere Zukunft (bis ca. 2050), als auch für die ferne Zukunft (bis zum Ende des Jahrhunderts).

Zusammenfassung

Aussagen zur Entwicklung der Niederschläge in Deutschland hingegen sind durch eine vergleichsweise große Schwankungsbreite gekennzeichnet und variieren je nach Modell und Region.

Auf der Basis der bisher vorliegenden Berechnungen zur Entwicklung der Abflüsse wird in Deutschland allgemein für die nähere Zukunft mit einer Mindererzeugung aus Wasserkraft um 1 bis 4 %, für die fernere Zukunft von bis zu 15 % gerechnet.

Exemplarische Simulationsrechnungen für eine ausgewählte typische deutsche Wasserkraftanlage am Main zeigen, dass deren Ertrag sehr sensitiv auf Schwankungen des Wasserdargebots reagiert. Je nach Szenario ergeben sich Veränderungen der Energieerzeugung von +7 % bis –10 %.

Die bearbeitenden Büros bedanken sich bei

- den MitarbeiterInnen des BMU, des UBA und des BfN sowie des Projektträgers Jülich für die Unterstützung bei der Beschaffung von Grundlagendaten und für die hilfreichen Diskussionen;
- den VertreterInnen der Landesbehörden für die Bereitstellung von Daten zu Querbauwerken und Wasserkraftanlagen;
- der BfG für die Bereitstellung von Unterlagen aus dem KLIWA-Projekt;
- Prof. Dr. W. Mauser für die Zustellung des Global Change Atlas in der neuesten Version;

den TeilnehmerInnen der Sitzung des Expertenbeirats im September 2009 für die engagierte Diskussion und die nützlichen Hinweise zur Projektbearbeitung.

Aachen, 17.09.2010

Pia Anderer und Ulrich Dumont

11

Begriffserläuterungen

11.1

Physikalisch-technische Größen und Einheiten

MW	Megawatt, 1 MW = 1.000 kW
GW	Gigawatt, 1 GW = 1.000.000 kW
TW	Terrawatt, 1 TW = 1.000.000.000 kW

Es ist zu beachten, dass sich die ermittelten und in diesem Bericht dargestellten Potentiale, die in MWh, GWh oder TWh angegeben sind, auf eine in einem Jahr erzeugte oder generierbare Energiemenge beziehen. Häufig werden für das Potential, die Jahresarbeit oder eine erzeugte Energiemenge Einheiten wie MWh/a benutzt. Diese Einheit entspricht zwar der einer Leistung, ist aber als Jahressumme einer Energiemenge zu verstehen.

Technische/ physikalische Bezeichnung	Einheit	Bedeutung
	d	Tag
	h	Stunde
η_a		Anlagenwirkungsgrad
ϵ_A		Ausbaugrad
ΔE		Zusätzliches Potential durch Erhöhung Q_A und η
ΔE_η	Wh	Zusätzliches Potential, das durch Erhöhung des Wirkungsgrades erreicht wird
ΔE_Q	Wh	Zusätzliches Potential, das durch Erhöhung des Ausbaudurchflusses erreicht wird.
ϵ_H		Fallhöhenutzungsgrad

Begriffserläuterungen

Technische/ physikalische Be- zeichnung	Einheit	Bedeutung
η_{soll}		Wirkungsgrad nach Verbesserung der WKA
ρ_w	kg/m ³	Dichte des Wassers
AE	km ²	Größe eines Einzugsgebietes
E_{a_soll}	Wh	Jahresarbeit nach Verbesserung des Anlagenwirkungsgrades
E_{eff}	Wh	effektives Linienpotential
E_L	Wh	Linienpotential, theoretisches Potential
E_{n_soll}	Wh	Jahresarbeit Soll
E_{Rtech}	Wh	technisches Rohpotential
E_{tech}	Wh	technisches Potential
E_a	Wh	Jahresarbeit
h_f	m	Fallhöhe
h_n	M	Nennfallhöhe
P_{hydr}	W	Hydraulisch verfügbare Leistung
P_{inst}	W	installierte Leistung
$P_{L, MQ}$	W	Linienleistung bei MQ
P_n	W	Nennleistung
P_{n_soll}	W	Netzleistung der WKA nach Wirkungsgradverbesserung
P_{Pump}		Pumpbetrieb
P_{Turb}		Turbinenbetrieb
P_z	W	Leistung der WKA bei Q_z
PM		Natürlicher Zufluss
PO		Nicht natürlicher Zufluss
Q_A	m ³ /s	Ausbaudurchfluss oder Nenndurchfluss
Q_n	m ³ /s	Nenndurchfluss
Q_{n_neul}	m ³ /s	Nenndurchfluss nach Erhöhung Q_A
Q_z	m ³ /s	Zusätzlicher Durchfluss nach Erhöhung des Ausbaugrades

Begriffserläuterungen

Technische/ physikalische Be- zeichnung	Einheit	Bedeutung
t_{ist}	d	Überschreitungstage im Ist-Zustand
t_{soll}	d	60 Überschreitungstage

11.2

Definitionen in Zusammenhang mit der Wasserkraft

Die nachfolgenden Definitionen wurden zum Teil in Anlehnung an GIESECKE et al. (1992/93), VDEW (1992) und VEÖ (2008) formuliert.

Begriff/Abkürzung	Bedeutung
Abflussflächenpotential	Das Flächenpotential eines Gebietes ist eine morphologisch-hydrologische Kenngröße. Sie wird bestimmt durch das Produkt aus dem abflusswirksamen Niederschlag und der vorhandenen mittleren geodätischen Höhendifferenz, bezogen auf ein Bezugsniveau. Der abflusswirksame Niederschlag ist die Abflusspende, die nach Abzug von Versickerung und Verdunstung tatsächlich zum Abfluss kommt. Die mittlere geodätische Höhendifferenz lässt sich aus dem Höhenlinienplan für das zu untersuchende Gebiet ermitteln. Das Flächenpotential stellt die theoretische Obergrenze des Wasserkraftpotentials eines Gebietes dar.
abiotisch	nicht lebend, unbelebt
Anlagenwirkungsgrad η_a	Produkt der Wirkungsgrade der einzelnen Maschinen bis einschließlich des Generators
Arbeit	Die Arbeitsangaben beziehen sich auf die an den Klemmen der elektrischen Maschine gemessenen Werte. Im Turbinenbetrieb/Generatorbetrieb misst man an den Klemmen des Generators die Brutto-Arbeit. Die Netto-Arbeit ergibt sich durch Subtraktion des Eigenbedarfs des Kraftwerks einschließlich der Verluste des Maschi-

Begriffserläuterungen

Begriff/Abkürzung	Bedeutung
	<p>nentransformators.</p> <p>Im Pumpbetrieb misst man an den Klemmen des Motors die Netto-Arbeit. Die Brutto-Arbeit ergibt sich durch Addition des Eigenbedarfs des Kraftwerks einschließlich der Verluste des Maschinentransformators.</p> <p>Die Bezeichnung Brutto oder Netto sollte angegeben werden.</p>
<p>Arbeitsvermögen A_H Jahresarbeit E_a [MWh/a], [GWh/a]</p>	<p>Das Arbeitsvermögen A eines Laufwasser-Kraftwerks ist die in einer Zeitspanne erzeugbare elektrische Arbeit.</p> $A_H = \int P \cdot dt$ <p>Die Ermittlung des Arbeitsvermögens erfolgt üblicherweise für eine Berichtszeitspanne (z.B. Monate, Halbjahre, Jahre). Das über die Zeitspanne von einem Jahr erzeugte Arbeitsvermögen ist die Jahresarbeit dieses Jahres.</p>
<p>Ausbaufallhöhe [m]</p>	<p>Fallhöhe am Kraftwerk bei Ausbaudurchfluss</p>
<p>Ausbauleistung [kW], [MW]</p>	<p>Die Ausbauleistung eines Laufwasser-Kraftwerks ist die mit dem Ausbaudurchfluss bei der Kraftwerks-Ausbaufallhöhe erzielbare Leistung. Sie ist damit die höchste von der Gesamtanlage dauerhaft ausfahrbare elektrische Leistung unter optimalen wasserwirtschaftlichen Bedingungen. Sie wird bei Speicherkraftwerken und Pumpspeicher-Kraftwerken nicht definiert.</p>
<p>Ausbauwassermenge (Ausbaudurchfluss) [m³/s]</p>	<p>Ausbauwassermenge bezeichnet die Menge an Wasser, die ein Kraftwerk maximal pro Sekunde durch seine Turbinen abführen und zur Stromerzeugung nutzen kann.</p>
<p>Ausleitungskraftwerk</p>	<p>Ein Ausleitungskraftwerk ist ein Wasserkraftwerk, das in einer Ausleitungsstrecke (Umleitungsstrecke) liegt. Ist diese Strecke ein offener Kanal, wird es auch als Kanal-kraftwerk bezeichnet.</p>
<p>Ausleitungsstrecke</p>	<p>Ursprüngliches Gewässerbett (Mutterbett) eines Fließgewässers mit einem durch die Wasserausleitung in die Umleitungsstrecke (auch Triebwerkskanal) verringerten Abfluss.</p>
<p>Bypass</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Maßnahme zur Umgehung einer Hauptströmung; hier: zur Bereitstellung einer zusätzlichen Leitströmung. 2. Geschlossenes oder offenes Gewässer, über das Fische vom Oberwasser zum Unterwasser gelangen können.

Begriffserläuterungen

Begriff/Abkürzung	Bedeutung
	nen und so ein Bauwerk umgehen.
EEG-Leistung P_{EEG} [kW], [MW]	Leistung, die zur Klassifizierung der Vergütungszahlung innerhalb des EEG genutzt wird. Sie wird berechnet als Quotient aus der jeweiligen Jahresarbeit und 8.760 h $P_{EEG} = E_a / 8.760 \text{ h/a}$
Einzugsgebiet	Das Einzugsgebiet ist die in der Horizontalprojektion gemessene Fläche eines Gebietes, aus dem das Wasser einem bestimmten Ort (Staustufe, Speicher) zufließt. Die Grenzen zwischen Einzugsgebieten sind Wasserscheiden.
Engpassleistung, Maximale Leistung P_E (P_M) [kW], [MW]	Die Engpassleistung (international üblich: maximale Leistung P_M) eines Wasserkraftwerks ist die höchste von der Anlage dauernd ausfahrbare elektrische Leistung unter der Voraussetzung, dass der Durchfluss in Verbindung mit der Fallhöhe den Optimalwert aufweist. Bei Laufwasser-Kraftwerken ist die Engpassleistung vielfach die Ausbauleistung. Bei Speicherkraftwerken und Pumpspeicher-Kraftwerken ist die Engpassleistung die höchste ausfahrbare Leistung bei maximaler Fallhöhe.
Erweiterung	Wesentlicher technischer Zubau. Bsp.: Erweiterung um weiteren Turbinenstrang.
Fallhöhe [m]	Die Kraftwerksfallhöhe ist der Höhenunterschied zwischen dem Oberwasserspiegel vor dem Rechen und dem Unterwasserspiegel hinter dem Saugschlauch eines Kraftwerkes, gemessen als Pegeldifferenz.
Flusskraftwerk	Ein Flusskraftwerk ist ein Wasserkraftwerk, das mit seinen wesentlichen Anlageteilen im Flusslauf liegt. Bauweisen sind z.B. Pfeilerkraftwerk, Buchtenkraftwerk.
Gesamtwirkungsgrad η_a	Der Gesamtwirkungsgrad ist das Produkt der betrachteten Einzelwirkungsgrade (vgl. technischer Gesamtwirkungsgrad).
Geschiebe	Die am Grund eines Fließgewässers rollend oder von einem Gletscher schiebend-mitgeführten Steine, Kiese und Sande.
Geschiebemanagement	Maßnahmen zur Stabilisierung des Gewässerbettes durch die Zugabe von Geschiebe in Streckenabschnitten mit Erosionstendenz, den Entzug von Geschiebe in An-

Begriffserläuterungen

Begriff/Abkürzung	Bedeutung
	landungsbereichen sowie durch Baggern und Verklappen zur Kontrolle örtlicher Sohldeformationen.
Geschiebezugabe	Zeitabhängige Erhöhung des für den Feststofftransport verfügbaren Geschiebes durch nach Menge und Korngröße angepasstes Material mit dem Ziel der Verhinderung von Erosionserscheinungen in größeren Streckenabschnitten.
Gesicherte Leistung P_C [kW], [MW]	<p>a) Die gesicherte Leistung eines Laufwasser-Kraftwerks ist diejenige Leistung, die an 330 Tagen des Regeljahres überschritten wird.</p> <p>b) Die gesicherte Leistung eines mit einem Kurzzeitspeicher (Tages- oder Wochenspeicher) ausgestatteten Wasserkraftwerks (z.B. auch eines schwellbetriebsfähigen Laufwasser- Kraftwerks) bestimmt sich durch seine Leistungsverlagerungsfähigkeit. Die verfügbare Zeit der gesicherten Leistung (z. B. 10 Stunden täglich) wird zweckmäßig angegeben, z.B. P_{C10}.</p> <p>c) Die gesicherte Leistung eines Speicherkraftwerks (Saison- oder Jahresspeicher) ist die höchste Leistung, die das Speicherkraftwerk bei einem Betriebsinhalt von 10 % des Betriebsraums ausfahren kann.</p> <p>d) Die gesicherte Leistung eines Pumpspeicher-Kraftwerks ist die größte ausfahrbare Leistung bei mittlerer Fallhöhe h_m.</p>
Grenzkraftwerk	Wasserkraftwerk, das an einem Grenzfluss unter Beteiligung beider Anliegerstaaten betrieben wird. Der Anteil der auf die Anliegerstaaten entfallenden Stromerzeugung bemisst sich i. d. R. nach dem Verhältnis der durch die Stauhaltung beeinflussten Uferstrecken und beträgt in vielen Fällen jeweils 50 %.
Grundlast (in der Börse auch „baseload“)	Ständig vorhandener, normalerweise nie unterschrittener Leistungsbedarf. Er wird durch ständig in Betrieb befindliche Anlage hohen Wirkungsgrades gedeckt. Die Nutzungsdauer liegt oberhalb 4.000 h/a.
Grundlastanlage, GLA	Eine Energieerzeugungsanlage, die die Grundlast abdeckt (4.000 h/a).
Installierte Leistung [kW], [MW]	Leistung an den Generatorklemmen
Jahresdauerkurve oder –	Häufigkeitsverteilung von Abflüssen, geordnetes Abfluss-

Begriffserläuterungen

Begriff/Abkürzung	Bedeutung
Jahresdauerlinie	regime
Konzession	<p>Eine Konzession ist die Erlaubnis einer Behörde, an einem Standort ein Wasserkraftwerk zu betreiben und dabei den Fluss als öffentliches Gut für private gewerbliche Zwecke zu nutzen. Neben diesem Nutzungsrecht umfasst eine Konzession zahlreiche Auflagen, die die Genehmigungsbehörde vom Kraftwerksbetreiber fordert. Das können beispielsweise Umweltschutzmaßnahmen sein wie der Bau einer Fischtreppe oder Vorgaben, wie groß die Ausbauwassermenge des Kraftwerkes sein soll. Konzessionen sind oft zeitlich befristet.</p>
Laufwasserkraftwerk	<p>Ein Laufwasserkraftwerk ist ein Wasserkraftwerk, das den jeweilig anfallenden nutzbaren Zufluss unverzüglich verwertet.</p>
Leistung [kW], [MW]	<p>Die (elektrische) Leistung ist als (elektrische) Arbeit pro Zeiteinheit definiert. Unter der Leistung einer WKA ist die elektrische Wirkleistung zu verstehen. Die Leistungsangabe bezieht sich dabei auf die an den Klemmen der elektrischen Maschine gemessenen Werte.</p> <p>Im Turbinenbetrieb misst man an den Klemmen des Generators die Brutto-Leistung. Die Netto-Leistung ergibt sich nach Abzug der Eigenbedarfsleistung des Kraftwerks und der Verlustleistung des Maschinentransformators.</p> <p>Im Pumpbetrieb misst man an den Klemmen des Motors die Netto-Leistung. Die Brutto-Leistung ergibt sich durch Addition der Eigenbedarfsleistung des Kraftwerks und der Verlustleistung des Maschinentransformators.</p>
<p>Linienpotential E_L [kWh], [MWh], [GWh] auch Abflusslinienpotential, Brutto-Linienpotential, theoretisches Linienpotential oder Linienrohpotential</p>	<p>Das Linienpotential charakterisiert die Obergrenze der Arbeitsfähigkeit eines Fließgewässers. Es wird als die physikalische Lageenergie des Wassers durch das Produkt aus Gefälle und Abfluss bestimmt. Das Linienpotential wird jeweils für Flussabschnitte mit gleichmäßigem Gefälle und gleichbleibendem mittleren Abfluss ermittelt.</p> $E_{L,MQ} = \epsilon \cdot MQ \cdot H_i \cdot t \quad (t = 8760 \text{ h})$ <p>Daraus errechnet sich die mittlere Energie pro Flusskilometer. Aus der Aufsummierung über den ganzen</p>

Begriffserläuterungen

Begriff/Abkürzung	Bedeutung
	<p>Flusslauf ergibt sich das Linienpotential des gesamten Flusses.</p> <p>In einigen Veröffentlichungen wird das Linienpotential mit einem bestimmten Nutzungs- bzw. Wirkungsgrad ϵ z.B. mit dem Wert 0,87 (SCHILLER & DREXLER, 1991) oder 0,75 (Preußen Studie, (KELLER, 1914)) berechnet und dann als Netto-Linienpotential bezeichnet.</p> <p>Das verlustfreie Linienpotential ($\epsilon = 1$) wird auch als Brutto-Linienpotential, theoretisches Linienpotential oder Linienrohpotential bezeichnet.</p>
<p>Mindestabfluss Q_{\min} [m³/s]</p>	<p>Die unterhalb eines Ausleitungswehres im natürlichen Flussbett (Mutterbett) verbleibende Wassermenge. Erforderlicher Abfluss in der Ausleitungsstrecke.</p>
<p>Mittelwasserabfluss</p>	<p>Der Mittelwasserabfluss ist der arithmetische Mittelwert der Abflüsse in einer bestimmten anzugebenden Zeitspanne.</p>
<p>Nennleistung P_n [kW, MW]</p>	<p>Die Nennleistung einer Erzeugungs-, Übertragungs- und Verbrauchsanlage ist die höchste Dauerleistung, für die sie gemäß den Liefervereinbarungen bestellt ist.</p> <p>Der Begriff der Nennleistung wird bei Wasserkraftwerken üblicherweise nur für einzelne Maschinen und Maschinensätze verwendet.</p>
<p>Nenndurchfluss Q_n</p>	<p>= Durchfluss bei Nennleistung</p>
<p>Nettofallhöhe [m]</p>	<p>Bruttofallhöhe h_f minus Verlusthöhe h_r</p>
<p>Netzeinspeisung [MWh/a], [GWh/a]</p>	<p>Energiemenge (inkl. Verluste), die an das Netz (Strom, Fernwärme) innerhalb eines Jahres abgegeben wird.</p>
<p>Niederdruckanlage</p>	<p>Wasserkraftwerk mit einer Fallhöhe unter 20 m.</p>
<p>Nutzungsgrad</p>	<p>Er gibt das Verhältnis zwischen nutzbarem Potential und verfügbarem Potential an.</p>
<p>Pumpspeicherkraftwerk</p>	<p>Ein Pumpspeicherkraftwerk ist ein Speicherkraftwerk, dessen Speicher ganz oder teilweise durch gepumptes Wasser (Pumpwasser) gefüllt wird. Für die Bereitstellung des Pumpwassers ist im allgemeinen ein Unterbecken erforderlich. Das Unterbecken kann auch die Stauhaltung, der Speicher eines anderen Wasserkraftwerkes oder ein natürliches Gewässer sein. Man unterscheidet zwischen Pumpspeicherkraftwerken mit natürlichem Zu-</p>

Begriffserläuterungen

Begriff/Abkürzung	Bedeutung
	fluss (Pm) und Pumpspeicherkraftwerken ohne natürlichen Zufluss (Po) in das Oberbecken. Pumpspeicherkraftwerke dienen vor allem dazu, Stromverbrauchsschwankungen im Tagesablauf auszugleichen.
Regelarbeitsvermögen (RAV) [MWh/a], [GWh/a]	<p>Das Regelarbeitsvermögen (RAV) ist das Arbeitsvermögen im Regeljahr, einem fiktiven Jahr, dessen wasserwirtschaftliche Größen über eine zusammenhängende Zeitreihe (mindestens 10 Jahre) gemittelt sind. Infolge von Trocken- und Nassjahren kann das Arbeitsvermögen eines realen Jahres beträchtlich (bis zu +/- 15 %) vom Regelarbeitsvermögen abweichen.</p> <p>Anmerkung:</p> <p>Vereinfacht lässt sich der Wert für das Regelarbeitsvermögen als Mittelwert der Erzeugung aus einer langen Reihe von Betriebsjahren errechnen - möglicherweise auch als gleitender Mittelwert. Dabei ist zu beachten, dass technische Ausfälle zu unbrauchbaren Werten für das RAV führen können.</p>
Regelenergie	Mehr- oder Mindermengen, die Abweichungen des prognostizierten vom tatsächlichen Strombedarf ausgleichen.
Regelzone	Abgegrenztes, geografisches Gebiet ohne Überlappungen, für welches ein einziger Übertragungsnetzbetreiber das Übertragungsnetz stellt, für Primär- und Sekundärregelung und die Minutenreserve verantwortlich ist. Deutschland ist derzeit in 6 Regelzonen aufgeteilt.
Schwellbetrieb	Beim Schwellbetrieb wird die Erzeugung im schwellbetriebsfähigen Laufwasser-Kraftwerk durch Bewirtschaftung des Stauraumes dem Leistungsbedarf (Netz) angepasst. Zu Schwachlastzeiten (Niedertarifzeiten, geringerer Elektrizitätsbedarf) wird der Gesamtzufluss Q_{zu} über wenige Stunden teilweise im Stauraum zurückgehalten (Aufstau). Der hierdurch geschaffene Speicherinhalt wird dann über wenige Stunden (Abstau) zur Starklastzeit (Hochtarifzeit, großer Elektrizitätsbedarf) verwendet
Technisches Potential [kWh], [MWh], [GWh]	Das technische Wasserkraftpotential ergibt sich aus dem nutzbaren Potential an einem Standort unter Berücksichtigung der technischen Wirkungsgrade der Maschinen, die das theoretisch vorhandene Wasserkraftpotential in nutzbare Energie z.B. Strom umwandeln.
Technisch-Wirtschaftliches	Als Technisch-Wirtschaftliches Wasserkraftpotential wird

Begriffserläuterungen

Begriff/Abkürzung	Bedeutung
Potential [kWh], [MWh], [GWh]	jenes Wasserkraftpotential verstanden, welches unter den gegebenen technischen und mittleren wirtschaftlichen Rahmenbedingungen sinnvoll erschlossen werden kann.
Verlusthöhe h_r [m]	Verlust an Fallhöhe (Druckverlust) durch das fließende Wasser; z.B. durch Rohrreibung, bei Schützen, Schiebern und Klappen, durch Bögen der Rohrleitung oder des Kanals, bei Rechen, bei Ein- und Auslaufbauwerken.
Volllaststunden [h/a]	Jahresenergieerzeugung (kWh/a) geteilt durch die Ausbauleistung (kW).
Wasserdargebot [m ³ /s]	Von Natur aus (seltener künstlich) einer Wasserkraftanlage zur Verfügung stehender Wasserzufluss.
Wirtschaftliches oder ökonomisches Potential [kWh], [MWh], [GWh]	Das tatsächlich nutzbare Potential wird aufgrund wirtschaftlicher Rahmenbedingungen nicht immer genutzt werden. Die Wirtschaftlichkeit einer Ausbaumaßnahme hängt von den jeweiligen Investitionskosten und den momentan erzielbaren Energiepreisen ab. Da in der Zukunft mit einem starken Anstieg der Energiekosten zu rechnen ist, kann ein heute noch unwirtschaftliches Projekt in wenigen Jahren durchaus realisierbar sein. Das unter gegebenen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen mit Gewinn ausbaubare Potential wird wirtschaftliches oder ökonomisches Potential genannt.

11.3 Abkürzungen

Begriff/Abkürzung	Bedeutung
BaFl	Büro am Fluss
BfN	Bundesamt für Naturschutz
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BNetzA	Bundesnetzagentur
BSU HH	Behörde für Stadtentwicklung und Umwelt, Hamburg
BUKAT	Bundeskataster der Querbauwerke (ZUMBROICH & MÜLLER 2005)
Bundesländer: Abkürzungen	
BW	Baden-Württemberg
BY	Bayern
BE	Berlin
BB	Brandenburg
HB	Bremen
HH	Hamburg
HE	Hessen
MV	Mecklenburg-Vorpommern
NI	Niedersachsen
NW	Nordrhein-Westfalen
RP	Rheinland-Pfalz
SL	Saarland
SN	Sachsen
ST	Sachsen-Anhalt
SH	Schleswig-Holstein
TH	Thüringen
DAV	Digitales Anlageverzeichnis Schleswig-Holstein
DB	Datenbank
DGJ	Deutsches Gewässerkundliches Jahrbuch
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EZG	Einzugsgebiet
FAA	Fischaufstiegsanlage

Begriffserläuterungen

Begriff/Abkürzung	Bedeutung
FFH	Fauna-Flora-Habitat
FGE	Flussgebietseinheit
FLZ	Fließgewässerzonierung: Einteilung des Längsverlaufs der Fließgewässer in Zonen (Regionen) anhand Gefälle und Breite. Jede Region wird von einer typischen Fischartengemeinschaft (Ichthyozönose) besiedelt, die durch eine Leitfischart charakterisiert wird.
GIS	Geographisches Informationssystem
HLUG	Landesamt für Umwelt und Geologie, Hessen
HMULV	Landesministerium für Umwelt, Energie, Landwirtschaft und Verbraucherschutz, Hessen
IBFM	Ingenieurbüro Floecksmühle
KA AG	Kraftwerks- und Anlagenbau AG, Berlin
KEW	Koeffizient der Erzeugungsmöglichkeiten aus Wasserkraft
LAU-ST	Landesamt für Umweltschutz Sachsen-Anhalt
LAVES	Landesamt für Verbraucherschutz und Lebensmittelsicherheit
LANUV NRW	Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen
LAU ST	Landesamt für Umweltschutz Sachsen-Anhalt
LAVES	Landesministerium für Verbraucherschutz und Lebensmittelsicherheit Niedersachsen
LBAT	Landesbergamt
LFU	Landesamt für Umwelt, Bayern
LFUG	Landesamt für Umwelt und Geologie Sachsen
LHW ST	Landesbetrieb für Hochwasserschutz und Wasserwirtschaft Sachsen-Anhalt
LLUR SH	Landesamt für Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume Schleswig-Holstein
LUA	Landesumweltamt Brandenburg
LUA SL	Landesamt für Umwelt- und Arbeitsschutz, Saarland
LUBW	Landesanstalt für Umwelt, Messung und Naturschutz, Baden-Württemberg

Begriffserläuterungen

Begriff/Abkürzung	Bedeutung
LU MV	Ministerium für Landwirtschaft, Umwelt und Verbraucherschutz, Mecklenburg-Vorpommern
LUNG-MV	Landesamt für Umwelt, Naturschutz und Geologie, Mecklenburg-Vorpommern
LUWG	Landesamt für Umwelt, Wasserwirtschaft und Gewerbeaufsicht, Rheinland-Pfalz
MUEV SL	Ministerium für Umwelt, Saarland
MLUR	Ministerium für Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume, Schleswig-Holstein
MLU ST	Ministerium für Landwirtschaft und Umwelt, Sachsen-Anhalt
MLUV BB	Ministerium für ländliche Entwicklung, Umwelt und Verbraucherschutz, Brandenburg
MQ	Mittlerer jährlicher Abfluss
MSGE	Ministeriums für Soziales, Gesundheit und Energie, Schleswig-Holstein
MUFV RP	Ministerium für Umwelt, Forsten und Verbraucherschutz, Rheinland-Pfalz
MUNLV	Ministerium für Umwelt und Naturschutz, Landwirtschaft und Verbraucherschutz, NRW
MU NS	Ministerium für Umwelt und Klimaschutz, Niedersachsen
NLWKN	Niedersächsischen Landesbetrieb für Wasserwirtschaft, Küsten- und Naturschutz
QBW	Querbauwerk
QUIS	Querbauinformationssystem
Q30	Abfluss, der im Jahr an 30 Tagen unterschritten wird
SenGUV	Senatsverwaltung für Gesundheit, Umwelt und Verbraucherschutz
StMUGV	Bayrisches Staatsministerium für Umwelt und Gesundheit
SMUL	Staatsministerium für Umwelt und Landwirtschaft, Sachsen
TLvermGeo	Landesamt für Vermessung und Geoinformation
TMLNU	Ministerium für Landwirtschaft, Naturschutz und Umwelt, Thüringen
TMWTA	Ministerium für Wirtschaft, Technologie und Arbeit, Thüringen

Begriffserläuterungen

Begriff/Abkürzung	Bedeutung
TM	Turbinenmanagement
UBA	Umweltbundesamt
UM BW	Umweltministerium Baden-Württemberg
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VE-T	Vattenfall Europe Transmission GmbH
VNB	Verteilnetzbetreiber
WHG	Wasserhaushaltsgesetz
WKA	Wasserkraftanlage (n)

12 Literatur

- ALTERACH, J. M. PEVIANI, A. DAVITTI, A. ELLI (2007): RAPPORT CESI RICERCA, www.worldwatercongress2008.org/authors/abs928_article.pdf
- ANDERER, P., U. DUMONT, R. KOLF (2007a): „Das Wasserkraftpotential in Nordrhein-Westfalen“, Wasser und Abfall 7-8, 2007, S. 16-20
- BÁRDOSSY, A. (2009): Auswirkung des Klimawandels auf Extremniederschläge. In: 4. KLIWA-Symposium im Dezember 2009 in Mainz „Klimaveränderung und Konsequenzen für die Wasserwirtschaft“
- BECKER, P. (2009): Klimaforschungslandschaft in Deutschland und die Rolle des Deutschen Wetterdienstes. In: 4. KLIWA-Symposium im Dezember 2009 in Mainz „Klimaveränderung und Konsequenzen für die Wasserwirtschaft“
- BEE (2009) BUNDESVERBAND ERNEUERBARE ENERGIEN E.V., AGENTUR FÜR ERNEUERBARE ENERGIEN): Strom-Ausbauprognose der Erneuerbare-Energien-Branche, Stromversorgung 2020, Wege in eine moderne Energiewirtschaft, Berlin
- BELZ, J. W. BELZ, J.U., BRAHMER, G., BUITEVELD, H., ENGEL, H., GRABHER, R., HODEL, H., KRAHE, P., LAMMERSEN, R., LARINA, M., MENDEL, H.-G., MEUSER, A., MÜLLER, G., PLONKA, B., PFISTER, L. & W. VAN VUUREN (2007): Das Abflussregime des Rheins und seiner Nebenflüsse im 20. Jahrhundert - Analyse, Veränderungen, Trends. Schriftenreihe der KHR, Koblenz und Lelystad, S.377.
- BMFT (1976): Programmstudie: „Nutzung der Wasserenergien“, Arbeitsgemeinschaft der Großforschungseinrichtungen.
- BNetzA (2007): Durch die Bundesnetzagentur zusammengestellte Daten zu Wasserkraftanlagen, deren in 2007 eingespeister Strom nach EEG 2004 vergütet wurde.
- BRAHMER, G. (2007): Klimawandel und seine Konsequenzen für die Wasserwirtschaft in Hessen. In: KLIWA Berichte Heft 10: 3. KLIWA-Symposium am 25. und 26.10.2006 in Stuttgart. Fachvorträge Klimaveränderung und Konsequenzen für die Wasserwirtschaft. Arbeitskreis KLIWA (Hrsg.). Karlsruhe. S.211-222.
- BUWAL (2004): Auswirkungen des Hitzesommers 2003 auf die Gewässer, Schriftenreihe Umwelt Nr. 369, BUWAL, Bern.
- DAS 2008: Deutsche Anpassungsstrategie an den Klimawandel, Beschluss des Bundeskabinetts am 17. Dezember 2008.
- DIW/ISI (1984): Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Berlin, Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung, Karlsruhe (ISI): „Abschätzung des Potentials erneuerbarer Energiequellen in der BRD“

Literatur

- DUMONT, U., P. ANDERER, U. SCHWEVERS (2005b): „Handbuch Querbauwerke“, Hrsg. Ministerium für Umwelt und Naturschutz, Landwirtschaft und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen, Düsseldorf, 213 Seiten.
- DWA (2010): Fischaufstiegsanlagen und fischpassierbare Bauwerke - Gestaltung, Bemessung, Qualitätssicherung M 509 Entwurf, DWA, 978-3-941897-04-5, 285 S.
- DWD 2010: Downloads Homepage.
- EEG (2004): Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien. Bundesgesetzblatt I 2004, 1918.
- 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.
- EG-WRRL (2000): Richtlinie 2000/60/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. Oktober 2000 zur Schaffung eines Ordnungsrahmens für Maßnahmen der Gemeinschaft im Bereich der Wasserpolitik. – Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften L 327 vom 22.12.2000, 1 – 72.
- E.ON & BEW (2009): „Potentialstudie – Ausbaupotentiale Wasserkraft in Bayern“, Bericht aus der Sicht der beiden großen Betreiber von Wasserkraftanlagen in Bayern, 21 S.
- FICHTNER (2003): „Die Wettbewerbsfähigkeit von großen Laufwasserkraftwerken im liberalisierten deutschen Strommarkt“, Studie im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, Endbericht Projekt Nr. 45/02, Bearbeitung Fichtner, Stuttgart, Kurzfassung, 17 S.
- FROHNHOLZER, J. (1963): „Systematik der Wasserkräfte in der Bundesrepublik Deutschland“, Stand 1962.
- GIESECKE J., H.-B. HORLACHER, G. FÖRSTER (1993): Forschungsvorhaben „IKARUS“, Teilprojekt 4 „Umwandlungssektor“, Unterbereich d: Wasserkraftwerke, Technischer Bericht 92/93, Universität Stuttgart, Institut für Wasserbau
- GIESECKE, J., MOSONYI, E., HEIMERL, S. (2009): Wasserkraftanlagen - Planung, Bau und Betrieb. 5. Auflage. Berlin, Heidelberg, New York: Springer-Verlag, 924 S.
- HEIMERL, S. & J. GIESECKE (2004): „Wasserkraftanteil an der elektrischen Stromerzeugung in Deutschland 2003“, Wasserwirtschaft 94, Heft 10, S. 28-40
- HEIMERL, S. (2005): „Wasserkraft in Deutschland – Bedeutung, Struktur und rechtliche Rahmenbedingungen“, Elektrizitätswirtschaft, Jg. 104, Heft 16, S. 30-35
- HEIMERL, S. (2009): Wasserkraft - Der Klassiker der Erneuerbaren Energien. In: Böhmer, T.; Weißenborn, C.: Erneuerbare Energien - Perspektiven für die Stromerzeugung. Energie im Dialog Band 3. 2. Aufl. Frankfurt am Main: EW Medien und Kongresse GmbH, S. 71-102.

Literatur

- HESSISCHES LANDESAMT FÜR UMWELT UND GEOLOGIE (HLUG) (1986): Wasserkraftnutzung in Hessen. Kurzfassung; Studie im Auftr. d. Hess. Landesregierung. Ausgabe: 1. Aufl. Wiesbaden, 44 S., Kt.
- HILDEBRAND, H., K. KERN (1986): Ermittlung des Wasserkraftpotentials von Baden-Württemberg. Erstellt durch das Institut für Wasserbau und Kulturtechnik der Universität Karlsruhe im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft, Mittelstand und Technologie Baden-Württemberg. 51 S..
- HILDEBRAND, H., K. KERN (1989): Ermittlung des Wasserkraftpotentials für große Regionen am Beispiel von Baden-Württemberg. In: Wasserwirtschaft 79, Nr. 11, S. 562-567
- KALTSCHMITT, M.; W. STREICHER; A. WIESE (2006): „Erneuerbare Energien“. Berlin, Heidelberg: Vierte, aktualisierte, korrigierte und ergänzte Auflage. Aufl. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2006. – 3540282041
- KELLER, H., C. RUPRECHT, FR. VOGEL (1914): Preußenstudie „Die Wasserkräfte des Berg- und Hügellandes in Preußen und benachbarten Staatsgebieten“, Studie im Auftrag der Preußischen Herren Minister der öffentlichen Arbeiten, für Handel und Gewerbe und für Landwirtschaft, Domänen und Forsten, bearbeitet in der Landesanstalt für Gewässerkunde
- KOCH, F., REITER, A. & H. BACH (2010): Teilprojekt Hydrologie/Fernerkundung - Auswirkungen des Klimawandels auf die Energiegewinnung aus Wasserkraft und auf die Talsperrenbewirtschaftung. In: GLOWA-Danube-Projekt, Universität München, LMU (Hrsg.). Global Change Atlas, Einzugsgebiet Obere Donau. München.
- KRAHE, P., NILSON, E., CARAMBIA, M., MAURER, T., TOMASSINI, L., BÜLOW, K., JACOB, D. & H. MOSER, (2009): Wirkungsabschätzung von Unsicherheiten der Klimamodellierung in Abflussprojektionen – Auswertung eines Multimodell-Ensembles für das Rheingebiet. In: Hydrologie und Wasserbewirtschaftung 53 (2009) 5, S. 316-331.
- KUHN, M. & M. OLEFS (2007): StartClim2007.E. Auswirkung von Klimaänderungen auf das Abflussverhalten von vergletscherten Einzugsgebieten im Hinblick auf Speicherkraftwerke. Abrufbar unter:
http://www.austroclim.at/fileadmin/user_upload/reports/StCl07E.pdf (Stand: 10.03.2010)
- LUBW KARLSRUHE (2010): Internetseite www.hvz.baden-wuerttemberg.de, Abrufdatum 22.01.2010
- MOSONYI, E. (1966): „Wasserkraftwerke Band 1, Niederdruckanlagen“, VDI-verlag Düsseldorf, 512 S..
- RINDELHARDT, U. (2007): „Wasserkraftnutzung in Ostdeutschland“, Wasserwirtschaft Nr. 6/2007, S. 33-36.
- SCHERZER, J., DISSE, M., JACOBY, C., HEINISCH, T., GRIGORYAN, G., SCHULTZE, B., STADELBACHER, V., NIEDERBERGER J. & H. PÖHLER (2009): WASKlim Abschlussbericht. Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.), Dessau, S.234.
- SCHILLER, G. & DREXLER, F. (1991): Die Wasserkraftsituation in Österreich – Stand 1990. Österreichischer Wasserwirtschaft Jg. 43, Heft 5/6:, S. 101-106.

Literatur

- SIMON, K. H., WÜST, K. H., WOLF, U. (1983): „Wasserkraftnutzung in Hessen: Potential-, Pilot- und Konzeptstudie“. Kassel.
- STAIB, F., M. SCHMIDT, F. MUSIOL (2007): „Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2007 gemäß §20 EEG“, Forschungsbericht zu Vorhaben des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Projektleitung - Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW)
- SUREK, D. (2009): „Einsatzbereiche von mobilen Flusskraftwerken“; Vortrag im Rahmen der Fachtagung Flussstrom vom 16.6.2009, <http://www.flussstrom.de/>, Magdeburg
- VDEW (1992): „Begriffsbestimmungen in der Elektrizitätswirtschaft“, Teil 3, Wasserkraft, VDEW-Verlag Frankfurt/Main
- VEÖ Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreich (Hrsg. (2008) erstellt von PÖYRY Energy GmbH Wien: „Wasserkraftpotentialstudie Österreich“, www.veoe.at.
- WAGNER, E. (1989): Wasserkraftnutzung und Wasserkraftpotential in der Bundesrepublik Deutschland, Erkenntnisstand 1989 / von Eberhard Wagner. Ausgabe: Sonderdr., Frankfurt (Main), VDEW-Verl., 7 S.
- WAGNER, E. & U. RINDELHARDT (2007): „Stromgewinnung aus regenerativer Wasserkraft in Deutschland – Überblick“; ew Jg. 106, Heft 25-26
- WATER GIS WEB AG (2009): „Flächendeckende GIS-gestützte Identifikation des Kleinwasserkraftpotentials - Kurzbeschreibung“; www.WaterGisWeb.ch.
- WEBER, M. & M. PRASCH (2009): Teilprojekt Glaziologie – Einfluss der Gletscher auf das Abflussregime und dessen Veränderung. In: GLOWA-Danube-Projekt, Universität München, LMU (Hrsg.). Global Change Atlas, Einzugsgebiet Obere Donau. München.
- ZUMBROICH, Th., A. MUELLER (2005): „Bundesweites Kataster der ökologisch wirksamen, funktional differenzierten Querverbauungen in Fließgewässern“, (BUKAT) im Auftrag des Umweltbundesamtes, Förderkennzeichen (UFOPLAN) 203 24 289, 309 S.