



Michelle Hofer, BSc

Kostenanalyse von Laufwasserkraftwerken in Europa

Masterarbeit

zur Erlangung des akademischen Grades

Diplom-Ingenieur

Masterstudium Elektrotechnik-Wirtschaft

eingereicht an der

Technischen Universität Graz

Begutachter

Assoc.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Udo Bachhiesl

Betreuerin

Petra Ochensberger, BSc MSc

Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation

Graz, Februar 2018

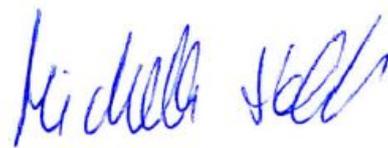
EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt, und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe.

STATUTORY DECLARATION

I declare that I have authored this thesis independently, that I have not used other than the declared sources / resources, and that I have explicitly marked all material which has been quoted either literally or by content from the used sources.

Graz, am 07.02.2018



(Michelle Hofer)

Kurzfassung

Im Laufe der Zeit haben erneuerbare Energien immer mehr an Bedeutung gewonnen. Bei der Stromerzeugung aus nicht konventionellen Energien hat jedoch die Wasserkraft, die zu den regenerativen Rohstoffen zählt, das größte Potential. Die Energiegewinnung aus Wasserkraft stellt die stabilste Form der Stromerzeugung dar und ist zudem auch die einzige regenerative Form der Energie, die grundlastfähig ist. Jedoch kommt es bei der Errichtung von Wasserkraftwerken zu sehr hohen Investitionskosten, die nicht standardisierbar sind.

Daher werden in dieser Arbeit die Kosten für Schwell- und Laufwasserkraftwerke in Europa für die Länder Albanien, Bulgarien, Bosnien und Herzegowina, Griechenland, Ungarn, Mazedonien, Montenegro, Rumänien, Serbien, Slowenien, Italien, Spanien und Portugal näher erläutert. Die Kosten setzen sich aus den Investitionskosten und den Betriebskosten zusammen. Jedoch sind die Betriebskosten im Vergleich zu jenen von Verbrennungskraftwerken sehr gering, da Wasser unbegrenzt zur Verfügung steht und dadurch fast keine Kosten für die Ressource anfallen.

Die sehr hohen Errichtungskosten für Wasserkraftanlagen gleichen sich durch den regenerativen Rohstoff und die sehr hohe Lebensdauer wieder aus. Trotz der hohen Lebensdauer müssen aufgrund von technischen, rechtlichen oder wirtschaftlichen Rahmenbedingungen nach einer gewissen Zeit verschiedene Revitalisierungen vorgenommen werden.

Wichtig zu erwähnen ist auch, dass sich vor allem die Umweltfaktoren, wie das Gefälle, die Wassermenge oder die topographischen und die geologischen Verhältnisse auf die spezifischen Investitionskosten auswirken. Daher muss bei den Berechnungen eine sehr genaue Ermittlung der Rohdaten erfolgen.

Das zentrale Ergebnis der Arbeit ist, dass die spezifischen Investitionskosten mit der Kraftwerksgröße sinken.

Abstract

Renewable energies have become more and more important. In the generation of electricity from non-conventional energies, hydropower, which is one of the renewable energies, has the greatest potential. The generation of energy from hydropower is the most stable form of electricity generation and it is the only regenerative form of energy that is suitable for baseload. The construction of hydropower plants causes high investment costs, which cannot be standardized.

Therefore, the costs of run-of-river hydro power plants and cascaded run-of-river hydropower plants with swell operation in Europe for the countries Albania, Bulgaria, Bosnia and Herzegovina, Greece, Hungary, Macedonia, Montenegro, Romania, Serbia, Slovenia, Italy, Spain and Portugal are analyzed. The costs consist of investment costs and operating costs. However, operating costs are very low compared to those of combustion plants, because there are almost no costs for the water and it is available in unlimited quantities.

The very high construction costs for hydropower plants are compensated by the regenerative raw material and the very long lifetime. In spite of the long lifetime, various refurbishments have to be done after a certain time, because of technical, legal or economic conditions.

It is also important to mention that the environmental facts, such as the gradient, the amount of water or the topographical and geological conditions, affect the specific investment costs. Therefore, the determinations of the raw data for the calculations have to be very accurate.

The result of this work is that the specific investment costs decrease with the power plant size.

Inhaltsverzeichnis

1.	Einleitung	1
1.1	Motivation	3
1.2	Forschungsfragen.....	3
1.3	Methodik	4
2.	Grundlagen	5
2.1	Begriffsdefinitionen	5
2.2	Geschichte der Wasserkraft	7
2.3	Klassifizierung der Wasserkraftwerke	10
2.4	Funktionsweise von Schwell- und Laufwasserkraftwerken	12
2.4.1	Flusskraftwerke	13
2.4.2	Kipp- und Schwellkraftwerke	13
2.4.3	Ausleitungskraftwerk und Schleifen-/Schlingenausbau	14
2.5	Funktionsweise von hydraulischen Maschinen	15
2.5.1	Unterscheidungsmerkmale	15
2.5.2	Einsatzbereich der unterschiedlichen hydraulischen Maschinen	16
2.6	Hydraulischen Maschinen zur Energiegewinnung.....	17
2.6.1	Propeller- und Kaplan-Turbine	17
2.6.2	Francis-Turbine	17
2.6.3	Pelton-Turbine	18
2.6.4	Durchströmturbine	19
2.7	Wasserkraftpotential.....	20
2.7.1	Begriffsdefinitionen	20
2.7.2	Vorteile von Wasserkraftanlagen.....	21
2.7.3	Wasserkraftpotential weltweit	23
2.7.4	Wasserkraftpotential in Europa	26
2.8	Revitalisierung und Ausbaupotential	28
2.8.1	Planungs- und Projektphasen	28

2.8.2	Auswahl und Weiterentwicklung von Wasserkraftstandorten	31
2.8.3	Ausbaupotential bestehender Anlagen.....	32
2.8.4	Betriebsorganisation und Instandhaltung	33
2.8.5	Effizienzmessung an Wasserkraftanlagen	34
2.8.6	Vorgehensweise für Effizienzsteigerungsprojekte.....	35
2.8.7	Effizienzsteigerung in der Praxis	39
2.8.8	Rahmenbedingungen bei der Revitalisierung von Wasserkraftwerken	41
2.8.9	Lebens- und Nutzungsdauer von Wasserkraftanlagen	43
2.8.10	Maßnahmen bei der Revitalisierung von Wasserkraftanlagen	47
2.8.11	Revitalisierung in der Praxis	48
2.9	Wirtschaftliche Aspekte der Wasserkraft.....	49
2.9.1	Untersuchung von Wasserkraftanlagenprojekten.....	51
2.9.2	Wirtschaftliche Betrachtungen	51
2.9.3	Investitionsrechenverfahren	53
2.9.4	Kosten- und Nutzenstruktur.....	54
2.9.5	Risikomanagement bei Wasserkraftprojekten	59
2.9.6	Beispiel zur Wirtschaftlichkeit von Wasserkraftanlagen	60
2.9.7	Hemmnisse beim Ausbau einer Wasserkraftanlage.....	62
3.	Vorgehensweise	63
3.1	Ermittlung der Rohdaten	63
3.2	Ermittlung der spezifische Investitionskosten in Euro pro kWh (2015) für die jeweiligen Flüsse in Österreich.....	63
3.3	Ermittlung der spezifischen Investitionskosten in Euro pro kWh (2015) für Kraftwerke mit unbekanntem Investitionskosten an Flüssen in Europa	66
3.4	Ermittlung der Investitionskosten in Euro (2015) für Kraftwerke mit unbekanntem Investitionskosten an Flüssen in Europa	66
3.5	Ermittlung der spezifischen Investitionskosten in Euro pro kWh (2015) und der Investitionskosten in Euro (2015) im jeweiligen Land.....	67
3.6	Ermittlung der Investitionskosten in Euro im Inbetriebnahmejahr im jeweiligen Land.....	68
3.7	Sensitivitätsanalyse	68
4.	Ergebnisse	69

4.1	Anzahl der errichteten Schwell- und Laufwasserkraftwerke pro Jahr.....	69
4.2	Vergleich der recherchierten und der berechneten spezifischen Investitionskosten in Euro pro kW.....	70
4.3	Schwell- und Laufwasserkraftwerke entlang der Donau	73
4.4	Darstellung der berechneten spezifischen Investitionskosten in Euro pro kWh (2015) aller Schwell- und Laufwasserkraftwerke	77
4.5	Darstellung der berechneten spezifischen Investitionskosten in Euro pro kW (2015) aller Schwell- und Laufwasserkraftwerke	80
4.6	Darstellung der Sensitivitätsanalyse.....	83
5.	Diskussion und Zusammenfassung	85
5.1	Diskussion	85
5.2	Zusammenfassung	89
	Literaturverzeichnis.....	90
	Anhang A.....	93
	Anhang B.....	96
	Anhang C.....	111

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Schema eines Laufwasserkraftwerkes mit vertikaler Turbine.....	12
Abbildung 2: Anordnung von Flusskraftwerken.	14
Abbildung 3: Formen von Ausleitungskraftwerken.	15
Abbildung 4: Kennlinienfeld der Turbinen in Abhängigkeit der Fallhöhe und des Durchflusses.	16
Abbildung 5: Schema einer vertikalen Kaplan-Turbine.....	17
Abbildung 6: Schema von Francis-Läuferrädern: a)Langsamläufer; b) Schnellläufer.	18
Abbildung 7: Schema einer Pelton-Turbine.	18
Abbildung 8: Schema einer Durchströmturbine: a) horizontaler Zufluss; b) vertikaler Zufluss.....	19
Abbildung 9: Wirkungsgrade der unterschiedlichen Kraftwerkstechnologien.	22
Abbildung 10: CO ₂ -Emission der Stromerzeugung in [g/kWh].....	22
Abbildung 11: Leistungsplan von Wasserkraftanlagen.....	35
Abbildung 12: Leistungsentwicklung und Ausfallrisiko einer Wasserkraftanlage („Badewannenfunktion“) und mögliche Maßnahmen.	44
Abbildung 13: Tagesganglinie des Energiebedarfs und die Deckung durch Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerke.	50
Abbildung 14: Durchschnittliche spezifische Investitionskosten und durchschnittliche spezifische Stromgestehungskosten der unterschiedlichen Kraftwerkstechnologien.....	51
Abbildung 15: Summenlinie der Aufwendungen und der Erträge einer Wasserkraftanlage.	52
Abbildung 16: Spezifische Investitionskosten der Flüsse in Euro pro kWh (2015) in Österreich.....	65
Abbildung 17: Mittelwert der spezifischen Investitionskosten der Flüsse in Euro pro kWh (2015) in Österreich.	65
Abbildung 18: Anzahl der Schwell- und Laufwasserkraftwerke, die pro Jahr in Europa für die Länder Albanien, Bulgarien, Bosnien und Herzegowina, Griechenland, Ungarn, Mazedonien, Montenegro, Rumänien, Serbien, Slowenien, Italien, Spanien und Portugal errichtet wurden.	69
Abbildung 19: Vergleich der recherchierten und der berechneten Investitionskosten in Euro pro KW.....	70
Abbildung 20: Spezifischen Investitionskosten in Euro pro kWh (2015) über der installierten Leistung für die Schwell- und Laufwasserkraftwerke entlang der	

Donau für die Länder Deutschland, Österreich, Slowakei; Serbien und Rumänien.....	73
Abbildung 21: Spezifischen Investitionskosten in Euro pro kW (2015) über der installierten Leistung für die Schwell- und Laufwasserkraftwerke entlang der Donau für die Länder Deutschland, Österreich, Slowakei; Serbien und Rumänien.....	74
Abbildung 22: Investitionskosten in Euro (2015) der Schwell- und Laufwasserkraftwerke entlang der Donau in Deutschland.....	75
Abbildung 23: Investitionskosten in Euro (2015) der Schwell- und Laufwasserkraftwerke entlang der Donau in den Ländern Österreich, Slowakei, Serbien und Rumänien.....	76
Abbildung 24: Spezifischen Investitionskosten in Euro pro kWh (2015) über den Inbetriebnahmejahren für die Schwell- und Laufwasserkraftwerke in Europa für die betrachteten Länder.....	78
Abbildung 25: Spezifischen Investitionskosten in Euro pro kWh (2015) über der installierten Leistung für die Schwell- und Laufwasserkraftwerke in Europa für die betrachteten Länder.....	78
Abbildung 26: Boxplot der spezifischen Investitionskosten in Euro pro kWh (2015) in Europa für die betrachteten Länder nach der installierten Leistung sortiert..	79
Abbildung 27: Spezifischen Investitionskosten in Euro pro kW (2015) über den Inbetriebnahmejahren für die Schwell- und Laufwasserkraftwerke in Europa für die betrachteten Länder.....	81
Abbildung 28: Spezifischen Investitionskosten in Euro pro kW (2015) über der installierten Leistung für die Schwell- und Laufwasserkraftwerke in Europa für die betrachteten Länder.....	81
Abbildung 29: Boxplot der spezifischen Investitionskosten in Euro pro kW (2015) in Europa für die betrachteten Länder nach der installierten Leistung sortiert..	82
Abbildung 30: Spezifische Investitionskosten in Euro pro kWh (2015) in Europa für die betrachteten Länder über der installierten Leistung mit Parametervariation des KWF.	84

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Welweiter Bedarf an Primärenergie.....	2
Tabelle 2: Potentiale, installierte Leistung und Regelarbeitsvermögen der Wasserkraft weltweit.....	23
Tabelle 3: Anteil der Wasserkraft weltweit in Prozent.....	24
Tabelle 4: Potentiale, installierte Leistung und Regelarbeitsvermögen der Wasserkraft in Europa.....	26
Tabelle 5: Übersicht über die typischen Revisionsintervalle.....	33
Tabelle 6: Tatsächliche technische Lebensdauer T_L der Anlage und der Anlagenteilen bei Wasserkraftanlagen.....	45
Tabelle 7: Prozentueller Anteil an den Investitionskosten.....	55
Tabelle 8: Prozentuelle Angaben für Unterhaltungs- und Erneuerungskosten bezogen auf die Investitionskosten für Anlagen unter 10 MW in Mitteleuropa.....	56
Tabelle 9: Einteilung der Förderungen von Kleinwasserkraftanlagen.....	57
Tabelle 10: Beispiel zur Wirtschaftlichkeit einer Wasserkraftanlage.....	60
Tabelle 11: Vergleichstabelle für die unterschiedlichen Preisniveaus.....	67
Tabelle 12: Daten zum Vergleich der recherchierten und der berechneten spezifischen Investitionskosten in Euro pro kW Teil 1.....	71
Tabelle 13: Daten zum Vergleich der recherchierten und der berechneten spezifischen Investitionskosten in Euro pro kW Teil 2.....	71
Tabelle 14: Daten zum Vergleich der recherchierten und der berechneten spezifischen Investitionskosten in Euro pro kW Teil 3.....	71
Tabelle 15: Daten zum Vergleich der recherchierten und der berechneten spezifischen Investitionskosten in Euro pro kW Teil 4.....	72
Tabelle 16: Auflistung der im Boxplot der Abbildung 25 dargestellten Werte.....	79
Tabelle 17: Auflistung der im Boxplot der Abbildung 29 dargestellten Werte.....	83
Tabelle B 1: Preisindex in Albanien.....	96
Tabelle B 2: Preisindex in Österreich.....	97
Tabelle B 3: Preisindex in Bosnien und Herzegowina.....	98
Tabelle B 4: Preisindex in Bulgarien.....	99
Tabelle B 5: Preisindex in Deutschland.....	100
Tabelle B 6: Preisindex in Griechenland.....	101

Tabelle B 7: Preisindex in Spanien.....	102
Tabelle B 8: Preisindex in Kroatien.....	103
Tabelle B 9: Preisindex in Italien.	104
Tabelle B 10: Preisindex in Montenegro.....	105
Tabelle B 11: Preisindex in Mazedonien.	106
Tabelle B 12: Preisindex in Portugal.....	107
Tabelle B 13: Preisindex in Rumänien.....	108
Tabelle B 14: Preisindex in Serbien.....	109
Tabelle B 15: Preisindex in Slowenien.	110

Abkürzungsverzeichnis

EE	Erneuerbare Energien
IEA	International Energy Agency
KKW	Kernkraftwerk
RAV	Regelarbeitsvermögen
KKP	Kaufkraftparität
WRRL	Wasserrichtlinie
OeMAG	Abwicklungsstelle für Ökostrom AG
EVU	Energieversorgungsunternehmen
P_{\max}	maximal installierte Leistung
fh	Fallhöhe
Q_{\max}	maximaler Durchfluss

Einheitenverzeichnis

Mtoe	Megatonne oil equivalent
kWh	Kilowattstunden
GWh	Gigawattstunden
MW	Megawatt
GW	Gigawatt
m	Meter
g/kWh	Gramm pro Kilowattstunde
TWh/a	Terawattstunden pro Jahr
m ³ /s	Kubikmeter pro Sekunde
U/min	Umdrehungen pro Minute
mm	Millimeter
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunden
m/km	Meter pro Kilometer

1. Einleitung

Durch die Energiewende, die von der deutschen Bundesregierung im Jahr 2011 eingeleitet wurde, hat das Thema erneuerbare Energien (EE) noch mehr an Bedeutung gewonnen. Durch die Steigerung der Energieeffizienz und den Ausbau an EE, kommt es zu einer erneuten Anpassung der Fördersysteme und der Struktur im Energie-Mix (Heimerl, 2013 S. 12).

Damit eine umweltfreundliche Energieversorgung garantiert werden kann, müssen die EE weiter ausgebaut werden. Um den stetig steigenden Energieverbrauch durch EE zu decken und somit den Klimawandel einzudämmen, wird in Europa eine internationale Kooperation benötigt. Vor allem in Bezug auf die sehr hohen Kapitalkosten, die bei dem weiteren Ausbau der EE entstehen. Denn nur so können die niedrigen variablen Kosten für den Betrieb auch genutzt werden. Deshalb ist die internationale Kooperation, Vernetzung und Vermarktung äußerst wichtig. Durch einen Zusammenschluss ist es auch möglich, den besten Standort für die regenerativen Energieformen auszuwählen. Dadurch kann der Ertrag wesentlich optimiert werden. Die Vorteilhaftigkeit der EE, aus Wasser, Wind und Sonne hängt sehr stark von den lokalen Umweltfaktoren ab (SWP, 2012).

Der globale primäre Energiebedarf wird laut einer Studie der International Energy Agency (IEA) zwischen dem Jahr 2007 und dem Jahr 2030 mit einem jährlichen Wachstum von 1,5 % ansteigen. In Tabelle 1 wird der weltweite Bedarf an Primärenergieträgern dargestellt. Dabei wird der Zeitraum vom Jahr 2007 bis zum Jahr 2015 durch die jährliche Wachstumsrate prognostiziert. Dabei steigt die Stromnachfrage in der gleichen Zeit auf 2,5 % an. Im selben Zeitraum steigen auch die CO₂-Emissionen jährlich um 1,5 %. In Europa steigt der jährliche Energiebedarf an Primärenergie zwischen dem Jahr 2007 und dem Jahr 2030 um 0,2 %. Damit der Klimawandel eingedämmt werden kann, müssen hohe Investitionen im Bereich EE getroffen werden. Der jährlich steigende Energiebedarf kann nur erzeugt werden, wenn auch investiert wird und genügend finanzielle Mittel zur Verfügung stehen. Die IEA erwartet bis 2030 einen kumulierten Kapitalbedarf von etwa 22 Billionen Euro, wobei ungefähr die Hälfte der Investitionen in Entwicklungsländern benötigt wird, in denen die Population und der Energiebedarf am schnellsten wachsen (Böttcher, 2014) (IEA, 2009 S. 76).

Tabelle 1: Welweiter Bedarf an Primärenergie [Mtoe] (IEA, 2009 S. 37).

	1980	2000	2007	2015	2030	2007-2030*
Coal	1 792	2 292	3 184	3 828	4 887	1.9%
Oil	3 107	3 655	4 093	4 234	5 009	0.9%
Gas	1 234	2 085	2 512	2 801	3 561	1.5%
Nuclear	186	676	709	810	956	1.3%
Hydro	148	225	265	317	402	1.8%
Biomass and waste**	749	1 031	1 176	1 338	1 604	1.4%
Other renewables	12	55	74	160	370	7.3%
Total	7 228	10 018	12 013	13 488	16 790	1.5%

* Compound average annual growth rate.

** Includes traditional and modern uses.

Wichtig zu erwähnen ist das die Wasserkraft als einzige regenerative Energieform einen guten Lastausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch liefert. Denn durch Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke ist es möglich, die Energie aus der Wasserkraft wirtschaftlich zu speichern und bei Bedarf bereit zu stellen. Die Wasserkraft leistet neben den anderen EE auch einen sehr großen Beitrag zur CO₂-Reduktion (Neumayer, 2008).

Des Weiteren ist noch zu erwähnen, dass der Anteil des Stromverbrauchs der durch Wasserkraft gedeckt werden kann, in den einzelnen Ländern aufgrund der unterschiedlichen Menge an natürlichen Ressourcen und durch regulatorische und energiepolitische Vorgaben unterschiedlich ist (Böttcher, 2014 S. 4).

Durch die Errichtung von Wasserkraftanlagen erfolgt neben der Gewinnung von EE auch eine Erfüllung von wasserbaulichen, energiewirtschaftlichen, naturpflegenden und städtebaulichen Aufgaben. Daher kommt es neben dem ökologischen Eingriff zu zahlreichen Vorteilen. Denn die Wasserkraftwerke widmen sich nur selten alleine der Wasserkraftnutzung zur Erzeugung elektrischer Energie. Durch Wasserkraftwerke erfolgt auch ein Hochwasserschutz, eine Regulierung der Grundwasserstände, die Förderung der biologischen Vielfalt, die Sicherstellung der Schiffbarkeit, die Schaffung von Arbeitsplätzen, die Sicherung der Lebensqualität und die Schaffung von Erholungsräumen (Giesecke/Mosonyi, 2009 S. 13-14).

1.1 Motivation

Bei der Energiegewinnung aus Wasserkraft handelt es sich um die stabilste und älteste Form der Stromproduktion. Schon am Ende des 19. Jahrhunderts wurde die Menschheit bereits mit Strom aus Wasserkraft versorgt. In Europa lag der Anteil der Stromerzeugung durch Wasserkraft im Jahr 2014 bereits bei 13,2 % (EUROSTAT). Durch Innovationen und Revitalisierungen kann die Effizienz bereits bestehender Anlagen gesteigert und somit ein wesentlicher Beitrag zur europäischen Energiewende beigetragen werden. Im Gegensatz zu anderen EE, wie Photovoltaik und Wind, die sehr stark fluktuieren, ermöglicht Wasserkraft als einzige regenerative Energiequelle eine stabile und grundlastfähige Stromversorgung. Zudem weist die Wasserkraft im Vergleich zu den anderen EE eine sehr hohe Lebensdauer auf (Voith).

1.2 Forschungsfragen

Bei Wasserkraftwerken handelt es sich im Gegensatz zu Kohle-, Gas- oder Kernkraftwerken (KKW) um nicht standardisierbare Kraftwerkstypen. Da Wasserkraftwerke sehr stark von den lokalen Umweltfaktoren abhängen, sollen in dieser Arbeit die spezifischen Investitionskosten von europäischen Schwell- und Laufwasserkraftwerken, bezogen auf die Kraftwerksgröße und die Gegebenheiten des Flusses (Gefälle und Wassermenge), ermittelt werden. Daraus ergeben sich folgende Forschungsfragen:

1. Wann müssen Revitalisierungen vorgenommen werden und welche Effizienzsteigerungspotentiale und wirtschaftlichen Aspekte gibt es?
2. Wie wirken sich Umweltfaktoren, wie Gefälle, Wassermenge oder topographische und geologische Verhältnisse, auf die spezifischen Investitionskosten aus?
3. Gibt es europäische Flüsse, die Ähnlichkeiten hinsichtlich der Umweltfaktoren aufweisen und sind demnach auch die spezifischen Investitionskosten der dort gebauten Wasserkraftwerke ähnlich?
4. Wie unterscheiden sich die spezifischen Investitionskosten in den verschiedenen europäischen Ländern?
5. Verringern sich die spezifischen Investitionskosten mit der Größe des Wasserkraftwerkes?

6. Wie wirken sich die Laufzeit und der Zinssatz auf die spezifischen Investitionskosten aus?

1.3 Methodik

In dieser Masterarbeit werden zuerst einige technische Grundlagen zum besseren Verständnis erläutert und anschließend wird die Vorgehensweise näher definiert. Die Frage wann Revitalisierungen vorgenommen werden müssen und welche Effizienzsteigerungspotentiale und wirtschaftlichen Aspekte es gibt, kann mittels Literatur beantwortet werden. Wie sich die Umweltfaktoren auf die spezifischen Investitionskosten auswirken und ob es europäische Flüsse gibt, die Ähnlichkeiten hinsichtlich der Umweltfaktoren aufweisen und demnach auch die spezifischen Investitionskosten der dort gebauten Wasserkraftwerke ähnlich sind, wurde mittels Datenanalyse beantwortet. Die Preisunterschiede der spezifischen Investitionskosten in den verschiedenen europäischen Ländern werden mittels Literaturrecherche und Daten zu den Preisniveaus in den jeweiligen Ländern diskutiert. Ob sich die spezifischen Investitionskosten mit der Größe des Wasserkraftwerkes verringern, wird mittels Literatur und Datenauswertung analysiert. Die Auswirkungen der Laufzeit und des Zinssatzes auf die spezifischen Investitionskosten wird ebenfalls mittels Literatur und Datenanalyse überprüft.

Um einen besseren Eindruck in die Thematik zu erhalten, folgen einige Auswertungen aus den zuvor durchgeführten Berechnungen. Am Ende der Arbeit erfolgen eine detaillierte Protokollierung der Erkenntnisse aus den Forschungsfragen und eine Schlussfolgerung mit den wichtigsten Punkten.

2. Grundlagen

Zum besseren Verständnis der folgenden Abschnitte folgt eine kurze Definition einiger wichtiger Begriffe die in dieser Arbeit verwendet werden.

2.1 Begriffsdefinitionen

Regelarbeitsvermögen (RAV)

Das RAV ist das Arbeitsvermögen im Regeljahr. Dabei handelt es sich um die theoretisch elektrische Energie die in einem Jahr erzeugt werden kann. Es wird in den Einheiten Kilowattstunden (kWh) oder in Gigawattstunden (GWh) angegeben (Giesecke/Mosonyi, 2009 S. 33).

Installierte Leistung

Die installierte Leistung gibt die maximale Leistung (Nennleistung) der im jeweiligen Bezugsjahr tatsächlich in der Wasserkraftanlage erzeugten elektrischen Energie an. Sie wird in Megawatt (MW) oder Gigawatt (GW) angegeben (Giesecke/Mosonyi, 2009 S. 34).

Kaufkraftparität (KKP)

Es handelt sich um eine KKP, wenn handelbare Güter an unterschiedlichen Orten zum gleichen Geldwert erworben werden können (Wermuth, et al., 1983 S. 171).

Nominaler Zinssatz

Beim nominalen Zinssatz wird die durchschnittliche jährliche Inflationsrate mitberücksichtigt. Je nach Art und Standort der Investition wird ein Risikozuschlag dazu gerechnet. Dieser Zinssatz orientiert sich am aktuellen Kapitalmarkt (Giesecke/Mosonyi, 2009 S. 66).

Realer Zinssatz

Hierbei handelt es sich um den inflationsbereinigten Zinssatz (Giesecke/Mosonyi, 2009 S. 66).

Kalkulationszinsfuß

Dabei handelt es sich um den tatsächlich anzusetzenden Zinssatz mit Zuschlägen für Risiko, Inflation, Ertragssteuern und Finanzierungsverhältnisse (Giesecke/Mosonyi, 2009 S. 67).

Kapitalwiedergewinnungsfaktor (KWF)

Dieser Faktor dient zur Umformung einer Zahlung in eine Reihe mit gleich hohen Zahlungen (Giesecke/Mosonyi, 2009 S. 65).

Annuität

Dabei handelt es sich um die jährlichen Einzahlungsüberschüsse. Die Annuität einer Investition ergibt sich aus der Multiplikation des Kapitalwertes mit dem KWF (Giesecke/Mosonyi, 2009 S. 67).

Fallhöhe

Die Fallhöhe bezeichnet die Differenz zwischen dem Oberwasser und dem Unterwasser. Anders formuliert handelt es sich um den Niveauunterschied zwischen der Wasserfassung und dem zentralen Auslauf. Durch Aufstauung des Oberwassers und oder Absenkung des Unterwassers kann das natürliche Gefälle eines Flusses zu einer nutzbaren Fallhöhe umgewandelt werden (Oeding, et al., 2011 S. 105).

Abfluss/Durchfluss

Bei dem Abfluss oder dem Durchfluss handelt es sich um das Wasservolumen pro Zeiteinheit, das einen Fluss an einer bestimmten Stelle durchfließt. Bei Schwell- und Laufwasserkraftwerken kommt es innerhalb von einem Jahr zu starken Schwankungen des Wasservolumens. Des Weiteren ist der Durchfluss von Hochgebirgsflüssen anders als bei Mittelgebirgsflüssen und Flachlandflüssen. Bei den Hochgebirgsflüssen ist der Durchfluss im Sommer am Größten. Bei den Mittelgebirgsflüssen und Flachlandflüssen ist der Durchfluss im Frühjahr und im Winter am Größten (Oeding, et al., 2011 S. 104).

Gefälle

Das Gefälle eines Flusses ergibt sich aus dem Quotienten zwischen dem Höhenunterschied und der Länge.

2.2 Geschichte der Wasserkraft

Bereits seit Jahrtausenden wird die Wasserkraft genutzt. Jedoch wurde die Wasserkraft bis zum Anfang des 19. Jahrhunderts nur für mechanische Zwecke verwendet. Erst durch die Entwicklung der Turbine und des Generators konnte aus der kinetischen Energie des Wassers elektrische Energie erzeugt werden (Verbund). Nach Schätzungen zufolge wurde die Wasserkraft bereits vor 5000 Jahren in China angewendet. Die Nutzung der Wasserkraft, wie sie heutzutage erfolgt, gibt es seit etwa 100 Jahren (erneuerbare-energien).

In den folgenden Punkten erfolgt eine nähere Erklärung der Entwicklung der Wasserkraft (rwe) (Neumayer, 2008):

Vor 3500 Jahren – Wasserräder für die Bewässerung

Die ersten durch Wasserkraft angetriebenen Maschinen waren Wasserschöpfräder. Diese Technik wurde vermutlich schon vor 3500 Jahren in Mesopotamien (heute Irak) zur Feldbewässerung angewandt und ist auch aus Indien und China bekannt.

Vor 2000 Jahren – Wasserräder treiben Mühlen an

Griechen und Römern erfanden im 2. Jahrhundert vor Christus eine Technik, durch die es möglich war schwere Mühlsteine anzutreiben.

Mittelalter – Daumenwelle

Durch die Daumenwelle konnte die Drehbewegung des Wasserrades in eine Hin- und Herbewegung verwandelt werden. Dadurch ließen sich nun viele mechanische Werkzeuge per Wasserkraft antreiben: Schleifereien und Schmiedehämmer, Sägen in Sägewerken und Webstühle.

Neuzeit – Turbinen folgten aus den Wasserrädern

Der englischen Bauingenieur John Smeaton erfand 1769 ein Wasserrad aus Gusseisen, welches besser belastbar war und eine größere Leistung brachte. Damit konnten nun kleine Fabriken betrieben werden. Erst im Laufe des 19. Jahrhunderts, als Kohle immer billiger wurde, verwendeten viele Fabriken Dampfmaschinen.

1827 – Die erste Wasserturbine

Der französische Ingenieur Benoît Fourneyron entwickelte die erste Wasserturbine, bei der von oben auf eine Art Propeller das Wasser geleitet wird und dadurch zu rotieren beginnt.

Dadurch konnten größere Wassermengen und höhere Gefälle ausgenutzt werden und die Leistungsfähigkeit wurde dadurch deutlich erhöht.

1849 – Entwicklung der Francis-Turbine

Der amerikanische Ingenieur James B. Francis entwickelte die Francis-Turbine. Das Wasser wird hierbei durch verstellbare Leitschaufeln seitlich auf das Laufrad der Turbine geleitet. Dieser Turbinentyp wird bis heute in vielen Wasserkraftwerken eingebaut.

1880 – Erstmals Strom aus Wasserkraft

Werner von Siemens erfand den elektrodynamischen Generator. Dadurch war es möglich die kinetische Energie des Wassers in elektrische Energie umzuwandeln. 1880 entstand im englischen Northumberland das erste Wasserkraftwerk. 1895 ging das erste Großkraftwerk an den Niagarafällen in den USA ans Netz.

1890 – Entwicklung der Pelton-Turbine

Durch den gleichnamigen Ingenieur Lester A. Pelton wurde die heutige Form der Gleichdruckturbine entwickelt.

1913 – Entwicklung der Kaplan-Turbine

Der österreichische Professor Viktor Kaplan entwickelte ein neues Turbinenkonzept. Dieser Turbinentyp ähnelt einer Schiffsschraube mit verstellbaren Schaufeln. Sie besitzt sowohl Leit-, als auch Laufschaufeln, die verstellbar sind. Dadurch erreichen Anlagen mit Kaplan-Turbinen sehr hohe Wirkungsgrade, auch bei schwankender Wassermenge oder Fallhöhe.

1955 – intensiver Ausbau folgt

Zu diesem Zeitpunkt gibt es noch keine konkurrenzfähige Technologie für die Wasserkraft. Die Elektrizitätswirtschaft befindet sich in öffentlicher Hand.

1970 – Verlangen nach Wasserkraft steigt

Die Kritik am Eingriff durch den Bau von Wasserkraftwerken in das ökologische System nimmt zu.

1980 – Standorte fehlen

Durch den vermehrten Einsatz von Atomkraftwerken wurde der Ausbau von Wasserkraftwerken reduziert.

1990 Bis heute – das europäische Umfeld verändert sich stark

Der Strommarkt wird liberalisiert und der Ausgleich zwischen Über- und Unterkapazitäten zwischen europäischen Ländern wird möglich.

2.3 Klassifizierung der Wasserkraftwerke

Im Rahmen einer Klassifizierung von Wasserkraftwerken können unterschiedliche Schwerpunkte bzw. Gesichtspunkte in Betracht gezogen werden. Zwischen den einzelnen Klassifizierungsgruppen bestehen oftmals enge Beziehungen, so dass sich eindeutige Abgrenzungen nicht definieren lassen. Es ergeben sich die folgenden Gruppierungen für eine Klasseneinteilung (Giesecke/Mosonyi, 2009 S. 99-100):

1. Einteilung nach technischen (flussbaulichen und bautechnischen) Gesichtspunkten:

- *Laufwasserkraftwerke:*
 - *Flusskraftwerke:*
 - *Blockbauweise (zusammenhängende Bauweise);*
 - *Buchtenkraftwerk;*
 - *Zwillingsbauweise (beidseitige Anordnung);*
 - *Pfeilerkraftwerke (aufgelöste Bauweise);*
 - *überströmbare Flusskraftwerke (Kombination mit Stauanlage);*
 - *Ausleitungskraftwerk;*
 - *Schleifen-/Schlingenausbau (Kombination von Seitenkanal und Flussstrecke);*
- *Speicherkraftwerke mit natürlichem Zufluss;*
- *Pumpspeicherkraftwerke (Speicherkraftwerke ohne und mit natürlichem Zufluss);*
- *Gezeitenkraftwerke;*
- *Wellenkraftwerke;*
- *Depressionskraftwerke;*
- *Gletscherkraftwerke;*
- *Wasserkraftanlagen mit unterirdischen Speichersystemen.*

2. Einteilung nach topographischen Gesichtspunkten:

- *Flusskraftwerke im Unterlauf;*
- *Wasserkraftwerke im Mittelgebirge (Laufwasser- und Speicherkraftwerke);*
- *Speicherkraftwerke im Hochgebirge.*

3. Einteilung nach der Nutzfallhöhe

- *Niederdruckanlagen (Fallhöhe < 15 m);*
- *Mitteldruckanlagen (Fallhöhe = 15 bis 50 m);*
- *Hochdruckanlagen (Fallhöhe > 50 m).*

4. Einteilung unter energiewirtschaftlichen Gesichtspunkten

- *Grundlastkraftwerke;*
- *Mittellastkraftwerke;*
- *Spitzenlastkraftwerke.*

5. Einteilung nach der Betriebsweise

- *Inselbetrieb;*
- *Verbundbetrieb.*

6. Einteilung nach der installierten Leistung

- *Kleinwasserkraftanlagen (in der Regel < 1 MW);*
- *Mittelgroße Wasserkraftanlagen (< 100 MW);*
- *Großwasserkraftanlagen (> 100 MW).*

2.4 Funktionsweise von Schwell- und Laufwasserkraftwerken

In dieser Arbeit erfolgt eine Kostenanalyse von Schwell- und Laufwasserkraftwerken in Europa, daher wird hier nach der allgemeinen Einteilung zum besseren Verständnis die Funktion dieser näher erklärt.

Bei Laufwasserkraftanlagen wird der Höhenunterschied zwischen Ober- und Unterwasser genutzt, der durch Aufstauung durch das Wehr entsteht, um Strom mittels Turbine und Generator zu erzeugen. Bei den meisten Niederdruckanlagen, die eine Fallhöhe von bis zu 15 m aufweisen, handelt es sich um Laufwasserkraftwerke. In diesen Kraftwerken werden vor allem Kaplan-, Propeller-, Durchström- oder Rohrturbinen verwendet, wobei Francis-Turbinen eher selten werden verwendet. Durch den Bau von Wasserkraftwerken kommt es neben der Stromversorgung auch zu einer Verbesserung des Hochwasserschutzes und der Sohlenerosionen (Flusseintiefungen) (Giesecke/Mosonyi, 2009 S. 101). In Abbildung 1 handelt es sich um eine vertikal eingebaute Turbine. Diese Einbauweise wird vor allem bei größerem Höhenunterschied eingesetzt. Das Wasser durchströmt die Turbine dabei von oben nach unten. Eine andere Möglichkeit eine Turbine einzubauen stellt die horizontale Einbauweise dar, wobei diese vor allem bei niedrigeren Fallhöhen verwendet wird.

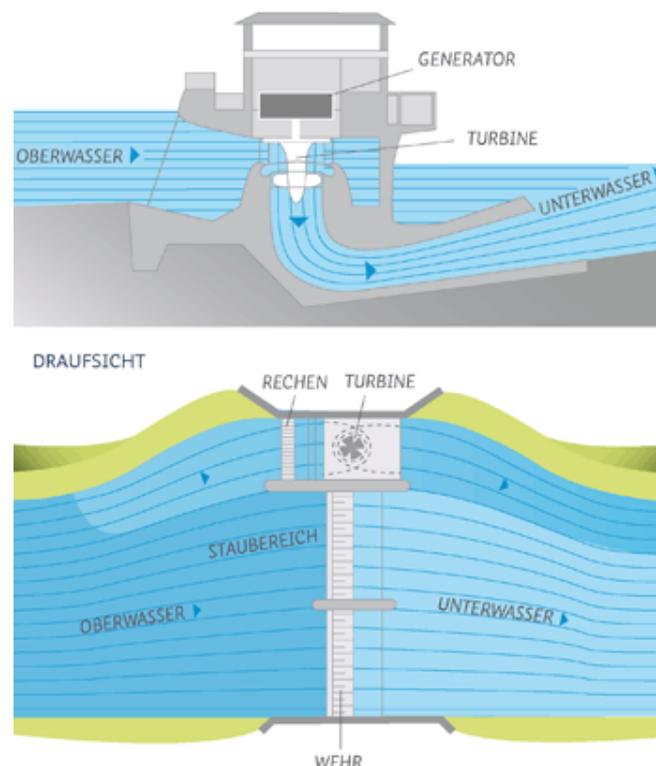


Abbildung 1: Schema eines Laufwasserkraftwerkes mit vertikaler Turbine (landeskraftwerke).

2.4.1 Flusskraftwerke

Laufwasserkraftwerke werden durch die Anordnung unterschieden. Bei einem reinen Flusskraftwerk, das direkt in den Flusslauf eingebaut ist, befinden sich das Wehr und das Krafthaus nebeneinander. Das Wehr und das Krafthaus sind mit ihrer Längsachse quer zum Fluss ausgerichtet. Bei Flüssen, die schiffbar sind, ist des Weiteren noch eine Schleuse einzurichten. Wenn die gesamte zur Verfügung stehende Ausbaufallhöhe eines Flusses in mehrere Stufen unterteilt wird, kann durch diese bauliche Maßnahme die beste Energieausbeute erreicht werden. Da bei Laufwasserkraftanlagen nur das natürliche Wasserdargebot genutzt wird, stellen sie lediglich die Grundlastenergie bereit. Zum Ausgleich der Stromerzeugung eines Flusskraftwerkes an den tatsächlichen Strombedarf (oftmals Mittellast- bis Spitzenlastenergie) kann das Kraftwerk mit Durchlaufspeicherung betrieben werden. Voraussetzung ist ein ausreichendes Stauvolumen oberhalb jeder Staustufe einer Wasserkraftanlagenkette. Dabei muss der erste Speicher (Kopfspeicher) und der letzte Speicher (Endspeicher) deutlich größer sein als die dazwischen liegenden Speicher (Zwischenspeicher). Durch Wasserkraftwerksketten kann ein höherer Ausbaugrad erreicht werden. Des Weiteren kann durch den bedarfsorientierten Einsatz ein höherer Wirkungsgrad erzielt werden (Giesecke/Mosonyi, 2009 S. 101-102).

2.4.2 Kipp- und Schwellkraftwerke

Für Flusskraftwerke mit Durchlaufspeicherung stehen zwei Betriebsarten zur Wahl: der **Kipp- oder der Schwellbetrieb**. Beim Kippbetrieb werden alle Anlagen einer Wasserkraftwerkskette in Betrieb genommen. Dadurch steht die volle Leistung der gesamten Anlage zur Verfügung. Beim Schwellbetrieb wird jede Anlage nacheinander in Betrieb genommen, wodurch eine Welle mit erhöhtem Abfluss erfolgt, die diese Kraftwerksstrecke durchfließt und so eine höhere Leistung entsprechend der Fließzeit erzeugt (Giesecke/Mosonyi, 2009 S. 102).

Je nach Anordnung des Krafthauses lassen sich folgenden Flusskraftwerkstypen unterscheiden. In Abbildung 2 sind die verschiedenen Anordnungen von Flusskraftwerken dargestellt (Giesecke/Mosonyi, 2009 S. 104-108):

- a) Blockbauweise: Das Krafthaus, welches alle Maschinensätze beinhaltet, befindet sich an einer Seite des Flusses.
- b) Zwillingskraftwerk: Bei Flüssen mit großem Ausbaudurchfluss und kleiner Fallhöhe kann es zur Zweiteilung des Kraftwerkes kommen, da in diesem Fall aufgrund der höheren Anzahl von Maschinengruppen große Krafthauslängen erforderlich sind.

- c) Pfeilerkraftwerk: Hierbei kommt es zu einer abwechselnden Anordnung der Wehr und der Turbinenpfeiler in der Kraftwerksachse.
- d) Überströmbare Bauweise: Bei überströmbaren bzw. überflutbaren Kraftwerken kommt ein einheitlicher durchgebildeter Baukörper zum Einsatz. Er erfüllt drei Aufgaben: Aufnahme der Maschinensätze, Stauhaltung und Hochwasserentlastung.
- e) Buchtenkraftwerk: Dabei wird das Kraftwerk in einer künstlich geschaffenen Bucht seitlich des ursprünglichen Flusslaufes angeordnet. Dies ist die häufigste Form des Flusskraftwerkes.

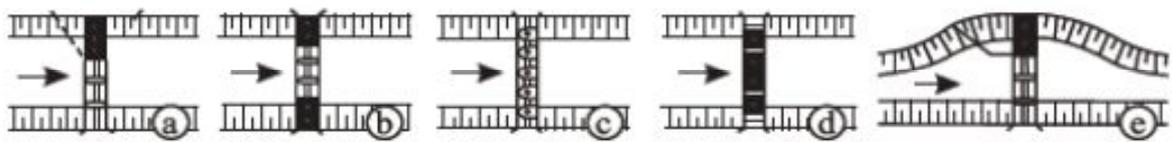


Abbildung 2: Anordnung von Flusskraftwerken (Giesecke/Mosonyi, 2009 S. 104).

2.4.3 Ausleitungskraftwerk und Schleifen-/Schlingenausbau

Das Ausleitungskraftwerk wird auch als Umleitungskraftwerk bezeichnet. Folgende drei Formen werden unterschieden. In Abbildung 3 werden die drei Formen von Ausleitungskraftwerken dargestellt. (Giesecke/Mosonyi, 2009 S. 109):

- a) Kanalkraftwerk: Bei den Kanalkraftwerken wird bei stark mäandrierenden Flüssen (geringes Gefälle und eventuell geringer Abfluss) durch einen künstlichen Kanal abgekürzt, damit das Gefälle an einer Stelle zusammengefasst und in einer Wasserkraftanlage genutzt werden kann. Dadurch bleibt der Fluss auch weiterhin schiffbar.
- b) Schleifenkraftwerke: Diese werden in eine künstlich geschaffenen Fluss Schleife oder einem Werkkanal errichtet.
- c) Schlingenkraftwerke: Diese Form hingegen durchschneidet eine kurze Flusswindung.

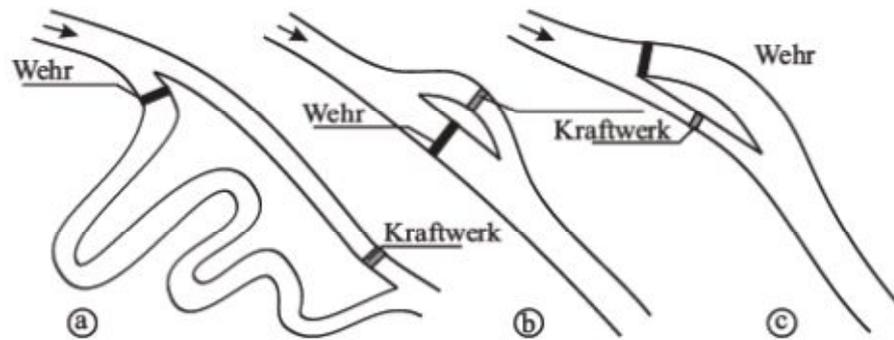


Abbildung 3: Formen von Ausleitungskraftwerken (Giesecke/Mosonyi, 2009 S. 109).

2.5 Funktionsweise von hydraulischen Maschinen

Bei hydraulischen Maschinen wird dem durchströmenden Wasser Energie entzogen und diese über eine Welle und ein Getriebe durch einen Generator in elektrische Energie umgewandelt. Aber auch Pumpen zählen zu den hydraulischen Maschinen, sie stellen das Gegenteil von Turbinen dar (Giesecke/Mosonyi, 2009 S. 509).

2.5.1 Unterscheidungsmerkmale

Bei den Turbinenarten wird grundsätzlich zwischen Gleichdruckturbinen (Pelton-Turbine, Durchströmturbine) und Überdruckturbinen (Propeller-, Kaplan-, Francis-Turbinen) unterschieden. Das Laufrad wird bei den Gleichdruckturbinen druckfrei umströmt, das heißt die Druckhöhe, welche abhängig von der Fallhöhe ist, wird direkt in Geschwindigkeitshöhe umgesetzt. Bei den Gleichdruckturbinen wird nicht das gesamte Laufrad vom Wasser erfasst, sondern nur wie z.B. bei der Pelton-Turbine einzelne Becher des Laufrades. Bei den Überdruckturbinen wird das Laufrad dagegen zur Gänze vom Wasser umströmt. Dabei tauchen sie vollständig ins Unterwasser ein und stoßen dort auf einen Gegendruck. Die Druckhöhe wird nur teilweise in Geschwindigkeitshöhe umgesetzt. Jedoch ist es möglich den Druckabfall innerhalb des Laufrades mit einem Saugrohr zu einem großen Teil wieder zurück zu gewinnen (Giesecke/Mosonyi, 2009 S. 509-510).

2.5.2 Einsatzbereich der unterschiedlichen hydraulischen Maschinen

Je nach Fallhöhe und Durchfluss kommen unterschiedliche hydraulische Maschinen zum Einsatz. In Abbildung 4 erfolgt eine Darstellung der Einsatzbereiche der unterschiedlichen hydraulischen Maschinen durch das Kennlinienfeld der eingesetzten Turbinenarten. In den nächsten Seiten werden die unterschiedlichen Turbinenarten näher erklärt.

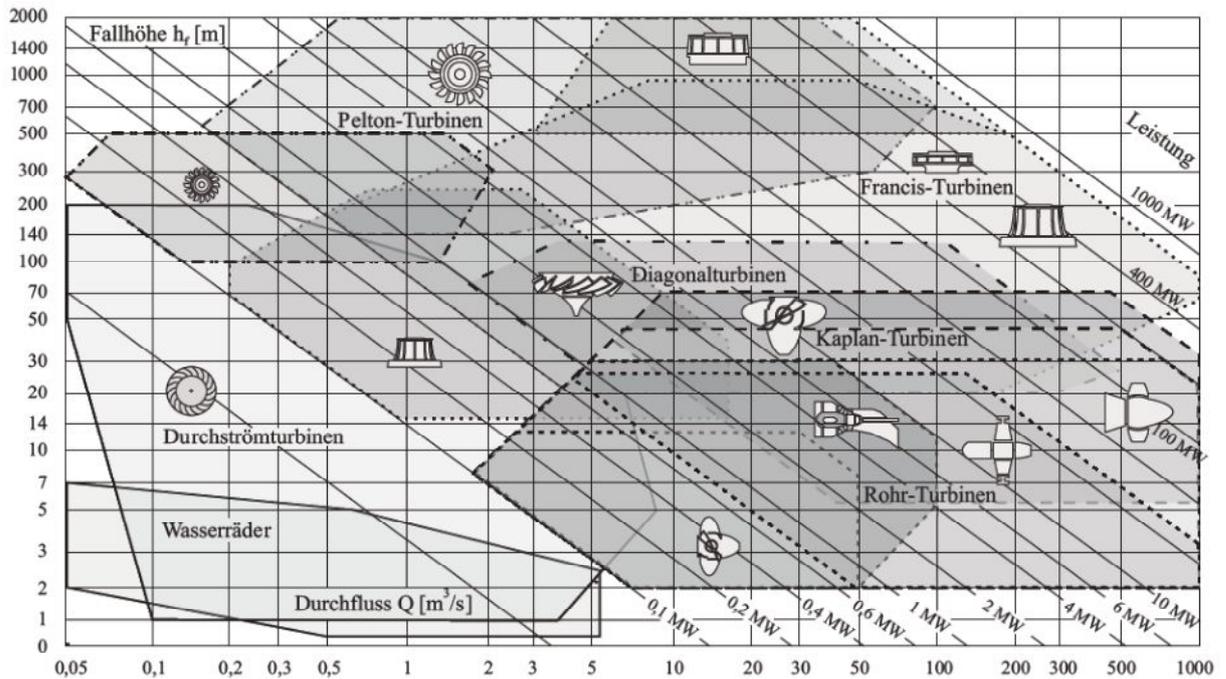


Abbildung 4: Kennlinienfeld der Turbinen in Abhängigkeit der Fallhöhe und des Durchflusses (Giesecke/Mosonyi, 2009 S. 512).

2.6 Hydraulischen Maschinen zur Energiegewinnung

2.6.1 Propeller- und Kaplan-Turbine

Propeller- und Kaplan-Turbinen werden bei einer Fallhöhe von bis zu 80 m und einer großen Wassermenge eingesetzt. Beide Turbinen können horizontal oder auch vertikal eingebaut werden. In Abbildung 5 wird als Beispiel die vertikale Kaplan-Turbine dargestellt. Durch die verstellbaren Lauf- und Leitrad-schaufeln kann die Kaplan-Turbine im Gegensatz zu der Propellerturbine den Bedingungen optimal angepasst werden und so ein besserer Wirkungsgrad erreicht werden. Daher kommen Propellerturbinen nur bei einem gleichmäßigen Durchfluss oder wenn mehrere Maschinen in einem Krafthaus installiert sind zum Einsatz. Denn durch mehrere Maschinen kann die Regelung durch In- oder Außerbetriebnahme einzelner Turbinen erfolgen (Giesecke/Mosonyi, 2009 S. 569-570).

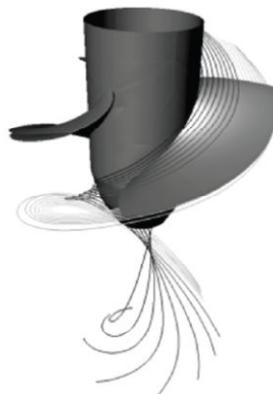


Abbildung 5: Schema einer vertikalen Kaplan-Turbine (Giesecke/Mosonyi, 2009 S. 533).

2.6.2 Francis-Turbine

Francis-Turbinen können sowohl mit horizontaler als auch mit vertikaler Welle ausgeführt werden. Das Einsatzgebiet erstreckt sich über mittlere Fallhöhen und Durchflüsse. Bei einer Fallhöhe von etwa 600 m deckt sich das Einsatzgebiet mit dem der Pelton-Turbine. Bei einer kleineren Fallhöhe deckt sich das Einsatzgebiet mit dem der Kaplan-Turbine. Durch den Druck des Wassers, das durch ein Spiralgehäuse zugeführt wird, wird das Laufrad, welches aus Leitrad-schaufeln besteht, in Bewegung gesetzt. Durch die Leitrad-schaufeln kann die Drehzahl und somit die Leistung der Turbine gesteuert werden (Giesecke/Mosonyi, 2009 S. 585-586).

In Abbildung 6 wird der Langsam- und Schnellläufer von Francis-Läuferrädern symbolisiert. Das Laufrad besteht bei vertikalen Maschinen aus den Laufradschaufeln, die starr mit dem meist kleineren Innenkranz und dem unteren in der Regel größeren Außenkranz verbunden sind. Der Innenkranz schließt dabei an die Turbinenwelle an, welche den Generator antreibt. Bei horizontalen Turbinen wird die Welle durch das Laufrad geführt oder es erfolgt eine beidseitige Lagerung (Giesecke/Mosonyi, 2009 S. 588).



Abbildung 6: Schema von Francis-Läuferrädern: a) Langsamläufer; b) Schnellläufer (Giesecke/Mosonyi, 2009 S. 588).

2.6.3 Pelton-Turbine

Die Pelton-Freistrahlturbine ist für große Fallhöhen und für einen geringen bis mittleren Durchfluss ausgelegt. Daher wird sie vor allem im Hochgebirge eingesetzt. Durch die schnelle Regulierbarkeit wird sie vor allem zur Deckung des Spitzenbedarfs verwendet. Das Wasser trifft hierbei aus einer oder mehreren regelbaren Düsen mit hohem Druck auf das mit Halbschalen besetzte Laufrad. Dadurch entsteht eine Impulskraft. Das Schema einer Pelton-Turbine wird in Abbildung 7 dargestellt. Die Laufräder von Pelton-Turbinen sind im Vergleich zu anderen mehreren Lastwechseln ausgesetzt, da der Strahl immer nur einzelne Schaufeln belastet (Giesecke/Mosonyi, 2009 S. 592-594).

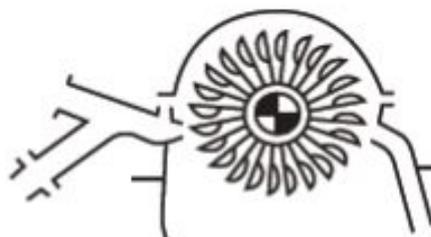


Abbildung 7: Schema einer Pelton-Turbine (Giesecke/Mosonyi, 2009 S. 510).

2.6.4 Durchströmturbine

Diese Art von Turbine kommt vor allem bei Nieder- und Mitteldruckanlagen zum Einsatz. Die Durchströmturbine ähnelt in ihrer Form am ehesten dem Wasserrad. Sie wird bei geringem Durchfluss und Fallhöhen von 1-200 m eingesetzt. Mit dieser Turbine kann ein Wirkungsgrad von ungefähr 85 % erreicht werden. Der Zufluss des zuströmenden Triebwassers wird durch die Leitschaufeln geteilt und auf das Laufrad umgelenkt. Das Wasser tritt über den Leitapparat in den Schaufelkranz des walzenförmigen Läufers ein. Das Triebwasser durchquert das Laufrad zuerst von außen nach innen und trifft dann erneut auf die gegenüberliegenden Laufradschaufeln. Durch Abbildung 8 wird das Schema einer Durchströmturbine mit horizontalem und vertikalem Zufluss dargestellt.

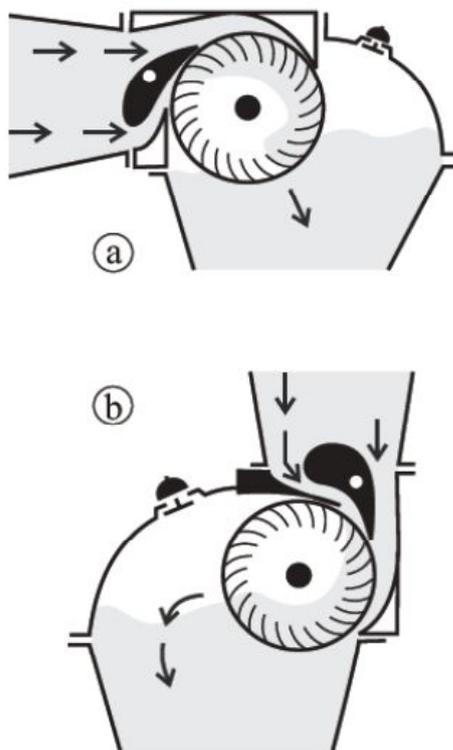


Abbildung 8: Schema einer Durchströmturbine: a) horizontaler Zufluss; b) vertikaler Zufluss (Giesecke/Mosonyi, 2009 S. 605).

2.7 Wasserkraftpotential

Zu Beginn des Kapitels erfolgt eine detaillierte Begriffsdefinition.

2.7.1 Begriffsdefinitionen

Da das Potential an Gewässern zur Wasserkraftnutzung in verschiedenen Arten unterschieden wird, erfolgt eine Beschreibung der unterschiedlichen Potentiale (Giesecke/Mosonyi, 2009 S. 33-34):

Theoretisches Flächenpotential

Bei dem theoretischen Flächenpotential handelt es sich um die Obergrenze des theoretischen Wasserkraftpotentials. Dabei handelt es sich um den Niederschlag abzüglich der Verdunstung, der Versickerung und anderen Verlusten auf einer bestimmten Fläche.

Technisch nutzbares Potential

Hierbei handelt es sich um den nutzbaren Anteil des theoretischen Potentials der technischen, ökologischen und ökonomischen Einschränkungen unterliegt. Das technisch nutzbare Potential oder das technisch nutzbare Arbeitsvermögen beträgt 40 bis 50 % des theoretischen Potentials. Jedoch kann es dazu kommen, dass das technisch nutzbare Potential nur 10 % des theoretischen Potentials beträgt. Dieser Fall tritt bei sehr ungünstigen Randbedingungen auf.

Wirtschaftlich nutzbares Potential

Beim wirtschaftlich nutzbaren Potential handelt es sich um das technisch-ökonomisch nutzbare Potential. Hierbei werden Entscheidungen in Bezug auf das Kosten-Nutzen-Verhältnis und die Rentabilität getroffen.

Linienpotential

Das Linienpotential, auch Wasserkraftpotential, ist eine aussagefähige Größe der Wasserkraft. Hierbei handelt es sich um einen Abschnitt eines Fließgewässers, welcher einen bestimmten mittleren Abfluss und einen gewissen Höhenunterschied aufweist.

Genutztes Potential

Das genutzte Potential gibt die im jeweiligen Bezugsjahr tatsächliche erzeugte elektrische Energie an.

Es muss allerdings berücksichtigt werden, dass es sich bei der Ermittlung dieser Potentiale um empirische Werte handelt. Da es sich vor allem um geographische Gegebenheiten, natürliches Wasserdargebot und technische Randbedingungen handelt. Daher müssen diese Hochrechnungen aufgrund der natürlichen und technischen Änderungen ständig erneut berechnet werden.

2.7.2 Vorteile von Wasserkraftanlagen

Bei der Stromerzeugung aus Wasserkraft handelt es sich um eine langfristige und sehr rentable Form. Diese Technologie weist bedeutende Vorteile auf (EURELECTRIC, 2013):

- Ermöglicht eine bessere Integration anderer EE (Windenergie, Solarenergie und Biomasse);
- Stellt eine sichere Verfügbarkeit für die kommenden Jahrhunderte dar;
- Spielt eine wichtige Rolle bei der Eindämmung des Klimawandels;
- Das noch nicht entwickelte wirtschaftliche Wasserkraftpotential in Europa beträgt 47 % des technisch erschließbaren Potentials;
- Liefert einen guten Hochwasserschutz;
- Die Wasserkraft trägt einen wichtigen Beitrag zum Erreichen der Klimaziele der EU bei;
- Die Wasserkraft weist im Vergleich zu anderen Kraftwerkstechnologien den höchsten Wirkungsgrad in der Stromerzeugung auf. In Abbildung 9 ist deutlich zu erkennen, dass die Wasserkraft den höchsten Wirkungsgrad erzielt;

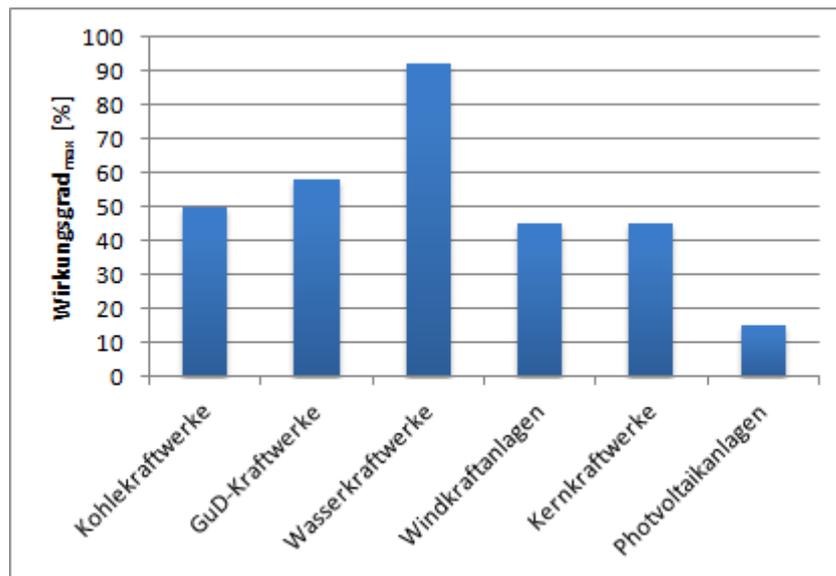


Abbildung 9: Wirkungsgrade der unterschiedlichen Kraftwerkstechnologien (Oeding, et al., 2011) (Fuhs, 2000).

- Die Wasserkraft verfügt aktuell über die am besten nutzbaren Speichertechnologien;
- Die Wasserkraft weist im Vergleich zu anderen Kraftwerkstechnologien einen sehr niedrigen CO₂-Fußabdruck auf, wie in Abbildung 10 dargestellt.

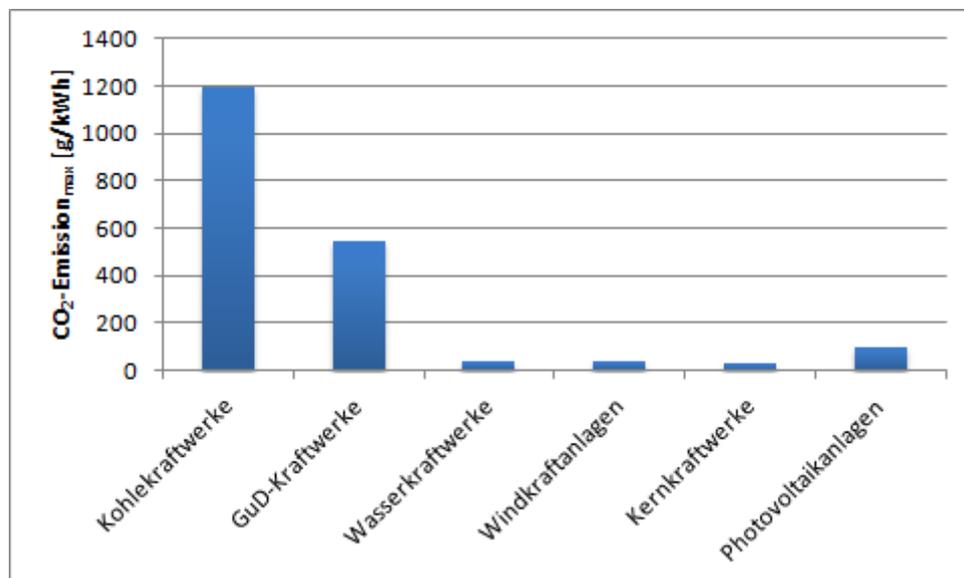


Abbildung 10: CO₂-Emission der Stromerzeugung in [g/kWh] (Wagner, et al., 2007).

2.7.3 Wasserkraftpotential weltweit

Weltweit weisen die EE ein ständiges Wachstum auf. Darunter ist die Wasserkraft die bedeutendste EE in der Stromerzeugung. Denn die Wasserkraft kann, wenn ihr noch ungenutztes Potential noch weiter ausgebaut wird, einen wichtigen Beitrag zur nachhaltigen und klimaschonenden Energieversorgung beitragen. Der weltweite Energiebedarf steigt stetig. Daher ist es wichtig das vorhandene noch nicht genutzte Wasserkraftpotential weiter auszubauen (Schiffer).

In Tabelle 2 wird das weltweite Wasserkraftpotential dargestellt. Für die einzelnen Kontinente wird das theoretische-, das technische- und das wirtschaftliche Potential aufgelistet. Das Potential wird jeweils in Terawattstunden pro Jahr (TWh/a) angegeben. Des Weiteren folgt noch die derzeit installierte Leistung in MW und das derzeitige RAV in GWh.

Das weltweite noch nicht genutzte theoretische Potential der Wasserkraft liegt bei 41.202 TWh/a. Jedoch handelt es sich bei dem wirtschaftlich nutzbaren Potential lediglich um 8.846 TWh/a, da die zur Verfügung stehenden Technologien und die wirtschaftlichen Bedingungen mit berücksichtigt werden müssen. Das größte ausbaubare Potential der Wasserkraft liegt demnach in Asien. Auch in Südamerika, Europa, Nordamerika und Afrika besteht ein gutes Potential der Wasserkraftnutzung. Lediglich im mittleren Osten zu dem die Länder Iran, Irak, Israel, Jordanien, Libanon und Syrien zählen und in der Region Ozeanien zu der die Länder Australien, Fidschi, französisch Polynesien, Neukaledonien, Neuseeland, Palau, Papua-Neuguinea, Salomon-Inseln, Vanuatu und western Samoa zählen, haben ein sehr geringes Potential. Die derzeit weltweit installierte Leistung beträgt 848.456 MW und das derzeitige weltweite RAV beträgt 3.054.785 GWh.

Tabelle 2: Potentiale, installierte Leistung und Regelarbeitsvermögen der Wasserkraft weltweit (WEC, 2009 S. 48-49) (WEC, 2007 S. 279-283).

	theoretisches Potential [TWh/a]	technisches Potential [TWh/a]	wirtschaftliches Potential [TWh/a]	installierte Leistung [MW]	Regelarbeitsvermögen [GWh]
Afrika	3.884	1.852	1.007	21.486	95.552
Asien	16.285	5.523	3.279	271.267	891.024
Europa	4.945	2.714	1.632	225.772	693.187
mittlerer Osten	418	168	121	11.471	23.756
Nordamerika	8.054	3.012	1.114	167.082	660.761
Ozeanien	495	189	69	13.470	41.862
Südamerika	7.121	3.036	1.624	137.908	650.643
gesamte Welt	41.202	16.494	8.846	848.456	3.056.785

In Tabelle 3 erfolgen eine Auflistung der weltweiten Energieerzeugung und der jeweilige Anteil der Wasserkraft in Prozent. Der weltweite Anteil der elektrischen Energieerzeugung aus Wasserkraft liegt bei 16,7 %. Bis zum Jahr 2020 soll die elektrische Energieerzeugung auf mehr als 23.000 TWh/a ansteigen. Dabei würde dann die Wasserkraft einen Anteil von 28 % decken. In Europa werden 15 % der Stromerzeugung aus Wasserkraft hergestellt. (Giesecke/Mosonyi, 2009 S. 35).

Tabelle 3: Anteil der Wasserkraft weltweit in Prozent (Giesecke/Mosonyi, 2009 S. 36).

	gesamte elektrische Energieerzeugung [TWh/a]	Wasserkraft	
		elektr. Energieerzeugung [TWh/a]	Anteil der elektr. Energieerzeugung [%]
Afrika	533,2	88,7	16,6
Asien mit Türkei, Russland und Ozeanien	7.070,6	1.019,2	14,4
Europa	3.340,4	500,4	15,0
Mittlerer Osten	602,7	21,0	3,5
Nordamerika	4.894,9	657,7	13,4
Zentral- und Südamerika	908,7	613,2	67,5
Welt	17.350,5	2.900,2	16,7

Die Entwicklung der Wasserkraft hat in den letzten Jahren weltweit stark zugenommen. Die gesamte installierte Kapazität ist von 2005 bis 2015 um 39 % gestiegen, mit einer durchschnittlichen Wachstumsrate von fast 4 % pro Jahr. Der Anstieg konzentriert sich auf Schwellenländer, in denen Wasserkraft nicht nur saubere Energie bietet, sondern auch Wasserdienstleistungen, Energiesicherheit und regionale Kooperation und wirtschaftliche Entwicklung ermöglicht. Zu den treibenden Kräften für den Aufschwung der Wasserkraftentwicklung gehören der erhöhte Bedarf an Elektrizität, Energiespeicherung, Flexibilität bei der Erzeugung, Süßwassermanagement sowie Lösungen zur Eindämmung des Klimawandels. Neben der kostengünstigen Stromversorgung bietet die Wasserkraft Energiespeicher, die zur effizienteren Steuerung des Stromnetzes und zum Netzausgleich beitragen. Ein wichtiger neuer Treiber für die globale Entwicklung ist die Rolle der Wasserkraft als flexibles Kraftwerk. Die Speicherung von Wasserkraft macht 99 % des weltweit verfügbaren Stromspeichers aus. Mit dem verstärkten Einsatz variabler Technologien für EE wie Wind- und Solarenergie wird die Wasserkraft zunehmend als wichtig anerkannt. Wasserkraft bringt auch eine Vielzahl von makroökonomischen Vorteilen wie Wasserversorgung, Hochwasserschutz, Dürre-Management, Bewässerung und Erholung. Des Weiteren soll sie dazu beitragen, auf die erwartete Zunahme extremer Wetterereignisse, wie Hochwasserereignisse und längerer Dürreperioden, zu reagieren. Diese Faktoren haben dazu beigetragen, die Akzeptanz und die Bereitschaft der politischen Entscheidungsträger und des Finanzsektors zur Wasserkraftentwicklung zu verbessern. Indem politische Rahmenbedingungen geschaffen wurden und so-

wohl öffentliche als auch private Einrichtungen finanziell unterstützt wurden (Schiffer, 2016 S. 338-339).

Zudem liefert die Wasserkraft eine kostengünstige Grundlaststromversorgung. Durch den konstanten Wasserfluss wird eine zuverlässige Erzeugung in den Energie-Mix eingebracht. Die Wasserkraft ermöglicht bei Spitzenlastzeiten eine zuverlässige Leistungsbereitstellung. In Zeiten hoher Sonneneinstrahlung oder starkem Wind muss die Energie entweder vom Elektrizitätssystem genutzt, für die spätere Nutzung gespeichert oder beschnitten werden. In Systemen mit einem erheblichen Einsatz EE kann ein Pumpspeicherwasserkraftwerk bei einem hohen Angebot überschüssige Kapazität aus dem Netz aufnehmen. Diese gespeicherte EE kann dann später verwendet werden, wenn diese benötigt wird. Diese Synergie zwischen der Speicherung von Wasserkraft und nicht flexiblen erneuerbaren Energiequellen macht Wasserkraft zu einem wichtigen Faktor für den Einsatz anderer erneuerbarer Energiesysteme. Wasserkraft ist für die Stabilität des Energiesystems von zunehmender Bedeutung (Schiffer, 2016 S. 347-348).

2.7.4 Wasserkraftpotential in Europa

In Tabelle 4 werden das theoretische, das technische und das wirtschaftliche Potential in den einzelnen Ländern in Europa dargestellt. Das Potential wird jeweils in TWh/a angegeben. Zudem werden auch die derzeit installierte Leistung in MW und das derzeitige RAV in GWh aufgelistet. Das theoretische Potential der Wasserkraft liegt in Europa bei 4.945 TWh/a, jedoch kann aufgrund des aktuellen Standes der Technik und den wirtschaftlichen Bedingungen nur 1.632 TWh/a an wirtschaftlichem Potential aufgewiesen werden. Die derzeit installierte Leistung in Europa beträgt 225.682 MW. Das RAV in Europa beträgt hingegen 692.827 GWh. Generell besitzen die Länder in Europa ein geringes Potential zum Ausbau der Wasserkraft. Lediglich die russische Föderation mit 852 TWh/a und Norwegen mit 187 TWh/a an wirtschaftlichem Potential weisen ein erhebliches Potential auf.

Tabelle 4: Potentiale, installierte Leistung und Regelarbeitsvermögen der Wasserkraft in Europa (WEC, 2009 S. 49) (WEC, 2007 S. 281-282).

	theoretisches Potential [TWh/a]	technisches Potential [TWh/a]	wirtschaftliches Potential [TWh/a]	installierte Leistung [MW]	Regelarbeitsvermögen [GWh]
Albanien	40	15	6	1.450	5.370
Österreich	150	75	56	11.853	33.970
Weißrussland	8	3	1	12	35
Belgien	1	n.a.	n.a.	95	362
Bosnien und Herzegowina	70	24	19	2.380	5.950
Bulgarien	27	15	12	1.434	2.258
Kroatien	20	9	8	2.076	4.123
Tschechien	13	4	n.a.	1.014	2.114
Dänemark	n.a.	n.a.	n.a.	9	30
Estland	2	n.a.	n.a.	8	20
Färöer Inseln	1	n.a.	n.a.	31	104
Finnland	48	23	14	3.049	13.991
Mazedonien	9	5	n.a.	540	1.220
Frankreich	270	100	70	25.200	57.383
Deutschland	120	25	20	4.525	19.370
Griechenland	80	15	12	3.060	2.942
Ungarn	10	8	4	48	205
Island	184	64	40	1.873	8.336
Irland	1	1	1	249	697
Italien	340	105	65	17.459	32.944
Lettland	7	4	3	1.500	2.600
Litauen	5	3	2	120	451
Luxemburg	n.a.	n.a.	n.a.	40	105
Moldawien	2	1	1	60	33
Niederlande	1	n.a.	n.a.	38	112

Norwegen	560	200	187	29.040	133.397
Polen	23	14	7	839	2.331
Portugal	32	25	20	4.922	9.846
Rumänien	70	35	25	6.346	15.740
Russische Föderation	2.295	1.670	852	47.000	177.200
Serbien	37	19	18	2.820	9.844
Slowakei	10	7	6	1.776	4.162
Slowenien	19	9	7	846	3.215
Spanien	150	66	32	18.446	27.125
Schweden	130	100	85	16.300	65.515
Schweiz	125	43	41	13.356	34.873
Ukraine	45	24	17	4.500	10.000
England	40	3	1	1.368	4.854
gesamtes Europa	4.945	2.714	1.632	225.682	692.827

2.8 Revitalisierung und Ausbaupotential

Bei der Revitalisierung handelt es sich um eine Reaktivierung oder Erneuerung der bestehenden Anlage, um die gesamte Kraftwerksanlage auf den neuesten Stand der Technik zu bringen und den Gesamtwirkungsgrad zu verbessern. Beim Ausbaupotential hingegen handelt es sich um eine Optimierung in Bezug auf den Durchfluss und die Fallhöhe. Diese Optimierung muss unter Berücksichtigung der WRRL erfolgen. Hierbei handelt es sich um einen nationalen Gewässerbewirtschaftungsplan (Heimerl, 2013 S. 106-107).

Bei den WRRL, die im Jahr 2000 in Kraft getreten sind, geht es darum, einen guten ökologischen und einen guten chemischen Zustand für Oberflächengewässer zu erreichen. Dabei soll eine Verbesserung des Zustandes aller Gewässer bis 2015, mit Ausnahmen bis 2027 erzielt werden (umweltbundesamt, 2017).

Jedoch kommt es in gewissen Regionen zu einem sehr geringen noch technisch nutzbaren Potential der Wasserkraft. Daher ist es von großem Vorteil, stillgelegte Wasserkraftanlagen wieder Instand zu setzen und bestehende Anlagen zu modernisieren oder zu erweitern. Auch um die Umwelt besser zu schützen, können solche Maßnahmen getroffen werden. In letzter Zeit wurde die Reaktivierung von Wasserkraftanlagen sehr stark forciert, da sie heutzutage wirtschaftlicher betrieben werden können und es hohe Förderungen durch die Politik gibt. Nur durch regelmäßige Inspektionen aller Anlagenteile kann die Verfügbarkeit, die Leistungsabgabe und die Lebensdauer von in Betrieb befindlichen Wasserkraftanlagen garantiert werden. Dies ist die Grundlage zur Aufrechterhaltung der Verfügbarkeit. Diese Inspektionen werden durch das eigene Personal und durch die Hersteller der einzelnen Komponenten durchgeführt. In diesen regelmäßigen Prüfintervallen, sollte auch die Anlagen- und Bausubstanz geprüft werden (Giesecke/Mosonyi, 2009 S. 47).

2.8.1 Planungs- und Projektphasen

Sowohl bei der Errichtung, als auch bei der Reaktivierung und der Erneuerung von Wasserkraftanlagen, treten die in den nächsten Seiten beschriebenen Planungs- und Projektphasen auf (Giesecke/Mosonyi, 2009 S. 43-47):

Potentialstudie

Dabei erfolgt eine Ermittlung der Grundlagen der jeweiligen Wasserkraftanlage. Bei der Potentialstudie werden also die gesamten Potentiale der Wasserkraft ermittelt und die möglichen Standorte untersucht. Jedoch handelt es sich in dieser Phase noch um eine Ungenauigkeit der Kosteneinschätzung von $\pm 30\%$.

Projektvorstudie

Bei der Projektvorstudie werden vor allem die kritischen Punkte gesucht. In dieser Phase wird eine Wirtschaftlichkeitsuntersuchung durchgeführt. Dabei werden Zahlenwerte, die für andere Wasserkraftprojekte erfasst wurden, herangezogen, um so überschlägig die Baukosten zu ermitteln. Dabei kommt es zu einer Ungenauigkeit von $\pm 20-25\%$.

Projektstudie

In dieser Phase wird untersucht ob das Projekt wirtschaftlich sinnvoll ist. Dazu werden alle Grundlagen, die bereits erfasst wurden, überprüft und detailliert untersucht. Zu den Grundlagen zählen die Hydrologie, die Topographie, die Geologie, der Baugrund, das Baukonzept, das RAV, die Marktverhältnisse und die Umweltsituation. Anschließend folgen die Erstellung eines Bauplans und eine Kostenabschätzung, hierbei liegt die Ungenauigkeit nur noch bei $\pm 15-20\%$. Des Weiteren erfolgt eine Kosten-Nutzen-Analyse. Danach erfolgt die Erstellung der Genehmigungs- und Ausschreibungsunterlagen. Bei großen Projekten vergehen bis zum Abschluss der Projektstudie 5 bis 10 Jahre.

Genehmigungsverfahren, Ausschreibung und Vergabe

Nach dem Genehmigungsverfahren erfolgt eine Ausschreibung, dazu zählt eine sehr genaue Beschreibung des Projektes. Diese detaillierte Ausschreibung soll den Anbietern als Grundlage für eine gute Kalkulation dienen und dem Auftraggeber einen guten Vergleich ermöglichen. In den Unterlagen sollte der zu erbringenden Leistungsumfang festgelegt werden. Da dieser Bestand des Vertrages zwischen Auftragnehmer und Auftraggeber wird.

Der Auftraggeber muss vorab bereits darüber Bescheid wissen, ob er das Projekt an einen Generalunternehmer übergibt oder die einzelnen Baulose unterschiedlichen Auftragnehmern übergeben will. Bei einer Modernisierung der maschinellen Ausrüstung oder der elektrischen Anlagenteilen wird der Auftrag an die Hersteller direkt vergeben.

Detailplanung

Bei der Detailplanung werden einzelne Bauteile in einem Modellversuch überprüft. Da, wie bereits in den vorherigen Kapiteln erwähnt, Wasserkraftanlagen sehr stark von den lokalen Faktoren abhängen und nicht standardisierbar sind.

Bei den Modellversuchen ist darauf zu achten, dass diese von einer Einrichtung durchgeführt werden die über ausreichend Erfahrung verfügt. Neben den physikalischen Modellversuchen gibt es auch mathematisch-numerische Modelle. Durch diese Modelle wird der Strömungs- und Stofftransportprozess untersucht.

Ausführungsphase

Bevor es zur Baumaßnahme kommt sollte eine Dokumentation aller Bereiche erstellt werden. Damit Auswirkungen durch den Bau eindeutig nachvollzogen werden können, wie Setzungen von nahegelegenen Bauwerken oder Auswirkungen auf die Umwelt. In der Ausführungsphase wird das Bauvorhaben realisiert und umfangreiche Koordinierungsaufgaben ausgeführt.

Bei der Bauausführung ist eine gewissenhafte Planung des bauzeitlichen Hochwasserschutzes wichtig, damit keine Schäden entstehen. Jedoch gibt es zur Festlegung des Bauhochwassers keine festen Richtlinien. Daher erfolgt diese anhand folgender Punkte:

- Dauer der Bauphase;
- Jahreszeit;
- Art der Niederschlagsereignisse im Einzugsgebiet;
- Risiko- oder Schadenserwartung.

Inbetriebnahme

Nach der Fertigstellung und dem Probetrieb folgt die Inbetriebnahme der Wasserkraftanlage. Im Probetrieb und während der Inbetriebnahme erfolgt eine Prüfung sämtlicher Komponenten und Komponentengruppen.

Abschlussarbeiten

Neben der Inbetriebnahme werden alle Abschlussarbeiten durchgeführt. Dabei handelt es sich um die Erstellung der endgültigen Bau- und Konstruktionspläne, in denen ausführungsnötigen Änderungen und Montage- und Wartungspläne enthalten sind.

2.8.2 Auswahl und Weiterentwicklung von Wasserkraftstandorten

Bei der Weiterentwicklung oder beim Neubau von einer Wasserkraftanlage ist auf folgende Kriterien zu achten (Giesecke/Mosonyi, 2009 S. 51):

- Wassermengenwirtschaftliche Größen, wie das Wasserkraftpotential und die möglichen Klimaveränderungen;
- Lage der Wasserkraftanlage in Bezug auf das Stromversorgungsnetz;
- Wirtschaftlichkeit der Anlage;
- Topographie;
- Geologische Situation;
- Anordnung im System bereits bestehender Wasserkraftanlagen;
- Bauliche Randbedingungen für die Ausbildung der verschiedenen Bauwerke, wie die Triebwasserführung oder das Krafthaus;
- Natürliche und betriebliche Vorgaben zur Wahl der hydraulischen und der elektrotechnischen Maschinenkomponenten;
- Landschaftsschutz;
- Vorgegebener Mindestwasserabfluss und weitere Umweltschutzangaben;
- Siedlungs- und Verkehrsverhältnisse, wie Bau- und Verkehrswege;
- Freizeit- und Erholungsräume für die Bevölkerung;
- Einfluss auf die Schifffahrt;
- Gelände zur vorübergehenden Nutzung für Baustelleneinrichtungen, wie Gebäude, Lagerflächen oder Deponien.

2.8.3 Ausbaupotential bestehender Anlagen

Durch die Steigerung der Effizienz von Wasserkraftanlagen werden keine neuen Ressourcen verbraucht, um mehr Energie zu erzeugen. Die Effizienzsteigerung bestehender Anlagen ist von sehr großer Bedeutung, da es immer schwieriger wird neue Standorte für die Wasserkraft zu erschließen. Zu dem kommen die mittlerweile sehr hohen Anforderungen aus dem Umweltschutz, wie die WRRL hinzu, die es erschweren, neue Wasserkraftanlagen zu errichten. Durch die sehr lange Lebensdauer von Wasserkraftwerken kommt es nach einer gewissen Zeit zu einer Alterung und zum Verschleiß. Damit es zu keiner Abnahme des Wirkungsgrades der einzelnen Anlagenteile und des ganzen Systems kommt, müssen regelmäßige Instandhaltungen und Erneuerungen vorgenommen werden. Denn die Alterung und der Verschleiß führen auch zu Verlusten in der Erzeugung, der Leistung und der Verfügbarkeit. Auch der Stand der Technik verändert sich laufend und muss daher kontinuierlich angepasst werden. Deshalb lässt sich daraus schließen, dass bestehende Anlagen in Europa ein sehr großes Potential zur Effizienzsteigerung besitzen (Böttcher, 2014 S. 193-194).

Beim Ausbaupotential handelt es sich um eine Steigerung des RAV. Das Potential von Kraftwerksanlagen kann durch die Behebung bestehender Verlustquellen wesentlich gesteigert werden. Es ergibt sich eine Anhebung des Potentials durch (Heimerl, 2013 S. 108):

- Beseitigung einer fehlenden Wasserstandregelung;
- Beseitigung von Undichtigkeiten und sonstige Wasserverluste;
- Wiederherstellen der Fallhöhe;
- Installation einer automatischen Rechenreinigung;
- Beseitigung unterdimensionierte, veraltete Druckrohre und schlecht dimensionierte Wasserfassungen;
- Den Anschluss an das öffentliche Stromnetz;
- Die Erneuerung der elektrischen Ausrüstung und Installation einer automatischen Netzzuschaltung;
- Die Vergrößerung der Fallhöhe (Wasserfassung höher und Unterwasser tiefer anlegen);
- Die Vergrößerung des Ausbaudurchflusses.

2.8.4 Betriebsorganisation und Instandhaltung

Vor allem die Anlagensteuerung, die Instandhaltung und der Betrieb unterliegen einer sehr hohen technischen Verantwortung. Zudem lässt sich die Energiequelle nicht abschalten. Daher ist eine genaue Regelung notwendig. Auch auf Störungen muss jederzeit reagiert werden können. Damit ein fehlerloser Ablauf des Betriebes von Wasserkraftanlagen gewährt werden kann, müssen personelle und betriebliche Ressourcen passend organisiert werden. Diese Abläufe gliedern sich in (Böttcher, 2014 S. 177):

- übergeordnete Betriebskoordination;
- die Anlagensteuerung;
- regelmäßige Kontrollgänge und Wartungsarbeiten;
- Instandhaltung und Instandhaltungsplanung;
- Störungsbeseitigung und Notfallmanagement;
- Hilfs- und Nebenfunktionen.

Um eine wirtschaftlich optimale Instandhaltung zu gewährleisten ist die Kenntnis des Anlagenzustandes eine Voraussetzung. Betriebswirtschaftlich betrachtet, ist es jedoch sinnvoller den Schadensfortschritt zu betrachten, um einen möglichst günstigen Austausch zu ermöglichen. Denn durch eine zu späte Reparatur entstehen nur unnötig teure Ausgaben. Daher sollten Instandhaltungsmaßnahmen zusätzlich mit ihren wirtschaftlichen Auswirkungen bewertet werden (Böttcher, 2014 S. 183). In Tabelle 5 wird eine Übersicht über die typischen Revisionsintervalle gegeben.

Tabelle 5: Übersicht über die typischen Revisionsintervalle (Böttcher, 2014 S. 184).

Komponenten	Inspektion	größere Reparatur	Ersatz/ Sanierung
Elektronische Regler, Leittechnik	-/-	-/-	15–20 a
Wellendichtungen	½ –1 a	-/-	1–8 a
Turbinenkomponenten	1–8 a	1–15 a	(2–40 a)
Hydraulikkomponenten	1 a	15 a	(40 a)
Korrosionsschutz	2–8 a	3–15 a	(40 a)
Betonbauwerke	1 a	15–50 a	-/-

2.8.5 Effizienzmessung an Wasserkraftanlagen

Um eine effektive Bewertung und sinnvolle Maßnahmen für die Effizienzsteigerungen zu erhalten, sind die Kenntnisse der erzielbaren Gewinne, die aus dem IST-Zustand abgeleitet werden, erforderlich. Daher ist es notwendig, den Ausgangszustand so gut wie möglich zu bestimmen. Bei der Effizienzsteigerung handelt es sich um das beste mögliche Verhältnis zwischen Nutzen und Aufwand oder Ergebnis zu Einsatz, damit die Ressourcen am besten eingesetzt werden und nur sehr geringe Verluste entstehen. Bei Wasserkraftanlagen ist die Effizienz das Verhältnis der Anlagenleistung zum erzielbaren Ertrag. Der erzielbare Ertrag ergibt sich aus der potentiellen oder kinetischen Energie. Die Effizienz misst das Verhältnis zwischen Energiedargebot und erzeugter, nutzbarer, elektrischer Energie. Bei der Effizienzsteigerung geht es im Allgemeinen um die Erhöhung des Durchflusses, die Erhöhung der Fallhöhe und die Erhöhung des Wirkungsgrades (Böttcher, 2014 S. 197-199).

In Abbildung 11 wird der Leistungsplan von Wasserkraftanlagen dargestellt. Dieser dient zur Ermittlung des RAV. Der Leistungsplan basiert auf wassermengenwirtschaftlichen Erhebungen und der Anlagenplanungen in Verbindung mit den Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen. Dabei geht es um den Zusammenhänge zwischen Durchfluss, Fallhöhe und Leistung. Der Durchfluss entspricht dabei seiner Dauerlinie. Die Fallhöhe und die Leistung werden in Abhängigkeit vom jeweiligen Durchfluss als Dauerlinie dargestellt (Giesecke/Mosonyi, 2009 S. 57).

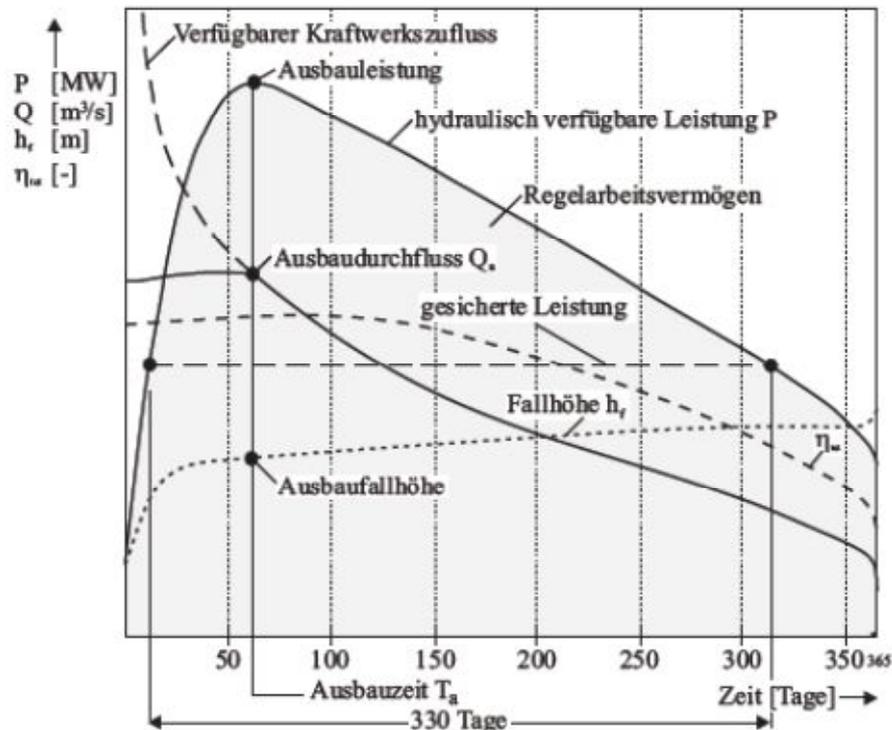


Abbildung 11: Leistungsplan von Wasserkraftanlagen (Giesecke/Mosonyi, 2009 S. 57).

2.8.6 Vorgehensweise für Effizienzsteigerungsprojekte

Bei der Vorgehensweise für Effizienzsteigerungsprojekte erfolgt folgender Ablauf (Böttcher, 2014 S. 215-220):

- Auslöser für Überlegungen und Untersuchungen

Auslöser können geplante Reparaturen oder Instandhaltungen sein. Um zusätzliche Stillstände zu vermeiden. Auch eine Zunahme von Störungen oder eine Abnahme der Leistung können Auslöser sein, damit neue oder zusätzliche Überlegungen erfolgen.

- Voruntersuchungen

Bei den Voruntersuchungen werden über Betriebsdatenauswertungen die Art und Dauer von Störungen analysieren und mit dem Neuzustand verglichen und Abweichungen feststellen. Auf Grundlage der eigenen Erfahrungen oder der von Experten wird das weitere Vorgehen festgelegt. Es erfolgen dann Reparaturen und Instandhaltungen im normalen Rahmen oder es kommt zu weiteren Untersuchungen.

- Wirtschaftlichkeitsüberlegungen

Wenn es zu einer Abweichung vom Normalzustand kommt und damit Überlegungen angestellt werden müssen, sollten auch wirtschaftliche Überlegungen durchgeführt werden, bei denen der Nutzen oder der vermeidbare Schaden in Relation zum Aufwand gestellt wird. Dadurch lässt sich der Einsatz bestimmen und eine Vorauswahl in Bezug auf die Methode treffen.

- Detailuntersuchung

Nur durch die genaue Kenntnis des Anlagenzustandes lässt sich ein genauer Plan erstellen. Die Informationen über den Anlagenzustand können aus den vorhandenen Daten, aus Daten von Überprüfungen oder aus der Instandhaltungsdokumentation entnommen werden. Wenn diese Daten nicht vorhanden sind oder unzureichend sind, muss eine Messaktion durchgeführt werden, bei der die Anlagen abgestellt werden müssen, damit eine Inspektion, Überprüfung, Messung und Zustandsaufnahme erfolgen kann. Da diese Maßnahme mehrere 1.000 bis 10.000 Euro kostet, werden diese nur bei großen Projekten durchgeführt. Dadurch kann der Aufwand genau abgeschätzt werden und auch der Umfang und die Dauer des Projektes kann ermittelt werden.

- Variantenvergleich

Hierbei können die einzelnen Möglichkeiten dargestellt, technisch beschrieben und bewertet werden. Auch eine Auflistung der Kostenansätze für Abstellung, Demontage, Reparaturkosten, neue Teile, Montagekosten und Expertenleistungen erfolgt in dieser Phase. Des Weiteren erfolgt eine Terminplanung für das Projekt.

- Wirtschaftlichkeitsbewertung und Variantenentscheidung

Hierfür sind zukünftige Aufwendungen und Erträge sowie die erwarteten Preise entscheidend. Aus den wirtschaftlichen Bewertungen ergeben sich dann eine Vorzugs- und Zielvariante.

- Detailplanung und Budgetplanung

Für die weiteren Schritte ist eine technische Detailplanung ausgehend vom aktuellen Zustand und den vorliegenden Planunterlagen erforderlich. Daraus entsteht ein Gesamtprojekt als Summe einzelner Teilprojekte.

- Behördeneinreichung und Genehmigungsverfahren

Wenn es zu wesentlichen Anlagenänderungen kommt, die eine behördliche Genehmigung erfordern, ist dafür ist eine ausreichende Vorlaufzeit für ein Verfahren einzuplanen.

- Vergabeverfahren, Beauftragungen

Wenn das Effizienzsteigerungsprojekt genehmigt oder bewilligungsfrei ist und das Budget zu Verfügung steht, kann eine Vergabe und Beauftragung erfolgen. Jedoch kommt es im Fall von bestehenden Anlagen oft zu einem Wettbewerbsvorteil der Ursprungslieferanten, da diese über Informationen verfügen, die anderen Mitbewerbern nicht zur Verfügung stehen. Um diesen Vorteil zu minimieren, müssen folgende Punkte berücksichtigt werden:

- Informationsvorsprung durch Bauloszuteilung nur für einen Teil des Projektes;
- Möglichst genaue Beschreibung der bestehenden Anlage;
- Besichtigungs- und Vermessungsmöglichkeit für Anbieter;
- Einschaltung von unabhängigen Experten;
- Beistellung der Modelle und Ergebnisse in der Ausschreibung.

- Detailplanung, Engineering

Der weitere Ablauf entspricht einem normalen Projekt, jedoch immer unter Berücksichtigung des Altbestandes. Hier empfiehlt es sich, dies bereits in der Planung zu berücksichtigen, damit in der späteren Umsetzung keine Verzögerungen auftreten.

- Modellversuch

Die hydraulische Entwicklung ist an die jeweilige Situation anzupassen. Daher sind die Entwicklung und der Modellversuch aufwendiger als bei Neuanlagen.

- Design, Konstruktion, Fertigung

Im Gegensatz zu Neubauprojekten, sind die Anschlussmaße für Bestandskomponenten im Vorfeld nicht genau bekannt und auch der Zeitraum für Anpassungen kann sehr knapp sein.

- Anlagenstillstand, Umbau

Der Anlagenstillstand und der Umbau in einer bestehenden Anlage stellt eine besondere Herausforderung dar. Eine ausreichend örtliche Bau- und Montageleitung und regelmäßige Abstimmungen tragen zur effizienten Umsetzung bei. Für unvorhersehbare und ungeplante Reparaturen und Zusatzarbeiten empfiehlt es sich, Kapazität, Personal- und Werkstattressourcen für kurzfristige Einsätze bereit zu halten.

- Inbetriebsetzung, Probetrieb, Überprüfungen

Die Inbetriebsetzung erfolgt gemeinsam mit den Lieferfirmen und dem Betriebspersonal.

- Übernahme in den Normalbetrieb.

Nach dem Abschluss des Probetriebes und der Übergabe der Änderungsdokumentation geht die Anlage wieder in den Normalbetrieb über.

2.8.7 Effizienzsteigerung in der Praxis

Bei den folgenden zwei Beispielen erfolgt eine Effizienzsteigerung der Triebwasserwege und der Maschinenteknik von Wasserkraftanlage (Böttcher, 2014 S. 220-227):

1. Niederdruckanlage Pernegg

Das Ausleitungskraftwerk Pernegg der Verbund AG, welches in Österreich an der Mur liegt, besitzt einen Ausbaudurchfluss von $135 \text{ m}^3/\text{s}$ und eine Ausbaufallhöhe von 17 m. Des Weiteren ist dieses Kraftwerk mit drei Francis-Turbinen ausgestattet und verfügt über eine installierte Leistung von 19,2 MW und ein RAV von 109,1 GWh. Der Bau wurde 1921 bewilligt und 1927 fertiggestellt. Jedoch endete die Konzession im Jahr 2011. Um eine Konzessionsverlängerung zu erhalten, musste die Wasserkraftanlage auf den neuesten Stand der Technik gebracht werden. Dazu wurde eine umfassende Sanierung aller Anlagenteile durchgeführt. Auch die bisher geringe Restwasserabgabe musste erhöht und dynamisiert werden. Im Triebwasserkanal besteht die Erhöhung der Potentiale durch die Verringerung der Fallhöhenverluste durch Reibung. Bei der Maschinenteknik hingegen, kann das Potential durch den Austausch der drei Francis-Turbinen durch drei Kaplan-Turbinen und einer Erneuerung der Generatoren angehoben werden.

Durch die Erhöhung der Restwasserabgabe und Dynamisierung des Restwassers kommt es zu einer gewässerökologischen Verbesserung. Eine Fischaufstiegshilfe an der Wehrstelle ist bereits vorhanden. Im Oberwasser wurden zusätzlich Fischhabitate gebaut. Der Böschungsbereich wurde naturnahe gestaltet. Im Bereich des Oberwasserkanals wurden die Sohle mit einer Asphaltdichtung und die Kanalwände mit einer Kunststoffolie saniert. Dadurch wurden die Rauheit und damit die Fallhöhenverluste reduziert. Bei der Maschinenteknik wurden die drei Francis-Turbinen (Baujahr 1925-27, 150 U/min, maximaler Turbinendurchfluss je Turbine $45 \text{ m}^3/\text{s}$; Nennfallhöhe 16,9 m; maximale Turbinenleistung je Turbine 6 MW) durch drei Kaplan-Turbinen getauscht (200 U/min; Turbinennenddurchfluss je Turbine $53,33 \text{ m}^3/\text{s}$; Fallhöhenbereich 13,9-18,7 m; Turbinennennleistung je Turbine 8,1 MW). Diese Maßnahmen wurden 2010 begonnen und endeten 2013. Die dadurch verbesserte Regelbarkeit und der höhere Wirkungsgrad reichen aus, um die Wasserverluste zu kompensieren.

2. Großes Flusskraftwerk Aschach

Das Flusskraftwerk Aschach der Verbund AG, ist in Österreich an der Donau angesiedelt und wurde vom Jahr 1959 bis zum Jahr 1964 erbaut. Es besitzt einen Ausbaudurchfluss von $2.040 \text{ m}^3/\text{s}$ und eine Ausbaufallhöhe von $15,3 \text{ m}$. Bei den Turbinen handelt es sich um vier Kaplan-Turbinen mit $68,2 \text{ U/min}$ und einer Leistung von $287,4 \text{ MW}$ und einem RAV von 1.617 GWh . Aufgrund von Alterung und Verschleiß an den Turbinen und den Generatoren wurde eine Sanierung vorgenommen. Durch eine Vergrößerung des Ausbaudurchflusses und einer Erhöhung des Wirkungsgrades wurde eine Steigerung des Potentials von 3% oder 45 GWh erwartet.

Bei den Kaplan-Turbinen wurden jeweils die Laufräder und der Laufradmantel erneuert. Der Laufrad-Außendurchmesser wurde durch die Erhöhung des Durchflusses von 8.400 auf 8.600 mm vergrößert und die Laufradnarbe wurde verkleinert. Damit wurden ein Ausbaudurchfluss von $2.280 \text{ m}^3/\text{s}$, eine Leistung von 324 MW und ein RAV von 1.686 GWh erreicht. Außerdem wurde der Stator erneuert und die Polspulen mit neuer Wicklung bestückt. Diese Maßnahmen wurden 2006 begonnen und 2010 fertiggestellt. Die Effizienzsteigerung betrug nach allen Maßnahmen 69 GWh oder 4% .

2.8.8 Rahmenbedingungen bei der Revitalisierung von Wasserkraftwerken

Bei der Revitalisierung von Wasserkraftanlagen muss der Ist-Zustand genauestens erhoben werden. Dazu müssen die rechtlichen, wirtschaftlichen und technischen Rahmenbedingungen berücksichtigt werden. Bei den Rahmenbedingungen handelt es sich um die folgenden vier Punkte (Energiesparverband, 2006):

- Bewilligungsverfahren:
 - Wasserrechtliche Bewilligung: Dabei werden die Grunddaten erhoben, wie der Zweck der Anlage, der Durchfluss, die Fallhöhe und das Maß der Wassernutzung;
 - Elektrizitätsrechtliche Bewilligung: Diese ist erforderlich bei der Errichtung, dem Betrieb und bei Änderungen;
 - Naturschutzrechtliche und baurechtliche Bewilligungen.

- Wirtschaftliche Faktoren:

Die Prüfung der Wirtschaftlichkeit einer Revitalisierung unterscheidet sich nicht von der bei der Errichtung der Wasserkraftanlage. Um eine Revitalisierung als wirtschaftlich zu Bezeichnen müssen folgende Punkte klar sein:

- Energieverwendung: vollständiger Eigenbedarf, teilweise Eigenbedarf, Einspeisung des Überschusses ins Netz, vollständige Einspeisung ins öffentliche Netz oder andere Verwendungen (z.B. Partnerschaften oder Direktvermarktung);
 - Einspeisebedingungen: Anschlusspflicht und Abnahmepflicht, technische Anschlussbedingungen;
 - Einspeisetarife: Tarifstruktur und -höhe;
 - Musterkalkulation: Abschätzung der gesamten Investitionskosten.
- Ökologische Aspekte:

Bei der Revitalisierung von Wasserkraftwerken sind neben den bereits genannten Faktoren auch die ökologischen Aspekte bedeutend. Da die Berücksichtigung dieser Aspekte eine höhere Akzeptanz der Revitalisierungsprojekte mit sich bringen.

- Fischaufstiegshilfen: Da durch den Bau einer Wasserkraftwerksanlage der normale Flusslauf durch das Wehr unterbrochen wird, ist es nötig, Fischaufstiegshilfen zu errichten. Dazu dienen unter anderem sogenannte Umgehungsgerinnen, diese ähneln kleinen Flüssen;
 - Restwasser: Als Richtlinie kann der mittlere Niederwasserabfluss (dieser orientiert sich an der Mindestrestwassermenge die mindestens im Gewässer verbleiben muss) herangezogen werden;
 - Rückstauraum und Sedimenttransport: Durch die Aufstauung kommt es zu ökologischen Veränderungen der Fließgeschwindigkeit, der Tiefe und der Turbulenzen. Um eventuellen Veränderungen entgegen zu wirken, kann der Rückstauraum bis zu einem gewissen Grad mit Material gefüllt werden.
- Technische Aspekte und Leistungen:

Damit eine wesentliche Leistungssteigerung bei der Revitalisierung entsteht, müssen vor allem die technischen Anlagenteile erneuert werden. Zu den wichtigsten Daten beim Ausbau zählen der Durchfluss, die Dotierwasserabgabe, die Fallhöhe, die Betriebsart, der Typ und die Anzahl der Turbinen.

Bei der Planung der Revitalisierung müssen folgende Punkte berücksichtigt werden:

- Betriebsdaten: Fallhöhe, Durchfluss, RAV;
- Hydrologische Daten: Abflussdauerlinie;
- Hydraulische Verluste in der Fallhöhe;
- Verluste im Abfluss.

2.8.9 Lebens- und Nutzungsdauer von Wasserkraftanlagen

Wasserkraftanlagen haben eine sehr hohe Lebens- und Nutzungsdauer. Um die Langlebigkeit einer in Betrieb befindlichen Anlage zu garantieren, ist es notwendig, regelmäßig eine Kontrolle in bestimmten Abständen vorzunehmen. Jedoch sind Baukörper und technische Einrichtungen großen Belastungen durch die Umwelt ausgesetzt. Zudem kommen noch große mechanische Belastungen hinzu. Daher ist nach der Anlagenerrichtung ein kompetent durchgeführter Anlagenbetrieb mit entsprechenden personellen, technischen und finanziellen Ressourcen erforderlich. Deshalb stellt nur ein kompetenter Betrieb die Sicherheit für ein wirtschaftliches Investment dar (Böttcher, 2014 S. 171).

Für die Erneuerung und Modernisierung haben über die bereits behandelten Aspekte hinaus noch folgende weitere Punkte eine wesentliche Bedeutung (Giesecke/Mosonyi, 2009 S. 48-49):

- Verhinderung des Auslaufens bestehender Wassernutzungsrechte;
- Möglichkeit der Verknüpfung mehrerer Aufgaben wie der Netzparallelbetrieb oder die Eigenstromverwertung;
- Nutzung von noch vorhandenen Energiereserven vor Ort;
- Verbesserung der dezentralen Energieversorgung;
- Nutzung von speziellen staatlichen Fördermaßnahmen.

In Abbildung 12 werden der zeitliche Verlauf und die möglichen Maßnahmen mittels Badewannenfunktion dargestellt. Nach einer bestimmten Zeit kann entweder ein Komponentenaustausch, eine Erneuerung oder eine Optimierung erfolgen. Durch einen Komponentenaustausch kommt es zur Anhebung auf das ursprüngliche Leistungsniveau. Hingegen kommt es durch eine Erneuerung zu einer Leistungssteigerung und durch eine Optimierung zu einer noch höheren Steigerung. (Giesecke/Mosonyi, 2009 S. 48).

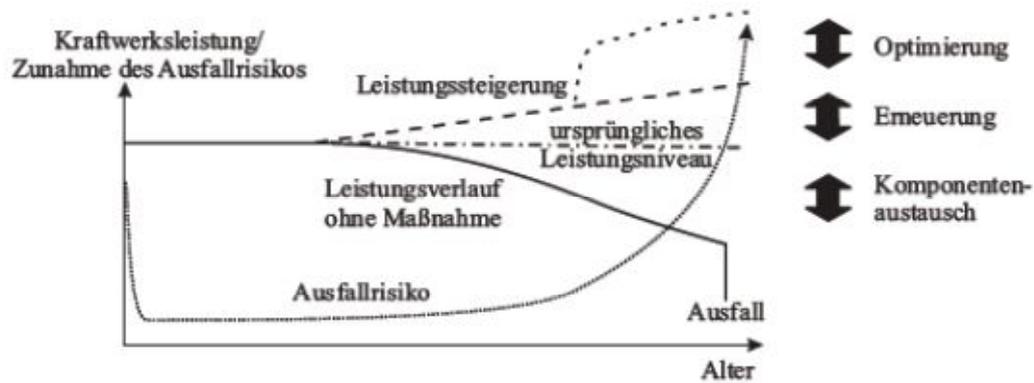


Abbildung 12: Leistungsentwicklung und Ausfallrisiko einer Wasserkraftanlage („Badewannenfunktion“) und mögliche Maßnahmen (Giesecke/Mosonyi, 2009 S. 48).

Dabei müssen elektrische Anlagenteile, wie die Steuerung, am frühesten repariert oder erneuert werden. Hingegen erfolgt bei den maschinellen Anlagenteilen, wie den Turbinen, eine Revitalisierung meist erst nach längerem Betrieb. Bei den baulichen Anlagenteilen, wie dem Maschinenhaus oder den Begleitädämmen, handelt es sich um die langlebigsten Teile einer Wasserkraftanlage.

Im Allgemeinen wird zwischen der Lebens- und Nutzungsdauer unterschieden:

- Lebensdauer

Diese gibt an wie lang die Bauteile zur Verfügung stehen und den geforderten Eigenschaften entsprechen. Die technische Lebensdauer, ist vor allem von regelmäßigen Wartungen, Instandhaltungen und den Umwelteinflüssen abhängig (hydroelectra).

- Nutzungsdauer

Die Nutzungsdauer gibt den Zeitraum an, in der ein Produkt im Betrieb verwendet werden kann. Es werden folgende Nutzungsdauern unterschieden (wirtschaftslexikon24):

- Rechtliche Nutzungsdauer (Ablauf von Verträgen, Lizenzen und Patenten);
- Technische Nutzungsdauer (hängt von der Qualität und Beanspruchung ab);
- Wirtschaftliche Nutzungsdauer (gibt an, wie lange es wirtschaftlich sinnvoll ist, ein Produkt zu nutzen). Die wirtschaftliche Nutzungsdauer kann wesentlich kürzer sein als die technische Lebensdauer.

Die tatsächliche technische Lebensdauer T_L einer Anlage oder deren einzelner Anlagenteile wird in Tabelle 6 genau aufgelistet (Giesecke/Mosonyi, 2009 S. 71-72).

Tabelle 6: Tatsächliche technische Lebensdauer T_L der Anlage und der Anlagenteilen bei Wasserkraftanlagen (Giesecke/Mosonyi, 2009 S. 71-72).

Art der Anlage	durchschnittliche Nutzungsdauer T_L [a]
Flussbauliche Anlagen: Deiche	80-100
Uferdeckwerke: regulierte + staugeregelte Flüsse	50
Kanäle aus Steinpackungen etc.	(30-) 40
Uferwände: aus Stahlbeton, Beton	90
Stahl	(60-) 90
Lebendverbau	30-40
Regelungsbauwerke (Grund-, Sohlenschwellen ...)	50
Talsperren: Absperrbauwerke einschl. Betriebseinrichtungen aus Beton	80-100
Stahlwasserbaukonstruktionen einschl. Antriebe	30-40
Kranbahnen, -antriebe, Geländer, Lichtenanlagen etc.	30-40
Wehre: tiefbaulicher Teil: aus Beton, Mauerwerk, Stein	90
aus Stahl	(60-) 90
bewegliche Teile einschl. Antriebe	40-70
Entnahmebauwerke: aus Beton, Mauerwerk	80
aus Baustahl	60
Betriebseinrichtungen: Rechen	20
Rechengerüst	40
Einlaufschütze aus Stahl/Holz	35/15
Verschlussorgan	25
Schütz Antrieb im Freien/geschützt	15/30
Gebäude	50-80
Messeinrichtungen: Pegelanlagen	25

Art der Anlage	durchschnittliche Nutzungsdauer T_L [a]
Künstliche Gerinne: Erd- und Felsarbeiten	100
Stollenauskleidung	50
Gerinne: Beton und Stahlbeton	- mildes Klima 50-75 - raues Klima 20-30
Stahl	25-35
Holz, imprägniert	30
Leitungsrohre: aus Stahl	50
aus Stahlbeton	(40-) 50
Druckrohrleitungen	50
Wasserschlösser: in Fels	80-100
aus Stahl	50
Grundstücke	unbegrenzt
Wirtschaftswege: ohne Bindemittel	(2-) 5
Zementbeton/Betonsteine	20-30
Asphalt	(8-) 15
Kleinkraftanlagen: bauliche Anlagenteile	50-60
maschinelle Anlagenteile	33-40
elektrische Anlagenteile	25-30
kurzlebige Geräte und Güter	10
Masch. Ausrüstung: Turbinen einschließlich Hausturbinen, Pumpen	30-60
Absperrorgane: Schütze, Schieber	40-60
Drosselklappen, Kugelschieber	30-50
Hebezeuge und Hilfsbetriebe	25-40
sonstige mechanische Krafthausausrüstung	30-50
Bauliche Anlagen: Krafthaus: Tiefbau	80-100
Hochbau	50-80
der Witterung ausgesetzte Stahlkonstruktionen	30-40
Druckleitungen, Panzerungen, Verteilungen	40-60
Elekt. Ausrüstung: Generatoren, Transformatoren (ohne Wicklungen)	30-50
Generator- und Transformatorwicklungen	30
Erreger (Motorbetrieb)	30
Hochspannungsausrüstung inkl. Schaltanlagen	25-40
Eigenbedarfs- und Notstromanlagen	25-40
Batterieanlagen	20-30
Freiluftanlagen: Baulichkeiten	40-50
Ausrüstung	25-30
Hochspannungsanlagen und -kabel	40-50

2.8.10 Maßnahmen bei der Revitalisierung von Wasserkraftanlagen

Durch die gewonnenen Erkenntnisse werden die Reaktivierungen und Erweiterungen geplant und durchgeführt. Bei der Revitalisierung von Wasserkraftanlagen werden folgende Maßnahmen durchgeführt (Giesecke/Mosonyi, 2009 S. 47-48):

- Austausch alter Anlagenteile (Turbinen, Generator, Lager und Verschlüsse);
- Ausbau bzw. Erweiterung der Anlage (Einbau einer weiteren Turbine und Erneuerung einer Freispiegelleitung);
- Umrüstung bestehender Anlagen auf den neuesten Stand (Maschinenteknik, Regelung, Steuerung und Automatisierung) für einen wartungsarmen und wirtschaftlicheren Betrieb;
- Personalreduzierung aus wirtschaftlichen Gründen nach Durchführung von Automatisierungsmaßnahmen (Fernüberwachung);
- Optimierung der hydraulischen Auslegung (Anströmung des Einlaufbauwerkes, der Rechenanlage oder der Turbinen und Reduzierung der Kavitationsgefahr);
- Verbesserung der Einbindung in die Landschaft;
- Nutzung von noch vorhandenen Energiereserven;
- Nutzung von staatlichen Fördermaßnahmen (Investitionszuschüsse);
- Anpassungen an erweiterte Vorschriften (Umweltgesetze, Arbeitssicherheit und Denkmalschutz).

2.8.11 Revitalisierung in der Praxis

Im Folgenden werden zwei Beispiele angeführt, bei denen Modernisierungen vorgenommen wurden (Energiesparverband, 2006):

1. Kleinwasserkraftwerk Iglmühle

Hierbei handelt es sich um ein Ausleitungs- und ein Laufwasserkraftwerk, welche ihren Standort in Oberösterreich haben. Die Inbetriebnahme erfolgt im Jahr 1961. Nach den Revitalisierungsmaßnahmen wurde es 1998 wieder in Betrieb genommen. Das Ausleitungskraftwerk besitzt eine Francis-Turbine und erzeugt eine Ausbauleistung von 140 kW. Das Laufwasserkraftwerk, welches eine Ausbauleistung von 95 kW erzeugt, wird mittels Kaplan-Turbine betrieben. Das RAV betrug vor den Revitalisierungsmaßnahmen 750.000 kWh und nach den Modernisierungen 1.100.000 kWh. Die gesamten Kosten des Projektes beziehen sich auf 159.880 Euro. Jedoch konnte eine Förderung von 11.540 Euro gewährt werden. Die Amortisationszeit für das Revitalisierungsprojekt betrug 15 Jahre.

2. Kleinwasserkraftwerk Hart

Bei diesem Kraftwerk handelt es sich um ein Ausleitungskraftwerk in Oberösterreich. Die Inbetriebnahme war im Jahr 1924 und die Neu-Inbetriebnahme nach der Revitalisierung erfolgte im Jahr 2005. Die zwei Francis-Turbinen wurden im Rahmen der Modernisierung durch zwei Kaplan-Turbinen ersetzt. Die Ausbauleistung betrug vor den Maßnahmen 900 kW und nach den Erneuerungen 1400 kW. Die Fallhöhe wurde von 5,5-6,5 m auf 7,5 m erhöht. Das RAV betrug vorher 2.500.000 kWh und wurde nach dem Umbau auf 11.600.000 kWh angehoben. Die gesamten Investitionen betrugen 2.100.000 Euro, jedoch konnte eine Förderung in der Höhe von 50.000 Euro eingeholt werden.

2.9 Wirtschaftliche Aspekte der Wasserkraft

Die Kosten eines Wasserkraftwerkes gliedern sich in die sehr hohen Anfangsinvestitionskosten und die jährlichen Aufwendungen, wie die fixen und variablen Betriebs- und Wartungskosten. Jedoch sind die Betriebs- und Wartungskosten eines Wasserkraftwerkes im Vergleich zu anderen Kraftwerkstypen sehr gering. Vor allem die variablen Betriebs- und Wartungskosten tendieren gegen Null (Giesecke/Mosonyi, 2009 S. 72).

Wie bereits anfangs erwähnt, sind vor allem auf die standortspezifischen Bedingungen, wie die Wassermenge oder das Gefälle zu achten. Des Weiteren ist zu prüfen, wie die erzeugte Energie in das Versorgungsnetz oder das Verbundnetz eingespeist wird. Da es durch den nicht konstanten Energieverbrauch zu starken Schwankungen im Netz kommt, gibt es ein entsprechend ausgelegtes und überregionales Verbundsystem. Jedoch gibt es auch die Überlegung ein Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsnetz, welches einen kontinentalen Verbund in Ost-West- und Nord-Süd-Richtung garantiert, einzurichten. Dadurch kann unter anderem die Zeitverschiebung ausgenutzt werden (Giesecke/Mosonyi, 2009 S. 54).

Die Schwankungen in einem Jahr im Energieverbrauch sind von der Jahreszeit, den Arbeits- und Urlaubszeiten und den Schwankungen in der Wirtschaft abhängig. Hingegen sind die Schwankungen im täglichen Verbrauch vom Arbeits- und Freizeitrythmus, den Lebensgewohnheiten, dem Verkehr und der Witterung abhängig. In Abbildung 13 ist die Ganglinie eines Tages dargestellt. Diese schwankt sehr stark über den Tag verteilt. Zur Deckung des Grundlastbedarfs, werden Laufwasser-, Kohle- und KKW eingesetzt, da diese einen optimalen Wirkungsgradbereich zur gleichmäßigen Erzeugung von Energie aufweisen. Die Grundlastkraftwerke decken 30 % des mitteleuropäischen Energiebedarfs und zudem arbeiten sie sehr wirtschaftlich. Bei den Mittellastkraftwerken handelt es sich um Speicher-, Öl-, Gas- und Steinkohlekraftwerke, die 40 % des Energiebedarfs decken. Zu den Spitzenlastkraftwerken zählen Pumpspeicher-, Speicher-, Öl- und Gaskraftwerke. Diese decken kurzfristige Schwankungen in der Nachfrage (Giesecke/Mosonyi, 2009 S. 55).

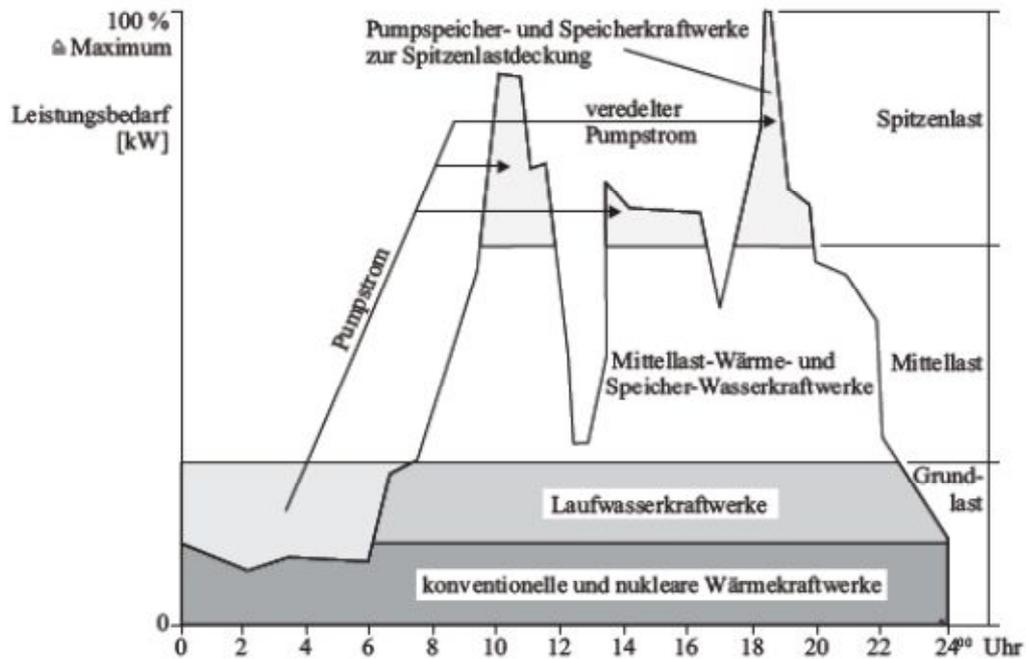


Abbildung 13: Tagesganglinie des Energiebedarfs und die Deckung durch Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerke (Giesecke/Mosonyi, 2009 S. 55).

In Abbildung 14 werden die durchschnittlichen spezifischen Investitionskosten und die durchschnittlichen spezifischen Stromgestehungskosten für unterschiedliche Kraftwerkstechnologien dargestellt. Für die Entstehung der Kosten sind der Standort, die Bau- und Betriebskosten und die Entsorgungskosten entscheidend. Aus dieser Abbildung ist ersichtlich, dass Laufwasserkraftwerke unter 1 MW durchschnittliche 6.000 Euro pro kW und 0,14 Euro pro kWh aufweisen. Bei größeren Laufwasserkraftwerken mit 50 MW, kommt es zu 3.000 Euro pro kW und 0,07 Euro pro kWh. Des Weiteren ist zu erkennen, dass vor allem Wärmekraftwerke sehr geringe durchschnittliche spezifische Investitionskosten und durchschnittliche spezifische Stromgestehungskosten besitzen. Photovoltaik und Solarthermie zählen zu den Kraftwerkstechnologien mit höheren Kosten (Giesecke/Mosonyi, 2009 S. 56). Jedoch sind, wie bereits zu Beginn der Arbeit erwähnt, die Investitionskosten von Wasserkraftwerken sehr hoch und die Betriebskosten im Vergleich zu Wärmekraftwerken sehr gering. Auch fallen keine Kosten für die Entsorgung an, da Wasser frei zu Verfügung steht und fast kein Abfall entsteht.

Aus Abbildung 14 kann also abgeleitet werden, dass die spezifischen Investitionskosten von Laufwasserkraftwerken mit der Kraftwerksgröße abnehmen. Diese Tatsache konnte bereits 1981 vom Wissenschaftler Priewasser bestätigt werden. In seiner Arbeit hat er die Fallhöhe, den Durchfluss und die Turbinenleistung ins Verhältnis gesetzt und konnte dadurch feststellen, dass die spezifischen Investitionskosten mit steigender Fallhöhe oder steigendem Durchfluss sinken (Priewasser, 1981 S. 107-119).

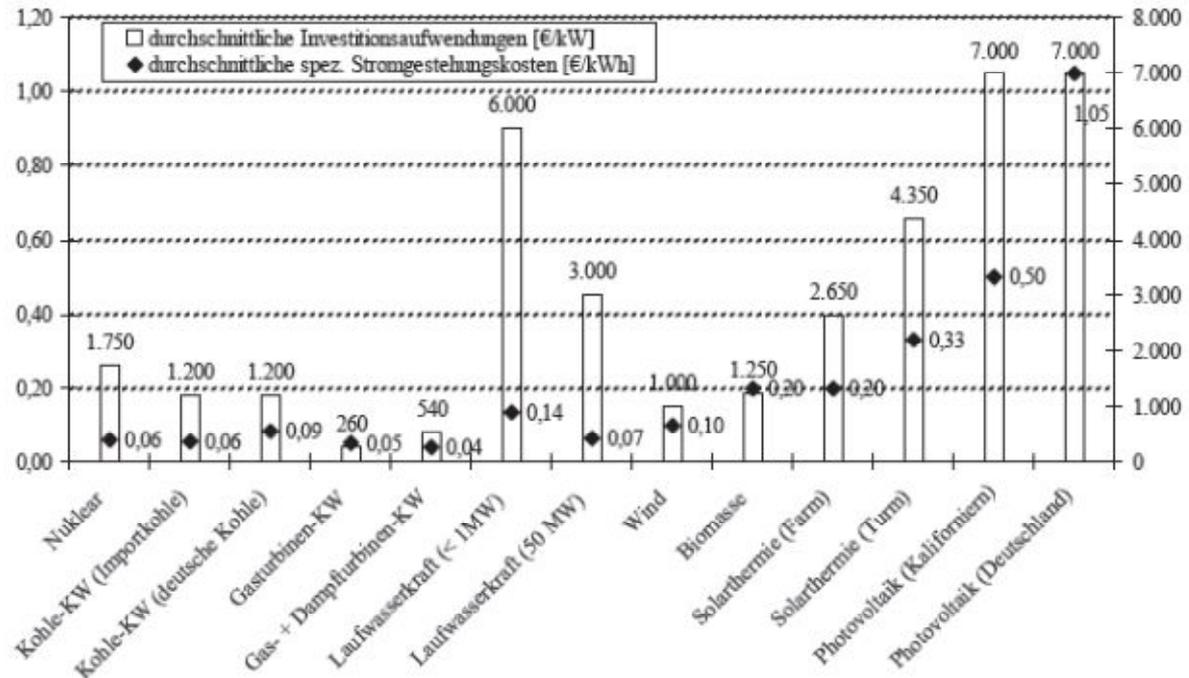


Abbildung 14: Durchschnittliche spezifische Investitionskosten und durchschnittliche spezifische Stromgestehungskosten der unterschiedlichen Kraftwerkstechnologien (Giesecke/Mosonyi, 2009 S. 56).

2.9.1 Untersuchung von Wasserkraftanlagenprojekten

Um den unterschiedlichen Anforderungen gerecht zu werden, werden unterschiedliche Bewertungsverfahren eingesetzt. Es geht in erster Linie darum, ein optimales wirtschaftliches Handeln zu erzielen. Dabei werden betriebswirtschaftliche Verfahren zur Gewinnmaximierung und Verlustminimierung eingesetzt. Zudem werden auch gesamtwirtschaftliche, soziale und ökologische Überlegungen getroffen. Zu den Überlegungen zählen folgende zwei Punkte (Giesecke/Mosonyi, 2009 S. 60-61):

1. Bei der Wirtschaftlichkeitsuntersuchung wird der Investitionsumfang sowie dessen Auswirkungen auf Betriebsführung, Unterhaltung und Ertragsentwicklung beurteilt.
2. Bei den Nutzen-Kosten-Untersuchungen werden die gesamtwirtschaftlichen und gesamtgesellschaftlichen Aspekte berücksichtigt.

2.9.2 Wirtschaftliche Betrachtungen

Da Wasserkraftanlagen sehr hohe Investitionskosten aufweisen, müssen neben den technischen Vorhaben auch die wirtschaftlichen Aspekte untersucht werden. Dabei geht es vor allem um die finanzielle Beurteilung. In erster Linie werden wirtschaftliche Berechnungen

durchgeführt. Bei diesen Berechnungen werden alle Aufwendungen den Erträgen gegenübergestellt. In Abbildung 15 ist die Summenlinie der Aufwendungen und der Erträge dargestellt. Am Anfang eines Wasserkraftwerkprojektes fallen Grundstückskosten und vor allem die sehr hohen Investitionskosten an. Bis zum Zeitpunkt der Amortisation sind die Erträge noch geringer als die Aufwendungen. Erst nach diesem Zeitpunkt kann ein Gewinn verbucht werden. Nach einer gewissen Zeit des Betriebs ist zu entscheiden ob es zu einer Revitalisierung, also einer Reinvestition oder zu einem Abbruch kommt (Giesecke/Mosonyi, 2009 S. 61).

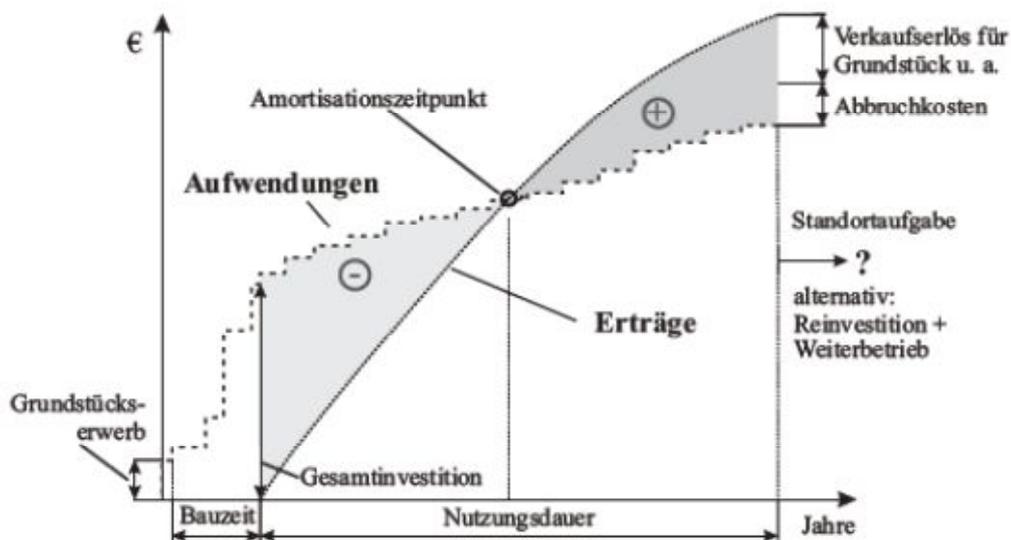


Abbildung 15: Summenlinie der Aufwendungen und der Erträge einer Wasserkraftanlage (Giesecke/Mosonyi, 2009 S. 62).

In früheren Projektphasen können die Kosten und die Erträge nur anhand der geschätzten Investitions- und Betriebskosten erfolgen. Daher ist es von Vorteil die Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen ständig anzupassen und nach den folgenden Punkten vorzugehen (Giesecke/Mosonyi, 2009 S. 62-63):

- Abschätzung der Investitionskosten;
- Festlegung der Randbedingungen, wie die Nutzungsdauer, die Stromerträge, den Zinssatz und die Steuern;
- Gegenüberstellung der Kapitalwerte und Annuitäten aus den Investitionen und den laufenden Aufwendungen;
- Sensitivitätsanalyse unter Variation der Berechnungsgrößen, durch die der Einfluss dieser einzelnen Größen auf das Ergebnis ermittelt werden kann;

- Gesamtbeurteilung entsprechend den Zielvorstellungen als Kern der Wirtschaftlichkeitsuntersuchung.

Bei den ersten drei Punkten handelt es sich um die Investitionsrechnung. Diese liefert als betriebswirtschaftliche Beurteilung die Entscheidungsgrundlage. Analog dazu ist die Kosten-Nutzen-Analyse eine gesamtwirtschaftliche Betrachtung. Da diese Ergebnisse jedoch Unsicherheiten durch die prognostizierte Entwicklung und die Wertansätze aufweisen, müssen Sensitivitätsuntersuchungen und Risikobetrachtungen durchgeführt werden. Um eine gute Entscheidung treffen zu können (Giesecke/Mosonyi, 2009 S. 63).

2.9.3 Investitionsrechenverfahren

Bei der Investitionsrechnung wird die Wirtschaftlichkeit eines Projektes betrachtet, um die Vorteilhaftigkeit heraus zu finden. Hierbei werden folgende zwei Berechnungsarten unterschieden (Giesecke/Mosonyi, 2009) (Götze, 2005):

Statische Berechnung

Hierbei kommen Kostenvergleichs-, Gewinnvergleichs-, Rentabilitäts- und Amortisationsrechnung zum Einsatz. Allerdings berücksichtigen die statischen Verfahren den Zeitfaktor nur wenig oder überhaupt nicht. Da es aber bei Wasserkraftwerken zu einer langlebigen Investition und dadurch zu einer Veränderung des Zinssatzes über die Zeit kommt, sind in diesem Fall statische Verfahren ungeeignet.

Dynamische Berechnung

Bei den dynamischen Verfahren wird der Faktor Zeit mitberücksichtigt. Hierbei werden unterschiedliche Zahlungen auf einen Bezugszeitpunkt auf- oder abgezinst um diese vergleichbar zu machen. Durch diese Berücksichtigung für langfristige Vorhaben eignen sich die dynamischen Verfahren sehr gut bei Wasserkraftanlagen. Aufgrund der Langlebigkeit sollten die Zinsen eher niedrig angesetzt werden, da sonst die zukünftigen Geldflüsse zu stark abgezinst werden.

- Kapitalwertmethode: Hierbei werden alle Ein- und Auszahlungen erfasst und auf einen Bezugszeitpunkt auf- oder abgezinst. Es werden alle Nutzen und Kosten auf den Anfang des Inbetriebnahmejahres des Wasserkraftwerkes bezogen. Eine Investition zahlt sich aus, wenn der Kapitalwert positiv ist. Wenn mehrere Projekte mit einander verglichen werden, wird jenes ausgewählt, welches den höchsten Kapitalwert aufweist.

- Methode des internen Zinsfußes: Der interne Zinsfuß ist jener, bei dem der Kapitalwert der Investition Null ist. Dabei soll der berechnete interne Zinsfuß gleich oder größer als der Kalkulationszinsfuß sein.
- Annuitätsmethode: Dabei werden die durchschnittlichen jährlichen Auszahlungen mit den durchschnittlichen jährlichen Einzahlungen der Investition verglichen. Dabei werden die zwei Zahlungen mit der Zinseszinsrechnung in zwei Reihen mit gleichbleibenden Jahresbeträgen umgerechnet. Wenn die Annuität positiv ist, dann ist die Investition absolut vorteilhaft. Bei mehreren Varianten ist die höchste Annuität relativ vorteilhaft.

2.9.4 Kosten- und Nutzenstruktur

Bei Wasserkraftwerken gibt es die spezifische Energieerzeugungskosten, die spezifischen Investitionskosten, die Investitionskosten und die jährlichen Aufwendungen. Ein Nutzen erfolgt durch die jährlichen Erträge und durch die Förderungen. Diese Kosten- und Nutzenstruktur wird in den folgenden Punkten näher erklärt (Giesecke/Mosonyi, 2009 S. 69-73):

Investitionskosten

Die sehr hohen Investitionskosten bei der Errichtung einer Wasserkraftanlage setzen sich aus den folgenden Teilkosten zusammen (Nachtnebel):

- Grundstückskosten, Wasserrechtskosten;
- Anschließungskosten an der Projektstelle;
- Planungs- und Bauleitungskosten;
- Transportkosten;
- Baukosten für die gesamte Anlage;
- Kosten der elektromaschinellen Ausrüstung;
- Abgaben an öffentliche Stellen;
- Anfallenden Zinsen während der Bauzeit;
- Kostenanteil zur Abdeckung unvorhergesehener Ausgaben.

In Tabelle 7 wird der prozentuelle Anteil der einzelnen Komponenten an den gesamten Investitionskosten einer Wasserkraftanlage dargestellt.

Tabelle 7: Prozentueller Anteil an den Investitionskosten (Nachtnebel).

	Anteil an den Investitionskosten
Elektromaschinelle Anlagen	30-60 %
Baukosten	40-60 %
Planung und Management	5-15 %
Vorkosten, Zinsen und Gebühren	5-10 %

Spezifische Energieerzeugungskosten

Bei den spezifischen Energieerzeugungskosten oder Stromgestehungskosten werden die Kosten zur Erzeugung von einer kWh ermittelt. Dabei fallen diese Kosten bei Wasserkraftwerken gering aus. Diese ergeben sich aus dem Verhältnis der Kosten in einem Jahr zur jährlich erzeugten Energie.

Spezifische Investitionskosten

Des Weiteren werden die spezifischen Investitionskosten, welche sich aus dem Verhältnis der Investition zur installierten Leistung ergeben, zum Vergleich herangezogen. Jedoch können die spezifischen Investitionskosten nur dann als charakteristische Kenngröße betrachtet werden, wenn die verglichenen Varianten keine große Abweichung der technischen Lebensdauer aufweisen. Denn die spezifischen Investitionskosten in Bezug auf die installierte Leistung beziehen sich im Gegensatz zu den spezifischen Energieerzeugungskosten auf die gesamte Lebensdauer der Wasserkraftanlage.

Jährliche Aufwendungen

Die jährlichen Aufwendungen von Wasserkraftwerksanlagen setzen sich aus den folgenden Anlagenkosten und Belastungen zusammen:

- Betriebs- und Wartungskosten:
 - Materialaufwendungen: Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe;
 - Personalaufwand;
 - Sonstiger betrieblicher Aufwand: Instandhaltungskosten, Rechengutbeseitigung und Versicherungskosten.
- Kapitalkosten und Abschreibung;
- Wasserzins und Wassernutzungsentgelt.

Die jährlichen Aufwendungen einer Wasserkraftanlage für den Betrieb und die Wartungen machen ohne Berücksichtigung der Personalkosten nur 3,0-5,0 % der Investitionskosten aus. Diese Aufwendungen können noch unterteilt werden. Davon sind 0,5-1,5 % auf die Baukosten und 2,5-3,5 % auf die elektromaschinelle Ausrüstung des Investitionsanteils bezogen. Natürlich müssen für unterhaltungsintensivere Anlagen höhere Ansätze als bei wartungsärmeren Anlagen gewählt werden. Der prozentuelle Anteil nimmt mit der Größe der Anlage ab. Je nach Anlagenautomatisierungsgrad ergibt sich ein europäischer Personalkosteneinsatz für die jährliche Aufwendung von 11-14 % der Investitionskosten.

In Tabelle 8 sind die prozentuellen Angaben der Unterhaltungs- und Erneuerungskosten von Wasserkraftwerken bezogen auf die Investitionskosten dargestellt.

Tabelle 8: Prozentuelle Angaben für Unterhaltungs- und Erneuerungskosten bezogen auf die Investitionskosten für Anlagen unter 10 MW in Mitteleuropa (Giesecke/Mosonyi, 2009 S. 73).

Anlagenkomponenten	Unterhaltung [%]	Erneuerung [%]
Staumauern, Dämme, Stollen, Wasserschloss, Druckschacht, Ausgleichsbecken, Kanäle	0,1	0,7
Wehre, Einlaufbauwerke, Druckrohrleitung	1,2-1,6	1,2-1,8
Gebäude und Nebenanlagen	0,4-0,6	1,5-2,0
mechanische und elektrotechnische Einrichtungen	3,0-6,0	2,5-3,0

Förderungen von Wasserkraftanlage

In diesem Abschnitt wurde das Land Österreich repräsentativ für Europa ausgewählt, da die Förderungen von Wasserkraftanlagen in den unterschiedlichen Ländern voneinander abweichen.

Die Vergütung von geförderten Ökostromanlagen erfolgt in Österreich durch die Abwicklungsstelle für Ökostrom AG (OeMAG). Für Wasserkraftanlagen bis 20 MW gibt es auch die Möglichkeit von Investitionskostenzuschüssen. Diese Förderungen sind im Ökostromgesetz (ÖSG 2012; BGBL_2011_I_75_29.07.2011) festgelegt. Die Höhe des Einspeisetarifs wird jedes Jahr neu durch die Ökostromverordnung festgelegt. Durch die OeMAG werden auch die Förderungen von Klein- und mittleren Wasserkraftanlagen durchgeführt. (e-control, 2018).

- Investitionskostenzuschuss für Kleinwasserkraftanlagen nach § 26 Ökostromgesetz 2012 (ÖSG 2012): Durch die Förderungen soll der Anteil an EE erhöht werden. Dabei werden Neubauten und Revitalisierungen von Kleinwasserkraftwerken mit jährlich 16 Millionen Euro gefördert. Bewerben können sich natürliche und juristische Personen,

die eine Kleinwasserkraftanlage errichten, revitalisieren und betreiben. Gefördert werden Investitionen zur Errichtung und Revitalisierung von Ökostromwasserkraftanlagen bis 10 MW. Jedoch können maximal 30 % des Investitionsvolumens und maximal 1.500 EUR pro kW elektrische Engpassleistung als Investitionskostenzuschuss gewährt werden. Die Berechnungen der Förderungen erfolgen bei Kleinwasserkraftwerken exklusive der Kosten für Grundstücke. Für die maximale Förderungshöhe ist das aus den unterschiedlichen Berechnungsansätzen resultierende kleinste Ergebnis entscheidend. In Abhängigkeit der Höhe der elektrischen Engpassleistung ist gegebenenfalls der Förderbedarf zusätzlich mittels einer dynamischen Investitionsrechnung mit 50 Jahren und einem Zinssatz von 6 % nach Steuern zu berechnen. In Tabelle 9 sind die Kleinwasserkraftwerke nach ihrer Leistung aufgelistet. Dabei ist zu erkennen, dass die Förderung von 400 Euro pro kW bis 1.500 Euro pro kW reicht. Des Weiteren ist zu erkennen, dass der Investitionskostenzuschuss von 10 % bis auf 30 % der förderfähigen Investitionskosten steigt. Je kleiner das Wasserkraftwerk desto höher ist die Förderung. Für die Förderwürdigkeit müssen einige Voraussetzungen erfüllt werden. Dabei muss die Anlage dem Stand der Technik entsprechen. Es darf keine Verschlechterung der Arbeitsumwelt erfolgen. Das Ansuchen auf Förderung muss vor der Errichtung oder Revitalisierung bei der OeMAG eingelangt sein. Des Weiteren müssen alle Genehmigungen in erster Instanz vorliegen. Nach Erhalt des Investitionskostenzuschusses muss die Wasserkraftanlage innerhalb von drei Jahren in Betrieb genommen und die vergaberechtlichen Bestimmungen eingehalten werden. Bei Revitalisierungen ist zusätzlich eine Erhöhung der Engpassleistung oder des Regelarbeitsvermögens um mindestens 15 % erforderlich (OeMAG, 2012).

Tabelle 9: Einteilung der Förderungen von Kleinwasserkraftanlagen (OeMAG, 2012).

< 50 kW	50-100 kW	100-500 kW	500-2.000 kW	2.000-10.000 kW
<ul style="list-style-type: none"> • Einhaltung der EU-Beihilfeobergrenze • 1.500 EUR/kW 	<ul style="list-style-type: none"> • Einhaltung der EU-Beihilfeobergrenze • 1.500 EUR/kW • 30% der förderfähigen Investitionskosten 	<ul style="list-style-type: none"> • Einhaltung der EU-Beihilfeobergrenze • 1.500 EUR/kW • 30% der förderfähigen Investitionskosten 	<ul style="list-style-type: none"> • Einhaltung der EU-Beihilfeobergrenze • 1.500 – 1.000 EUR/kW • 30-20% der förderfähigen Investitionskosten • Förderbedarf mit dyn. Investitionsrechnung (6%) nachzuweisen 	<ul style="list-style-type: none"> • Einhaltung der EU-Beihilfeobergrenze • 1.000 – 400 EUR/kW • 20-10% der förderfähigen Investitionskosten • Förderbedarf mit dyn. Investitionsrechnung (6%) nachzuweisen

- Investitionszuschuss für mittlere Wasserkraftanlagen gemäß § 27 Ökostromgesetz: Durch die Förderung von mittleren Wasserkraftanlagen soll der Anteil an EE erhöht werden. Dabei werden Errichtungen oder Revitalisierungen von mittleren Wasserkraftwerken mit bis zu 50 Millionen Euro in Form von Förderungen unterstützt. Diese Förderungen können von natürlichen und juristischen Personen, die mittlere Wasserkraftwerke errichten, revitalisieren und betreiben, beantragt werden. Es werden hierbei Wasserkraftanlagen mit einer Engpassleistung von über 10 MW bis 20 MW unterstützt. Für mittlere Wasserkraftanlagen wird nach den verfügbaren Mitteln ein Investitionszuschuss in der Höhe von maximal 10 % der förderfähigen Investitionskosten gewährt. Maximal ergibt sich jedoch ein Investitionszuschuss in der Höhe von 400 Euro pro kW sowie insgesamt maximal 6 Millionen Euro pro Anlage. Das Ansuchen für die Förderung muss vor der Errichtung oder Revitalisierung bei der OeMAG eingelangt sein, ebenso müssen alle geforderten Genehmigungen in erster Instanz vorliegen. Des Weiteren muss die Anlage innerhalb von drei Jahren ab der Genehmigung für die Förderung gebaut werden. Bei Revitalisierungen muss zusätzlich eine Erhöhung der Engpassleistung oder des Regelarbeitsvermögens um mindestens 15 % nachgewiesen werden. Aufgrund der begrenzten Fördermittel erfolgt eine Reihung der eingebrachten Förderungsansuchen. Wenn die erforderlichen Unterlagen nicht vollständig übermittelt werden, hat die Abwicklungsstelle den Förderungswerber binnen angemessener Frist über die Unvollständigkeit schriftlich zu informieren (OeMAG, 2012).

Jährliche Erträge einer Wasserkraftanlage

Die jährlichen Erträge eines Wasserkraftwerkes ergeben sich aus dem Stromverkauf an das Energieversorgungsunternehmen (EVU). Die Höhe der Vergütung wird durch die installierte Leistung und die Vermarktung bestimmt. Bei der Ermittlung der Stromvergütung pro Jahr wird der Vergütungssatz mit der Jahresenergieerzeugung multipliziert. Bei der regelmäßig verstromten Wasserkraft kommt es zu unterschiedlichen Vergütungen. Bei Laufwasser- und Speicherkraftwerken kommt es zu regelmäßigen gesetzlichen Regulierungen oder zu langfristigen Abnahmeverträgen. Die ständige Anpassung erfolgt aufgrund der hohen Schwankungen des Wasserdargebots. Bei Pumpspeicherkraftwerken erfolgt eine Entgeltzahlung, wenn Spitzenlasten erforderlich sind. Wasserkraftprojekte weisen im Allgemeinen eine sehr hohe technische Komplexität auf, da spezialisierte standortspezifische Anlagenteile erforderlich sind. Damit Wasserkraftprojekte als Projektfinanzierung gehandhabt werden können, müssen diese technisch ausreichend stabil sein und über ein Rechts-, Vertrags- und Regulierungssystem verfügen. Das Projekt muss den Investoren eine Aussicht auf eine angemessene Eigenkapitalverzinsung und den Fremdkapitalgebern ausreichende Sicherheit auf eine Rückvergütung des eingesetzten Kapitals liefern (Böttcher, 2014 S. 7-8).

2.9.5 Risikomanagement bei Wasserkraftprojekten

Ein Risiko bedeutet immer eine negative Abweichung vom Plan. Dadurch könnte die Gefahr eines Verlustes entstehen. Das Risikomanagement ist vor allem für die Projektfinanzierung von Wasserkraftanlagen von Bedeutung, da jedes Wasserkraftanlagenprojekt einzigartig ist und unbekannte Einflüsse aufweist. Risiken wirken sich auf das Fremdkapital und den Eigenkapitalzinssatz aus, daher ist die Robustheit und Werthaltigkeit von Projekten äußerst wichtig. Jedoch kann die Wirtschaftlichkeit nur durch eine Prognose bestimmt werden. Da die Zukunft zunehmend unsicher ist, muss sich die Prognose mit dem Eintritt aller Arten von Einflüssen befassen. Durch Stabilität des Rechts- und Regulierungsumfeldes, Einsatz bewährter Technik und Risikoallokation können die Risiken minimiert werden. Am Anfang einer Projektfinanzierung ist es wichtig, dass die gewählte Technik langlebig und stabil ist. Jedoch können die Risiken von Projekt zu Projekt sehr stark voneinander abweichen. Es kann zu unterschiedlichen Inhalten und Ursachen der Risiken kommen. Des Weiteren kann das Risiko in unterschiedlichem Ausmaß auftreten und die Eintrittswahrscheinlichkeit variiert. Es gibt aber auch Gruppen von Risiken, die in gleicher oder ähnlicher Weise bei Projektfinanzierungen auftreten können. Bei den Risiken gibt es im Allgemeinen zwei Gruppen. Eine Gruppe der Risiken kann von der Projektgesellschaft und den Beteiligten kontrolliert werden. Die andere Gruppe wirkt von außen und kann daher nicht beeinflusst werden. Durch Einbindung der verschiedenen Projektbeteiligten können die Risiken und ihren Auswirkungen auf das

Projekt gemildert werden. Für ein erfolgreiches Risikomanagement ist es wichtig, die Auswirkungen der Risiken auf die ökonomische Leistungsfähigkeit und Belastungsfähigkeit zu erfassen. Dadurch lassen sich Erkenntnisse für die Auswahl der Maßnahmen gewinnen (Böttcher, 2014 S. 13-16).

2.9.6 Beispiel zur Wirtschaftlichkeit von Wasserkraftanlagen

Bei diesem fiktiven Beispiel handelt es sich um ein Wasserkraftwerk mit einer Lebensdauer von 25 Jahren und einem Zinssatz von 7 %. Mit dem internen Zinsfuß wird überprüft, ob die Anlage wirtschaftlich ist. Zuerst folgen in Tabelle 10 die einzelnen Daten und dann die Ermittlungen (Nachtnebel).

Tabelle 10: Beispiel zur Wirtschaftlichkeit einer Wasserkraftanlage (Nachtnebel).

Installierte Leistung	500 kW
Spezifische Investitionskosten	2.800 Euro pro KW
Investitionskosten	1.400.000 Euro
Zinssatz	7 %
Einnahmen	183.000 Euro pro Jahr
Betriebs- und Wartungskosten	2,5 % der Investitionskosten
Betriebs- und Wartungskosten	35.000 Euro pro Jahr
KWF	0,0858
Barwert des Nutzens	2.132.000 Euro
Barwert der Kosten	1.806.000 Euro
Kapitalwert	326.000 Euro
Annuitäten des Nutzens	183.000 Euro pro Jahr
Annuitäten der Kosten	155.000 Euro pro Jahr
Nettoannuitäten	28.000 Euro pro Jahr
Nutzenkostenfaktor	1,18
Interner Zinsfuß	9,8 %

Laut der Methode des internen Zinsfußes, die bereits in diesem Kapitel erläutert wurde, soll der berechnete interne Zinsfuß gleich oder größer als der Kalkulationszinssfuß sein, denn nur dann ist die Anlage wirtschaftlich. In diesem Fall beträgt der Wert des internen Zinsfußes 9,8 % und liegt damit über 7 %. Daher ist diese Anlage als wirtschaftlich zu betrachten.

Die Berechnungen erfolgen aufgrund folgender Definitionen:

- **Spezifischen Investitionskosten**

$$\text{spezifischen Investitionskosten} = \frac{\text{Investitionskosten}}{\text{installierte Leistung}} \quad (1)$$

- **Betriebs- und Wartungskosten**

$$\text{Betriebs – und Wartungskosten} = \frac{2,5}{100} \times \text{Investitionskosten} \quad (2)$$

- **KWF (Giesecke/Mosonyi, 2009 S. 65)**

$$KWF = \frac{(1 + z)^n \times i}{(1 + z)^n - 1} \quad (3)$$

z...Zinssatz

n...Lebensdauer

- **Annuität der Kosten**

$$\begin{aligned} \text{Annuität der Kosten} &= \\ &= \text{Investitionskosten} \times KWF + \text{Betriebs – und Wartungskosten} \end{aligned} \quad (4)$$

- **Barwert des Nutzens und der Kosten**

$$\text{Barwert} = \sum_{t=1}^n \frac{\text{Annuitäten des Nutzens oder der Kosten}}{(1 + z)^t} \quad (5)$$

- **Kapitalwert (Götze, 2005 S. 72)**

$$\begin{aligned} \text{Kapitalwert} &= \text{Barwert des Nutzens} - \text{Barwert der Kosten} = \\ &= \sum_{t=1}^n \frac{\text{Annuitäten des Nutzens}}{(1 + z)^t} - \sum_{t=1}^n \frac{\text{Annuitäten der Kosten}}{(1 + z)^t} \end{aligned} \quad (6)$$

t...Zeit

- **Nettoannuitäten**

$$\text{Nettoannuitäten} = \text{Annuitäten des Nutzens} - \text{Annuitäten der Kosten} \quad (7)$$

- **Nutzenkostenfaktor**

$$\text{Nutzenkostenfaktor} = \frac{\text{Annuitäten des Nutzens}}{\text{Annuitäten der Kosten}} \quad (8)$$

- **Internen Zinsfuß** (Giesecke/Mosonyi, 2009 S. 66-67)

Der interne Zinsfuß ist jener, bei dem der Kapitalwert gleich Null ist. Bei dieser Berechnung wird ein Kapitalwert, der größer und einer der kleiner Null ist ausgerechnet. Anschließend wird mittels Interpolation jener Zinsfuß ermittelt bei dem der Kapitalwert Null ist.

$$0 = -\text{Investitionskosten} + \sum_{t=1}^n \frac{\text{Annuitäten der Kosten}}{(1+i)^t} \quad (9)$$

i...interner Zinsfuß

2.9.7 Hemmnisse beim Ausbau einer Wasserkraftanlage

Obwohl durch Revitalisierungsprojekte eine längere Lebensdauer und ein höheres RAV erreicht werden kann, gibt es zahlreiche Hemmnisse, die diesen Vorteilen gegenüberstehen, wie der rechtliche Rahmen, der Naturschutz und die Nutzungsansprüche Dritter. Weitere Hemmnisse beim Ausbau können an den Einschränkungen durch die WRRL liegen, die bereits im Kapitel 2.8 erwähnt worden sind (Giesecke/Mosonyi, 2009 S. 38) (VEÖ, 2008).

3. Vorgehensweise

In diesem Kapitel folgt eine detaillierte Beschreibung der Vorgehensweise bei den Ermittlungen der Kosten von Laufwasserkraftwerken in Europa.

3.1 Ermittlung der Rohdaten

Zu Beginn wurden alle relevanten Rohdaten erhoben. Auch die recherchierten Investitionskosten, wenn diese vorhanden waren, wurden notiert. Bei all jenen Kraftwerken, zu denen keine Investitionskosten ermittelt werden konnten, wurden diese anhand der Rohdaten in den nächsten Schritten berechnet. Dazu folgt eine detaillierte Beschreibung auf den nächsten Seiten. Folgenden Rohdaten wurden für die weiteren Berechnungszwecke erhoben:

- Das Land, in dem das Kraftwerk steht;
- Der Kraftwerkstyp (Schwell- oder Laufwasserkraftwerk);
- Der Kraftwerksname;
- Die maximal installierte Leistung (P_{\max}) in MW;
- Das RAV in GWh;
- Das Inbetriebnahmejahr;
- Die Fallhöhe (f_h) in m;
- Der maximale Durchfluss (Q_{\max}) in m^3/s ;
- Der Fluss an dem das Kraftwerk liegt;
- Die Investitionskosten des Kraftwerkes in Euro, wenn möglich;
- Und die Quelle aus denen die Daten entnommen worden sind.

3.2 Ermittlung der spezifische Investitionskosten in Euro pro kWh (2015) für die jeweiligen Flüsse in Österreich

Da es zu den Kraftwerken an den Flüssen in Österreich sehr viel aufgezeichnete Investitionskosten gab, konnte daraus die Tabelle im Anhang A für die spezifischen Investitionskosten in Euro pro kWh (2015) für die jeweiligen Flüsse in Österreich aus der Datenbank des Instituts für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der Technischen Universität Graz ermittelt und

unter anderem für diese Arbeit als Quelle herangezogen werden. Kraftwerke, die an Flüssen liegen, die in der Auflistung nicht enthalten sind, wurden dem Rest zugeordnet. Dieser ergibt sich aus dem Mittelwert aller vorhandenen Flüsse (IEE, 2017).

Zur Erstellung dieser Tabelle wurden die Kraftwerke jeweils nach dem Fluss, an dem sie liegen, eingeteilt und die Investitionskosten dazu ermittelt. Daraus wurden dann die realen spezifischen Investitionskosten bestimmt. Dabei wurde für das Basisjahr 2015 der Preisindex 1 verwendet. Anschließend wurde das Quantil 0,1 und das Quantil 0,9 ermittelt, um etwaige Ausreißer zu eliminieren.

Wie in Gleichung 10 zu erkennen ist, ergibt sich der jährliche Anstieg der spezifischen Investitionskosten aus der Differenz der beiden Quantile und anschließender Division durch die Jahre, die sich aus dem zuletzt und dem zuerst erbauten Kraftwerk an diesem Fluss ergeben. Dies kann auch vor 1920 und nach 2015 errichtet worden sein. Das Basisjahr 2015 war der Start der Recherche. Das Jahr 1920 wurde deshalb als Startjahr gewählt, da es davor nicht sehr viele Wasserkraftwerksbauten gab.

$$\begin{aligned} \text{jährlicher Anstieg} & \qquad \qquad \qquad (10) \\ & = \frac{\text{Quantil } 0,9 - \text{Quantil } 0,1}{\text{Inbetriebnahmejahr des (letzten Kraftwerks) - ersten Kraftwerks}} \end{aligned}$$

Auffallend ist, dass die spezifischen Investitionskosten in Euro pro kWh (2015) bei allen ermittelten Flüssen in Österreich (Donau, Enns, Drau, Traun, Mur, Inn und Salzach) vom Jahr 1920 bis zum Jahr 2015 fast auf das Doppelte ansteigen. Dies ist in Abbildung 16 und Abbildung 17 deutlich zu erkennen. Gründe für den Preisanstieg sind (Wasser Energie Luft, 2014):

- Standorte werden immer ungünstiger. Zuerst werden besonders gute Standorte ausgebaut, meist kostengünstiger;
- Auflagen werden immer strenger (öffentliche Abgaben und Gebühren, wie Wasserzins und Steuern);
- Begleitmaßnahmen werden immer umfassender.

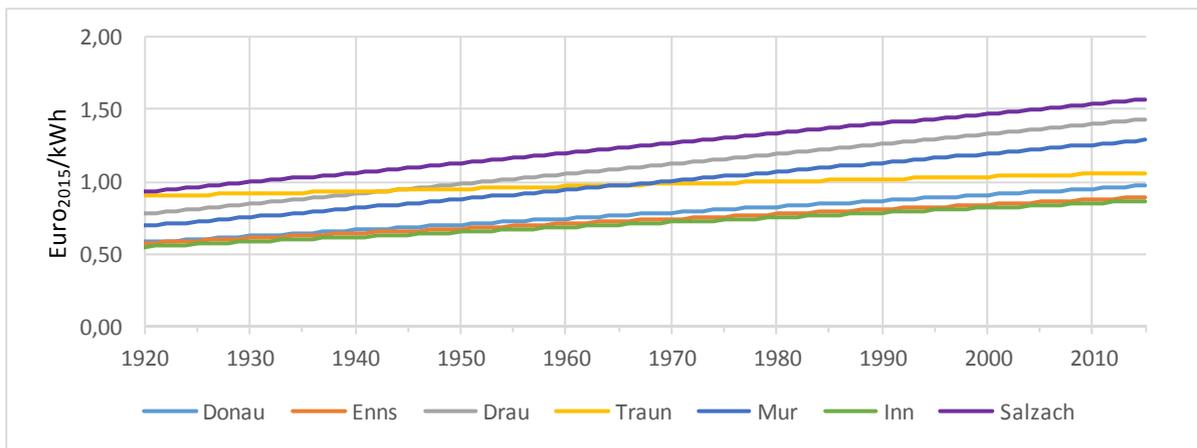


Abbildung 16: Spezifische Investitionskosten der Flüsse in Euro pro kWh (2015) in Österreich (IEE, 2017).

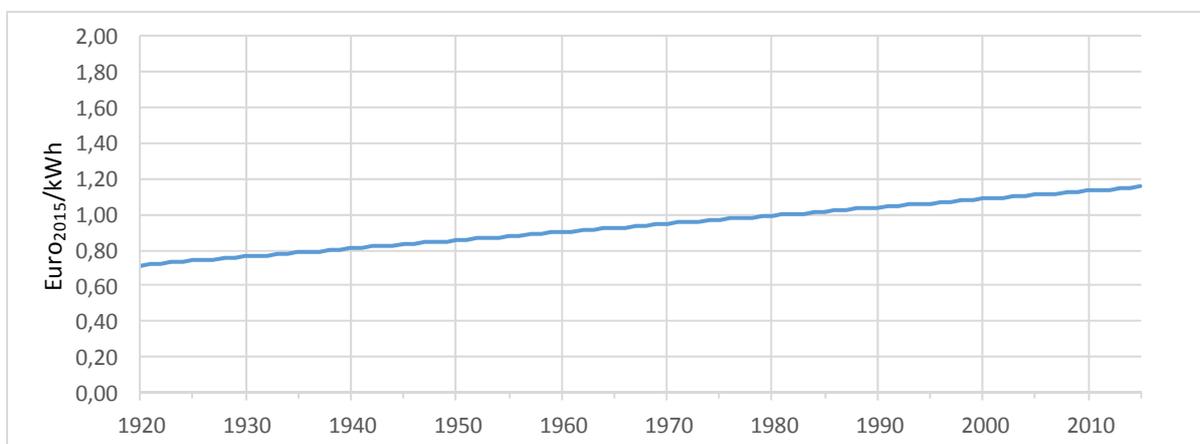


Abbildung 17: Mittelwert der spezifischen Investitionskosten der Flüsse in Euro pro kWh (2015) in Österreich (IEE, 2017).

3.3 Ermittlung der spezifischen Investitionskosten in Euro pro kWh (2015) für Kraftwerke mit unbekanntem Investitionskosten an Flüssen in Europa

Als Basisjahr wurde das Jahr 2015 gewählt. Nun wurden zu allen Kraftwerken in Europa für die Länder Albanien, Bulgarien, Bosnien und Herzegowina, Griechenland, Ungarn, Mazedonien, Montenegro, Rumänien, Serbien, Slowenien, Italien, Spanien und Portugal die spezifischen Investitionskosten in Euro pro kWh (2015) ermittelt. Dazu wurden die Flüsse anhand ihrer Topografie mit den bereits ermittelten Werten der Flüsse von Österreich verglichen. Hierbei wurde zu jedem Kraftwerk mit unbekanntem Investitionskosten an einem Fluss der Abfluss in m³/s und das Gefälle in m/km ermittelt und mit den Flüssen Österreichs in Vergleich gestellt. Das Gefälle wird durch Gleichung 11 berechnet:

$$\text{Gefälle} = \frac{\text{Höhenunterschied [m]}}{\text{Länge [km]}} \quad (11)$$

Aufgrund der Abweichung aus dem Gefälle und des mittleren Abflusses kann nun jeder beliebige Fluss, einem Fluss aus Österreich zugeordnet werden. Somit können die spezifischen Investitionskosten in Euro pro kWh (2015) für alle Kraftwerke in Europa bestimmt werden. Die Abweichung für das Gefälle und den Abfluss wurde durch die Gleichung 12 bestimmt:

$$\text{Abweichung} = \left(100 - \frac{\text{Wert vorhandener Fluss}}{\text{Wert gesuchter Fluss}} \times 100 \right) \times (-1) \quad (12)$$

Falls ein Fluss überhaupt keine Ähnlichkeiten mit einem Fluss in Österreich hat, wurde der Mittelwert über alle vorhandenen Flüsse verwendet.

3.4 Ermittlung der Investitionskosten in Euro (2015) für Kraftwerke mit unbekanntem Investitionskosten an Flüssen in Europa

Im nächsten Schritt wurden die Investitionskosten (2015) aus den spezifischen Investitionskosten ermittelt. Dafür wird der Ausgangswert zuerst auf die spezifischen Investitionskosten in Euro (2015) pro GWh gebracht, um anschließend mit dem RAV multipliziert werden zu können.

$$\text{Investitionskosten Euro}_{2015} = \frac{\text{Euro}_{2015}}{\text{kWh}} \times 10^6 \times \text{RAV} \quad (13)$$

3.5 Ermittlung der spezifischen Investitionskosten in Euro pro kWh (2015) und der Investitionskosten in Euro (2015) im jeweiligen Land

Um die spezifischen Investitionskosten in Euro pro kWh (2015) im jeweiligen Land zu erhalten, muss noch das unterschiedliche Preisniveau der Länder berücksichtigt werden. Dazu wurde das Preisniveau für Österreich (2015) in Verhältnis mit dem Wert des jeweiligen Landes gesetzt und anschließend mit den spezifischen Investitionskosten in Euro pro kWh (2015) multipliziert. Gleiches gilt für die Investitionskosten in Euro (2015), jedoch wird hier noch das RAV berücksichtigt. Die Werte für die Berechnung wurden der Tabelle 11 entnommen.

$$\text{Preisniveau Umrechnungsfaktor} = \frac{\text{Preisniveau Österreich}_{2015}}{\text{Preisniveau jeweiliges Land}_{2015}} \quad (14)$$

Tabelle 11: Vergleichstabelle für die unterschiedlichen Preisniveaus (EUROSTAT).

Country	Priceniveau ₂₀₁₅
EU (28 countries)	100
EU (27 countries)	100,2
Euro area (19 countries)	99,4
Euro area (18 countries)	99,7
Belgium	105,4
Bulgaria	46,9
Czech Republic	62,6
Denmark	135,7
Germany	100,3
Estonia	72,9
Ireland	122,2
Greece	85
Spain	90,7
France	104,6
Croatia	64,9
Italy	100,1
Cyprus	87,7
Latvia	68,8
Lithuania	60,8
Luxembourg	120,5
Hungary	56,8
Malta	80,2
Netherlands	108,3
Austria	104,2
Poland	54,2
Portugal	82
Romania	51,1
Slovenia	79,5

Slovakia	66,2
Finland	119
Sweden	121,5
United Kingdom	133,3
Iceland	129,1
Liechtenstein	n.a.
Norway	138,3
Switzerland	163,4
Montenegro	53,7
Macedonia	45,2
Albania	46,8
Serbia	48,6
Turkey	61
Bosnia and Herzegovina	50,8
Kosovo	50
United States	109,7
Japan	99,2

3.6 Ermittlung der Investitionskosten in Euro im Inbetriebnahmejahr im jeweiligen Land

Um auf die Investitionskosten in Euro im Inbetriebnahmejahr des jeweiligen Landes zu kommen, muss die Inflation mitberücksichtigt werden. Die Werte für den Inflationsindex werden den Tabellen für die Inflationsraten im Anhang B entnommen. Ausgehend von den Investitionskosten im Jahre 2015 wurde mittels Inflationsindex fortlaufend ab- oder aufgezinnt bis der Wert für das Jahr der Inbetriebnahme erreicht wurde.

3.7 Sensitivitätsanalyse

Bei der Sensitivitätsanalyse werden die spezifischen Investitionskosten in Euro pro kWh (2015) mit dem KWF multipliziert. Dabei werden der Zinssatz und die Lebensdauer des KWF variiert. Der KWF wurde bereits im Kapitel 2.9.6 definiert. Dabei entspricht der Parameter z dem Zinssatz in % und der Parameter n der Lebensdauer in Jahren.

$$\begin{aligned}
 \text{spezifischen Investitionskosten}_{\text{variiert}} \frac{\text{Euro}_{2015}}{\text{kWh}} &= & (15) \\
 &= \text{spezifischen Investitionskosten} \frac{\text{Euro}_{2015}}{\text{kWh}} \times KWF
 \end{aligned}$$

4. Ergebnisse

Es werden zum besseren Verständnis aus den Datensätzen, die im praktischen Teil der Arbeit ermittelt und berechnet wurden, einige Diagramme erstellt und beschrieben. In diesem Kapitel werden unterschiedliche Vergleiche durchgeführt.

4.1 Anzahl der errichteten Schwell- und Laufwasserkraftwerke pro Jahr

Die Anzahl der gebauten Schwell- und Laufwasserkraftwerke in Europa für die Länder Albanien, Bulgarien, Bosnien und Herzegowina, Griechenland, Ungarn, Mazedonien, Montenegro, Rumänien, Serbien, Slowenien, Italien, Spanien und Portugal im Bezug auf eine gewisse Zeitspanne ist in Abbildung 18 zu erkennen. Aus dieser Abbildung ist zu erkennen, dass vor allem nach 1918 die meisten Kraftwerke errichtet wurden. Dadurch lässt sich auch erklären, warum der Fokus in dieser Arbeit auf die Zeitspanne 1920 bis 2015 gelegt wurde. Wichtig zu erwähnen ist, dass Kleinstwasserkraftwerke zu Aggregaten zusammengefasst wurden. Des Weiteren können Anlagen mit einem Inbetriebnahmejahr in der Zukunft den nationalen Ausbauplänen entnommen werden.

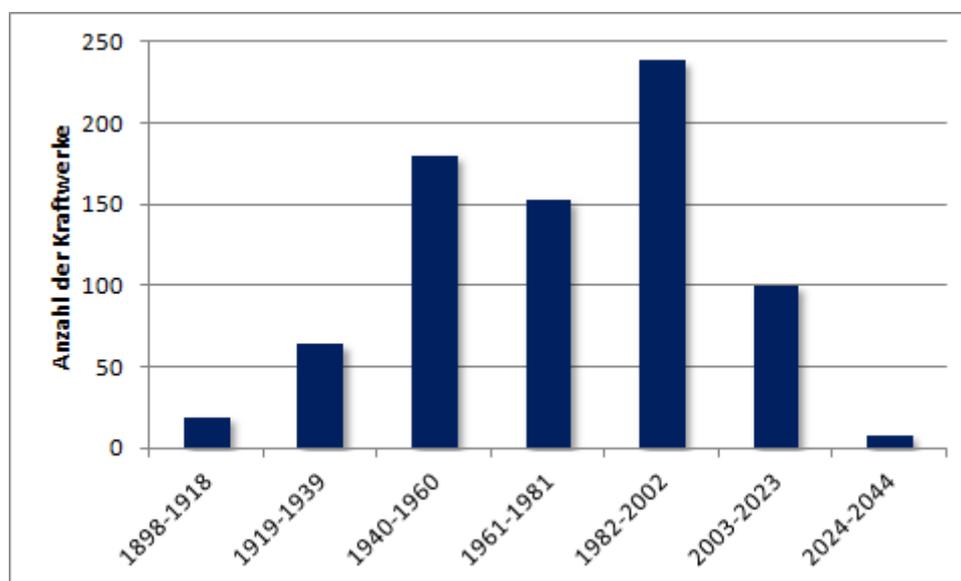


Abbildung 18: Anzahl der Schwell- und Laufwasserkraftwerke, die pro Jahr in Europa für die Länder Albanien, Bulgarien, Bosnien und Herzegowina, Griechenland, Ungarn, Mazedonien, Montenegro, Rumänien, Serbien, Slowenien, Italien, Spanien und Portugal errichtet wurden.

4.2 Vergleich der recherchierten und der berechneten spezifischen Investitionskosten in Euro pro kW

Um die Richtigkeit der Berechnungen zu überprüfen, wurden die recherchierten und die berechneten spezifischen Investitionskosten in Euro pro kW einiger Schwell- und Laufwasserkraftwerke gegenübergestellt. Diese Werte werden in Abbildung 19 dargestellt. Die genauen Daten der Schwell- und Laufwasserkraftwerke sind in Tabelle 12 bis 15 aufgelistet. Die Abkürzung IBJ steht in den Tabellen für das Inbetriebnahmejahr. Wie in Tabelle 15 ersichtlich, erfolgt in den meisten Fällen eine geringe Abweichung der Investitionskosten in Euro pro kW. Bei dem Laufwasserkraftwerk Ustikolina in Bosnien kommt es hingegen zu einer Abweichung von 48,5 % (ELEKTROPRIVREDA, 2010) und bei der Laufwasserkraftwerkskette Islaz 1-4 kommt es zu einer Abweichung von 66,2 % (IEE, 2017). Bei dem Laufwasserkraftwerk Cijevna 3 in Bosnien kommt es hingegen zu einer sehr geringen Abweichung von 3,0 % (IPA, 2009). Des Weiteren weist auch das Laufwasserkraftwerk Krsko in Slowenien nur eine Abweichung von 10,8 % (Hydros_Western_Balkans_dbase, 2015) auf. Die Laufwasserkraftwerke Vranduk in Bosnien und KRESNA-1 in Bulgarien haben mit 30,6 % (ELEKTROPRIVREDA, 2010) und 22,0 % (Hydros_Western_Balkans_dbase, 2015) eine geringe Abweichung. Das Schwellwasserkraftwerk Krcic in Ungarn weist mit 24,9 % (IEE, 2017) Abweichung auch einen geringen Wert auf.

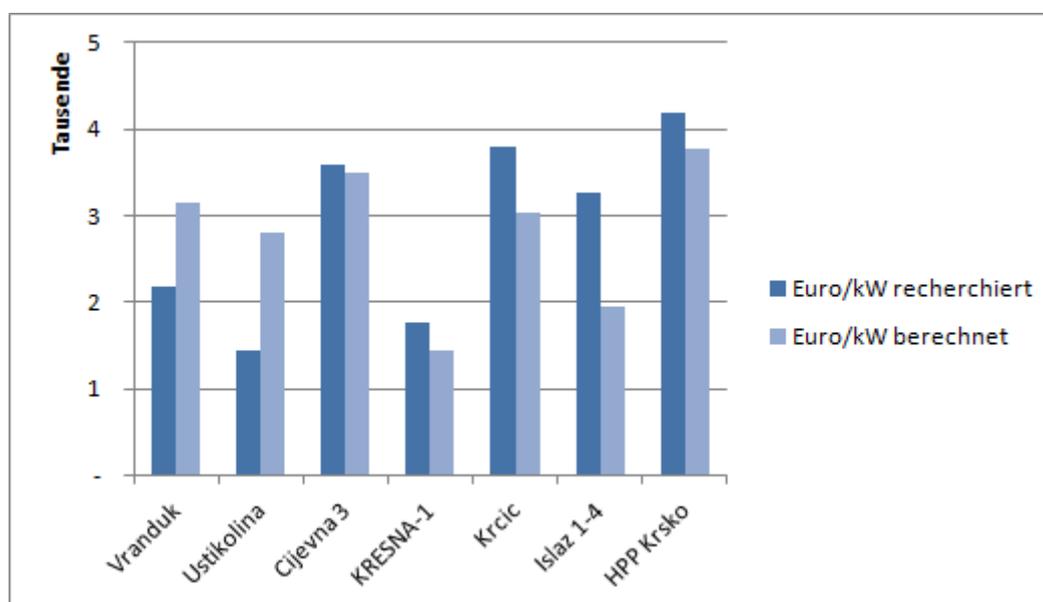


Abbildung 19: Vergleich der recherchierten und der berechneten Investitionskosten in Euro pro KW.

Tabelle 12: Daten zum Vergleich der recherchierten und der berechneten spezifischen Investitionskosten in Euro pro kW Teil 1.

Land	Kraftwerksname	Kraftwerkstyp	P_{\max} [MW]	RAV [GWh]	IBJ	fh [m]	Q_{\max} [m ³ /s]	Fluss
Bosnien	Vranduk	Laufkraftwerk	22,0	98,3	2014	n.a.	n.a.	Bosna
Bosnien	Ustikolina	Laufkraftwerk	63,6	255,0	2015	n.a.	n.a.	Drina
Bosnien	Cijevna 3	Laufkraftwerk	13,9	69,0	2012	n.a.	n.a.	Bosna
Bulgarien	KRESNA-1	Laufkraftwerk	3,2	12,2	2006	n.a.	n.a.	Struma
Ungarn	Krcic	Schwellkraftwerk	7,9	37,1	2012	n.a.	n.a.	Krka
Rumänien	Islaz 1-4	Laufkraftwerk	28,0	77,8	2014	11,5	n.a.	Lower Olt
Slowenien	HPP Krsko	Laufkraftwerk	39,5	140,0	2012	9,9	500	Lower Sava

Tabelle 13: Daten zum Vergleich der recherchierten und der berechneten spezifischen Investitionskosten in Euro pro kW Teil 2.

Land	Kraftwerksname	Investitionskosten recherchiert [Mio. Euro]	Österreich spezifische Investitionskosten [Euro ₂₀₁₅ /kWh]	Österreich Investitionskosten [Mio. Euro ₂₀₁₅]
Bosnien	Vranduk	48,0	1,429	140,4
Bosnien	Ustikolina	92,0	1,436	366,1
Bosnien	Cijevna 3	50,0	1,415	97,6
Bulgarien	KRESNA-1	5,6	1,045	12,7
Ungarn	Krcic	30,0	1,055	39,1
Rumänien	Islaz 1-4	91,2	1,429	111,2
Slowenien	HPP Krsko	165,0	1,415	198,1

Tabelle 14: Daten zum Vergleich der recherchierten und der berechneten spezifischen Investitionskosten in Euro pro kW Teil 3.

Land	Kraftwerksname	Investitionskosten [Mio. Euro ₂₀₁₅]	spezifische Investitionskosten [Euro ₂₀₁₅ /kWh]	Investitionskosten berechnet [Mio. Euro]
Bosnien	Vranduk	68,5	0,697	69,2
Bosnien	Ustikolina	178,5	0,700	178,5
Bosnien	Cijevna 3	47,6	0,690	48,6
Bulgarien	KRESNA-1	5,7	0,470	4,6
Ungarn	Krcic	24,4	0,657	24,0
Rumänien	Islaz 1-4	54,5	0,701	54,9
Slowenien	HPP Krsko	151,1	1,080	148,9

Tabelle 15: Daten zum Vergleich der recherchierten und der berechneten spezifischen Investitionskosten in Euro pro kW Teil 4.

Land	Kraftwerksname	spezifische Investitionskosten recherchiert [Euro/kW]	spezifische Investitionskosten berechnet [Euro/kW]	Abweichung [%]
Bosnien	Vranduk	2183	3145	30,6
Bosnien	Ustikolina	1447	2807	48,5
Bosnien	Cijevna 3	3597	3494	3,0
Bulgarien	KRESNA-1	1756	1439	22,0
Ungarn	Krcic	3797	3041	24,9
Rumänien	Islaz 1-4	3258	1960	66,2
Slowenien	HPP Krsko	4177	3770	10,8

4.3 Schwell- und Laufwasserkraftwerke entlang der Donau

Zunächst erfolgt in Abbildung 20 und Abbildung 21 die Darstellung der spezifischen Investitionskosten (2015) über der installierten Leistung für die Schwell- und Laufwasserkraftwerke entlang der Donau, beginnend in Deutschland über Österreich, Slowakei, Serbien und Rumänien. In Abbildung 20 werden die spezifischen Investitionskosten auf das RAV bezogen. In Abbildung 21 hingegen werden die spezifischen Investitionskosten auf die installierte Leistung bezogen. In diesem Fall wird die Inflation nicht mitberücksichtigt und alle Werte werden auf ein Jahr bezogen. Durch die Trendlinie ist zu erkennen, dass die spezifischen Investitionskosten mit der Kraftwerksgröße abnehmen. Die spezifischen Investitionskosten bewegen sich, bis auf einen Ausreißer, im Bereich von 0,4 bis 1,2 Euro pro kWh (2015) und 1.000 bis 6.000 Euro pro kW (2015). Bei dem Ausreißer handelt es sich um das Laufwasserkraftwerk Wien Freudenau an der Donau. Bei diesem Laufwasserkraftwerk kommt es zu 1,4211 Euro pro kWh (2015) und 8.543 Euro pro kW (2015).

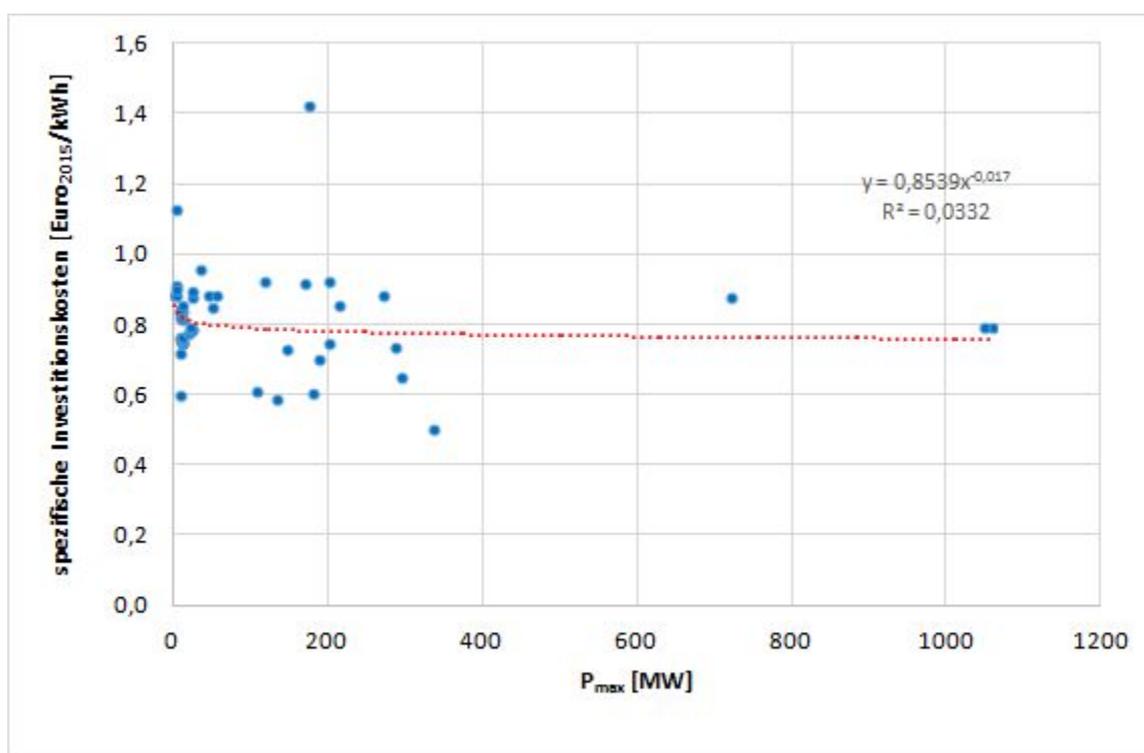


Abbildung 20: Spezifischen Investitionskosten in Euro pro kWh (2015) über der installierten Leistung für die Schwell- und Laufwasserkraftwerke entlang der Donau für die Länder Deutschland, Österreich, Slowakei; Serbien und Rumänien.

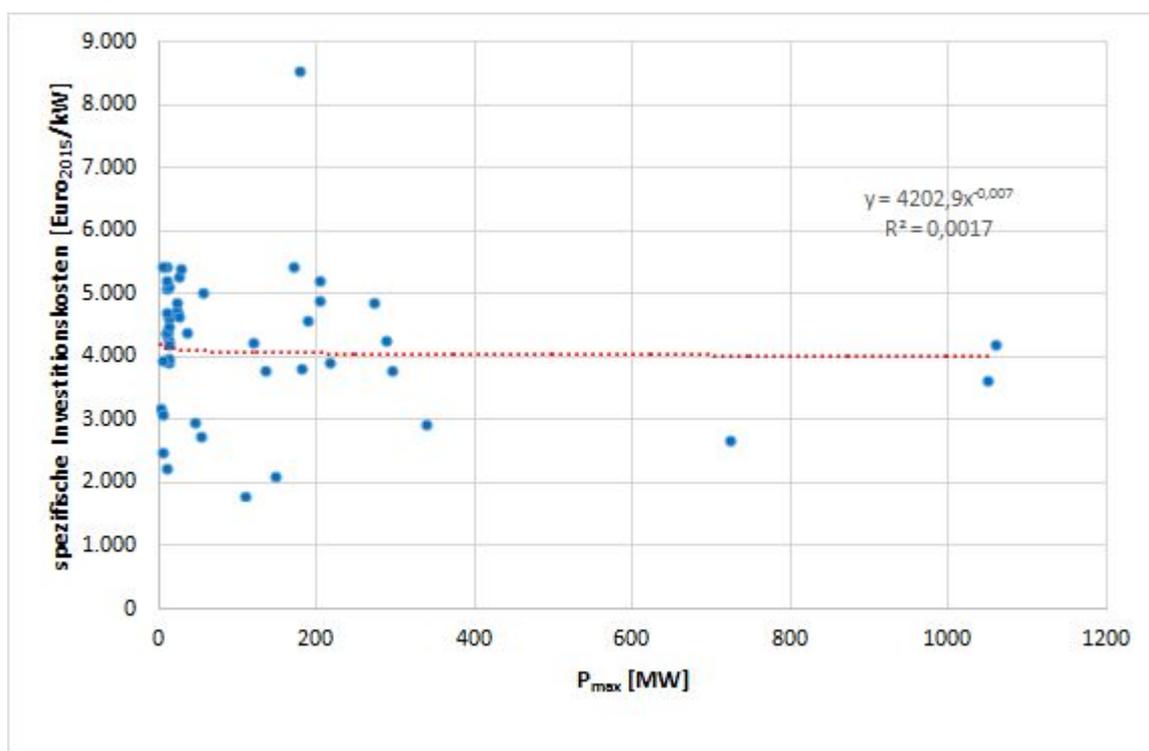


Abbildung 21: Spezifischen Investitionskosten in Euro pro kW (2015) über der installierten Leistung für die Schwell- und Laufwasserkraftwerke entlang der Donau für die Länder Deutschland, Österreich, Slowakei; Serbien und Rumänien.

Um den Zusammenhang zwischen den Investitionskosten in Euro (2015) bezogen auf das jeweilige Land und der maximalen installierten Leistung zu veranschaulichen, wurden Abbildung 22 und Abbildung 23 erstellt. In Abbildung 22 handelt es sich um alle Schwell- und Laufwasserkraftwerke entlang der Donau in Deutschland. In Abbildung 23 sind Schwell- und Laufwasserkraftwerke entlang der Länder Österreich, Slowakei, Serbien, und Rumänien dargestellt. In den Abbildungen handelt es sich um Schwell- und Laufwasserkraftwerke, die bereits gebaut wurden. Bei den Werten für die Investitionskosten in Euro (2015), handelt es sich um ermittelte Werte. Die grünen Dreiecke symbolisieren dabei die maximal installierte Leistung des Kraftwerkes. Es ist ein klarer Zusammenhang zwischen den Investitionskosten in Euro (2015) und der maximalen installierten Leistung zu erkennen. Je höher die maximal installierte Leistung, desto größer sind auch die entsprechenden Investitionskosten in Euro (2015). Würde die Inflation mitberücksichtigt werden, käme es in manchen Fällen zu starken Abweichungen aufgrund der sehr weit in der Vergangenheit liegenden Inbetriebnahmejahren.

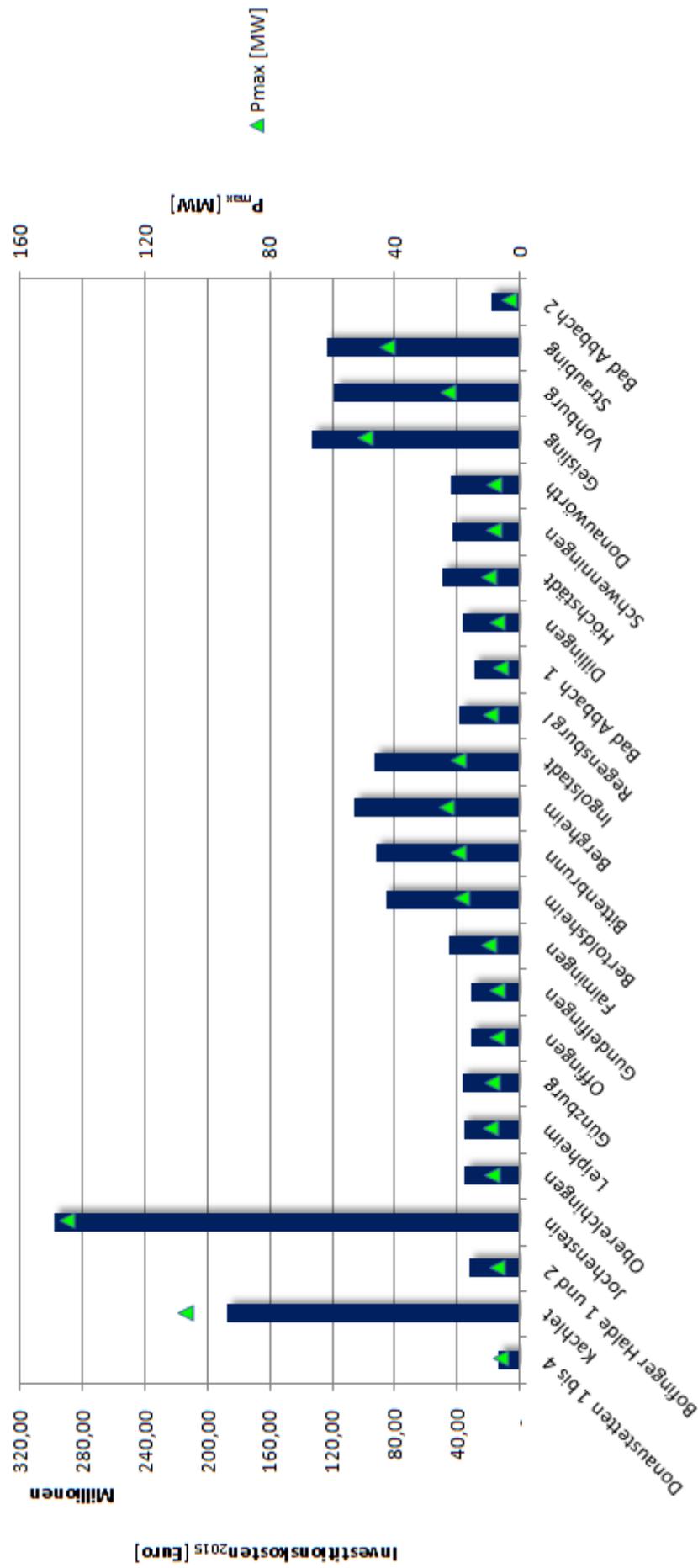


Abbildung 22: Investitionskosten in Euro (2015) der Schwell- und Laufwasserkraftwerke entlang der Donau in Deutschland.

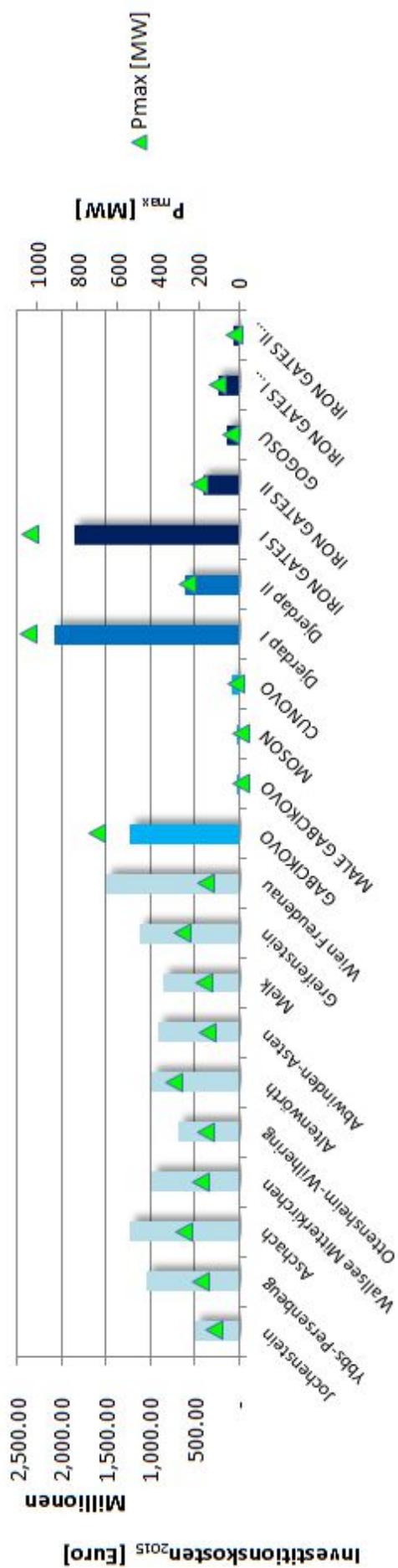


Abbildung 23: Investitionskosten in Euro (2015) der Schwell- und Laufwasserkraftwerke entlang der Donau in den Ländern Österreich, Slowakei, Serbien und Rumänien.

4.4 Darstellung der berechneten spezifischen Investitionskosten in Euro pro kWh (2015) aller Schwell- und Laufwasserkraftwerke

In diesem Kapitel werden die spezifischen Investitionskosten in Euro pro kWh (2015) näher untersucht.

Die spezifischen Investitionskosten in Euro pro kWh (2015) über den Inbetriebnahmejahren für die Schwell- und Laufwasserkraftwerke in Europa für die Länder Albanien, Bulgarien, Bosnien und Herzegowina, Griechenland, Ungarn, Mazedonien, Montenegro, Rumänien, Serbien, Slowenien, Italien, Spanien und Portugal werden in Abbildung 24 dargestellt. Durch die rote Trendlinie ist zu erkennen, dass es eine Steigerung der spezifischen Investitionskosten in Euro pro kWh (2015) mit der Zeit gibt. Dies ist durch die Aufteilung der Investitionskosten auf die einzelnen Jahre der Zeitspanne 1920 bis 2015 zurückzuführen.

In Abbildung 25 sind die spezifischen Investitionskosten in Euro pro kWh (2015) über der installierten Leistung für die Schwell- und Laufwasserkraftwerke in Europa für die Länder Albanien, Bulgarien, Bosnien und Herzegowina, Griechenland, Ungarn, Mazedonien, Montenegro, Rumänien, Serbien, Slowenien, Italien, Spanien und Portugal dargestellt. Mittels Trendlinie wird hier veranschaulicht, dass es zu einer Reduktion der Investitionskosten in Euro pro kWh (2015) mit der Kraftwerksgröße kommt, auch wenn diese in der Abbildung nur zu Beginn deutlich zu erkennen ist.

In Abbildung 24 und Abbildung 25 wurden die zwei Laufwasserkraftwerke Iron Gates 1 in Rumänien mit einer installierten Leistung von 1047 MW und Djerdap 1 in Serbien mit einer installierten Leistung von 1057,8 MW nicht dargestellt, jedoch wurden diese in der Trendlinie mitberücksichtigt.

Anzumerken ist, dass die spezifischen Investitionskosten in Euro pro kWh (2015) auch von dem jeweiligen Preisniveau in den unterschiedlichen Ländern abhängen. In den Ländern mit einem höheren Preisniveau, zu denen Griechenland, Spanien, Italien, Portugal und Slowenien zählen, sind die spezifischen Investitionskosten in Euro pro kWh (2015) im Durchschnitt höher. Hier bewegt sich der Wert für die spezifischen Investitionskosten in Euro pro kWh (2015) zwischen 0,4 und 1,6 Euro pro kWh (2015). Hingegen bewegt sich der Wert der spezifischen Investitionskosten in Euro pro kWh (2015) in den Länder mit einem niedrigeren Preisniveau, zu denen Albanien, Bulgarien, Bosnien und Herzegowina, Kroatien, Montenegro, Mazedonien, Rumänien und Serbien zählen, zwischen 0,3 bis 1,0 Euro pro kWh (2015). Die unterschiedlichen Preisniveaus sind der Tabelle 10 im Kapitel 3.5 zu entnehmen.

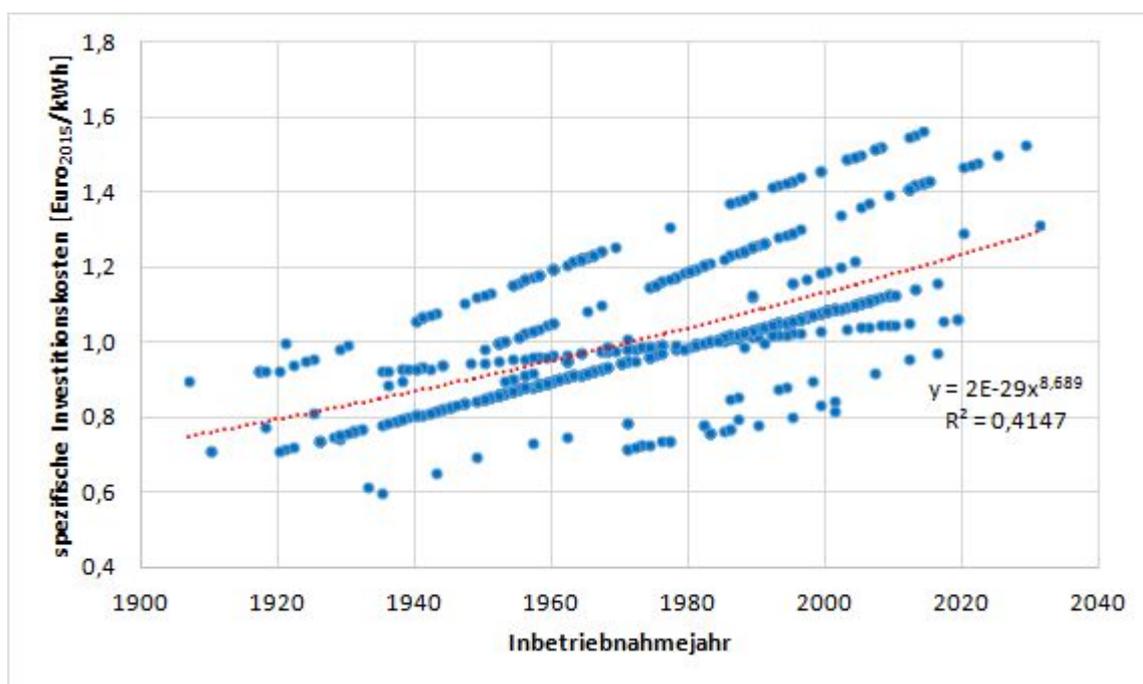


Abbildung 24: Spezifischen Investitionskosten in Euro pro kWh (2015) über den Inbetriebnahmejahren für die Schwell- und Laufwasserkraftwerke in Europa für die betrachteten Länder.

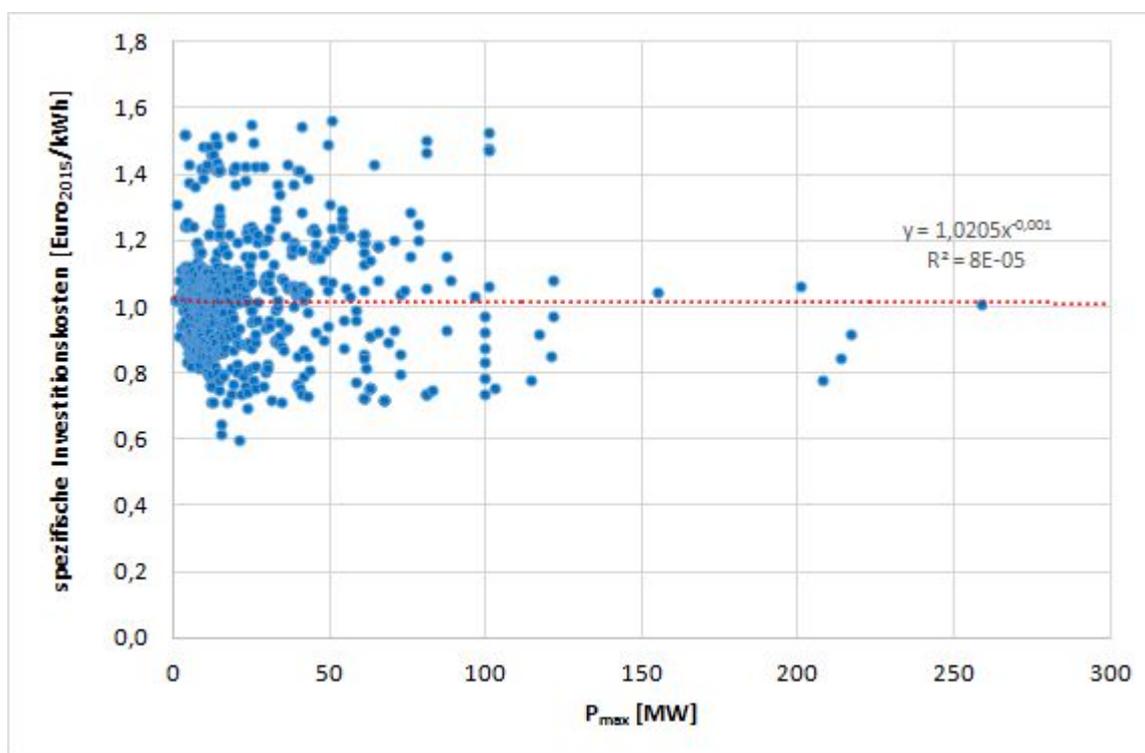


Abbildung 25: Spezifischen Investitionskosten in Euro pro kWh (2015) über der installierten Leistung für die Schwell- und Laufwasserkraftwerke in Europa für die betrachteten Länder.

Im untenstehenden Boxplot der Abbildung 26 werden die spezifischen Investitionskosten in Euro pro kWh (2015) in Europa für die Länder Albanien, Bulgarien, Bosnien und Herzegowina, Griechenland, Ungarn, Mazedonien, Montenegro, Rumänien, Serbien, Slowenien, Italien, Spanien und Portugal nach der installierten Leistung sortiert. Eine deutliche Reduzierung der spezifischen Investitionskosten in Euro pro kWh (2015) in Bezug auf die installierte Leistung ist zu erkennen. Kleinstkraftwerke haben demnach die höchsten spezifischen Investitionskosten in Euro pro kWh (2015) und Schwell- und Laufwasserkraftwerke über 100 MW weisen die geringsten spezifischen Investitionskosten in Euro pro kWh (2015) auf.

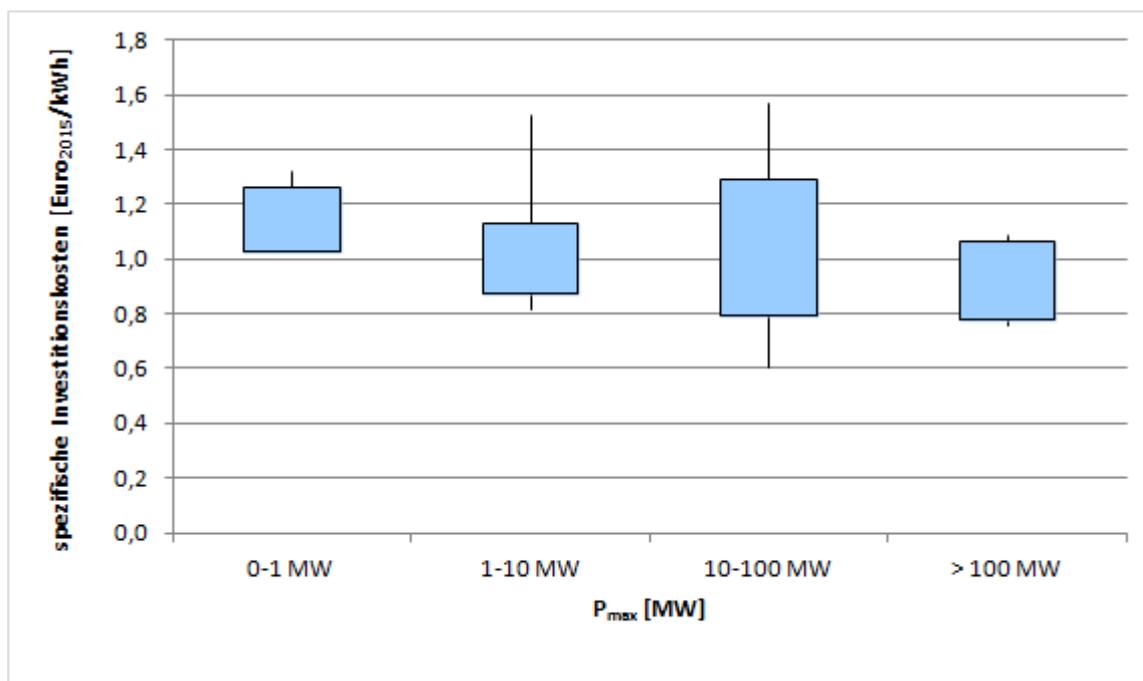


Abbildung 26: Boxplot der spezifischen Investitionskosten in Euro pro kWh (2015) in Europa für die betrachteten Länder nach der installierten Leistung sortiert.

In Tabelle 16 erfolgt eine Auflistung der im Boxplot dargestellten spezifischen Investitionskosten in Euro pro kWh (2015).

Tabelle 16: Auflistung der im Boxplot der Abbildung 25 dargestellten Werte.

Kraftwerksgröße	0,9 Quantil [Euro ₂₀₁₅ /kWh]	Maximum [Euro ₂₀₁₅ /kWh]	Minimum [Euro ₂₀₁₅ /kWh]	0,1 Quantil [Euro ₂₀₁₅ /kWh]	Mittelwert [Euro ₂₀₁₅ /kWh]
0-1 MW	1,259	1,317	1,026	1,026	1,123
1-10 MW	1,128	1,524	0,813	0,877	1,019
10-100 MW	1,291	1,565	0,602	0,794	1,040
>100 MW	1,062	1,086	0,757	0,782	0,903

4.5 Darstellung der berechneten spezifischen Investitionskosten in Euro pro kW (2015) aller Schwell- und Laufwasserkraftwerke

Bei Abbildung 27 und Abbildung 28 sind die Schwell- und Laufwasserkraftwerke mit über 10.000 Euro pro kW (2015) nicht dargestellt, allerdings werden die Werte in der Trendlinie berücksichtigt.

In Abbildung 27 sind die spezifischen Investitionskosten in Euro pro kW (2015) über den Inbetriebnahmejahren für die Schwell- und Laufwasserkraftwerke in Europa für die Länder Albanien, Bulgarien, Bosnien und Herzegowina, Griechenland, Ungarn, Mazedonien, Montenegro, Rumänien, Serbien, Slowenien, Italien, Spanien und Portugal dargestellt. Durch die Trendlinie ist zu erkennen, dass die spezifischen Investitionskosten in Euro pro kW (2015) mit der Zeit ansteigen. Dies ist auf die Aufteilung der Investitionskosten auf die einzelnen Jahre der Zeitspanne 1920 bis 2015 zurückzuführen.

Die spezifischen Investitionskosten in Euro pro kW (2015) über der installierten Leistung für die Schwell- und Laufwasserkraftwerke in Europa für die Länder Albanien, Bulgarien, Bosnien und Herzegowina, Griechenland, Ungarn, Mazedonien, Montenegro, Rumänien, Serbien, Slowenien, Italien, Spanien und Portugal sind in Abbildung 28 dargestellt. Zu erkennen ist, dass die spezifischen Investitionskosten in Euro pro kW (2015) mit der Kraftwerksgröße abnehmen. Bei den spezifischen Investitionskosten in Euro pro kW (2015) über der installierten Leistung ist eine Abnahme zu Beginn deutlicher zu erkennen als bei den spezifischen Investitionskosten in Euro pro kWh (2015) über der installierten Leistung in Abbildung 25.

In Abbildung 27 und Abbildung 28 wurden die zwei Laufwasserkraftwerke Iron Gates 1 in Rumänien mit einer installierten Leistung von 1047 MW und Djerdap 1 in Serbien mit einer installierten Leistung von 1057,8 MW nicht dargestellt, jedoch wurden diese wie im vorherigen Kapitel in der Trendlinie mitberücksichtigt.

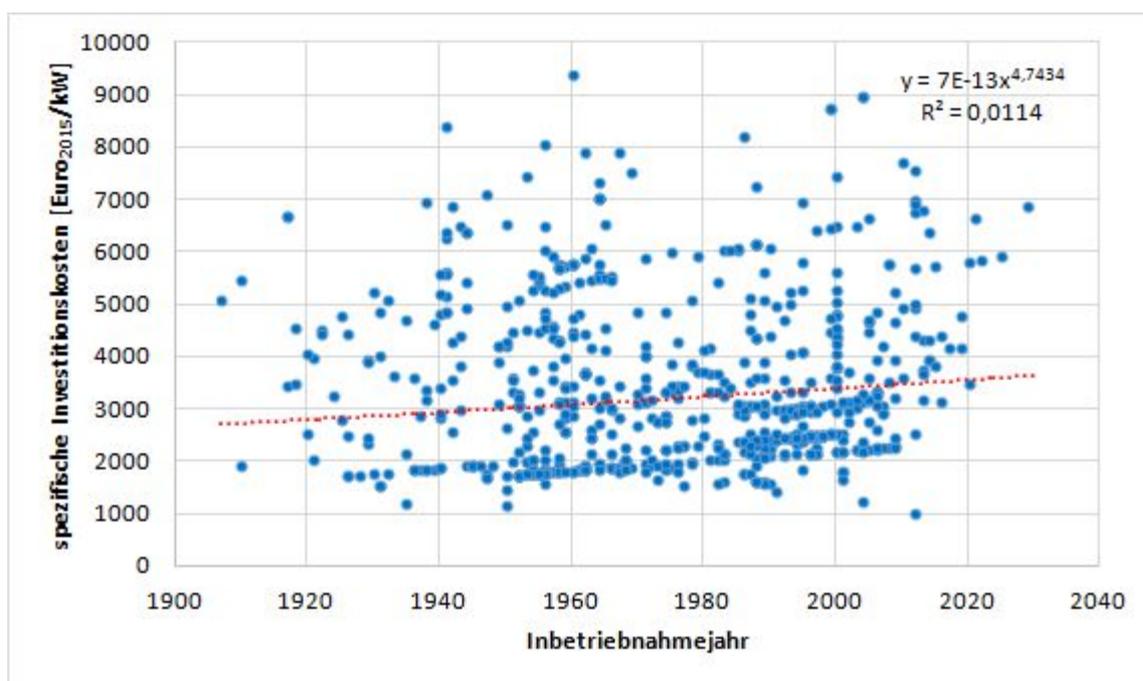


Abbildung 27: Spezifischen Investitionskosten in Euro pro kW (2015) über den Inbetriebnahmejahren für die Schwell- und Laufwasserkraftwerke in Europa für die betrachteten Länder.

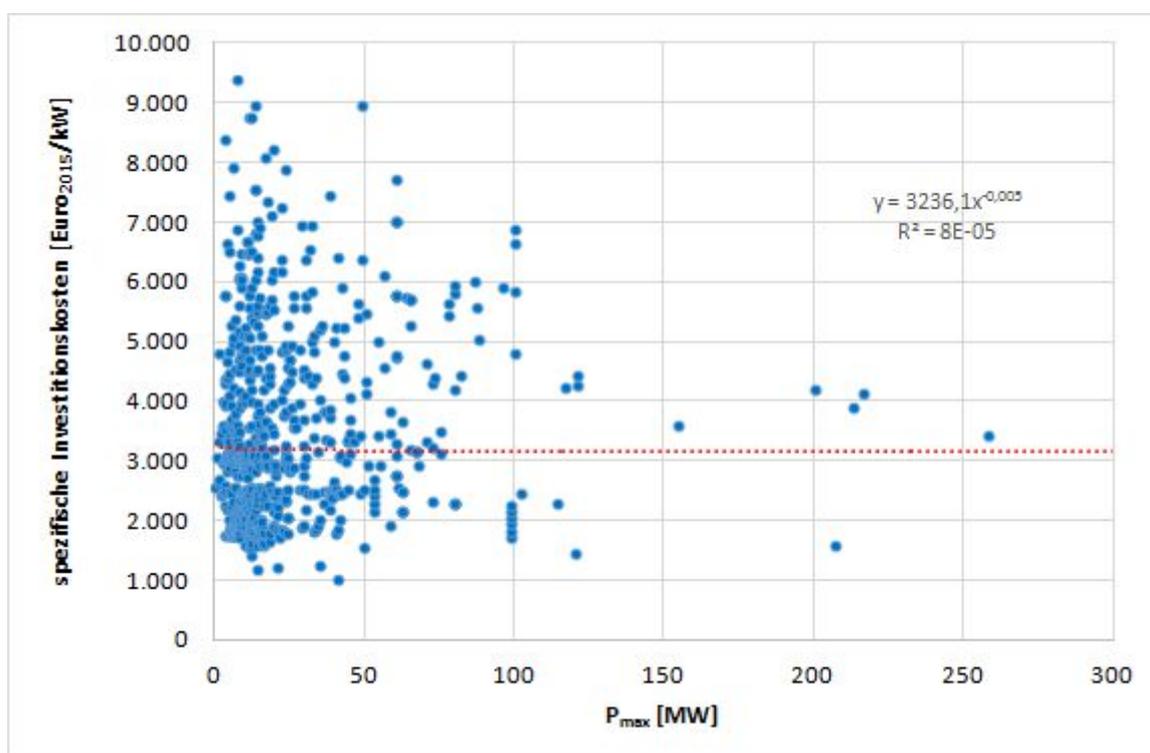


Abbildung 28: Spezifischen Investitionskosten in Euro pro kW (2015) über der installierten Leistung für die Schwell- und Laufwasserkraftwerke in Europa für die betrachteten Länder.

In Abbildung 29 werden die spezifischen Investitionskosten in Euro pro kW (2015) in Europa für die Länder Albanien, Bulgarien, Bosnien und Herzegowina, Griechenland, Ungarn, Mazedonien, Montenegro, Rumänien, Serbien, Slowenien, Italien, Spanien und Portugal in Bezug auf die Kraftwerksgröße dargestellt. Die Schwell- und Laufwasserkraftwerke mit einer installierten Leistung von 0-1 MW werden hierbei nicht berücksichtigt, da diese keine exakte Darstellung ermöglichen. Durch den Boxplot wird gezeigt, dass die spezifischen Investitionskosten in Euro pro kW (2015) mit der Kraftwerksgröße abnehmen.

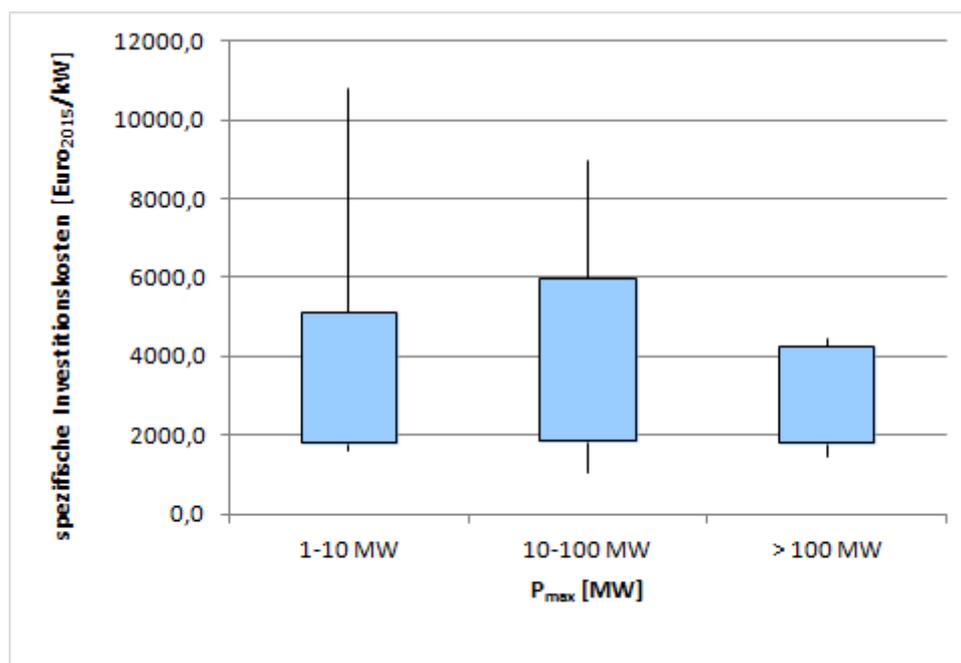


Abbildung 29: Boxplot der spezifischen Investitionskosten in Euro pro kW (2015) in Europa für die betrachteten Länder nach der installierten Leistung sortiert.

Eine Auflistung der im obenstehenden Boxplot dargestellten Werte erfolgt in Tabelle 17. Wie im Kapitel 2.9 bereits beschrieben liegen die durchschnittlichen spezifischen Investitionskosten in Euro pro kW für Wasserkraftwerke bis 50 MW bei 3.000 Euro pro kW. In dieser Arbeit konnte für die Schwell- und Laufwasserkraftwerke von 1-10 MW eine Bandbreite der spezifischen Investitionskosten in Euro pro kW (2015) von 1.827 bis 5.094 Euro pro kW (2015) ermittelt werden.

Tabelle 17: Auflistung der im Boxplot der Abbildung 29 dargestellten Werte.

Kraftwerksgröße	0,9 Quantil [Euro ₂₀₁₅ /kW]	Maximum [Euro ₂₀₁₅ /kW]	Minimum [Euro ₂₀₁₅ /kW]	0,1 Quantil [Euro ₂₀₁₅ /kW]	Mittelwert [Euro ₂₀₁₅ /kW]
1-10 MW	5.094	10.810	1.603	1.827	3.173
10-100 MW	5.953	8.974	1.019	1.846	3.628
>100 MW	4.266	4.434	1.467	1.802	3.424

4.6 Darstellung der Sensitivitätsanalyse

Bei der Sensitivitätsanalyse werden die spezifischen Investitionskosten in Euro pro kWh mit verschiedenen KWF multipliziert. Bei der Parametervariation des KWF wurden die Faktoren Zinssatz und Lebensdauer variiert. Die genaue Berechnung wurde bereits im Kapitel 3.7 definiert. In diesem Fall werden der Zinssatz mit 2 oder 5 % und die Lebensdauer mit 50 oder 100 Jahren angesetzt.

In Abbildung 30 sind die spezifischen Investitionskosten in Euro pro kWh (2015) über der installierten Leistung dargestellt. Je höher der Zinssatz, desto höher sind auch die spezifischen Investitionskosten in Euro pro kWh (2015). Umgekehrt gilt für die Lebensdauer, je niedriger, desto höher sind die spezifischen Investitionskosten in Euro pro kWh (2015).

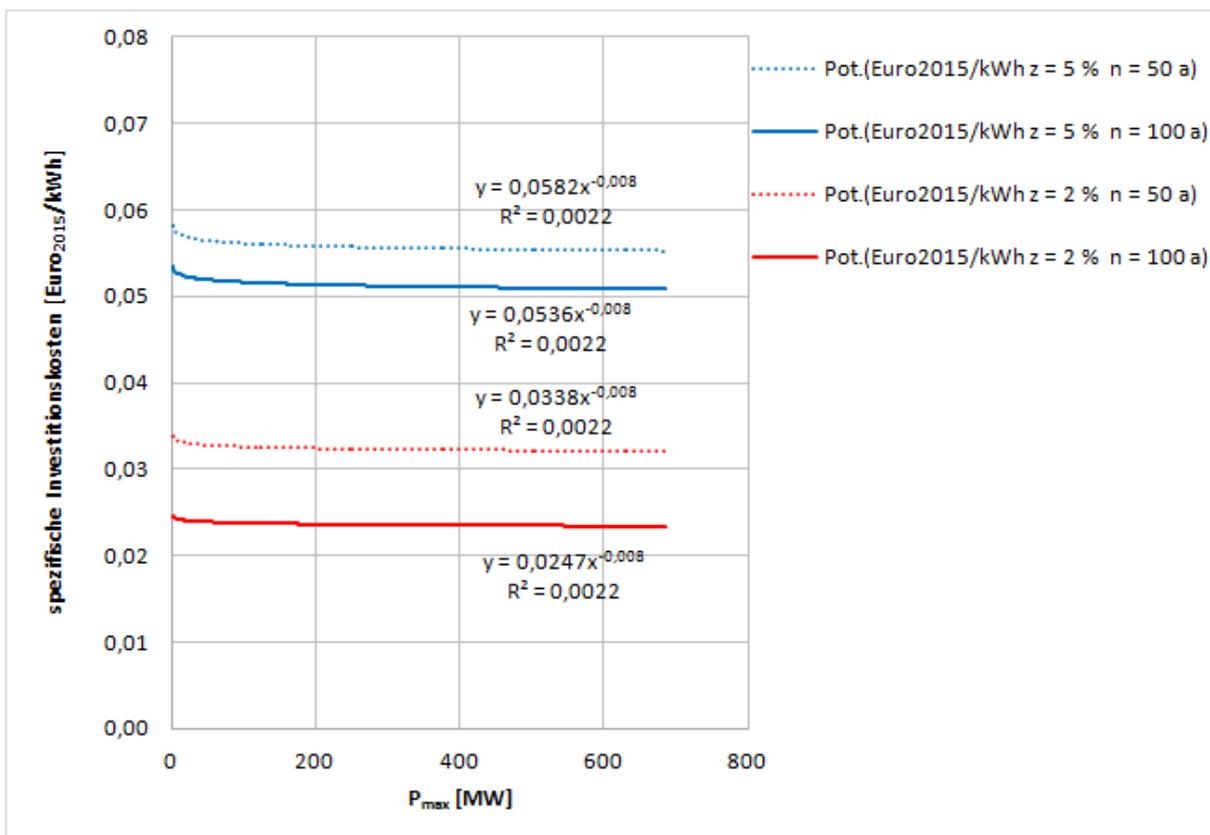


Abbildung 30: Spezifische Investitionskosten in Euro pro kWh (2015) in Europa für die betrachteten Länder über der installierten Leistung mit Parametervariation des KWF.

5. Diskussion und Zusammenfassung

5.1 Diskussion

Die Entwicklung der Wasserkraft hat sehr stark zugenommen, da der Stromverbrauch stetig steigt und die Wasserkraft einen guten Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch bereitstellt. Die Wasserkraft ist die einzige EE, die stabil und grundlastfähig ist. Das wirtschaftliche Potential für die Wasserkraft beträgt in Europa jedoch nur 1.632 TWh/a. In gewissen Regionen außer der russischen Föderation und Norwegen gibt es demnach kaum noch Potential. Deshalb ist es interessant stillgelegte Wasserkraftanlagen wieder Instand zu setzen und bestehende Anlagen zu modernisieren oder zu erweitern.

Bei Schwell- und Laufwasserkraftwerken kommt es zu sehr hohen Investitionskosten, jedoch sind die fixen und die variablen Betriebs- und Wartungskosten sehr gering. Die jährlichen Aufwendungen einer Wasserkraftanlage für den Betrieb und die Wartungen machen ohne Berücksichtigung der Personalkosten nur 3,0-5,0 % der Investitionskosten aus.

Im Folgenden Abschnitt werden alle Forschungsfragen noch einmal aufgegriffen und mittels der vorliegenden Arbeit beantwortet:

1. Wann müssen Revitalisierungen vorgenommen werden und welche Effizienzsteigerungspotentiale und wirtschaftlichen Aspekte gibt es?

Wie in Tabelle 4 ersichtlich, kommt es in gewissen Regionen in Europa zu einem sehr geringen noch wirtschaftlich nutzbaren Potential der Wasserkraft. Lediglich die russische Föderation mit 852 TWh/a und Norwegen mit 187 TWh/a weisen ein erhebliches wirtschaftliches Potential auf. Daher werden stillgelegte Wasserkraftanlagen wieder Instand gesetzt und bestehende Anlagen modernisiert oder erweitert. Wasserkraftanlagen können mittlerweile wirtschaftlicher betrieben werden und es gibt höhere Förderungen durch die Politik.

Die sehr hohen Anforderungen aus dem Umweltschutz, wie die WRRL, erschweren es neue Standorte für Wasserkraftanlagen zu erschließen. Die Effizienzsteigerung bestehender Anlagen weist eine sehr große Bedeutung auf, denn durch die Steigerung der Effizienz werden keine neuen Ressourcen verbraucht. Damit es zu keiner Abnahme des Wirkungsgrades kommt, müssen regelmäßige Instandhaltungen und Erneuerungen vorgenommen werden. Daraus lässt sich schließen, dass die bestehenden Anlagen in Europa ein sehr großes Potential zur Effizienzsteigerung besitzen.

Bei der Effizienzsteigerung handelt sich um eine Steigerung des RAV. Eine Anhebung des Potentials kann durch die Beseitigung fehlender Wasserstandregelungen, die Wiederherstellung oder die Vergrößerung der Fallhöhe und die Installation einer automatischen Rechenreinigung erfolgen. Auch der Anschluss an das öffentliche Stromnetz, die Erneuerung der elektrischen Ausrüstung und die Vergrößerung des Durchflusses bewirken eine Anhebung des Potentials.

In Abbildung 12 werden der zeitliche Verlauf von Wasserkraftanlagen und die möglichen Maßnahmen zur Effizienzsteigerung dargestellt. Nach einer gewissen Zeit kann entweder ein Komponentenaustausch, eine Erneuerung oder eine Optimierung erfolgen. Durch einen Komponentenaustausch kommt es zur Anhebung auf das ursprüngliche Leistungsniveau. Durch eine Erneuerung kommt es zu einer Leistungssteigerung und durch die Optimierung zur größten Steigerung. Im Allgemeinen müssen elektrische Anlagenteile, wie die Steuerung, am frühesten repariert oder ersetzt werden. Bei den maschinellen Anlagenteilen, wie den Turbinen, erfolgt eine Revitalisierung meist erst nach einem längeren Betrieb. Bei den baulichen Anlagenteilen, wie dem Maschinenhaus oder den Begleitdämmen, handelt es sich um die langlebigsten Teile.

Die Kosten-Nutzenstruktur einer Wasserkraftanlage, wie im Kapitel 2.9.4 beschrieben, gliedert sich in die spezifische Energieerzeugungskosten, die spezifischen Investitionskosten, die Investitionskosten, die jährlichen Aufwendungen, die jährlichen Erträge und die Förderungen. Jedoch sind die Betriebs- und Wartungskosten, die zu den jährlichen Aufwendungen zählen im Vergleich zu anderen Kraftwerkstypen sehr gering. Die Investitionskosten sind hingegen sehr hoch, dabei liegt der Kostenanteil für die elektromaschinellen Anlagenteile bei 30-60 % und für die Baukosten bei 40-60 %. Der Anteil an den Investitionskosten liegt bei der Planung, dem Management, den Vorkosten, den Zinsen und den Gebühren hingegen unter 15 %.

2. Wie wirken sich Umweltfaktoren, wie Gefälle, Wassermenge oder topographische und geologische Verhältnisse, auf die spezifischen Investitionskosten aus?

Wichtig zu erwähnen ist, dass vor allem die Umweltfaktoren, wie die Wassermenge oder das Gefälle, entscheidend für die Investitionskosten sind. Daher muss bei den Berechnungen eine sehr genaue Ermittlung der Rohdaten erfolgen. Auffallend ist, dass die spezifischen Investitionskosten in Euro pro kWh (2015) bei allen ermittelten Flüssen in Österreich auf nahezu das Doppelte ansteigen. Dies ist dadurch zu erklären, dass die Standorte immer ungünstiger werden und zuerst besonders gute Standorte ausgebaut werden, die meist kostengünstiger sind. Zudem werden die öffentli-

chen Auflagen und Gebühren für den Wasserzins und die Steuern immer strenger. Aufgrund der Abweichung aus dem Gefälle und dem mittleren Abflusses, kann jeder beliebige Fluss einem österreichischen Fluss zugeordnet werden. Somit können die spezifischen Investitionskosten für alle Schwell- und Laufwasserkraftwerke in Europa bestimmt werden.

Um die Richtigkeit zu überprüfen, wurden die recherchierten und die berechneten spezifischen Investitionskosten in Euro pro kW einiger Schwell- und Laufwasserkraftwerke im Kapitel 4.2 gegenübergestellt. Die Annahme, dass Flüsse mit einem ähnlichen Abfluss und Gefälle ähnliche spezifische Investitionskosten aufweisen, kann dadurch bestätigt werden.

3. Gibt es europäische Flüsse, die Ähnlichkeiten hinsichtlich der Umweltfaktoren aufweisen und sind demnach auch die spezifischen Investitionskosten der dort gebauten Wasserkraftwerke ähnlich?

Aus der Beantwortung der zweiten Forschungsfrage lässt sich ableiten, dass die europäischen Flüsse miteinander vergleichbar sind. Wenn also die Umweltfaktoren ähnlich sind, ähneln sich auch die spezifischen Investitionskosten. Generell ist noch zu erwähnen, dass die spezifischen Investitionskosten mit der Zunahme des Abflusses des Flusses im Allgemeinen geringer werden, da in diesem Fall auch ein größeres Schwell- und Laufwasserkraftwerk gebaut werden kann.

4. Wie unterscheiden sich die spezifischen Investitionskosten in den verschiedenen europäischen Ländern?

Anzumerken ist, dass die spezifischen Investitionskosten auch von dem jeweiligen Preisniveau in den unterschiedlichen Ländern abhängen. In den Ländern mit einem höheren Preisniveau, sind die spezifischen Investitionskosten größer. Hier bewegt sich der Wert für die spezifischen Investitionskosten in Euro pro kWh (2015) zwischen 0,4 und 1,6 Euro pro kWh (2015). In Ländern mit einem geringeren Preisniveau kommt es zu niedrigeren spezifischen Investitionskosten. Hier bewegt sich der Wert der spezifischen Investitionskosten zwischen 0,3 bis 1,0 Euro pro kWh (2015).

5. Verringern sich die spezifischen Investitionskosten mit der Größe des Wasserkraftwerkes?

Laut der Literatur weisen Laufwasserkraftwerke von 0-1 MW durchschnittliche spezifische Investitionskosten von 6.000 Euro pro kW und spezifische Stromerzeugungskosten von 0,14 Euro pro kWh auf. Bei größeren Laufwasserkraftwerken bis 50 MW, kommt es zu durchschnittliche spezifische Investitionskosten von 3.000 Euro pro kW und zu spezifische Stromerzeugungskosten von 0,07 Euro pro kWh. Daher ist anzunehmen, dass die spezifischen Investitionskosten mit der Kraftwerksgröße abnehmen.

Auch die Ergebnisse im Kapitel 4 weisen eindeutig darauf hin, dass die spezifischen Investitionskosten mit der installierten Leistung abnehmen. In dieser Arbeit konnte für die Schwell- und Laufwasserkraftwerke von 1-10 MW eine Bandbreite der spezifischen Investitionskosten in Euro pro kW (2015) von 1.827 bis 5.094 Euro pro KW (2015) ermittelt werden.

6. Wie wirken sich die Laufzeit und der Zinssatz auf die spezifischen Investitionskosten aus?

In der Literatur ist definiert, dass sich die dynamischen Verfahren der Investitionsrechnungen durch die Berücksichtigung für langfristige Vorhaben sehr gut für Wasserkraftanlagen eignen. Denn neben dem Zinssatz wird auch der Faktor Zeit mitberücksichtigt. Bei der Sensitivitätsanalyse werden die spezifischen Investitionskosten in Euro pro kWh mit dem KWF multipliziert. Dabei werden der Zinssatz und die Lebensdauer des KWF variiert. Der Parameter z entspricht dem Zinssatz in % und der Parameter n der Lebensdauer in Jahren.

Auch in den Ergebnissen in Abbildung 30 ist zu erkennen, dass sich der KWF auf die spezifischen Investitionskosten auswirkt. Je höher der Zinssatz, desto höher sind auch die spezifischen Investitionskosten in Euro pro kWh (2015). Umgekehrt gilt für die Lebensdauer, je niedriger, desto höher sind die spezifischen Investitionskosten in Euro pro kWh (2015).

5.2 Zusammenfassung

In Europa gibt es nur noch ein geringes wirtschaftlich nutzbares Potential der Wasserkraft. Zudem kommt es zu sehr hohen Anforderungen aus dem Umweltschutz, die es erschweren neue Standorte für Wasserkraftanlagen zu erschließen. Deshalb weist die Effizienzsteigerung bestehender Anlagen eine zunehmend große Bedeutung auf. Stillgelegte Wasserkraftanlagen werden wieder Instand gesetzt und bestehende Anlagen modernisiert oder erweitert. Wasserkraftanlagen können mittlerweile auch wirtschaftlicher betrieben werden und es gibt höhere Förderungen.

Allgemein ist anzumerken, dass sich der Abfluss und das Gefälle sehr stark auf die spezifischen Investitionskosten auswirken. Jedoch kann bestätigt werden, dass Flüsse mit einem ähnlichen Abfluss und Gefälle ähnliche spezifische Investitionskosten aufweisen. Dies bedeutet, dass die europäischen Flüsse mit einander vergleichbar sind.

Je nach Preisniveau in dem jeweiligen Land variieren auch die Werte der spezifischen Investitionskosten. In den Ländern in Europa mit einem hohen Preisniveau sind die spezifischen Investitionskosten größer. Umgekehrt sind die spezifischen Investitionskosten in den Ländern mit einem geringeren Preisniveau niedriger.

Zudem ist anzumerken, dass sich die spezifischen Investitionskosten mit der installierten Leistung der Schwell- und Laufwasserkraftwerke verringern. Dies bedeutet, dass die spezifischen Investitionskosten mit der Kraftwerksgröße geringer werden.

Ein wichtiger Faktor bei der Ermittlung der spezifischen Investitionskosten ist der KWF. Denn die Laufzeit und der Zinssatz, die im KWF enthalten sind, wirken sich sehr stark auf die Berechnungen aus. Je niedriger die Laufzeit und je höher der Zinssatz, desto höher sind die spezifischen Investitionskosten.

Literaturverzeichnis

Böttcher, Jörg. 2014. *Wasserkraftprojekt*. Kiel : Springer, 2014.

e-control. 2018. e-control. [Online] 2018. [Zitat vom: 06. 01 2018.] <https://www.e-control.at/industrie/oeko-energie>.

ELEKTROPRIVREDA, BOSNE I HERCEGOVINE. 2010. *CONSTRUCTION OF POWER PLANTS IN FEDERATION OF B&H*. s.l. : BOSNIA AND HERZEGOVINA GOVERNMENT OF FEDERATION OF B&H, 2010.

Energiesparverband, O.Ö. 2006. *Revitalisierung von Kleinwasserkraftwerken*. s.l. : O.Ö. Energiesparverband, 2006.

erneuerbare-energien. erneuerbare-energien. [Online] [Zitat vom: 27. 07 2017.] <http://www.erneuerbare-energie.at/wasser/>.

EURELECTRIC. 2013. *Wasserkraft für ein nachhaltiges Europa*. 2013.

EUROSTAT. EUROSTAT. [Online] [Zitat vom: 25. 07 2017.]

http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Electricity_production,_consumption_and_market_overview/de.

—. *Eurostat_Table_tec00120FlagDesc_6112f166-0190-4fb3-bd9b-9d84ca8ec019.xls*.

Fuhs, Walther. 2000. *Photovoltaik-Stand und Perspektiven*. s.l. : HMI, 2000.

Giesecke/Mosonyi. 2009. *Wasserkraftanlagen Planung, Bau und Betrieb*. Stuttgart/Karlsruhe : Springer, 2009.

Götze, Uwe. 2005. *Investitionsrechnung*. Chemnitz : Springer, 2005.

Heimerl, Stephan. 2013. *Wasserkraftprojekte*. Wiesbaden : Springer, 2013.

hydroelectra. hydroelectra. [Online] [Zitat vom: 19. 12 2017.]

<http://www.hydroelectra.ch/wasserkraft-mainmenu-32/onomie-mainmenu-37/lebensdauer-mainmenu-51.html>.

Hydros_Western_Balkans_dbase. 2015. *Hydros_Western_Balkans_dbase_14-12-2015.xlsx*. 2015.

IEA, International Energy Agency. 2009. *World Energy Outlook*. 2009.

- IEE. 2017.** Institutseigene Datenbank des Instituts für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation. Graz : Technische Universität Graz, 2017.
- IPA. 2009.** *Construction of small hydro power plant Cijevna III.* Bosnia and Herzegovina : IPA National Programme 2009 part 1, 2009.
- landeskraftwerke.** landeskraftwerke. [Online] [Zitat vom: 01. 08 2017.]
<https://www.landeskraftwerke.de/kraftwerkstypen.htm>.
- Nachtnebel.** *Wasserwirtschaftliche Planungsmethoden.* s.l. : Institut für Wasserwirtschaft, Hydrologie und konstruktiver Wasserbau.
- Neumayer, Eva. 2008.** *spezifische Investitionskosten von Wasserkraftwerken - Eine weltweite Analyse.* Wien : Technische Universität Wien, 2008.
- Oeding, Dietrich und Oswald, Bernd R. 2011.** *Elektrische Kraftwerke und Netze.* Berlin : Springer, 2011.
- OeMAG. 2012.** *Investitionszuschuss für Kleinwasserkraftanlagen gemäß § 26 Ökostromgesetz 2012 (ÖSG 2012).* Wien : OeMAG, 2012.
- . 2012.** *Investitionszuschuss für Mittlere Wasserkraftanlagen Wasserkraftanlagen gemäß § 27 Ökostromgesetz.* Wien : OeMAG, 2012.
- Priewasser. 1981.** *Das Kleinwasserkraftwerk in Österreich.* Wien : Springer, 1981.
- rwe.** rwe. [Online] [Zitat vom: 27. 07 2017.]
<http://www.rwe.com/web/cms/de/1439286/rwe-power-ag/energietraeger/wasserkraft/wasserkraft-bei-rwe/geschichte-der-wasserkraft/>.
- Schiffer, Hans Wilhelm.** et-energie-online. [Online] [Zitat vom: 11. 12 2017.]
<http://www.et-energie-online.de/AktuellesHeft/Topthema/tabid/70/NewsId/1518/Bedeutung-der-Wasserkraft-fur-die-weltweite-Stromerzeugung.aspx>.
- . 2016.** *World Energy Resources.* London : World Energy Council, 2016.
- SWP, Stiftung Wissenschaft und Politik. 2012.** *Die Energiewende global denken.* Berlin : Deutsches Institut für Internationale Politik und Sicherheit, 2012.
- umweltbundesamt. 2017.** umweltbundesamt. [Online] 21. 11 2017.
<http://www.umweltbundesamt.at/umweltschutz/wasser/eu-wrrl/>.

VEÖ. 2008. *Initiative Wasserkraft, Masterplan zum Ausbau des Wasserkraftpotentials.*
Wien : Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs, 2008.

Verbund. Verbund. [Online] [Zitat vom: 27. 07 2017.] <https://www.verbund.com/de-at/ueber-verbund/kraftwerke/turbinen>.

Voith. wasserkraft. [Online] [Zitat vom: 25. 07 2017.]
<http://www.wasserkraft.info/de/expertenumfrage-wasserkraft.html>.

Wagner, Hermann-Josef, et al. 2007. *CO2-Emissionen der Stromerzeugung.* Bochum : Ruhr-Universität Bochum, 2007.

Wasser Energie Luft . **Pfammatter, Roger. 2014.** Baden : Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband, 2014, Bd. 1.

WEC. 2007. *2007 Survey of Energy Resources.* London : World Energy Council, 2007.

—. **2009.** *Survey of Energy Resources.* London : World Energy Council, 2009.

Wermuth, Dieter und Ochynski, Walter. 1983. *Strategien an den Devisenmärkten.*
Wiesbaden : Gabler, 1983.

wirtschaftslexikon24. wirtschaftslexikon24. [Online] [Zitat vom: 19. 12 2017.]
<http://www.wirtschaftslexikon24.com/d/nutzungsdauer/nutzungsdauer.htm>.

Anhang A

Im Anhang A erfolgt eine Auflistung der spezifischen Investitionskosten in Euro pro kWh (2015) der Flüsse in Österreich in der Zeitspanne von 1920 bis 2015 (IEE, 2017).

Jahr	Donau Euro ₂₀₁₅ /kWh	Enns Euro ₂₀₁₅ /kWh	Drau Euro ₂₀₁₅ /kWh	Traun Euro ₂₀₁₅ /kWh	Mur Euro ₂₀₁₅ /kWh	Inn Euro ₂₀₁₅ /kWh	Salzach Euro ₂₀₁₅ /kWh	Rest Euro ₂₀₁₅ /kWh
1920	0,5814	0,5768	0,7787	0,9004	0,6924	0,5516	0,9274	0,7155
1921	0,5855	0,5801	0,7856	0,9020	0,6986	0,5549	0,9342	0,7201
1922	0,5896	0,5834	0,7926	0,9037	0,7049	0,5582	0,9410	0,7248
1923	0,5937	0,5867	0,7995	0,9054	0,7112	0,5616	0,9478	0,7294
1924	0,5978	0,5900	0,8064	0,9071	0,7174	0,5649	0,9545	0,7340
1925	0,6019	0,5933	0,8133	0,9088	0,7237	0,5683	0,9613	0,7387
1926	0,6060	0,5967	0,8202	0,9104	0,7300	0,5716	0,9681	0,7433
1927	0,6101	0,6000	0,8271	0,9121	0,7362	0,5750	0,9749	0,7479
1928	0,6142	0,6033	0,8341	0,9138	0,7425	0,5783	0,9817	0,7525
1929	0,6183	0,6066	0,8410	0,9155	0,7488	0,5816	0,9884	0,7572
1930	0,6224	0,6099	0,8479	0,9172	0,7550	0,5850	0,9952	0,7618
1931	0,6265	0,6133	0,8548	0,9188	0,7613	0,5883	1,0020	0,7664
1932	0,6306	0,6166	0,8617	0,9205	0,7676	0,5917	1,0088	0,7711
1933	0,6347	0,6199	0,8686	0,9222	0,7738	0,5950	1,0156	0,7757
1934	0,6388	0,6232	0,8756	0,9239	0,7801	0,5984	1,0223	0,7803
1935	0,6429	0,6265	0,8825	0,9256	0,7864	0,6017	1,0291	0,7850
1936	0,6470	0,6298	0,8894	0,9273	0,7926	0,6050	1,0359	0,7896
1937	0,6512	0,6332	0,8963	0,9289	0,7989	0,6084	1,0427	0,7942
1938	0,6553	0,6365	0,9032	0,9306	0,8052	0,6117	1,0495	0,7988
1939	0,6594	0,6398	0,9101	0,9323	0,8114	0,6151	1,0562	0,8035
1940	0,6635	0,6431	0,9171	0,9340	0,8177	0,6184	1,0630	0,8081
1941	0,6676	0,6464	0,9240	0,9357	0,8240	0,6218	1,0698	0,8127
1942	0,6717	0,6498	0,9309	0,9373	0,8302	0,6251	1,0766	0,8174
1943	0,6758	0,6531	0,9378	0,9390	0,8365	0,6284	1,0834	0,8220
1944	0,6799	0,6564	0,9447	0,9407	0,8428	0,6318	1,0901	0,8266
1945	0,6840	0,6597	0,9516	0,9424	0,8490	0,6351	1,0969	0,8313
1946	0,6881	0,6630	0,9586	0,9441	0,8553	0,6385	1,1037	0,8359
1947	0,6922	0,6663	0,9655	0,9457	0,8616	0,6418	1,1105	0,8405
1948	0,6963	0,6697	0,9724	0,9474	0,8678	0,6452	1,1173	0,8452
1949	0,7004	0,6730	0,9793	0,9491	0,8741	0,6485	1,1241	0,8498
1950	0,7045	0,6763	0,9862	0,9508	0,8804	0,6518	1,1308	0,8544
1951	0,7086	0,6796	0,9931	0,9525	0,8866	0,6552	1,1376	0,8590

Jahr	Donau Euro ₂₀₁₉ /kWh	Enns Euro ₂₀₁₉ /kWh	Drau Euro ₂₀₁₉ /kWh	Traun Euro ₂₀₁₉ /kWh	Mur Euro ₂₀₁₉ /kWh	Inn Euro ₂₀₁₉ /kWh	Salzach Euro ₂₀₁₉ /kWh	Rest Euro ₂₀₁₉ /kWh
1952	0,7127	0,6829	1,0001	0,9541	0,8929	0,6585	1,1444	0,8637
1953	0,7168	0,6863	1,0070	0,9558	0,8992	0,6619	1,1512	0,8683
1954	0,7210	0,6896	1,0139	0,9575	0,9054	0,6652	1,1580	0,8729
1955	0,7251	0,6929	1,0208	0,9592	0,9117	0,6686	1,1647	0,8776
1956	0,7292	0,6962	1,0277	0,9609	0,9180	0,6719	1,1715	0,8822
1957	0,7333	0,6995	1,0346	0,9625	0,9242	0,6752	1,1783	0,8868
1958	0,7374	0,7028	1,0416	0,9642	0,9305	0,6786	1,1851	0,8915
1959	0,7415	0,7062	1,0485	0,9659	0,9368	0,6819	1,1919	0,8961
1960	0,7456	0,7095	1,0554	0,9676	0,9430	0,6853	1,1986	0,9007
1961	0,7497	0,7128	1,0623	0,9693	0,9493	0,6886	1,2054	0,9053
1962	0,7538	0,7161	1,0692	0,9710	0,9556	0,6920	1,2122	0,9100
1963	0,7579	0,7194	1,0761	0,9726	0,9618	0,6953	1,2190	0,9146
1964	0,7620	0,7228	1,0831	0,9743	0,9681	0,6986	1,2258	0,9192
1965	0,7661	0,7261	1,0900	0,9760	0,9744	0,7020	1,2325	0,9239
1966	0,7702	0,7294	1,0969	0,9777	0,9806	0,7053	1,2393	0,9285
1967	0,7743	0,7327	1,1038	0,9794	0,9869	0,7087	1,2461	0,9331
1968	0,7784	0,7360	1,1107	0,9810	0,9932	0,7120	1,2529	0,9378
1969	0,7825	0,7393	1,1176	0,9827	0,9994	0,7154	1,2597	0,9424
1970	0,7866	0,7427	1,1245	0,9844	1,0057	0,7187	1,2664	0,9470
1971	0,7907	0,7460	1,1315	0,9861	1,0120	0,7220	1,2732	0,9516
1972	0,7949	0,7493	1,1384	0,9878	1,0182	0,7254	1,2800	0,9563
1973	0,7990	0,7526	1,1453	0,9894	1,0245	0,7287	1,2868	0,9609
1974	0,8031	0,7559	1,1522	0,9911	1,0308	0,7321	1,2936	0,9655
1975	0,8072	0,7593	1,1591	0,9928	1,0370	0,7354	1,3003	0,9702
1976	0,8113	0,7626	1,1660	0,9945	1,0433	0,7388	1,3071	0,9748
1977	0,8154	0,7659	1,1730	0,9962	1,0496	0,7421	1,3139	0,9794
1978	0,8195	0,7692	1,1799	0,9978	1,0558	0,7454	1,3207	0,9841
1979	0,8236	0,7725	1,1868	0,9995	1,0621	0,7488	1,3275	0,9887
1980	0,8277	0,7758	1,1937	1,0012	1,0684	0,7521	1,3342	0,9933
1981	0,8318	0,7792	1,2006	1,0029	1,0746	0,7555	1,3410	0,9979
1982	0,8359	0,7825	1,2075	1,0046	1,0809	0,7588	1,3478	1,0026
1983	0,8400	0,7858	1,2145	1,0063	1,0872	0,7621	1,3546	1,0072

Jahr	Donau Euro ₂₀₁₅ /kWh	Enns Euro ₂₀₁₅ /kWh	Drau Euro ₂₀₁₅ /kWh	Traun Euro ₂₀₁₅ /kWh	Mur Euro ₂₀₁₅ /kWh	Inn Euro ₂₀₁₅ /kWh	Salzach Euro ₂₀₁₅ /kWh	Rest Euro ₂₀₁₅ /kWh
1984	0,8441	0,7891	1,2214	1,0079	1,0934	0,7655	1,3614	1,0118
1985	0,8482	0,7924	1,2283	1,0096	1,0997	0,7688	1,3681	1,0165
1986	0,8523	0,7958	1,2352	1,0113	1,1060	0,7722	1,3749	1,0211
1987	0,8564	0,7991	1,2421	1,0130	1,1122	0,7755	1,3817	1,0257
1988	0,8605	0,8024	1,2490	1,0147	1,1185	0,7789	1,3885	1,0304
1989	0,8647	0,8057	1,2560	1,0163	1,1248	0,7822	1,3953	1,0350
1990	0,8688	0,8090	1,2629	1,0180	1,1310	0,7855	1,4021	1,0396
1991	0,8729	0,8123	1,2698	1,0197	1,1373	0,7889	1,4088	1,0442
1992	0,8770	0,8157	1,2767	1,0214	1,1436	0,7922	1,4156	1,0489
1993	0,8811	0,8190	1,2836	1,0231	1,1498	0,7956	1,4224	1,0535
1994	0,8852	0,8223	1,2905	1,0247	1,1561	0,7989	1,4292	1,0581
1995	0,8893	0,8256	1,2975	1,0264	1,1624	0,8023	1,4360	1,0628
1996	0,8934	0,8289	1,3044	1,0281	1,1686	0,8056	1,4427	1,0674
1997	0,8975	0,8323	1,3113	1,0298	1,1749	0,8089	1,4495	1,0720
1998	0,9016	0,8356	1,3182	1,0315	1,1812	0,8123	1,4563	1,0767
1999	0,9057	0,8389	1,3251	1,0331	1,1874	0,8156	1,4631	1,0813
2000	0,9098	0,8422	1,3320	1,0348	1,1937	0,8190	1,4699	1,0859
2001	0,9139	0,8455	1,3390	1,0365	1,2000	0,8223	1,4766	1,0905
2002	0,9180	0,8488	1,3459	1,0382	1,2062	0,8257	1,4834	1,0952
2003	0,9221	0,8522	1,3528	1,0399	1,2125	0,8290	1,4902	1,0998
2004	0,9262	0,8555	1,3597	1,0415	1,2188	0,8323	1,4970	1,1044
2005	0,9303	0,8588	1,3666	1,0432	1,2250	0,8357	1,5038	1,1091
2006	0,9345	0,8621	1,3735	1,0449	1,2313	0,8390	1,5105	1,1137
2007	0,9386	0,8654	1,3805	1,0466	1,2376	0,8424	1,5173	1,1183
2008	0,9427	0,8688	1,3874	1,0483	1,2438	0,8457	1,5241	1,1230
2009	0,9468	0,8721	1,3943	1,0500	1,2501	0,8491	1,5309	1,1276
2010	0,9509	0,8754	1,4012	1,0516	1,2564	0,8524	1,5377	1,1322
2011	0,9550	0,8787	1,4081	1,0533	1,2626	0,8557	1,5444	1,1369
2012	0,9591	0,8820	1,4150	1,0550	1,2689	0,8591	1,5512	1,1415
2013	0,9632	0,8854	1,4219	1,0567	1,2752	0,8624	1,5580	1,1461
2014	0,9673	0,8887	1,4289	1,0584	1,2814	0,8658	1,5648	1,1507
2015	0,9714	0,8920	1,4358	1,0600	1,2877	0,8691	1,5716	1,1554

Anhang B

In den Tabellen im Anhang B erfolgt eine Auflistung der unterschiedlichen Preisindizes in den jeweiligen Ländern, beginnend im Jahr 1900 (IEE, 2017).

Tabelle B 1: Preisindex in Albanien.

Jahr	Inflation	Index									
1900	2,00	100,00	1933	2,00	192,22	1966	2,00	369,50	1999	0,40	750,65
1901	2,00	102,00	1934	2,00	196,07	1967	2,00	376,89	2000	0,00	753,65
1902	2,00	104,04	1935	2,00	199,99	1968	2,00	384,43	2001	3,10	753,65
1903	2,00	106,12	1936	2,00	203,99	1969	2,00	392,11	2002	7,80	777,01
1904	2,00	108,24	1937	2,00	208,07	1970	2,00	399,96	2003	0,50	837,62
1905	2,00	110,41	1938	2,00	212,23	1971	2,00	407,95	2004	2,30	841,81
1906	2,00	112,62	1939	2,00	216,47	1972	2,00	416,11	2005	2,40	861,17
1907	2,00	114,87	1940	2,00	220,80	1973	2,00	424,44	2006	2,40	881,84
1908	2,00	117,17	1941	2,00	225,22	1974	2,00	432,93	2007	2,90	903,00
1909	2,00	119,51	1942	2,00	229,72	1975	2,00	441,58	2008	3,40	929,19
1910	2,00	121,90	1943	2,00	234,32	1976	2,00	450,42	2009	2,30	960,78
1911	2,00	124,34	1944	2,00	239,01	1977	2,00	459,42	2010	3,60	982,88
1912	2,00	126,82	1945	2,00	243,79	1978	2,00	468,61	2011	3,50	1018,26
1913	2,00	129,36	1946	2,00	248,66	1979	2,00	477,98	2012	2,00	1053,90
1914	2,00	131,95	1947	2,00	253,63	1980	2,00	487,54	2013	1,90	1074,98
1915	2,00	134,59	1948	2,00	258,71	1981	2,00	497,29	2014	1,60	1095,40
1916	2,00	137,28	1949	2,00	263,88	1982	2,00	507,24	2015	1,90	1112,93
1917	2,00	140,02	1950	2,00	269,16	1983	2,00	517,39	2016	2,00	1134,08
1918	2,00	142,82	1951	2,00	274,54	1984	2,00	527,73	2017	2,00	1156,76
1919	2,00	145,68	1952	2,00	280,03	1985	2,00	538,29	2018	2,00	1179,89
1920	2,00	148,59	1953	2,00	285,63	1986	2,00	549,05	2019	2,00	1203,49
1921	2,00	151,57	1954	2,00	291,35	1987	2,00	560,03	2020	2,00	1227,56
1922	2,00	154,60	1955	2,00	297,17	1988	2,00	571,24	2021	2,00	1252,11
1923	2,00	157,69	1956	2,00	303,12	1989	2,00	582,66	2022	2,00	1277,15
1924	2,00	160,84	1957	2,00	309,18	1990	2,00	594,31	2023	2,00	1302,70
1925	2,00	164,06	1958	2,00	315,36	1991	2,00	606,20	2024	2,00	1328,75
1926	2,00	167,34	1959	2,00	321,67	1992	2,00	618,32	2025	2,00	1355,33
1927	2,00	170,69	1960	2,00	328,10	1993	2,00	630,69	2026	2,00	1382,43
1928	2,00	174,10	1961	2,00	334,67	1994	2,00	643,30	2027	2,00	1410,08
1929	2,00	177,58	1962	2,00	341,36	1995	7,80	656,17	2028	2,00	1438,28
1930	2,00	181,14	1963	2,00	348,19	1996	2,00	707,35	2029	2,00	1467,05
1931	2,00	184,76	1964	2,00	355,15	1997	2,00	721,50	2030	2,00	1496,39
1932	2,00	188,45	1965	2,00	362,25	1998	2,00	735,93			

Tabelle B 2: Preisindex in Österreich.

Jahr	Inflation	Index									
1900	2,00	100,00	1933	2,00	192,22	1966	2,00	369,50	1999	0,40	750,65
1901	2,00	102,00	1934	2,00	196,07	1967	2,00	376,89	2000	0,00	753,65
1902	2,00	104,04	1935	2,00	199,99	1968	2,00	384,43	2001	3,10	753,65
1903	2,00	106,12	1936	2,00	203,99	1969	2,00	392,11	2002	7,80	777,01
1904	2,00	108,24	1937	2,00	208,07	1970	2,00	399,96	2003	0,50	837,62
1905	2,00	110,41	1938	2,00	212,23	1971	2,00	407,95	2004	2,30	841,81
1906	2,00	112,62	1939	2,00	216,47	1972	2,00	416,11	2005	2,40	861,17
1907	2,00	114,87	1940	2,00	220,80	1973	2,00	424,44	2006	2,40	881,84
1908	2,00	117,17	1941	2,00	225,22	1974	2,00	432,93	2007	2,90	903,00
1909	2,00	119,51	1942	2,00	229,72	1975	2,00	441,58	2008	3,40	929,19
1910	2,00	121,90	1943	2,00	234,32	1976	2,00	450,42	2009	2,30	960,78
1911	2,00	124,34	1944	2,00	239,01	1977	2,00	459,42	2010	3,60	982,88
1912	2,00	126,82	1945	2,00	243,79	1978	2,00	468,61	2011	3,50	1018,26
1913	2,00	129,36	1946	2,00	248,66	1979	2,00	477,98	2012	2,00	1053,90
1914	2,00	131,95	1947	2,00	253,63	1980	2,00	487,54	2013	1,90	1074,98
1915	2,00	134,59	1948	2,00	258,71	1981	2,00	497,29	2014	1,60	1095,40
1916	2,00	137,28	1949	2,00	263,88	1982	2,00	507,24	2015	1,90	1112,93
1917	2,00	140,02	1950	2,00	269,16	1983	2,00	517,39	2016	2,00	1134,08
1918	2,00	142,82	1951	2,00	274,54	1984	2,00	527,73	2017	2,00	1156,76
1919	2,00	145,68	1952	2,00	280,03	1985	2,00	538,29	2018	2,00	1179,89
1920	2,00	148,59	1953	2,00	285,63	1986	2,00	549,05	2019	2,00	1203,49
1921	2,00	151,57	1954	2,00	291,35	1987	2,00	560,03	2020	2,00	1227,56
1922	2,00	154,60	1955	2,00	297,17	1988	2,00	571,24	2021	2,00	1252,11
1923	2,00	157,69	1956	2,00	303,12	1989	2,00	582,66	2022	2,00	1277,15
1924	2,00	160,84	1957	2,00	309,18	1990	2,00	594,31	2023	2,00	1302,70
1925	2,00	164,06	1958	2,00	315,36	1991	2,00	606,20	2024	2,00	1328,75
1926	2,00	167,34	1959	2,00	321,67	1992	2,00	618,32	2025	2,00	1355,33
1927	2,00	170,69	1960	2,00	328,10	1993	2,00	630,69	2026	2,00	1382,43
1928	2,00	174,10	1961	2,00	334,67	1994	2,00	643,30	2027	2,00	1410,08
1929	2,00	177,58	1962	2,00	341,36	1995	7,80	656,17	2028	2,00	1438,28
1930	2,00	181,14	1963	2,00	348,19	1996	2,00	707,35	2029	2,00	1467,05
1931	2,00	184,76	1964	2,00	355,15	1997	2,00	721,50	2030	2,00	1496,39
1932	2,00	188,45	1965	2,00	362,25	1998	2,00	735,93			

Tabelle B 3: Preisindex in Bosnien und Herzegowina.

Jahr	Inflation	Index									
1900	2,00	100,00	1933	2,00	192,22	1966	-8,89	246,23	1999	2,00	490,13
1901	2,00	102,00	1934	2,00	196,07	1967	-2,00	224,34	2000	2,00	499,94
1902	2,00	104,04	1935	2,00	199,99	1968	-1,87	219,86	2001	2,00	509,93
1903	2,00	106,12	1936	2,00	203,99	1969	3,14	215,75	2002	2,00	520,13
1904	2,00	108,24	1937	2,00	208,07	1970	4,80	222,53	2003	2,00	530,54
1905	2,00	110,41	1938	2,00	212,23	1971	2,11	233,21	2004	2,00	541,15
1906	2,00	112,62	1939	2,00	216,47	1972	0,17	238,14	2005	2,00	551,97
1907	2,00	114,87	1940	2,00	220,80	1973	3,96	238,55	2006	6,10	563,01
1908	2,00	117,17	1941	2,00	225,22	1974	1,41	248,01	2007	1,50	597,35
1909	2,00	119,51	1942	2,00	229,72	1975	3,35	251,50	2008	7,40	606,31
1910	2,00	121,90	1943	2,00	234,32	1976	-2,00	259,92	2009	-0,40	651,18
1911	2,00	124,34	1944	2,00	239,01	1977	0,45	254,72	2010	2,10	648,58
1912	2,00	126,82	1945	2,00	243,79	1978	0,54	255,87	2011	3,70	662,20
1913	2,00	129,36	1946	2,00	248,66	1979	4,36	257,24	2012	2,00	686,70
1914	2,00	131,95	1947	2,00	253,63	1980	9,20	268,44	2013	-0,10	700,43
1915	2,00	134,59	1948	2,00	258,71	1981	9,52	293,14	2014	-0,90	699,73
1916	2,00	137,28	1949	2,00	263,88	1982	-6,20	321,03	2015	-1,00	693,43
1917	2,00	140,02	1950	2,00	269,16	1983	6,61	301,14	2016	-0,70	686,50
1918	2,00	142,83	1951	2,00	274,54	1984	8,55	321,03	2017	2,00	681,69
1919	2,00	145,68	1952	2,00	280,03	1985	2,00	348,47	2018	2,00	695,33
1920	2,00	148,60	1953	2,00	285,63	1986	8,73	355,44	2019	2,00	709,23
1921	2,00	151,57	1954	-9,44	291,35	1987	2,00	386,47	2020	2,00	723,42
1922	2,00	154,60	1955	2,00	263,85	1988	2,00	394,20	2021	2,00	737,89
1923	2,00	157,69	1956	-5,94	269,13	1989	2,00	402,08	2022	2,00	752,64
1924	2,00	160,84	1957	-6,23	253,13	1990	2,00	410,12	2023	2,00	767,70
1925	2,00	164,06	1958	4,63	237,37	1991	2,00	418,32	2024	2,00	783,05
1926	2,00	167,34	1959	-3,85	248,35	1992	2,00	426,69	2025	2,00	798,71
1927	2,00	170,69	1960	2,00	238,80	1993	2,00	435,22	2026	2,00	814,69
1928	2,00	174,10	1961	-2,68	243,58	1994	2,00	443,93	2027	2,00	830,98
1929	2,00	177,58	1962	0,92	237,05	1995	2,00	452,81	2028	2,00	847,60
1930	2,00	181,14	1963	-3,64	239,23	1996	2,00	461,86	2029	2,00	864,55
1931	2,00	184,76	1964	4,72	230,53	1997	2,00	471,10	2030	2,00	881,84
1932	2,00	188,45	1965	2,00	241,40	1998	2,00	480,52			

Tabelle B 4: Preisindex in Bulgarien.

Jahr	Inflation	Index									
1900	2,00	100,00	1933	2,00	192,22	1966	2,00	369,50	1999	2,57	710,26
1901	2,00	102,00	1934	2,00	196,07	1967	2,00	376,89	2000	2,00	728,51
1902	2,00	104,04	1935	2,00	199,99	1968	2,00	384,43	2001	7,36	743,08
1903	2,00	106,12	1936	2,00	203,99	1969	2,00	392,11	2002	5,80	797,77
1904	2,00	108,24	1937	2,00	208,07	1970	2,00	399,96	2003	2,20	844,05
1905	2,00	110,41	1938	2,00	212,23	1971	2,00	407,95	2004	6,40	862,61
1906	2,00	112,62	1939	2,00	216,47	1972	2,00	416,11	2005	5,00	917,82
1907	2,00	114,87	1940	2,00	220,80	1973	2,00	424,44	2006	7,30	963,71
1908	2,00	117,17	1941	2,00	225,22	1974	2,00	432,93	2007	8,40	1034,06
1909	2,00	119,51	1942	2,00	229,72	1975	2,00	441,58	2008	2,00	1120,92
1910	2,00	121,90	1943	2,00	234,32	1976	2,00	450,42	2009	2,80	1143,34
1911	2,00	124,34	1944	2,00	239,01	1977	2,00	459,42	2010	2,40	1175,36
1912	2,00	126,82	1945	2,00	243,79	1978	2,00	468,61	2011	4,20	1203,57
1913	2,00	129,36	1946	2,00	248,66	1979	2,00	477,98	2012	3,00	1254,12
1914	2,00	131,95	1947	2,00	253,63	1980	2,00	487,54	2013	0,90	1291,74
1915	2,00	134,59	1948	2,00	258,71	1981	2,00	497,29	2014	-1,40	1303,36
1916	2,00	137,28	1949	2,00	263,88	1982	2,00	507,24	2015	-0,10	1285,12
1917	2,00	140,02	1950	2,00	269,16	1983	2,00	517,39	2016	2,00	1283,83
1918	2,00	142,82	1951	2,00	274,54	1984	2,00	527,73	2017	2,00	1309,51
1919	2,00	145,68	1952	2,00	280,03	1985	2,00	538,29	2018	2,00	1335,70
1920	2,00	148,59	1953	2,00	285,63	1986	2,00	549,05	2019	2,00	1362,41
1921	2,00	151,57	1954	2,00	291,35	1987	2,00	560,03	2020	2,00	1389,66
1922	2,00	154,60	1955	2,00	297,17	1988	2,00	571,24	2021	2,00	1417,45
1923	2,00	157,69	1956	2,00	303,12	1989	2,00	582,66	2022	2,00	1445,80
1924	2,00	160,84	1957	2,00	309,18	1990	2,00	594,31	2023	2,00	1474,72
1925	2,00	164,06	1958	2,00	315,36	1991	2,00	606,20	2024	2,00	1504,21
1926	2,00	167,34	1959	2,00	321,67	1992	2,00	618,32	2025	2,00	1534,30
1927	2,00	170,69	1960	2,00	328,10	1993	2,00	630,69	2026	2,00	1564,98
1928	2,00	174,10	1961	2,00	334,67	1994	2,00	643,30	2027	2,00	1596,28
1929	2,00	177,58	1962	2,00	341,36	1995	2,00	656,17	2028	2,00	1628,21
1930	2,00	181,14	1963	2,00	348,19	1996	2,00	669,29	2029	2,00	1660,77
1931	2,00	184,76	1964	2,00	355,15	1997	2,00	682,68	2030	2,00	1693,99
1932	2,00	188,45	1965	2,00	362,25	1998	2,00	696,33			

Tabelle B 5: Preisindex in Deutschland.

Jahr	Inflation	Index									
1900	1,30	100,00	1933	2,60	117,99	1966	3,50	205,63	1999	0,60	610,53
1901	0,00	101,30	1934	1,60	121,05	1967	1,80	212,83	2000	1,40	614,19
1902	0,00	101,30	1935	1,20	122,99	1968	1,50	216,66	2001	2,00	622,79
1903	1,30	101,30	1936	0,50	124,47	1969	1,90	219,91	2002	1,40	635,25
1904	3,80	102,62	1937	0,40	125,09	1970	3,50	224,09	2003	1,00	644,14
1905	6,10	106,52	1938	0,50	125,59	1971	5,20	231,93	2004	1,70	650,58
1906	1,10	113,01	1939	3,10	126,22	1972	5,50	243,99	2005	1,50	661,64
1907	0,00	114,26	1940	2,40	130,13	1973	7,00	257,41	2006	1,60	671,57
1908	2,30	114,26	1941	2,60	133,25	1974	7,00	275,43	2007	2,30	682,31
1909	2,20	116,88	1942	1,40	136,72	1975	5,90	294,71	2008	2,60	698,00
1910	3,30	119,46	1943	2,10	138,63	1976	4,20	312,09	2009	0,30	716,15
1911	5,30	123,40	1944	2,00	141,54	1977	3,70	325,20	2010	1,10	718,30
1912	0,00	129,94	1945	2,00	144,37	1978	2,70	337,24	2011	2,10	726,20
1913	0,00	100,00	1946	2,00	147,26	1979	4,00	346,34	2012	2,00	741,45
1914	2,00	100,00	1947	2,00	150,21	1980	5,40	360,19	2013	1,50	756,28
1915	2,00	102,00	1948	2,00	153,21	1981	6,30	379,64	2014	0,90	767,62
1916	2,00	104,04	1949	2,00	156,28	1982	5,20	403,56	2015	0,20	774,53
1917	2,00	106,12	1950	-6,40	159,40	1983	3,30	424,55	2016	2,00	776,08
1918	2,00	108,24	1951	7,90	149,20	1984	2,40	438,56	2017	2,00	791,60
1919	2,00	110,41	1952	2,00	160,99	1985	2,10	449,08	2018	2,00	807,44
1920	2,00	112,62	1953	-1,70	164,21	1986	-0,10	458,51	2019	2,00	823,59
1921	2,00	114,87	1954	0,10	161,41	1987	0,20	458,06	2020	2,00	840,06
1922	2,00	117,17	1955	1,60	161,58	1988	1,30	458,97	2021	2,00	856,86
1923	2,00	119,51	1956	2,60	164,16	1989	2,80	464,94	2022	2,00	874,00
1924	8,40	130,80	1957	2,10	168,43	1990	2,70	477,96	2023	2,00	891,47
1925	0,20	141,79	1958	2,10	171,97	1991	4,00	490,86	2024	2,00	909,30
1926	4,10	142,07	1959	0,90	175,58	1992	5,10	510,50	2025	2,00	927,49
1927	2,60	147,90	1960	1,50	177,16	1993	4,50	536,53	2026	2,00	946,04
1928	1,50	151,74	1961	2,30	179,81	1994	2,70	560,67	2027	2,00	964,96
1929	-3,80	154,02	1962	2,80	183,95	1995	1,70	575,81	2028	2,00	984,26
1930	-8,10	148,16	1963	3,00	189,10	1996	1,40	585,60	2029	2,00	1003,95
1931	-11,40	136,16	1964	2,30	194,77	1997	1,90	593,80	2030	2,00	1024,02
1932	-2,20	120,64	1965	3,20	199,25	1998	0,90	605,08			

Tabelle B 6: Preisindex in Griechenland.

Jahr	Inflation	Index									
1900	2,00	100,00	1933	2,00	192,22	1966	4,90	369,23	1999	2,60	903,35
1901	2,00	102,00	1934	2,00	196,07	1967	1,80	387,33	2000	3,20	926,84
1902	2,00	104,04	1935	2,00	199,99	1968	0,10	394,30	2001	3,40	956,50
1903	2,00	106,12	1936	2,00	203,99	1969	2,60	394,69	2002	3,60	989,02
1904	2,00	108,24	1937	2,00	208,07	1970	2,80	404,96	2003	3,50	1024,63
1905	2,00	110,41	1938	2,00	212,23	1971	3,30	416,29	2004	2,90	1060,49
1906	2,00	112,62	1939	2,00	216,47	1972	4,30	430,03	2005	3,50	1091,24
1907	2,00	114,87	1940	2,00	220,80	1973	2,00	448,52	2006	3,20	1129,43
1908	2,00	117,17	1941	2,00	225,22	1974	2,00	457,49	2007	2,90	1165,58
1909	2,00	119,51	1942	2,00	229,72	1975	2,00	466,64	2008	4,20	1199,38
1910	2,00	121,90	1943	2,00	234,32	1976	2,00	475,98	2009	1,20	1249,75
1911	2,00	124,34	1944	2,00	239,01	1977	2,00	485,50	2010	4,70	1264,75
1912	2,00	126,82	1945	2,00	243,79	1978	2,00	495,21	2011	3,30	1324,19
1913	2,00	129,36	1946	2,00	248,66	1979	2,00	505,11	2012	1,50	1367,89
1914	2,00	131,95	1947	2,00	253,63	1980	2,00	515,21	2013	-0,90	1388,41
1915	2,00	134,59	1948	2,00	258,71	1981	2,00	525,52	2014	-1,30	1375,91
1916	2,00	137,28	1949	2,00	263,88	1982	2,00	536,03	2015	-1,70	1358,03
1917	2,00	140,02	1950	2,00	269,16	1983	2,00	546,75	2016	2,00	1334,94
1918	2,00	142,82	1951	2,00	274,54	1984	2,00	557,68	2017	2,00	1361,64
1919	2,00	145,68	1952	2,00	280,03	1985	2,00	568,84	2018	2,00	1388,87
1920	2,00	148,59	1953	2,00	285,63	1986	2,00	580,21	2019	2,00	1416,65
1921	2,00	151,57	1954	2,00	291,35	1987	2,00	591,82	2020	2,00	1444,98
1922	2,00	154,60	1955	2,00	297,17	1988	2,00	603,65	2021	2,00	1473,88
1923	2,00	157,69	1956	3,60	303,12	1989	2,00	615,73	2022	2,00	1503,36
1924	2,00	160,84	1957	2,30	314,03	1990	2,00	628,04	2023	2,00	1533,43
1925	2,00	164,06	1958	1,40	321,25	1991	2,00	640,60	2024	2,00	1564,10
1926	2,00	167,34	1959	2,60	325,75	1992	2,00	653,41	2025	2,00	1595,38
1927	2,00	170,69	1960	1,50	334,22	1993	2,00	666,48	2026	2,00	1627,28
1928	2,00	174,10	1961	2,10	339,23	1994	2,00	679,81	2027	2,00	1659,83
1929	2,00	177,58	1962	-0,50	346,36	1995	8,90	693,41	2028	2,00	1693,03
1930	2,00	181,14	1963	3,20	344,62	1996	8,20	755,12	2029	2,00	1726,89
1931	2,00	184,76	1964	0,60	355,65	1997	5,50	817,04	2030	2,00	1761,43
1932	2,00	188,45	1965	3,20	357,79	1998	4,80	861,98			

Tabelle B 7: Preisindex in Spanien.

Jahr	Inflation	Index	Jahr	Inflation	Index	Jahr	Inflation	Index	Jahr	Inflation	Index
1900	2,00	100,00	1933	2,00	192,22	1966	6,20	458,39	1999	2,30	1796,26
1901	2,00	102,00	1934	2,00	196,07	1967	6,40	486,81	2000	3,40	1837,57
1902	2,00	104,04	1935	2,00	199,99	1968	5,00	517,97	2001	3,60	1900,05
1903	2,00	106,12	1936	2,00	203,99	1969	2,20	543,86	2002	3,10	1968,45
1904	2,00	108,24	1937	2,00	208,07	1970	5,70	555,83	2003	3,00	2029,48
1905	2,00	110,41	1938	2,00	212,23	1971	8,20	587,51	2004	3,00	2090,36
1906	2,00	112,62	1939	2,00	216,47	1972	8,30	635,69	2005	3,40	2153,07
1907	2,00	114,87	1940	2,00	220,80	1973	2,00	688,45	2006	3,50	2226,28
1908	2,00	117,17	1941	2,00	225,22	1974	2,00	702,22	2007	2,80	2304,20
1909	2,00	119,51	1942	2,00	229,72	1975	2,00	716,26	2008	4,10	2368,71
1910	2,00	121,90	1943	2,00	234,32	1976	2,00	730,59	2009	-0,30	2465,83
1911	2,00	124,34	1944	2,00	239,01	1977	2,00	745,20	2010	1,80	2458,43
1912	2,00	126,82	1945	2,00	243,79	1978	2,00	760,10	2011	3,20	2502,68
1913	2,00	129,36	1946	2,00	248,66	1979	2,00	775,31	2012	2,40	2582,77
1914	2,00	131,95	1947	2,00	253,63	1980	2,00	790,81	2013	1,40	2644,76
1915	2,00	134,59	1948	2,00	258,71	1981	2,00	806,63	2014	-0,20	2681,78
1916	2,00	137,28	1949	2,00	263,88	1982	2,00	822,76	2015	-0,50	2676,42
1917	2,00	140,02	1950	2,00	269,16	1983	2,00	839,22	2016	2,00	2663,04
1918	2,00	142,82	1951	2,00	274,54	1984	2,00	856,00	2017	2,00	2716,30
1919	2,00	145,68	1952	2,00	280,03	1985	8,80	873,12	2018	2,00	2770,62
1920	2,00	148,59	1953	2,00	285,63	1986	8,80	949,96	2019	2,00	2826,04
1921	2,00	151,57	1954	2,00	291,35	1987	5,20	1033,55	2020	2,00	2882,56
1922	2,00	154,60	1955	2,00	297,17	1988	4,80	1087,30	2021	2,00	2940,21
1923	2,00	157,69	1956	5,90	303,12	1989	6,80	1139,49	2022	2,00	2999,01
1924	2,00	160,84	1957	2,00	321,00	1990	6,70	1216,97	2023	2,00	3058,99
1925	2,00	164,06	1958	2,00	327,42	1991	5,90	1298,51	2024	2,00	3120,17
1926	2,00	167,34	1959	7,30	333,97	1992	5,90	1375,12	2025	2,00	3182,58
1927	2,00	170,69	1960	1,20	358,35	1993	4,60	1456,25	2026	2,00	3246,23
1928	2,00	174,10	1961	0,80	362,65	1994	4,70	1523,24	2027	2,00	3311,15
1929	2,00	177,58	1962	5,70	365,55	1995	4,70	1594,83	2028	2,00	3377,38
1930	2,00	181,14	1963	8,70	386,39	1996	3,60	1669,79	2029	2,00	3444,92
1931	2,00	184,76	1964	7,00	420,00	1997	2,00	1729,90	2030	2,00	3513,82
1932	2,00	188,45	1965	2,00	449,40	1998	1,80	1764,50			

Tabelle B 8: Preisindex in Kroatien.

Jahr	Inflation	Index									
1900	2,00	100,00	1933	2,00	192,22	1966	-8,72	357,19	1999	4,00	737,41
1901	2,00	102,00	1934	2,00	196,07	1967	-2,00	326,05	2000	4,60	766,90
1902	2,00	104,04	1935	2,00	199,99	1968	-0,85	319,52	2001	3,80	802,18
1903	2,00	106,12	1936	2,00	203,99	1969	3,23	316,82	2002	1,70	832,66
1904	2,00	108,24	1937	2,00	208,07	1970	3,13	327,04	2003	1,80	846,82
1905	2,00	110,41	1938	2,00	212,23	1971	4,63	337,26	2004	2,10	862,06
1906	2,00	112,62	1939	2,00	216,47	1972	0,51	352,89	2005	3,30	880,17
1907	2,00	114,87	1940	2,00	220,80	1973	0,85	354,69	2006	3,20	909,21
1908	2,00	117,17	1941	2,00	225,22	1974	1,01	357,70	2007	2,90	938,31
1909	2,00	119,51	1942	2,00	229,72	1975	4,41	361,31	2008	6,10	965,52
1910	2,00	121,90	1943	2,00	234,32	1976	-2,00	377,24	2009	2,40	1024,41
1911	2,00	124,34	1944	2,00	239,01	1977	2,32	369,69	2010	1,00	1049,00
1912	2,00	126,82	1945	2,00	243,79	1978	0,26	378,28	2011	2,30	1059,49
1913	2,00	129,36	1946	2,00	248,66	1979	6,36	379,27	2012	3,40	1083,86
1914	2,00	131,95	1947	2,00	253,63	1980	6,14	403,39	2013	2,20	1120,71
1915	2,00	134,59	1948	2,00	258,71	1981	8,18	428,17	2014	-0,20	1145,36
1916	2,00	137,28	1949	2,00	263,88	1982	-5,99	463,19	2015	-0,50	1143,07
1917	2,00	140,02	1950	2,00	269,16	1983	6,68	435,44	2016	2,00	1137,36
1918	2,00	142,82	1951	2,00	274,54	1984	8,39	464,51	2017	2,00	1160,10
1919	2,00	145,68	1952	-2,00	280,03	1985	2,00	503,50	2018	2,00	1183,31
1920	2,00	148,59	1953	5,26	274,43	1986	2,00	513,57	2019	2,00	1206,97
1921	2,00	151,57	1954	-2,00	288,88	1987	2,00	523,84	2020	2,00	1231,11
1922	2,00	154,60	1955	2,00	283,10	1988	2,00	534,31	2021	2,00	1255,73
1923	2,00	157,69	1956	8,18	288,76	1989	2,00	545,00	2022	2,00	1280,85
1924	2,00	160,84	1957	1,68	312,39	1990	2,00	555,90	2023	2,00	1306,47
1925	2,00	164,06	1958	3,15	317,64	1991	2,00	567,02	2024	2,00	1332,60
1926	2,00	167,34	1959	-1,05	327,65	1992	2,00	578,36	2025	2,00	1359,25
1927	2,00	170,69	1960	9,75	324,21	1993	2,00	589,93	2026	2,00	1386,43
1928	2,00	174,10	1961	-3,08	355,82	1994	2,00	601,72	2027	2,00	1414,16
1929	2,00	177,58	1962	0,18	344,86	1995	4,00	613,76	2028	2,00	1442,44
1930	2,00	181,14	1963	-3,80	345,49	1996	4,30	638,31	2029	2,00	1471,29
1931	2,00	184,76	1964	5,37	332,34	1997	4,10	665,76	2030	2,00	1500,72
1932	2,00	188,45	1965	2,00	350,18	1998	6,40	693,05			

Tabelle B 9: Preisindex in Italien.

Jahr	Inflation	Index	Jahr	Inflation	Index	Jahr	Inflation	Index	Jahr	Inflation	Index
1900	2,00	100,00	1933	2,00	192,22	1966	2,30	423,32	1999	1,70	1376,15
1901	2,00	102,00	1934	2,00	196,07	1967	3,70	433,06	2000	2,50	1399,55
1902	2,00	104,04	1935	2,00	199,99	1968	1,30	449,08	2001	2,80	1434,54
1903	2,00	106,12	1936	2,00	203,99	1969	2,70	454,92	2002	2,50	1474,70
1904	2,00	108,24	1937	2,00	208,07	1970	5,00	467,20	2003	2,70	1511,57
1905	2,00	110,41	1938	2,00	212,23	1971	4,80	490,56	2004	2,20	1552,38
1906	2,00	112,62	1939	2,00	216,47	1972	5,70	514,11	2005	2,00	1586,54
1907	2,00	114,87	1940	2,00	220,80	1973	2,00	543,41	2006	2,10	1618,27
1908	2,00	117,17	1941	2,00	225,22	1974	2,00	554,28	2007	1,80	1652,25
1909	2,00	119,51	1942	2,00	229,72	1975	2,00	565,37	2008	3,30	1681,99
1910	2,00	121,90	1943	2,00	234,32	1976	2,00	576,68	2009	0,80	1737,50
1911	2,00	124,34	1944	2,00	239,01	1977	2,00	588,21	2010	1,50	1751,40
1912	2,00	126,82	1945	2,00	243,79	1978	2,00	599,97	2011	2,80	1777,67
1913	2,00	129,36	1946	2,00	248,66	1979	2,00	611,97	2012	3,00	1827,44
1914	2,00	131,95	1947	2,00	253,63	1980	2,00	624,21	2013	1,20	1882,27
1915	2,00	134,59	1948	2,00	258,71	1981	2,00	636,70	2014	0,20	1904,85
1916	2,00	137,28	1949	2,00	263,88	1982	2,00	649,43	2015	0,00	1908,66
1917	2,00	140,02	1950	2,00	269,16	1983	2,00	662,42	2016	2,00	1908,66
1918	2,00	142,82	1951	2,00	274,54	1984	2,00	675,67	2017	2,00	1946,84
1919	2,00	145,68	1952	2,00	280,03	1985	9,20	689,18	2018	2,00	1985,77
1920	2,00	148,59	1953	2,00	285,63	1986	5,80	752,59	2019	2,00	2025,49
1921	2,00	151,57	1954	2,00	291,35	1987	4,70	796,24	2020	2,00	2066,00
1922	2,00	154,60	1955	2,00	297,17	1988	5,10	833,66	2021	2,00	2107,32
1923	2,00	157,69	1956	3,40	303,12	1989	6,30	876,17	2022	2,00	2149,47
1924	2,00	160,84	1957	1,30	313,42	1990	6,50	931,37	2023	2,00	2192,45
1925	2,00	164,06	1958	2,90	317,50	1991	6,30	991,91	2024	2,00	2236,30
1926	2,00	167,34	1959	-0,50	326,70	1992	5,30	1054,40	2025	2,00	2281,03
1927	2,00	170,69	1960	2,40	325,07	1993	4,60	1110,29	2026	2,00	2326,65
1928	2,00	174,10	1961	2,10	332,87	1994	4,10	1161,36	2027	2,00	2373,18
1929	2,00	177,58	1962	4,70	339,86	1995	5,20	1208,98	2028	2,00	2420,65
1930	2,00	181,14	1963	7,50	355,84	1996	4,00	1271,84	2029	2,00	2469,06
1931	2,00	184,76	1964	5,90	382,52	1997	2,00	1322,72	2030	2,00	2518,44
1932	2,00	188,45	1965	4,50	405,09	1998	2,00	1349,17			

Tabelle B 10: Preisindex in Montenegro.

Jahr	Inflation	Index									
1900	2,00	100,00	1933	2,00	192,22	1966	2,00	423,40	1999	2,00	954,17
1901	2,00	102,00	1934	2,00	196,07	1967	6,25	431,87	2000	2,00	973,25
1902	2,00	104,04	1935	2,00	199,99	1968	5,04	458,86	2001	2,00	992,72
1903	2,00	106,12	1936	2,00	203,99	1969	8,53	481,99	2002	2,00	1012,57
1904	2,00	108,24	1937	2,00	208,07	1970	3,68	523,12	2003	2,00	1032,82
1905	2,00	110,41	1938	2,00	212,23	1971	1,95	542,36	2004	2,00	1053,48
1906	2,00	112,62	1939	2,00	216,47	1972	2,09	552,93	2005	2,00	1074,55
1907	2,00	114,87	1940	2,00	220,80	1973	3,92	564,47	2006	2,90	1096,04
1908	2,00	117,17	1941	2,00	225,22	1974	-0,66	586,59	2007	4,40	1127,83
1909	2,00	119,51	1942	2,00	229,72	1975	0,91	582,74	2008	8,80	1177,45
1910	2,00	121,90	1943	2,00	234,32	1976	-5,89	588,03	2009	3,50	1281,07
1911	2,00	124,34	1944	2,00	239,01	1977	0,09	553,41	2010	0,70	1325,90
1912	2,00	126,82	1945	2,00	243,79	1978	-1,82	553,90	2011	3,50	1335,18
1913	2,00	129,36	1946	2,00	248,66	1979	6,19	543,80	2012	4,20	1381,92
1914	2,00	131,95	1947	2,00	253,63	1980	8,83	577,46	2013	2,20	1439,96
1915	2,00	134,59	1948	2,00	258,71	1981	7,12	628,42	2014	-0,70	1471,64
1916	2,00	137,28	1949	2,00	263,88	1982	-3,71	673,14	2015	1,60	1461,33
1917	2,00	140,02	1950	2,00	269,16	1983	7,72	648,13	2016	2,00	1484,72
1918	2,00	142,82	1951	2,00	274,54	1984	3,58	698,14	2017	2,00	1514,41
1919	2,00	145,68	1952	-2,00	280,03	1985	2,00	723,14	2018	2,00	1544,70
1920	2,00	148,59	1953	5,26	274,43	1986	2,00	737,60	2019	2,00	1575,59
1921	2,00	151,57	1954	-2,00	288,88	1987	2,00	752,36	2020	2,00	1607,10
1922	2,00	154,60	1955	2,00	283,10	1988	2,00	767,40	2021	2,00	1639,25
1923	2,00	157,69	1956	8,18	288,76	1989	2,00	782,75	2022	2,00	1672,03
1924	2,00	160,84	1957	1,68	312,39	1990	2,00	798,41	2023	2,00	1705,47
1925	2,00	164,06	1958	6,61	317,64	1991	2,00	814,37	2024	2,00	1739,58
1926	2,00	167,34	1959	0,78	338,64	1992	2,00	830,66	2025	2,00	1774,37
1927	2,00	170,69	1960	2,00	341,26	1993	2,00	847,28	2026	2,00	1809,86
1928	2,00	174,10	1961	7,69	348,09	1994	2,00	864,22	2027	2,00	1846,06
1929	2,00	177,58	1962	2,00	374,86	1995	2,00	881,51	2028	2,00	1882,98
1930	2,00	181,14	1963	6,43	382,36	1996	2,00	899,14	2029	2,00	1920,64
1931	2,00	184,76	1964	2,00	406,96	1997	2,00	917,12	2030	2,00	1959,05
1932	2,00	188,45	1965	2,00	415,10	1998	2,00	935,46			

Tabelle B 11: Preisindex in Mazedonien.

Jahr	Inflation	Index									
1900	2,00	100,00	1933	2,00	192,22	1966	-7,26	423,40	1999	-1,30	683,59
1901	2,00	102,00	1934	2,00	196,07	1967	-2,00	392,66	2000	6,60	674,70
1902	2,00	104,04	1935	2,00	199,99	1968	-1,31	384,81	2001	5,20	719,23
1903	2,00	106,12	1936	2,00	203,99	1969	2,95	379,76	2002	2,30	756,64
1904	2,00	108,24	1937	2,00	208,07	1970	1,66	390,95	2003	1,10	774,04
1905	2,00	110,41	1938	2,00	212,23	1971	6,45	397,44	2004	0,90	782,55
1906	2,00	112,62	1939	2,00	216,47	1972	1,88	423,07	2005	0,20	789,60
1907	2,00	114,87	1940	2,00	220,80	1973	1,76	431,02	2006	3,20	791,17
1908	2,00	117,17	1941	2,00	225,22	1974	2,30	438,60	2007	2,30	816,49
1909	2,00	119,51	1942	2,00	229,72	1975	0,16	448,70	2008	8,30	835,27
1910	2,00	121,90	1943	2,00	234,32	1976	-2,00	449,43	2009	-0,70	904,60
1911	2,00	124,34	1944	2,00	239,01	1977	1,40	440,44	2010	1,50	898,27
1912	2,00	126,82	1945	2,00	243,79	1978	-1,47	446,62	2011	3,90	911,74
1913	2,00	129,36	1946	2,00	248,66	1979	4,39	440,05	2012	3,30	947,30
1914	2,00	131,95	1947	2,00	253,63	1980	2,00	459,37	2013	2,80	978,56
1915	2,00	134,59	1948	2,00	258,71	1981	5,81	468,56	2014	-0,20	1005,96
1916	2,00	137,28	1949	2,00	263,88	1982	-3,56	495,76	2015	-0,30	1003,95
1917	2,00	140,02	1950	2,00	269,16	1983	4,88	478,10	2016	2,00	1000,94
1918	2,00	142,82	1951	2,00	274,54	1984	5,07	501,42	2017	2,00	1020,95
1919	2,00	145,68	1952	-2,00	280,03	1985	2,00	526,86	2018	2,00	1041,37
1920	2,00	148,59	1953	5,26	274,43	1986	2,00	537,40	2019	2,00	1062,20
1921	2,00	151,57	1954	-2,00	288,88	1987	2,00	548,15	2020	2,00	1083,44
1922	2,00	154,60	1955	2,00	283,10	1988	2,00	559,11	2021	2,00	1105,11
1923	2,00	157,69	1956	8,18	288,76	1989	2,00	570,29	2022	2,00	1127,22
1924	2,00	160,84	1957	1,68	312,39	1990	2,00	581,70	2023	2,00	1149,76
1925	2,00	164,06	1958	6,61	317,64	1991	2,00	593,33	2024	2,00	1172,75
1926	2,00	167,34	1959	0,78	338,64	1992	2,00	605,20	2025	2,00	1196,21
1927	2,00	170,69	1960	2,00	341,26	1993	2,00	617,30	2026	2,00	1220,13
1928	2,00	174,10	1961	7,69	348,09	1994	2,00	629,65	2027	2,00	1244,54
1929	2,00	177,58	1962	2,00	374,86	1995	2,00	642,24	2028	2,00	1269,43
1930	2,00	181,14	1963	6,43	382,36	1996	2,50	655,08	2029	2,00	1294,82
1931	2,00	184,76	1964	2,00	406,96	1997	1,30	671,46	2030	2,00	1320,71
1932	2,00	188,45	1965	2,00	415,10	1998	0,50	680,19			

Tabelle B 12: Preisindex in Portugal.

Jahr	Inflation	Index	Jahr	Inflation	Index	Jahr	Inflation	Index	Jahr	Inflation	Index
1900	2,00	100,00	1933	2,00	192,22	1966	5,00	381,12	1999	2,30	1174,82
1901	2,00	102,00	1934	2,00	196,07	1967	5,50	400,17	2000	2,90	1201,84
1902	2,00	104,04	1935	2,00	199,99	1968	6,10	422,18	2001	4,40	1236,69
1903	2,00	106,12	1936	2,00	203,99	1969	8,80	447,93	2002	3,60	1291,11
1904	2,00	108,24	1937	2,00	208,07	1970	6,40	487,35	2003	3,20	1337,59
1905	2,00	110,41	1938	2,00	212,23	1971	2,00	518,54	2004	2,40	1380,39
1906	2,00	112,62	1939	2,00	216,47	1972	2,00	528,91	2005	2,30	1413,52
1907	2,00	114,87	1940	2,00	220,80	1973	2,00	539,49	2006	3,10	1446,03
1908	2,00	117,17	1941	2,00	225,22	1974	2,00	550,28	2007	2,50	1490,86
1909	2,00	119,51	1942	2,00	229,72	1975	2,00	561,29	2008	2,60	1528,13
1910	2,00	121,90	1943	2,00	234,32	1976	2,00	572,51	2009	-0,80	1567,86
1911	2,00	124,34	1944	2,00	239,01	1977	2,00	583,96	2010	1,40	1555,32
1912	2,00	126,82	1945	2,00	243,79	1978	2,00	595,64	2011	3,70	1577,09
1913	2,00	129,36	1946	2,00	248,66	1979	2,00	607,56	2012	2,80	1635,44
1914	2,00	131,95	1947	2,00	253,63	1980	2,00	619,71	2013	0,30	1681,24
1915	2,00	134,59	1948	2,00	258,71	1981	2,00	632,10	2014	-0,30	1686,28
1916	2,00	137,28	1949	2,00	263,88	1982	2,00	644,74	2015	0,50	1681,22
1917	2,00	140,02	1950	2,00	269,16	1983	2,00	657,64	2016	2,00	1689,63
1918	2,00	142,82	1951	2,00	274,54	1984	2,00	670,79	2017	2,00	1723,42
1919	2,00	145,68	1952	2,00	280,03	1985	2,00	684,21	2018	2,00	1757,89
1920	2,00	148,59	1953	2,00	285,63	1986	2,00	697,89	2019	2,00	1793,05
1921	2,00	151,57	1954	2,00	291,35	1987	9,60	711,85	2020	2,00	1828,91
1922	2,00	154,60	1955	2,00	297,17	1988	2,00	780,19	2021	2,00	1865,48
1923	2,00	157,69	1956	3,20	303,12	1989	2,00	795,79	2022	2,00	1902,79
1924	2,00	160,84	1957	1,40	312,82	1990	2,00	811,71	2023	2,00	1940,85
1925	2,00	164,06	1958	1,60	317,20	1991	2,00	827,94	2024	2,00	1979,67
1926	2,00	167,34	1959	1,00	322,27	1992	9,60	844,50	2025	2,00	2019,26
1927	2,00	170,69	1960	3,00	325,49	1993	6,80	925,57	2026	2,00	2059,65
1928	2,00	174,10	1961	1,50	335,26	1994	5,40	988,51	2027	2,00	2100,84
1929	2,00	177,58	1962	2,70	340,29	1995	4,20	1041,89	2028	2,00	2142,86
1930	2,00	181,14	1963	2,00	349,47	1996	3,10	1085,65	2029	2,00	2185,71
1931	2,00	184,76	1964	3,40	356,46	1997	2,30	1119,30	2030	2,00	2229,43
1932	2,00	188,45	1965	3,40	368,58	1998	2,60	1145,05			

Tabelle B 13: Preisindex in Rumänien.

Jahr	Inflation	Index									
1900	2,00	100,00	1933	2,00	192,22	1966	2,00	369,50	1999	2,00	648,51
1901	2,00	102,00	1934	2,00	196,07	1967	2,00	376,89	2000	2,00	661,48
1902	2,00	104,04	1935	2,00	199,99	1968	2,00	384,43	2001	2,00	674,71
1903	2,00	106,12	1936	2,00	203,99	1969	2,00	392,11	2002	2,00	688,20
1904	2,00	108,24	1937	2,00	208,07	1970	2,00	399,96	2003	2,00	701,96
1905	2,00	110,41	1938	2,00	212,23	1971	0,60	407,95	2004	2,00	716,00
1906	2,00	112,62	1939	2,00	216,47	1972	0,00	410,40	2005	9,00	730,32
1907	2,00	114,87	1940	2,00	220,80	1973	0,70	410,40	2006	6,60	796,05
1908	2,00	117,17	1941	2,00	225,22	1974	1,10	413,28	2007	4,80	848,59
1909	2,00	119,51	1942	2,00	229,72	1975	0,20	417,82	2008	7,90	889,32
1910	2,00	121,90	1943	2,00	234,32	1976	0,60	418,66	2009	5,60	959,58
1911	2,00	124,34	1944	2,00	239,01	1977	0,60	421,17	2010	6,10	1013,32
1912	2,00	126,82	1945	2,00	243,79	1978	1,60	423,70	2011	5,80	1075,13
1913	2,00	129,36	1946	2,00	248,66	1979	2,00	430,48	2012	3,30	1137,49
1914	2,00	131,95	1947	2,00	253,63	1980	2,10	439,08	2013	4,00	1175,02
1915	2,00	134,59	1948	2,00	258,71	1981	3,10	448,31	2014	1,10	1222,03
1916	2,00	137,28	1949	2,00	263,88	1982	2,00	462,20	2015	-0,60	1235,47
1917	2,00	140,02	1950	2,00	269,16	1983	4,10	471,45	2016	2,00	1228,05
1918	2,00	142,82	1951	2,00	274,54	1984	1,10	490,78	2017	2,00	1252,62
1919	2,00	145,68	1952	2,00	280,03	1985	0,80	496,17	2018	2,00	1277,67
1920	2,00	148,59	1953	2,00	285,63	1986	1,00	500,14	2019	2,00	1303,22
1921	2,00	151,57	1954	2,00	291,35	1987	0,90	505,15	2020	2,00	1329,29
1922	2,00	154,60	1955	2,00	297,17	1988	2,20	509,69	2021	2,00	1355,87
1923	2,00	157,69	1956	2,00	303,12	1989	1,10	520,91	2022	2,00	1382,99
1924	2,00	160,84	1957	2,00	309,18	1990	5,10	526,64	2023	2,00	1410,65
1925	2,00	164,06	1958	2,00	315,36	1991	2,00	553,49	2024	2,00	1438,86
1926	2,00	167,34	1959	2,00	321,67	1992	2,00	564,56	2025	2,00	1467,64
1927	2,00	170,69	1960	2,00	328,10	1993	2,00	575,85	2026	2,00	1496,99
1928	2,00	174,10	1961	2,00	334,67	1994	2,00	587,37	2027	2,00	1526,93
1929	2,00	177,58	1962	2,00	341,36	1995	2,00	599,12	2028	2,00	1557,47
1930	2,00	181,14	1963	2,00	348,19	1996	2,00	611,10	2029	2,00	1588,62
1931	2,00	184,76	1964	2,00	355,15	1997	2,00	623,32	2030	2,00	1620,39
1932	2,00	188,45	1965	2,00	362,25	1998	2,00	635,79			

Tabelle B 14: Preisindex in Serbien.

Jahr	Inflation	Index									
1900	2,00	100,00	1933	2,00	192,22	1966	-8,89	287,79	1999	0,40	530,90
1901	2,00	102,00	1934	2,00	196,07	1967	-2,00	262,21	2000	0,00	533,02
1902	2,00	104,04	1935	2,00	199,99	1968	-2,42	256,97	2001	3,00	533,02
1903	2,00	106,12	1936	2,00	203,99	1969	2,86	250,75	2002	4,90	549,01
1904	2,00	108,24	1937	2,00	208,07	1970	2,87	257,92	2003	9,90	575,91
1905	2,00	110,41	1938	2,00	212,23	1971	5,59	265,33	2004	2,00	632,93
1906	2,00	112,62	1939	2,00	216,47	1972	-0,51	280,16	2005	2,00	645,59
1907	2,00	114,87	1940	2,00	220,80	1973	2,66	278,72	2006	2,00	658,50
1908	2,00	117,17	1941	2,00	225,22	1974	1,50	286,13	2007	6,40	671,67
1909	2,00	119,51	1942	2,00	229,72	1975	1,89	290,43	2008	2,00	714,65
1910	2,00	121,90	1943	2,00	234,32	1976	-2,00	295,93	2009	8,10	728,95
1911	2,00	124,34	1944	2,00	239,01	1977	2,61	290,01	2010	6,10	787,99
1912	2,00	126,82	1945	2,00	243,79	1978	0,61	297,58	2011	2,00	836,06
1913	2,00	129,36	1946	2,00	248,66	1979	3,66	299,40	2012	7,30	852,78
1914	2,00	131,95	1947	2,00	253,63	1980	9,41	310,36	2013	7,70	915,03
1915	2,00	134,59	1948	2,00	258,71	1981	7,99	339,57	2014	2,10	985,49
1916	2,00	137,28	1949	2,00	263,88	1982	-7,54	366,69	2015	1,40	1006,19
1917	2,00	140,02	1950	2,00	269,16	1983	7,08	339,04	2016	2,00	1020,27
1918	2,00	142,82	1951	2,00	274,54	1984	2,00	363,04	2017	2,00	1040,68
1919	2,00	145,68	1952	-2,00	280,03	1985	2,00	370,30	2018	2,00	1061,49
1920	2,00	148,59	1953	5,26	274,43	1986	9,30	377,71	2019	2,00	1082,72
1921	2,00	151,57	1954	-2,00	288,88	1987	2,00	412,83	2020	2,00	1104,38
1922	2,00	154,60	1955	2,00	283,10	1988	-2,00	421,08	2021	2,00	1126,46
1923	2,00	157,69	1956	-8,19	288,76	1989	2,00	412,66	2022	2,00	1148,99
1924	2,00	160,84	1957	-4,12	265,12	1990	2,40	420,91	2023	2,00	1171,97
1925	2,00	164,06	1958	4,40	254,19	1991	2,00	431,02	2024	2,00	1195,41
1926	2,00	167,34	1959	-2,01	265,37	1992	2,00	439,64	2025	2,00	1219,32
1927	2,00	170,69	1960	8,02	260,04	1993	2,00	448,43	2026	2,00	1243,71
1928	2,00	174,10	1961	-0,90	280,88	1994	2,00	457,40	2027	2,00	1268,58
1929	2,00	177,58	1962	0,73	278,34	1995	7,23	466,54	2028	2,00	1293,95
1930	2,00	181,14	1963	-4,81	280,37	1996	2,00	500,28	2029	2,00	1319,83
1931	2,00	184,76	1964	5,71	266,90	1997	2,00	510,28	2030	2,00	1346,23
1932	2,00	188,45	1965	2,00	282,15	1998	2,00	520,49	2031	2,00	-

Tabelle B 15: Preisindex in Slowenien.

Jahr	Inflation	Index									
1900	2,00	100,00	1933	-2,00	148,73	1966	2,00	276,32	1999	6,20	954,73
1901	2,00	102,00	1934	-8,20	145,76	1967	5,88	281,84	2000	8,90	1013,92
1902	2,00	104,04	1935	-1,67	133,81	1968	4,80	298,42	2001	8,40	1104,16
1903	2,00	106,12	1936	1,64	131,58	1969	7,86	312,75	2002	7,50	1196,91
1904	2,00	108,24	1937	6,15	133,74	1970	9,56	337,34	2003	5,60	1286,68
1905	2,00	110,41	1938	5,80	141,96	1971	3,14	369,57	2004	3,60	1358,74
1906	2,00	112,62	1939	2,82	150,19	1972	2,18	381,19	2005	2,50	1407,65
1907	2,00	114,87	1940	2,00	154,43	1973	2,30	389,49	2006	2,50	1442,84
1908	2,00	117,17	1941	2,00	157,51	1974	3,58	398,46	2007	3,60	1478,91
1909	2,00	119,51	1942	0,00	160,66	1975	1,37	412,74	2008	5,70	1532,15
1910	2,00	121,90	1943	0,00	160,66	1976	-2,00	418,38	2009	0,90	1619,49
1911	2,00	124,34	1944	0,00	160,66	1977	1,33	410,02	2010	1,80	1634,06
1912	2,00	126,82	1945	0,00	160,66	1978	1,05	415,45	2011	1,80	1663,48
1913	2,00	129,36	1946	0,00	160,66	1979	7,08	419,80	2012	2,60	1693,42
1914	2,00	131,95	1947	0,00	160,66	1980	4,68	449,53	2013	1,80	1737,45
1915	2,00	134,59	1948	0,00	160,66	1981	9,86	470,56	2014	0,20	1768,72
1916	2,00	137,28	1949	0,00	160,66	1982	-2,00	516,96	2015	-0,50	1772,26
1917	2,00	140,02	1950	0,00	160,66	1983	7,84	506,62	2016	2,00	1763,40
1918	2,00	142,82	1951	0,79	160,66	1984	9,34	546,34	2017	2,00	1798,67
1919	2,00	145,68	1952	-2,00	161,93	1985	2,00	597,35	2018	2,00	1834,64
1920	2,00	148,59	1953	5,00	158,69	1986	2,00	609,30	2019	2,00	1871,33
1921	2,00	151,57	1954	-2,00	166,63	1987	2,00	621,49	2020	2,00	1908,76
1922	2,00	154,60	1955	2,00	163,29	1988	2,00	633,92	2021	2,00	1946,93
1923	2,00	157,69	1956	7,56	166,56	1989	2,00	646,59	2022	2,00	1985,87
1924	2,00	160,84	1957	1,65	179,16	1990	2,00	659,53	2023	2,00	2025,59
1925	2,00	164,06	1958	6,20	182,12	1991	2,00	672,72	2024	2,00	2066,10
1926	2,00	167,34	1959	0,77	193,41	1992	2,00	686,17	2025	2,00	2107,42
1927	2,00	170,69	1960	9,09	194,90	1993	2,00	699,89	2026	2,00	2149,57
1928	2,00	174,10	1961	7,14	212,62	1994	2,00	713,89	2027	2,00	2192,56
1929	2,00	177,58	1962	9,94	227,80	1995	2,00	728,17	2028	2,00	2236,41
1930	-8,70	181,14	1963	6,04	250,45	1996	9,90	742,73	2029	2,00	2281,14
1931	-8,24	165,39	1964	2,00	265,59	1997	8,40	816,26	2030	2,00	2326,77
1932	-2,00	151,77	1965	2,00	270,90	1998	7,90	884,83			

Anhang C

Im Anhang C erfolgt eine genaue Auflistung der Daten der Schwell- und Laufwasserkraftwerke entlang der Donau (IEE, 2017).

Land	Kraftwerksname	Kraftwerkstyp	P_{\max} [MW]	RAV [GWh]	Inbetriebnahmejahr	fh [m]	Q_{\max} [m ³ /s]	Fluss
Deutschland	Donaustetten 1 bis 4	Laufkraftwerk	6,4	24,0	1925	8,0	100	Donau
Deutschland	Kachlet	Laufkraftwerk	107,4	319,0	1927	6,5	1050	Donau
Deutschland	Bofinger Halde 1 und 2	Laufkraftwerk	7,7	47,0	1953	7,0	160	Donau
Deutschland	Jochenstein	Laufkraftwerk	145,0	425,0	1956	8,2	1025	Donau
Deutschland	Oberelchingen	Laufkraftwerk	9,4	49,2	1960	6,5	210	Donau
Deutschland	Leipheim	Laufkraftwerk	9,4	50,1	1961	6,5	210	Donau
Deutschland	Günzburg	Laufkraftwerk	9,0	51,0	1962	6,5	210	Donau
Deutschland	Offingen	Laufkraftwerk	7,4	42,6	1963	5,0	210	Donau
Deutschland	Gundelfingen	Laufkraftwerk	7,4	42,6	1964	5,0	210	Donau
Deutschland	Faimingen	Laufkraftwerk	10,1	61,0	1965	6,6	240	Donau
Deutschland	Bertoldsheim	Laufkraftwerk	18,9	115,5	1967	7,0	500	Donau
Deutschland	Bittenbrunn	Laufkraftwerk	20,2	122,5	1969	7,5	500	Donau
Deutschland	Bergheim	Laufkraftwerk	23,7	140,0	1970	6,0	500	Donau
Deutschland	Ingolstadt	Laufkraftwerk	19,8	122,0	1971	7,5	500	Donau
Deutschland	Regensburg I	Laufkraftwerk	9,5	49,0	1977	3,9	320	Donau
Deutschland	Bad Abbach 1	Laufkraftwerk	6,5	37,5	1978	5,7	207	Donau
Deutschland	Dillingen	Laufkraftwerk	7,4	45,4	1981	5,6	190	Donau
Deutschland	Höchstädt	Laufkraftwerk	10,0	61,6	1982	7,5	210	Donau
Deutschland	Schwenningen	Laufkraftwerk	8,6	53,4	1983	6,3	200	Donau
Deutschland	Donauwörth	Laufkraftwerk	8,5	54,8	1984	7,0	200	Donau
Deutschland	Geisling	Laufkraftwerk	50,0	163,0	1985	7,3	500	Donau
Deutschland	Vohburg	Laufkraftwerk	23,3	141,0	1992	8,0	480	Donau
Deutschland	Straubing	Laufkraftwerk	43,0	145,0	1994	7,0	500	Donau
Deutschland	Bad Abbach 2	Laufkraftwerk	3,5	21,0	2000	3,6	90	Donau

Land	Kraftwerksname	Osterreich spezifische Investitionskosten [Euro ₂₀₁₅ /kWh]	Österreich Investitionskosten [Mio. Euro ₂₀₁₅]	Investitionskosten [Mio. Euro ₂₀₁₅]	spezifische Investitionskosten [Euro ₂₀₁₅ /kWh]	Investitionskosten berechnet [Mio. Euro]
Deutschland	Donaustetten 1 bis 4	0,602	14,4	13,9	0,579	2,5
Deutschland	Kachlet	0,610	194,6	187,3	0,587	36,6
Deutschland	Bofinger Halde 1 und 2	0,717	33,7	32,4	0,690	6,7
Deutschland	Jochenstein	0,729	309,9	298,3	0,702	64,7
Deutschland	Oberelchingen	0,746	36,7	35,3	0,718	8,2
Deutschland	Leipheim	0,750	37,6	36,2	0,722	8,6
Deutschland	Günzburg	0,754	38,4	37,0	0,726	9,0
Deutschland	Offingen	0,758	32,3	31,1	0,730	7,8
Deutschland	Gundelfingen	0,762	32,5	31,2	0,733	8,0
Deutschland	Faimingen	0,766	46,7	45,0	0,737	11,9
Deutschland	Bertoldsheim	0,774	89,4	86,1	0,745	24,0
Deutschland	Bittenbrunn	0,783	95,9	92,3	0,753	26,6
Deutschland	Bergheim	0,787	110,1	106,0	0,757	31,7
Deutschland	Ingolstadt	0,791	96,5	92,9	0,761	29,2
Deutschland	Regensburg I	0,815	40,0	38,5	0,785	16,7
Deutschland	Bad Abbach 1	0,819	30,7	29,6	0,789	13,2
Deutschland	Dillingen	0,832	37,8	36,4	0,801	18,9
Deutschland	Höchstädt	0,836	51,5	49,6	0,805	27,1
Deutschland	Schwenningen	0,840	44,9	43,2	0,809	24,4
Deutschland	Donauwörth	0,844	46,3	44,5	0,813	25,8
Deutschland	Geisling	0,848	138,3	133,1	0,816	78,6
Deutschland	Vohburg	0,877	123,7	119,0	0,844	82,3
Deutschland	Straubing	0,885	128,4	123,5	0,852	91,7
Deutschland	Bad Abbach 2	0,910	19,1	18,4	0,876	14,8

Land	Kraftwerksname	Kraftwerkstyp	P _{max} [MW]	RAV [GWh]	Inbetriebnahmejahr	f _h [m]	Q _{max} [m ³ /s]	Fluss
Österreich	Jochenstein	Laufkraftwerk	132,0	850,0	1956	10,3	1025	Donau
Österreich	Ybbs-Persenbeug	Laufkraftwerk	200,0	1132,1	1960	10,9	2650	Donau
Österreich	Aschach	Laufkraftwerk	286,0	1662,0	1964	15,3	2040	Donau
Österreich	Wallsee Mitterkirchen	Laufkraftwerk	201,0	1318,8	1969	10,8	2700	Donau
Österreich	Offensheim-Wilhering	Laufkraftwerk	179,0	1134,9	1975	10,5	2250	Donau
Österreich	Altenwörth	Laufkraftwerk	335,0	1967,6	1976	15,0	2700	Donau
Österreich	Abwinden-Asten	Laufkraftwerk	168,0	995,7	1980	9,3	2475	Donau
Österreich	Melk	Laufkraftwerk	187,0	1221,6	1982	9,6	2700	Donau
Österreich	Greifenstein	Laufkraftwerk	293,0	1717,3	1985	12,6	3150	Donau
Österreich	Wien Freudenau	Laufkraftwerk	175,0	1052,0	1999	8,6	3000	Donau
Slowakei	GABCIKOVO	Laufkraftwerk	720,0	2200,0	1992	n.a.	5040	Donau
Slowakei	MALE GABCIKOVO	Laufkraftwerk	1,0	3,6	1994	n.a.	8	Donau
Slowakei	MOSON	Laufkraftwerk	1,2	4,3	1994	n.a.	20	Donau
Slowakei	CUNOVO	Laufkraftwerk	24,3	147,0	1997	n.a.	400	Donau
Serbien	Djerdap I	Laufkraftwerk	1057,8	5650,0	1971	30,0	4800	Danube
Serbien	Djerdap II	Laufkraftwerk	270,0	1500,0	1993	12,5	4200	Danube
Rumänien	IRON GATES I	Laufkraftwerk	1047,0	4811,4	1971	27,2	4392	Danube
Rumänien	IRON GATES II	Laufkraftwerk	213,0	978,8	1986	7,5	3400	Danube
Rumänien	AGIGEA	Laufkraftwerk	11,0	58,0	1987	8,2	150	Donau-Schwarzmeer-Kanal
Rumänien	GOGOSU	Laufkraftwerk	54,0	308,0	1993	7,5	840	Danube
Rumänien	CERNAVODA HPP1	Laufkraftwerk	3,2	8,8	1998	6,8	55	Donau-Schwarzmeer-Kanal
Rumänien	IRON GATES I Refurbishment	Laufkraftwerk	116,4	534,9	2007	25,5	648	Danube
Rumänien	CERNAVODA HPP2	Laufkraftwerk	3,2	11,0	2009	6,8	55	Donau-Schwarzmeer-Kanal
Rumänien	IRON GATES II Refurbishment	Laufkraftwerk	33,0	151,7	2012	6,8	400	Danube

Land	Kraftwerksname	Österreich spezifische Investitionskosten [Euro ₂₀₁₉ /kWh]	Österreich Investitionskosten [Mio. Euro ₂₀₁₉]	Investitionskosten [Mio. Euro ₂₀₁₉]	spezifische Investitionskosten [Euro ₂₀₁₉ /kWh]	Investitionskosten berechnet [Mio. Euro]
Österreich	Jochenstein	0,590	501,8	5188,2	0,590	74,2
Österreich	Ybbs-Persenbeug	0,921	1043,2	11370,4	0,921	167,3
Österreich	Aschach	0,738	1226,4	18763,9	0,738	227,2
Österreich	Wallsee Mitterkirchen	0,749	988,1	10671,5	0,749	216,4
Österreich	Ottensheim-Wilhering	0,604	685,5	7197,4	0,604	222,9
Österreich	Altenwörth	0,501	985,4	14780,8	0,501	343,8
Österreich	Abwinden-Asten	0,918	914,5	8477,4	0,918	384,4
Österreich	Melk	0,701	856,6	8223,3	0,701	405,4
Österreich	Greifenstein	0,651	1117,4	14079,2	0,651	595,9
Österreich	Wien Freudenau	1,421	1495,0	12857,1	1,421	1090,1
Slowakei	GABCIKOVO	0,877	1929,3	1225,7	0,557	323,7
Slowakei	MALE GABCIKOVO	0,885	3,2	2,0	0,562	0,7
Slowakei	MOSON	0,885	3,8	2,4	0,562	0,9
Slowakei	CUNOVO	0,897	131,9	83,8	0,570	38,1
Serbien	Djerdap I	0,791	4467,7	2083,8	0,369	572,2
Serbien	Djerdap II	0,881	1321,6	616,4	0,411	276,3
Rumänien	IRON GATES I	0,791	3804,6	1865,8	0,388	623,5
Rumänien	IRON GATES II	0,852	834,3	409,1	0,418	168,3
Rumänien	AGIGEA	0,856	49,7	24,4	0,420	10,1
Rumänien	GOGOSU	0,881	271,4	133,1	0,432	63,7
Rumänien	CERNAVODA HPP1	0,902	7,9	3,9	0,442	2,0
Rumänien	IRON GATES I Refurbishment	0,922	493,2	241,9	0,452	175,2
Rumänien	CERNAVODA HPP2	1,128	12,4	6,1	0,553	5,0
Rumänien	IRON GATES II Refurbishment	0,959	145,5	71,4	0,470	68,3