

Auswirkungen von Restwasservorschreibungen auf die Stromerzeugung in Österreich | RestStrom

Endbericht

Impressum

Projektnehmer:in: Universität für Bodenkultur Wien

Department für Land – Wasser – Infrastruktur, Institut für Hydrologie und
Wasserwirtschaft

Adresse: Muthgasse 18, 1190 Wien

Projektleiter:in: Mathew Herrnegger

Tel.: +43 1 47654-81618

E-Mail: mathew.herrnegger@boku.ac.at

Kooperationspartner:in: baseflow AI solutions GmbH, AIT Austrian Institute of Technology,
sowie dem Projektbeirat bestehend aus Vertretern von Verein Kleinwasserkraft, Wien
Energie, Verbund AG, ÖBB Infra AG, und Illwerke vkw AG

Finanzierungsstellen: Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Klima- und
Umweltschutz, Regionen und Wasserwirtschaft und Österreichs Energie

Projektlaufzeit: November 2023 – April 2026

Bildnachweis: Cover: Mathew Herrnegger

Wien, 23. Juni 2026

Inhalt

Impressum.....	2
Executive Summary.....	6
1 Einleitung und Ziele	9
1.1 Ausgangslage	9
1.2 Projektziele und methodisches Vorgehen.....	9
1.3 Stand der Forschung: Stigler-Studie (2005).....	11
1.4 Begriffsdefinitionen	12
1.5 Gliederung des Berichts.....	13
2 Datengrundlagen.....	14
2.1 Datengrundlagen Allgemein	14
2.1.1 Wasserbuchauszüge.....	14
2.1.2 Meteorologie.....	15
2.1.3 Digitales Geländemodell	17
2.1.4 Restwasserstrecken.....	17
2.2 Datengrundlage Kleinwasserkraft (≤ 5 MW)	18
2.2.1 Individuelle Erhebung der Wasserrechtsauszüge	19
2.2.2 Individuelle Erhebung der bestehenden Restwasservorgaben	20
2.2.3 Bestandsliste Verein Kleinwasserkraft.....	20
2.2.4 Wasserkraftpotenzialstudie Österreich - PÖYRY 2018	20
2.2.5 Fließgewässer-Bioregionen	22
2.2.6 Festlegung der Datenbasis Kleinwasserkraft	23
2.3 Festlegung der Stichprobe für Kleinwasserkraftwerke	26
2.3.1 Stichprobenstratifizierung.....	27
2.3.2 Auswahl der Stichprobe	29
2.3.3 Repräsentanz der Stichprobe.....	30
2.3.4 Fazit zur Repräsentativität	37
2.4 Datengrundlage Mittel- und Großwasserkraft (> 5 MW).....	37
2.4.1 Digitalisierung von Kraftwerken.....	37
2.4.2 Digitalisierung von Überleitungssystemen und hydraulischen Verbindungen.....	39
2.4.3 Digitalisierung der Wasserfassungen (Inflow points)	40
2.4.4 Digitalisierung von Speichern.....	41
2.4.5 Gewässernetz und Routing	42
2.5 Datengrundlage hydrologische Modellierung.....	47
2.5.1 Abflusszeitreihen.....	47
2.5.2 Einzugsgebietsabgrenzung.....	47

2.5.3 Meteorologische Zeitreihen.....	48
2.5.4 Einzugsgebietseigenschaften	49
2.6 Datengrundlage energiewirtschaftliche Modellierung	50
3 Bestehende Restwasservorschriften	51
3.1 Quellen und Verarbeitung	51
3.2 Typen	51
3.3 Abbildung im Modell	52
4 Restwasserszenarien	53
4.1 Konstante Restwasserszenarien	55
4.2 Dynamische Restwasserszenarien.....	55
4.3 Restwasserszenarien für das Hochgebirge.....	56
4.4 Kombinierte Restwasserszenarien	57
5 Hydrologische Modellierung.....	58
5.1 Tägliche Zeitreihen.....	58
5.1.1 Methodik.....	58
5.1.2 Ergebnisse	61
5.2 Stündliche Zeitreihen.....	71
5.2.1 Methodik.....	71
5.2.2 Ergebnisse	73
5.3 Abflusskennwerte	78
5.3.1 Methodik.....	79
5.3.2 Ergebnisse	80
6 Energiewirtschaftliche Modellierung	96
6.1 Modellbeschreibung.....	97
6.1.1 IESopt-Modellaufbau und -topologie.....	97
6.1.2 Iterative Wasserbilanzierung	100
6.1.3 Anwendung im Projekt.....	101
6.2 Kraftwerkstypen	101
6.3 Szenarien.....	103
6.4 Kennzahlen der Kraftwerke > 5 MW.....	105
6.5 Berechnung des RAV aus den E-Control Daten	108
6.6 Ergebnisse und Diskussion.....	111
6.6.1 Erzeugung aus natürlichem Durchfluss.....	111
6.6.2 Mittel- und Großwasserkraft (> 5 MW)	111
6.6.3 Kleinwasserkraft (≤ 5 MW).....	116
6.6.4 Gesamte österreichische Wasserkraft	121

7 Validierung und Unsicherheiten.....	136
7.1 Restwasserszenarien	136
7.2 Hydrologische Modellierung.....	137
7.3 Energiewirtschaftliche Modellierung	140
7.3.1 Plausibilisierung mit historischer Erzeugung 2010-2021	140
7.3.2 Plausibilisierung Regelarbeitsvermögen	141
7.3.3 Sensitivitätsanalyse	143
8 Zusammenfassung.....	145
Tabellenverzeichnis.....	149
Abbildungsverzeichnis.....	151
Literaturverzeichnis	160
Abkürzungen.....	167
Anhang	169

Executive Summary

Wasserkraft ist das Rückgrat der österreichischen Stromversorgung und liefert rund 60 % der heimischen Elektrizität. Gleichzeitig stellt die EU-Wasserrahmenrichtlinie (WRRL) klare Anforderungen an die ökologische Qualität unserer Gewässer. In Österreich gibt es derzeit noch rund 1.700 Restwasserstrecken (Stand NGP 2021), in denen der ökologische Mindestabfluss nicht erreicht wird. Das Projekt RestStrom liefert eine umfassende Grundlage für die Abschätzung der Auswirkungen der vollständigen Umsetzung der WRRL auf die österreichische Wasserkraftproduktion. Die Studie analysiert, wie sich verschiedene Restwasserszenarien auf die Stromerzeugung auswirken würden – differenziert nach Kraftwerkstypen und Jahreszeiten. Die Modellierung umfasst 200 Mittel- und Großwasserkraftwerke (> 5 MW) sowie 16 Wehrkraftwerke von großen Ausleitungskraftwerken. Die Kleinwasserkraft (≤ 5 MW) wird anhand einer repräsentativen Stichprobe von 703 Anlagen modelliert, deren Ergebnisse auf den Gesamtbestand hochgerechnet werden. Untersucht wurden, neben dem IST-Szenario, sieben weitere Restwasserszenarien – von der schrittweisen Erhöhung der Mindestabflüsse bis hin zu dynamischen Vorgaben.

Zunächst wurde eine umfassende Datenbasis aller österreichischen Wasserkraftwerke mit ihren technischen Eigenschaften und bestehenden Restwasservorgaben erstellt. Anschließend wurden Zuflusszeitreihen und hydrologische Kennwerte für alle Kraftwerksstandorte und Wasserfassungen im Zeitraum 2010-2021 modelliert – unter Berücksichtigung der heterogenen hydrologischen Verhältnisse Österreichs. Im unabhängigen Test ($n = 98$ Einzugsgebiete, weder für Training noch Validierung verwendet) wurde eine mediane Nash-Sutcliffe-Effizienz von 0,71 erzielt – ein gute Modellgüte für einen Large-Scale-Modellierungsansatz im hydrologischen Kontext. Gesamthaft zeigt sich eine tendenzielle Unterschätzung der Zuflüsse und Abflusskennwerte; auf Einzelanlagenebene treten damit zum Teil höhere Abweichungen auf. Der Einfluss dieser Unsicherheiten auf die energiewirtschaftlichen Ergebnisse wurde in einer Sensitivitätsanalyse untersucht und als gering eingestuft. Die energiewirtschaftliche Modellierung berücksichtigt die Wechselwirkungen zwischen Kraftwerken, Speicherseen und Überleitungen. Die Simulationsergebnisse wurden für die Gesamtperiode 2010–2021, für Einzeljahre sowie auf Einzelanlagenebene validiert: Das simulierte RAV weicht um 0,36 % vom E-Control-Referenzwert ab, die mittlere absolute prozentuale Abweichung der Jahreserzeugung beträgt 0,9 %. Auf Ebene von Einzelanlagen und Anlagengruppen liegt die mittlere prozentuale Abweichung des RAV für die Periode 2010–2021 bei 13 %.

Die Analysen zeigen, dass die österreichische Wasserkraft im IST-Zustand im Zeitraum 2010 bis 2021 durchschnittlich 39,5 TWh/Jahr erzeugt hat. Die betrachteten Restwasserszenarien würden im Vergleich zum IST-Zustand zu Erzeugungsverluste zwischen -3 % und -7 % führen. Das entspricht einer Bandbreite von 1,2 bis 2,6 TWh. Dabei ist zu berücksichtigen, dass das Szenario mit den höchsten Verlusten über die rechtlich verankerten Richtwerte hinausgeht und nur in Einzelfällen von praktischer Relevanz ist. In vielen Fällen, insbesondere bei Ausleitungsanlagen an mittleren und größeren Gewässern, werden die Ziele der Wasserahmenrichtlinie in Form des guten ökologischer Zustands oder des guten ökologischen Potentials auch mit geringeren Restwassermengen erreicht werden können. Es ist daher anzunehmen, dass die modellierten Verluste für diese Anlagen überschätzt werden.

Die Schwankungen aufgrund unterschiedlicher Niederschlags- und Schneeverhältnisse sind mit bis zu etwa 8 TWh (zwischen den beiden Extremjahren innerhalb des Betrachtungszeitraumes) deutlich größer als die Unterschiede zwischen den Szenarien. In niederschlagsreichen Jahren sind die relativen Auswirkungen der Restwasservorgaben geringer, da die Kraftwerke häufiger mehr Wasser zur Verfügung haben als sie verarbeiten können. In solchen Situationen erfüllt öfter überschüssiges Wasser die Restwasservorgaben, ohne die Erzeugung zu beeinträchtigen. Umgekehrt sind die Auswirkungen der Restwasserabgaben in Trockenjahren größer als im Durchschnitt, da anteilig mehr zufließendes Wasser für die Restwasserdotation abgegeben werden muss.

Die Auswirkungen verteilen sich sehr unterschiedlich auf die verschiedenen Kraftwerkstypen. Laufwasserkraftwerke im Flusslauf, die über die Hälfte der österreichischen Wasserkrafterzeugung bereitstellen (53 %), sind nicht von Restwasservorgaben betroffen, da sie kein Wasser aus dem Flussbett ausleiten. Am stärksten betroffen sind Ausleitungskraftwerke und Kleinspeicher (30 % der Erzeugung) mit Verlusten zwischen 8 % und 16,5 %. Pumpspeicher und große Speicherkraftwerke (16 % der Erzeugung) zeigen Verluste zwischen 4 % und 10 %.

Die Analysen zeigen deutliche saisonale Unterschiede. Bei konstanten Restwasservorgaben sind die Auswirkungen im Winter stärker als im Sommer. Im Sommer überschreitet der Zufluss häufiger die Kapazität der Anlagen, wodurch die Restwasservorgaben aus dem überschüssigen Wasser erfüllt werden können. Im Winter hingegen sind die natürlichen Zuflüsse geringer, sodass ein größerer Anteil für die Restwasservorgaben aufgewendet werden muss. Dynamische Szenarien, die die Restwasservorgaben im Sommer erhöhen, führen zu einer konstanteren relativen Verteilung über das Jahr.

Die österreichischen Kleinwasserkraftwerke ≤ 5 MW erzeugen insgesamt etwa 4,7 TWh pro Jahr. Die Auswirkungen der Restwasserszenarien liegen hier zwischen -3 % und -12 %, da Kleinwasserkraftwerke zu rund 94 % als Ausleitungskraftwerke betrieben werden und daher stärker betroffen sind als der Gesamtbestand.

Die Ergebnisse des Projekts RestStrom zeigen, dass eine Umsetzung der Restwasseranforderungen zu mittleren Erzeugungsverlusten von rund 1,2 bis 2,6 TWh bzw. -3 bis -7 % der österreichischen Wasserkrafterzeugung führt – abhängig vom gewählten Szenario. Die stärksten Auswirkungen sind bei Ausleitungskraftwerken zu erwarten, die gleichzeitig den größten Anteil an den absoluten Verlusten tragen. Die Ergebnisse basieren auf standardisierten Szenarien mit einheitlichen Annahmen für alle Kraftwerke. In der Praxis erfolgt die Festlegung von Restwassermengen jedoch als Einzelfallbetrachtung unter Berücksichtigung der Standortbedingungen. Insbesondere für hochalpine Anlagen für die Spitzenstromerzeugung in erheblich veränderten Wasserkörpern sind die Restwassermengen zur Erreichung des guten ökologischen Potentials im Einzelfall festzulegen. Die generalisierten Szenarien können hier nur eine Annäherung darstellen. Unabhängig davon bilden die Ergebnisse eine quantitative Basis und liefern Einschätzungen der Größenordnung zu erwartender Erzeugungsverluste bei Umsetzung möglicher Restwasserszenarien. Die zeitliche und nach Kraftwerkstyp gegliederte Analyse stellt eine Datengrundlage und Informationen für weitere wasserwirtschaftliche Planungen bereit, wie etwa im Rahmen der schrittweisen Umsetzung des Sanierungsprogramms des Nationalen Gewässerbewirtschaftungsplans.

1 Einleitung und Ziele

1.1 Ausgangslage

Bis 2030 soll Österreichs Stromproduktion gemäß Regierungsvorgaben bilanziell klimaneutral sein. Die jährliche Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien soll um 27 Terrawattstunden (TWh) gesteigert werden, wobei 5 TWh auf die Wasserkraft entfallen. Da derzeit bereits rund 60 % der österreichischen Stromproduktion aus Wasserkraft stammt, stellt diese einen zentralen Beitrag zur Erreichung der Klimaziele dar.

Die EU-Wasserrahmenrichtlinie (WRRL) und die nationale Gesetzgebung fordern funktionsfähige aquatische Ökosysteme. Eine gesicherte und dauerhafte Wasserführung bildet hierfür eine Grundvoraussetzung. In Österreich bestehen derzeit noch rund 1.700 Restwasserstrecken von insgesamt rund 2.100 km, in denen der ökologische Mindestabfluss zur Erreichung des guten ökologischen Zustandes oder Potentials nicht gegeben ist.

Bei Neubauten wird die Abgabe von ausreichend Dotierwasser dem Stand der Technik entsprechend vorgeschrieben. Die Anpassung an den Stand der Technik bei Bestandsanlagen betrifft eine große Zahl von Anlagen und erfolgt daher schrittweise im Rahmen der Vorgaben des nationalen Gewässerbewirtschaftungsplans (NGP). Eine fundierte Grundlage für diese Priorisierung bildet die Abwägung zwischen ökologischer Wirkung und Mindererzeugung, was gleichzeitig die Hauptmotivation für diese Studie darstellt.

Für die Interessensabwägung im Zielkonflikt zwischen den Anforderungen des Gewässerschutzes und der Stromerzeugung aus Wasserkraft soll eine aktuelle, transparente und objektive Informationsgrundlage geschaffen werden.

1.2 Projektziele und methodisches Vorgehen

Das Projekt "RestStrom" analysiert und quantifiziert die Auswirkungen der Umsetzung der EU-Wasserrahmenrichtlinie und der nationalen Gesetzgebung hinsichtlich Restwasservorschriften auf die österreichische Stromerzeugung aus Wasserkraft. Das Hauptziel ist die Abschätzung der Erzeugungsverluste bei der Sanierung bestehender Anlagen, um das Sanierungsprogramm des NGP strategisch planen zu können – insbesondere hinsichtlich einer

stufenweisen Vorgehensweise bei der Festlegung von Restwassermenge und der Wahl der Gebietskulisse (siehe Kapitel 6.4.3 im NGP, BMLRT (2021)). Das Projekt liefert somit eine wissenschaftlich fundierte Informationsgrundlage für eine transparente und nachvollziehbare Abwägung zwischen den Zielen des Gewässerschutzes und der Wasserkraftnutzung.

Konkret wurden folgende Ziele definiert:

1. Eine raum-zeitlich differenzierte Validierung der Ergebnisse der Auswirkungen (als Erzeugungsverluste) von Restwasser-Vorschreibungen bei mittleren und großen Kraftwerken > 5 MW
2. Eine raum-zeitlich differenzierte Abschätzung der Auswirkungen (als Erzeugungsverluste) von Restwasser-Vorschreibungen auf Kleinwasserkraftanlagen ≤ 5 MW
3. Eine Abschätzung der Auswirkungen (als Erzeugungsverluste) von Restwasser-Vorschreibungen im Hochgebirge für verschiedene Szenarien
4. Eine Abschätzung der Auswirkungen (als Erzeugungsverluste) von schrittweisen Erhöhungen und Dynamisierungen der Restwasserabgaben durch verschiedene Szenarien

Das methodische Vorgehen gliedert sich in vier zentrale Arbeitsschritte: Zunächst erfolgt die Beschaffung und Aufbereitung der erforderlichen Datengrundlagen, gefolgt von der hydrologischen Modellierung zur Simulation von Zuflussganglinien zu den Kraftwerksstandorten. Im dritten Schritt werden die Restwasservorgaben für verschiedene Szenarien festgelegt, bevor abschließend die Energieproduktion mit und ohne Restwasserabgaben simuliert und analysiert wird.

Für die Analysen werden räumlich und zeitlich hochaufgelöste hydrologische Grundlagendaten verwendet. Die hydrologische Modellierung erfolgt KI-gestützt für alle Kraftwerke > 5 MW inkl. Wasserfassungen sowie für eine Auswahl von rund 700 Standorten von Kraftwerken ≤ 5 MW. Die energiewirtschaftliche Modellierung mit dem Kraftwerkseinsatzmodell IESopt umfasst alle Anlagen > 5 MW (> 200 Kraftwerksstandorte) und berücksichtigt die Fallhöhenabhängigkeit der Speicherwasserkrafterzeugung, Überleitungen, die Topologie der Speicherseen sowie hydrologische Zusammenhänge zwischen Oberliegern und Unterliegern in Kraftwerksketten. Die Analysen erfolgen nur auf gesamtösterreichischer Ebene mit aggregierten Ergebnissen; eine Untersuchung einzelner Anlagen wird nicht durchgeführt. Die Szenario-Analysen wurden in Abstimmung mit den Projektpartnern definiert.

Die Projektdurchführung erfolgte von November 2023 bis März 2026 in Zusammenarbeit und durch Finanzierung des BMLUK (Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Klima- und Umweltschutz, Regionen und Wasserwirtschaft) sowie Österreichs Energie. Ein Projektbeirat aus Vertretern des Vereins Kleinwasserkraft, Wien Energie GmbH, Verbund AG, ÖBB Infra AG und Illwerke vkw AG begleitete das Vorhaben fachlich.

Das RestStrom-Projekt baut auf der einzigen umfassenden Vorstudie zu dieser Thematik, der „Stigler-Studie“ aus 2005, auf.

1.3 Stand der Forschung: Stigler-Studie (2005)

Die einzige umfassende österreichweite Quantifizierung der Auswirkungen von Restwasservorschreibungen auf die Wasserkraft erfolgte 2005 durch Stigler et al. im Auftrag des BMLUK (ehem. Lebensministerium) und Österreichs Energie (ehem. Interessenvertretungen der Elektrizitätswirtschaft). Diese Studie bildet eine Referenz für das RestStrom-Projekt und soll im Rahmen dessen nun aktualisiert und mit neuen Methoden erweitert werden.

Im Juli 2005 wurde die Studie „Energiewirtschaftliche und ökonomische Bewertung potenzieller Auswirkungen der Umsetzung der EU-Wasserrahmenrichtlinie auf die Wasserkraft“ im Auftrag des Lebensministeriums, des Verbandes der Elektrizitätsunternehmen Österreichs, sowie der Vereinigung österreichischer Elektrizitätswerke und der Kleinwasserkraft Österreich veröffentlicht (Stigler et al., 2005). Dessen Ergebnisse werden im Folgenden zusammengefasst. Der Fokus liegt dabei auf der Bewertung potenzieller Restwasserabgaben.

Kleinwasserkraft (< 10 MW): Für die Kleinwasserkraft ergaben sich Erzeugungsverluste von 10,4 % bis 31,6 % je nach Restwasserszenario (MJNQ_t, 2/3 MJNQ_t, 1/2 MJNQ_t, 1/3 MJNQ_t). Als Datengrundlage standen 2.070 Anlagen mit 3.923 GWh zur Verfügung. Für die Berechnung der Verluste fehlten meist die erforderlichen Niederwasserkenngößen. Die Anlagen wurden daher 15 Bioregionen zugeordnet, für die normierte Dauerlinien ermittelt und anhand des lokalen MQ skaliert wurden.

(Pump-)Speicherkraftwerke: Für Speicherkraftwerke ergaben sich Erzeugungsverluste von 2,8 % bis 10,2 %. Es wurden 5.800 GWh (lt. Bericht Langfassung) bzw. 8.130 GWh (lt. Bericht Kurzfassung) der österreichischen Speicherkraftwerkskapazität erfasst. Aufgrund fehlender

Daten zu Restwassermengen hochalpiner Speicherkraftwerkssysteme (Fragant, Malta, Reißbeck-Kreuzeck, Kaprun, etc.) konnten die Verluste der Bachbeleitungen nicht ermittelt werden.

Laufkraftwerke (> 10 MW): Potenzielle Restwasservorschreibungen führten zu jährlichen Verlusten von 5,1 % bis 20,0 %. Da Restwasservorschreibungen bei Ausleitungskraftwerken eine besondere Rolle spielen und jedes Ausleitungskraftwerk andere Gegebenheiten aufweist, wurden die Kraftwerke einzeln untersucht. Die Verluste wurden auf Basis der Abflüsse, des Ausbaugrades, der technischen Beschränkungen und der bestehenden Restwasservorschreibungen berechnet. Laut Stigler-Studie (Kurzfassung) wurden 2.660 GWh von insgesamt rund 3.000 GWh Erzeugung aus Ausleitungskraftwerken berücksichtigt, was einem Erfassungsgrad von 90 % entspricht.

Nach 20 Jahren bildet das RestStrom-Projekt nun die Fortsetzung dieser Thematik mit einer umfassenden, aktuellen Datenbasis, flächendeckender, KI-gestützter hydrologischer Modellierung, detaillierter energiewirtschaftlicher Modellierung, und der Berücksichtigung geänderter Rahmenbedingungen (Klimawandel, neue Kraftwerke, geänderte Restwasservorschreibungen).

1.4 Begriffsdefinitionen

Ausleitungskraftwerk: Ein Ausleitungskraftwerk ist ein Wasserkraftwerk, das in einer Ausleitungsstrecke (Umleitungsstrecke) liegt. Ist diese Strecke ein offener Kanal, wird es auch als Kanalkraftwerk bezeichnet.

Fischaufstiegshilfen/Organismenwanderhilfen: Bauliche Einrichtungen, die es Fischen und anderen Wasserorganismen ermöglichen, Hindernisse wie Wehre oder Staumauern zu überwinden und ihre natürlichen Wanderrouen fortzusetzen.

Laufwasserkraftwerk: Wasserkraftanlage, die direkt im natürlichen Flusslauf errichtet ist und kontinuierlich den Durchfluss zur Stromerzeugung nutzt. Laufwasserkraftwerke besitzen keine oder relativ kleine Speicherkapazitäten. Diese Anlagen laufen üblicherweise im kontinuierlichen Betrieb als Grundlastanlagen.

Pumpspeicherkraftwerk: Kraftwerk mit tiefer gelegenem Speicherbecken und Pumpwerk, das Wasser in höher gelegene Speicher pumpt und bei Bedarf zur Stromerzeugung nutzt.

Restwasser: Der Abfluss, der nach einer Wasserentnahme (Ausleitung, Überleitung) im ursprünglichen Gewässerbett an einem bestimmten Querschnitt oberirdisch abfließt.

Restwasserstrecke: Die Entnahmestrecke (Restwasserstrecke, Mindestwasserstrecke) ist die ursprüngliche Gewässerstrecke zwischen der Ausleitungsstelle und der Rückgabestelle.

Restwasservorschriften: Die Restwasservorschrift (Pflichtwasser, Dotierwasser) ist der von der Behörde vorgeschriebene oberirdische Mindestdurchfluss einer Entnahmestrecke (Flussstrecke) unterhalb einer Ausleitungsstelle zu einer bestimmten Zeit.

Speicherkraftwerk: Wasserkraftwerke mit natürlichem Zufluss und Speichermöglichkeit in höher gelegenen Speichern zur bedarfsgerechten Erzeugung von Strom.

1.5 Gliederung des Berichts

Der vorliegende Bericht gliedert sich wie folgt: Nach dieser Einleitung werden in Kapitel 2 die umfassenden Datengrundlagen für die Analysen dargelegt, differenziert nach Klein-, Mittel- und Großwasserkraft sowie den hydrologischen Modellierungsdaten. Kapitel 3 dokumentiert die bestehenden Restwasservorschriften und deren Abbildung im Modell. Die untersuchten Restwasserszenarien werden in Kapitel 4 definiert. Kapitel 5 beschreibt die hydrologische Modellierung zur Generierung von Zuflussganglinien und Abflusskennwerten. Die energiewirtschaftliche Modellierung und die resultierenden Erzeugungsveränderungen für verschiedene Szenarien werden in Kapitel 6 präsentiert. Die Ergebnisvalidierung sowie eine Darstellung der Unsicherheiten erfolgten in Kapitel 7. Kapitel 8 fasst die wesentlichen Ergebnisse zusammen.

2 Datengrundlagen

In diesem Abschnitt werden die erhobenen Daten aufgelistet und beschrieben. Diese werden in weiterer Folge als Grundlage für die hydrologische und energiewirtschaftliche Modellierung herangezogen. Es handelt sich um allgemeine, sowie kraftwerksspezifische Informationen, die aus öffentlich zugänglichen Quellen erhoben, aber auch von Kraftwerksbetreibern zur Verfügung gestellt wurden.

2.1 Datengrundlagen Allgemein

In diesem Abschnitt sind jene Daten angeführt, die unabhängig von der Kraftwerksgröße zur Anwendung kamen.

2.1.1 Wasserbuchauszüge

Das Wasserbuch ist ein öffentliches Verzeichnis der Wasserbenutzungsrechte nach dem Wasserrechtsgesetz. Sämtliche von der Behörde genehmigte Rechte, ein bestimmtes Gewässer oder eine bestimmte Wassermenge benützen zu dürfen, sind in diesem Verzeichnis angeführt. Die Erhebung und Verwaltung der Wasserrechte liegen, gemäß dem föderalen Prinzip, in der Kompetenz der Bundesländer. Demzufolge sind sowohl die Wasserrechte als auch deren Implementierung in den geographischen Informationssystemen länderspezifisch in 9 unterschiedlichen Formen umgesetzt. Eine Übersicht ist in Tabelle 1 gegeben.

Tabelle 1 Übersicht der Wasserbücher der Bundesländer, sowie vorhandene GIS-Datensätze, die im Zusammenhang mit den Wasserbüchern stehen

Bundesland	Wasserbuch	Atlas	Gis-Datensatz	Quelle – GIS
Burgenland	https://wis.bgld.gv.at/WISOnline/	https://geodaten.bgld.gv.at/de/home.html	-	-
Kärnten	https://info.ktn.gv.at/wbonline/	https://kagis.ktn.gv.at/	https://www.data.gv.at/katalog/de/dataset/wasserrechte-karnten	(Land Kärnten, 2024b)

Bundesland	Wasserbuch	Atlas	Gis-Datensatz	Quelle – GIS
Niederösterreich	https://wis.noe.gv.at/	https://atlas.noe.gv.at/	-	-
Oberösterreich	https://e-gov.ooe.gv.at/wiswb/WISWBAuszug.jsp?	https://doris.ooe.gv.at/	https://www.data.gv.at/katalog/de/dataset/land-ooe_wasserbuch	(Land Oberösterreich, 2024)
Salzburg	https://service.salzburg.gv.at/wisonline/	https://www.salzburg.gv.at/	https://www.data.gv.at/katalog/de/dataset/wasserpunkte-land-salzburg	(Land Salzburg, 2024)
Steiermark	https://wis.stmk.gv.at/wisonlineext/	https://gis.stmk.gv.at	https://data.steiermark.at/cms/beitrag/11822084/97108894/?ApplInt_OGD_ID=1236	(Land Steiermark, 2024)
Tirol	https://wis.tirol.gv.at/wisSrvPublic/wis/wb/wb_search.aspx	https://maps.tirol.gv.at/	https://www.data.gv.at/katalog/de/dataset/land-tirol_wasserinformationentirol	(Land Tirol, 2024)
Vorarlberg	https://vowis.vorarlberg.at/wasserbuch	https://atlas.vorarlberg.at/	-	-
Wien	https://www.wien.gv.at/wisonline	https://www.wien.gv.at/	-	-

2.1.2 Meteorologie

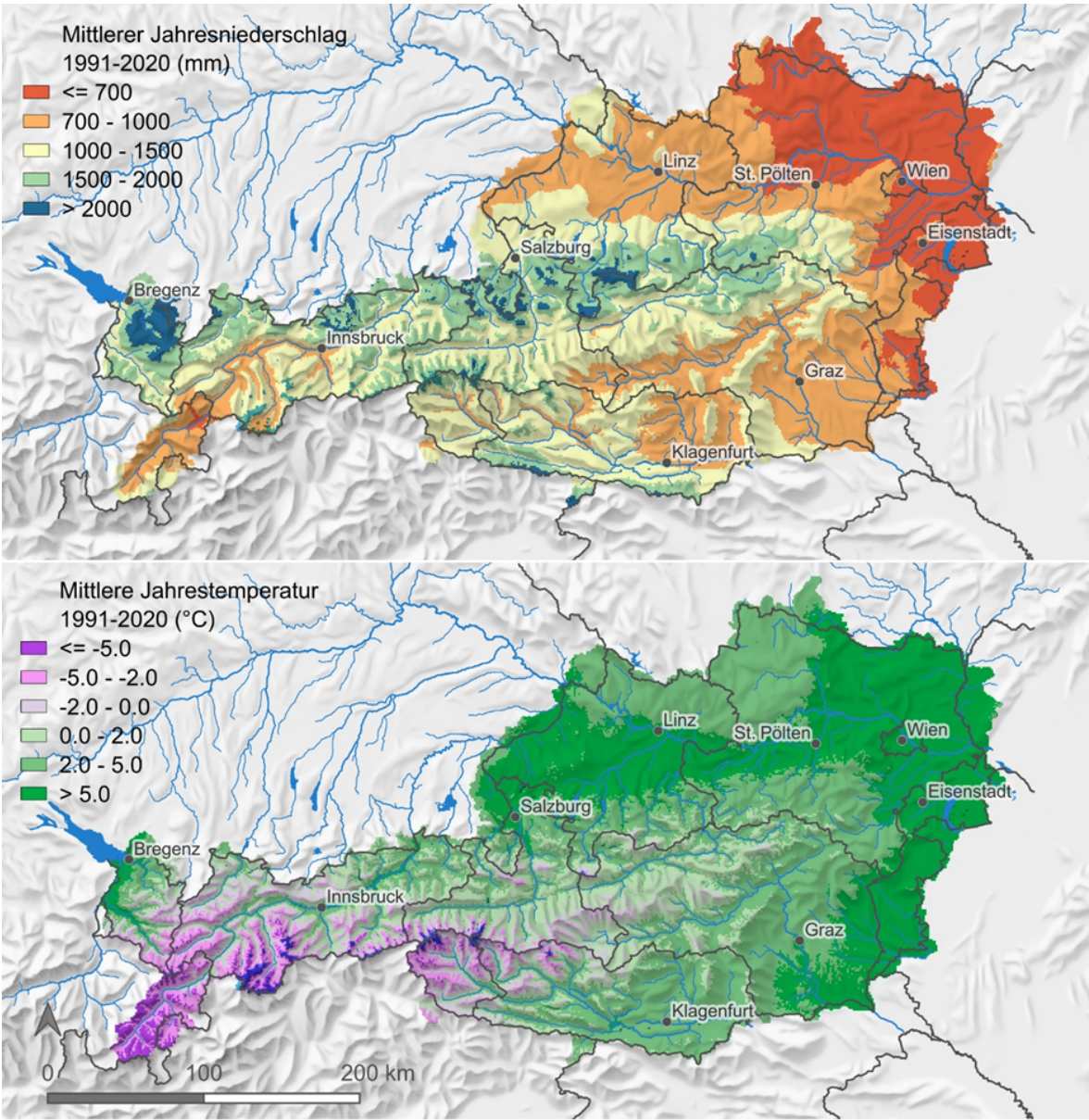
Der räumlich erweiterte SPARTACUS Datensatz (v2.1) der GeoSphere Austria (Hiebl & Frei, 2016a, 2018a) wurde zur Ermittlung der lokalen, langjährigen meteorologischen Klimadaten herangezogen. Der Datensatz liegt für den Zeitraum 1961 bis zur Gegenwart vor und enthält tägliche Temperaturminima (Tn), -maxima (Tx), sowie tägliche Niederschlagssummen (RR).

Der SPARTACUS (v2.1) Datensatz (siehe Tabelle 2) weist eine räumliche Auflösung von 1 x 1 km auf, wobei beim räumlich erweiterten SPARTACUS Datensatz (inkl. kleines deutsches Eck, siehe Abbildung 1) Niederschlagsdaten der Hydrographischen Dienste ohne Prüfung einbezogen werden.

Tabelle 2 Übersicht zu den SPARTACUS -Daten

Gebiet	Produkt	Auflösung	Format	Quelle
Österreich	gegruppierter Datensatz, räumliche Verteilung von beobachteter Lufttemperatur, Niederschlag und absoluter Sonnenscheindauer	1x1 km, täglich	ncdf4	https://data.hub.geosphere.at/dataset/spartacus-v2-1d-1km

Abbildung 1 Mittlerer Jahresniederschlag (oben) und Jahrestemperatur (unten) für Österreich für die Periode 1991–2020 (Datenquelle: SPARTACUS (v2.1), GSA (2024))



Hermegger, M., Ehrendorfer, C., Bögl, E., Klingler, C., Feigl, M., Schwabeneder, D., Totschnig, G. (2026). Auswirkungen von Restwasservorschriften auf die Stromerzeugung (RestStrom). Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Land- und Forstwirtschaft, Klima- und Umweltschutz, Regionen und Wasserwirtschaft sowie Österreichs Energie.

2.1.3 Digitales Geländemodell

Das verwendete digitale Geländemodell (siehe Tabelle 3) wurde auf Basis der Airborne Laserscan Befliegungen der Länder ermittelt und weist eine Auflösung von 10 m x 10 m auf (Land Kärnten, 2024a).

Tabelle 3 Produktbeschreibung des verwendeten Geländemodells

Gebiet	Produkt	Auflösung	Format	Quelle
Österreich	10 m DEM Österreich Bessel Lambert Coniformal Conic	10 x 10 m	geotiff	https://www.data.gv.at/katalog/de/dataset/land-ktn_digitales-gelandemodell-dgm-osterreich

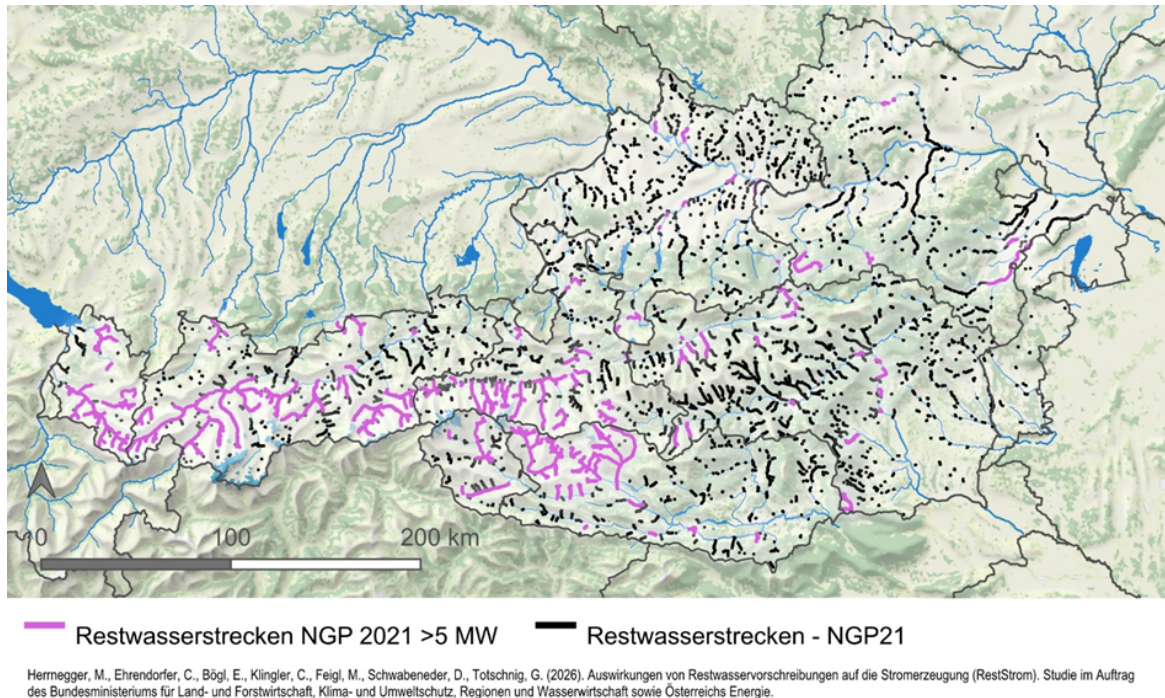
2.1.4 Restwasserstrecken

Restwasserstrecken sind Fließgewässerabschnitte, bei denen aufgrund menschlicher Nutzungen die Wasserführung defizitär gegenüber dem natürlichen Zustand ist. Sie wurden im Nationalen Gewässerbewirtschaftungsplan 2021 erfasst (BMLRT, 2021; Umweltbundesamt, 2024b) und vom Umweltbundesamt zur Verfügung gestellt (siehe Tabelle 4). In Abbildung 2 sind diese Fließgewässerabschnitte visualisiert. Restwasserstrecken, die mit Kraftwerken > 5 MW verknüpft sind, sind in Pink hervorgehoben. Diese wurden aus den digitalisierten Wasserfassungen (siehe Kapitel 2.4.2) mittels eines GIS-Algorithmus erhoben.

Tabelle 4 Produktbeschreibung der Restwasserstrecken gemäß NGP 2021

Gebiet	Produkt	Format	Quelle
Österreich	Gewässerhydrologie Restwasserstrecken, NGP	GPKG	https://www.data.gv.at/katalog/datasets/4a6f0b2c-a6aa-4166-9c0e-96bb03bd12a1

Abbildung 2 Ausgewiesene Restwasserstrecken in Österreich gemäß dem nationalen Gewässerbewirtschaftungsplan (schwarz). Jene Restwasserstrecken, die auf KW > 5 MW zurückzuführen sind, sind in pink dargestellt



2.2 Datengrundlage Kleinwasserkraft (≤ 5 MW)

Die Kategorie der Kleinwasserkraftwerke (KWK) wird mit einem Schwellenwert der Engpassleistung von kleiner oder gleich 5 MW festgelegt. Die erhobenen Informationen umfassen den Kraftwerkstyp, den Betriebsstatus, Erhebung zugehöriger Wasserfassung(en), sowie die Leistungsdaten der jeweiligen Anlage (Engpassleistung, Regelarbeitsvermögen, Bruttofallhöhe, Ausbauwassermenge).

Bestehende Restwasservorschriften werden mit deren genauer Beschreibung erfasst, und in eine für die Modellierung anwendbare Form übersetzt (siehe Kapitel 3).

Als topographische Information wird die Geländehöhe des Standorts ergänzt. Zur Abbildung der lokalen klimatischen Gegebenheiten wurde das langjährige Jahresmittel für Niederschlag und Temperatur für den Zeitraum 2000–2021 ermittelt und standortspezifisch ergänzt.

Des Weiteren wird jedem Kraftwerksstandort die Fließgewässer-Bioregion, welche im Nationalen Gewässerbewirtschaftungsplan auf Basis einer abiotischen Typisierung festgelegt wurde, zugewiesen (BMLRT, 2021). Des Weiteren wird das Bundesland als Attribut ergänzt.

Das Ergebnis dieser Datenerhebung wird in weiterer Folge als „Kleinwasserkraftwerk Datenbasis“ bezeichnet.

Die Auswirkungen der Restwasservorschreibungen auf die Kleinwasserkraft werden auf Basis einer räumlich und energiewirtschaftlich repräsentativen Stichprobe der Größenordnung von 10 bis 15 % der Gesamtheit der Kleinwasserkraftwerke in Österreich abgeschätzt. Die Ermittlung dieser Stichprobe wird in Kapitel 2.3 dargestellt.

Die in Tabelle 5 angeführten Informationen wurden zur Ermittlung des Kleinwasserkraftdatensatzes zusammengetragen.

Tabelle 5 Übersicht der herangezogenen Daten zu Kleinwasserkraftwerken, sowie deren Quelle

Informationen	Datenquelle
Standort, Name, Eigentümer, Wasserbuch-ID, Restwasservorschreibung, Lage Wasserfassung	Wasserbücher
Engpassleistung, Ausbaudurchfluss, Bruttofallhöhe, Regelarbeitsvermögen, Typ, Status,	Wasserbücher, Verein Kleinwasserkraft, PÖYRY 2018
Höhenlage, langjähriger Niederschlag, langjährige Temperatur, Bioregion	Open Government Data, SPARTACUS, Nationaler Gewässerbewirtschaftungsplan

2.2.1 Individuelle Erhebung der Wasserrechtsauszüge

Um ein händisches Durchsuchen der Wasserbücher zu umgehen, wurde mittels Web Scraper ein automatisierter Ansatz verwendet. Darin wird der HTML-Code einer Webseite auf Informationen in Blöcken mit individuellen Pfaden abgetastet und erfasst. Bei Datenbanken mit homogener Struktur kann somit die Information zahlreicher Seiten automatisiert abgerufen werden. Aufgrund von Unterschieden in der Struktur und Bezeichnungen der Kraftwerksattribute der Wasserbücher musste die Auswahl der Selektoren jeweils individuell angepasst werden.

Die Anwendung des Web Scrapers bedarf der Kenntnis der einzelnen Web-Links zu den Wasserrechten. Diese wurden wie in Tabelle 1 angeführt, wo vorhanden, aus den „GIS-Datensätzen“ der Bundesländer entnommen. In den Bundesländern Burgenland, Niederösterreich, Vorarlberg und Wien wurden aus den GIS-Informationssystemen der Länder, in Tabelle 1 als „Atlas“ bezeichnet, die Kraftwerke erfasst und die Web-Links extrahiert. Auf diese Art wurden für rund 4.900 Kraftwerksstandorte Informationen gesammelt.

2.2.2 Individuelle Erhebung der bestehenden Restwasservorgaben

Die Information, ob eine Restwasservorschreibung im Wasserrecht der jeweiligen Anlage vorhanden ist, wurde unter Anwendung eines Large Language Models (LLM) erfasst. Die Bezeichnung als Restwassermenge ist wiederum nicht bundesweit einheitlich, sondern umfasst u. A. folgende Begriffe: Restwasser, Dotierwasser, Dotierwasserabgabe, Mindestwasser oder Pflichtwassermenge. Die daraus ermittelte Information sagt lediglich aus, ob Restwasservorgaben vorhanden sind. Die tatsächliche Menge und Art der Abgabe wurden manuell erfasst.

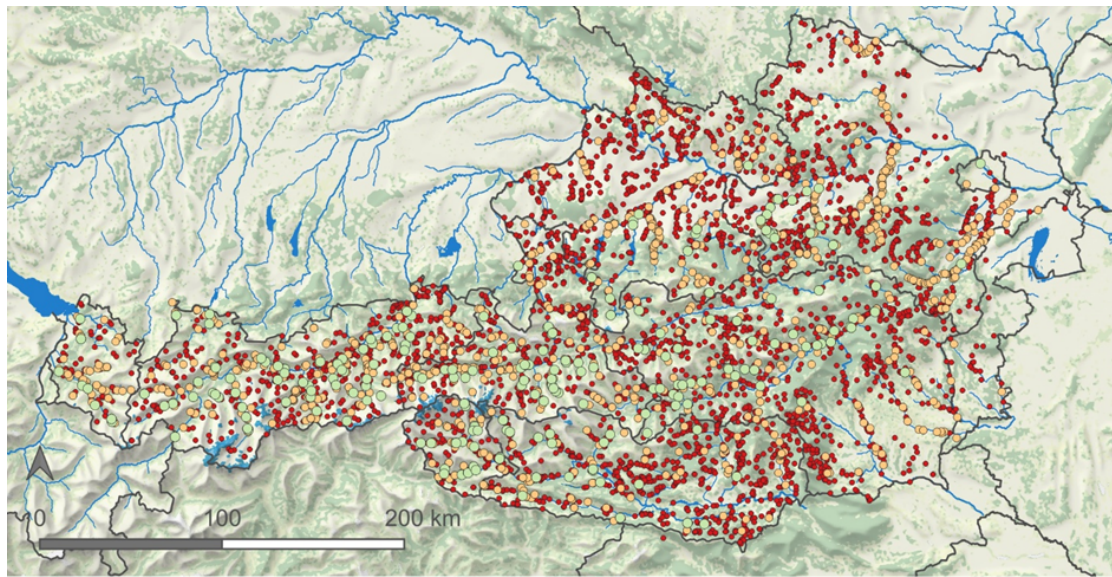
2.2.3 Bestandsliste Verein Kleinwasserkraft

Der Verein Kleinwasserkraft führt eine Bestandsliste der Kleinwasserkraftwerke in Österreich. Diese umfasst 4.082 Anlagen, wobei für 2.800 Informationen zu den Leistungsdaten vorhanden sind (Regelarbeitsvermögen, Ausbaudurchfluss, Fallhöhe).

2.2.4 Wasserkraftpotenzialstudie Österreich - PÖYRY 2018

PÖYRY (nun AFRY, ist ein skandinavisches Beratungs- und Ingenieurdienstleistungsunternehmen mit Zweigstelle in Österreich) führte im Jahr 2018 im Auftrag von Österreichs Energie eine Studie zur Ermittlung des österreichischen Wasserkraftpotenzials durch (PÖYRY, 2018). Das Hauptaugenmerk lag auf der Aktualisierung der Größen des aktuellen Kraftwerksbestands sowie des technisch-wirtschaftlichen Gesamt- und Restpotenzials. Die erfassten Kraftwerksdaten umfassen die in Abbildung 3 ersichtlichen 5.514 Standorte.

Abbildung 3 5.514 erfasste Kleinwasserkraftwerksstandorte (≤ 5 MW)



Pöyry (2018): Wasserkraftwerke < 5 MW
Engpassleistung [kW]

- 0 - 100
- 100 - 1000
- 1000 - 5000

Hermegger, M., Ehrendorfer, C., Bögl, E., Klingler, C., Feigl, M., Schwabeneder, D., Totschnig, G. (2026). Auswirkungen von Restwasservorschriften auf die Stromerzeugung (RestStrom). Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Land- und Forstwirtschaft, Klima- und Umweltschutz, Regionen und Wasserwirtschaft sowie Österreichs Energie.

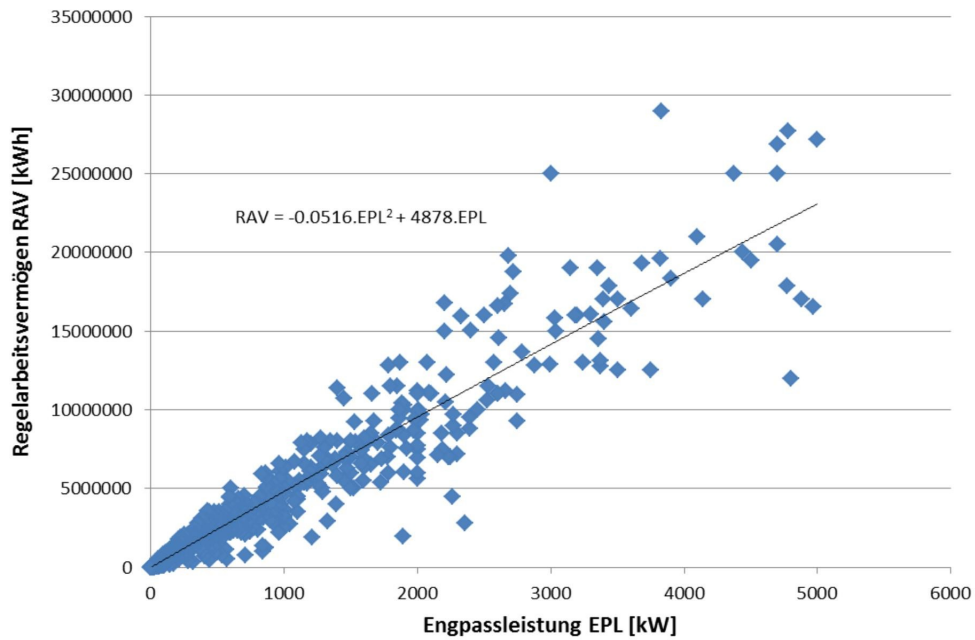
(PÖYRY, 2018)

In der Studie von PÖYRY (2018) wurden die Daten nicht systematisch auf Plausibilität und Vollständigkeit geprüft, wobei aber einige automatische Filteralgorithmen angewandt wurden, um unplausible Daten zu identifizieren. Insbesondere das Attribut der Engpassleistung wurde v.a. bei kleineren und älteren Anlagen durch eine Abschätzung basierend auf Bruttofallhöhe und Ausbaudurchfluss ergänzt. Bei Kraftwerken, die keine dieser beiden Leistungsattribute vorweisen konnten, wurde unter der Annahme, dass es sich um kleine und ältere Einträge handelt, eine Engpassleistung (EPL) von 76 kW und ein Regelarbeitsvermögen (RAV) von 372 MWh angesetzt. Bei Anlagen mit unbekanntem Status wurde angenommen, dass ein Viertel außer Betrieb sind und daher das RAV dieser Anlagen mit unbekanntem Status um 25 % reduziert (PÖYRY, 2018). Aufgrund dieser pauschalen Annahmen wurden die abgeschätzten Leistungsdaten dieser Kraftwerke mit unbekanntem Status nicht in die Datenbasis der Kleinwasserkraftwerke übernommen.

Des Weiteren wurde von Pöyry eine Regressionsfunktion (Abbildung 4) aus rund 1.800 vollständigen Einträgen zwischen der Engpassleistung (EPL) und dem Regelarbeitsvermögen (RAV) ermittelt:

$$\text{RAV} = -0.052 \times \text{EPL}^2 + 4878 \times \text{EPL}$$

Abbildung 4 Korrelation zwischen EPL und RAV bei Anlagen ≤ 5 MW



(Quelle: PÖRY, 2018)

2.2.5 Fließgewässer-Bioregionen

Die Fließgewässer-Bioregionen sind in Zusammenhang mit anderen Parametern Grundlage für Gewässertypisierungen. Die Außengrenzen sind zumeist mit Einzugsgebietsgrenzen identisch und wurden auf Basis des Makrozoobenthos ausgewiesen (BMLRT, 2021; Umweltbundesamt, 2024a). Es wurden in Österreich 15 Bioregionen festgelegt, die in Abbildung 5 zu sehen sind und deren Datenquelle in Tabelle 6 angeführt ist.

Abbildung 5 Bioregionen Österreich auf Basis des Makrozoobenthos

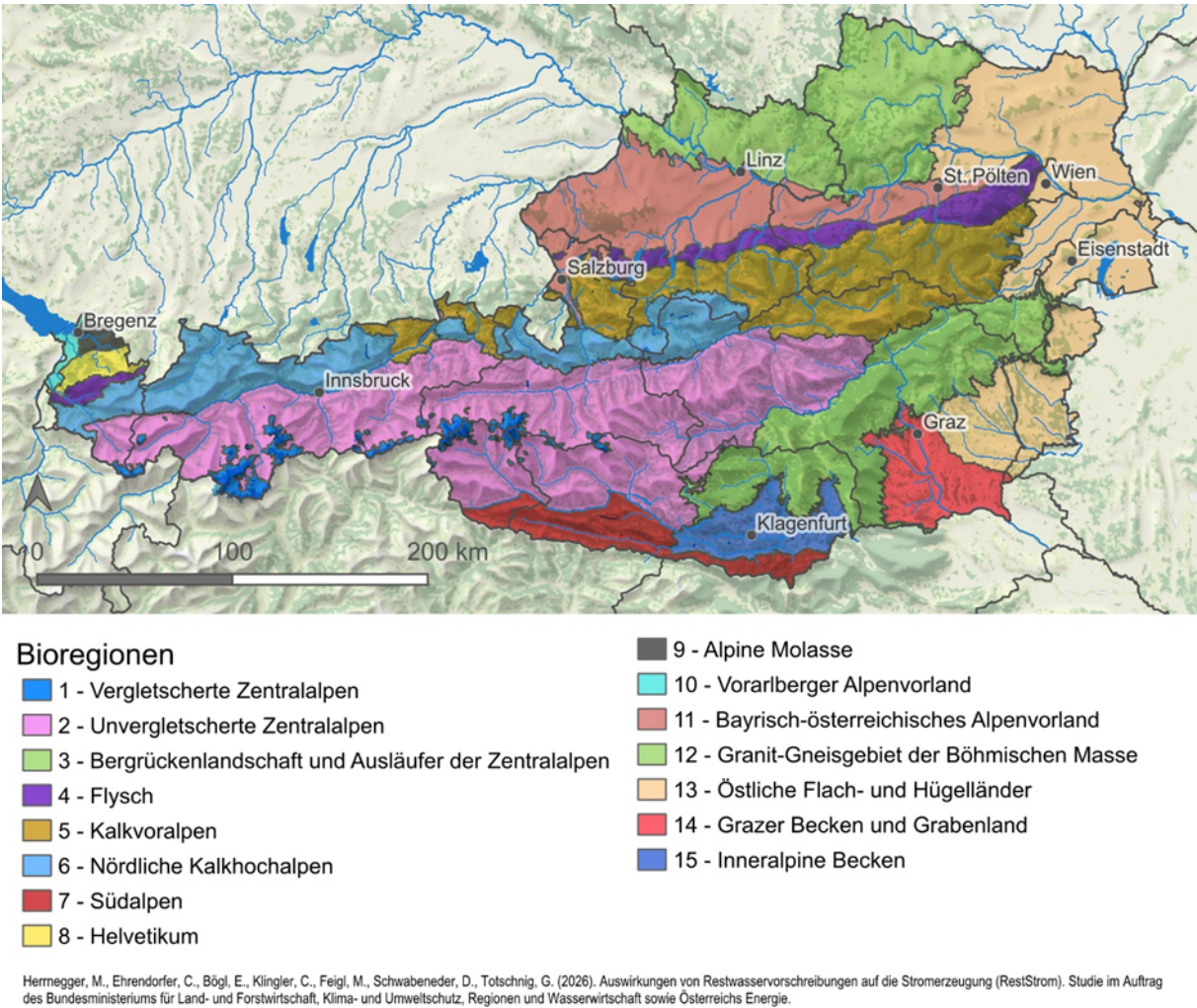


Tabelle 6 Produktbeschreibung der Fließgewässer-Bioregion gemäß NGP 2021

Gebiet	Produkt	Format	Quelle
Österreich	Bioregionen, Österreich	GPKG	https://www.data.gv.at/katalog/datasets/0533d308-d834-448c-a5e7-a8b08c612cfa

2.2.6 Festlegung der Datenbasis Kleinwasserkraft

Ausgangslage für die Erstellung der Datenbasis der Kleinwasserkraftwerke war die Zusammenführung der Daten von PÖYRY, Verein Kleinwasserkraft und der von der BOKU erfassten Wasserbuch-Daten. Dies erfolgte nach den Kriterien der räumlichen Nähe, der Wasserbuch-

Postleitzahl, sowie der Namen der Kraftwerke. Nachfolgend werden die Selektionskriterien für die finale Datenbasis erläutert.

- **Art des Kraftwerks**

Im Verzeichnis der Kleinwasserkraftwerke der PÖYRY Studie wurde auf Basis des Wasserbuchverzeichnisses die Art des Kraftwerks definiert. Diese Studie beschränkt sich auf die Kategorie der "Ausleitungskraftwerke".

- **Datenvollständigkeit**

Grundlage für die weitere Auswertung ist die Vollständigkeit der Attribute pro Anlage. Dazu zählen Standort, Name, Eigentümer, Wasserbuch-ID, Restwasservorschreibung, Lage Wasserfassung, Engpasseleistung, Ausbaudurchfluss, Bruttofallhöhe, Regelarbeitsvermögen, Typ, Status, Höhenlage, langjähriger Niederschlag, langjährige mittlere Temperatur, und Bioregion (siehe Tabelle 5). Hauptursache für eine Unvollständigkeit waren unzureichende Informationen zu den Leistungsdaten, wie Engpasseleistung, Fallhöhe, und Ausbaudurchfluss.

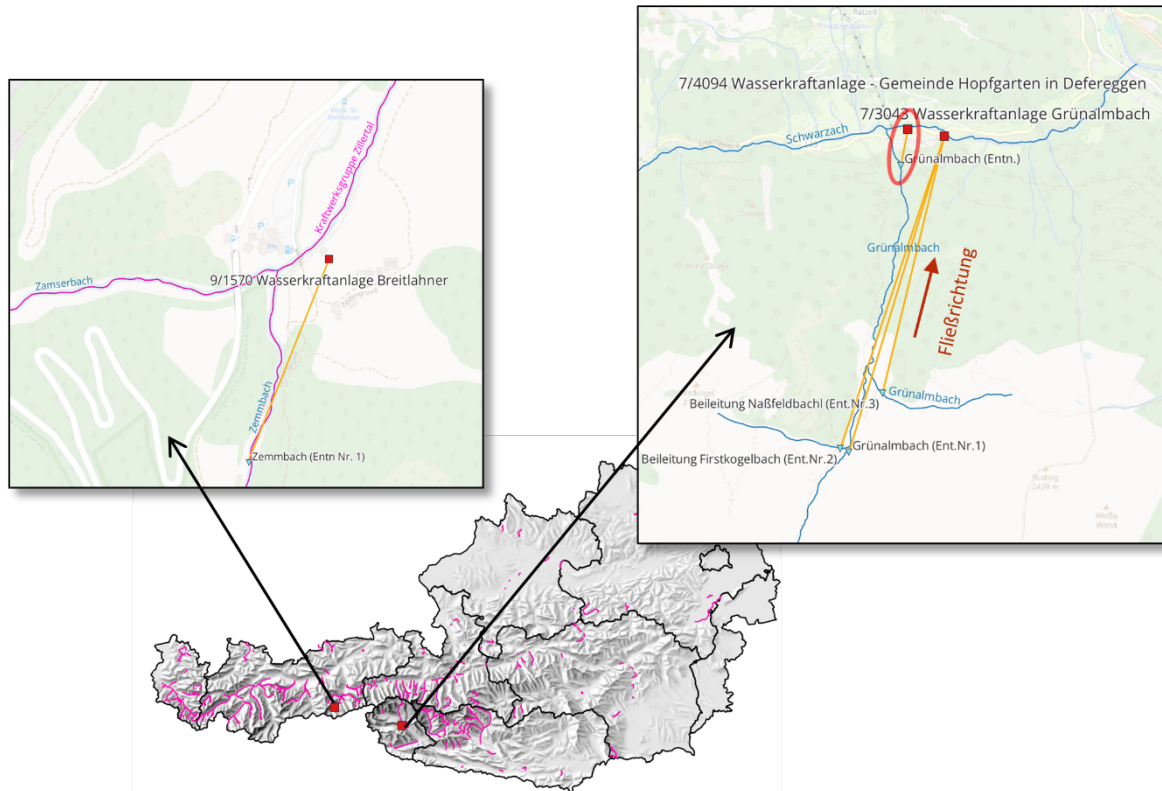
Eine fehlende Zuordnung zu einem Wasserbucheintrag (und folglich keine Verortung der Wasserfassung(-en)), sowie eine Außerbetriebnahme der Anlage, führten zu einem Ausscheiden. Weiters wurden Speicher-, Trinkwasser- oder Quellskraftwerke ausgeschlossen, da hier Zeitreihen über Betriebsregelungen oder Quellschüttungen vorliegen müssten.

- **Unabhängigkeit**

Die weitere hydrologische Modellierung der Kleinwasserkraft bedarf natürlicher Einzugsgebiete. Aus diesem Grund wurden nur jene Kraftwerke herangezogen, deren Einzugsgebiete nicht durch Wasserfassungen anderer Kraftwerke beeinflusst sind. Die durch Überleitungen, Schwell- oder Speicherbetrieb beeinflussten Fließstrecken wurden ausgewiesen und bei der Auswahl der Kleinwasserkraftwerke berücksichtigt.

Ein Beispiel für zwei Kraftwerke deren natürlicher Zufluss beeinträchtigt ist, ist in Abbildung 6 dargestellt. Die Wasserkraftanlage Breitlahner (links) entnimmt Wasser aus der Restwasserstrecke (Zemmbach, pink) einer anderen Kraftwerksgruppe, und ist demnach nicht unbeeinflusst. Die Fassung des Kraftwerks der Gemeinde Hopfgarten in Deferegggen (rechts, rot eingekreist) ist beeinflusst durch mehrere Wasserfassungen im Oberlauf für das Kraftwerk Grünalmbach und wird daher auch aus der Datenbasis entfernt.

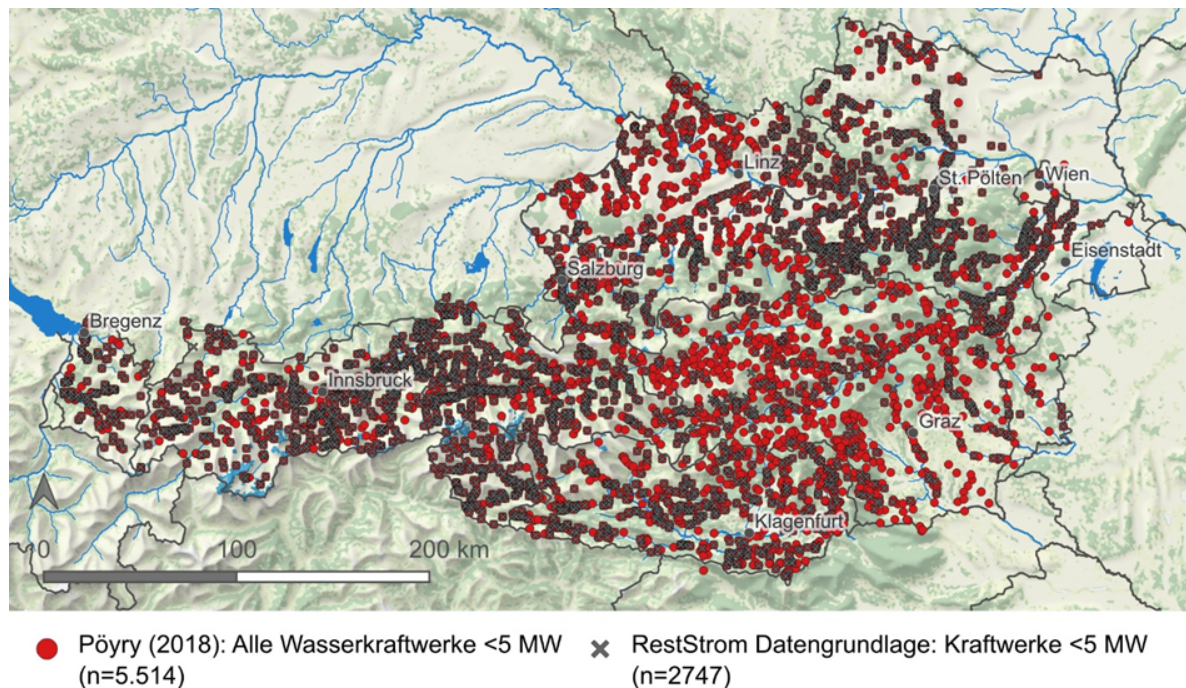
Abbildung 6 Unten: Übersicht der Restwasserstrecken in Österreich. Oben: Zwei Beispiele für Kraftwerke, deren hydrologische Unabhängigkeit durch Wasserentnahmen anderer Kraftwerke nicht gegeben ist



Finaler Datensatz für die Stichprobe

Die Ausgangszahl von 5.514 Kraftwerken in der PÖYRY-Studie reduzierte sich aufgrund der Art des Kraftwerks (nur Ausleitungskraftwerke), durch das Kriterium der ausreichenden Datenverfügbarkeit und der Unabhängigkeit schlussendlich auf 2.747 Kraftwerke. In Abbildung 7 ist die finale Datengrundlage räumlich dargestellt. Es ist zu erkennen, dass sich die Kraftwerksanzahl insbesondere in der Steiermark, Unterkärnten, dem Voralpenland in Oberösterreich, und dem Burgenland am stärksten reduziert.

Abbildung 7 Räumliche Verteilung der Datengrundlage der Kleinwasserkraftwerke



Hermegger, M., Ehrendorfer, C., Bögl, E., Klingler, C., Feigl, M., Schwabeneder, D., Totschnig, G. (2026). Auswirkungen von Restwasservorschriften auf die Stromerzeugung (RestStrom). Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Land- und Forstwirtschaft, Klima- und Umweltschutz, Regionen und Wasserwirtschaft sowie Österreichs Energie.

2.2.6.1 Restwasservorschriften

Für rund 70 % der Wasserkraftwerke sind keine Restwasservorschriften in den Wasserbüchern vorhanden.

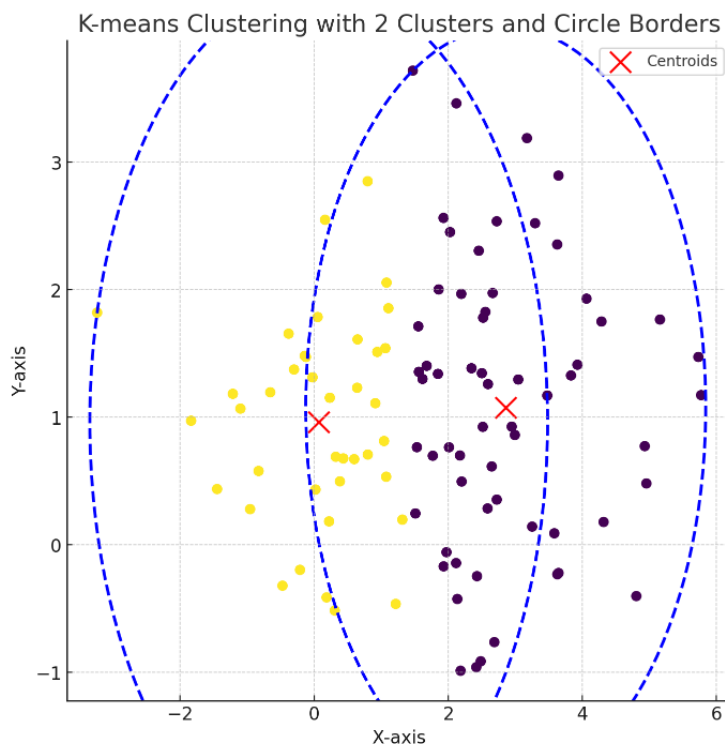
2.3 Festlegung der Stichprobe für Kleinwasserkraftwerke

Die Modellierung der Wasserkraftproduktion für die gesamte Datenbasis ist im Rahmen dieses Projekts nicht durchführbar. Obwohl eine vollständige Datenbasis vorliegt, müssten für alle Kraftwerke Zufluss-Zeitreihen simuliert werden. Allein die Ableitung der Einzugsgebiete wäre mit nicht vertretbarem Aufwand verbunden. Daher wird die Kleinwasserkraft anhand einer räumlich und energiewirtschaftlich repräsentativen Stichprobe von ca. 10 bis 15 % der Datenbasis modelliert. Die Ergebnisse werden anschließend auf Basis des Regelarbeitsvermögens auf Gesamtösterreich hochgerechnet.

2.3.1 Stichprobenstratifizierung

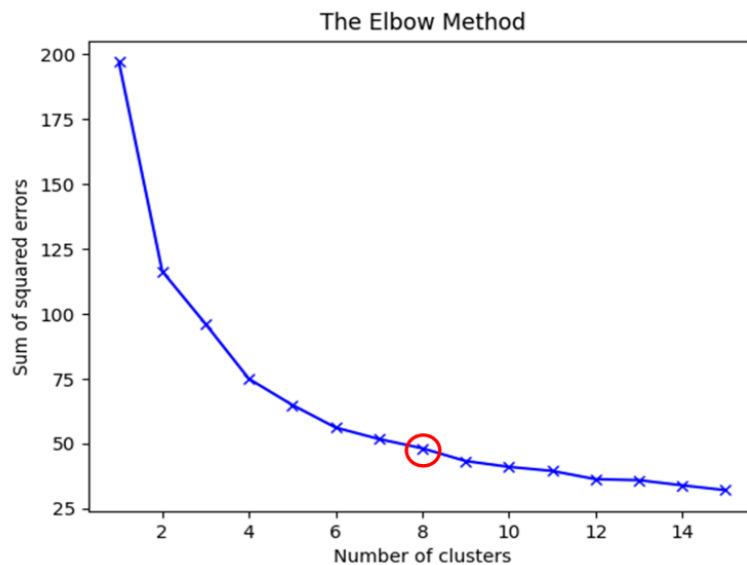
Eine repräsentative Stichprobe ist eine Teilmenge der Grundgesamtheit, die deren wesentliche Eigenschaften widerspiegelt. Clustering gewährleistet, dass alle relevanten Subgruppen der Grundgesamtheit in der Stichprobe entsprechend ihrem Anteil vertreten sind. Die Clusterabgrenzung basiert auf dem statistischen Abstand der Datenpunkte vom jeweiligen Clusterzentrum (Zentroid) im mehrdimensionalen Raum (siehe Abbildung 8).

Abbildung 8 Beispiel für k-means Clustering bei zwei Variablen. Jeder Datenpunkt wird dem nächstgelegenen Zentroid zugeordnet. Die blauen Ellipsen zeigen den Einflussbereich der Zentroide



Zur Bestimmung der optimalen Clusteranzahl wurde die Elbow-Methode angewendet. Dabei wird der k-means-Algorithmus für verschiedene Clusterzahlen durchgeführt und jeweils die Summe der quadratischen Abweichungen (SSE) berechnet. Diese wird gegen die Clusteranzahl aufgetragen. Ein deutlicher Knick ("Ellbogen") im Kurvenverlauf zeigt die optimale Anzahl an (Thorndike, 1953). Der Kurvenverlauf in Abbildung 9 deutet auf einen Bereich von 4–6 Clustern hin; nach mehreren Testläufen und in Abstimmung mit den Auftraggebern und dem Projektbeirat wurde eine konservativere Einteilung in 8 Klassen gewählt.

Abbildung 9 Elbow-Methode nach Thorndike (1953) zur Bestimmung der optimalen Clusteranzahl

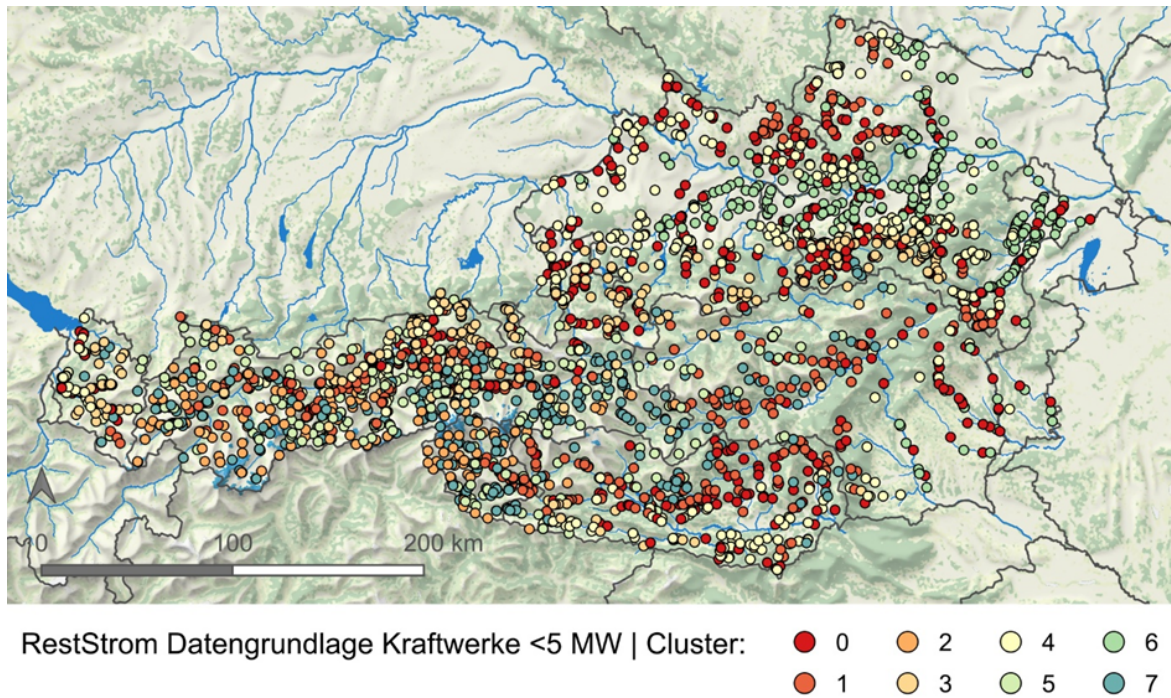


Für die Klassifizierung wurden folgende 8 Kenngrößen herangezogen:

- Engpassleistung EPL (kW)
- Ausbaudurchfluss Q_a (m³/s)
- Fallhöhe H_b (m)
- Vorhandene Restwasservorschreibung (ja/nein)
- Seehöhe der Anlage (m.ü.A.)
- Mittlerer Jahresniederschlag RR (mm)
- Mittlere Jahrestemperatur T_n (°C)
- Bioregion (1-15)

Sämtliche 2.747 Anlagen wurden anhand dieser 8 Kenngrößen in 8 Klassen eingeteilt. Abbildung 10 zeigt die räumliche Verteilung der Cluster.

Abbildung 10 Clustereinteilung der Kleinwasserkraftwerke (n = 2.747)

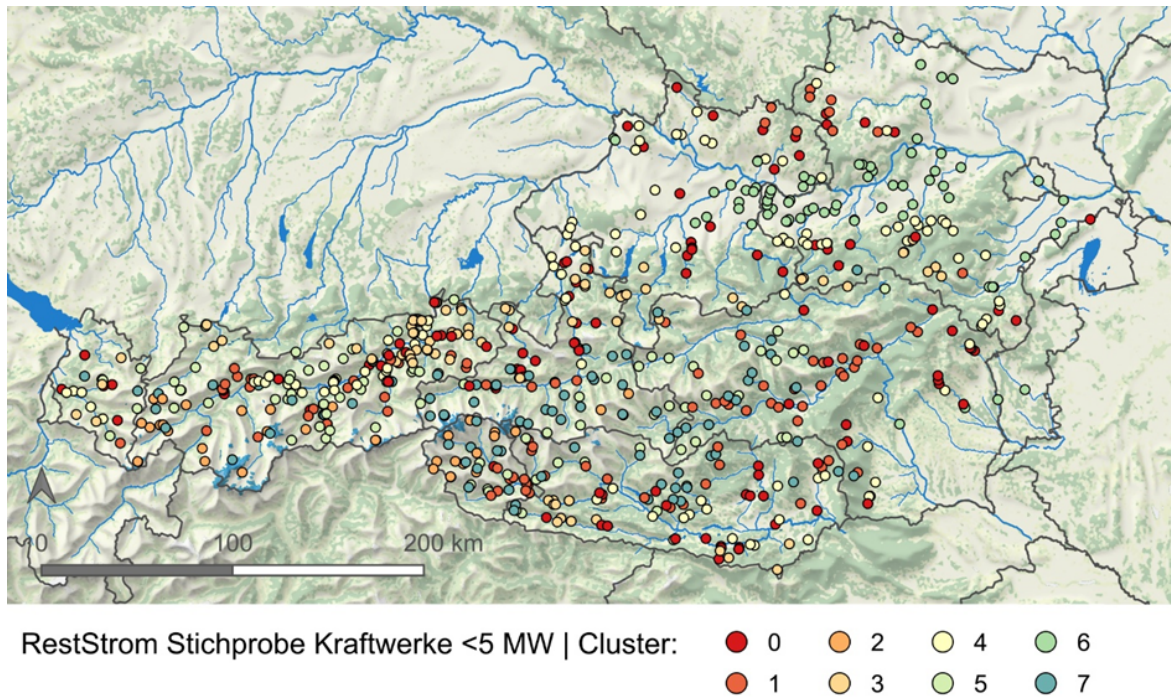


Hermegger, M., Ehrendorfer, C., Bögl, E., Klingler, C., Feigl, M., Schwabeneder, D., Totschnig, G. (2026). Auswirkungen von Restwasservorschriften auf die Stromerzeugung (RestStrom). Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Land- und Forstwirtschaft, Klima- und Umweltschutz, Regionen und Wasserwirtschaft sowie Österreichs Energie.

2.3.2 Auswahl der Stichprobe

Die Stichprobengröße wurde mit 703 Anlagen festgelegt. Dies entspricht bei 5.514 Kraftwerken österreichweit einem Anteil von ca. 13 %. Die Auswahl erfolgte proportional geschichtet: Aus jedem der 8 Cluster wurde ein Anteil entnommen, der dem prozentualen Anteil dieses Clusters in der Grundgesamtheit entspricht. Dadurch bleibt das Verhältnis zwischen Gesamtanzahl und Clustergrößen gleich. Abbildung 11 zeigt die resultierende räumliche Verteilung der Stichprobe.

Abbildung 11 Räumliche Verteilung der Stichprobe der Kleinwasserkraftwerke (n = 703)



Hermegger, M., Ehrendorfer, C., Bögl, E., Klingler, C., Feigl, M., Schwabeneder, D., Totschnig, G. (2026). Auswirkungen von Restwasservorschriften auf die Stromerzeugung (RestStrom). Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Land- und Forstwirtschaft, Klima- und Umweltschutz, Regionen und Wasserwirtschaft sowie Österreichs Energie.

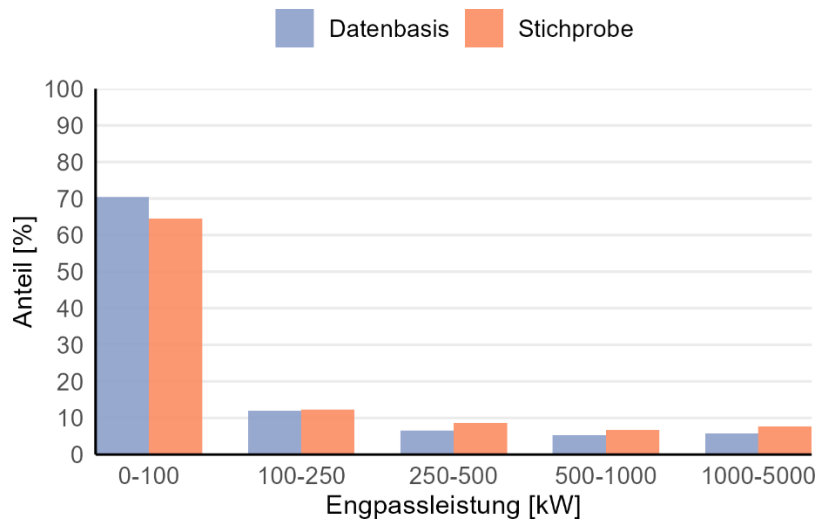
2.3.3 Repräsentanz der Stichprobe

In diesem Abschnitt wird die Repräsentanz der Stichprobe in Bezug auf die Datenbasis (n = 2.747) anhand diverser Attribute überprüft.

2.3.3.1 Kriterium Engpassleistung

In Bezug auf die Engpassleistung passen Stichprobe und Datenbasis gut zusammen (siehe Abbildung 12). Die Verteilung zeigt eine deutliche Dominanz der Kleinstkraftwerke bis 100 kW mit 70 % in der Datenbasis und 65 % in der Stichprobe. Die weiteren Klassen sind mit jeweils 5–12 % vertreten, wobei die Verteilung zwischen Stichprobe und Datenbasis über alle Klassen hinweg recht gut vergleichbar ist.

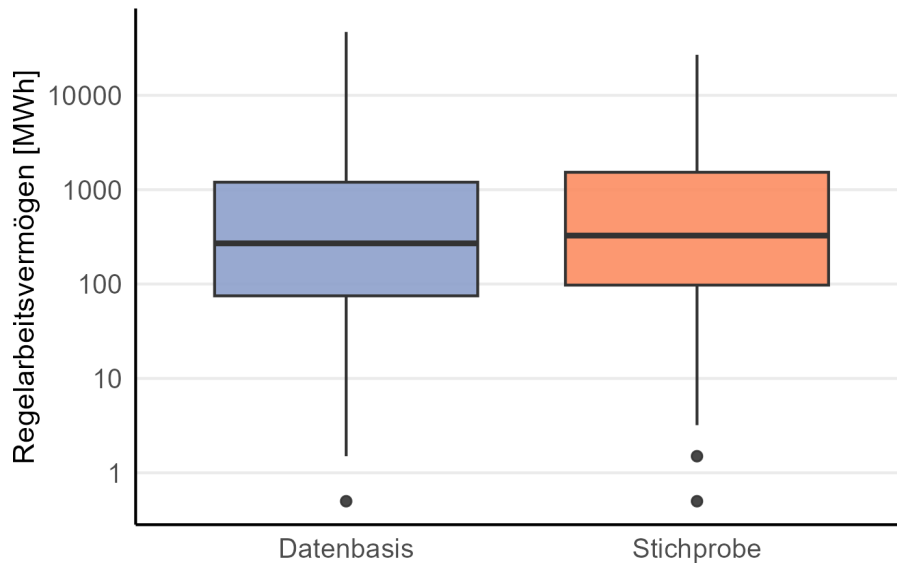
Abbildung 12 Histogramm des relativen Verhältnisses der Stichprobe zur Datenbasis in Bezug auf das Kriterium der Engpassleistung für unterschiedliche Klassenbreiten



2.3.3.2 Kriterium Regelarbeitsvermögen

Wie in Abbildung 13 ersichtlich, weist das Regelarbeitsvermögen der Datenbasis und der Stichprobe eine sehr ähnliche Verteilung auf. Der Mittelwert der Stichprobe liegt mit 1610 MWh höher als jener der Datenbasis mit 1.464 MWh. Die Quartile zeigen vergleichbare Werte: Das 1. Quartil beträgt 75 MWh (Datenbasis) bzw. 97,5 MWh (Stichprobe), das 3. Quartil 1.200 MWh bzw. 1.530 MWh. Beide Verteilungen weisen eine starke Rechtsschiefe mit Ausreißern im oberen Bereich auf (Maximum: 46.900 MWh in der Datenbasis, 26.870 MWh in der Stichprobe).

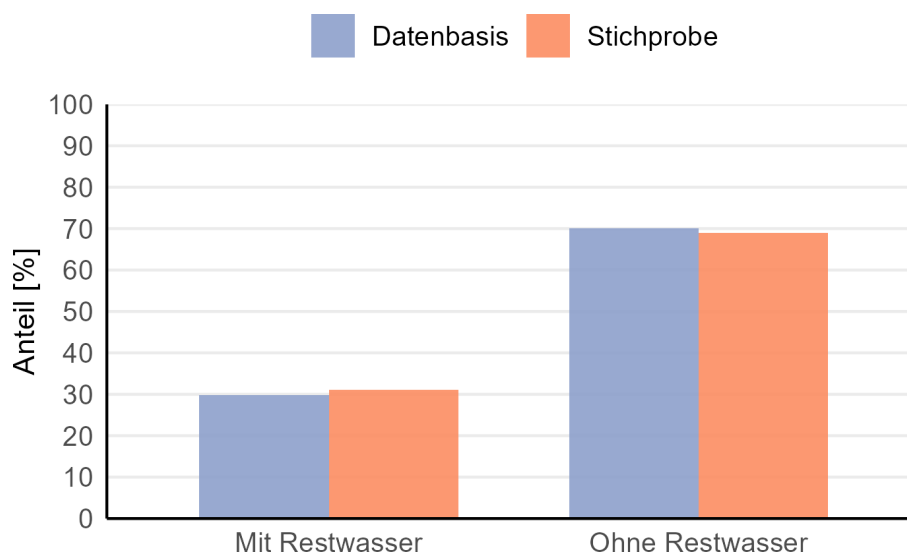
Abbildung 13 Boxplot der Verteilung des Regelarbeitsvermögens (MWh) für die Stichprobe (links) und die Datenbasis (rechts). Die Y-Achse ist aufgrund der Werte in verschiedenen Größenordnungen logarithmisch dargestellt



2.3.3.3 Kriterium Restwasser

Bei der Datenbasis und Stichprobe sind bei rund 30 % der Kraftwerke Restwasservorschriften vorhanden. Entsprechend weisen rund 70 % der Daten keine dokumentierten Restwasservorschriften auf (siehe Abbildung 14).

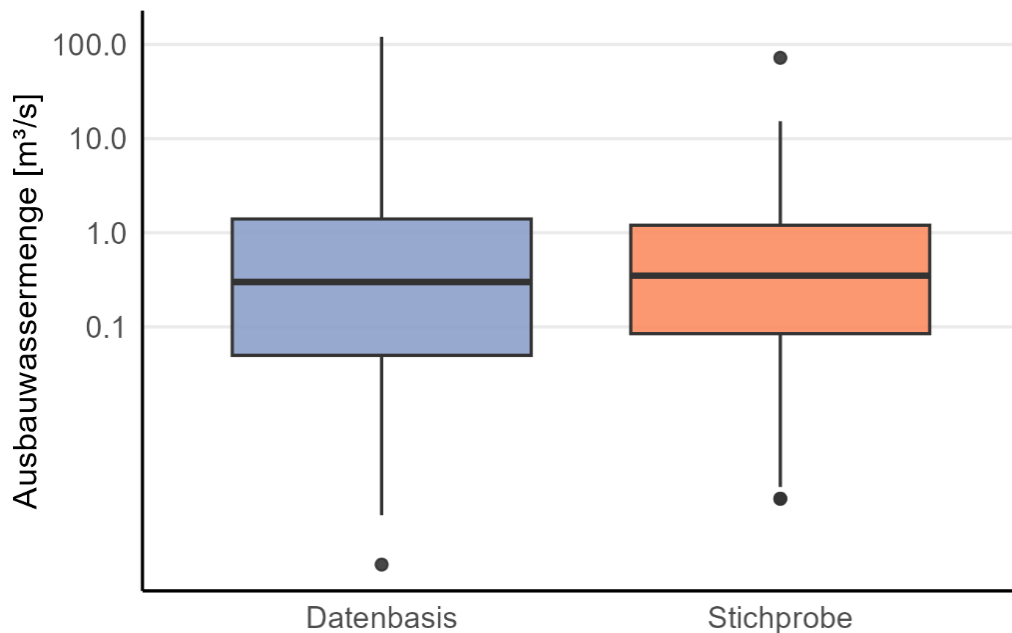
Abbildung 14 Relativer Anteil der Kraftwerke mit und ohne Restwasservorschriften in Datenbasis und Stichprobe



2.3.3.4 Kriterium Ausbauwassermenge

Abbildung 15 zeigt den Vergleich der Ausbauwassermenge für die Datenbasis und die gewählte Stichprobe. Diese sind in Form von Boxplots visualisiert. Die Verteilung der Ausbauwassermenge in der Stichprobe entspricht weitgehend jener der Datenbasis. Der Median ist mit $0,3 \text{ m}^3/\text{s}$ identisch, während der Mittelwert in der Stichprobe mit $1,3 \text{ m}^3/\text{s}$ etwas niedriger liegt als in der Datenbasis mit $1,4 \text{ m}^3/\text{s}$. Die maximale Ausbauwassermenge beträgt $120 \text{ m}^3/\text{s}$ in der Datenbasis und $72 \text{ m}^3/\text{s}$ in der Stichprobe.

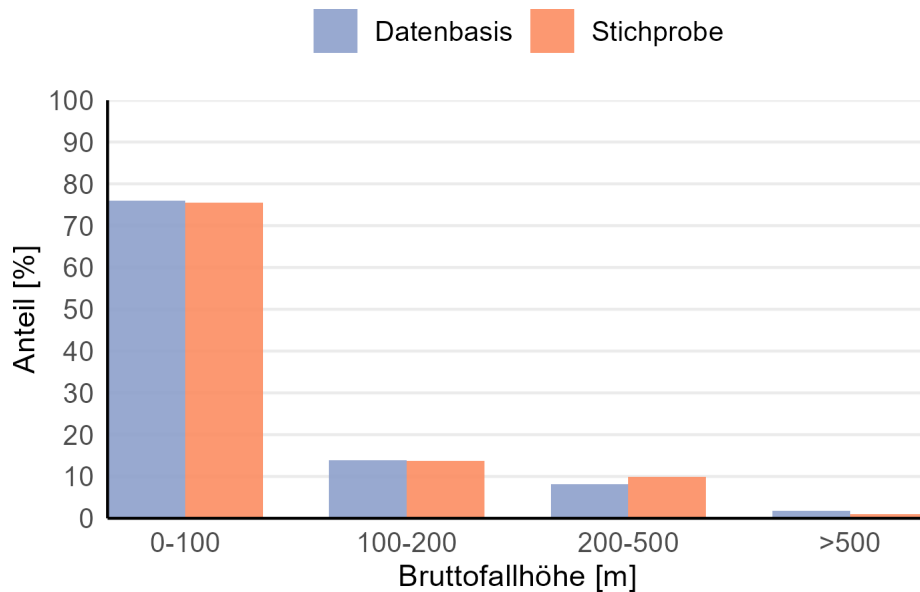
Abbildung 15 Boxplot der Verteilung des Ausbauwassermenge (m^3/s) für die Stichprobe (links) und die Datenbasis (rechts). Die Y-Werte sind dabei logarithmisch dargestellt



2.3.3.5 Kriterium Fallhöhe

Abbildung 16 zeigt den Vergleich der Verteilung der Fallhöhen der Kraftwerke. Die Verteilungen der Stichprobe und Datenbasis in den verschiedenen Klassen sind sehr ähnlich.

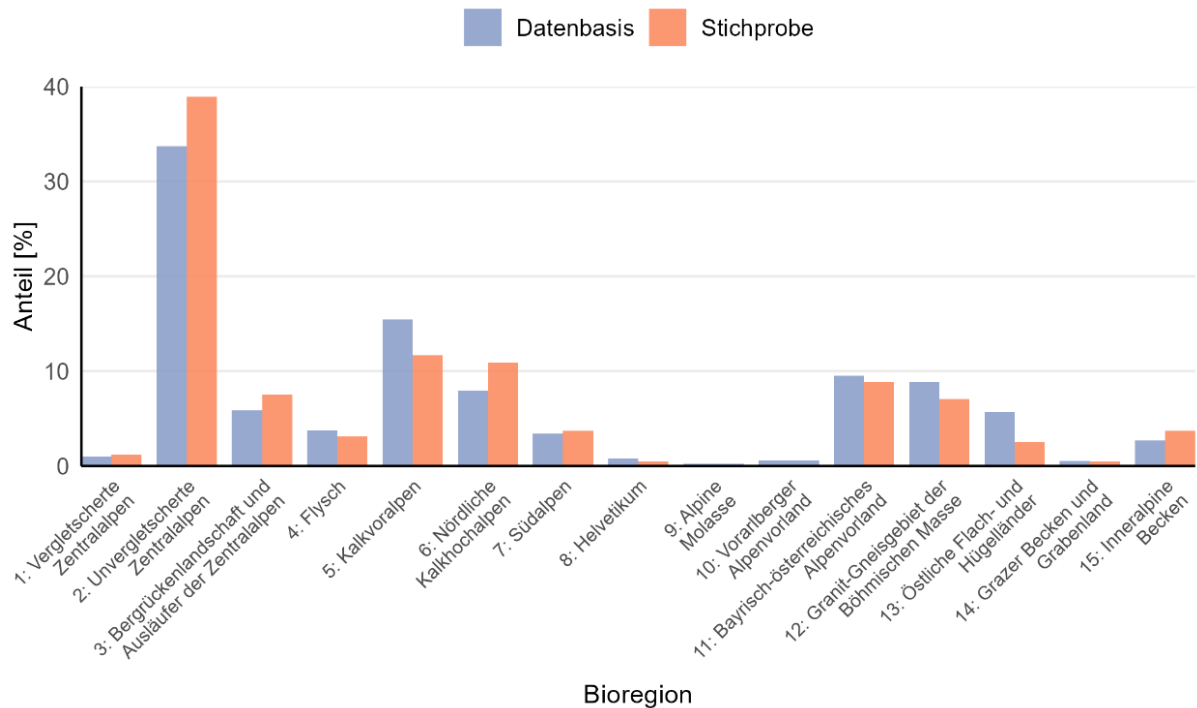
Abbildung 16 Vergleich der relativen Verteilung der Fallhöhe der Stichprobe mit der Datenbasis bei einer Klassengröße von 100 m



2.3.3.6 Kriterium Bioregion

Der Vergleich der Bioregionen zeigt, dass die Stichprobe die räumliche Verteilung der Datenbasis gut repräsentiert (siehe Abbildung 17). Die relativen Anteile pro Bioregion (siehe Abbildung 5 für eine räumliche Darstellung der Bioregionen) stimmen weitgehend überein, mit nur geringfügigen Abweichungen im niedrigen Prozentbereich. Die dominanten Bioregionen 2 (Unvergletscherte Zentralalpen) und 5 (Kalkvoralpen) sind in beiden Datensätzen mit den höchsten Anteilen vertreten, gefolgt von den Regionen 6 (Nördliche Kalkalpen), 11 (Bayrisch-Österreichisches Alpenvorland), 12 (Granit-Gneisgebiet der böhmischen Masse) und 13 (Östliche Flach- und Hügelländer).

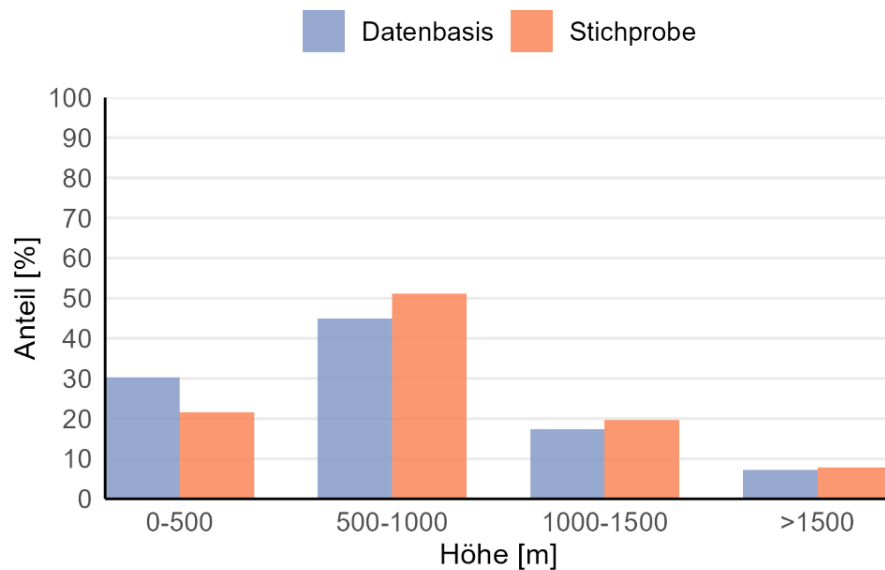
Abbildung 17 Relativer Anteil der Kleinwasserkraftwerke nach Bioregionen für Datenbasis und Stichprobe



2.3.3.7 Kriterium Höhenverteilung

Abbildung 18 zeigt den Vergleich der Verteilung der Geländehöhen der Kraftwerke, abgeleitet aus dem digitalen Geländemodell. Auch wenn die Verteilung in der Stichprobe bei den Höhenkategorien 0–500 m und 500–1000 m um rund ± 5 –10 % von der Datenbasis abweicht, wird auch hier die grundsätzliche Verteilung gut wiedergegeben.

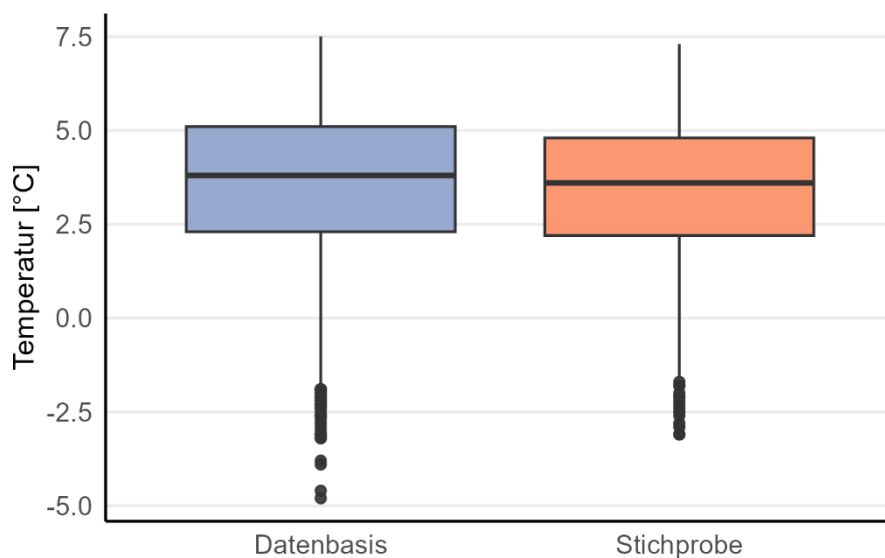
Abbildung 18 Vergleich der relativen Verteilung der Geländehöhe der Stichprobe mit der Datenbasis bei einer Klassengröße von 500 m



2.3.3.8 Kriterium Temperatur

Die Verteilung der mittleren Jahrestemperatur ist in Datenbasis und Stichprobe für den Interquartilsabstand nahezu identisch (siehe Abbildung 19). Insgesamt zeigt die Stichprobe jedoch eine geringere Streuung der Temperaturwerte als die gesamte Datenbasis.

Abbildung 19 Boxplot der Verteilung der langjährigen Temperaturwerte (°C) für die Stichprobe und die Datenbasis



2.3.4 Fazit zur Repräsentativität

Aufgrund der verglichenen Attribute kann die Stichprobe als repräsentativ für die gesamte Datenbasis angesehen werden. Zentrale Tendenzen, wie Median und Mittelwert, sowie die relativen Verhältnisse der Stichprobe und der Datenbasis, stimmen meist gut überein. Die Stichprobe weist ähnliche Verteilungen und Streuungen in den untersuchten Attributen auf, was darauf hindeutet, dass sie die charakteristischen Merkmale der gesamten Datenbasis zuverlässig widerspiegelt. Daher kann die Stichprobe als verlässliche Grundlage für die weitere Analyse und die anschließende Hochrechnung auf den Bestand von ganz Österreich herangezogen werden.

2.4 Datengrundlage Mittel- und Großwasserkraft (> 5 MW)

Für alle österreichischen Wasserkraftwerke mit einer Engpassleistung > 5 MW, welche zum Stichtag 31.12.2023 in Betrieb waren, wurden zahlreiche Informationen als Grundlage für die weiteren Arbeitsschritte digitalisiert. Es sei gleichzeitig darauf hingewiesen, dass für die energiewirtschaftliche Modellierung nur der Kraftwerkspark inkludiert ist, der bis 2021 vorhanden war. In diesem Bericht werden die Attribute nur auszugsweise dargestellt. Zur Veranschaulichung werden die Daten nachfolgend anhand von Beispielen der Kraftwerksgruppe Zemm-Ziller (z. B. KW Mayrhofen, Speicher Schlegeis) dargestellt. In Abbildung 20 bis Abbildung 26 sowie Abbildung 28 handelt es sich um QGIS-Auszüge mit der gleichen Hintergrundkarte (OpenStreetMap), Schummerung (Eduard, 2023), und dem gleichen Gewässernetz (EU-Hydro – River Network Database, EEA (2019)).

2.4.1 Digitalisierung von Kraftwerken

Die Summe der erfassten Wasserkraftwerke mit einer Engpassleistung > 5 MW beträgt 215. Die Summe der Regelarbeitsvermögen (RAV) dieser 215 Kraftwerke beträgt 38,2 TWh. Dies entspricht 52 % des gesamten elektrischen Energieverbrauchs in Österreich im Jahr 2022 (73 TWh) (Wien Energie, 2024).

Wie in Abbildung 20 beispielhaft dargestellt, liegen nachfolgende Informationen für alle digitalisierten Kraftwerke vollständig vor. Als Datenquellen wurden Angaben von Kraftwerksbetreibern, welche im Rahmen von RestStrom übermittelt wurden, Infos aus Wasserbuchauszügen und sonstige öffentlich verfügbare Information wie Homepages, Pressemeldungen oder Broschüren verwendet:

- Darüber hinaus sind auch Routing Informationen vom Unterwasser des Kraftwerks zum nächst stromab gelegenen Inflow point inkludiert: ID, Name, Fließlänge, Höhendifferenz, sowie Fließzeit. Die Inflow points stellen Standorte dar, wo im Anlagenpark > 5 MW ein Wassereinzug stattfindet. Im Falle des Kraftwerks Mayrhofen ist der nächst stromab gelegene Inflow point bei den Anlagen > 5 MW beispielsweise die Wasserfassung des Kraftwerks Kirchbichl (WF Inn 2, siehe Abbildung 20).

Powerplants	
uw_name	Inn 2
(Derived) (Actions)	
fid_kw	33
KW	Mayrhofen
EPL_MW	355.0
RAV_GWh	700.5
Qmax_m3/s	92.00
Qmean_m3/s	20.72
Hbrutto_m	470.0
elev_mMh	637
typ	SP
auslsg	1
since	1970
company	Verbund
Bioregion	Unvergletscherte Zentralalpen
BL	TIROL
fid_ip	NULL
uw_fid_ip	265
uw_typ	WF
uw_name	Inn 2
uw_l_km	54.08
uw_dh_m	140
uw_ft_h	10.7

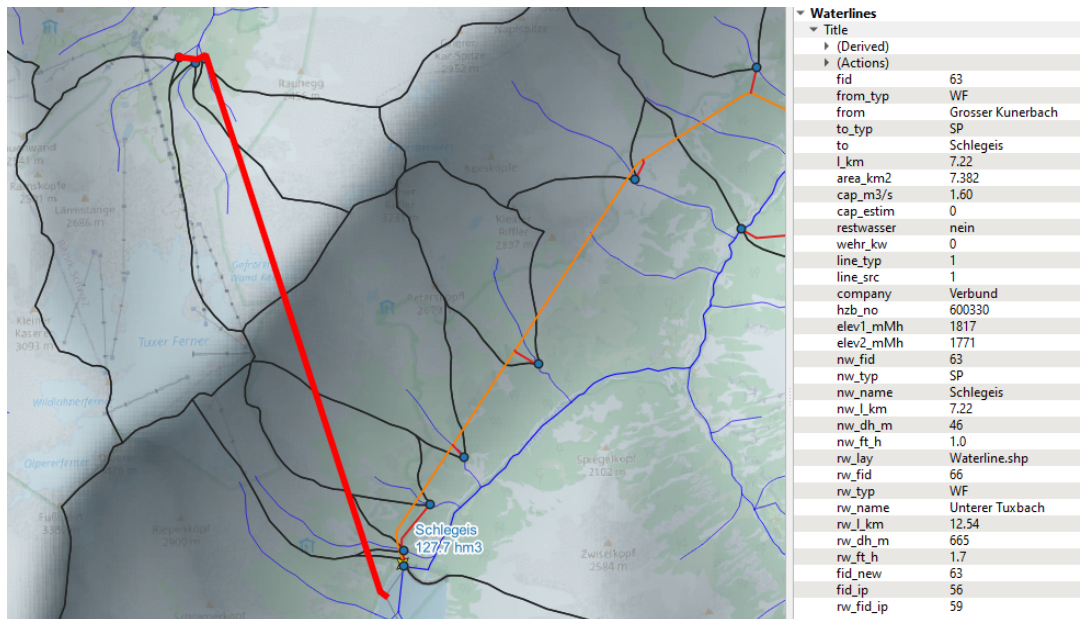
2.4.2 Digitalisierung von Überleitungssystemen und hydraulischen Verbindungen

Zugehörig zu den Kraftwerken > 5 MW sind sämtliche Beileitungen und Kraftabstiege samt Verbindungslinien und Anknüpfungen zum Gewässernetz (siehe Kapitel 2.4.5) digitalisiert worden. Insgesamt sind 559 Features vorliegend, welche neben der Linienführung mit 31 Attributen spezifiziert sind. Die Attribute können dabei in folgende Gruppen unterteilt werden:

1. **Grundlegende Informationen**, z. B. Name, Typ, Meereshöhe des Start- und Endpunkts der Wasserleitung, Typ der Wasserleitung (Beileitung, Kraftabstieg oder Verbindungslinie), Horizontale Länge (km), Orographische Einzugsgebietsfläche am Startpunkt (km²), hydraulische Kapazität (m³/s), Restwasservorgabe (ja/nein), Quelle der Linienführung (z. B. BEV) oder Name des Betreibers,
2. **Routinginformationen des Nutzwassers** (ID, Name und Typ des nächsten (IESopt) Speichers oder Kraftwerks, Fließlänge (km), Fließzeit (h)) sowie als Pendant dazu
3. **Routinginformationen des Restwassers** (ID, Name und Typ des nächsten (IESopt) Wassereinzugspunktes oder Laufkraftwerks ohne Ausleitung, Fließlänge (km), Fließzeit (h)).

Sämtliche Routing-Attribute der Wasserleitungen / hydraulischen Verbindungen wurden automatisch per Algorithmus ermittelt. In Abbildung 21 sind die Attribute der Beileitung Großer Kunerbach zum Speicher Schlegeis veranschaulicht.

Abbildung 21 Digitalisierte Informationen der Beileitung vom Großen Kunerbach (Hintertux) zum Speicher Schlegeis im hinteren Zillertal

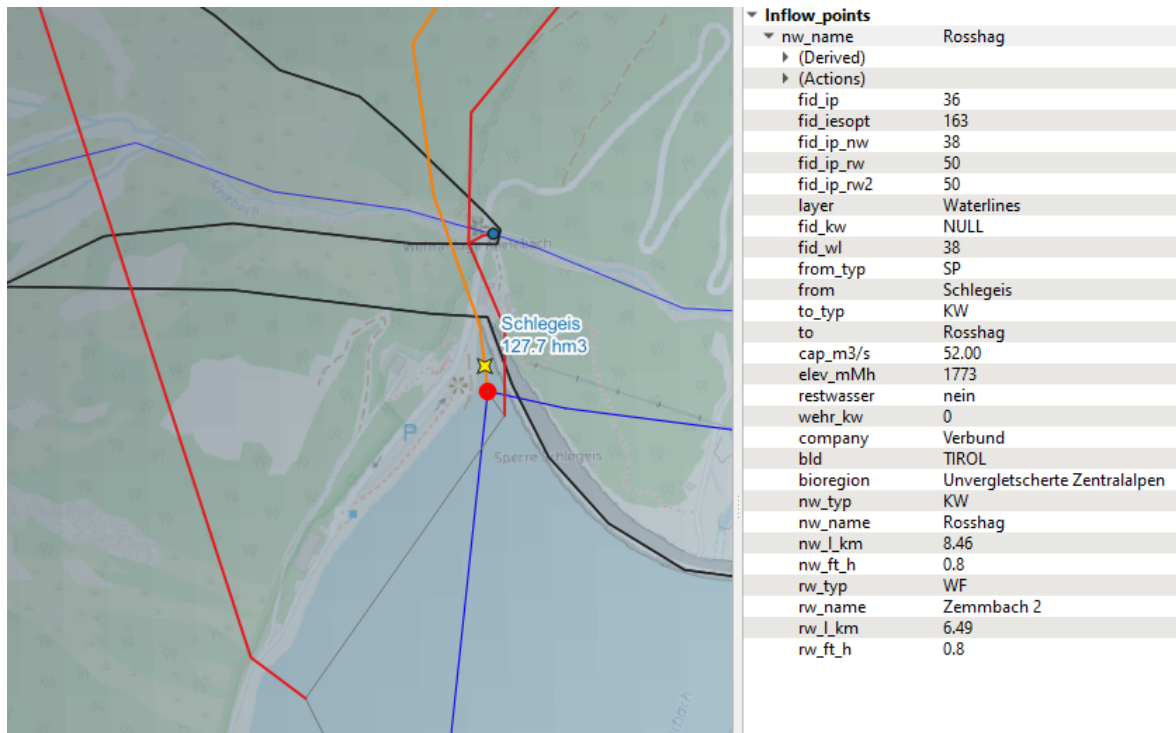


2.4.3 Digitalisierung der Wasserfassungen (Inflow points)

Die Inflow points stellen Standorte dar, wo im Anlagenpark > 5 MW ein Wassereinzug stattfindet. Dieser Layer ist basierend auf den digitalisierten Informationen zu den Kraftwerken > 5 MW sowie den zugehörigen Wasserleitungen erstellt worden. Es wurden sowohl alle Kraftwerke ohne Ausleitung ($n = 74$ / z. B. Kraftwerk Altenwörth) als auch die Startpunkte der Wasserleitungen mit Wassereinzug ($n = 405$ / z. B. Wasserfassung Großer Kunerbach) inkludiert. Dies ergibt in Summe 479 Features, welchen jeweils 27 Attribute zugewiesen sind (Grundlegende Informationen, Routinginformationen des Nutzwassers, Routinginformationen des Restwassers). In Abbildung 22 sind die Attribute für den Inflow point Speicher Schlegeis dargestellt.

Für die Standorte aller 479 Features werden in weiterer Folge hydrologische Zeitreihen (Kopf- / Zwischen-Einzugsgebiete; siehe Kapitel 5), Abflusskennwerte (natürliches orographisches Einzugsgebiet; siehe Kapitel 5) sowie Restwasserszenarien (siehe Kapitel 4) ermittelt. Der Layer „Inflow points“ stellt daher eine zentrale Schnittstelle für die Kommunikation sowie den Datenaustausch mit der energiewirtschaftlichen Modellierung dar.

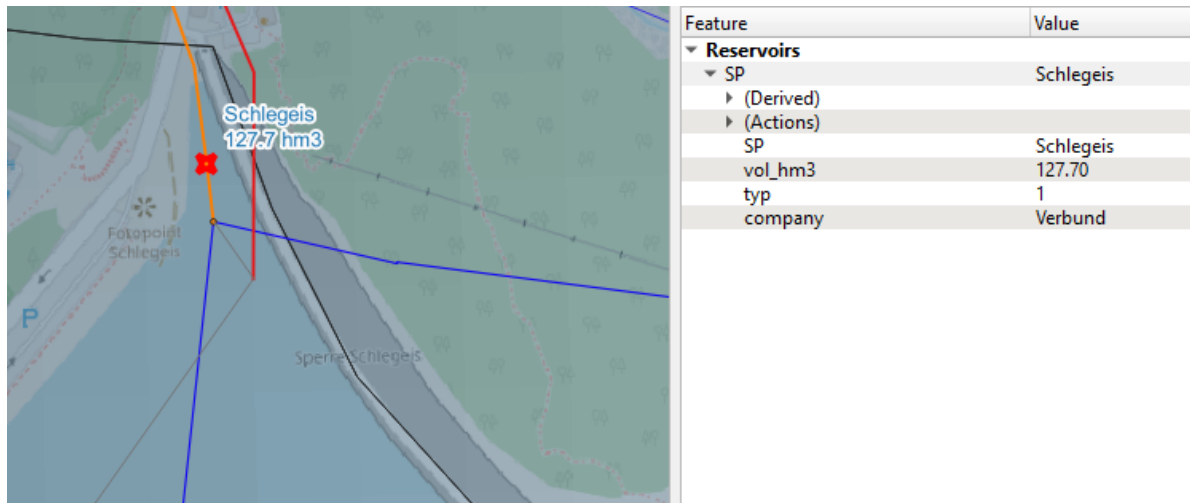
Abbildung 22 Digitalisierte Informationen des Inflow points vom Speicher Schlegeis im hinteren Zillertal



2.4.4 Digitalisierung von Speichern

Insgesamt wurden 117 Speicher digitalisiert, wobei die Bandbreite des Speichervolumens von 10.000 m³ bis 200 Mio. m³ reicht. Neben dem Speichernamen sowie dem Volumen sind auch der Speichertyp und der Name des Betreibers erfasst. Als Speichertypen wurden definiert: 1) Jahres- und Wochenspeicher, 2) Tagesspeicher sowie 3) Unterwasserspeicher für die Dämpfung der Rückgabe oder Pumpbetrieb. In Abbildung 23 sind die digitalisierten Informationen des Speichers Schlegeis im hinteren Zillertal dargestellt.

Abbildung 23 Digitalisierte Informationen des Speichers Schlegeis im hinteren Zillertal



2.4.5 Gewässernetz und Routing

2.4.5.1 Beschreibung des Gewässernetzes

Quelle des Gewässernetzes ist die „EU-Hydro – River Network Database“ (EEA, 2019), welche von der Europäische Umweltagentur im Rahmen des Copernicus-Programms erarbeitet und der Öffentlichkeit zur Verfügung gestellt wurde. Großer Vorteil dieses Gewässernetz-Datensatzes ist die einheitliche Genese – und zwar über alle europäischen Flusseinzugsgebiete, womit Inhomogenitäten an Verwaltungsgrenzen (Bundesland oder Staat) nicht gegeben sind. Die Gewässernetzabschnitte reichen auch weit in die Quellregionen im alpinen Raum (relevant für die Anbindung der Wasserfassungen). Des Weiteren sind auch Routing-Attribute inkludiert und die Gewässernetzabschnitte sind an den Einmündungsstellen der Zubringer unterteilt. Damit sind zusammenfassend gute Voraussetzungen für ein Routing-fähiges Gewässernetz gegeben.

Die Überarbeitung im Rahmen dieses Projekts umfasste folgende Arbeitsschritte:

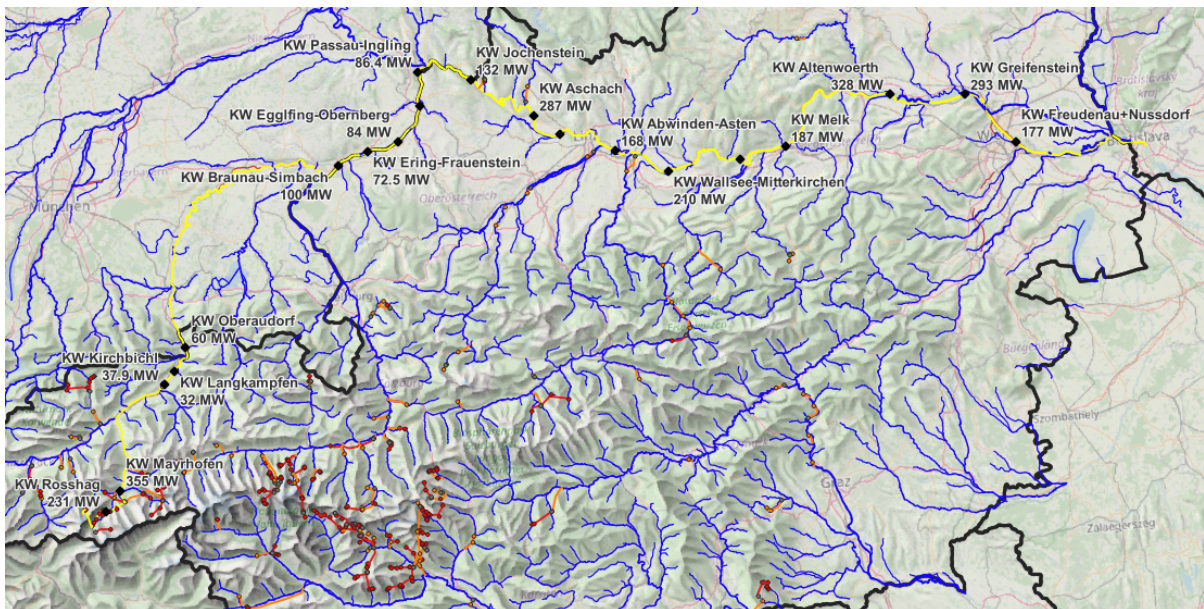
- Allfällige Korrektur der Upstream-/Downstream Attribute (relevant vor allem bei flachen Gelände-Hochpunkten wie z. B. Kartischer Sattel)
- Entfernung von Fluss-Verzweigungen (z. B. Hößgang oder Auen)
- Allfällige Erweiterung des Gewässernetzes, damit alle Wasserfassungen und Speicher im Hochgebirgsraum angebunden werden können (relevant für Restwasserstrecken)

2.4.5.2 Algorithmus

Es wurde ein Algorithmus entwickelt, welcher so gestaltet ist, dass je nach Anwendungszweck entweder a) der Fließweg über die artifiziiellen Wasserleitungen oder b) der Weg über die natürlichen Gewässerabschnitte verwendet werden kann. An den Verzweigungsstellen (Gewässerabschnitt zu Wasserleitung oder umgekehrt) werden die jeweiligen Features geteilt, womit die horizontale Fließlänge exakt ermittelt werden kann. Des Weiteren können alle relevanten Elemente anderer Layer wie beispielsweise Kraftwerke oder Speicher auf dem Fließweg selektiert werden, womit in weiterer Folge deren Attribute ausgelesen und verarbeitet werden können.

Beispielsweise beträgt die RAV-Summe der in Abbildung 24 selektierten österreichischen Wasserkraftwerke > 5 MW ($n = 20$) entlang des artifiziiellen Fließwegs von der Wasserfassung des Großen Kunerbachs bis zur Grenze Slowakei 17,72 TWh. Die horizontale Fließlänge beträgt 677,6 km und die dabei überwundene Höhendifferenz 1.683 m.

Abbildung 24 Fließweg des Nutzwassers (gelb markiert, 678 km) von der Wasserfassung des Großen Kunerbachs bis zur Grenze Slowakei samt allen österr. Wasserkraftwerken > 5 MW ($n = 20$) auf diesem Weg



2.4.5.3 Routing

Der in Kapitel 2.4.5.2 beschriebene Algorithmus ist Grundlage für eine Vielzahl an Folgeanwendungen und Auswertungen. Anwendungsfall ist beispielsweise die Ermittlung der Routing-Attribute der Kraftwerke (siehe Kapitel 2.4.1) oder Wasserleitungen (siehe Kapitel 2.4.2) für den Fließweg des Nutzwassers oder des Restwassers.

1. Routing des Nutzwassers bei Wasserfassungen

Dabei erfolgt das Routing vom Startpunkt der Wasserleitung entlang der künstlichen Wasserleitungen so lange, bis entweder der nächste Speicher erreicht ist oder nach Abarbeitung im Kraftwerk die Rückleitung in das Gewässernetz erfolgt (siehe Abbildung 25).

2. Routing des abgearbeiteten Nutzwassers bei Kraftwerken

Die entsprechenden Routing-Attribute beschreiben die Fließstrecke vom Unterwasser des Kraftwerks bis zum nächsten Wassereinzug (Inflow point) im Kraftwerkspark > 5 MW (Bachfassung, Speicher mit Einzug oder Laufkraftwerk ohne Ausleitung).

3. Routing des Restwassers

Stromab der Wasserfassung (Bachfassung oder Speicher mit Wassereinzug) wird das Routing entlang des natürlichen Gewässernetzes so lange durchgeführt, bis der nächste Wassereinzug (Inflow point) im Kraftwerkspark > 5 MW (Bachfassung, Speicher mit Einzug oder Laufkraftwerk ohne Ausleitung) erreicht ist (siehe Abbildung 26).

Abbildung 25 Fließweg des Nutzwassers (gelb markiert) von der Quelle des Großen Kunerbachs in die Wasserfassung Großer Kunerbach durch die Tuxbach-Beileitung zum Speicher Schlegeis

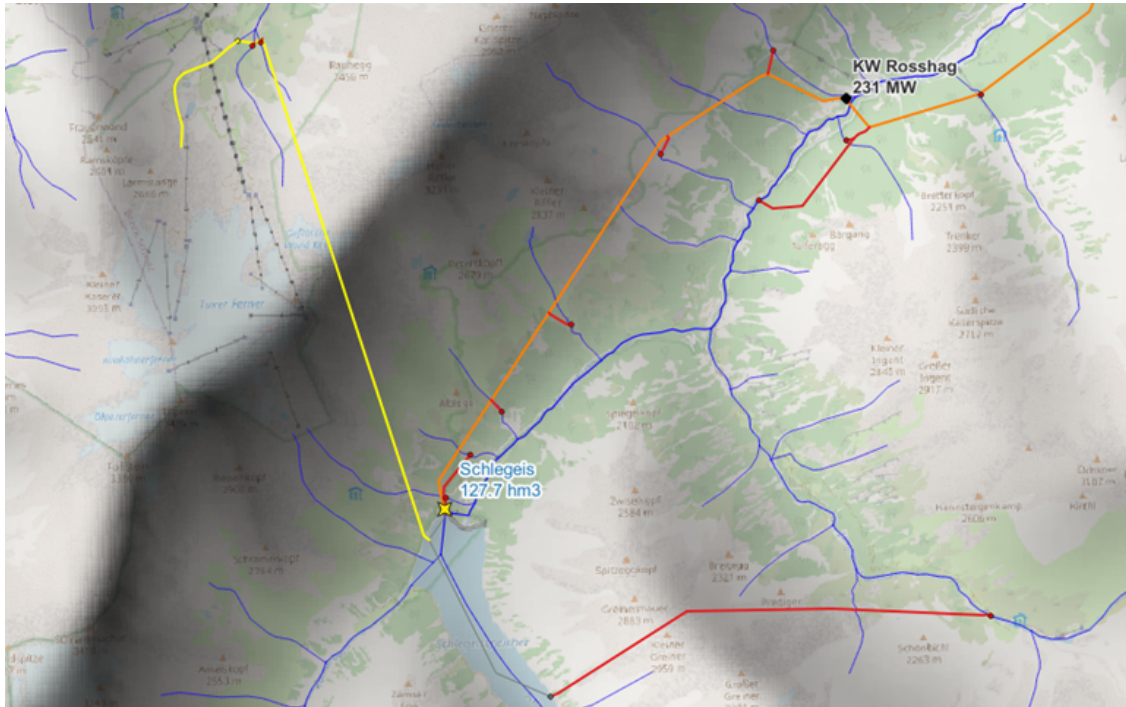
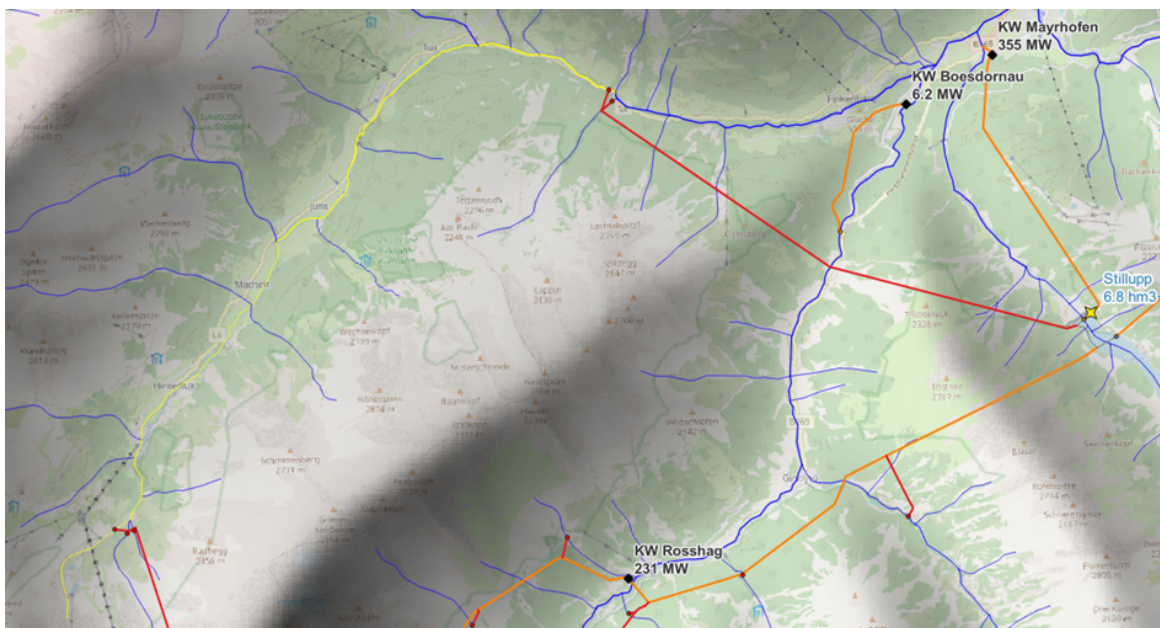
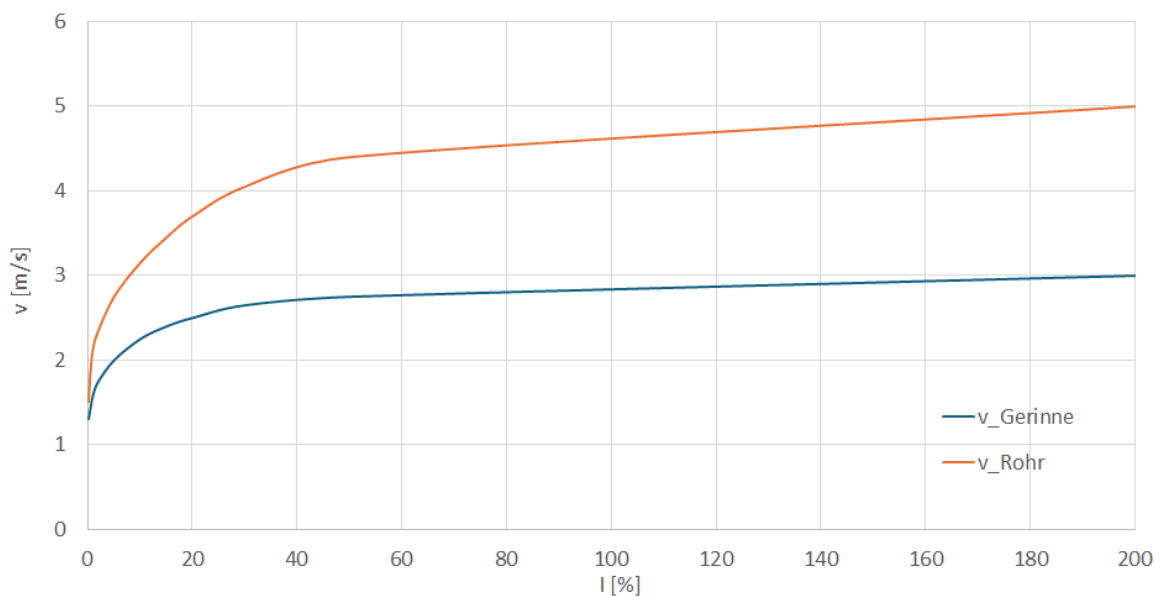


Abbildung 26 Fließweg des Restwassers (gelb markiert) von der Quelle des Großen Kunerbachs über die Wasserfassung Großer Kunerbach zur nächst stromab gelegenen Wasserfassung der Unteren Tuxbachbeileitung



Die Fließgeschwindigkeit ist zentrales Element für die Ermittlung der Fließzeiten. Diese ist von mehreren Faktoren, wie beispielsweise der aktuellen Wasserführung, der Rauigkeit oder der gegebenen Fließgeometrie abhängig. Diese Parameter für alle Wasserleitungen und Gewässerabschnitte zu ermitteln, wäre mit einem sehr großen Aufwand verbunden. Deshalb wird die mittlere Fließgeschwindigkeit – als Grundlage für die Ermittlung der Fließzeiten – als Funktion des mittleren Gefälles sowie der Art des Fließweges (Gerinne oder Rohrleitung) anhand des dargestellten Zusammenhangs in Abbildung 27 ermittelt. Die angeführten Funktionen $v = f(I)$ basieren auf hydraulischen Grundlagen (z. B. Manning-Strickler) und auf folgenden Quellen: Bollrich (2013), Czichos *et al.* (2012), DWA (2011), Jirka *et al.* (2009). Die Fehlerauswirkung auf das Endergebnis durch die vereinfachte Ermittlung der Fließzeiten wird im Vergleich zum Fehler bedingt durch eine systematisch unter- bzw. überschätzte Abflussführung als gering eingestuft.

Abbildung 27 Mittlere Fließgeschwindigkeit v (m/s) als Funktion des mittleren Gefälles I (%) sowie der Art des Fließweges (Gerinne oder Rohrleitung)



2.5 Datengrundlage hydrologische Modellierung

Neben den zuvor beschriebenen Datengrundlagen, sind folgende weitere Datenauswertungen Grundlage für die hydrologische Modellierung.

2.5.1 Abflusszeitreihen

Im öffentlich verfügbaren LamaH Datensatz (Klingler et al., 2021a, 2021b) sind aufbereitete Abflusszeitreihen der Jahre 1981 bis inkl. 2017 in stündlicher als auch täglicher Auflösung für 609 österreichische Pegel der öffentlichen Verwaltung bereits inkludiert. Daher wurden als Erweiterung der bestehenden Zeitreihen von der Abteilung I/3 des Bundesministeriums für Land- und Forstwirtschaft, Regionen und Wasserwirtschaft (BML, 2024) Abflussdaten für die Jahre 2018 bis inkl. 2021 bereitgestellt. Vom Gewässerkundlichen Dienst Bayern (GKD, 2024) wurden relevante Zeitreihen zur zeitlichen Erweiterung der bestehenden Abflusszeitreihen des LamaH Datensatzes heruntergeladen. Im Anschluss erfolgte eine Homogenisierung sowie Zusammenführung mit den bestehenden Zeitreihen.

Des Weiteren wurden ausgewählte Abflusszeitreihen mit einer zeitlichen Auflösung von zu meist 15 Minuten verwendet ($n \sim 50$), welche seitens einiger Kraftwerksbetreiber für das Projekt ÖkoResch (ÖkoResch, 2026) zur Verfügung gestellt wurden. Diese umfassen in erster Linie Einzugswassermengen an Wasserentnahmestellen, wovon viele im Hochgebirge liegen. Bei den Zeitreihen dieser rund 50 Wasserentnahmestellen von verschiedenen Betreibern wurden negative Werte sowie 0-Werte auf NA gesetzt, wenn die Tagesmitteltemperatur im zugehörigen Einzugsgebiet > 0 war. Die Begründung dafür ist die Tatsache, dass bei diesen rund 50 Messstellen inaktive Zeiten (z. B. Gerät über Wintermonate ausgeschaltet) zum Teil nicht mit einer Leerstelle (NA), sondern mit dem Wert 0 gekennzeichnet sind. Anmerkung: Bei der Ermittlung der Niederwasser-Kennwerte (siehe Kapitel 5.3) wurden auch die verbleibenden 0-Werte dieser rund 50 Messstellen auf NA gesetzt. Anschließend erfolgte eine Aggregation zu Zeitreihen mit stündlichen bzw. täglichen Mittelwerten.

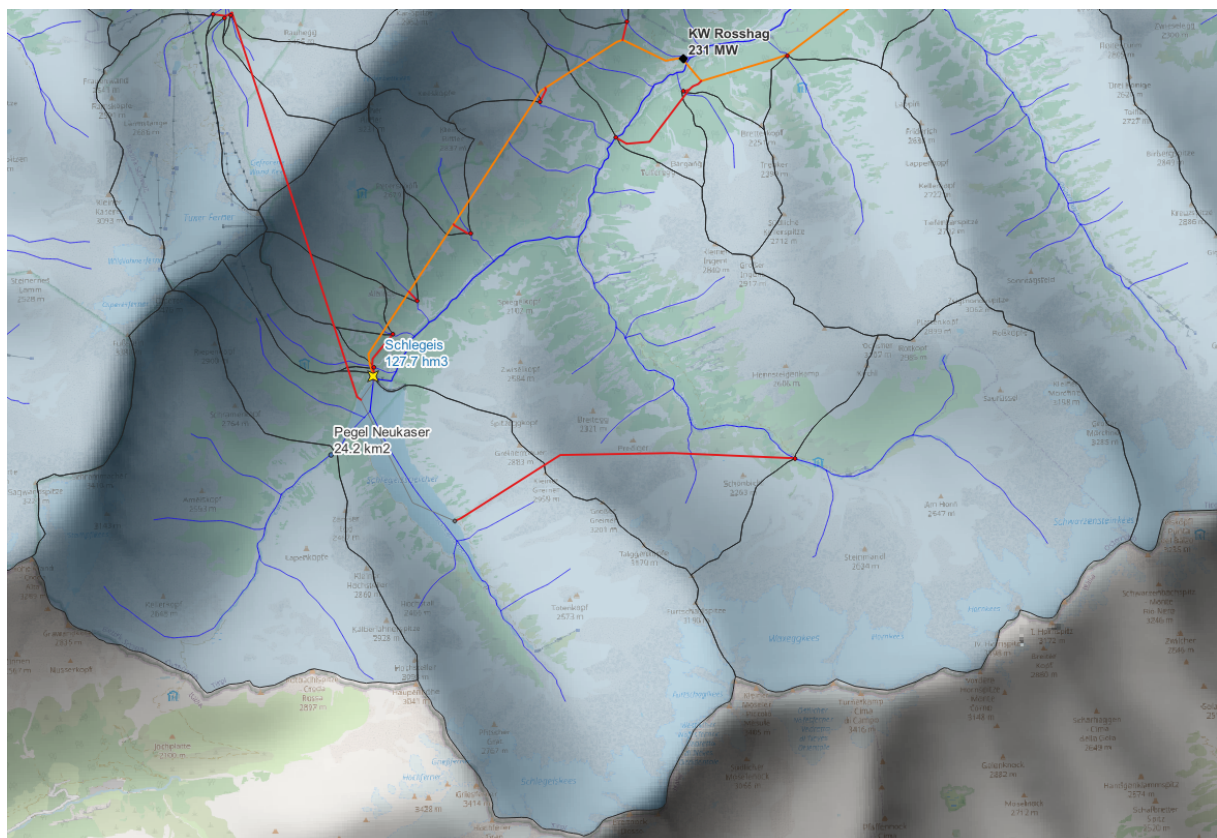
2.5.2 Einzugsgebietsabgrenzung

Basis für die Ermittlung der meteorologischen Zeitreihen, der Einzugsgebietseigenschaften, und schließlich der hydrologischen Modellierung, ist eine Einzugsgebietsabgrenzung (orographisch), welche für folgende Punkte erfolgt:

- Abflusspegel (BML, 2024)
- Wasserefassungen (Bachfassung, Speicher mit Wassereinzug)
- Laufkraftwerk > 5 MW ohne Ausleitung

Die Abgrenzung / Kontrolle der orographischen Einzugsgebiete erfolgte dabei auf Basis der OpenTopoMap. Die Veranschaulichung erfolgt wiederum am Beispiel hinteres Zillertal (siehe Abbildung 28).

Abbildung 28 Einzugsgebietsabgrenzung (hellblaue Polygone) durchgeführt für Bachfassungen, Speicher mit Wassereinzug, Laufkraftwerke ohne Ausleitung sowie Pegel am Beispiel hinteres Zillertal / Schlegeis



2.5.3 Meteorologische Zeitreihen

Für jedes abgegrenzte (Zwischen-) Einzugsgebiet werden meteorologischen Zeitreihen (Tagesniederschlag, Tagesminimal- und Tagesmaximal-Lufttemperatur, Sonnenscheindauer) für die Periode 2010 bis inkl. 2021 mit täglicher Auflösung aufbereitet, welche auf dem

räumlich erweiterten SPARTACUS (v2.1) Datensatz der GeoSphere Austria (GSA, 2024; Hiebl & Frei, 2016b, 2018b) beruhen (siehe Kapitel 2.1.2).

2.5.4 Einzugsgebietseigenschaften

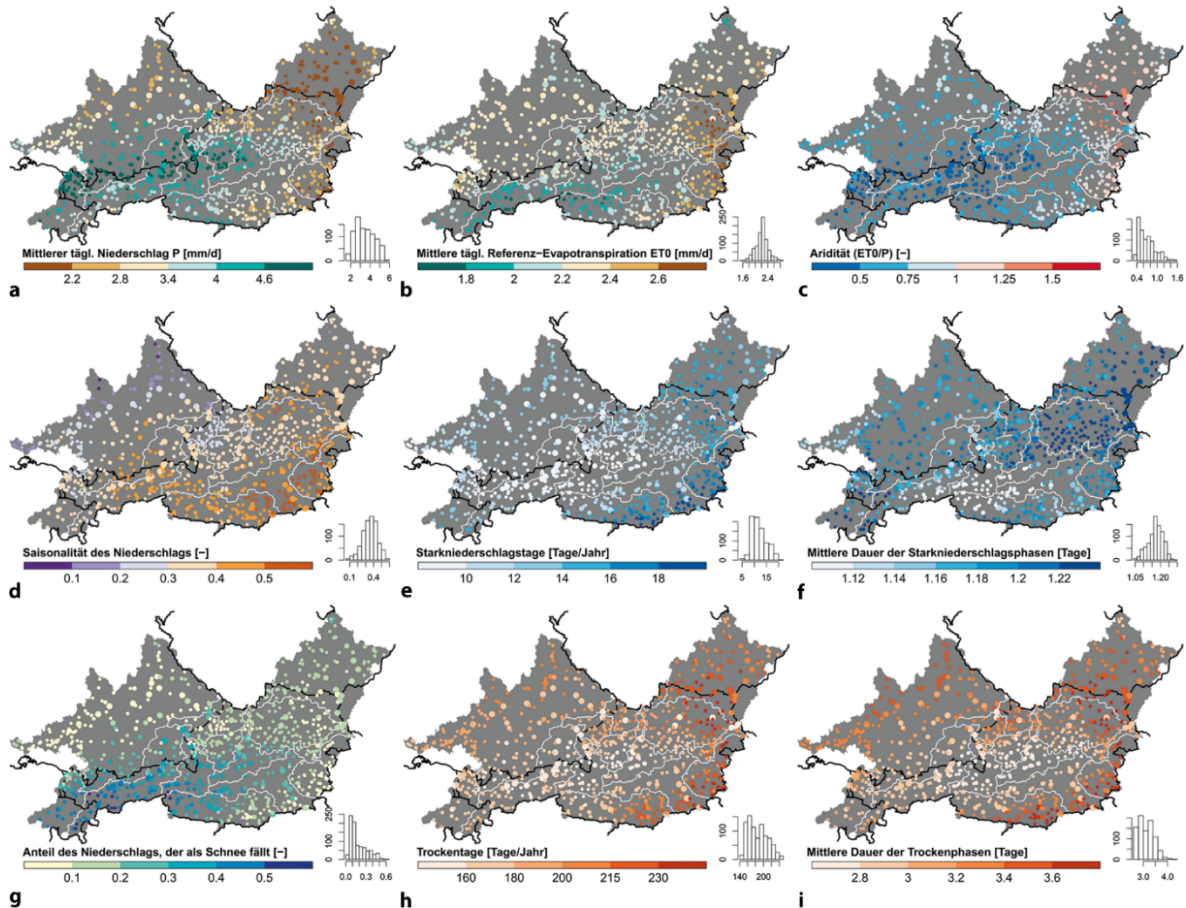
In Anlehnung an LamaH-CE (Klingler et al., 2021a, 2021b) werden für jedes abgegrenzte (Zwischen-) Einzugsgebiet statische Attribute flächenmäßig gewichtet ermittelt. Die zahlreichen Attribute können dabei folgenden Klassen zugeordnet werden:

1. Topografische Eigenschaften (mittlere Seehöhe, minimale und maximale Höhe, mittleres Gefälle, Flussdichte)
Datenquellen: NASA JPL SRTMGL1 V3 Digital Elevation 30 m (Farr et al., 2007), EU-Hydro – River Network Database (EEA, 2019)
2. Klimatische / Meteorologische Eigenschaften (z. B. mittlerer Jahresniederschlag und Temperatur, saisonale oder monatliche Kennwerte, mittlerer Anteil des Niederschlags, welcher als Schnee fällt) primär auf Basis der SPARTACUS Tagesdaten
Datenquellen: SPARTACUS v2.1 (GSA, 2024; Hiebl & Frei, 2016b, 2018b)
3. Landnutzungseigenschaften (z. B. Waldanteil, Gletscheranteil)
Datenquellen: CORINE Land Cover (CORINE, 2012)¹
4. Vegetationseigenschaften (z. B. minimaler und maximaler Monatsmittelwert des LAI)
Datenquellen: MODIS MCD15A3H (Myneni et al., 2015), MODIS MOD09Q1 (Vermote, 2015)
5. Bodeneigenschaften (z. B. mittlere Tiefe zum Grundgestein, mittlerer Sand-, Schluff- und Tonanteil)
Datenquellen: Pelletier et al. (2016), European Soil Database Derived data (Hiederer, 2013b, 2013a), 3D Soil Hydraulic Database of Europe (Tóth et al., 2017)
6. Geologische Eigenschaften (z. B. vorherrschende geologische Klasse, mittlere Porosität oder Permeabilität des Gesteins, Anteil an karbonatischem Sedimentgestein)
Datenquellen: GLiM (Hartmann & Moosdorf, 2012), GLHYMPS (Gleeson et al., 2014)

Für die detaillierte Beschreibung wird auf die Publikationen (Klingler et al., 2021a, 2021b) verwiesen. In Abbildung 29 sind als Beispiel die in LamaH ermittelten klimatologischen Eigenschaften für die orographischen Einzugsgebiete von 859 Pegeln dargestellt.

¹ In Anlehnung an LamaH wurde der Datensatz aus 2012 gewählt

Abbildung 29 Übersicht der klimatologischen Attribute für 859 Pegel, welche die Eigenschaften des gesamten orographischen Einzugsgebiets darstellen (Auszug aus dem LamaH Datensatz)



Bildquelle: (Klingler et al., 2021a, 2021b)

2.6 Datengrundlage energiewirtschaftliche Modellierung

Die zuvor beschriebenen Daten zu technischen Kraftwerks- und Beileitungseigenschaften sowie die hydrologischen Zeitreihen dienen als Input für die energiewirtschaftliche Modellierung. Ein bestehendes Kraftwerksmodell (IESopt-Hydro, siehe Kapitel 6) und die darin enthaltenen Informationen dienen als Grundlage. Fehlende Informationen (Kraftwerke und deren Eigenschaften) wurden nach Bedarf gemäß Kapitel 2.4 ergänzt. Weitere Informationen zum historischen und aktuellen Bestand von Wasserkraftwerken in Österreich stammen aus der wissenschaftlichen und technischen Literatur (z. B. Fenz, 1985; Lauffer, 1983; Österreichisches Nationalkomitee für Talsperren, 1991).

3 Bestehende Restwasservorschriften

In diesem Abschnitt erfolgt die Beschreibung der aktuellen Restwasservorschriften, deren Erfassung aus öffentlichen Quellen sowie von Kraftwerksbetreibern, und die Abbildung im energiewirtschaftlichen Modell.

3.1 Quellen und Verarbeitung

Zur Feststellung, ob und welche Restwasservorschrift bei einer Wasserfassung (Bachfassung oder Speicher mit Wassereinzug) vorhanden ist, werden folgende Quellen verwendet: Wasserbuchauszüge, Wasserrechtsbescheide, sowie Informationen der Kraftwerksbetreiber.

Während bei Kraftwerken ≤ 5 MW die Wasserbuchauszüge die wichtigste Quelle darstellen, sind bei Kraftwerken > 5 MW auch die Informationen der Kraftwerksbetreiber eine wichtige Ergänzung. Die Wasserbuchauszüge wurden aufgrund der großen Anzahl zunächst durch ein Sprachmodell (LLaMA) automationsgestützt auf relevante Stichwörter untersucht (z. B. Restwasserabgabe, Mindestdotations, verpflichtende Wasserabgabe). Die Restwasserabgaben aus den vorgefilterten Dokumenten wurden anschließend manuell nach dem Vier-Augen-Prinzip extrahiert, sodass eine automationsgestützte Weiterverarbeitung erfolgen konnte.

3.2 Typen

Die vorhandenen Restwasservorschriften lassen sich in vier Typen klassifizieren, deren Abbildung im Modell im nachfolgenden Kapitel dargestellt ist:

- **Typ 1 – Konstant über das ganze Jahr:** Die Restwasserabgabe ist ganzjährig konstant.
- **Typ 2 – Konstant über Zeiträume:** Die Restwasserabgabe ist konstant über einzelne Monate bzw. bestimmte Zeiträume innerhalb des Jahres.

- **Typ 3 – Dynamisch:** Die Restwasserabgabe ist abhängig vom aktuellen Zufluss oder Monatsmittel, meist als prozentualer Anteil definiert (z. B. 20 % des Monatsmittels). Häufig ist zusätzlich ein Mindestabfluss (Sockelbetrag) festgelegt.
- **Typ 4 – Komplex:** Die Restwasserabgabe folgt komplexen Regelungen, wie z. B. gestaffelte Abgaben je nach Zuflussklassen oder Bezugnahme auf Pegel in benachbarten Einzugsgebieten.

3.3 Abbildung im Modell

Die Abbildung erfolgt in einer Tabelle mit 13 Spalten (ID der Wasserfassung sowie 12 Monate), in der je Wasserfassung die monatliche Restwasservorschreibung in m^3/s aufgeschlüsselt ist.

Typ 1 wird mit identischen Werten für alle Monate abgebildet. Bei Typ 2 erfolgt eine Umrechnung, falls Zeiträume mit konstanten Restwasservorschreibungen festgelegt sind, welche nicht genau den vollen Monaten entsprechen. Stündlich variable Restwasservorschreibungen (selten) werden in Tagesmittel umgerechnet. Bei Typ 3 ist in den Wasserbuchauszügen meist nicht spezifiziert, ob das Bezugsniveau der tatsächliche aktuelle Zufluss oder das langjährige Abflussmittel des jeweiligen Monats ist. Da die Umsetzung bei Wasserbauanlagen beim Bezugsniveau Monatsmittel einfacher und treffsicherer ist, wird in Absprache mit den Auftraggebern einheitlich das aktuelle Monatsmittel der Periode 2010–2021 als Bezugsniveau verwendet. Falls zusätzlich ein Mindestabfluss (Sockelbetrag) angegeben ist und nichts anderes spezifiziert ist, wird der größere Wert als Restwasserabgabe verwendet – nicht die Summe aus Mindestabfluss und dynamischem Wert. Typ 4 umfasst komplexe Restwasserabgaben wie die Bezugnahme auf Pegel im Nachbartal oder gestaffelte Abgaben je nach aktuellem Zufluss (z. B. $Q_{\text{Restwasser}} = 5 \text{ m}^3/\text{s}$ bei Zufluss $0\text{--}30 \text{ m}^3/\text{s}$; $Q_{\text{Restwasser}} = 10 \text{ m}^3/\text{s}$ bei Zufluss $30\text{--}50 \text{ m}^3/\text{s}$). Gestaffelte Restwasservorschreibungen (z. B. Ennskraftwerke Hieflau, Landl, Krippau und Altenmarkt) werden im energiewirtschaftlichen Modell gemäß Bescheid abgebildet ($n \approx 10$). Bei Vorschreibungen, die sich auf andere Pegel beziehen, erfolgt eine bestmögliche Abbildung durch vergleichbare Vorschreibungen benachbarter Wasserfassungen (z. B. 20 % des Monatsmittels), basierend auf modellierten Abflusskennwerten. Da solch komplexe Vorschreibungen sehr selten sind ($n < 3$), wird die Fehlerauswirkung auf das Endergebnis als gering eingestuft.

4 Restwasserszenarien

Die Auswirkungen von Restwasservorschreibungen auf die Wasserkraftproduktion werden anhand verschiedener Restwasserszenarien modellbasiert evaluiert, deren Hintergründe nachstehend erläutert werden. Ziel der Analyse ist die Abklärung der Frage, welche Auswirkungen die vollständige Umsetzung der EU-Wasserrahmenrichtlinie auf die Energieerzeugung aus Wasserkraft in Österreich hätte. Die Auswirkungen der einzelnen Restwasserszenarien werden im Vergleich zum gegenwärtigen Zustand (siehe Kapitel 3) als Differenz der Erzeugung ermittelt. Die konkrete Festlegung der Restwasserszenarien erfolgte durch die Auftraggeber. Dotationswassermengen für Fischaufstiegs- bzw. Abstieghilfen sind nicht Teil dieser Studie.

Die EU-Wasserrahmenrichtlinie (EU-WRRL, RL 2000/60/EG) verfolgt das Ziel einer nachhaltigen und umweltverträglichen Wassernutzung. Dabei liegt der Fokus nicht nur auf der Ressource Wasser als Verbrauchsgut, sondern auch auf der gesamtheitlichen Betrachtung von Gewässern und deren ökologischer Funktionsfähigkeit. Dabei soll ein guter ökologischer und chemischer Zustand für Oberflächengewässer, sowie ein gutes ökologisches Potenzial und ein guter chemischen Zustand für erheblich veränderte oder künstliche Gewässer, hergestellt werden (Verbesserungsgebot). Der Zustand der Gewässer darf dabei nicht verschlechtert werden (Verschlechterungsverbot). Die Vorgaben für die Beurteilung des „guten ökologischen Zustandes“ eines Oberflächengewässers erfolgen dabei in der Qualitätszielverordnung Ökologie Oberflächengewässer (QZV Ökologie OG). Im Nationalen Gewässerbewirtschaftungsplan (NGP) wird im 6-Jahreszyklus der aktuelle Zustand sowie geplante Maßnahmen zur Erreichung der WRRL-Ziele beschrieben (der aktuelle NGP 2021 umfasst die Periode 2022 bis 2027). Der NGP bildet das zentrale Instrument zur Verwirklichung der Ziele der WRRL und beschreibt die dafür erforderlichen Maßnahmen. Aufgrund der großen Anzahl an sanierungsbedürftigen Restwasserstrecken (Stand NGP 2021: 1.700) wird bei der Maßnahmenumsetzung etappenweise vorgegangen.

Die gesicherte und dauerhaft vorhandene gewässertypische Wasserführung im Gewässer ist eine Grundvoraussetzung für funktionsfähige aquatische Ökosysteme. Durch Wasserentnahmen können erhebliche Auswirkungen auf die Abflussmenge und -dynamik entstehen.

Die QZV Ökologie OG legt daher den „ökologisch erforderlichen Mindestabfluss“ als Richtwert für die Restwasserabgabe fest, bestehend aus einer konstanten und dynamischen Komponente. Die konstante Komponente (Basiswasserführung) setzt sich aus dem minimalen Basisabfluss – abgeleitet aus hydrologischen Kennwerten – und der Wassermenge zur Einhaltung der Fischpassierbarkeit zusammen (gemäß Anlage G). Der dynamische Anteil soll der natürlichen Abflusssdynamik des Gewässers folgen.

Der ökologisch erforderliche Mindestabfluss gewährleistet den guten ökologischen Zustand und ist bei wasserrechtlichen Bewilligungen sowie Wiederverleihungen von Wasserentnahmen zu berücksichtigen. Während die Kennwerte der QZV Ökologie OG der Behörde als Richtwert dienen, kann es in begründeten Einzelfällen auch zu strengeren oder weniger strengen Restwasservorschreibungen kommen. Dies erfordert fundierte Kenntnisse zu spezifischen wasserwirtschaftlichen Verhältnissen und biologischen Zusammenhängen, sowie die Berücksichtigung bestehender Nutzungen und Summationseffekte im Einzugsgebiet. Sofern Gewässer aufgrund der Restwasserbelastung als erheblich verändert ausgewiesen wurden, gelten die Richtwerte der QZV Ökologie OG in Bezug auf Restwasser nicht. Die erforderliche Restwassermenge für das gute ökologische Potential ist im Einzelverfahren festzulegen.

Die gewählten Restwasserszenarien bauen auf der Gesetzeslage und den darin festgelegten Richtwerten auf. Analog zur konstanten und dynamischen Aufteilung des ökologischen Mindestabflusses unterteilen sich die Szenarien ebenfalls in konstante und dynamische Annahmen. Sie sollen das etappenweise Vorgehen des NGP widerspiegeln (Szenario 1 und Szenario 4 bis 6), sowie den Vergleich zur Stigler-Studie ermöglichen (Szenario 2 und 3), in der ebenfalls mit verschiedenen Szenarien gearbeitet wurde. Die Szenarien 2 und 3 sind nicht als Richtwerte in der QZV verankert bzw. können über deren Anforderungen hinausgehen. Sie wurden jedoch aus Gründen der Vergleichbarkeit mit der Stigler-Studie in die vorliegende Arbeit aufgenommen.

Für hochalpine, fischfreie Restwasserstrecken (> 1.300 m) wurden eigene Szenarien festgelegt. Diese Strecken hängen mit der Nutzung von Bei- bzw. Überleitungen zu hochalpinen Speicherseen zusammen und werden als erheblich veränderte Wasserkörper ausgewiesen, weshalb hier das gute ökologische Potenzial als Zielgröße gilt. Das 2020 gestartete Projekt ÖkoResch (ÖkoResch, 2026) befasst sich mit der Festlegung von Restwassermengen zur Erreichung des guten ökologischen Potenzials außerhalb des Fischlebensraums in hochalpinen Restwasserstrecken und schwallbelasteten Gewässern. Die hochalpinen Szenarien wur-

den in Zusammenarbeit mit ÖkoResch erstellt. Sie stellen eine erste Näherung dar, da sowohl die Definition des guten ökologischen Potentials als auch die dafür erforderlichen Restwassermengen in diesen Gewässern zum aktuellen Zeitpunkt noch nicht festgelegt sind.

4.1 Konstante Restwasserszenarien

Es wurden drei konstante Restwasserszenarien definiert:

- Szenario 1: Minimaler Basisabfluss gemäß QZV Ökologie OG §13 (2) Z1 exkl. Anlage G
 - $MQ < 1 \text{ m}^3/\text{s}$: NQt oder $1/2 \text{ MJNQt}$ (der jeweils höhere Wert ist heranzuziehen)
 - $MQ > 1 \text{ m}^3/\text{s}$: NQt oder $1/3 \text{ MJNQt}$ (der jeweils höhere Wert ist heranzuziehen)
- Szenario 2: $2/3 \text{ MJNQt}$
- Szenario 3: MJNQt

Das erste Szenario umfasst den minimalen Basisabfluss gemäß Festlegung im 3. NGP (BMLRT 2021). Die weiteren Szenarien stellen eine schrittweise Erhöhung dieser Mindestanforderung dar und gehen über die Richtwerte zur konstanten Abflusskomponente der QZV hinaus. Sie dienen einerseits der Vergleichbarkeit mit der Stigler-Studie, andererseits tragen sie dem Umstand Rechnung, dass in Einzelfällen höhere Restwasservorgaben zur Erreichung der ökologischen Ziele erforderlich sein können. Die Ergebnisse ermöglichen somit eine größenordnungsmäßige Abschätzung von Verlusten, eine flächendeckende Anwendung der Szenarien 2 und 3 ist jedoch nicht vorgesehen.

4.2 Dynamische Restwasserszenarien

Es wurden drei dynamische Restwasserszenarien festgelegt, jeweils als Prozentanteil des Durchflusses:

- Szenario 4: 10 % des Durchflusses
- Szenario 5: 15 % des Durchflusses
- Szenario 6: 20 % des Durchflusses

Diese Szenarien beruhen auf der Annahme, dass mit einer Restwassermenge von etwa 20 % der aktuell im Gewässer fließenden Wassermenge die biologischen Qualitätsziele mit an

Sicherheit grenzender Wahrscheinlichkeit erreicht werden können. Da in manchen Fällen auch geringere Mengen ausreichend sein können, wurden zusätzliche abgestufte Szenarien berücksichtigt.

Als Bezugsniveau wird jeweils das aktuelle monatliche MQ des Zeitraumes 2010–2021 verwendet. Bei den dynamischen Szenarien gilt der minimale Basisabfluss (Szenario 1) als unterer Grenzwert. Es wird je Monat der größere Wert aus 10 %, 15 % oder 20 % des monatlichen MQ (je nach Szenario) oder dem minimalen Basisabfluss gewählt. Eine Aufsummierung der beiden Werte erfolgt nicht.

4.3 Restwasserszenarien für das Hochgebirge

Für das Hochgebirge wurden zwei konstante Restwasserszenarien definiert. Als hochalpine, fischfreie Gewässer werden Fließstrecken oberhalb 1.300 m Seehöhe festgelegt (Schinegger, 2006). Diese Höhengrenze wurde zwischenzeitlich als nicht geeignetes Abgrenzungskriterium eingestuft, wurde aber als erste Annäherung herangezogen. Da die Festlegung des guten ökologischen Potentials individuell für einzelne Gewässerstrecken erfolgen muss, werden als erste Näherung folgende Werte angenommen (ÖkoResch, 2026):

- 50 % des MJNQ_t
- 100 % des MJNQ_t

Die verwendeten hydrologischen Kennwerte (NQ_t, MJNQ_t oder MQ_m) in allen Szenarien beziehen sich jeweils auf das natürliche Einzugsgebiet. Die vorläufigen Erkenntnisse des Projektes ÖkoResch deuten jedoch darauf hin, dass aufgrund der hohen Heterogenität der Standorte die Festlegung von allgemeinen Kennwerten (z. B. auf Basis hydrologischer Kennwerte) nicht zielführend ist und die Restwassermenge immer im Einzelfall festgelegt werden muss.

4.4 Kombinierte Restwasserszenarien

Da die energiewirtschaftliche Modellierung nicht getrennt für Wasserfassungen im Hochgebirge (> 1.300 m Seehöhe) bzw. darunter (< 1.300 m) durchgeführt wird, erfolgen Kombinationen der einzelnen Restwasserszenarien (siehe Tabelle 7).

Tabelle 7 Kombinationen der Restwasserszenarien

RW-Szenario	Kategorie	RW-Vorschreibung ≤ 1.300 m Seehöhe	RW-Vorschreibung Hochgebirge (> 1.300 m Seehöhe)
IST	Aktuelle Vorschreibung 2021	Aktuelle Vorschreibung 2021	Aktuelle Vorschreibung 2021
S0	Keine Vorschreibung	Keine Vorschreibung	Keine Vorschreibung
S1	Konstant	Minimaler Basisabfluss	50 % MJNQ _t
S2		2/3 MJNQ _t	50 % MJNQ _t
S3		100 % MJNQ _t	100 % MJNQ _t
S4	Dynamisch (Basis Monatsmittelwert MQ _m der Periode 2010 – 2021)	10 % MQ _m	100 % MJNQ _t
S5		15 % MQ _m	100 % MJNQ _t
S6		20 % MQ _m	100 % MJNQ _t

5 Hydrologische Modellierung

In diesem Kapitel werden die Methodik sowie die Ergebnisse samt Unsicherheiten der hydrologischen Modellierung beschrieben. Dies umfasst die Bereitstellung von Zuflusszeitreihen mit täglicher oder stündlicher Auflösung für mehr als 1.200 Wasserentnahme-Standorte in Österreich. Darüber hinaus werden auch Abflusskennwerte bereitgestellt, welche Basis für die Determinierung der Restwasserabgaben an den einzelnen Standorten sind.

5.1 Tägliche Zeitreihen

Ein wesentlicher Input für die energiewirtschaftliche Modellierung sind hydrologische Zuflusszeitreihen. Daher werden für die natürlichen Kopf- bzw. Zwischen-Einzugsgebiete (EZG) der „Inflow points“ im Kraftwerkspark > 5 MW (479 Features; siehe Kapitel 2.4.3) sowie für die vollständigen natürlichen EZG der Stichprobe Kleinwasserkraft (703 Features; siehe Kapitel 2.3) die Zuflussganglinie mit täglicher Auflösung für den Zeitraum 2010 bis 2021 modelliert. Für den Kraftwerkspark > 5 MW werden abseits der Kopfeinzugsgebiete keine Gesamt-EZG, sondern Zuflüsse für Zwischen-EZG (zwischen den Inflow points) modelliert. Grund dafür ist, dass das Routing (Wasserbewegung innerhalb eines Kraftwerksparks bzw. von einem Kraftwerkspark zum nächsten) aufgrund der Speicherbewirtschaftung (welche unter anderem vom Strompreis abhängig ist) in der energiewirtschaftlichen Modellierung (siehe Kapitel 6) abgebildet wird.

5.1.1 Methodik

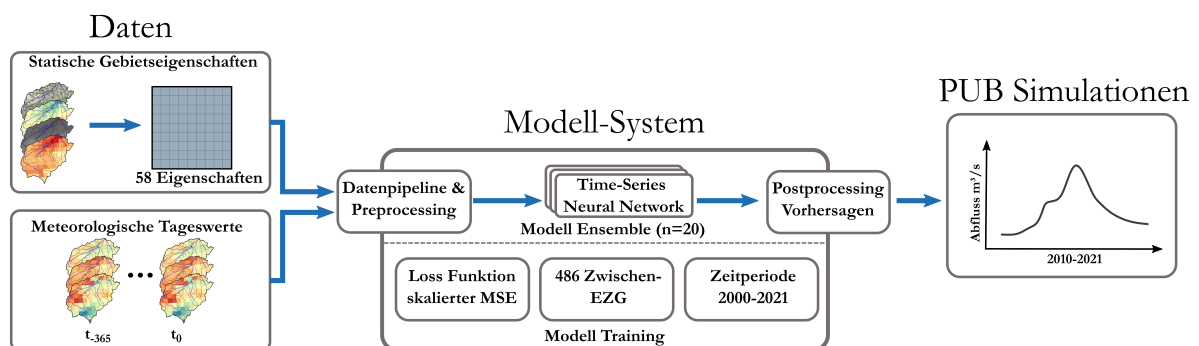
Es wurde ein Ansatz mit LSTM (Long short-term memory network) angewandt (Hochreiter & Schmidhuber, 1997), bei dem beim Modelltraining Informationen innerhalb des Netzwerks iterativ auch rückwärtsgerichtet (Backpropagation) werden. Hiermit wird speziell bei Neuronalen Netzen ein effizientes Update der Netzwerk-Gewichte / Bias-Werte, sowie eine gute Skalierbarkeit bei vielschichtigem Aufbau und komplexer Architektur, ermöglicht. Des Weiteren verfügt das LSTM über einen Langzeitspeicher, welcher durch spezielle Gate-Mechanismen sowie Speicherzellen ermöglicht wird, um den Informationsfluss zu steuern und die Informationen über längere Zeiträume speichern zu können (Hochreiter und Schmidhuber, 1997). Dieser Langzeitspeicher kann daher beispielsweise Informationen bezüglich der

hydrologisch relevanten Schneeakkumulation und Bodenfeuchte umfassen. LSTMs werden aufgrund dieser Eigenschaften daher bereits in einer Vielfalt an hydrologischen Studien verwendet und zeigten vielversprechende Resultate bei der Vorhersage von Zeitreihen (Frame et al., 2022; Kratzert et al., 2018; Kratzert, 2019; Li et al., 2020).

Insgesamt werden 58 statische Einzugsgebietseigenschaften (siehe Kapitel 2.5.4) sowie meteorologische Zeitreihen mit täglicher Auflösung von vier Variablen (siehe Kapitel 2.5.3) aus dem SPARTACUS Datensatz (GeoSphere Austria, 2024) verwendet. Als Zielwerte wurden die täglichen Abflussmittelwerte in Abflusshöhen (mm) umgerechnet, welche nach der Modellierung wieder in Abflussmittelwerte (m^3/s) umgerechnet wurden.

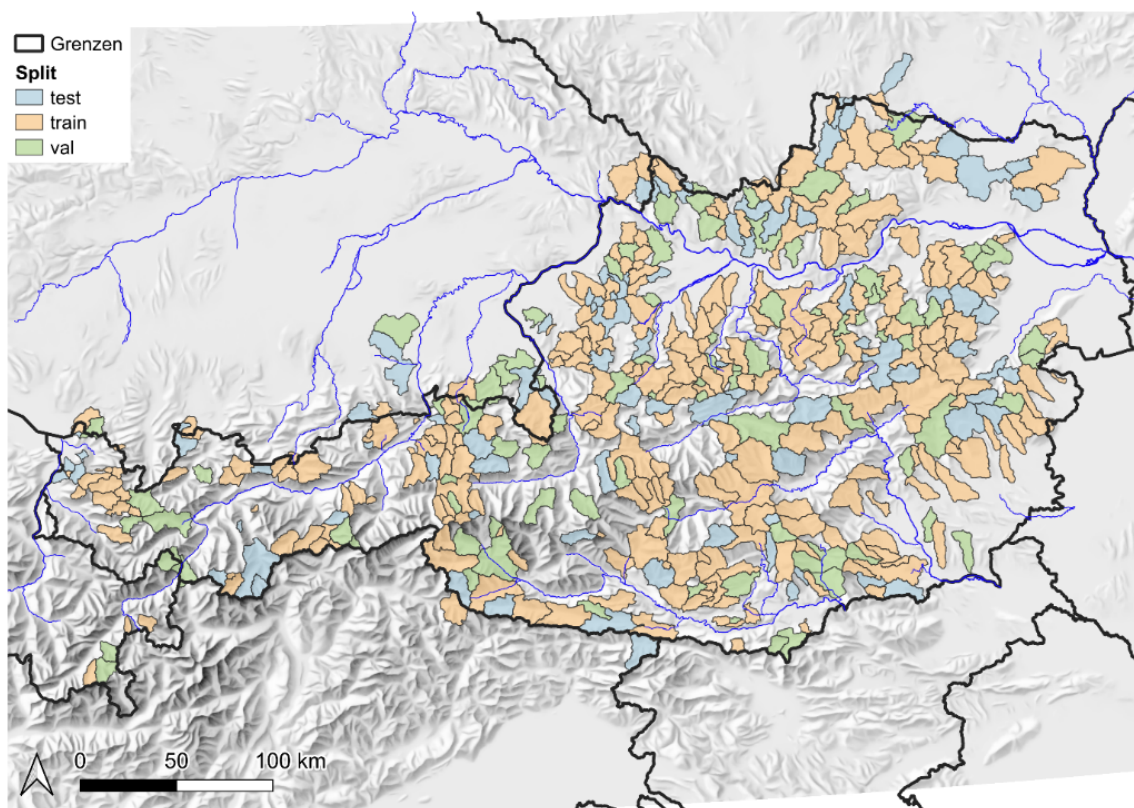
Für die Simulation eines Tages-Abflussmittelwerts werden neben den statischen EZG-Eigenschaften die Werte der letzten 270 Tage der meteorologischen Zeitreihen verwendet. Damit erhält das LSTM-Modell ausreichend Information für die Abbildung von längerfristigen Prozessen wie der Schneeakkumulation bzw. -schmelze. Als Verlustfunktion (Loss Funktion) wurde der Standardabweichungs-skalierte MSE (Mean Squared Error) verwendet, welcher den quadratischen Fehler durch die einzugsgebietsspezifische Standardabweichung normiert. Dadurch kann gewährleistet werden, dass die Einzugsgebiete mit unterschiedlichen Abflussvariabilitäten adäquat bewertet werden können. Um robustere Modellergebnisse zu erhalten, setzen sich die finalen Zeitreihen aus den medianen Tageswerten von 20 Einzelmodellen zusammen. Das Modellschema ist in Abbildung 30 dargestellt.

Abbildung 30 Schematische Darstellung der Modellierung täglicher Zuflusszeitreihen mit einem LSTM-Modell anhand dynamischer meteorologischer Variablen sowie statischer Gebietseigenschaften



Insgesamt wurden 486 nicht bzw. gering anthropogen beeinflusste beobachtete Einzugsgebiete für das Modelltraining bzw. die nachfolgenden Tests verwendet, wobei ein 60/20/20 % Split zur Anwendung kam. Das bedeutet, dass 60 % der 486 EZG für das Modelltraining sowie jeweils 20 % für die Modellvalidierung und den Test eingeteilt wurden. Bei der Erstellung der Datensplits wurde ein Clustering basierend auf den EZG-Eigenschaften angewendet, womit das Verhältnis der Cluster in jedem Split ident ist. Die räumliche Darstellung der Split-Zuteilung der einzelnen EZG ist in Abbildung 31 veranschaulicht.

Abbildung 31 Räumliche Darstellung der Datensplit Zuteilung der EZG (n = 486)



Als Gütemaß für die nachfolgend dargestellten Modellierungsergebnisse wird der NSE (Nash-Sutcliffe-Effizienz) verwendet. Dieser ist bei der Determinierung der Genauigkeit von vorhergesagten hydrologischen Zeitreihen ein häufig verwendetes Gütemaß. Die Bandbreite reicht von Minus Unendlich bis 1, wobei 1 eine perfekte Übereinstimmung der Simulation mit der Beobachtung indiziert. Ein NSE von 0 zeigt, dass der Mittelwert der Beobachtungen eine idente Modellgüte wie die Simulation liefert (Nash & Sutcliffe, 1970).

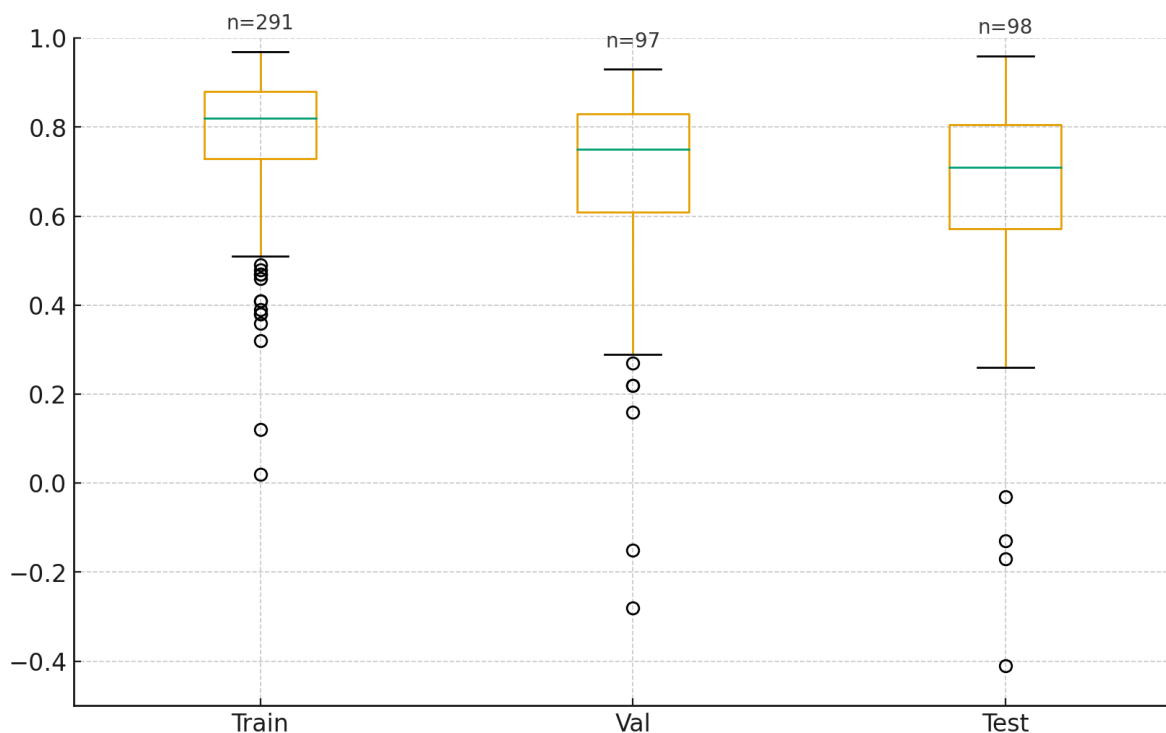
5.1.2 Ergebnisse

In Abbildung 32 sind die Häufigkeiten der erzielten NSE-Werte im Training („Train“, n = 291), in der Validierung („Val“, n = 97) sowie im Test-Split („Test“, n = 98) als Box-Plots dargestellt. Bei diesen drei Splits sind folgende NSE-Quartilswerte gegeben:

- Training: Q1 (25 %) = 0,73 | Q2 (Median) = 0,82 | Q3 (75 %) = 0,88
- Validierung: Q1 = 0,61 | Q2 = 0,75 | Q3 = 0,83
- Test: Q1 = 0,57 | Q2 = 0,71 | Q3 = 0,81

Zur Einstufung: Im Fachbereich der Hydrologie wird die Schwelle für ein gutes Modellierungsergebnis oftmals bei einem NSE-Wert von 0,70 festgesetzt.

Abbildung 32 Boxplots der Häufigkeiten der erzielten NSE-Werte bei der Vorhersage der täglichen Zeitreihen im Training, in der Validierung, sowie im Test



Um einen Eindruck für die vorhergesagten täglichen Abflusszeitreihen zu gewinnen, werden in den folgenden vier Abbildungen (siehe Abbildung 33 bis Abbildung 37) Beispiele für zwei gut bzw. weniger gut modellierte Zeitreihen aus dem Test exemplarisch dargestellt. Mit einem NSE von 0,93 bzw. 0,94 werden am Pegel Huben (Ötztaler Ache, Abbildung 33) bzw.

am Pegel Gepatschalm (Fagge, Kaunertal, Abbildung 34) gute Resultate erzielt. Dies ist insofern hervorzuheben, da beide Einzugsgebiete von einem alpinen Charakter mit einem recht hohen Schnee- und Gletscheranteil geprägt sind. Dies ist in beiden Abbildungen durch die hohe Saisonalität ersichtlich.

Abbildung 33 Beobachtete (blau) bzw. vorhergesagte (grün) tägliche Zeitreihe im Jahr 2010 am Pegel Huben (Tirol, Ötztaler Ache, 517,2 km²), Test NSE über alle Jahre = 0,93

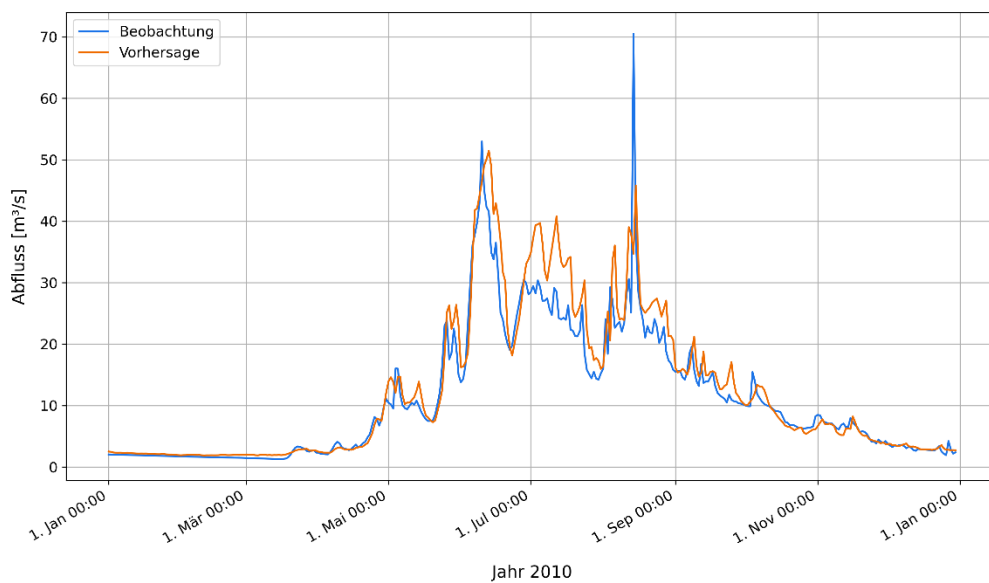
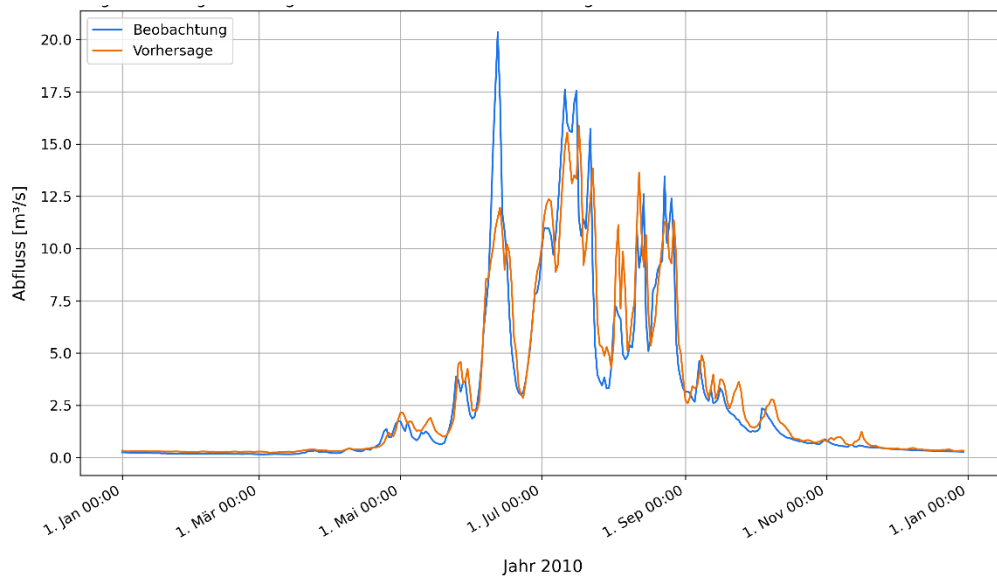


Abbildung 34 Beobachtete (blau) bzw. vorhergesagte (grün) tägliche Zeitreihe im Jahr 2010 am Pegel Gepatschalm (Tirol, Fagge, 55,0 km²), Test NSE über alle Jahre = 0,94



Weniger gute Ergebnisse zeigen sich beispielsweise am Pegel Völkermarkt (Wurlabach, siehe Abbildung 35) bzw. am Pegel Stixenstein (Sierning, siehe Abbildung 36). Es war aufgrund der großen Anzahl nicht möglich, jedes EZG auf etwaige zusätzliche Beeinflussungen (abseits der bereits in den LamaH-Metadaten erfassten Beeinflussungen (Klingler et al., 2021a, 2021b)) detailliert zu überprüfen. Es ist jedoch hervorzuheben, dass in einigen getesteten Fällen, in welchen die Modellgenauigkeit sehr gering war, eine nicht attributierte Beeinflussung festgestellt werden konnte (z. B. beim Pegel Völkermarkt der Anteil an Aulfläche im Einzugsgebiet sowie beim Pegel Stixenstein die Verkarstung sowie die Wasserentnahme für die 1. Wiener Hochquellenleitung (Stixenstein Quelle)).

Abbildung 35 Beobachtete (blau) bzw. vorhergesagte (grün) tägliche Zeitreihe im Jahr 2010 am Pegel Völkermarkt (Kärnten, Wurlabach 49,8 km²), Test NSE über alle Jahre = -0,03. Pegel beeinflusst durch Aufläse im Einzugsgebiet

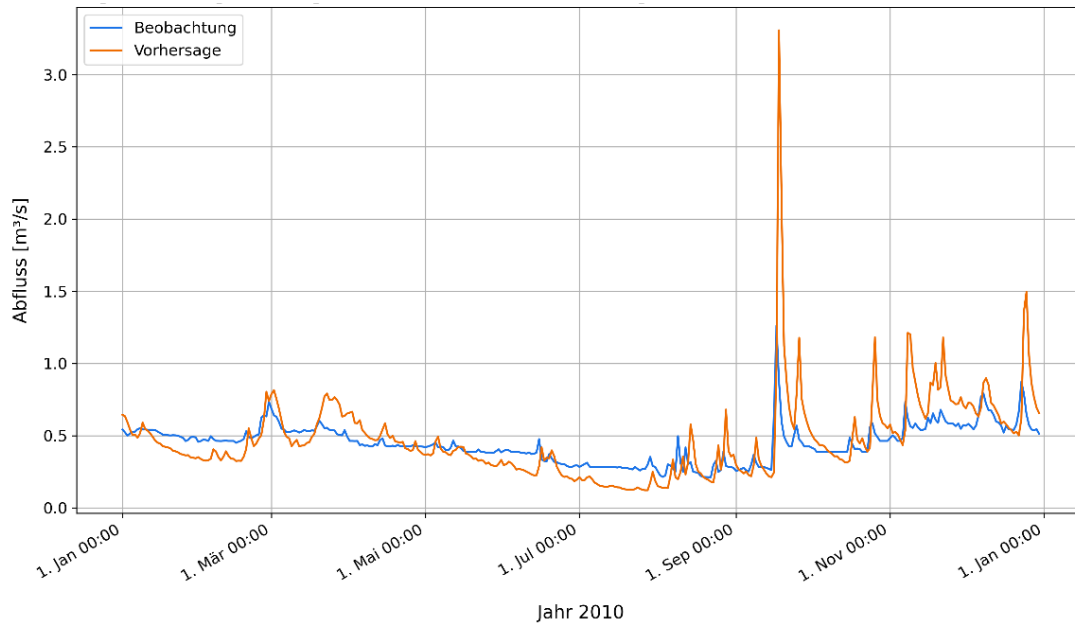
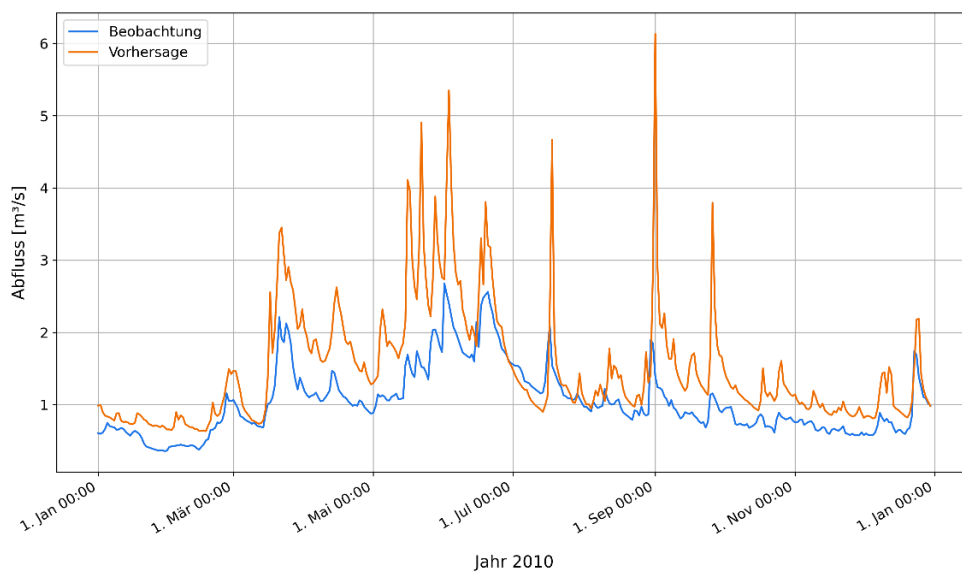


Abbildung 36 Beobachtete (blau) bzw. vorhergesagte (grün) tägliche Zeitreihe im Jahr 2010 am Pegel Stixenstein (Schloss) (NÖ, Sierning 91,7 km²), Test NSE über alle Jahre = -0,41. Pegel beeinflusst durch Wasserentnahme und Verkarstung im Einzugsgebiet



In der Abbildung 37 bis Abbildung 44 ist abwechselnd die Gegenüberstellung der Abflussganglinie sowie der daraus aggregierten Monatsmittelwerte für vier im alpinen Raum gelegene Wasserfassungen von KW-Betreibern veranschaulicht. Die gezeigten Simulationsdaten sind Teil des Endergebnisses (Zeitreihen bzw. Monatsmittelwerte für Inflow points bei $KW > 5\text{ MW}$) und wurden nach Abschluss des Modelltests generiert und dienen der weiteren Überprüfung der Ergebnisse an alpinen Pegeln mit kleinen Einzugsgebieten. Es werden nachfolgend wiederum Zeitreihen von zwei Wasserfassungen mit guten Ergebnissen sowie zwei mit weniger guten Ergebnissen vom Aufzeichnungsbeginn bis zum Untersuchungsende dargestellt.

Die Abbildung 37 zeigt eine Gegenüberstellung der beobachteten sowie vorhergesagten täglichen Abflusszeitreihen an der Wasserfassung Fimbabach in Tirol. In Abbildung 38 sind passend dazu die beobachteten sowie aus der vorhergesagten Tageszeitreihe aggregierten Monatsmittelwerte veranschaulicht. Mit einem NSE von 0,90 wird ein sehr gutes Modellierungsergebnis erzielt, wobei die saisonale Variabilität bedingt durch die Schneeakkumulation bzw. -schmelze gut abgebildet werden kann. Abweichungen sind vor allem bei den Extremwerten nach oben hin erkennbar (Hochwasser). Bei den aggregierten Monatsmittelwerten zeigt sich bei so gut wie allen Monaten eine Unterschätzung im Vergleich zur Beobachtung in der Größenordnung von -5 bis -10 %. Dies stimmt auch gut mit der Auswertung in Tabelle 9 überein. Die Auswirkung dieser Unterschätzung auf die Energieerzeugung wird in einer Sensitivitätsanalyse in Kapitel 7.3.3 untersucht.

Abbildung 37 Beobachtete (schwarz) bzw. vorhergesagte (grün) tägliche Zeitreihe der Periode 2010–2021 an der Wasserfassung Fimbabach (Tirol, 38,8 km²), NSE = 0,90

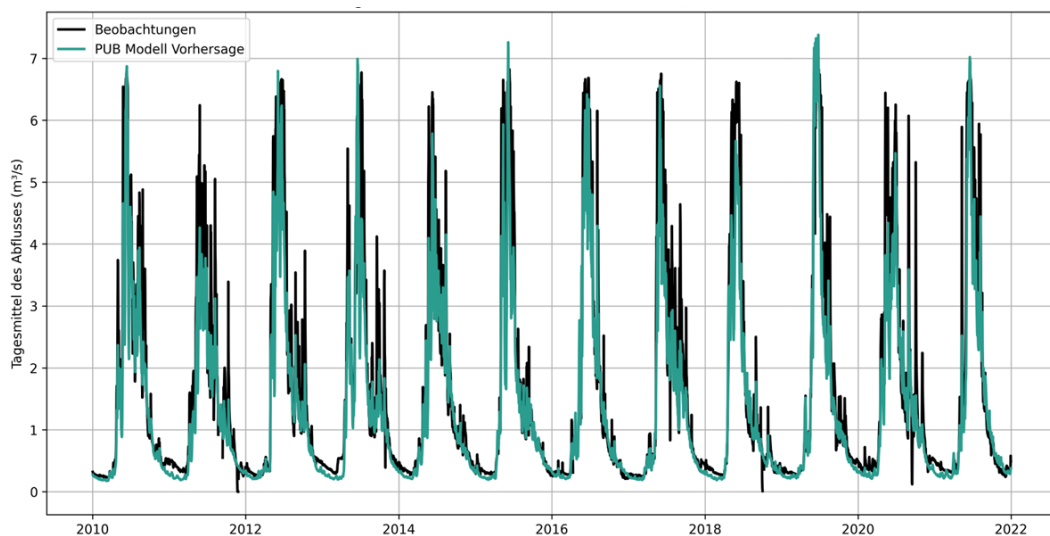
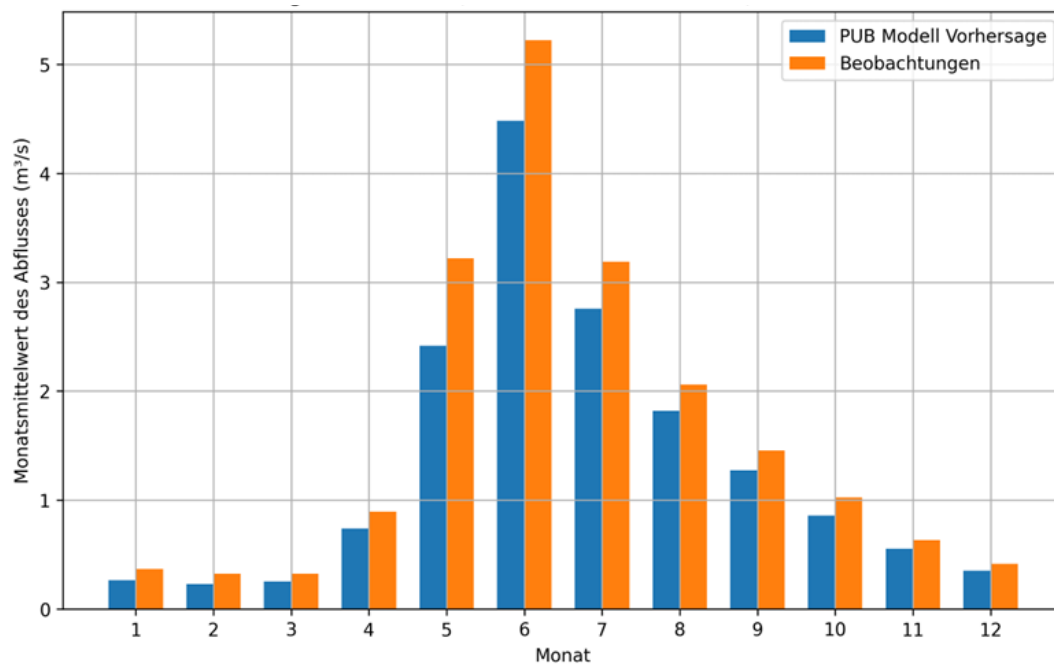


Abbildung 38 Beobachtete (orange) bzw. vorhergesagte (blau) Monatsmittelwerte der Periode 2010–2021 an der Wasserfassung Fimbabach (Tirol, 38,8 km²)



Qualitativ vergleichbar mit der Wasserfassung Fimbabach sind die Ergebnisse an der Wasserfassung Hirzbach (siehe Abbildung 39 und Abbildung 40). Während jedoch an der Wasserfassung Fimbabach an allen Monaten ein simuliertes Abflussdefizit vorherrscht, zeigt sich bei der Wasserfassung Hirzbach in den Monaten April und Mai ein Abflussüberschuss im Vergleich zur Beobachtung.

Abbildung 39 Beobachtete (schwarz) bzw. vorhergesagte (grün) tägliche Zeitreihe der Periode 2013–2021 an der Wasserfassung Hirzbach (Salzburg, 7,1 km²), NSE = 0,89

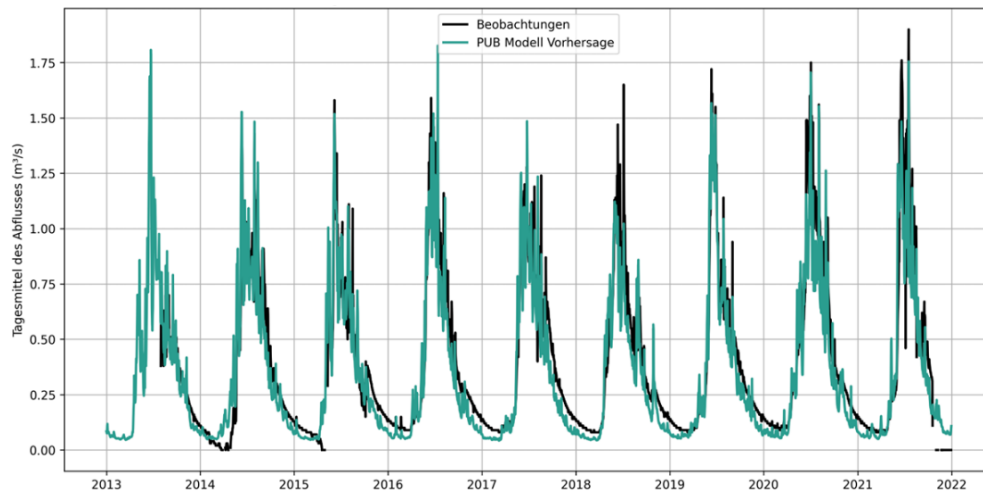
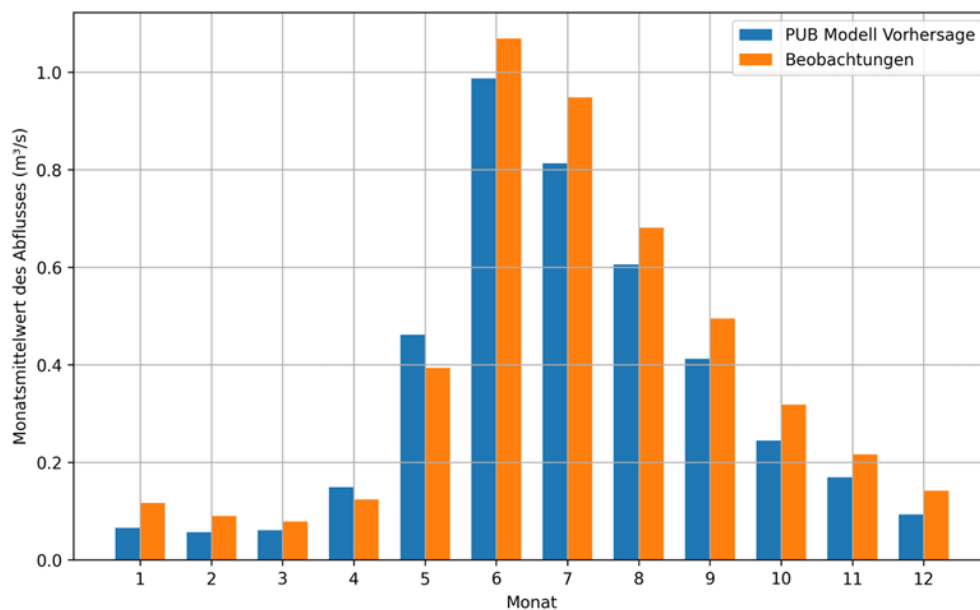


Abbildung 40 Beobachtete (orange) bzw. vorhergesagte (blau) Monatsmittelwerte der Periode 2013–2021 an der Wasserfassung Hirzbach (Salzburg, 7,1 km²)



Das Abflussgeschehen an der Wasserfassung Meng (siehe Abbildung 41 und Abbildung 42) ist im Vergleich zu den beiden vorherigen Wasserfassungen von einer geringeren Saisonalität geprägt. Mit einem NSE von 0,23 ist das Modellierungsergebnis deutlich schlechter – dies steht jedoch nicht in Zusammenhang mit der geringeren Abflussvariabilität. Grund da-

für ist möglicherweise eine Abweichung des tatsächlichen zum orographischen Einzugsgebiet, eine unzureichende Abbildung des Verhaltens des Einzugsgebiets (in den Monaten April und Mai wird gemäß Abbildung 42 ein Abflussdefizit modelliert und in den Monaten abseits vom Juni bestehen Überschüsse) als auch zum Teil künstliche Artefakte (Einbrüche in der beobachteten Ganglinie z. B. aufgrund von Spülungen oder Abschaltungen). Zu beachten ist bei dieser Wasserversorgung auch die Tatsache, dass mit 2019–2021 nur drei Jahre an Beobachtung vorlagen und daher Ausreißer in einzelnen Jahren einen starken Einfluss nehmen.

Abbildung 41 Beobachtete (schwarz) bzw. vorhergesagte (grün) tägliche Zeitreihe der Periode 2019–2021 an der Wasserversorgung Meng (Vorarlberg, 67,6 km²), NSE = 0,23. Beobachtete Zeitreihe beeinflusst durch Einbrüche z. B. aufgrund von Spülungen oder Abschaltungen

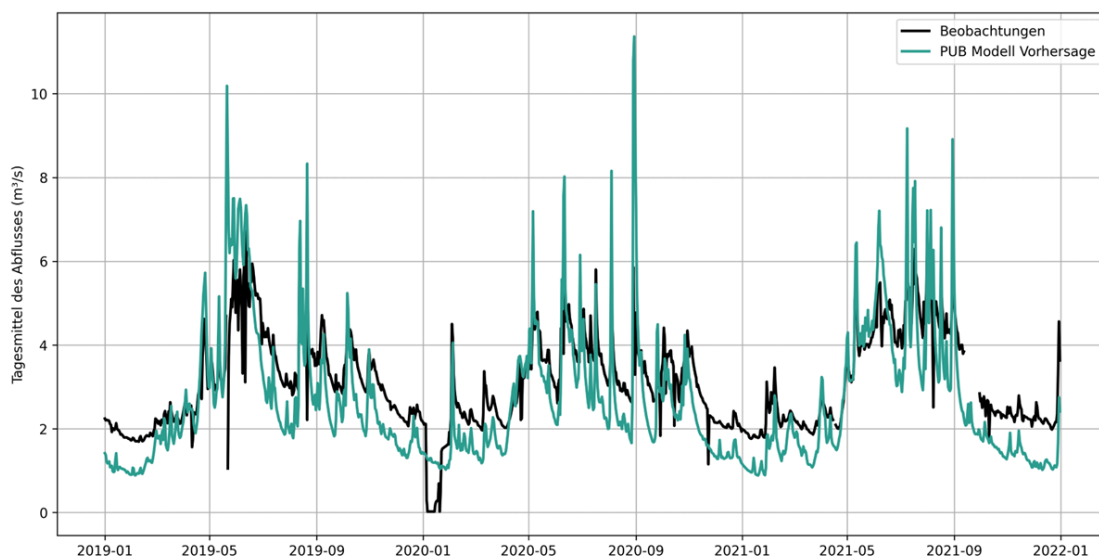
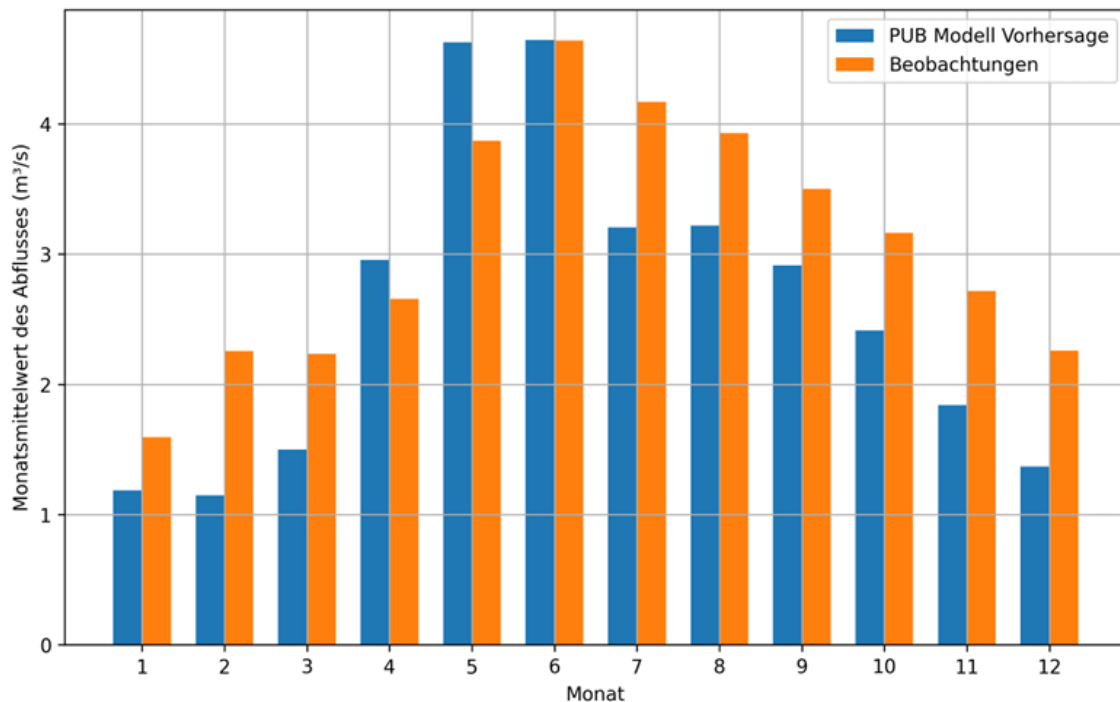


Abbildung 42 Beobachtete (orange) bzw. vorhergesagte (blau) Monatsmittelwerte der Periode 2019–2021 an der Wasserfassung Meng (Vorarlberg, 67,6 km²)



Die Abbildung 43 sowie Abbildung 44 zeigen die Ergebnisse an der Wasserfassung Oberer Glongbach (Vorarlberg), welche mit 0,55 km² ein im Vergleich zu den vorherigen Wasserfassungen sehr kleines Einzugsgebiet aufweist. Ersichtlich in Abbildung 43 sind eine zufriedenstellende saisonale Wiedergabe des Abflusses, wohingegen die Abflussspitzen (Niederschlagsereignisse als auch Schneeschmelze), welche meist im Spätfrühling bzw. Frühsommer beobachtet wurden, oft von der Modellierung deutlich unterschätzt werden. Dies zeigt sich auch in Abbildung 44, indem die Monatsmittelwerte der Monate Mai und Juni aus der Simulation gegenüber jenen aus den beobachteten Zeitreihen zu gering sind. In den übrigen Monaten ist, abseits vom Monat April, eine Überschätzung der beobachteten Monatsmittel gegeben. Mit einem NSE von 0,74 wird in Anbetracht der kleinen Einzugsgebietsgröße sowie der hochalpinen Lage (Gebietsauslass auf über 2.000 m) eine gute Modellgüte erreicht.

Abbildung 43 Beobachtete (schwarz) bzw. vorhergesagte (grün) tägliche Zeitreihe der Periode 2010–2021 an der Wasserfassung Oberer Glongbach (Vorarlberg, 0,55 km²), NSE = 0,74

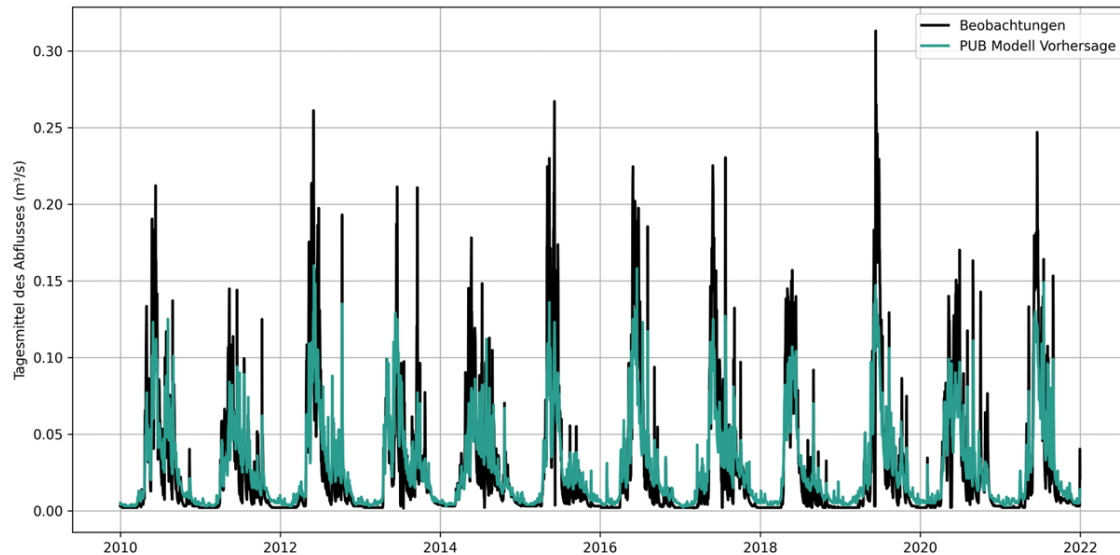
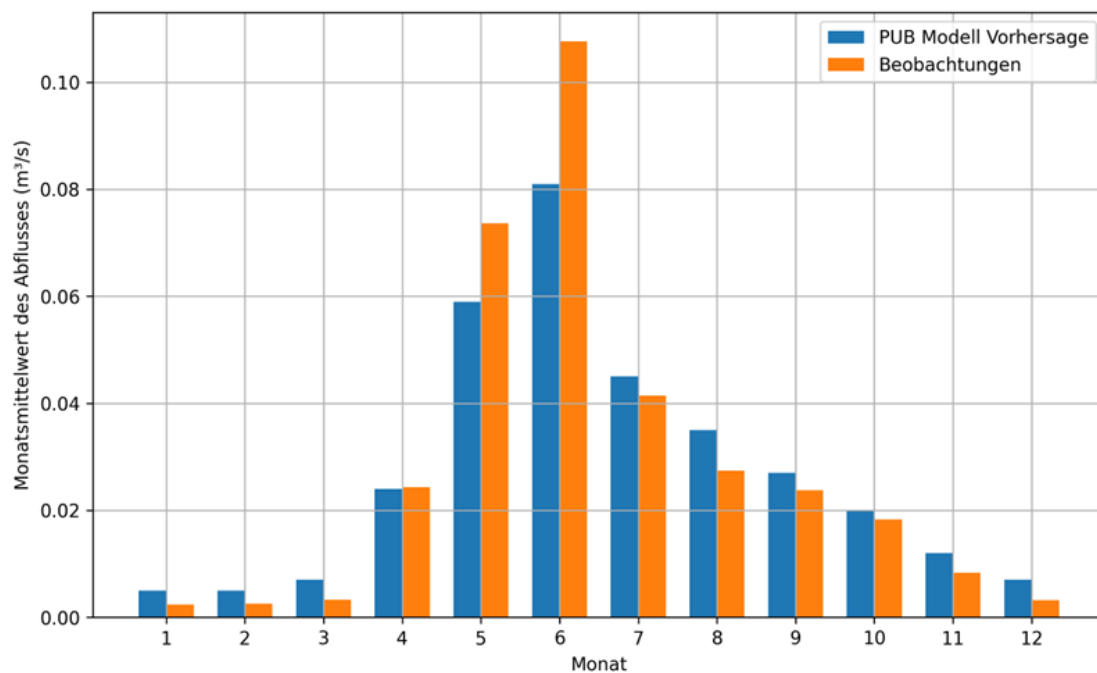


Abbildung 44 Beobachtete (orange) bzw. vorhergesagte (blau) Monatsmittelwerte der Periode 2010–2021 an der Wasserfassung Oberer Glongbach (Vorarlberg, 0,55 km²)



5.2 Stündliche Zeitreihen

Für die Bestimmung der Restwasserverluste sowie gegebenenfalls der ökologischen Auswirkungen sind Zuflusszeitreihen mit täglicher Auflösung im Hochgebirge² (Wasserfassung > 1.300 m Seehöhe) aufgrund des Tagesganges von Schnee- und Gletscherschmelze unzureichend. Zu Projektbeginn war es angedacht, die fehlenden stündlichen Zeitreihen auf Basis der Daten benachbarter Messstellen abzuleiten. Bei der Datendurchsicht hat sich herausgestellt, dass die Abflussmessungen im Hochgebirge teilweise von einem beträchtlichen Ausmaß an Lücken geprägt sind. Daher wurden stündliche Zuflusszeitreihen mithilfe eines Machine-Learning Modells vorhergesagt. Dieses Modell verwendet dafür modellierte tägliche Zuflusszeitreihen, meteorologische Daten und statische Gebietseigenschaften als Eingangsgrößen.

Die Simulation der stündlichen Zuflusszeitreihen im Hochgebirge wurde mit einem eigens für diese zeitliche Disaggregation trainierten Neuronalem Netzwerk durchgeführt. Die stündlichen Zuflusszeitreihen sollen für wesentlich von Schnee- und Gletscherschmelze beeinflussten Einzugsgebieten vorhergesagt werden. Die dafür angewandte Methodik wird im folgenden Unterkapitel dargelegt.

5.2.1 Methodik

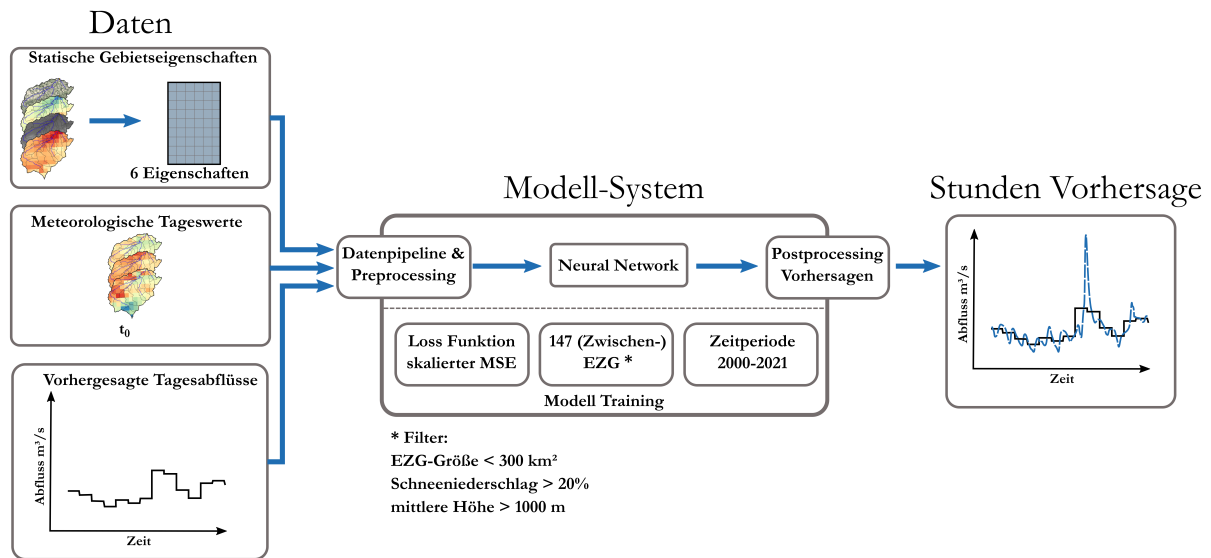
Für die Simulation stündlicher Zuflusszeitreihen wurde ein FFNN (Feed-Forward Neural Network) verwendet. Das FFNN wurde mit hydrologischen und meteorologischen Variablen der Zeitperiode 2000 bis 2021, sowie mit statischen Gebietseigenschaft trainiert, um die nicht vorhandenen stündlichen Zuflusszeitreihen der Periode 2010 bis 2021 vorherzusagen. Die Modellierung der stündlichen Zuflüsse ist schematisch in Abbildung 45 dargestellt. Ein FFNN lässt sich schneller als ein LSTM trainieren. Im Gegensatz zur Simulation der täglichen Zeitreihen ist bei der Simulation von stündlichen Zeitreihen der Langzeitspeicher des LSTMs weniger wichtig, da der mittlere tägliche Abfluss als Eingangsvariable vorhanden ist.

Das FFNN nutzt folgende sechs statische Gebietseigenschaften als Prädiktoren: orographische Einzugsgebietsfläche, Anteil des Jahresniederschlags welcher im Mittel als Schnee fällt,

² Im Zuge des ÖkoResch-Projekts wurde festgestellt, dass die Abgrenzung von 1.300 m Seehöhe als Schwellenwert nicht in allen Fällen geeignet ist, da sie primär auf dem Parameter des Fischlebensraums beruht und hydrologische Gesichtspunkte nur unvollständig abbildet. Zum Zeitpunkt der Durchführung dieser Modellierung entsprach diese Abgrenzung aber dem aktuellen Wissensstand und wurde gemeinsam mit dem Projektbeirat so festgelegt.

mittlere Einzugsgebietshöhe, Bandbreite der Seehöhe des Einzugsgebiets, Gletscheranteil sowie die mittlere Hangneigung. Diese Parameter beschreiben die topographischen und klimatischen Charakteristika der Einzugsgebiete. Die dynamischen Prädiktoren umfassen folgende meteorologische Variablen auf Tagesbasis aus dem SPARTACUS Datensatz: Niederschlag, Tiefst- und Höchsttemperatur sowie Sonnenscheindauer (siehe Kapitel 2.5.3). Zusätzlich werden noch die vorhergesagten täglichen Abflussdaten (siehe Kapitel 5.1) als Modelleingang verwendet. Die Saisonalität wird durch die Miteinbeziehung des Sinus- und Kosinus-transformierten Jahrestags berücksichtigt.

Abbildung 45 Schematische Darstellung der Modellierung stündlicher Zuflusszeitreihen mit einem FFNN-Modell anhand dynamischer hydrologischer und meteorologischer Variablen, sowie statischer Gebietseigenschaften



Als Zielvariablen für das Training des neuronalen Netzwerks dienen neben stündlichen Daten von ausgewählten amtlichen Messstellen ($n = 98$, siehe definierte Filterkriterien) auch stündliche Zuflusszeitreihen, welche von den Kraftwerksbetreibern für das ÖkoResch-Projekt zur Verfügung gestellt wurden ($n = 49$; siehe Kapitel 2.5.1).

Für das Training des Modells wurden gezielt Einzugsgebiete mit einer Fläche unter 300 km^2 , einem Schneeanteil über 20 % des durchschnittlichen Jahresniederschlags und einer mittleren Höhe über 1.000 m ausgewählt. Diese Filterkriterien gewährleiten eine Fokussierung auf Schnee- und Gletscher-beeinflusste Einzugsgebiete mit ähnlichen hydrologischen Charakteristika.

Eine wesentliche Verbesserung der Modellgüte wurde durch die Einbeziehung zeitversetzter Abflusswerte erreicht. Konkret wurden die mittleren Abflusswerte von zwei Tagen und einem Tag vor, sowie einem Tag nach dem Vorhersagetag als zusätzliche Prädiktoren verwendet. Diese Features ermöglichen es dem Modell, die zeitliche Dynamik der Abflussganglinie besser zu erfassen und die charakteristischen Verzögerungseffekte in der Abflussreaktion zu berücksichtigen.

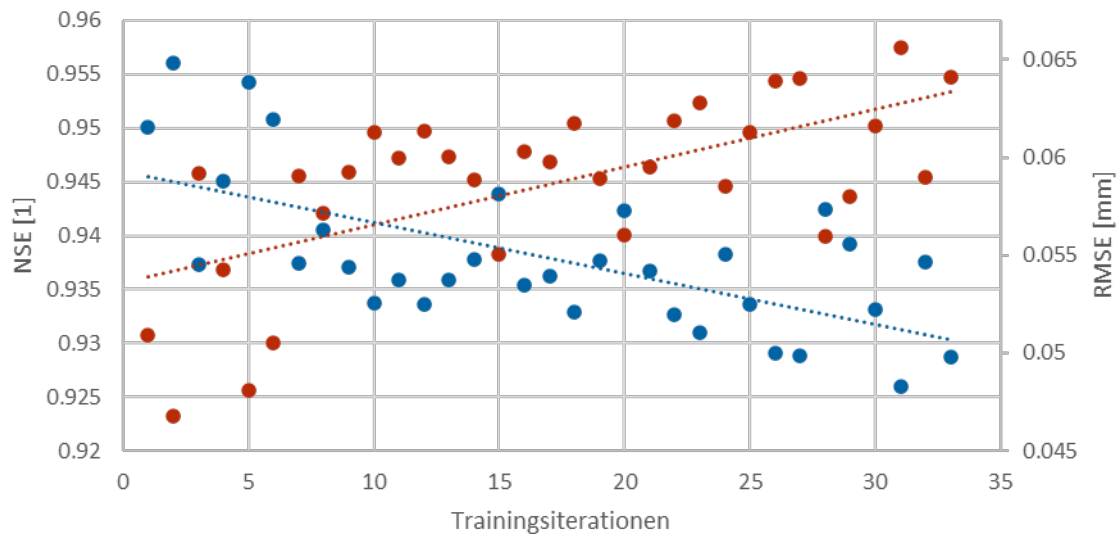
Die Architektur (bzw. Hyperparameter) des entwickelten FFNNs wurde mittels Bayesian Hyperparameter-Optimierung gewählt. Dabei wurden systematisch verschiedene Netzwerkarchitekturen hinsichtlich Schichtanzahl, Neuronenzahl, Lernrate und Regularisierungsparametern getestet. Das Netzwerk verwendet GELU-Aktivierungsfunktionen (Gaussian Error Linear Units) und eine moderate Dropout-Rate zur Regularisierung. Als Verlustfunktion kam der Standardabweichungs-skalierte MSE (Mean Squared Error) zum Einsatz, der den quadratischen Fehler durch die einzugsgebietsspezifische Standardabweichung normiert und somit eine adäquate Bewertung über Gebiete mit unterschiedlichen Abflussvariabilitäten ermöglicht. Diese Skalierung verhindert, dass Einzugsgebiete mit naturgemäß höherer Abflussvariabilität die Verlustfunktion dominieren, und gewährleistet eine ausgewogene Modelloptimierung über alle Trainingsgebiete hinweg.

Die Simulation von stündlichen Abflusszeitreihen erfolgt für 329 der 479 Inflow Points > 5 MW sowie für 305 der 703 Inflow Points der Kleinwasserkraftwerke (≤ 5 MW), wobei dieselben Filterregeln wie für die Trainings-EZG angewendet wurden.

5.2.2 Ergebnisse

Die Evaluierung des finalen FFNNs zeigt eine hohe Modellgüte mit einem globalen NSE von 0,96 sowie globalen RMSE- bzw. MAE-Werten von 0,050 mm/h bzw. 0,014 mm/h. Diese weisen auf eine gute Übereinstimmung zwischen vorhergesagten und beobachteten stündlichen Abflusswerten hin. Abbildung 46 zeigt die Verbesserung der Gütekriterien NSE und RMSE im Trainingsverlauf des FFNNs.

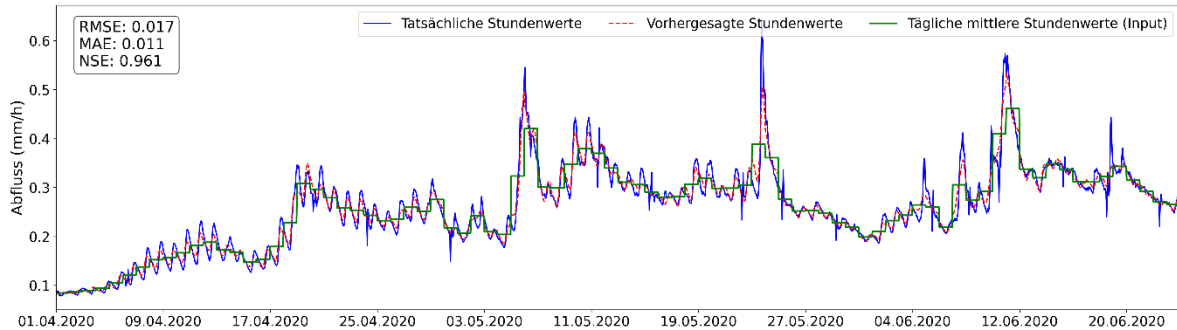
Abbildung 46 NSE- (rot) und RMSE- (blau) Entwicklung im Verlauf der Optimierung der FFNN-Hyperparameter



Die folgenden Abbildungen zeigen die Test Ergebnisse des FFNN-Modells exemplarisch für fünf verschiedene Einzugsgebiete für unterschiedliche Zeiträume. Die dargestellten Einzugsgebiete und Zeiträume wurden gezielt ausgewählt, um das Spektrum der Modellgüte bei guten (Pegel Schruns, Lofer und Weißpriach) und weniger guten Modellierungen (Pegel Vernagt und Wasserfassung Lüsener Bäche) abzubilden. Weiters wurde der Fokus auf die Schnee- und Gletscherschmelzperiode gelegt, um zu zeigen, wie gut das Modell die ausgeprägte Tagesgangdynamik vorhersagen kann. In den Darstellungen werden die beobachteten stündlichen (blaue Linie) mit den vorhergesagten stündlichen Zuflüssen (rote Linie) sowie den täglichen mittleren Stundenwerten als Input (grüne Linie) verglichen. In der linken oberen Ecke sind die Gütemaße RMSE, MAE und NSE für die dargestellte Periode angegeben.

Abbildung 47 zeigt die Evaluierung des Modells am Pegel Schruns für den Zeitraum vom 1. April bis 24. Juni 2020. Die Dynamik und Amplitude der beobachteten Tagesgänge der beginnenden Schneeschmelzperiode wird von dem FFNN-Modell gut vorhergesagt. Der hohe NSE- (0,961) und die geringen RMSE- (0,017) und MAE-Werte (0,011) zeigen weiters auch quantitativ eine hohe Übereinstimmung mit den Beobachtungen für den in Abbildung 47 dargestellten Zeitraum. Über die gesamte Zeitreihe (03.01.2000 bis 29.12.2021) erreicht das Modell an diesem Pegel einen NSE von 0,973, einen RMSE von 0,020 mm/h und einen MAE von 0,008 mm/h.

Abbildung 47 Vorhergesagte (rot) und beobachtete (blau) stündliche Zuflüsse, sowie mittlere tägliche Zuflüsse (grün) am Pegel Schruns (Litz, 102,0 km², Vorarlberg) im Zeitraum vom 1. April bis 24. Juni 2020



Auch beim Pegel Lofer (siehe Abbildung 48) sowie Weißpriach (siehe Abbildung 49) zeigen die simulierten stündlichen Zuflüsse im Zeitraum vom 1. April bis 24. Juni 2018 eine gute Übereinstimmung mit den Beobachtungen. Das FFNN-Modell reproduziert sowohl die Tagesdynamik als auch die Abflussspitzen in diesen beiden Einzugsgebieten im dargestellten Zeitraum präzise, was durch die hohen NSE-Werte und geringen Fehlermaße (RMSE, MAE) unterstrichen wird. Über die gesamte Zeitreihe (03.01.2000 bis 29.12.2021) erreicht das Modell am Pegel Lofer einen NSE von 0,970, einen RMSE von 0,023 mm/h und einen MAE von 0,008 mm/h. Am Pegel Weißpriach liegt der NSE über den gesamten Zeitraum (03.01.2000 bis 30.12.2020) bei 0,935 bei einem RMSE von 0,029 mm/h und einem MAE von 0,017 mm/h.

Abbildung 48 Vorhergesagte (rot) und beobachtete (blau) stündliche Zuflüsse, sowie mittlere tägliche Zuflüsse (grün) am Pegel Lofer (Loferbach, 107,4 km², Salzburg) im Zeitraum vom 28. März bis 1. August 2018

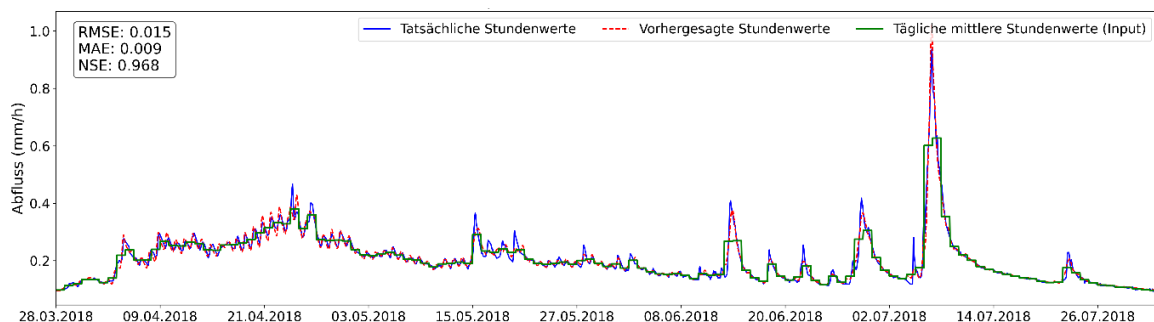
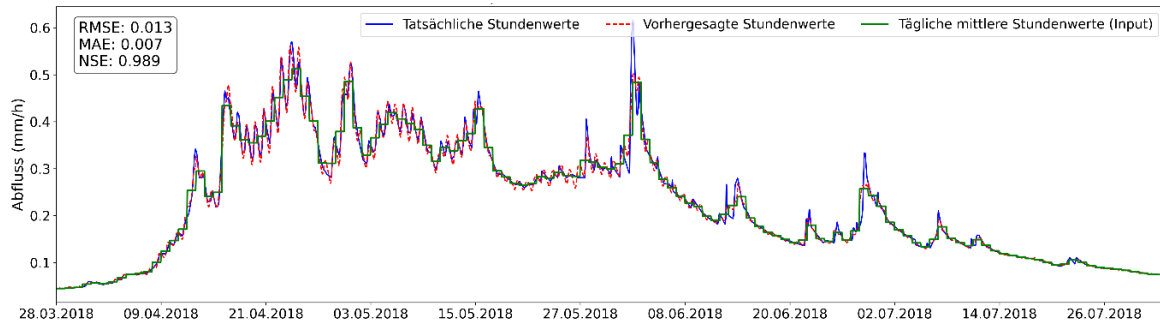


Abbildung 49 Vorhergesagte (rot) und beobachtete (blau) stündliche Zuflüsse, sowie mittlere tägliche Zuflüsse (grün) am Pegel Weißpriach (Weißpriach, 77,1 km², Salzburg) im Zeitraum vom 28. März bis 1. August 2018



Die niedrigsten NSE-Werte im Test zeigen sich am Pegel Vernagt (siehe Abbildung 50) und an der Wasserfassung Lüsener Bäche (siehe Abbildung 51). Über die gesamte Zeitreihe (04.05.2000 bis 04.11.2019) erreicht das Modell am Pegel Vernagt einen NSE von 0,889, einen RMSE von 0,188 mm/h und einen MAE von 0,094 mm/h. An der Wasserfassung Lüsener Bäche liegt der NSE über den gesamten Zeitraum (03.01.2000 bis 29.12.2021) bei 0,899 bei einem RMSE von 0,108 mm/h und einem MAE von 0,033 mm/h.

Am Pegel Vernagt ist im dargestellten Zeitraum eine Unterschätzung der in diesem Einzugsgebiet äußerst hohen Tagesgänge zu sehen, welche wie auch bei der Wasserfassung Lüsener Bäche vom hohen Gletscherbeitrag stammen. Bei der Wasserfassung Lüsener Bäche wird eine etwas zu hohe Amplitude im Tagesgang bis Mitte August vorhergesagt. Ab Mitte August zeigt die simulierte Tagesdynamik allerdings eine gute Übereinstimmung mit den Beobachtungen.

Abbildung 50 Vorhergesagte (rot) und beobachtete (blau) stündliche Zuflüsse, sowie mittlere tägliche Zuflüsse (grün) am Pegel Vernagt (Vernagtbach, 11,4 km², Tirol) für den Zeitraum vom 1. Mai bis 30. September 2016

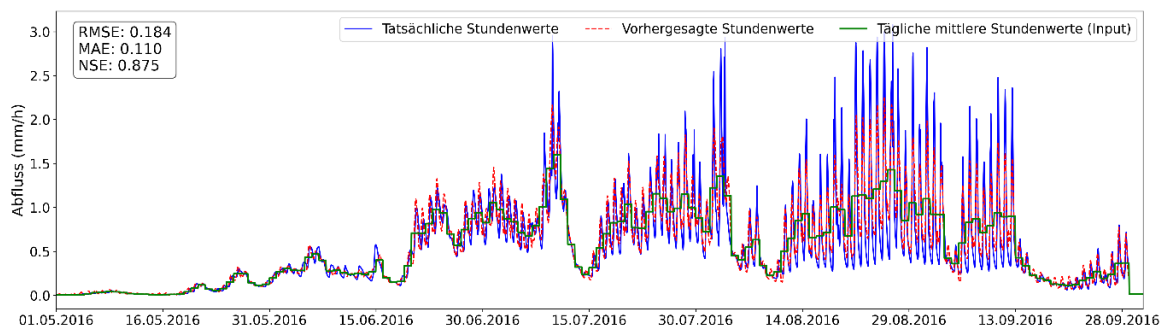
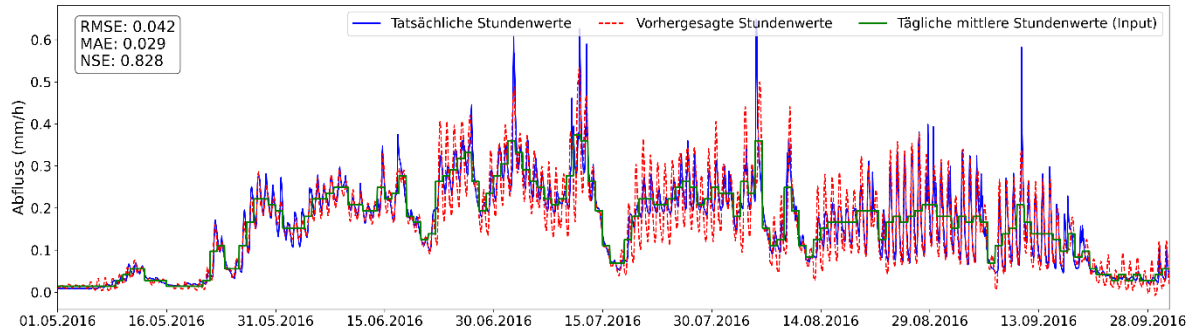
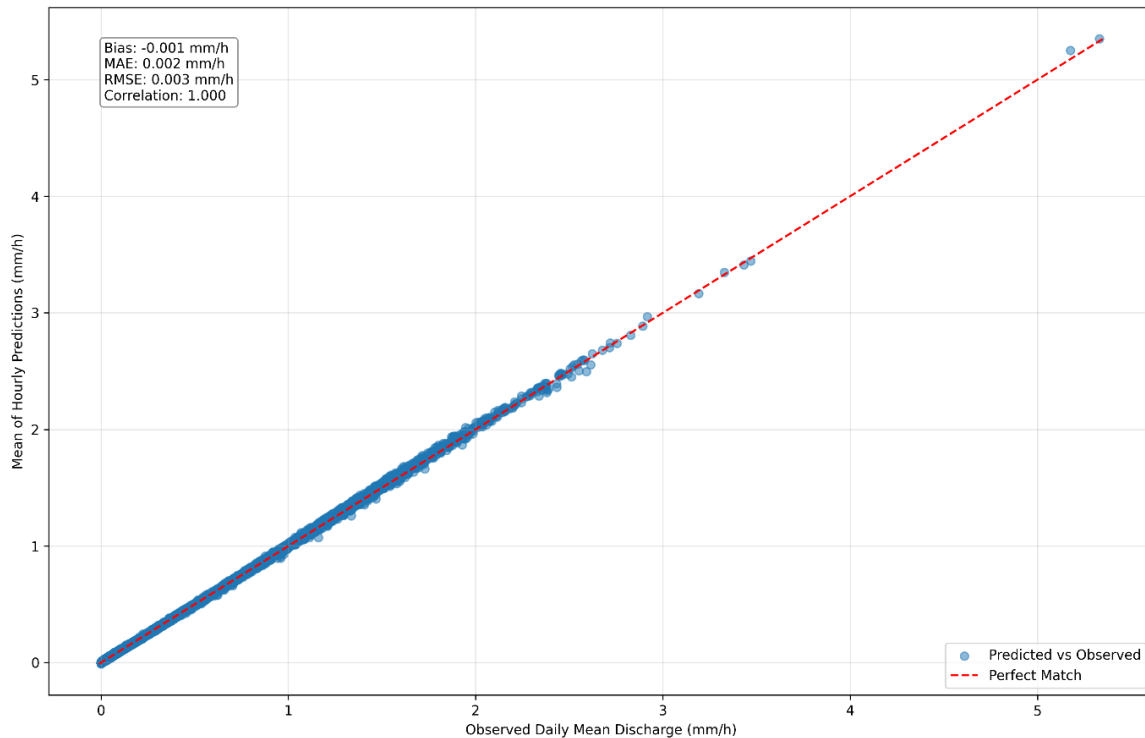


Abbildung 51 Vorhergesagte (rot) und beobachtete (blau) stündliche Zuflüsse, sowie mittlere tägliche Zuflüsse (grün) an der Wasserfassung Lüsener Bäche (2,6 km², Tirol) für den Zeitraum vom 1. Mai bis 30. September 2016



Bei der Modellierung wurde darauf geachtet, dass die Tagesmittelwerte basierend auf den simulierten 24 zugehörigen Stundenwerten den beobachteten Tagesmittelwerten entsprechen. Dies ist notwendig, damit die modellierten stündlichen Zuflüsse nicht die Wasserbilanz, die durch die Tages-Zuflussdaten vorgegeben wird, verändern. Abbildung 52 zeigt einen Vergleich der vorhergesagten und beobachteten Tagesmittelwerte der stündlichen Zuflüsse. Die Abweichungen, dargestellt durch Bias, MAE und RMSE, sind äußerst gering und die Korrelation von nahezu 1 bestätigt, dass das FFNN-Modell erfolgreich gelernt hat, die Tagesmittelwerte zu erhalten, wodurch die Wasserbilanz durch die stündliche Modellierung unverändert bleibt. Zu beachten ist dabei der Hintergrund, dass der Tagesmittelwert Modelleingang für die Vorhersage der Stundenmittelwerte ist.

Abbildung 52 Vergleich der mittleren täglichen Stundenzuflüsse (mm/h). Auf der x-Achse sind die beobachteten Tagesmittelwerte der stündlichen Zuflüsse und auf der y-Achse die Mittelwerte auf Basis der vorhergesagten stündlichen ZR dargestellt. Zu beachten ist, dass der Tagesmittelwert Modelleingang für die Vorhersage der Stundenmittelwerte ist.



5.3 Abflusskennwerte

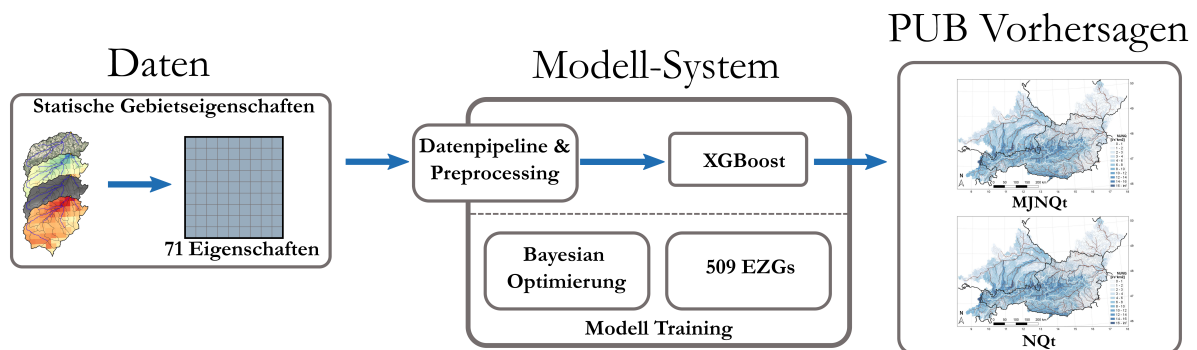
Die Abflusskennwerte, welche die Basis für die Determinierung der Restwasserabgabe bilden, werden im Gegensatz zu den Zuflusszeitreihen ausschließlich für die natürlichen, orographischen EZG aller Inflow points ermittelt. Dies steht im Einklang mit der QZV Ökologie OG, wonach Ausgangspunkt für die Bestimmung der Restwasserabgaben die hydrologischen Verhältnisse des natürlichen EZG heranzuziehen sind, also ohne die künstlichen Beeinflussungen von Zu- oder Ableitungen bzw. Speicherbetrieb.

Als Grundlage für die Determinierung der bestehenden Restwasserabgaben sowie der Restwasser-Szenarien werden der Abflussmittelwert MQ, die Abflussmittelwerte der einzelnen Monate MQm sowie die Niederwasser-Kennwerte MJNQ_t (arithmetisches Mittel der minimalen Tagesmittelwerte der einzelnen Jahre) sowie NQ_t (minimaler Tagesmittelwert innerhalb einer Periode) benötigt. Die Berechnungsperiode aller Abflusskennwerte ist 2010 bis inkl. 2021 (12 Jahre).

5.3.1 Methodik

Die Abflusskennwerte können zumindest bei den Standorten, welche dem Kraftwerkspark > 5 MW zugehörig sind, abseits der Kopf-EZG nicht oder nicht direkt aus den modellierten täglichen Zuflusszeitreihen abgeleitet werden, da dafür nur Zuflüsse der Zwischen-EZG vorliegen (Begründung siehe Kapitel 5.1). Während die Abflusskennwerte MQ sowie MQm der Inflow points mit Zwischen-EZG mit guter Genauigkeit anhand der Summe der Abflusskennwerte des aktuellen sowie der stromaufliegenden Kopf- und Zwischen-EZG ermittelt werden kann, ist diese Vorgangsweise bei der Ermittlung der Niederwasser-Kennwerte aufgrund der Extremwert-Charakteristik sowie des Faktors der Gleichzeitigkeit nicht mehr möglich: Es ist nicht wahrscheinlich, dass in einem größeren EZG in allen Teil-EZG während eines Zeitraums von 12 Jahren am gleichen Tag das jeweilige NQt auftritt. Daher werden die beiden Niederwasser-Kennwerte MJNQt sowie NQt direkt anhand eines Machine Learning Modells (XGBoost = Kombination aus vielen Entscheidungsbäumen) gemäß der Methodik in Klingler et al. (2022) auf Basis von (aus beobachteten Abflusszeitreihen ermittelten) Kennwerten regionalisiert. Das Modellsystem ist schematisch in Abbildung 53 veranschaulicht. Ein Vorteil dieser Vorgangsweise ist jener, dass die Zielwerte direkt vorhergesagt werden, anstatt diese aus einer Zeitreihe – in welcher Extremwerte tendenziell weniger gut abbildet sind – zu berechnen. XGBoost ist ein Gradientenverstärkungs-Algorithmus, welcher auf einer Vielzahl an sogenannten Entscheidungsbäumen basiert (Chen & Guestrin, 2016). Für das Training des XGBoost Modells wurden alle Einzugsgebietseigenschaften ($n = 71$; siehe Kapitel 2.5.4) für die natürlichen, orographischen EZG ermittelt (Summe = 509 Trainings-EZG). Die Zielwerte MJNQt bzw. NQt werden aus ausgewählten beobachteten amtlichen Abflusszeitreihen ($n = 460$; stark beeinflusste Messstellen wurden exkludiert) bzw. jenen der seitens der Kraftwerksbetreiber für das ÖkoResch Projekt zur Verfügung gestellten Abflusszeitreihen ($n = 49$; siehe Kapitel 2.5.1) ermittelt, wobei diese dem Modell in Form von Abflusshöhen (normiert auf die orographische EZG-Fläche) zugeführt werden. Die Modellausgabe sind ebenfalls Abflusshöhen, welche beim Postprocessing wieder auf Abflusswerte umgerechnet werden. Für das Modelltraining werden 80 % aller Trainings-EZG für das Training sowie 20 % davon für den Test verwendet (80/20 Split). Nach Evaluierung der Modellgüte werden 100 % der Trainings-EZG für das Modelltraining herangezogen, um anschließend mit dem trainierten XGBoost Modell die NW-Kennwerte aller EZG der Inflow points ($n = 479$ bei KW > 5 MW und $n = 703$ bei KWK) vorherzusagen.

Abbildung 53 Schematische Darstellung der Modellierung der Niederwasserkennwerte mit einem XGBoost Modell anhand statischer Gebietseigenschaften

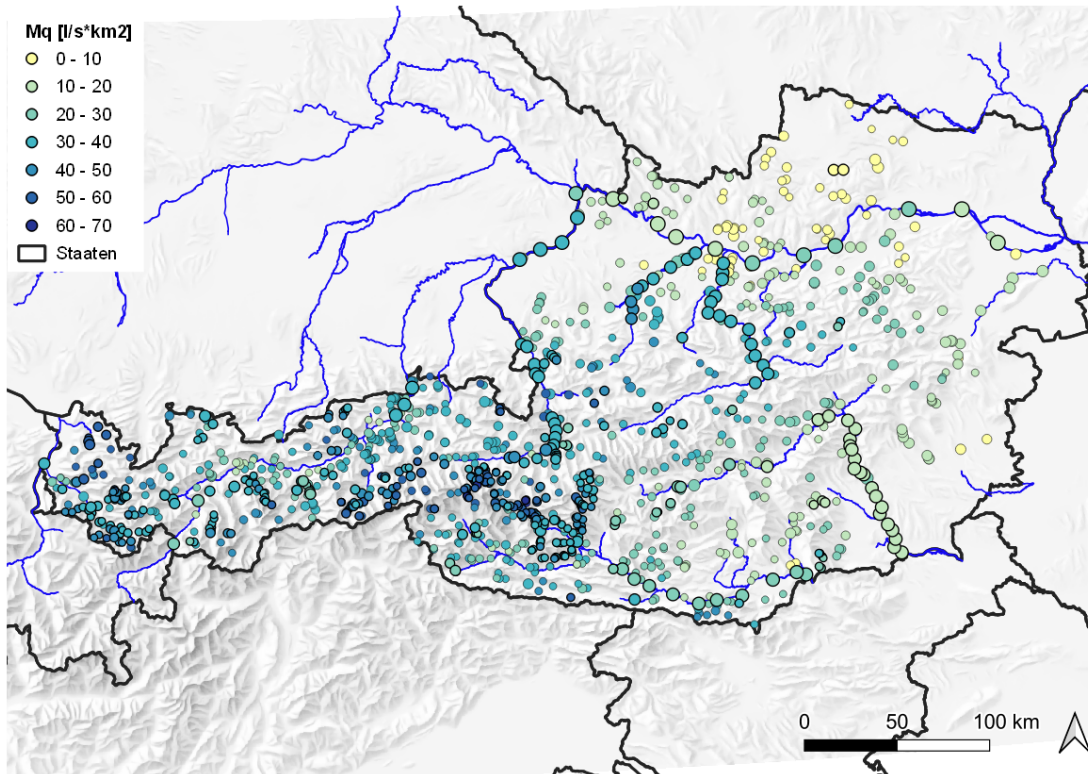


Die Aufsummierung der MQ sowie MQm (Monats-MQs) Kennwerte der einzelnen natürlichen Teil-EZG aus den täglichen Zeitreihen (siehe Kapitel 5.1) erfolgt auf Basis des Gewässernetz Routing-Algorithmus (siehe Kapitel 2.4.5.2), welcher dahingehend adaptiert wurde, sodass Kopf- bzw. Teil-EZG eingebunden und eine EZG-Hierarchie aufgebaut werden konnte.

5.3.2 Ergebnisse

Die modellierten – anthropogen unbeeinflussten – Abflussspenden für den Zeitraum 2010 bis einschließlich 2021 der Inflow points des Kraftwerkparks > 5 MW ($n = 479$) als auch der KWK ($n = 703$) sind in Abbildung 54 (Mq), Abbildung 55 (MJNQ_t) sowie Abbildung 56 (NQ_t) dargestellt. Gut ersichtlich bei der Mittelwasserspende in Abbildung 54 ist das West-Ost-Gefälle mit abfallenden Abflussspenden vom niederschlagsreichen Westen zum trockeneren Osten hin. Am höchsten sind die mittleren Abflussspenden mit bis zu $80 \text{ l/s} \cdot \text{km}^2$ bei im Hochgebirge gelegenen Messstellen, deren Einzugsgebiete zudem einen hohen Gletscheranteil aufweisen. Die geringsten modellierten mittleren Abflussspenden mit ca. $2 \text{ l/s} \cdot \text{km}^2$ liegen im nordöstlichen Waldviertel.

Abbildung 54 Modellerte mittlere Abflusssspende (Mq) 2010–2021 an den Inflow points der KW > 5 MW (n = 479, dickere Kreisumrandung) sowie der Kleinwasserkraftwerke. Kreisgröße proportional zum natürlichen orographischen EZG



Die Spenden des mittleren Niederwasserabflusses (MJNqt) bewegen sich im Bereich von 0 bis rund 20 l/s·km², jene des geringsten Niederwasserabflusses (Nqt) zwischen 0 und rund 10 l/s·km². Es zeigt sich in Abbildung 55 bzw. Abbildung 56 ein wesentlich anderes Muster als in Abbildung 54. Grund dafür sind die hohen saisonalen Abflussvariabilitäten bei von Schnee und Gletscher beeinflussten Einzugsgebieten. Die Variabilität ist grundsätzlich umso höher, je höher die Beeinflussung von Schnee- bzw. Gletscherakkumulation und -schmelze ist. Ein wesentlicher Einflussfaktor ist die mittlere Seehöhe des Einzugsgebiets. Daher sind beim MJNqt – als auch beim Nqt – neben den im trockeneren Osten gelegenen Einzugsgebieten auch jene in höher gelegenen Regionen im Westen Österreichs von geringen Niederwasserspenden geprägt. Hohe Niederwasserspenden sind primär bei Inflow points an den mittleren und unteren Abschnitten der großen Flüsse gegeben, wie beispielsweise am Inn, Enns oder Draa. Die Einzugsgebiete dieser Inflow points weisen zwar nennenswerte Anteile an hoch gelegenen alpin geprägten Flächen auf, jedoch noch größere Anteile an niederschlagsreichen Zwischeneinzugsgebieten abseits der hohen Lagen. Über mehrere Monate tief verschneite Tallagen sind aufgrund des Klimawandels heute nur noch selten anzutreffen.

Abbildung 55 Modellierte mittlere Niederwasserspende (MJNqt) 2010–2021 an den Inflow points der KW > 5 MW (n = 479, dickere Kreisumrandung) sowie der Kleinwasserkraftwerke. Kreisgröße proportional zum natürlichen orographischen EZG

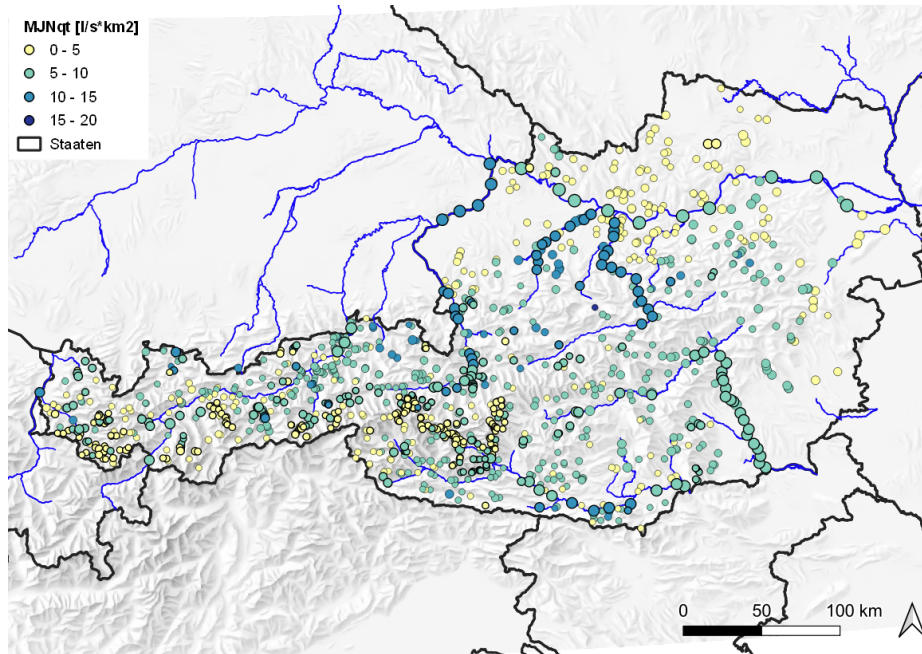
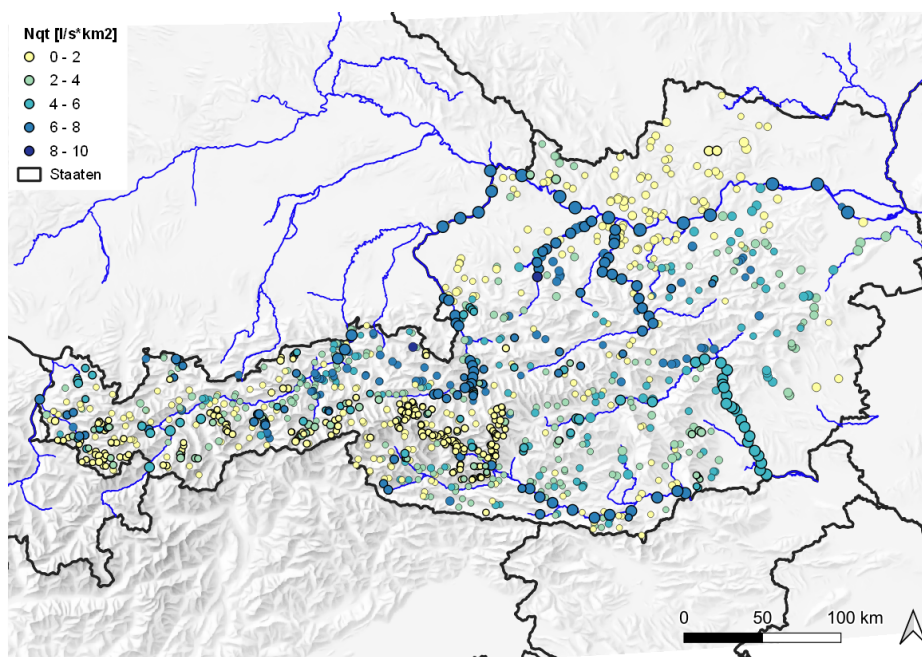


Abbildung 56 Modellierte Niederwasserspende (Nqt) 2010–2021 an den Inflow points der KW > 5 MW (n = 479, dickere Kreisumrandung) sowie der Kleinwasserkraftwerke. Kreisgröße proportional zum natürlichen orographischen EZG



In Tabelle 8 bis Tabelle 13 sind die Ergebnisse aus dem Test für MQ, MJNQ_t und NQ_t anhand von zwei verschiedenen Auswertungsformen dargestellt: a) Bei Tabelle 8 (MQ), Tabelle 10 (MJNQ_t) und Tabelle 12 (NQ_t) in Form einer Aufsummierung (Q_{sum}) der Kennwerte an den einzelnen Pegeln / Inflow points mit anschließender Ermittlung des prozentualen Bias sowie b) bei Tabelle 9 (MQ), Tabelle 11 (MJNQ_t) und Tabelle 13 (NQ_t) in Form von einer Ermittlung des prozentualen Bias an den einzelnen Pegeln / Inflow points mit anschließender Darstellung von bestimmten Quantilswerten (Q₁₀, Q₅₀, Q₉₀) sowie dem Mittelwert aus den einzelnen Bias-Werten. Anhand der Quantilswerte wird die Bandbreite der Einzelwerte dargestellt. Beide Auswertungsformen haben bestimmte Nachteile. Bei a) kann ein hydrologischer Kennwert eines größeren Baches / Gerinnes das Auswertungsergebnis stark beeinflussen, während bei b) verhältnismäßig kleine absolute Abweichungen bereits hohe relative prozentuale Bias Werte zur Folge haben (z. B. 100 % prozentualer Bias, wenn Simulationswert = 2 l/s und Beobachtungswert = 1 l/s). Durch Kombination von a) und b) sollen aber Tendenzen robuster aufgezeigt werden.

Die Auswahl A1) setzt sich aus von beobachteten Zeitreihen (meist von amtlichen Messstellen) berechneten Kennwerten zusammen, während A2) von KW-Betreibern nach dem Abschluss der Modellierung bekanntgegebene Kennwerte umfasst. Während die Messstellen bei A1) über ganz Österreich verteilt sind, liegen diese bei A2) meist in alpinen Regionen, also dort wo die größeren (Speicher-) Kraftwerke situiert sind, verbunden mit kleinerer Einzugsgebietsgröße. Ein weiterer Unterschied zwischen A1) und A2) liegt darin, dass bei A2) die Kennwerte ausschließlich für das vollständige (orographische) EZG gelten, während bei A1) Kopf- und Zwischen-EZG umfasst sind. Daher kann bei den folgenden Auswertungen A1) nicht direkt mit A2) verglichen werden. Bei Tabelle 8 bis Tabelle 13 erfolgen die Auswertungen immer für die Gesamtauswahl, sowie unterteilt für die Höhenklassen < 500 m, ≥ 500 m und < 1.000 m sowie ≥ 1.000 m, wobei dafür die Nullpunkthöhe des Pegels oder der Wass erfassung relevant ist.

Der prozentuelle Bias wird bei den nachfolgenden Auswertungen wie folgt ermittelt:

$$pBias = 100 \times \frac{(Q_{sim} - Q_{obs})}{Q_{obs}}$$

Im Allgemeinen zeigt sich bei den folgenden Tabellen eine Verschlechterung (also höhere absolute pBias Werte) von MQ über MJNQ_t sowie NQ_t sowie von A1) zu A2). Bei der Höhenlage zeigt sich grundsätzlich ebenfalls eine Verschlechterung mit höherer Lage, wobei

bei MJNQt und NQt bei der Höhenstufe 500 bis 1000 m im Gegensatz zu den anderen Höhenstufen bzw. zur Gesamtauswahl ein Überschuss modelliert wird. Dieser Umstand ist unter anderem mit jener Tatsache zu erklären, dass bei der Höhenstufe 500 bis 1.000 m viele Pegel im alpinen Raum vorhanden sind, welche im Winter durch eine Niederwasser-Aufhöhung durch große Speicher beeinflusst sind. Nachfolgend werden die Werte in den einzelnen Tabellen zusammengefasst.

In Tabelle 8 (Aufsummierung MQ mit anschließender Bias Berechnung) zeigt sich sowohl bei der Gesamtauswahl, als auch bei allen Höhenklassen ein Defizit der Modellierung. Der pBias reicht bei den einzelnen Höhenklassen bei A1) von -5,3 bis -10,2 %, während bei A2) die Bandbreite -1,2 bis -7,6 % beträgt. Bei A2) steigt das Defizit zudem mit größerer Höhenklasse.

Tabelle 8 Aufsummierte Einzelwerte MQ Beobachtung / MQ Simulation und prozentueller Bias nach Höhe des Gebietsauslasses für A1) Testergebnisse des Modellansatzes für die täglichen Zeitreihen, sowie A2) Vorhersagen für die Inflow points, wo beobachtete Kennwerte verfügbar sind

Auswahl	Höhenklasse [m]	Anzahl	EZG [km ²] Median	Qsum_obs [m ³ /s]	Qsum_sim [m ³ /s]	pBias [%]
A1)	Gesamtauswahl	98a	85,1	221,1	203,9	-7,8
	< 500	46a	122,7	77,5	72,6	-6,3
	500 bis 1.000	29a	96,5	96,3	86,5	-10,2
	≥ 1.000	23a	20,6	47,3	44,8	-5,3
A2)	Gesamtauswahl	81b	16,7	601,8	583,8	-3,0
	< 500	3b	2.772	412,0	407,2	-1,2
	500 bis 1.000	16b	60,7	114,6	107,2	-6,5
	≥ 1.000	62b	11,8	75,1	69,4	-7,6

^a Kopf- und Zwischen-EZG, ^b nur orographische EZG

In Tabelle 9 (Quantile und Mittelwerte aus den einzelnen MQ Biaswerten) hingegen liegt der mediane pBias (Q50) bei A1) der einzelnen Höhenklasse zwischen -6,6 % und +1,8 % und bei A2) zwischen -2,1 und -0,1 %. Das Defizit steigt sowohl bei A1) als auch bei A2) mit der Höhenklasse. Der mediane pBias der Gesamtauswahl beträgt -0,01 (A1) bzw. -1,6 %. Das minimale 10. (Q10) bzw. maximale 90. Perzentil (Q90) ist bei A2) in der Höhenklasse ≥ 1.000 und beträgt -40,0 % bzw. +35,3 %. Der minimale Mittelwert beträgt -6,9 % (A1, Höhenklasse

500 bis 1.000), während das maximale Mittel +9,2 % beträgt (A2, Höhenklasse ≥ 1.000). Beim Mittelwert der einzelnen pBias Werte ist zu beachten (dies gilt auch für Tabelle 11 und Tabelle 13), dass bereits eine grobe Abweichung bei einem einzelnen Inflow point (z. B. 10 statt 1 l/s $\rightarrow$ pBias = 900 %) einen starken Einfluss nimmt. Bei einem Inflow point mit kleinem Einzugsgebiet steigt zudem die Wahrscheinlichkeit für eine hohe Abweichung.

Tabelle 9 Prozentuelle Bias-Werte (10., 50. 90. Perzentil und Mittelwert) aus den Einzel-Biaswerten MQ Beobachtung / MQ Simulation je nach Höhe des Gebietsauslasses für A1) Testergebnisse des Modellansatzes für die täglichen Zeitreihen sowie A2) Vorhersagen für die Inflow points, wo beobachtete Kennwerte verfügbar sind

Auswahl	Höhenklasse [m]	Anzahl	EZG [km ²] Min Q50 Max	pBias [%] Q10 Q50 Q90 Mittel
A1)	Gesamtauswahl	98 ^a	2,5 85,1 379,6	-24,5 -0,01 28,4 -3,4
	< 500	46 ^a	48 122,7 379,6	-18,5 1,8 30,3 -1,2
	500 bis 1.000	29 ^a	28 96,5 240,2	-24,4 -0,1 25,4 -6,9
	≥ 1.000	23 ^a	2,5 20,6 149,3	-37,2 -6,6 21,7 -3,2
A2)	Gesamtauswahl	81 ^b	0,1 16,7 9296	-35,5 -1,6 34,4 7,9
	< 500	3 ^b	154,9 2772 9296	-1,3 -0,1 -0,02 -0,6
	500 bis 1.000	16 ^b	2,4 60,7 2707,4	-15,4 -0,1 32,5 4,2
	≥ 1.000	62 ^b	0,1 11,8 1957,1	-40,0 -2,1 35,3 9,2

^a Kopf- und Zwischen-EZG, ^b nur orographische EZG

In Tabelle 10 (Aufsummierung MJNQ_t mit anschließender Bias Berechnung) zeigt sich die bereits beschriebene und begründete Lage mit einer Überschätzung in der Höheklasse 500 bis 1.000 m (+9,1 % bei A1 sowie +46,5 % bei A2) sowie einem Defizit bei den übrigen Höhenklassen und der Gesamtauswahl (-1,4 % bei A1 sowie -9,3 % bei A2). Grund für den hohen Überschuss bei A2) ist ein vergleichsweise hoher Überschuss bei einer einzelnen Inflow point an einem großen alpinen Fluss. In den Höhenklassen < 500 m liegt der pBias bei -1,8 % (A1) sowie -16,8 % (A2), während in der Höhenklasse ≥ 1000 der pBias bei -11,3 % (A1) bzw. -10,8 % (A2) liegt.

Tabelle 10 Aufsummierte Einzelwerte MJNQt Beobachtung / MJNQt Simulation und prozentueller Bias nach Höhe des Gebietsauslasses für A1) Kennwerte aus den Pegeldaten, sowie A2) Kennwerte von den KW-Betreibern

Auswahl	Höhenklasse [m]	Anzahl	EZG [km ²] Median	Qsum_obs [m ³ /s]	Qsum_sim [m ³ /s]	pBias [%]
A1)	Gesamtauswahl	110 ^b	88,3	2009,7	1981,5	-1,4
	< 500	54 ^b	119,9	1931,0	1896,6	-1,8
	500 bis 1.000	32 ^b	103,5	73,5	80,2	9,1
	≥ 1.000	24 ^b	25,8	5,3	4,7	-11,3
A2)	Gesamtauswahl	80 ^b	15,9	180,5	163,8	-9,3
	< 500	3 ^b	2772	147,3	122,6	-16,8
	500 bis 1.000	15 ^b	54	20,2	29,6	46,5
	≥ 1.000	62 ^b	11,8	13,0	11,6	-10,8

^b nur orographische EZG

Die Quantil- und Mittelwerte von den einzelnen MJNQt Biaswerten sind in Tabelle 11 aufgelistet. Der mediane pBias der Gesamtauswahl liegt bei A1) bei -1,1 % und bei A2) bei -12,5 %. Das 10. / 90. Quantil liegt hingegen bei der Gesamtauswahl bei -29,3 / +41,9 % (A1) sowie -47,3 / +80,5 % (A2). Die medianen pBias Werte der einzelnen Höhenklassen liegen zwischen -1,1 und +0,6 % (A1) sowie zwischen -32,7 und +2,9 % (A2). Damit sind bei A2) – wie auch schon bei Tabelle 10 – im Vergleich zu A1) höhere Abweichungen ersichtlich. Zu beachten ist dabei die sehr geringe Stichprobengröße von 3 bei der Höhenklasse < 500 m bei A2) als auch die höhere Lage und die kleinere Einzugsgebietsgröße von den Messstellen von A2) im Vergleich zu A1). Die mediane Einzugsgebietsgröße beträgt beispielsweise bei der Gesamtauswahl bei A1) 88,3 km², während diese bei A2) 16,7 km² ist. Im Vergleich zu Tabelle 10 sind die modellierten Überschüsse bei der Höhenklasse 500 bis 1.000 m sowohl bei A1) als auch bei A2) im Median bei der Gesamtauswahl nicht vorhanden bzw. deutlich kleiner (-0,04 bzw. +2,9 %).

Tabelle 11 Prozentuelle Bias-Werte (10., 50. 90. Perzentil und Mittelwert) aus den Einzel-Biaswerten MJNQ_t Beobachtung / MJNQ_t Simulation nach Höhe des Gebietsauslasses für A1) Kennwerte aus den Pegel­daten, sowie A2) Kennwerte von den KW-Betreibern

Auswahl	Höhenklasse [m]	Anzahl	EZG [km²] Min Q50 Max	pBias [%] Q10 Q50 Q90 Mittel
A1)	Gesamtauswahl	110 ^b	1,9 88,3 95836,6	-29,3 -1,1 41,9 4,3
	< 500	54 ^b	6,8 119,9 95836,6	-18,8 -1,1 34,7 3,6
	500 bis 1.000	32 ^b	11 103,5 5285	-26,9 -0,04 42,0 4,3
	≥ 1.000	24 ^b	1,9 25,6 127,4	-39,8 0,6 65,1 5,8
A2)	Gesamtauswahl	80 ^b	0,1 16,7 9296	-47,3 -12,5 80,5 4,7
	< 500	3 ^b	154,9 2772 9296	-51,4 -32,7 -13,6 -32,5
	500 bis 1.000	15 ^b	2,4 54 2707,4	-31,9 2,9 50,7 8,1
	≥ 1.000	62 ^b	0,1 11,8 1957,1	-46,7 -17,1 100,0 5,8

^b nur orographische EZG

Bei den Auswertungen zum NQt (Tabelle 12 sowie Tabelle 13) zeigt sich ein vergleichbares Bild wie bei MJNQ_t: Ein modellierter Überschuss in der Höhenklasse 500 bis 1.000 m, und ein Defizit bei den verbleibenden Höhenklassen und der Gesamtauswahl. Im Vergleich zu Tabelle 12 sind – wie auch beim MJNQ_t – die modellierten Überschüsse in Tabelle 13 bei der Höhenklasse 500 bis 1.000 m sowohl bei A1) als auch bei A2) im Median bei der Gesamtauswahl deutlich kleiner (+1,9 bzw. +0,8 %). Gemäß Tabelle 12 zeigt sich bei der Gesamtauswahl bei A1) ein pBias von -6,2 %, während bei A2) mit -7,8 % ein ähnlicher Wert vorliegt. Bei den einzelnen Höhenklassen liegt der pBias zwischen -21,2 und +18,9 % (A1) bzw. zwischen -14,5 und +22,0 %. Gemäß Tabelle 13 liegt der mediane pBias (Q50) der Gesamtauswahl bei A1) bei -5,6 %, während dieser bei A2) bei -16,5 % liegt. Das 10. und 90. Perzentil sind höher wie bei MJNQ_t und liegen minimal bzw. maximal bei -77,6 % (≥ 1.000 m bei A2) bzw. +540 % (≥ 1.000 m bei A1). Dies zeigt die teils hohen Abweichungen bei Einzelbetrachtung, wobei die einzelnen Überschüsse gemäß den Quantilswerten bzw. den Mittelwerten größer wie die Unterschätzung ist. Relevant ist dies vor allem bei Inflow points im Hochgebirge mit sehr geringen Abflusskennwerten (teils < 5 l/s), und damit schnell großen relativen Abweichungen zu den beobachteten Abflusskennwerten.

Tabelle 12 Aufsummierte Einzelwerte NQt Beobachtung / NQt Simulation und prozentueller Bias nach Höhe des Gebietsauslasses für A1) Kennwerte aus den Pegeldaten, sowie A2) Kennwerte von den KW-Betreibern

Auswahl	Höhenklasse [m]	Anzahl	EZG [km ²] Median	Qsum_obs [m ³ /s]	Qsum_sim [m ³ /s]	pBias [%]
A1)	Gesamtauswahl	110 ^b	88,3	1541,2	1445,0	-6,2
	< 500	54 ^b	119,9	1485,6	1380,2	-7,1
	500 bis 1000	32 ^b	103,5	52,3	62,2	18,9
	≥ 1000	24 ^b	25,8	3,3	2,6	-21,2
A2)	Gesamtauswahl	80 ^b	15,9	121,1	111,7	-7,8
	< 500	3 ^b	2772	97,9	86,4	-11,7
	500 bis 1000	15 ^b	54	15,0	18,3	22,0
	≥ 1000	62 ^b	11,8	8,3	7,1	-14,5

^b nur orographische EZG

Tabelle 13 Prozentuelle Bias-Werte (10., 50. 90. Perzentil und Mittelwert) aus den Einzel-Biaswerten NQt Beobachtung / NQt Simulation nach Höhe des Gebietsauslasses für A1) Kennwerte aus den Pegeldaten, sowie A2) Kennwerte von den KW-Betreibern

Auswahl	Höhenklasse [m]	Anzahl	EZG [km ²] Min Q50 Max	pBias [%] Q10 Q50 Q90 Mittel
A1)	Gesamtauswahl	110 ^b	1,9 88,3 95836,6	-44,6 -5,6 75,1 45,6
	< 500	54 ^b	6,8 119,9 95836,6	-41,4 -5,3 62,8 9,3
	500 bis 1000	32 ^b	11 103,5 5285	-42,5 1,9 73,3 8,8
	≥ 1000	24 ^b	1,9 25,6 127,4	-61,4 -16,7 540 176,4
A2)	Gesamtauswahl	80 ^b	0,1 16,7 9296	-74,6 -16,5 300 257,4
	< 500	3 ^b	154,9 2772 9296	-45,6 -14,5 -2,9 -22,6
	500 bis 1000	15 ^b	2,4 54 2707,4	-57,3 0,8 400,8 172,5
	≥ 1000	62 ^b	0,1 11,8 1957,1	-77,6 -23,8 274,3 295,0

^b nur orographische EZG

In Abbildung 57 bis Abbildung 68 sind Streudiagramme der Beobachtungen / Simulation dargestellt, wobei in all diesen Plots die rot strichlierte Linie der 1:1 Linie entspricht (Simulation = Beobachtung). Punkte unterhalb der 1:1-Linie kennzeichnen eine Unterschätzung

durch das Modell, Punkte oberhalb weisen auf eine Überschätzung hin. Die ersten sechs Streudiagramme (Abbildung 57 bis Abbildung 62) zeigen die Gegenüberstellung der Q-Kennwerte aus A1 (Pegeldaten), während die folgenden sechs Streudiagramme (Abbildung 63 bis Abbildung 68) die Gegenüberstellung aus A2 (Kennwerte von KW-Betreiber) darstellen. Sowohl für A1) als auch A2) erfolgen die Auswertungen für MQ, MJNQ_t sowie NQ_t jeweils für die Abflusswerte als auch die Abflussspenden (Abflusswert bezogen auf die orographische Einzugsgebietsfläche). Die Datenbasis der Abbildung 57 bis Abbildung 68 entspricht jener der Tabelle 8 bis Tabelle 13.

Grundsätzlich zeigen sich in den folgenden Abbildungen zu den Abflusswerten Streuungen um die 1:1 Linie, was dem angestrebten Modellierungsziel entspricht (Überschätzungen heben Unterschätzungen im Mittel auf). Bei den Gegenüberstellungen der beobachteten und modellierten Spenden sind bei höheren Wertebereichen sowohl bei A1) als auch bei A2) jedoch Defizite bei der Modellierung erkennbar. Bezüglich einer genaueren Diskussion wird auf die Beschreibung der vorherigen Tabellen verwiesen. Bei Einzelbetrachtung sind auch hohe Abweichungen bei Gegenüberstellung des Simulationswerts der Beobachtung ersichtlich, wobei relative Abweichungen (pBias) von 100 % und darüber gegeben sind. Auf die Unsicherheiten der hydrologischen Modellierung wird im Kapitel 7.2 näher eingegangen.

Abbildung 57 Streudiagramm zu A1) Gegenüberstellung der MQ-Werte der Pegel (obs) mit jenen der Simulation aus dem Test-Split (sim, aus tägl. Zeitreihen, Kopf- und Zwischen-EZG), dargestellt ist der Ausschnitt bis 10 m³/s (n = 97 von 98). Die rote Linie entspricht der 1:1 Linie.

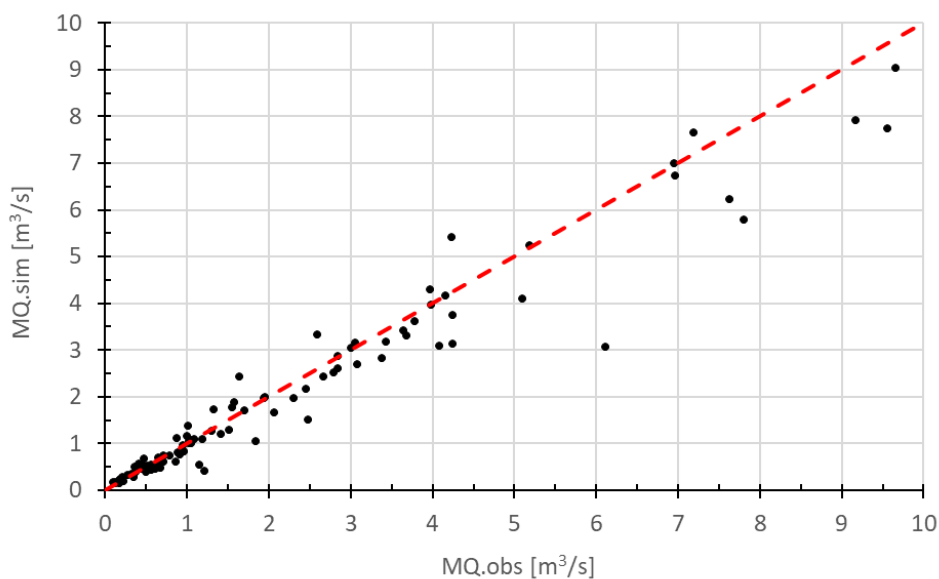


Abbildung 58 Streudiagramm zu A1) Gegenüberstellung der Mq-Werte (Abflusswerte in Spenden umgerechnet) der Pegel (obs) mit jenen der Simulation aus dem Test-Split (sim, aus tägl. Zeitreihen, Kopf- und Zwischen-EZG, n = 98). Die rote Linie entspricht der 1:1 Linie.

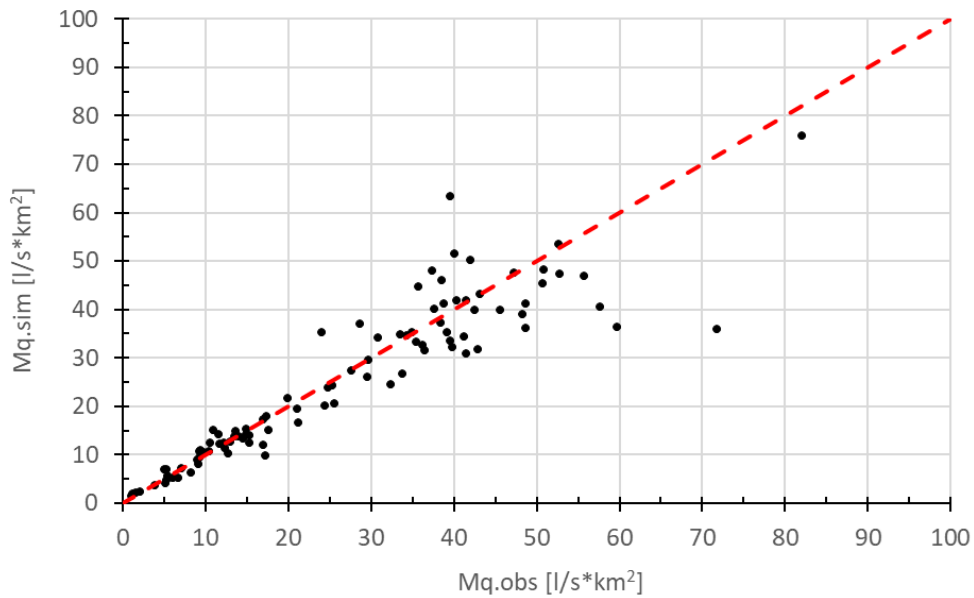


Abbildung 59 Streudiagramm zu A1) Gegenüberstellung der MJNQt-Werte der Pegel (obs) mit jenen der Simulation aus dem Test-Split (sim, aus XGBoost, nur orographische EZG), dargestellt ist der Ausschnitt bis 2 m³/s (n = 89 von 110). Die rote Linie entspricht der 1:1 Linie.

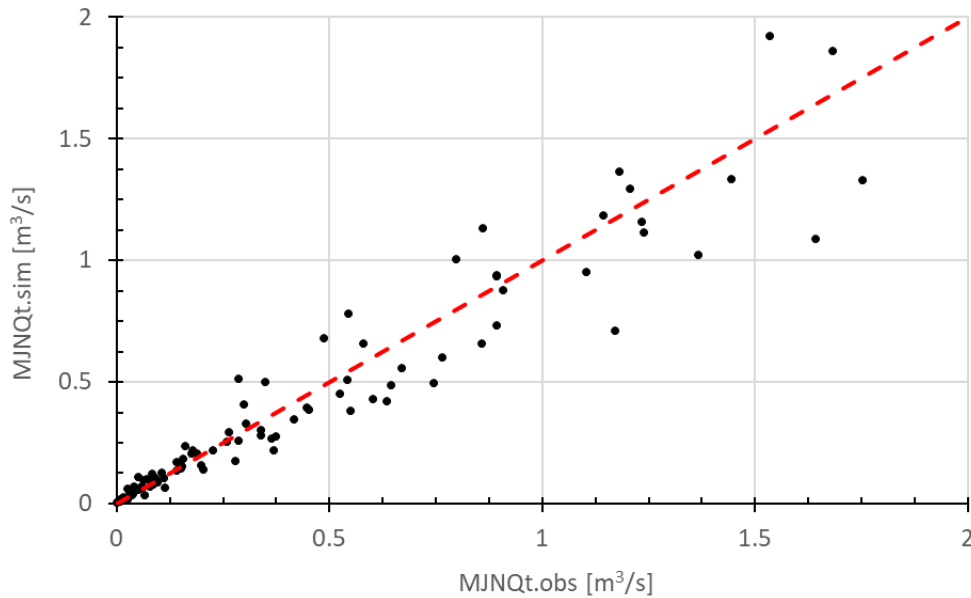


Abbildung 60 Streudiagramm zu A1) Gegenüberstellung der MJNQt-Werte (Abflusswerte in Spenden umgerechnet) der Pegel (obs) mit jenen der Simulation aus dem Test-Split (sim, aus XGBoost, nur orographische EZG, n = 110). Die rote Linie entspricht der 1:1 Linie.

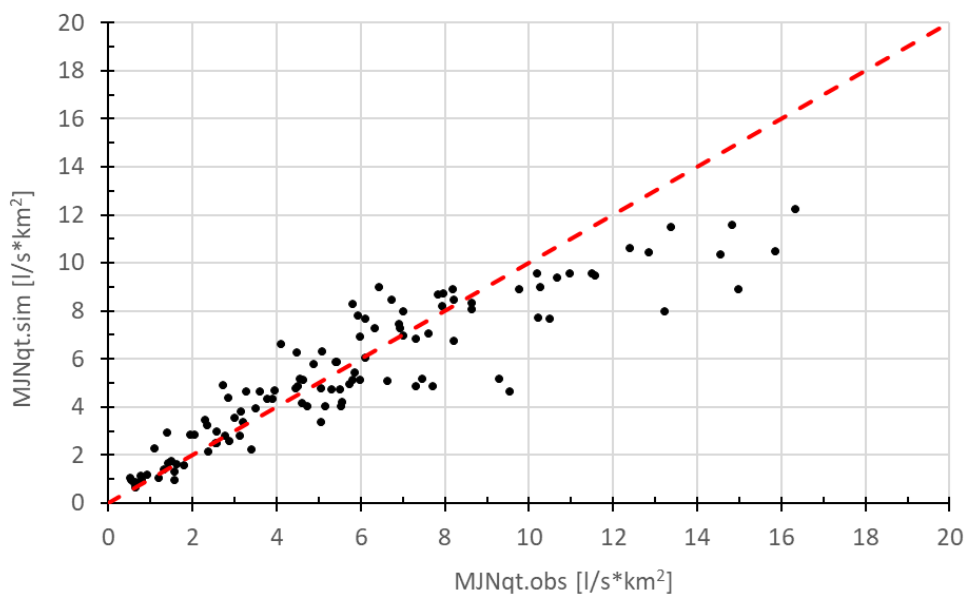


Abbildung 61 Streudiagramm zu A1) Gegenüberstellung der NQt-Werte der Pegel (obs) mit jenen der Simulation aus dem Test-Split (sim, aus XGBoost, nur orographische EZG), dargestellt ist der Ausschnitt bis 2 m³/s (n = 93 von 110). Die rote Linie entspricht der 1:1 Linie.

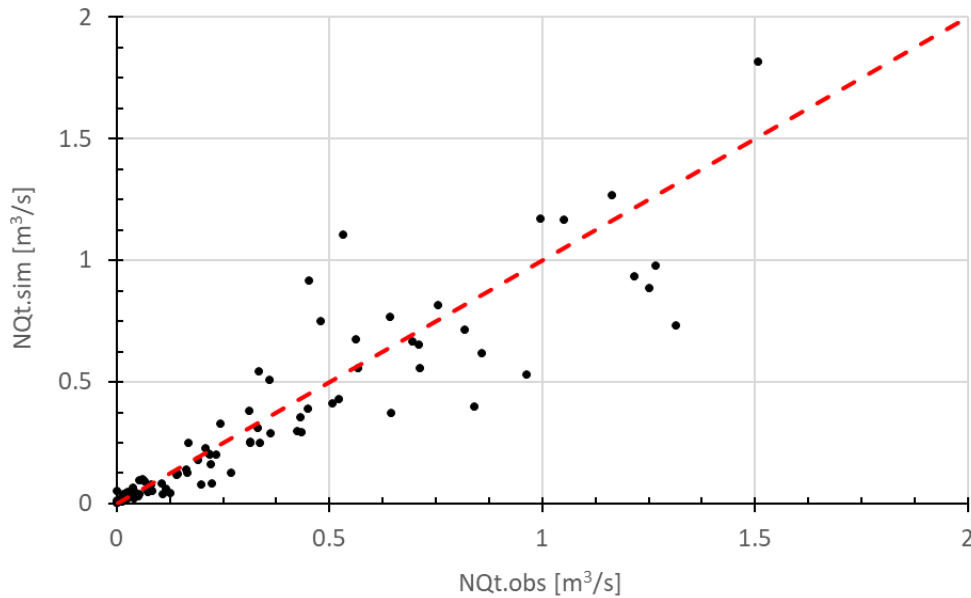


Abbildung 62 Streudiagramm zu A1) Gegenüberstellung der Nqt-Werte (Abflusswerte in Spenden umgerechnet) der Pegel (obs) mit jenen der Simulation aus dem Test-Split (sim, aus XGBoost, nur orographische EZG, n = 110). Die rote Linie entspricht der 1:1 Linie.

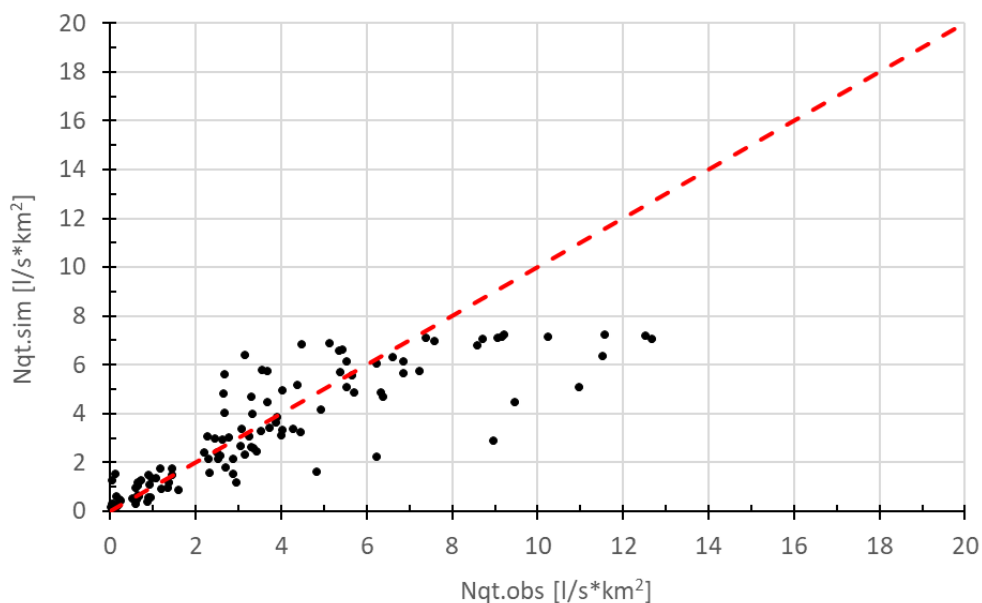


Abbildung 63 Streudiagramm zu A2) Gegenüberstellung der MQ-Werte der KW-Betreiber (obs) mit jenen der Simulation (sim, aus tägl. Zeitreihen, nur orographische EZG), dargestellt ist der Ausschnitt bis $10 \text{ m}^3/\text{s}$ ($n = 78$ von 81). Die rote Linie entspricht der 1:1 Linie.

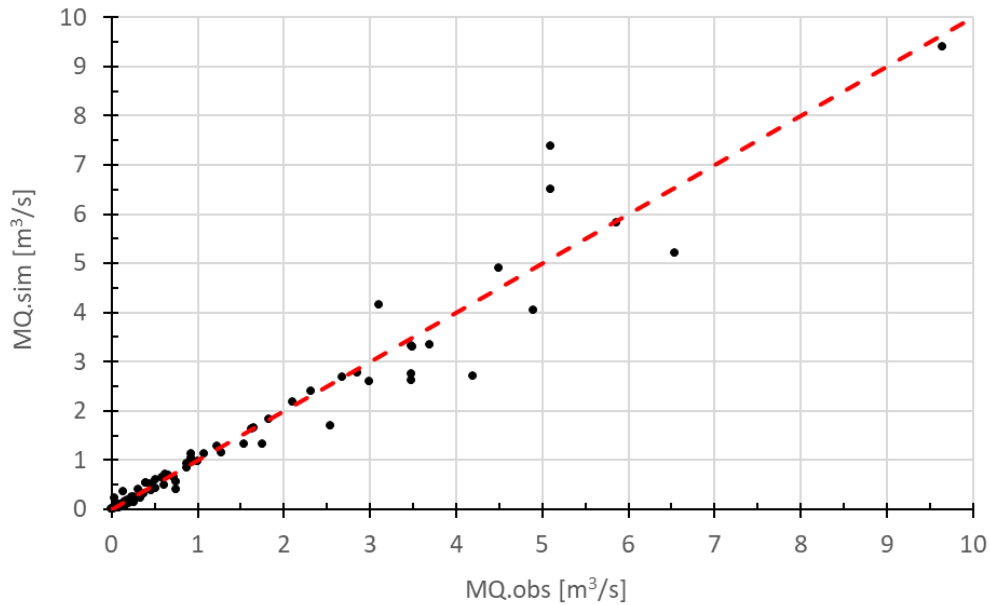


Abbildung 64 Streudiagramm zu A2) Gegenüberstellung der Mq-Werte (Abflusswerte in Spenden umgerechnet) der KW-Betreiber (obs) mit jenen der Simulation (sim, aus tägl. Zeitreihen, nur orographische EZG, $n = 81$). Die rote Linie entspricht der 1:1 Linie.

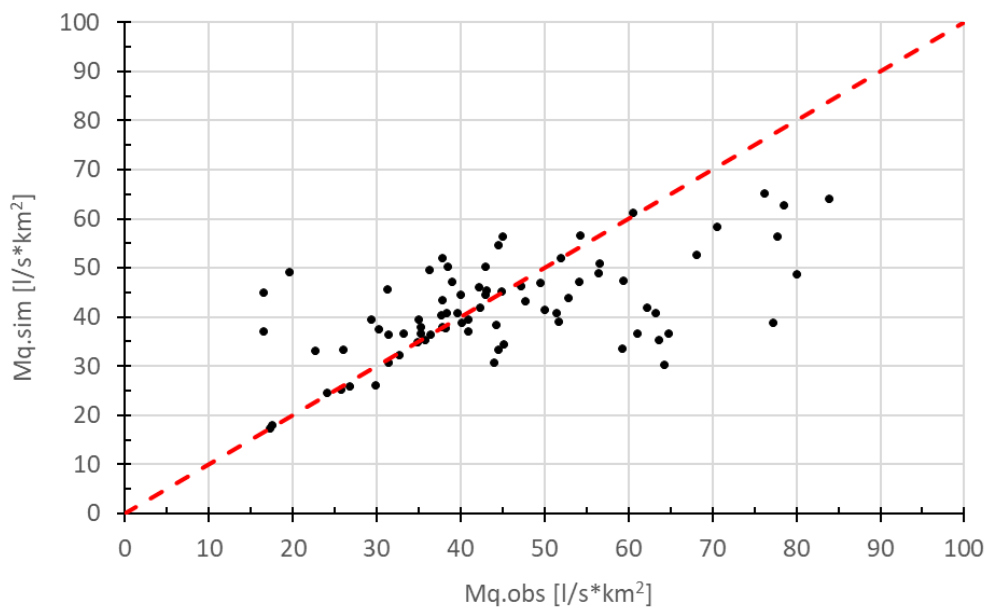


Abbildung 65 Streudiagramm zu A2) Gegenüberstellung der MJNQt-Werte der KW-Betreiber (obs) mit jenen der Simulation (sim, aus XGBoost, nur orographische EZG), dargestellt ist der Ausschnitt bis 2 m³/s (n = 75 von 80). Die rote Linie entspricht der 1:1 Linie.

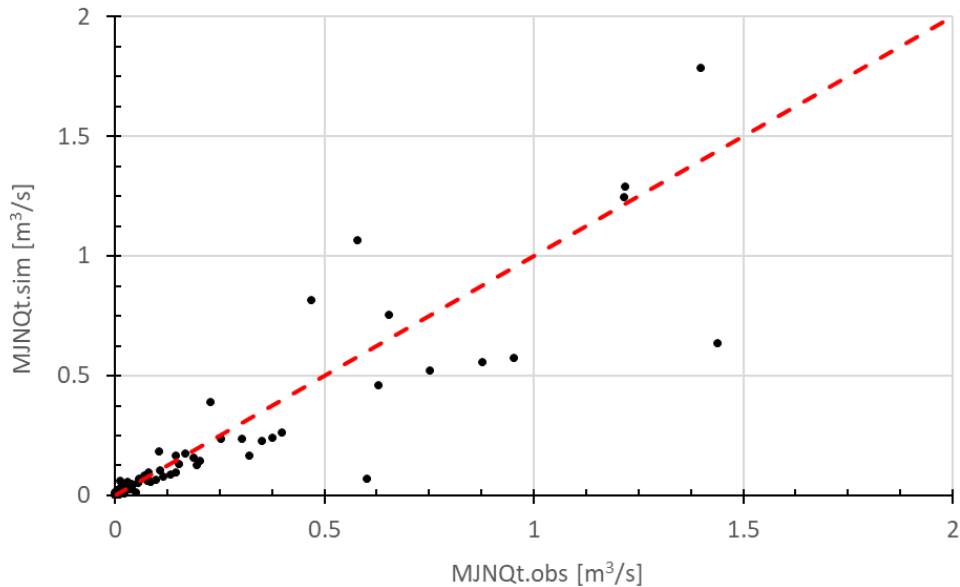


Abbildung 66 Streudiagramm zu A2) Gegenüberstellung der MJNQt-Werte (Abflusswerte in Spenden umgerechnet) der KW-Betreiber (obs) mit jenen der Simulation (sim, aus XGBoost, nur orographische EZG, n = 80). Die rote Linie entspricht der 1:1 Linie.

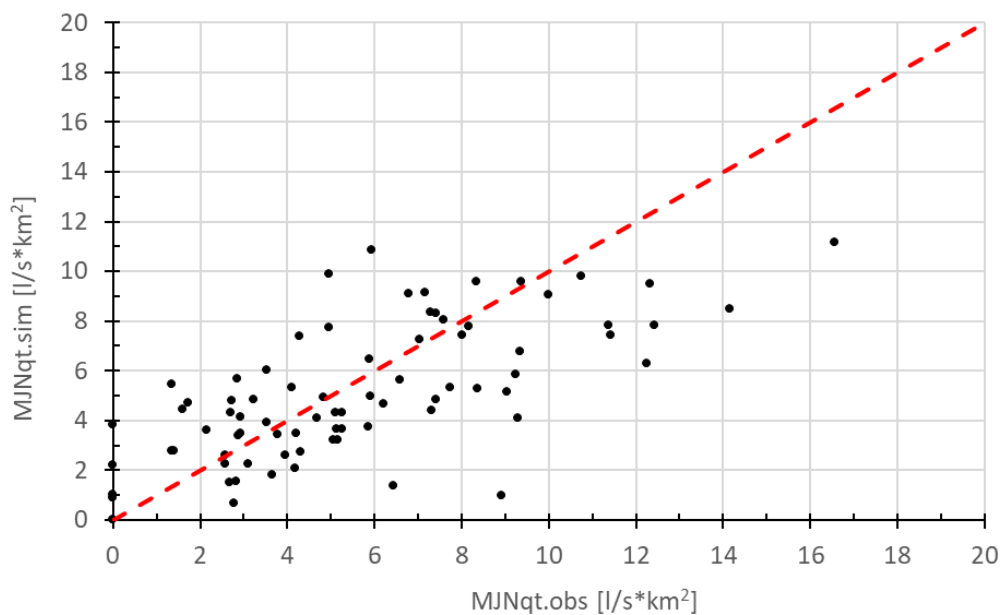


Abbildung 67 Streudiagramm zu A2) Gegenüberstellung der NQt-Werte der KW-Betreiber (obs) mit jenen der Simulation (sim, aus XGBoost, nur orographische EZG), dargestellt ist der Ausschnitt bis 2 m³/s (n = 76 von 80). Die rote Linie entspricht der 1:1 Linie.

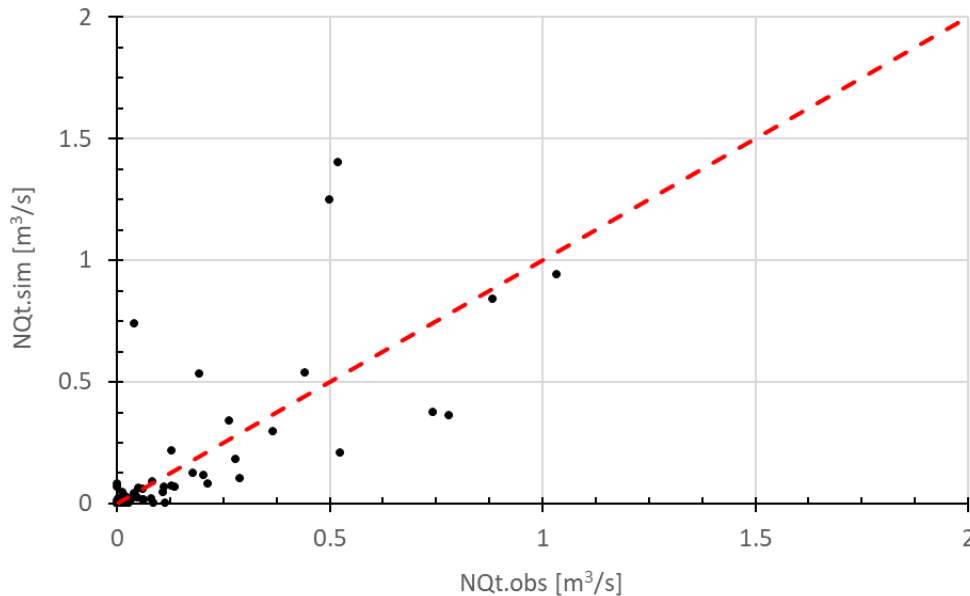
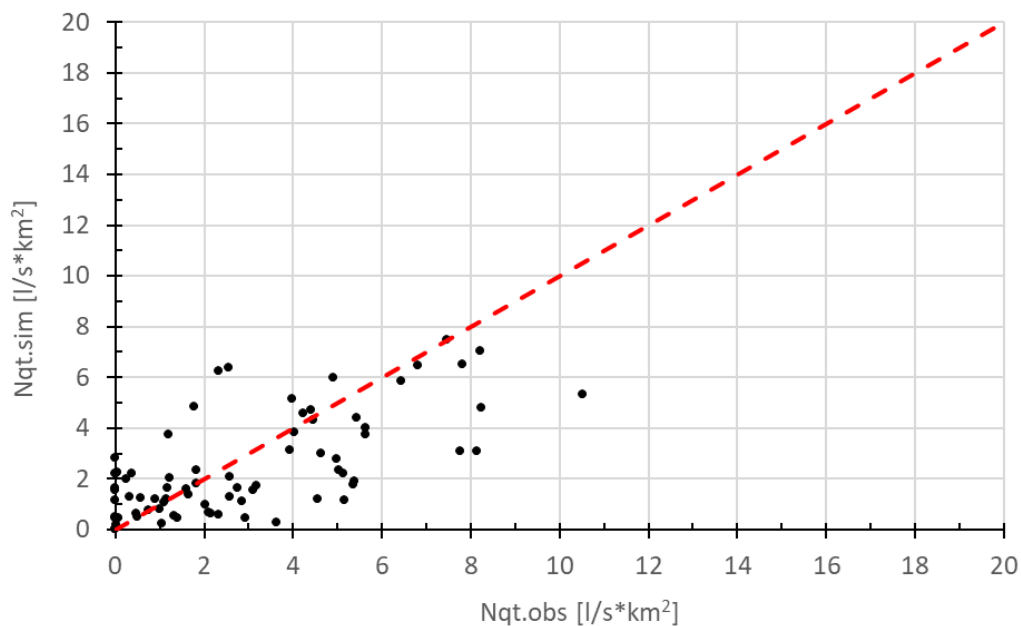


Abbildung 68 Streudiagramm zu A2) Gegenüberstellung der Nqt-Werte (Abflusswerte in Spenden umgerechnet) der KW-Betreiber (obs) mit jenen der Simulation (sim, aus XGBoost, nur orographische EZG, n = 80). Die rote Linie entspricht der 1:1 Linie.



6 Energiewirtschaftliche Modellierung

Auf Basis der hydrologisch simulierten Zuflusszeitreihen wird in diesem Kapitel mittels eines energiewirtschaftlichen Modells die Stromerzeugung der österreichischen Wasserkraft unter den verschiedenen Restwasserszenarien analysiert. Die Modellierung erfolgt getrennt für Mittel- und Großwasserkraft (> 5 MW) und Kleinwasserkraftwerke (≤ 5 MW), um den unterschiedlichen Betriebscharakteristiken und Datengrundlagen beider Kraftwerksgruppen gerecht zu werden.

Für die Mittel- und Großwasserkraft (> 5 MW) kommt ein Optimierungsmodell zum Einsatz, das die komplexen Wechselwirkungen zwischen Speicherseen, Überleitungen und gekoppelten Kraftwerksketten berücksichtigt. Dies berücksichtigt z. B. dass die Erzeugung der Speicherkraftwerke einen Einfluss auf die Erzeugung der unterliegenden Laufwasserkraftwerke hat. Diese Vorgehensweise spiegelt die Jahresplanung großer Wasserkraftbetreiber wider, die ihre Anlagen als zusammenhängendes System optimieren. Demgegenüber werden die Kleinwasserkraftwerke (≤ 5 MW) einzeln simuliert, da ihr Zufluss meist nicht von einem vorgelagerten Kraftwerk abhängt und sie daher einzeln simuliert werden können. Aufgrund der großen Anzahl von Kleinwasserkraftwerken in Österreich wird eine repräsentative Stichprobe von 703 Anlagen analysiert und die Ergebnisse auf die Gesamtheit hochskaliert.

Die Simulationsergebnisse werden zuerst für die Mittel- und Großwasserkraft dargestellt. Bei der Kleinwasserkraft erfolgt zunächst die Hochrechnung von der Stichprobe auf die Gesamtheit und die Analyse wird ergänzt um eine Differenzierung nach Einzugsgebietsgröße. Abschließend werden die Teilergebnisse zur Gesamtbetrachtung der österreichischen Wasserkrafterzeugung zusammengeführt und nach Kraftwerkstypen, Größenklassen und saisonalen Effekten analysiert.

Abschließend erfolgt im Kapitel 7 eine Validierung der modellierten Erzeugung mittels Daten der E-Control und Kennwerten aus Publikationen.

6.1 Modellbeschreibung

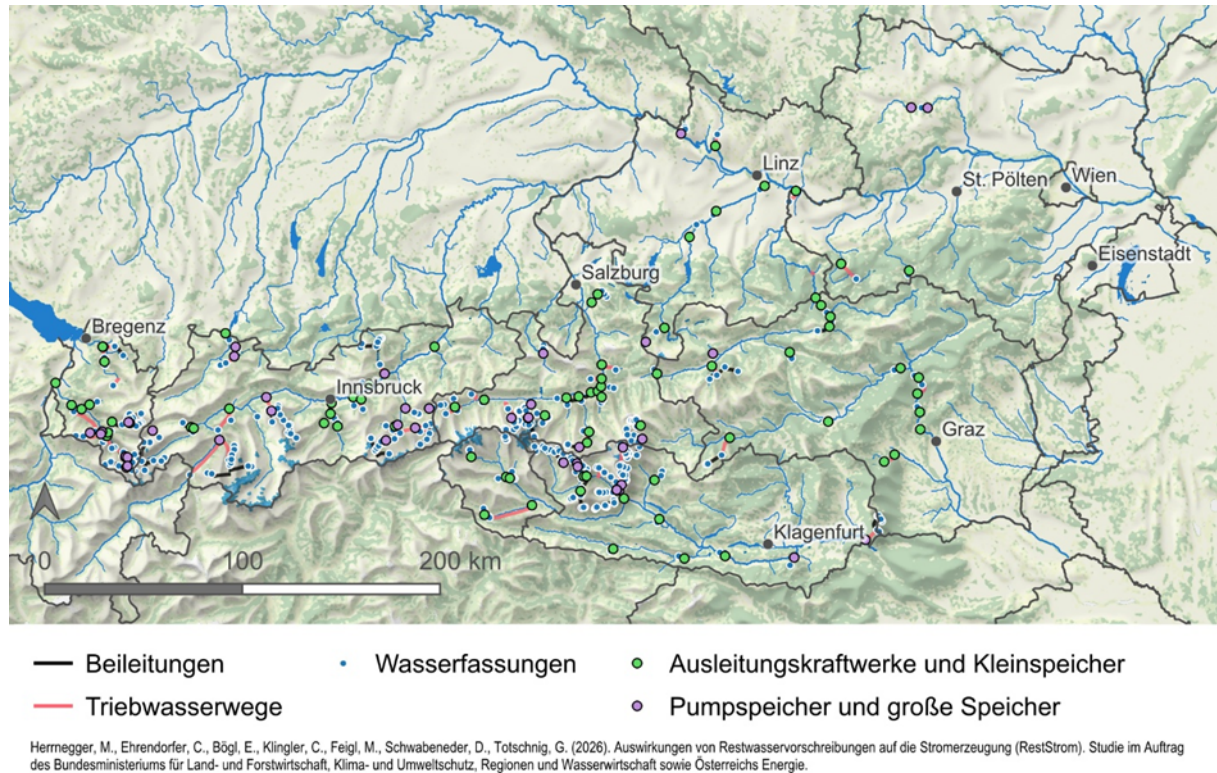
IESopt1³ (Integrated Energy System Optimisation) ist eine Open-Source-Modellierungs-Plattform, die die Optimierung von Transformationspfaden für künftige Energiesysteme ermöglicht sowie optimale Investitionsportfolios und Einsatzpläne für diese Systeme ermittelt (Strömer & Maggauer, 2024). Für das vorliegende Projekt wurde in IESopt ein Kraftwerkseinsatzmodell der Wasserkraftwerke in Österreich erstellt (IESopt-Hydro). Dieses Modell führt auf Basis der historischen Strompreise der Jahre 2010 – 2021 für Österreich eine Jahres-Kraftwerkseinsatzplanung durch. Die Erzeugung der Wasserkraft kann mit unterschiedlichen Restwasservorgaben simuliert werden. Eine solche Jahres-Kraftwerkseinsatzplanung wird auch bei großen österreichischen Wasserkraftbetreibern zur Einsatzplanung verwendet. Das Modell basiert auf dem Modell HiREPS (eine Beschreibung ist in Totschnig et al. 2017 zu finden) und nutzt sukzessiv lineare Optimierung (siehe Kapitel 6.1.2) um die variablen Fallhöhen in alpinen Stauseen abzubilden.

6.1.1 IESopt-Modellaufbau und -topologie

Für dieses Projekt wurden in IESopt-Hydro alle Wasserkraftwerke > 5 MW erfasst, die 2021 in Betrieb waren. Zusätzlich wurden 16 Wehrkraftwerke von großen Ausleitungskraftwerken und eine repräsentative Stichprobe von 703 Kleinwasserkraftwerken (≤ 5 MW) inkludiert (siehe Kapitel 2.3). Das Modell besteht aus einem Optimierungsmodell für das gekoppelte Kraftwerkssystem der Anlagen > 5 MW und der dazugehörigen Wehrkraftwerke und einem separaten Simulationsmodell für die 703 Kleinwasserkraftwerke. Abbildung 69 gibt einen Überblick über alle inkludierten Kraftwerke > 5 MW sowie deren Wasserfassungen, Beileitungen und Triebwasserwege. Eine Übersicht der implementierten Kraftwerke > 5 MW, sowie deren Engpassleistung, und Kraftwerkstypisierung befindet sich im Anhang (siehe Tabelle 18).

³ Source Code: <https://github.com/ait-energy/iesopt>

Abbildung 69 Darstellung der Kraftwerkstypen > 5 MW Ausleitungskraftwerke- und Kleinspeicher, sowie Pumpspeicher und große Speicher, die in IESopt-Hydro erfasst sind und 2021 in Betrieb waren, sowie Wasserfassungen, Triebwasserwege und Beileitungen



6.1.1.1 Modellabbildung der Kraftwerke > 5 MW

Das Optimierungsmodell umfasst den Kraftwerkspark von 2021 mit allen Anlagen die eine Turbinen- oder Pumpenleistung größer 5 MW haben und 16 Wehrkraftwerke/Dotationskraftwerke die es 2021 gab. Im Modell sind die Laufwasserkraftwerke, Ausleitungskraftwerke, (Pump-)Speicherkraftwerke, Pumpwerke, Wehrkraftwerke und Überleitungen modelliert. Vier Anlagen sind dabei als aggregierte Kraftwerke im Modell abgebildet. Die 16 Wehrkraftwerke von großen Ausleistungskraftwerken haben alle eine Leistung kleiner als 5 MW. Diese müssen im Modell berücksichtigt werden, um die Auswirkungen der Restwasservorgaben korrekt zu berechnen. Da es sich um Kraftwerke mit einer Leistung kleiner als 5 MW handelt, wird ihre Erzeugung im Kapitel 6.6.3 und im Kapitel 6.6.4 berücksichtigt. Des Weiteren sind 4 Grenzkraftwerke enthalten, deren Erzeugung gemäß Angaben der E-Control ganz oder anteilig der österreichischen Wasserkraftproduktion zugerechnet werden (siehe Kapitel 6.6.2). Drei davon sind zu 100 % der österreichischen Produktion zuzurechnen (Braunau Simbach, Oberaudorf Ebbs, Schaerding Neuhaus), und Jochenstein mit 50 %. Eine Übersicht der im Modell enthaltenen Kraftwerke sowie deren Produktion im

IST-Zustand ist in Tabelle 14 gegeben. Eine gesamte Auflistung der einzelnen Anlagen samt Engpassleistung und Informationen zu Grenz- und Wehrkraftwerken ist im Anhang zu finden (siehe Tabelle 18).

Die gezeigten Ergebnisse der Kraftwerke > 5 MW umfassen somit die Produktion aller in IESopt-Hydro enthaltenen Kraftwerke > 5 MW unter Berücksichtigung der genannten Grenzkraftwerk-Anteile. Die Erzeugung der Wehrkraftwerke ist im Kapitel 6.6.3 und im Kapitel 6.6.4 inkludiert.

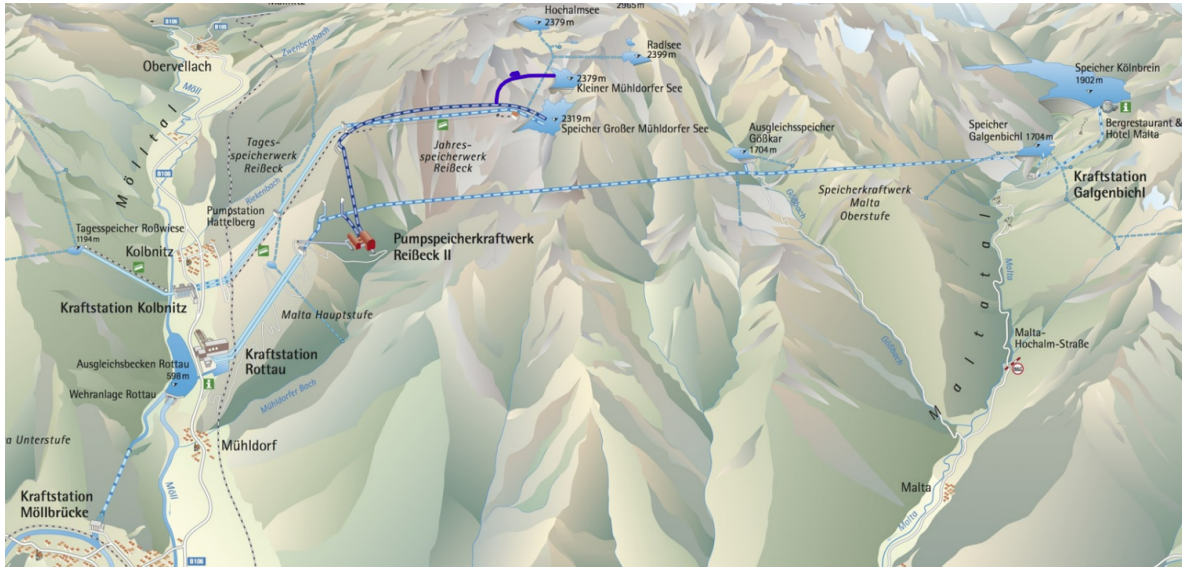
Tabelle 14 Aufschlüsselung aller in IESopt-Hydro enthaltenen Kraftwerke, sowie deren Gesamterzeugung im IST-Szenario (TWh)

Kraftwerke	Anzahl	Produktion IST-Szenario (TWh)
Kraftwerke IESopt-Hydro > 5 MW (inkl. AT-Anteil der Grenz-KW)	200	34,8
Wehrkraftwerke (< 5 MW)	16	0,17

Insgesamt werden 479 zugehörige Bachfassungen, Stauseen und Wehre im Optimierungsmodell abgebildet. Für jede Bachfassung sind die Restwasservorgaben gemäß den Szenarien, die Kapazitäten der Bachfassung sowie die darunterliegende Bachfassung definiert, in die das Restwasser fließt. Die typischen Laufzeiten wurden in Projekten des HiREPS Modells berechnet und sind im IESopt-Hydro Modell implementiert.

Als Beispiel zeigt Abbildung 70 die Reißbeck-Kreuzeck Gruppe der Verbund AG. In IESopt-Hydro werden die Speicher Kölnbrein, Galgenbichl, Gößkar, Großer Mühlendorfer See, Kleiner Mühlendorfer See (aggregiert mit Hochalmsee und Radlsee), Rottau, Rosswiese und Gondelwiese optimiert. Die Kraftwerke Malta Oberstufe, Überleitung Galgenbichl-Gösskar, Malta Hauptstufe, Malta Unterstufe (Möllbrücke), Reißbeck II, Jahresspeicher Reißbeck (Krafthaus Kolbnitz) – umschaltbar zwischen Großer und Kleiner Mühlendorfer See –, Tagesspeicher Kreuzeck (Krafthaus Kolbnitz), Tagesspeicher Reißbeck (Krafthaus Kolbnitz) und Pumpstation Hattelberg (mit verschiedenen Betriebszuständen) verbinden diese Stauseen und der Betrieb wird im Modell optimiert. Zusätzlich sind in IESopt-Hydro auch die Kapazitäten der Druckleitungen hinterlegt. Damit wird verhindert, dass Leitungen von mehreren Kraftwerken gleichzeitig über die Kapazität hinaus genutzt werden. Beispielsweise nutzen Reißbeck II und die Malta Hauptstufe beide die Leitungen rund um den Gößkar.

Abbildung 70 Übersicht der Kraftwerksanlage Reißeck-Kreuzeck mit Darstellung der Speicherseen, Überleitungen und Kraftwerksverbindungen. Originale Darstellung der Verbund AG, mit Ergänzung des AIT um Reißeck II plus (Verbindungsstollen Kleiner Mühldorfer See)



6.1.2 Iterative Wasserbilanzierung

Bachfassungen werden systematisch von oberhalb nach unterhalb abgearbeitet. Wasser, das aufgrund überschrittener Kapazität oder vorhandener Restwasservorgaben nicht gefasst werden kann, fließt seinen natürlichen Weg weiter bis zur nächsten Bachfassung. Bei den letzten Kraftwerken vor den Staatsgrenzen verlässt das Wasser das Modell: der Rhein fließt nach Deutschland, die Donau in die Slowakei, die Drau, Feistritz und Mur nach Slowenien. Das Wasser des Inn und der Saalach bleibt im Modell, da es nach Durchfließen deutschen Staatsgebiets wieder in österreichische Unterlieger fließt.

Die Wasserbilanz kann meist iterativ vor der Optimierung berechnet werden. Die Restwasserabgaben von Bachfassungen, deren Zufluss vom Kraftwerksbetrieb beeinflusst ist, müssen jedoch in der Betriebsoptimierung inklusive der Szenario-spezifischen Restwasservorgaben berechnet werden. Beispielsweise hängt der Zulauf zur Bachfassung Högmoos an der Salzach vom oberliegenden Kraftwerk Kaprun ab.

Das Modell berechnet für jede Bachfassung die verfügbare Wassermenge aus Kraftwerksbetrieb, Restwasser aus oberen Bachfassungen und lateralem Zufluss. Daraus wird die nutzbare Fassungsmenge entsprechend der Anlagenkapazität ermittelt. Die verbleibende Wassermenge im Flussbett (aufgrund von Kapazitätsüberschreitung oder Restwasservorgaben)

fließt weiter flussabwärts. Das gefasste Wasser wird dem entsprechenden Stausee oder Wehr im IESopt-Modell zugeführt.

6.1.3 Anwendung im Projekt

Für das Projekt werden die historischen Jahre 2010 bis 2021 betrachtet. Die Zuflüsse zu den 479 Bachfassungen der Kraftwerke > 5 MW und die 703 Bachfassungen der Kleinwasserkraftwerks-Stichprobe wurden mit stündlicher oder täglicher Zeitauflösung simuliert (siehe Kapitel 5). Für die energiewirtschaftlichen Modelle wurden die täglichen Zeitreihen in stündliche Zeitreihen umgewandelt. Dazu wurde ein modifiziertes Boot-Feibes-Lisman-Verfahren (Boot et al., 1967) zur zeitlichen Disaggregation verwendet, das die Tagesmittelerhält, die Glättung maximiert und negative Werte ausschließt.

In diesem Projekt wird die Erzeugung des Kraftwerksbestands des Jahres 2021 für die Zuflüsse und Strompreise der Periode 2010 – 2021 simuliert. Für die Kraftwerke > 5 MW wurde eine Jahresoptimierung des Kraftwerkseinsatzes des ganzen zusammenhängenden Kraftwerkssystems mit seinen Kopplungen und Interaktionen in stündlicher Auflösung mittels sukzessiv linearer Optimierung durchgeführt. Diese Vorgehensweise entspricht der Jahresplanung die auch Wasserkraftbetreiber in Österreich wählen. Auch wenn einige österreichische Kraftwerke in der deutschen Gebotszone liegen, wurde für dieses Projekt für die Optimierung aller Kraftwerke die stündlichen Day Ahead Strompreise des Epex Spot AT verwendet. Jedes Jahr wurde einzeln gerechnet und das Regelarbeitsvermögen aus natürlichem (siehe Kapitel 6.6.1) Zufluss der Kraftwerke über die Periode 2010 – 2021 bestimmt.

Die 703 Kleinwasserkraftwerke wurden einzeln und unabhängig simuliert. Bei der Kleinwasserkraftstichprobe wurden ausschließlich Ausleitungskraftwerke betrachtet und stündlich simuliert. Die Restwasserverluste der Kleinwasserkraft-Stichprobe wurden auf die Gesamtheit der Kleinwasserkraft hochgerechnet (siehe Kapitel 6.6.3.1).

6.2 Kraftwerkstypen

In der Auswertung der Auswirkungen von Restwasservorschreibungen auf die Stromerzeugung werden drei Kraftwerkstypen für Kraftwerke > 5 MW verwendet: Laufwasser im Flussverlauf, Ausleitungskraftwerke und Kleinspeicher, Pumpspeicher und große Speicher. Eine räumliche Darstellung aller Kraftwerke nach diesen Typen ist in Kapitel 6.4 zu finden (siehe

Abbildung 75 und Abbildung 76). Eine Auflistung aller Kraftwerke und deren Typ ist im Anhang zu finden (siehe Tabelle 18). Die Typen sind wie folgt definiert:

Laufwasser im Flussverlauf bezeichnet Laufwasserkraftwerke, deren Anlagen im Fluss liegen und einen Teil des Wehrs bilden, wie beispielsweise die Donaukraftwerke. Hier wird das Wasser nicht aus dem Fluss ausgeleitet, weshalb keine Restwasservorgaben zur Absicherung der Restwassermenge im Flussbett erforderlich sind. Diese Kraftwerke stellten 2021 53 % des Regelarbeitsvermögens aus natürlichem Zufluss in Österreich bereit.

Ausleitungskraftwerke und Kleinspeicher umfassen Anlagen, bei denen das Wasser aus dem Fluss ausgeleitet wird. Daher sind Restwasservorgaben notwendig, um die Restwassermenge im Flussbett zu regulieren und die ökologische Funktion des Flusses zu sichern. Diese Kategorie lässt sich weiter unterteilen:

- **Ausleitung-Laufkraftwerke** sind Laufwasserkraftwerke, die das Wasser aus dem Fluss ausleiten. Ein Beispiel ist das Kraftwerk Imst: Im Wehr Runserau wird der Inn umgeleitet zum Kraftwerk Imst, wobei die Restwasservorgaben die Mindestmenge definieren, die zwischen Runserau und Imst im Inn verbleiben muss.
- **Kleine Speicherkraftwerke: In dieser Arbeit** als jene Speicher definiert, die in weniger als sieben Tagen einen vollen Speicher über die Turbine abarbeiten können oder eine Leistung ≤ 5 MW haben. Ein Beispiel ist das System am Wehr Högmoos, bei dem das Wasser teilweise aus der Salzach ausgeleitet und zum Speicher Brandstatt geleitet wird. Von dort entnimmt das Speicherkraftwerk Schwarzach das Wasser und führt es 17 km nach der Ausleitung zurück in die Salzach.

Ausleitungskraftwerke und Kleinspeicher stellten 2021 zusammen 30 % des Regelarbeitsvermögens aus natürlichem Zufluss in Österreich bereit.

Pumpspeicher und große Speicher umfassen alle Speicherkraftwerke, Pumpspeicher und Pumpen, die zu einem Pumpspeichersystem gehören. Weiters werden dieser Kategorie alle Speicherkraftwerke zugeordnet, die länger als sieben Tage brauchen, um den Speicher über eine Turbine abzuarbeiten und gleichzeitig mindestens eine Leistung von 5 MW aufweisen. Diese Kraftwerke stellten 2021 16 % des Regelarbeitsvermögens aus natürlichem Zufluss in Österreich bereit.

6.3 Szenarien

Die Definitionen der Restwasserszenarien sind in Kapitel 4 erläutert (siehe Tabelle 7). Im Folgenden werden die verschiedenen Restwasserszenarien nach Kraftwerkstyp dargestellt. Die Restwasservorgaben für die energiewirtschaftliche Modellierung sind als monatlich fixe Werte über alle Modelljahre definiert.

Abbildung 71 zeigt die monatlichen Restwasserabgaben nach Szenario und Kraftwerkstyp im Jahresverlauf. Laufwasserkraftwerke im Flussverlauf weisen keine Restwasserabgaben auf, da das Wasser nicht aus dem Fluss ausgeleitet wird. Bei Ausleitungskraftwerken und Kleinspeichern sowie bei Pumpspeichern und großen Speichern zeigen sich deutliche Unterschiede zwischen den Szenarien. Die saisonale Variabilität ist im IST-Szenario sowie den dynamischen Szenarien 4 bis 6 klar zu erkennen; hier sind in den Sommermonaten erhöhte Restwasserabgaben vorgesehen. Die Restwasservorgaben in den Szenarien 1 bis 3 sind über das Jahr konstant. Die höchsten monatlichen Restwasserabgaben fallen jeweils in Szenario 6 im Juni an. Szenario 3 (100 % MJNQ_t) sticht als höchstes konstantes Szenario bei Ausleitungskraftwerken und Kleinspeichern ebenfalls hervor. Dabei ist zu berücksichtigen, dass dieses Szenario über die Richtwerte der QZV hinausgeht und nur in Einzelfällen in der Praxis relevant sein kann.

Abbildung 72 stellt die Jahresmittel der Restwasserabgaben nach Szenario und Kraftwerkstyp dar. Szenario 3 weist bei Ausleitungskraftwerken und Kleinspeichern die höchsten mittleren jährlichen Abgaben auf, während bei Pumpspeichern und großen Speichern Szenario 6 die höchsten jährlichen Abgaben vorweist.

Es gilt noch die großen Unterschiede zwischen dem IST-Zustand und den Szenarien beim Typ Ausleitungskraftwerk und Kleinspeicher zu erwähnen. Hier sind im IST-Zustand bereits viele Restwasservorschreibungen implementiert, welche zum Teil nicht nur auf hydrologischen Kennwerten beruhen. Beispielsweise liegt die IST-Vorschreibung, mit der die ökologischen Anforderungen erfüllt werden können, für ein bestimmtes Laufkraftwerk mit Ausleitung bei konstant 5 m³/s, während der modellierte Niedrigwasser-Kennwert NQ_t bei etwa 50 m³/s liegt. Der amtliche hydrologische Kennwert liegt zum Vergleich ebenfalls nahe bei 50 m³/s. Die Verluste für dieses Kraftwerk werden durch die generalisierte Szenariendefinition daher deutlich überschätzt.

Abbildung 71 Monatliche Restwasserabgaben (m³/s) im Jahresverlauf nach Szenario und Kraftwerkstyp

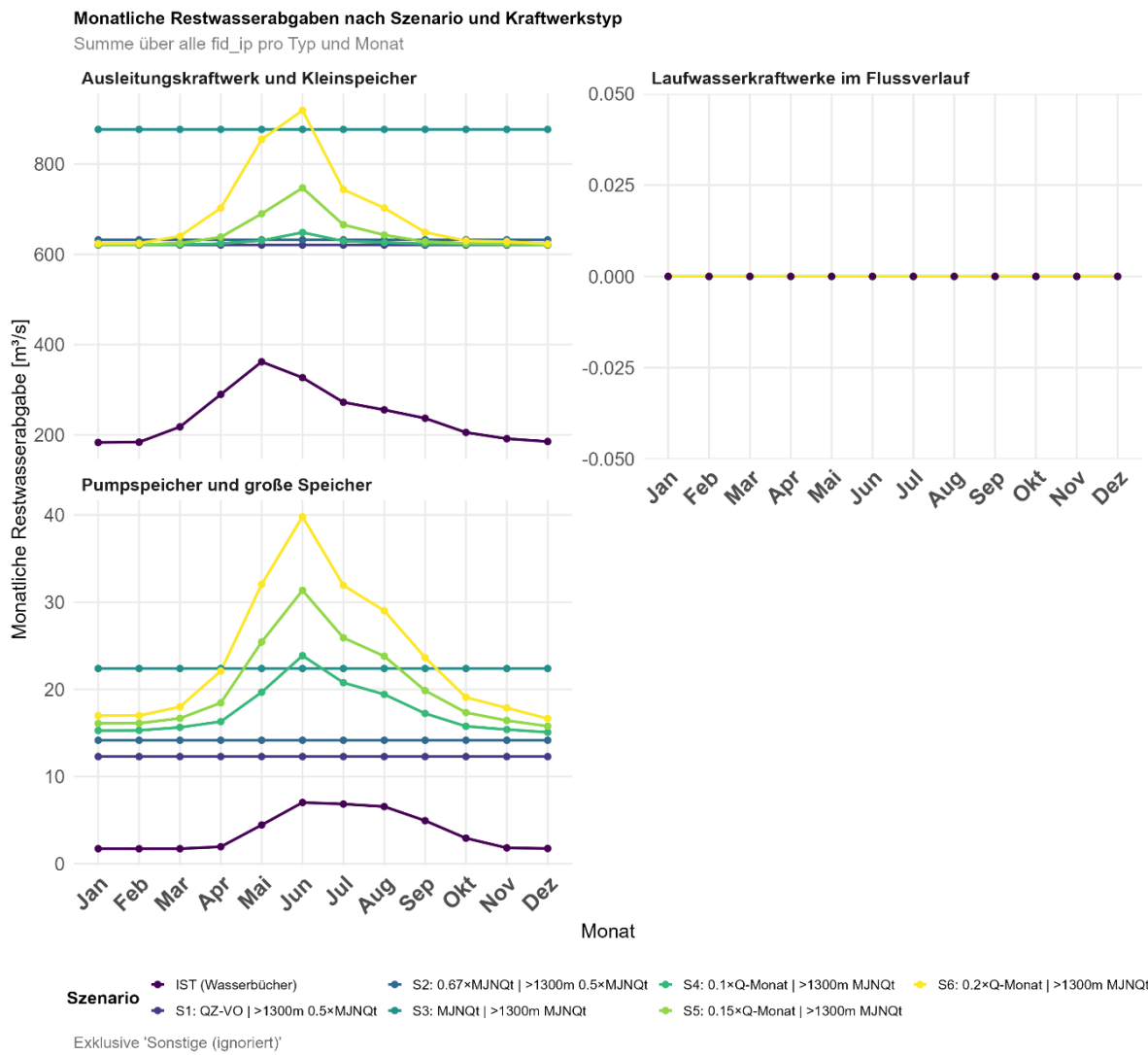
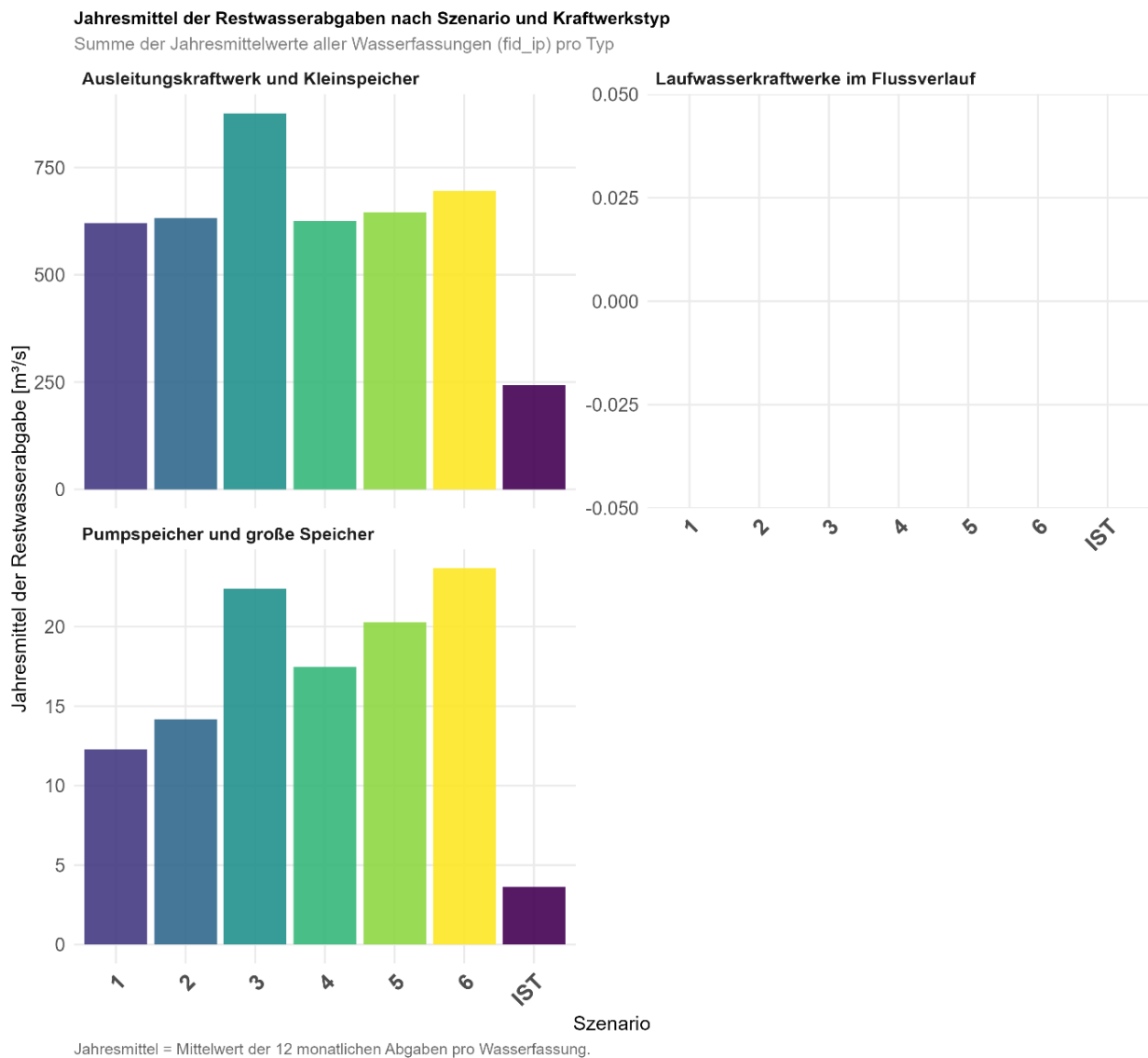


Abbildung 72 Jahresmittel der Restwasserabgaben (m^3/s) nach Szenario und Kraftwerkstyp



6.4 Kennzahlen der Kraftwerke > 5 MW

Im Folgenden werden einige Kennzahlen der Mittel- und Großkraftwerke in Abhängigkeit vom Kraftwerkstyp dargestellt. Ein Überblick über die Kennzahlen der Kleinwasserkraft ist in Kapitel 2.3.3 gegeben.

In Abbildung 73 bis Abbildung 76 werden die installierte Leistung und das Regelarbeitsvermögen der Kraftwerke > 5 MW (Stand 2021) sowie deren räumliche Verteilung nach Engpassleistung und Regelarbeitsvermögen dargestellt.

Abbildung 73 Boxplots der installierten Leistung (MW) und des RAV (GWh) der österreichischen Wasserkraftwerke > 5 MW nach Kraftwerkstyp

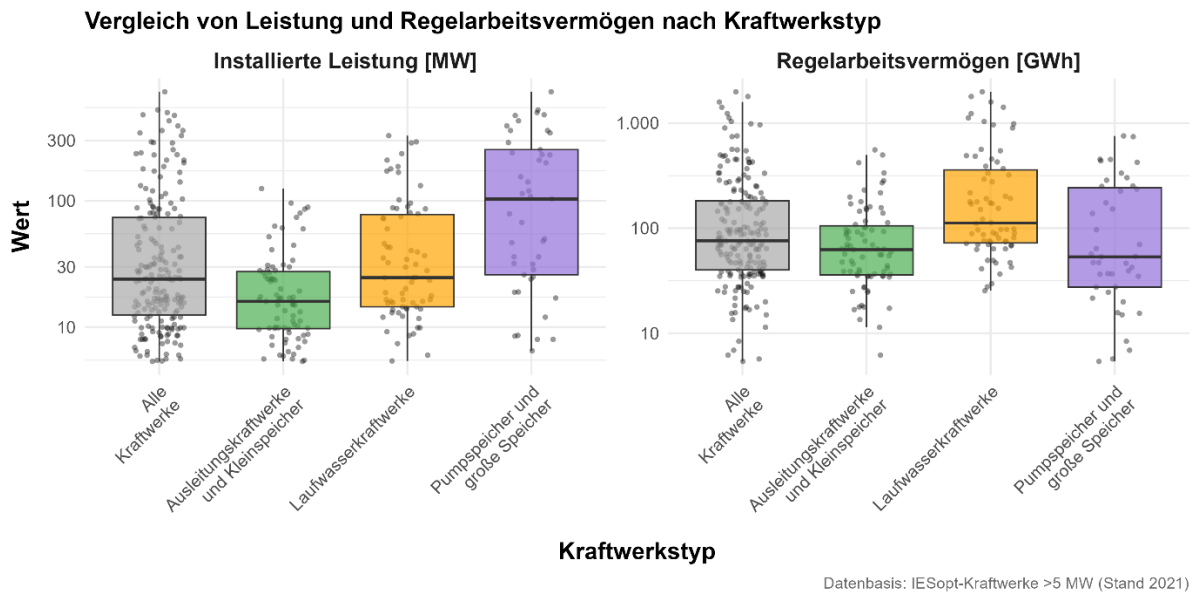


Abbildung 74 Gesamtsumme der installierten Leistung (MW) und des RAV (GWh) der österreichischen Wasserkraftwerke > 5 MW nach Kraftwerkstyp

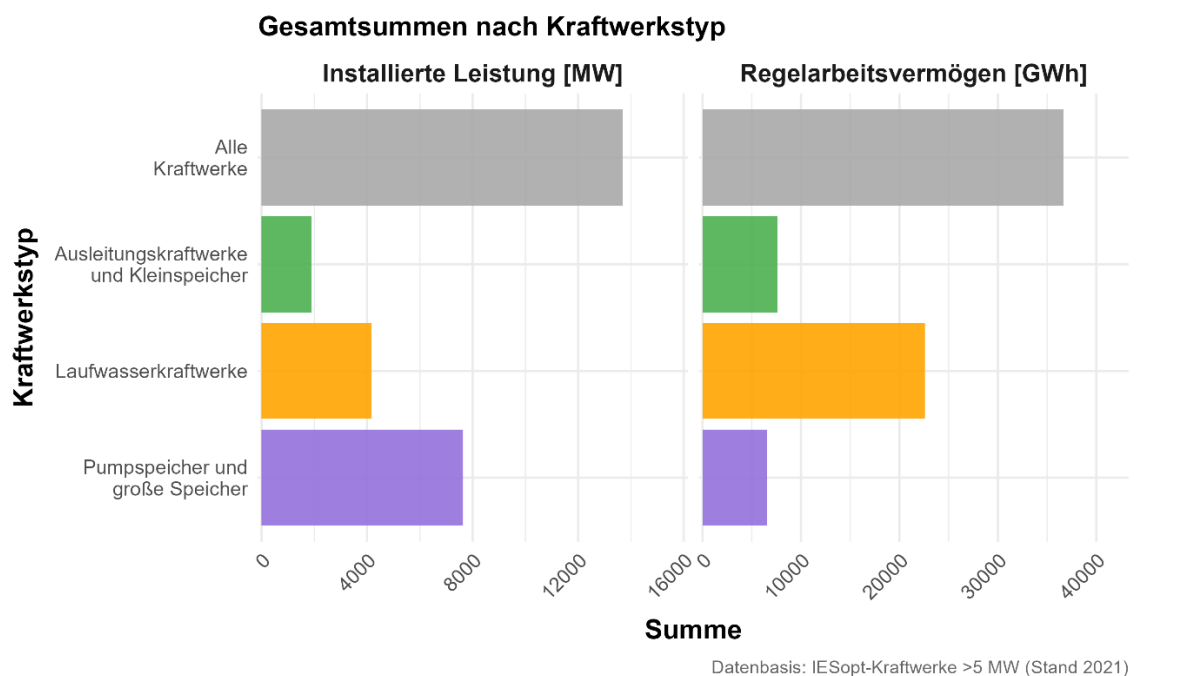


Abbildung 75 Räumliche Verteilung der österreichischen Wasserkraftwerke > 5 MW nach Engpassleistung (MW) und Kraftwerkstyp

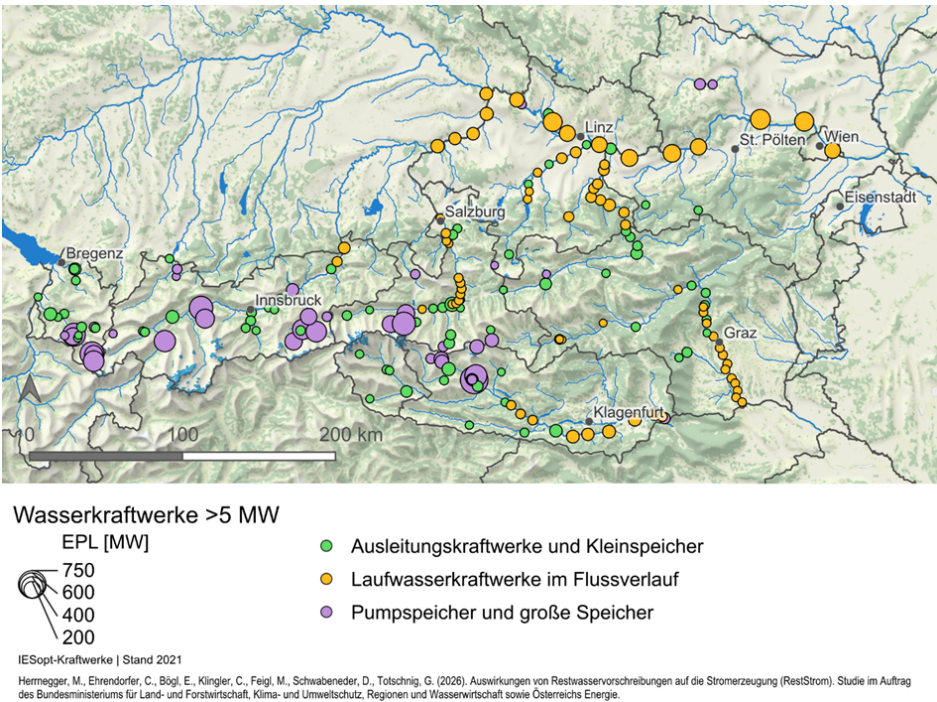
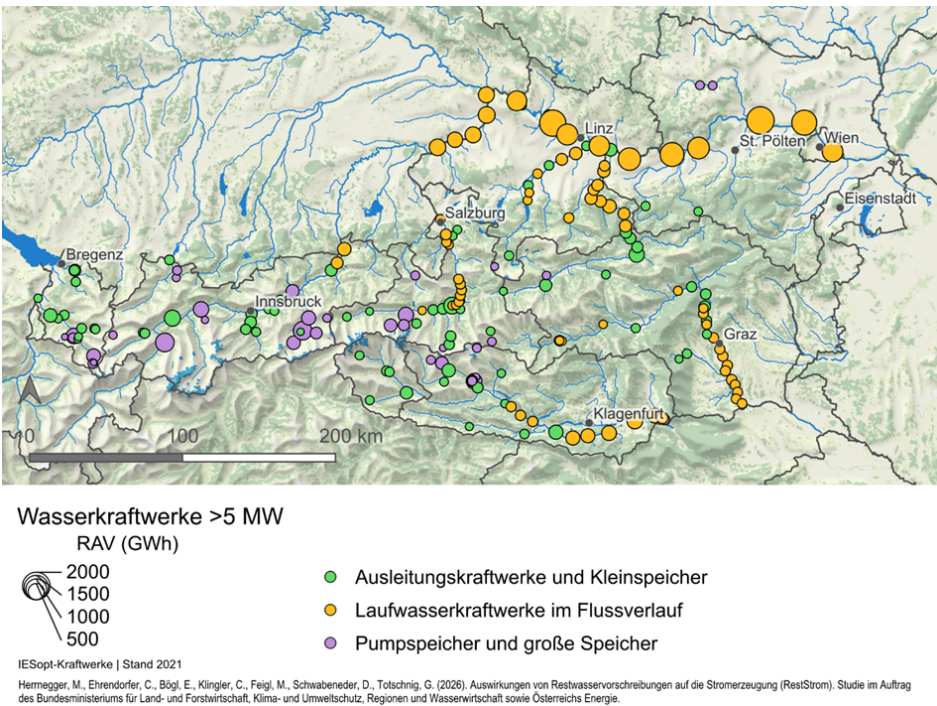


Abbildung 76 Räumliche Verteilung der österreichischen Wasserkraftwerke > 5 MW nach Regelarbeitsvermögen (GWh) und Kraftwerkstyp



6.5 Berechnung des RAV aus den E-Control Daten

Daten der E-Control dienen als zentrale Referenz für die Validierung der energiewirtschaftlichen Modellierung. Aus der jährlichen Bilanz der elektrischen Energie (E-Control, 2025a)) sowie den zugehörigen Jahreszeitreihen (E-Control, 2025b)) wurden die historischen Erzeugungszeitreihen der Wasserkraft, die Zeitreihe des Pumpstromverbrauchs und die Zeitreihe der installierten Leistungen pro Größenklasse und Typ verwendet, um das Regelarbeitsvermögen aus natürlichem Zufluss für das Jahr 2021 (und den Kraftwerkspark 2021) zu bestimmen. Da der Kraftwerkspark zwischen 2010 und 2021 kontinuierlich ausgebaut wurde, kann der Mittelwert der Periode nicht direkt als Referenzwert herangezogen werden. Stattdessen wurde für die Laufwasserkraft ein linearer Trend der Vollaststunden in Kombination mit der Zeitreihe der installierten Leistungen verwendet; für die Speicherkraftwerke wurde ein linearer Trend der Erzeugung aus natürlichem Zufluss angesetzt. Der Begriff „Erzeugung aus natürlichem Zufluss“ ist dabei für Pumpspeichersysteme relevant, um die Effekte der Pumpspeicherung von der Wasserkraft Erzeugung zu trennen. Abbildung 77 zeigt die Jahreswerte der Erzeugung aus natürlichem Zufluss sowie die berechnete Entwicklung des Regelarbeitsvermögens für Kraftwerke > 5 MW.

Dieselbe Methode wurde auch für die Kleinwasserkraft angewandt um das Regelarbeitsvermögen für das Stichjahr 2021 zu berechnen (Abbildung 78). Da bei der Kleinwasserkraft kaum Pumpspeicher vorhanden sind und keine gesonderten Informationen zum Pumpstromverbrauch vorliegen, wird hier die Gesamterzeugung – und nicht die Erzeugung aus natürlichem Zufluss – als Referenzgröße verwendet. In Tabelle 15 sind die resultierenden mittleren E-Control-Erzeugungswerte für die Periode 2010-2021 dargestellt, die im weiteren Verlauf für den Vergleich mit den IESopt-Simulationsergebnissen herangezogen werden (siehe Kapitel 7.3).

Abbildung 77 Jahreserzeugungswerte aus natürlichem Zufluss für Kraftwerke > 5 MW aus den E-Control Daten 2010–2024 (blaue Punkte), sowie daraus berechnete Entwicklung des RAV aus natürlichem Zufluss (orange Linie)

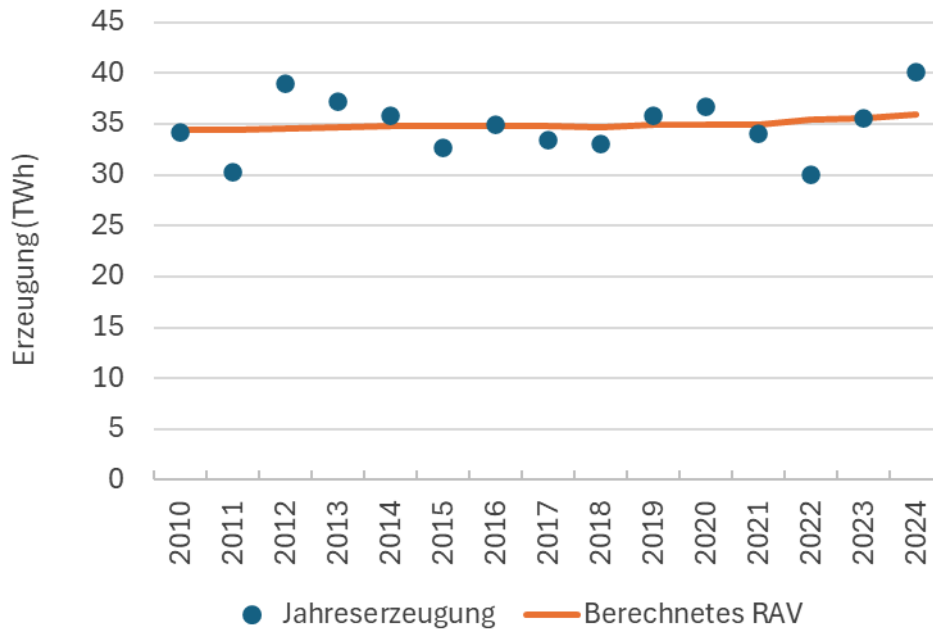


Abbildung 78 Jahreserzeugungswerte für die Kleinwasserkraftwerke ≤ 5 MW aus den E-Control Daten 2010–2024 (blaue Punkte), sowie daraus berechnete Entwicklung des RAV (orange Linie)

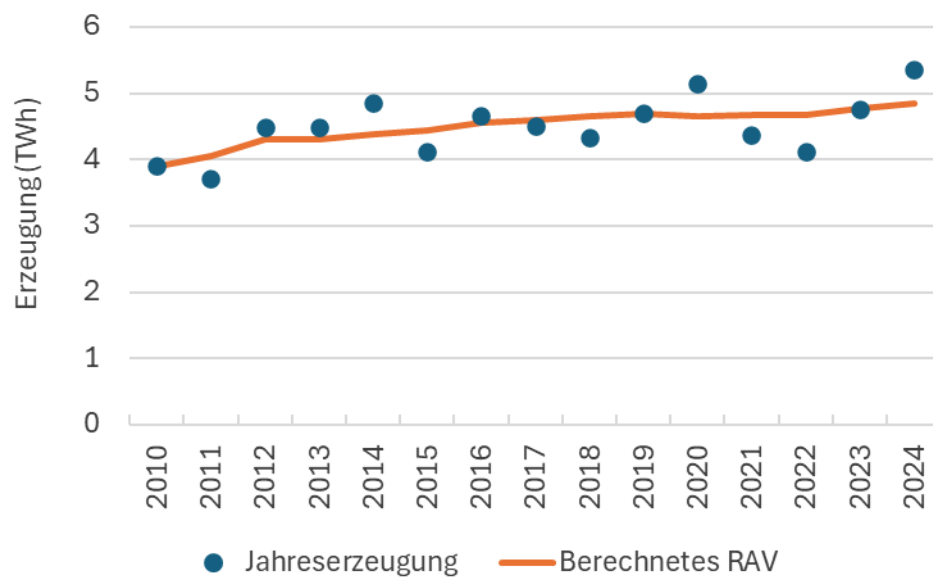


Tabelle 15 Daten der E-Control (E-Control, 2025a, 2025b) für die Periode 2010–2021 der gesamten österreichischen Wasserkraft

Kraftwerke	Spezifikation	RAV	Quelle
Gesamte Wasserkraft	RAV aus natürlichem Zufluss 2021	39,6 TWh	E-Control
Gesamte Wasserkraft	Netto 2021: Erzeugung – Pumpstromverbrauch	37,8 TWh	E-Control
Kraftwerke > 5 MW	aus natürlichem Zufluss	34,9 TWh	E-Control
Kleinwasserkraft ≤ 5 MW	aus natürlichem Zufluss	4,68 TWh	E-Control

6.6 Ergebnisse und Diskussion

Im Folgenden werden die simulierten Auswirkungen von Restwasservorschreibungen auf die Stromerzeugung dargestellt – getrennt für Kraftwerke > 5 MW, Kleinwasserkraftwerke ≤ 5 MW und für die Gesamterzeugung aus Wasserkraft. Anschließend werden die Auswirkungen auf die Gesamterzeugung in einer differenzierten Auswertung nach Kraftwerkstypen, Größenklassen, saisonalen Effekten und Größe der Einzugsgebiete analysiert.

6.6.1 Erzeugung aus natürlichem Durchfluss

Die Erzeugung aus natürlichem Zufluss bezeichnet die Stromerzeugung der Wasserkraft ohne die Stromerzeugung aus Pumpspeicherbetrieb, ausschließlich durch den natürlichen Zufluss. Pumpspeicherwerke können Strom auch einspeichern für Zeiten, in denen er mehr benötigt wird. Dies führt zu einem effizienteren Stromsystem. Beim Pumpspeicherbetrieb wird über das Jahr gesehen mehr Strom verbraucht als erzeugt. Es entstehen Verluste aus Pumpspeicherung. Die jährlichen Verluste durch Stromspeicherung hängen von der Variabilität der Strompreise und vom Speicherbedarf des Stromsystems ab, nicht von der Wasserkraft selbst. Um die Erzeugung der Wasserkraft zu beziffern, unabhängig von der Stromspeicherzyklen, wird in der folgenden energiewirtschaftlichen Analyse die Erzeugung der Wasserkraft aus natürlichem Zufluss ausgewertet.

Die Zusammenhänge lassen sich folgendermaßen darstellen:

$$\begin{aligned} \text{Nettostromerzeugung} &= \text{Stromerzeugung} - \text{Pumpstrombezug} \\ \text{Erzeugung aus nat. Zufluss} &= \\ &= \text{Stromerzeugung} - \text{Wälzerzeugung aus gepumptem Wasser} \\ \text{Verluste aus Pumpspeicherzyklen} &= \\ &= \text{Pumpstrombezug} - \text{Wälzerzeugung aus gepumptem Wasser} \\ \text{Nettostromerzeugung} &= \\ &= \text{Erzeugung aus nat. Zufluss} - \text{Verluste aus Pumpspeicherzyklen} \end{aligned}$$

6.6.2 Mittel- und Großwasserkraft (> 5 MW)

Für dieses Kapitel wurden die Auswirkungen von Restwasservorschreibungen auf die Stromerzeugung mit dem Optimierungsmodell IESopt-Hydro für Wasserkraftwerke > 5 MW ana-

lysiert, die 2021 in Betrieb waren. Es wurden auch 16 Wehrkraftwerke die zu großen Ausleitungskraftwerken gehören im Optimierungsmodell IESopt-Hydro simuliert. Da sie aber eine Leistung $\leq 5\text{MW}$ haben sind sie im Kapitel Kleinwasserkraft inkludiert.

Zur Berechnung der Erzeugung in Österreich werden die Grenzkraftwerke mit folgenden Anteilen (Info der E-Control) Österreich zugeordnet: 50 % für Jochenstein, 100 % für Oberaudorf-Ebbs, Braunau-Simbach, Schärding-Neuhaus und Gemeinschaftskraftwerk-Inn, sowie 0 % für Ering-Frauenstein, Eggfing-Obernberg, Passau-Ingling und Nussdorf am Inn.

6.6.2.1 Jährliche Erzeugung

Die simulierte mittlere jährliche Erzeugung (= Regelarbeitsvermögen) für die Periode 2010 – 2021 variiert in den Szenarien zwischen 32,78 und 35,56 TWh (siehe Abbildung 79). Die niedrigste Erzeugung tritt im konstanten Szenario 3 mit 100 % MJNQ_t RW-Vorgabe auf.

Abbildung 80 zeigt die Ganglinie der Jahreserzeugung 2010 – 2021 nach Szenario. Die jährlichen Schwankungen sind größer als die Unterschiede zwischen den Szenarien. Der Erzeugungsunterschied zwischen dem Minimum im Jahr 2011 und der höchsten Erzeugung im Jahr 2012 beträgt etwa 7,4 TWh. In allen Jahren bleibt die Differenz zwischen IST-Szenario und dem restriktivsten Szenario 3 relativ konstant bei etwa 2 TWh (siehe Abbildung 82).

Abbildung 79 Boxplots der jährlichen Erzeugung (TWh) aus natürlichem Zufluss für Kraftwerke > 5 MW nach Restwasserszenarien. Die rote Zahl und Linie kennzeichnen den Mittelwert

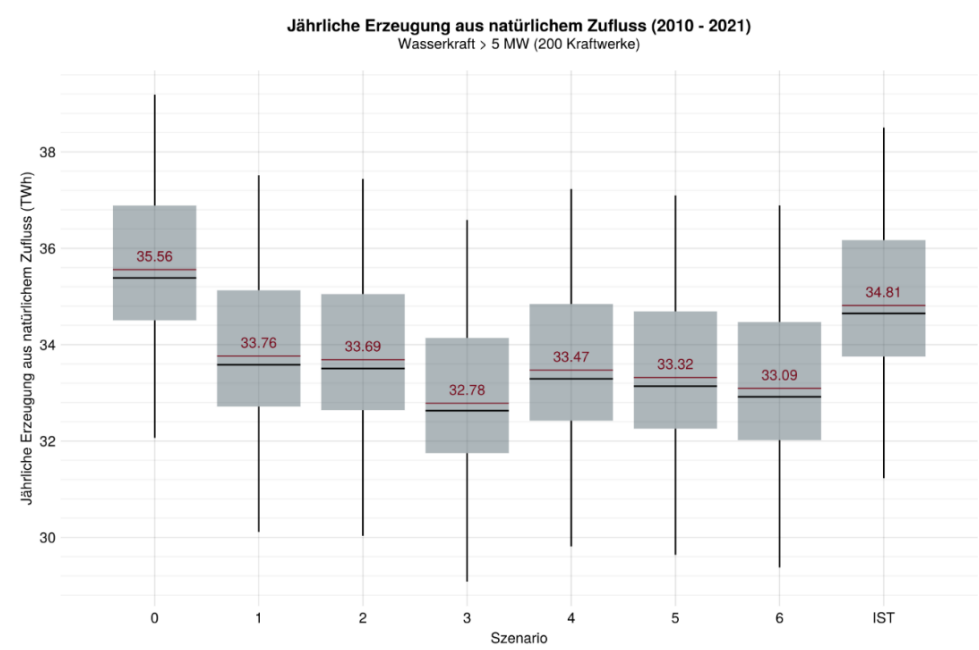
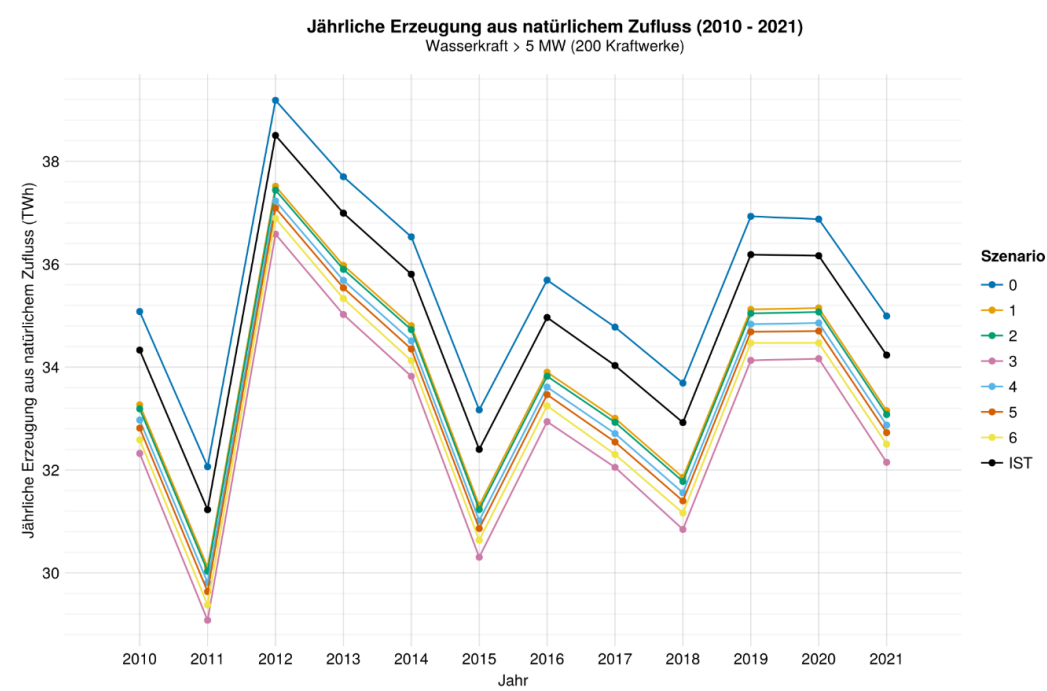


Abbildung 80 Ganglinie der Jahreserzeugung (TWh) der Kraftwerke > 5 MW nach Restwasserszenarien über den Zeitraum 2010–2021



Relative und absolute Änderungen

In Abbildung 81 und Abbildung 82 sind die mittleren langjährigen relativen bzw. jährlichen absoluten Änderungen der Jahrerzeugung im Vergleich zum IST-Szenario dargestellt. Diese über alle Kraftwerke gemittelte Auswertung zeigt, dass sich die langjährigen Gesamtverluste im Bereich weniger Prozent bewegen (siehe Abbildung 81) und dass die Abweichungen der Szenarien zum IST-Zustand von Jahr zu Jahr quasi konstant sind (siehe Abbildung 82).

Die höchsten Erzeugungsverluste im Vergleich zum IST-Szenario ergeben sich aus Szenario 3 mit einer langjährigen relativen Abweichung von $-5,86\%$ und einer langjährigen absoluten Abweichung von etwa -2 TWh. Darauf folgt das dynamische Szenario 6 mit $-4,97\%$ bzw. $-1,7$ TWh. In beiden Abbildungen sind nur relativ geringe Schwankungsbreiten zu sehen, was auf stabile Auswirkungen der Restwasserszenarien hinweist. Ohne Restwasservorschreibung (Szenario 0) wäre die Erzeugung im Mittel um $+2,15\%$ bzw. $+0,7$ TWh höher.

Zu beachten ist, dass es sich um eine über alle Kraftwerkstypen gemittelte Gesamtdarstellung handelt. Laufwasserkraftwerke im Flussverlauf haben keine Restwasservorgaben und somit auch keine dadurch bedingten Verluste, während bei Speicher- und Ausleitungskraftwerken mit deutlich höheren Verlusten zu rechnen ist (siehe Kapitel 6.6.4). Gleichzeitig ist zu berücksichtigen, dass Szenario 3 über die Anforderungen der WRRL hinausgeht bzw. die Verluste insbesondere bei Ausleitungskraftwerken an größeren Gewässern durch die generalisierte Szenariendefinition überschätzt werden (siehe Kapitel 6.3).

Des Weiteren ist in Abbildung 82 zu erkennen, dass die absoluten Restwasserverluste in erzeugungsarmen Jahren (2011 und 2015, siehe Abbildung 80) höher sind als in Jahren mit hoher Erzeugung (2012 und 2013, siehe Abbildung 80). Die Szenario Restwasservorgaben sind in allen Jahren die gleichen. Dieser Zusammenhang ist in Abbildung 83 dargestellt: Mit steigender Jahrerzeugung sinken die relativen Restwasserverluste. In Jahren mit überdurchschnittlich hohen Zuflüssen wird häufiger die Ausbauwassermenge der Kraftwerke und Bachfassungen überschritten. In solchen Überschreitungsstunden wirken sich Restwasserabgaben nicht oder nur geringfügig auf die Stromerzeugung aus, da der überschüssige Zufluss die Restwasservorgabe teilweise oder ganz erfüllt. Daher sind in nassen Jahren (hohe Erzeugung) die absoluten und noch ausgeprägter die relativen Erzeugungsverluste durch Restwasserabgaben geringer als in wasserarmen Jahren.

Abbildung 81 Boxplots der relativen Änderung (%) der mittleren jährlichen Erzeugung für Kraftwerke > 5 MW im Vergleich zum IST-Szenario. Die rote Zahl und Linie kennzeichnen den Mittelwert

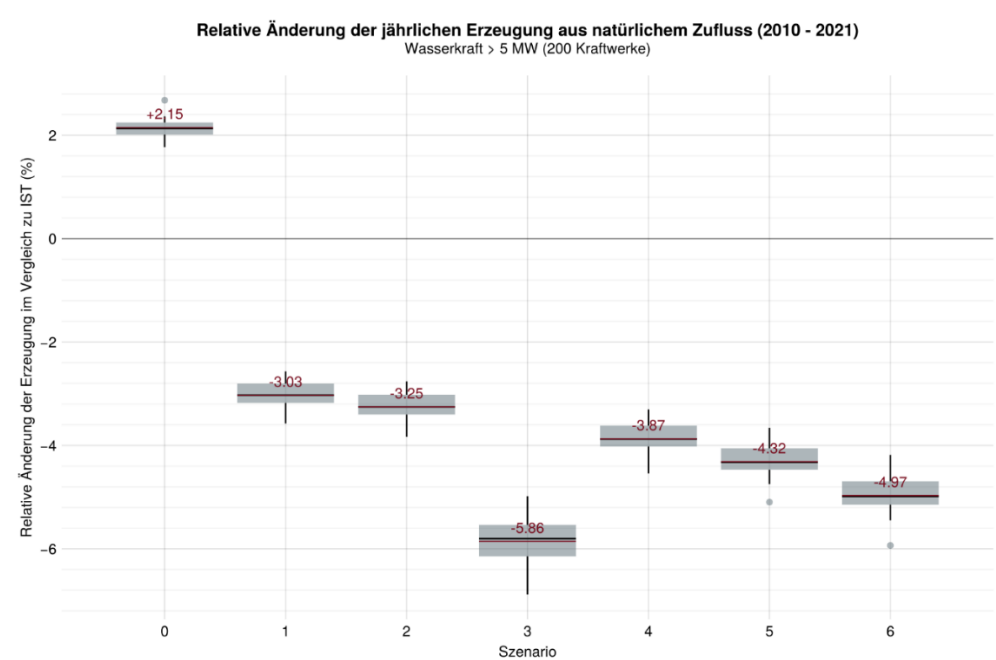


Abbildung 82 Ganglinie der absoluten Änderung (TWh) der Jahreserzeugung für Kraftwerke > 5 MW im Vergleich zum IST-Szenario über den Zeitraum 2010–2021

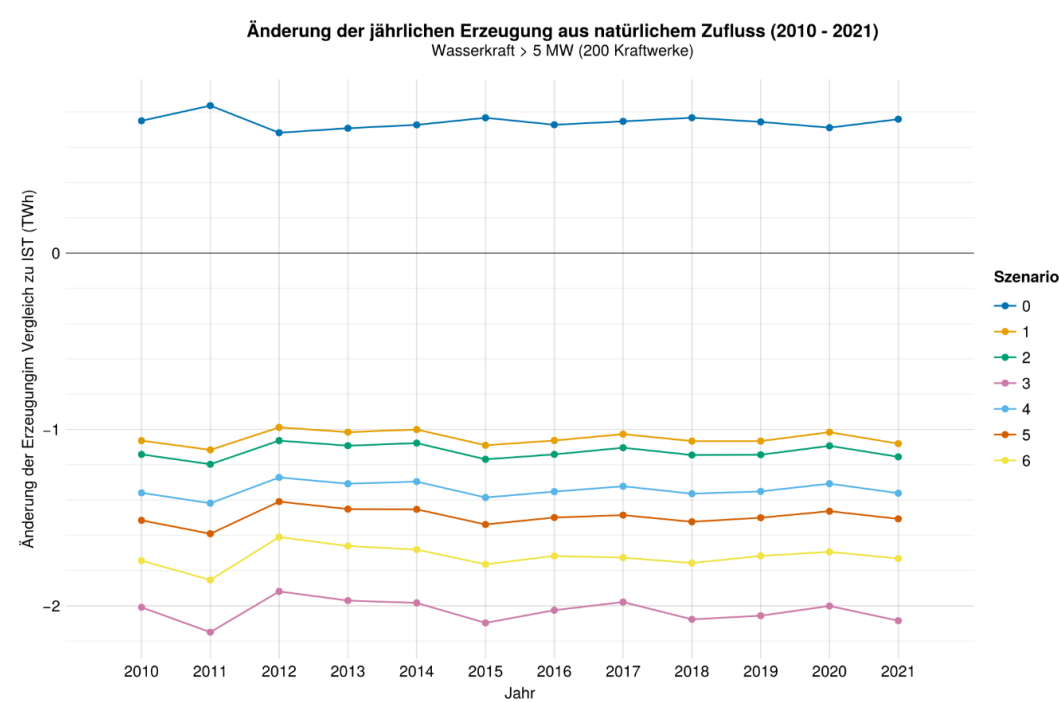
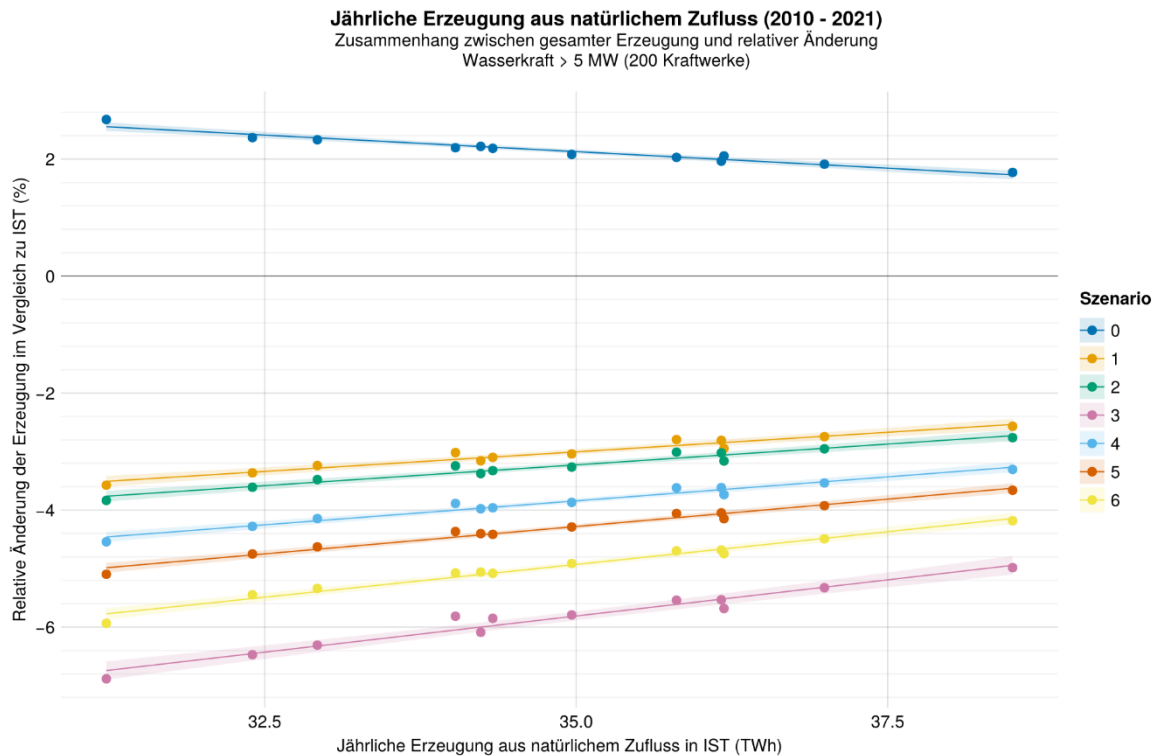


Abbildung 83 Zusammenhang zwischen jährlicher Erzeugung (TWh) im IST-Zustand und relativer Änderung der Erzeugung (%) zum IST-Zustand für Kraftwerke > 5 MW



6.6.3 Kleinwasserkraft (≤ 5 MW)

Für dieses Kapitel wurden die Auswirkungen von Restwasservorschreibungen auf die Stromerzeugung der Kleinwasserkraftwerke ≤ 5 MW analysiert, die 2021 in Betrieb waren. Die sechzehn Wehrkraftwerke/ Dotationskraftwerke von großen Ausleistungskraftwerken, die im IESopt Optimierungsmodell mit simuliert wurden, haben alle eine Leistung kleiner als 5 MW und sind daher in diesem Kapitel inkludiert. Für die gesamte restliche Kleinwasserkraft wurde eine repräsentative Stichprobe von 703 Kraftwerken verwendet und skaliert, um Aussagen für die Gesamtheit aller Kleinwasserkraftwerke zu gewinnen.

6.6.3.1 Skalierung der Stichprobe

Für die Skalierung wurden E-Control Daten zur Kleinwasserkraft ≤ 5 MW herangezogen. Die verwendeten Datenquellen umfassen E-Control Daten zur gesamten Elektrizitätsversorgung (E-Control, 2025a), sowie Zeitreihen mit jährlichen Daten (E-Control, 2025b).

Laut diesen E-Control Daten hat die Kleinwasserkraft ≤ 5 MW im Jahr 2021 ein Regelarbeitsvermögen von 4,68 TWh (eigene Auswertung der E-Control Daten). Die Wehrkraftwerke großer Ausleistungskraftwerke aus dem IESopt Modell haben ein RAV von 0,169 TWh. Damit ist das RAV der gesamten restlichen Kleinwasserkraft 4,51 TWh. In der Stichprobe erzeugen Ausleitungskraftwerke (mit Restwasservorschreibungen) 94,5 % des Regelarbeitsvermögens. Dieser Anteil wurde auch für die gesamte restliche Kleinwasserkraft ≤ 5 MW angenommen. Damit ergibt sich im IST-Szenario eine Gesamterzeugung von Ausleistungskraftwerken von 4,26 TWh und eine Erzeugung in Laufwasserkraftwerken im Flussverlauf von 0,248 TWh (siehe Tabelle 16). Der Skalierungsfaktor für die Stichprobe der Ausleistungskraftwerke ist 3,97.

$$\begin{aligned}
 \text{Gesamterzeugung}_{\text{Kleinwasserkraft} \leq 5 \text{ MW (TWh)}} \\
 &= \text{Erzeugung Wehrkraftwerke} \\
 &+ \text{Stromerzeugung_Stichprobe_AusleitungsKW} * 3,9748 + 0,248
 \end{aligned}$$

Tabelle 16 Übersicht der Kennwerte zur Skalierung der Stichprobe der Kleinwasserkraft

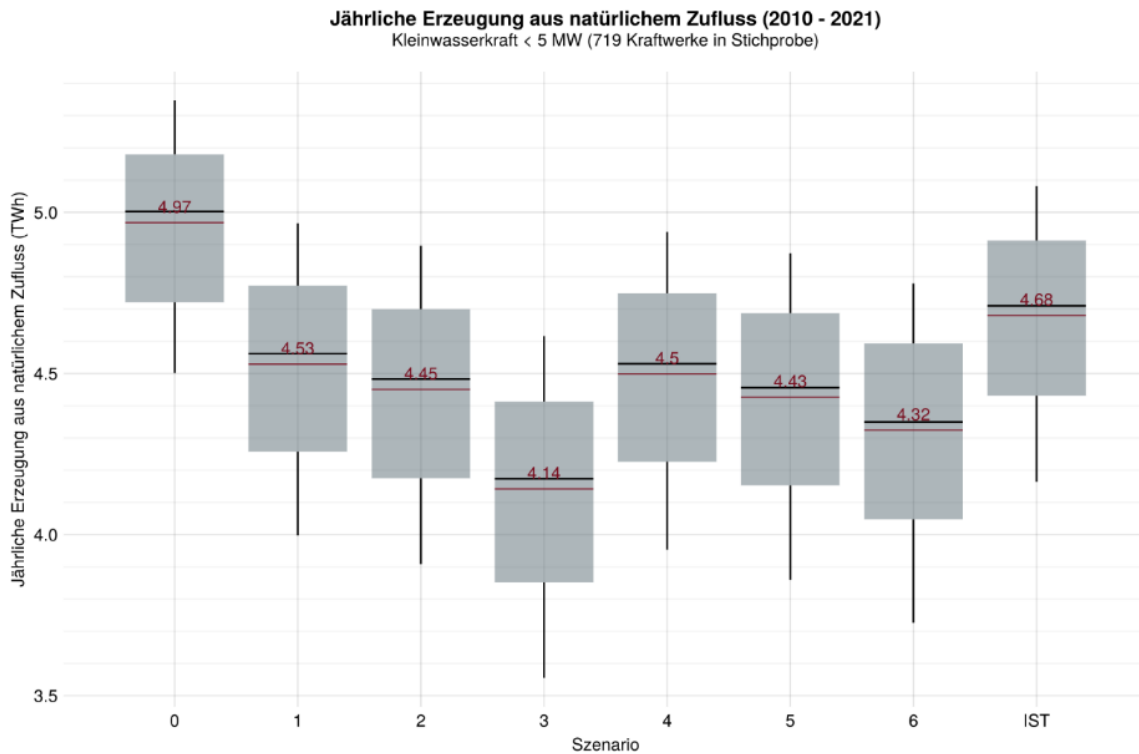
Historisches Jahr	RAV gesamte Kleinwasserkraft ≤ 5 MW laut E-Control (TWh)	RAV IST-Szenario Wehrkraftwerke aus IESopt (TWh)	RAV der Ausleitungs-kraftwerke (TWh)	RAV Laufwasser-kraftwerke im Flussverlauf (TWh)
2021	4,68	0,169	4,26	0, 248

Alle folgenden Plots zur Kleinwasserkraft ≤ 5 MW zeigen die Erzeugung der gesamten Kleinwasserkraft hochgerechnete aus der Stichprobe gemäß der oben angegebenen Formel. Die Erzeugung und das Regelarbeitsvermögen wurde für den Kraftwerksbestand 2021 und die Periode 2010 – 2021 berechnet.

6.6.3.2 Jährliche Erzeugung

Die mittlere jährliche Erzeugung für den Zeitraum 2010 – 2021 wurde aus der Stichprobe auf den Bestand aller Kleinwasserkraftwerke (IST-Szenario: 4,68 TWh) hochgerechnet. Im Szenario 0 ohne Restwasservorschreibung ist die mittlere jährliche Erzeugung 4,97 TWh. Die Restwasserszenarien 1 bis 6 zeigen durchgehend niedrigere Erzeugungen zwischen 4,14 und 4,53 TWh, wobei Szenario 3 mit 4,14 TWh die geringste Erzeugung aufweist (siehe Abbildung 84).

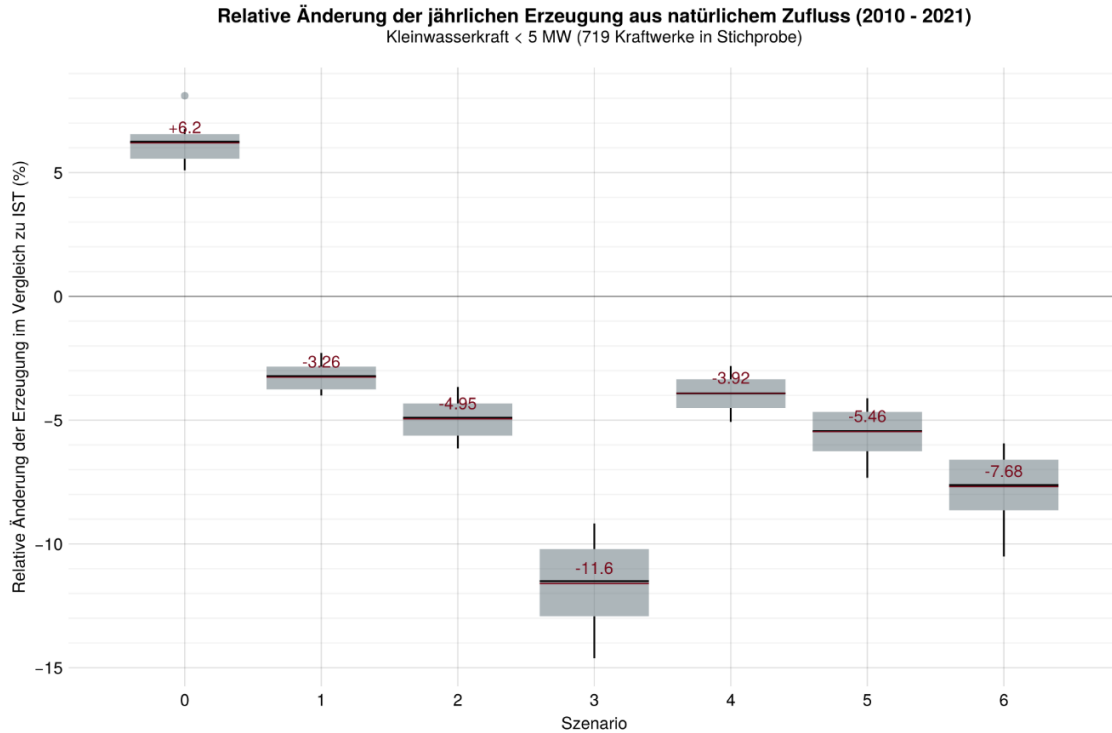
Abbildung 84 Boxplots der mittleren Jahreserzeugung (TWh) der Kleinwasserkraft ≤ 5 MW nach Restwasserszenarien. Die rote Zahl und Linie kennzeichnen den Mittelwert



Relative Änderungen

Szenario 0 weist eine höhere Erzeugung von +6,2 % gegenüber dem IST-Zustand auf. Szenarien 1 bis 6 weisen eine niedrigere Erzeugung zwischen -3,26 % (Szenario 1) und -11,6 % (Szenario 3) auf (siehe Abbildung 85). Die Kleinwasserkraft zeigt größere relative Verluste durch Restwasserauflagen als Kraftwerke > 5 MW (siehe Abbildung 81). Ein Grund dafür ist die Anlagenstruktur: Während bei Großkraftwerken Laufwasserkraftwerke im Flussverlauf dominieren, ist die Kleinwasserkraft durch einen signifikant höheren Anteil an Ausleitungskraftwerken gekennzeichnet (94,5 %, siehe Kapitel 6.6.3.1).

Abbildung 85 Boxplots der relativen Änderung (%) der mittleren Jahreserzeugung der Kleinwasserkraft ≤ 5 MW im Vergleich zum IST-Szenario. Die rote Zahl und Linie kennzeichnen den Mittelwert



6.6.3.3 Differenzierung nach Einzugsgebietsgröße

Abbildung 86 und Abbildung 87 stellen die absolute Jahreserzeugung sowie die relative Änderung im Vergleich zum IST-Szenario aufgeschlüsselt nach Einzugsgebietsgröße ($\leq$ bzw. > 10 km²) dar. Kraftwerke mit Einzugsgebieten ≤ 10 km² stellen 35 % der gesamten Stichprobe dar ($n = 255$) und tragen 14 % zur Gesamterzeugung der Kleinwasserkraft im IST-Szenario bei (siehe Abbildung 86). Die relativen Restwasserverluste im Vergleich zum IST-Szenario sind für diese Kraftwerke mit EZG ≤ 10 km² etwa um die Hälfte geringer als für jene mit EZG > 10 km², was möglicherweise mit einer vergleichsweise niedrigeren Ausbauwassermenge erklärt werden kann (siehe Abbildung 87).

Abbildung 86 Boxplots der mittleren Jahreserzeugung (TWh) der Kleinwasserkraft, differenziert nach Restwasserszenarien und Einzugsgebietsgröße. Die rote Zahl und Linie kennzeichnen den Mittelwert

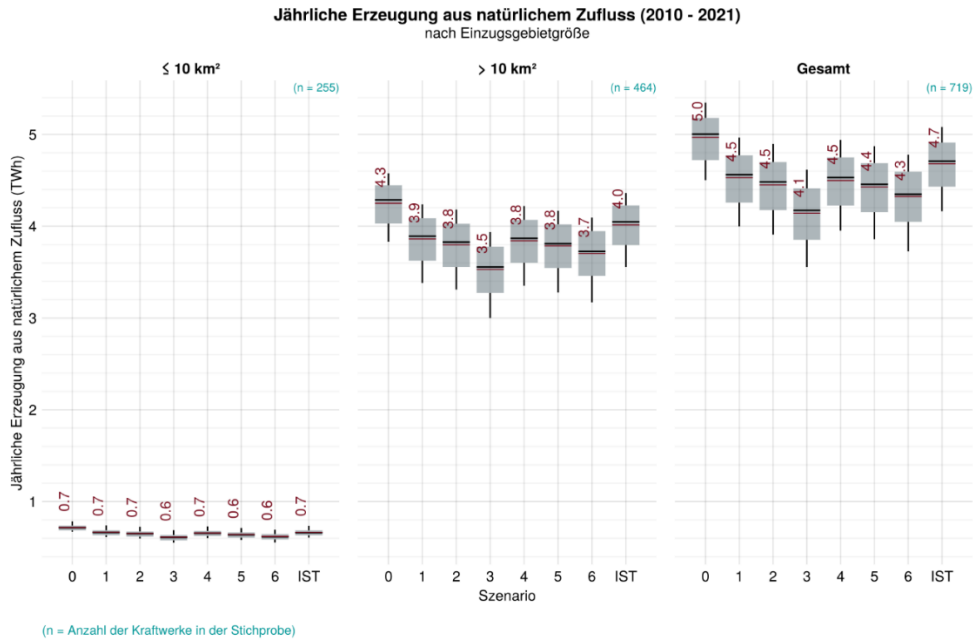
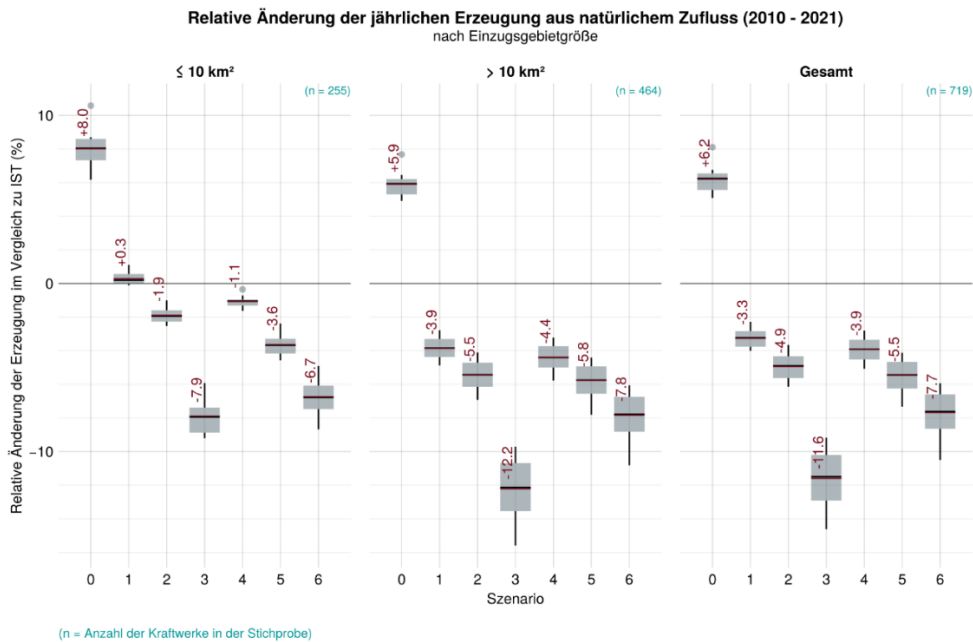


Abbildung 87 Boxplots der relativen Änderung (%) der Jahreserzeugung der Kleinwasserkraft im Vergleich zum IST-Szenario, differenziert nach Restwasserszenarien und Einzugsgebietsgröße. Die rote Zahl und Linie kennzeichnen den Mittelwert



6.6.4 Gesamte österreichische Wasserkraft

Für dieses Kapitel wurden die Auswirkungen von Restwasservorschreibungen auf die Stromerzeugung der gesamten österreichischen Wasserkraft ausgewertet. Die dargestellten Ergebnisse basieren somit auf der Modellierung von 919 Kraftwerken (200 Kraftwerke > 5 MW und 16 Wehrkraftwerke im Optimierungsmodell, 703 KW der Stichprobe ≤ 5 MW), wobei die Ergebnisse der Kleinwasserkraft auf die Gesamtheit hochskaliert wurden (siehe Kapitel 6.6.3.1). Die Auswirkungen von Restwasservorschreibungen auf die Stromerzeugung der gesamten Wasserkraft wird hier getrennt nach Kraftwerkstyp, Größenklasse und saisonalen Effekten ausgewertet.

6.6.4.1 Jährliche Erzeugung

Die Simulation des gesamten Kraftwerksbestands ergibt im IST-Szenario ein Regelarbeitsvermögen von 39,49 TWh für die Periode 2010 – 2021 (siehe Abbildung 88). Im Szenario 0 ohne Restwasserabgabe ergibt sich ein Regelarbeitsvermögen von 40,52 TWh. In den Szenarien mit erhöhten Restwasservorgaben reduziert sich die Erzeugung auf 38,29 TWh (Szenario 1, -3,0 % im Vergleich zu IST) bis auf 36,93 TWh (Szenario 3, -6,5 % im Vergleich zu IST).

Abbildung 88 Boxplots der Jahreserzeugung (TWh) der gesamten österreichischen Wasserkraft nach Restwasserszenarien. Die rote Zahl und Linie kennzeichnen den Mittelwert

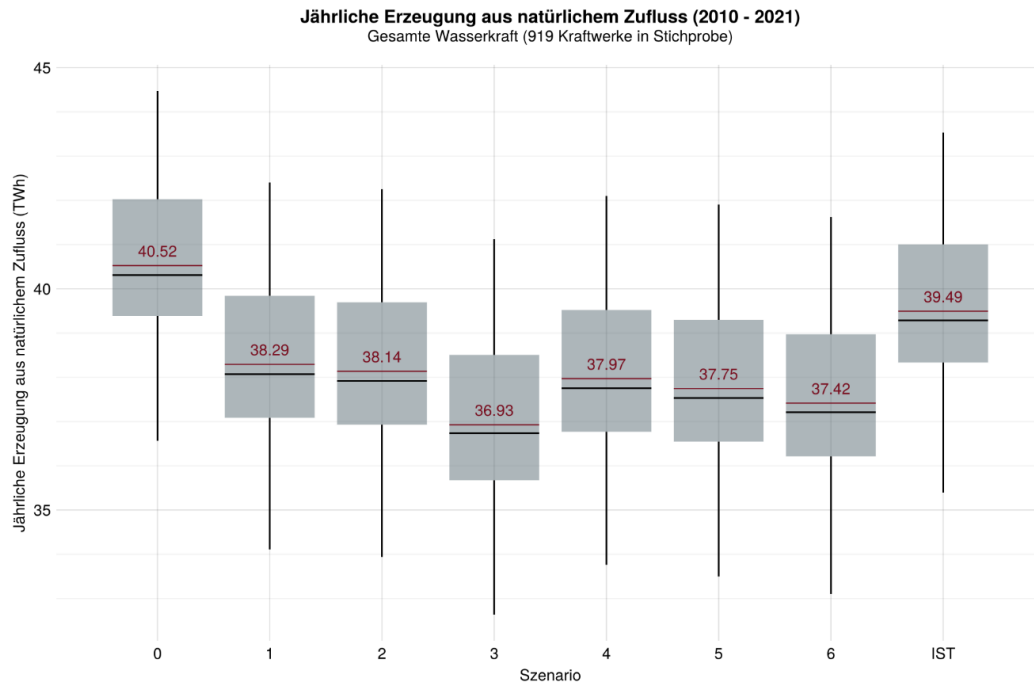
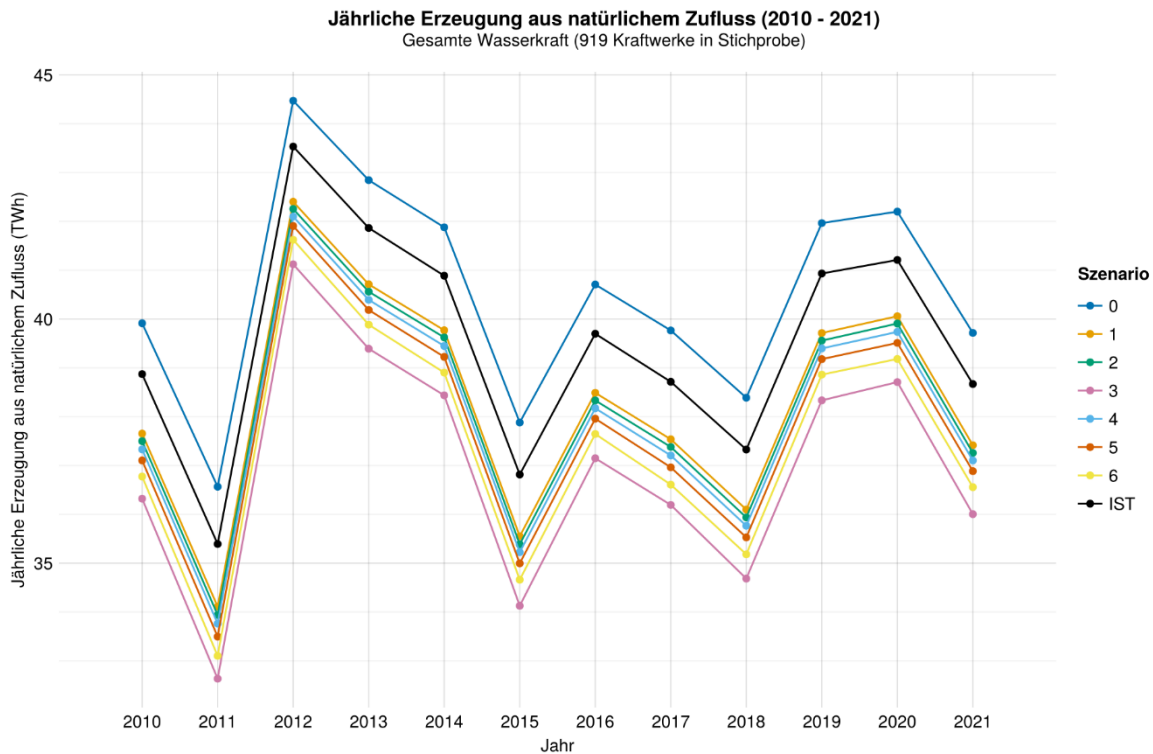


Abbildung 89 zeigt die Ganglinie der Jahreserzeugung 2010 – 2021 für alle Restwasserszenarien. Die jährlichen Schwankungen sind größer als die Unterschiede zwischen den Szenarien. Der Erzeugungsunterschied zwischen dem Minimumjahr 2011 und der höchsten Erzeugung im Jahr 2012 beträgt im Mittel 8,3 TWh über die Szenarien. In allen Jahren bleibt die Differenz zwischen IST-Szenario und den restriktivsten Szenarien relativ konstant bei etwa 2,6 TWh (siehe auch Abbildung 92).

Abbildung 89 Ganglinie der Jahreserzeugung (TWh) der gesamten Wasserkraft nach Restwasserszenarien über den Zeitraum 2010–2021



Relative und absolute Änderungen

In Abbildung 90 und Abbildung 91 sind die relativen und absoluten Änderungen der Jahreserzeugung gesamten Wasserkraft im Vergleich zum IST-Szenario dargestellt. Szenario 0 zeigt eine um +2,63 % (+1,03 TWh) höhere mittlere Jahreserzeugung im Vergleich zum IST-Zustand. Szenario 1 und 2 zeigen eine ähnliche Erzeugungsänderung von -3,06 % (-1,2 TWh) bis -3,45 % (-1,36 TWh) gegenüber dem IST-Zustand. Szenario 3 weist die stärkste Änderung mit -6,54 % (-2,57 TWh) auf. Die dynamischen Szenarien 4 bis 6 zeigen etwas höhere Änderungen als die konstanten Szenarien 1 und 2 mit Werten zwischen -3,88 % (-1,52 TWh) und -5,29 % (-2,08 TWh).

In Abbildung 92 und Abbildung 93 ist analog zu den Ergebnissen der Mittel- und Großwasserkraft (siehe Kapitel 6.6.2.1, Abbildung 82, Abbildung 83) zu erkennen, dass bei gleicher Restwasservorgabe die absoluten und vor allem die relativen Verluste durch Restwasservorgaben in erzeugungsarmen Jahren (2011 und 2015) höher sind als in Jahren mit hoher Erzeugung (2012 und 2013).

Abbildung 90 Boxplots der relativen Änderung (%) der Jahreserzeugung der gesamten Wasserkraft im Vergleich zum IST-Szenario. Die rote Zahl und Linie kennzeichnen den Mittelwert

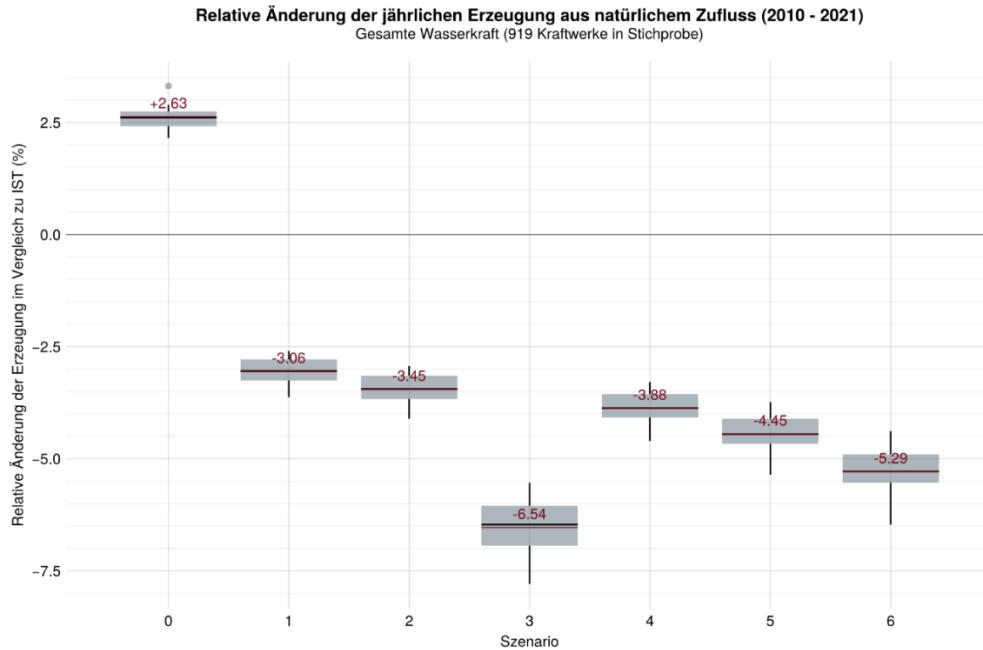


Abbildung 91 Boxplots der Änderung der Jahreserzeugung (TWh) der gesamten Wasserkraft im Vergleich zum IST-Szenario. Die rote Zahl und Linie kennzeichnen den Mittelwert

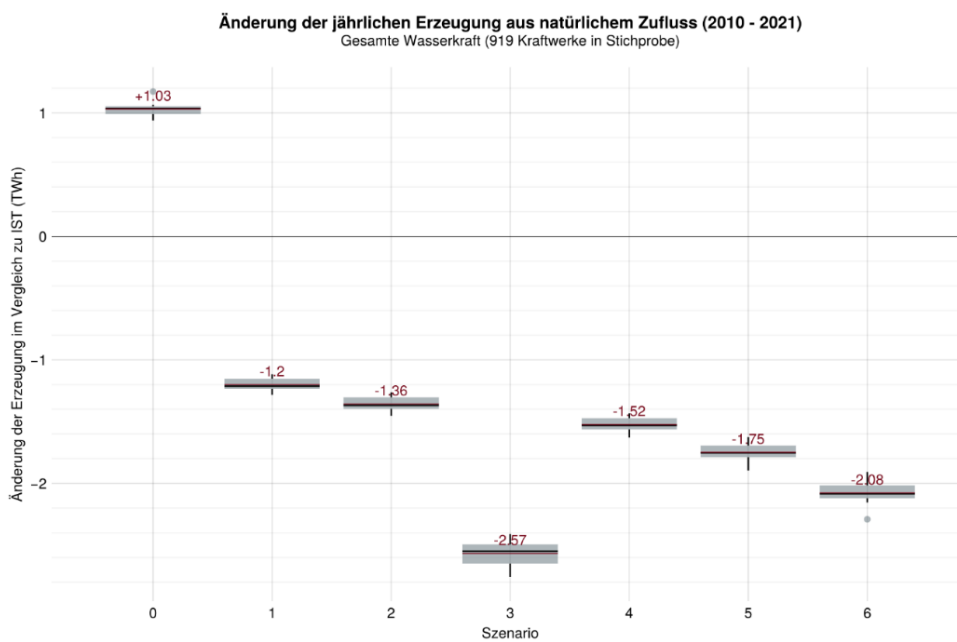


Abbildung 92 Ganglinie der absoluten Änderung (TWh) der Jahreserzeugung der gesamten Wasserkraft im Vergleich zum IST-Szenario über den Zeitraum 2010–2021

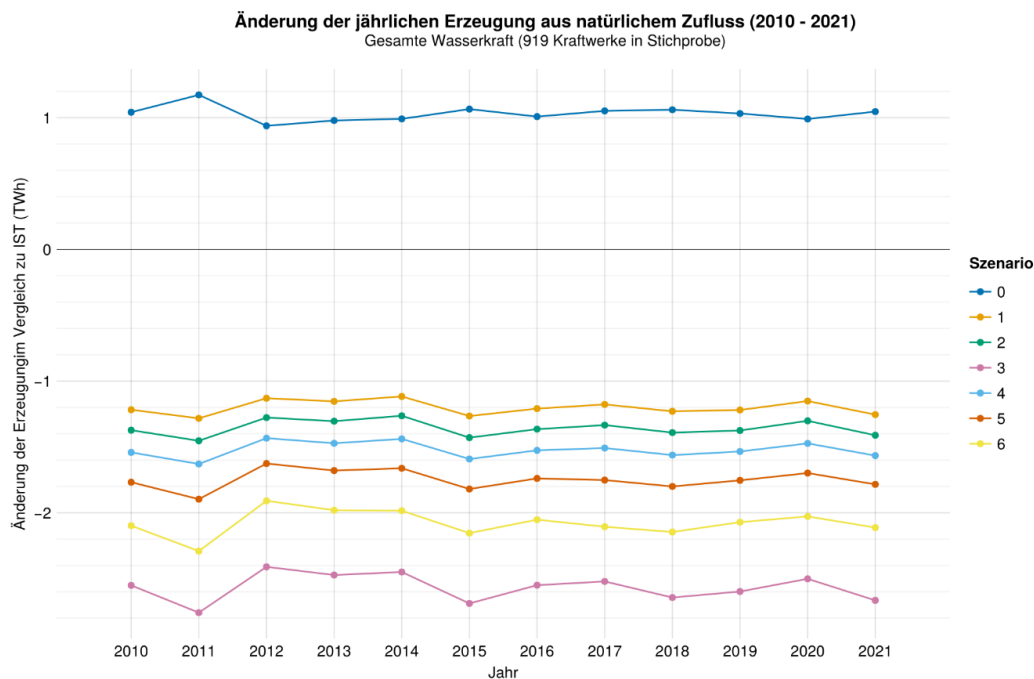
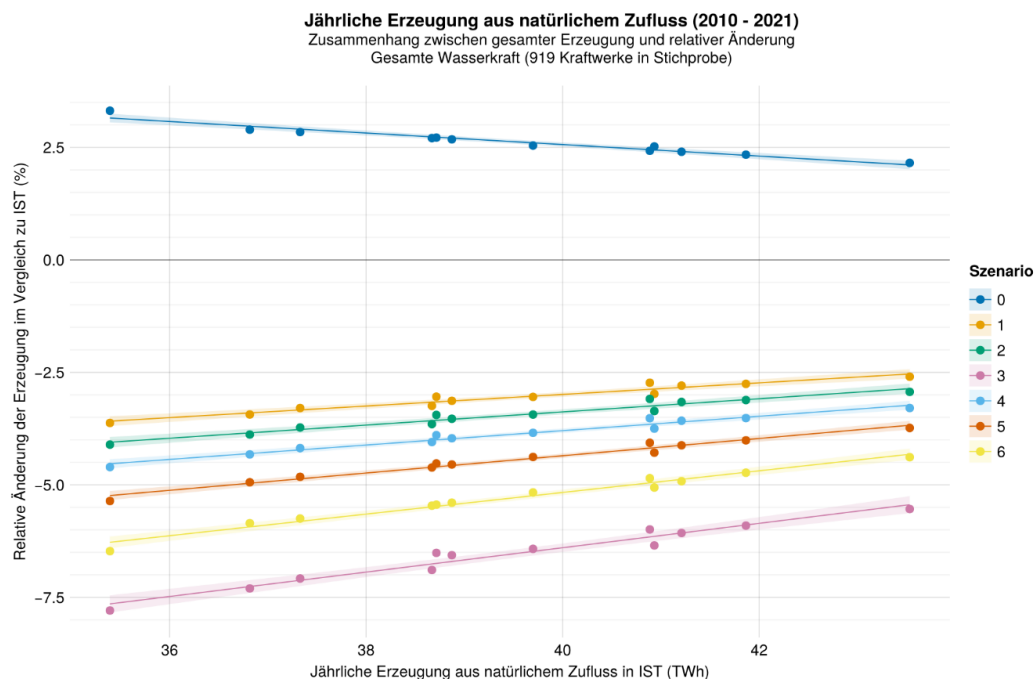


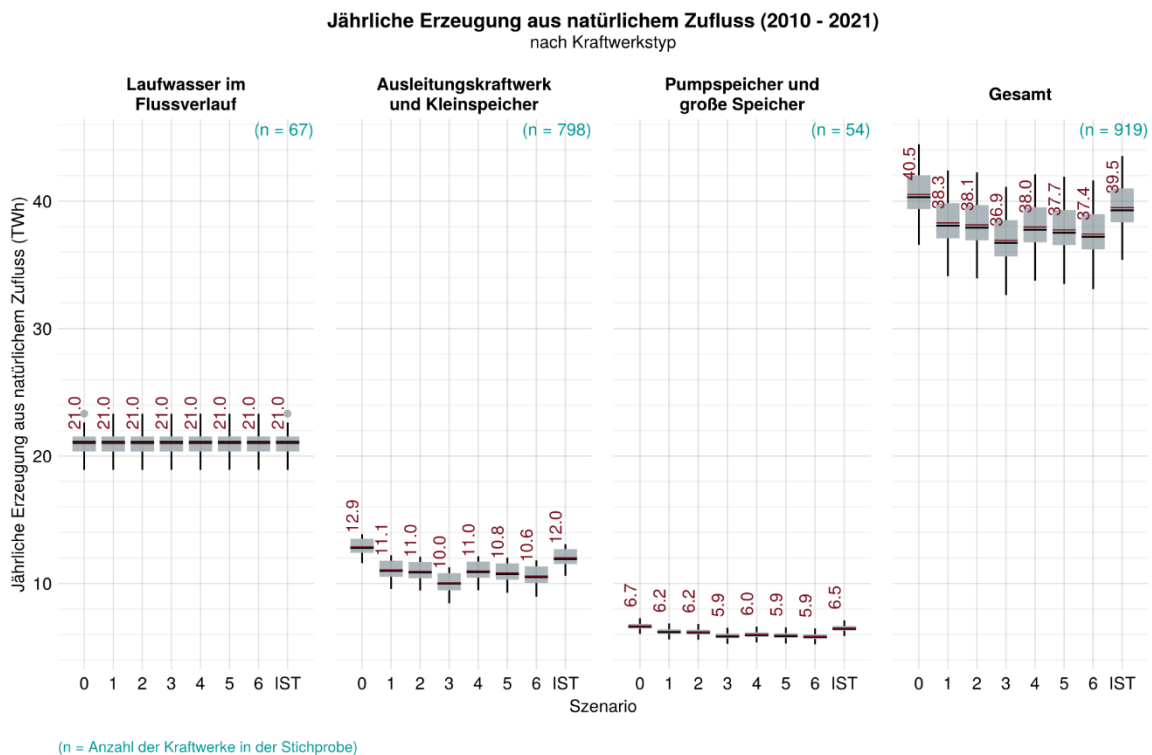
Abbildung 93 Zusammenhang zwischen jährlicher Erzeugung (TWh) im IST-Zustand und relativer Änderung der Erzeugung (%) zum IST-Zustand der gesamten Wasserkraft



Differenzierung nach Kraftwerkstyp

In Abbildung 94 ist die mittlere Jahreserzeugung der Kraftwerkstypen für die natürlichen Zuflüsse der Periode 2010 – 2021 dargestellt. Die Laufwasserkraft im Flussverlauf hat in Österreich im IST-Szenario 2021 einen Anteil von 53 % der Erzeugung, Ausleitungskraftwerke und Kleinspeicher 30 %, Pumpspeicher und große Speicher 16 %.

Abbildung 94 Boxplots der Jahreserzeugung (TWh) der gesamten Wasserkraft aus natürlichem Zufluss nach Kraftwerkstyp und Restwasserszenarien. Die rote Zahl und Linie kennzeichnen den Mittelwert



Die relativen und absoluten Erzeugungsdifferenzen zwischen Szenarien und IST-Zustand sind in Abbildung 95 und Abbildung 96 dargestellt. Laufwasserkraftwerke im Flussverlauf haben keine Restwasserstrecken und daher auch keine Restwasserverluste. Ausleitungskraftwerke und Kleinspeicher haben die größten Abweichungen zum IST-Szenario mit Werten zwischen -7,9 % bzw. -0,9 TWh (Szenario 1) und -6,5 % bzw. -2 TWh (Szenario 3). Pumpspeicher und große Speicherkraftwerke zeigen Abweichungen zwischen -3,9 % bzw. -0,3 TWh (Szenario 1) und -10 % bzw. -0,6 TWh (Szenario 6). Bei den Bachfassungen im Hochgebirge (> 1.300 m) haben die Szenarien 1 und 2 die Restwasservorgabe 50 % MJNQ_t und die Szenarien 3 bis 6 100 % MJNQ_t. Da viele der Bachfassungen von Pumpspeichern

und großen Speicherkraftwerken in dieser Höhe liegen, haben die Abweichungen der Szenarien 1 bis 2 sowie Szenario 3 bis 6 ähnliche Größenordnungen. Ausleitungskraftwerke und Kleinspeicher sowie dazugehörige Bachfassungen sind hingegen über mehrere Höhenlagen verteilt und weisen daher größere Unterschiede zwischen den Szenarien auf.

Gemittelt über die Szenarien 1 bis 6 fallen 73 % der Erzeugungsunterschiede auf Ausleitungskraftwerke und Kleinspeicher und 27 % auf Pumpspeicher und Große Speicher.

Abbildung 95 Boxplots der relativen Änderung (%) der Jahreserzeugung der gesamten Wasserkraft aus natürlichem Zufluss im Vergleich zum IST-Szenario nach Kraftwerkstyp und Restwasserszenario. Die rote Zahl und Linie kennzeichnen den Mittelwert

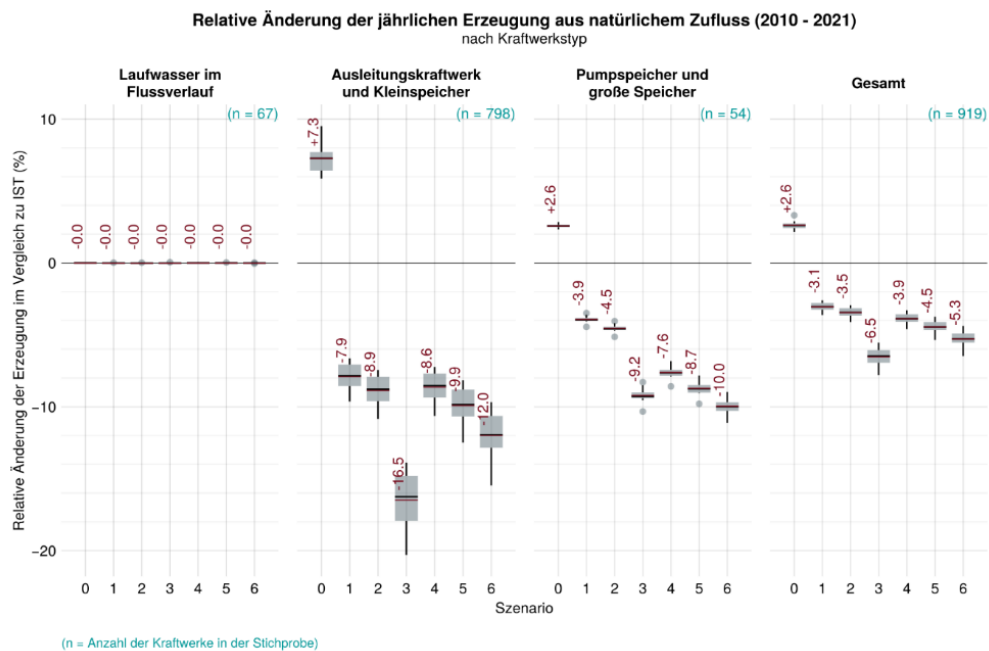
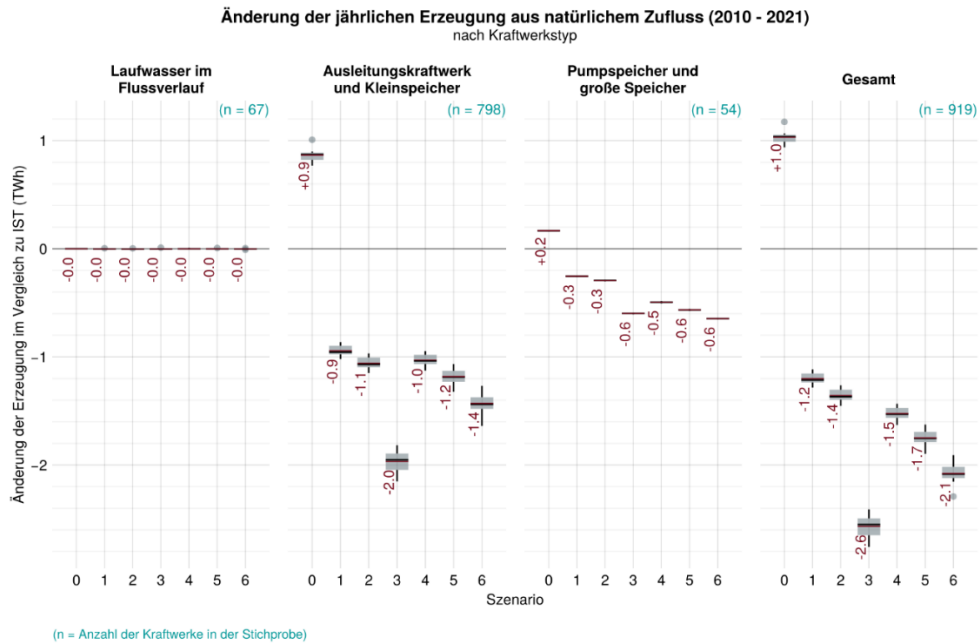
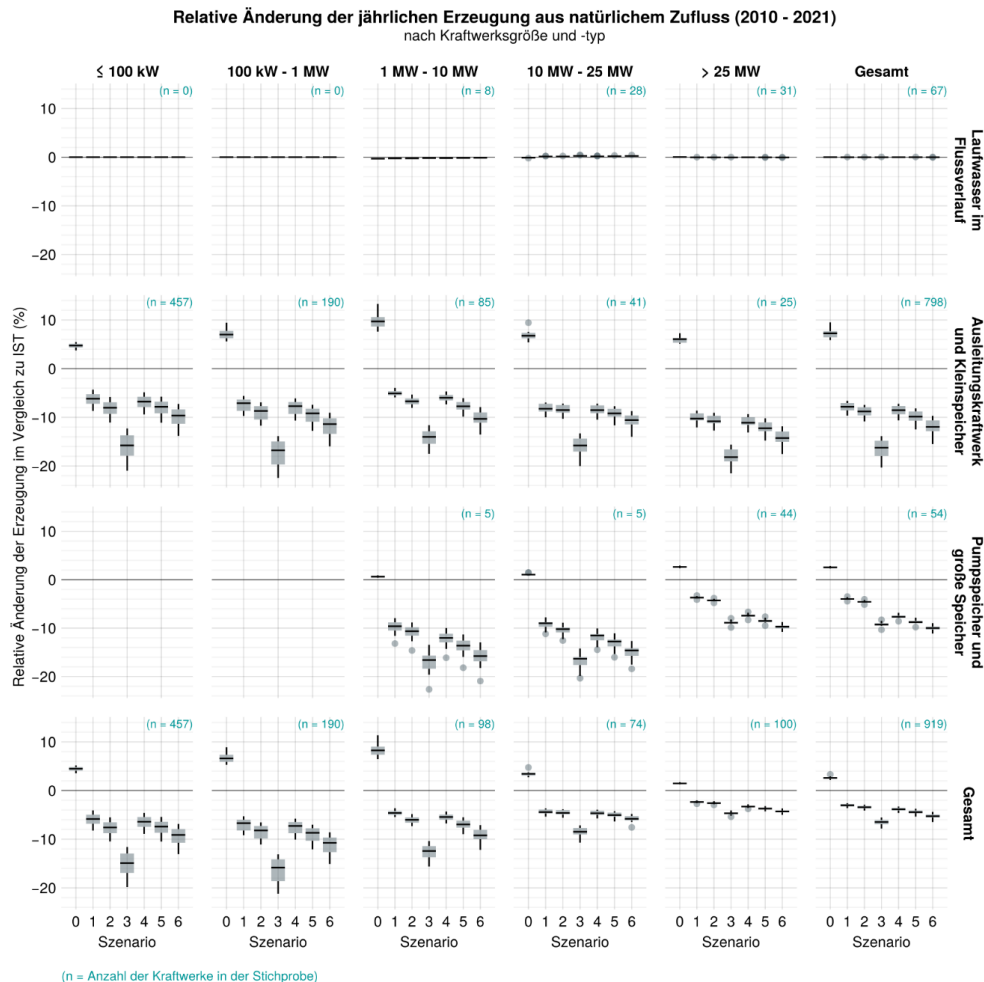


Abbildung 96 Boxplots der absoluten Änderung (TWh) der Jahreserzeugung der gesamten Wasserkraft aus natürlichem Zufluss im Vergleich zum IST-Szenario nach Kraftwerkstyp und Restwasserszenario. Die rote Zahl und Linie kennzeichnen den Mittelwert



In Abbildung 97 sind die relativen Änderungen der Erzeugung je Kraftwerkstyp und Größe aufgeschlüsselt. Bei Pumpspeichern und Großspeichern haben die Größenklassen < 25 MW erkennbar höhere Restwasserverluste. Zwei Drittel dieser Kraftwerke haben ihre Bachfassungen unter 1.300 Meter Seehöhe und damit ändert sich die Definition der Restwasserszenarien deutlich (siehe Kapitel 4). Damit zeigen diese Kraftwerke einen ähnlichen Verlauf der relativen Verluste wie Ausleitungskraftwerke, deren Bachfassungen sich meist auch unter 1.300 Meter Seehöhe befinden. Allerdings ist der Beitrag dieser 10 Kraftwerke (5+5) an der Gesamterzeugung aus natürlichem Zufluss verschwindend klein (siehe Abbildung 99). Für die minimalen Fluktuationen bei der Laufwasserkraft siehe die Erklärung zu Abbildung 102.

Abbildung 97 Boxplots der relativen Änderung (%) der Jahreserzeugung der gesamten Wasserkraft aus natürlichem Zufluss im Vergleich zum IST-Szenario nach Kraftwerksgröße und -typ. Die rote Zahl und Linie kennzeichnen den Mittelwert



6.6.4.2 Saisonale Erzeugung

Abbildung 98 zeigt das mittlere monatliche Regelarbeitsvermögen für das IST-Szenario, aufgeschlüsselt nach Kraftwerkstyp. Die Gesamterzeugung weist ein ausgeprägtes saisonales Profil mit einem Maximum im Juli auf, das durch die hydrologischen Verhältnisse in Österreich geprägt ist. Im Winter akkumuliert Niederschlag als Schneedecke in den Bergen, die im Frühling und Sommer schmilzt und zu höheren Zuflüssen führt.

Die einzelnen Kraftwerkstypen zeigen deutlich unterschiedliche saisonale Muster. Laufwasserkraftwerke im Flussverlauf und Ausleitungskraftwerke mit Kleinspeichern erreichen ihre Erzeugungsmaxima bereits im Mai bis Juni, was auf ihre Lage in niedrigeren Höhenlagen zurückzuführen ist, wo die Schneeschmelze früher einsetzt. Diese beiden Kraftwerkstypen

tragen am meisten zur Gesamterzeugung aus natürlichem Zufluss bei und prägen daher maßgeblich den Verlauf der Gesamtkurve.

Im Gegensatz dazu zeigen Pumpspeicher und große Speicher ein anderes saisonales Muster, das nicht durch die natürliche Abflussdynamik, sondern durch den Pumpbetrieb und Strompreise bestimmt wird. Im Frühling und Frühsommer, wenn die Strompreise typischerweise niedrig sind und reichlich Schmelzwasser verfügbar ist, verbrauchen sie vermehrt Pumpstrom, um Wasser in die Speicherseen hochzupumpen. Dies führt zu einer deutlich reduzierten Erzeugung in diesem Zeitraum. Die gespeicherte Energie wird dann zu Zeiten höherer Nachfrage und Preise wieder abgegeben, was sich in den erhöhten Werten im Spätsommer, Herbst und Winter widerspiegelt.

Abbildung 98 Mittleres monatliches Regelarbeitsvermögen (TWh) aus natürlichem Zufluss nach Kraftwerkstyp für IST-Restwasservorgaben, Mittelwerte 2010–2021

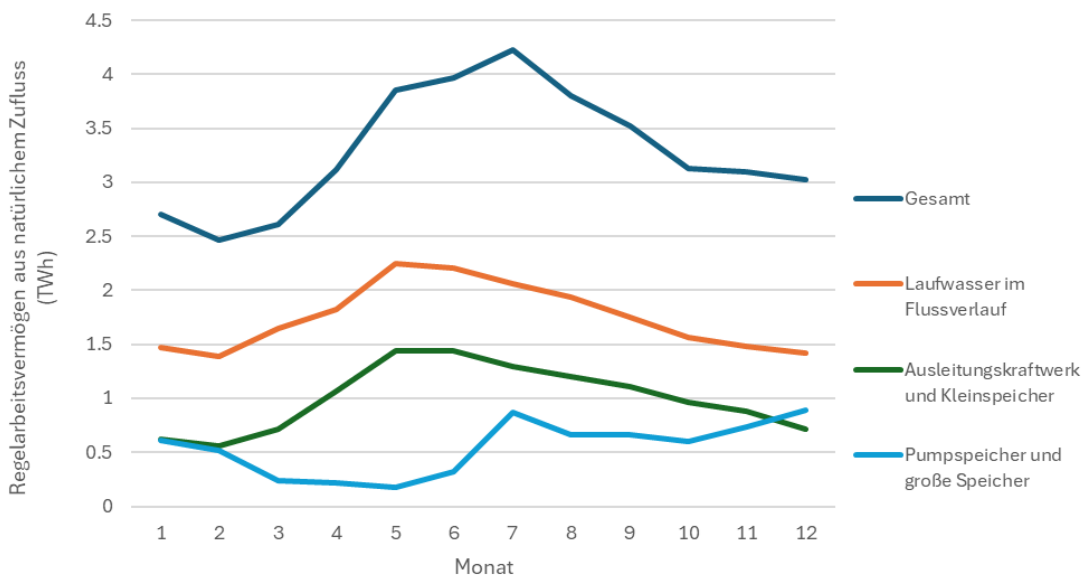
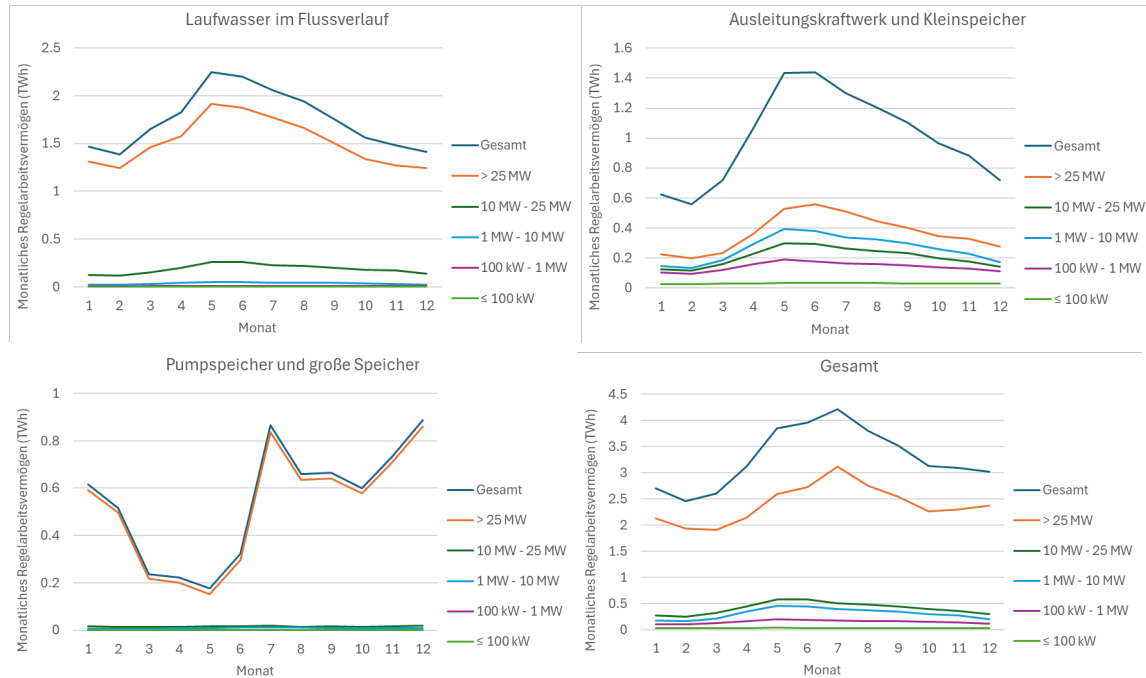


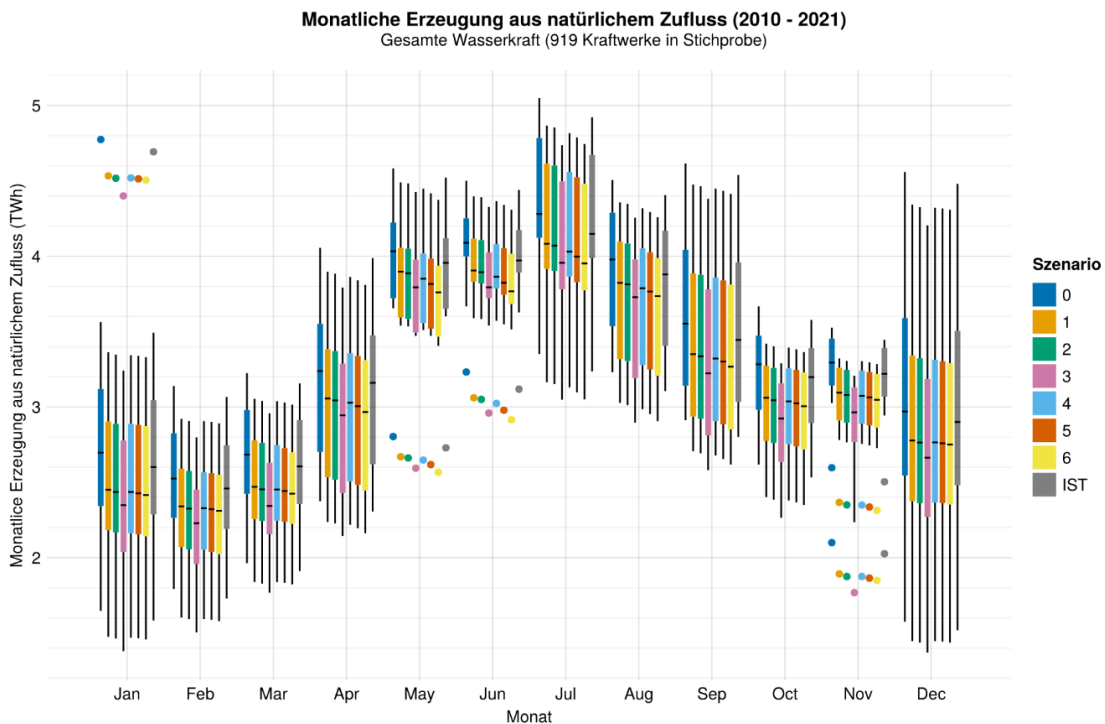
Abbildung 99 zeigt ebenfalls das monatliche Regelarbeitsvermögen der verschiedenen Kraftwerkstypen, diesmal aufgeteilt nach Größenklassen. Die saisonale Verteilung ist analog zu Abbildung 98 und für alle Größenklassen ähnlich. Bei Laufkraftwerken im Flussverlauf, Pumpspeichern und großen Speichern dominieren die großen Anlagen > 25 MW, während die Gesamterzeugung von Ausleitungskraftwerken und Kleinspeichern gleichmäßiger auf die Größenklassen verteilt ist.

Abbildung 99 Monatliches Regelarbeitsvermögen (TWh) aus natürlichem Zufluss für das IST-Szenario aufgeschlüsselt nach Kraftwerkstyp und Größenklasse, Mittelwerte 2010–2021, Kraftwerksbestand 2021



In Abbildung 100 ist die monatliche Erzeugung aus natürlichem Zufluss für die verschiedenen Restwasserszenarien dargestellt. Dieselbe saisonale Dynamik wie in Abbildung 98 mit Maximum im Sommer ist erkennbar. Szenario 3 und 6 weisen in allen Monaten die geringste Erzeugung auf. Die Schwankungsbreiten der einzelnen Szenarien sind ähnlich, auffällig sind allerdings die Unterschiede zwischen den Monaten. Während in den Monaten Mai, Juni, Oktober, November geringe Schwankungsbreiten der Erzeugung (interannuelle Variabilität) zu beobachten sind, ist die interannuelle Variabilität in den anderen Monaten deutlich größer. Die Ursachen für die Schwankungen der monatlichen Erzeugung ist größtenteils durch den Betrieb der Pumpspeicher und großen Speicher nach den Strommarktpreisen und auch durch die Variabilität der monatlichen Erzeugung der Laufwasserkraft verursacht. Generell sind die Unterschiede zwischen den Restwasserszenarien im Vergleich zur interannuellen Variabilität relativ gering.

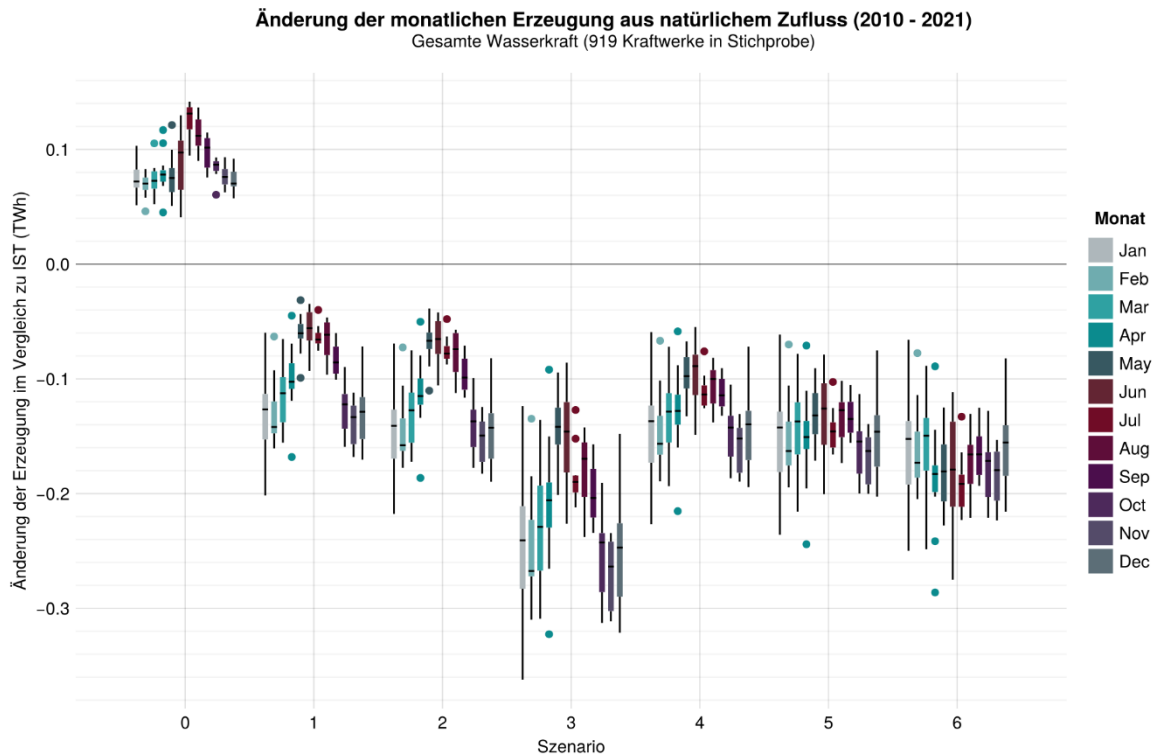
Abbildung 100 Boxplots der monatlichen Erzeugung (TWh) der gesamten Wasserkraft im Zeitraum 2010–2021 nach Restwasserszenarien



Relative und absolute Änderungen

In Abbildung 101 sind die absoluten monatlichen Änderungen der Erzeugung im Vergleich zum IST-Zustand pro Szenario dargestellt. Bei den konstanten Szenarien 1 bis 3 zeigt sich ein saisonales Muster der Erzeugungsänderung. Die höchsten Unterschiede zum IST-Szenario treten im Winter auf und können im Szenario 3 bis zu -0,36 TWh erreichen. Im Sommer reduziert sich der Unterschied auf -0,1 bis -0,2 TWh. Dies erklärt sich durch die hydrologischen Verhältnisse. Im Sommer gibt es mehr Stunden, in denen der Zufluss die Kapazität des Kraftwerks oder der Bachfassung überschreitet und daher die Restwasservorgabe teilweise oder vollständig durch das überschüssige Wasser erfüllt wird. In den dynamischen Szenarien 4 bis 6 schwächt sich dieses saisonale Profil immer mehr ab, da die Vorschriften im Sommer immer höher werden. In Szenario 6 sind die Unterschiede relativ konstant und liegen im Bereich von -0,1 bis -0,2 TWh. Hier sind als einziges Szenario im Sommer größere Restwasserverluste im Vergleich zum IST-Zustand vorzufinden als im Winter. Bei der nachstehenden Aufschlüsselung nach Kraftwerkstyp wird ersichtlich, dass die Dynamik in Szenario 6 vom saisonalen Profil der Restwasservorgaben bei den Ausleistungskraftwerken und der Dynamik der Erzeugung der Pumpspeicherkraftwerke bestimmt ist (siehe Abbildung 102).

Abbildung 101 Boxplots der monatlichen relativen Änderung (%) der Erzeugung der gesamten Wasserkraft im Vergleich zum IST-Szenario im Zeitraum 2010–2021 nach Restwasserszenarien und Monaten



Differenzierung nach Kraftwerkstyp

Abbildung 102 zeigt die Änderung der monatlichen Erzeugung aus natürlichem Abfluss im Vergleich zum IST-Szenario aufgeschlüsselt nach Kraftwerkstyp und Restwasserszenario. Ausleitungskraftwerke und Kleinspeicher ($n = 805$) weisen eine deutliche saisonale Dynamik auf. In den konstanten Szenarien 1 bis 3 sind die Erzeugungsverluste im Winter am größten und nehmen im Sommer ab. In den dynamischen Szenarien 4 bis 6 werden die Restwasserverluste im Sommer durch die erhöhten Restwasservorgaben immer mehr erhöht und gleichen sich den Winterwerten an.

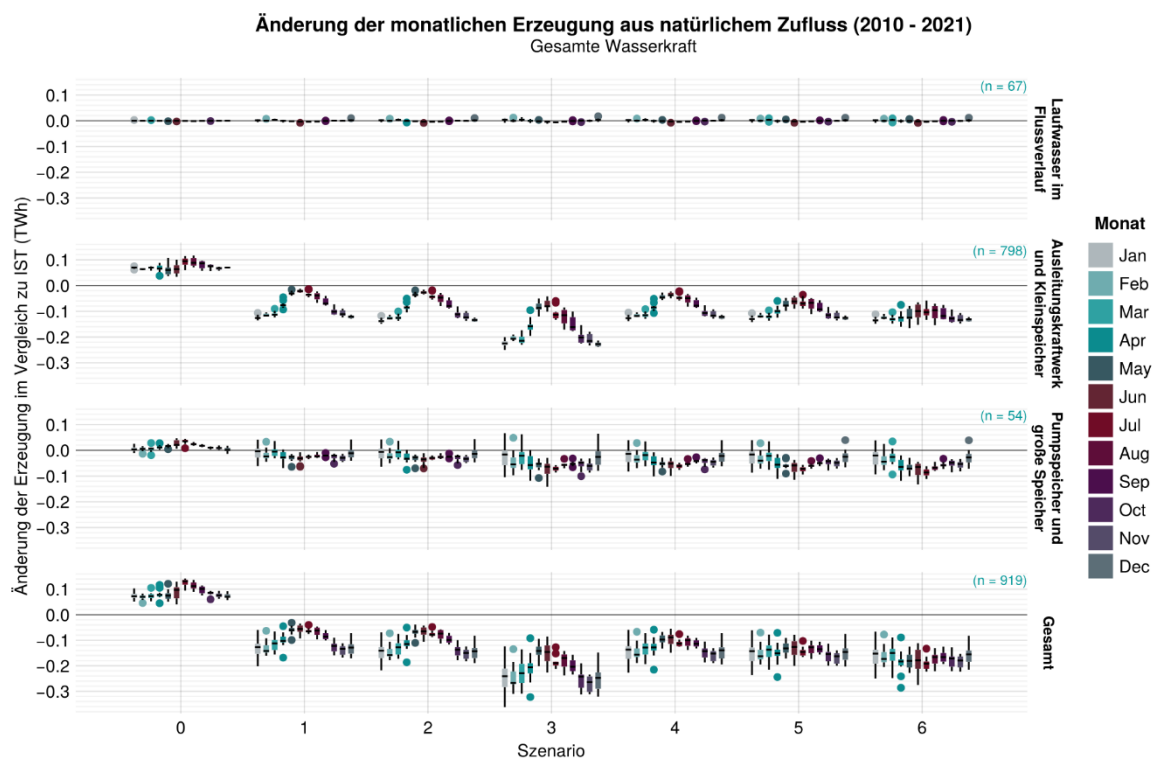
Bei Pumpspeichern und großen Speichern ist eine andere Dynamik zu beobachten. Hier ist die Erzeugung in den Szenarien 1 bis 6 im Winter fast gleich wie im IST-Szenario und im Sommer etwas stärker reduziert. Bei Jahresspeicherkraftwerken kann die Erzeugung saisonal verlagert werden. Daher haben die Restwasservorgaben einen Einfluss auf den Zufluss in die Speicherseen aber keinen direkten Einfluss, wann der Strom erzeugt wird. Da die Strompreise im Winter weiter höher sind als im Sommer, werden die Jahresspeicher ihre

Erzeugung weiter auf den Winter fokussieren. Weiters kann in gewissem Rahmen die Erzeugung zwischen verschiedenen Tagen, Wochen und Monaten verlagert werden ohne Unterschiede beim Erlös. Es gibt also für Speicher und Pumpspeicher verschiedene Betriebsweisen, die gleichwertig sind. Die vielen gleichwertigen Betriebsweisen haben eine unterschiedliche (aber nicht beliebige) monatliche Verteilung. Daher kann die Optimierungssoftware in einzelnen Monaten des Szenario 6 mehr Erzeugung einplanen als im IST-Szenario.

Für die Laufwasserkraftwerke kann man erkennen, dass es in einzelnen Monaten minimal unterschiedliche Erzeugung in den Szenarien 1 bis 6 im Vergleich zum IST-Szenario gibt, obwohl diese Kraftwerke keine Restwasservorgaben haben. Dafür gibt es verschiedene Gründe. Eine Bachfassung im Einzugsgebiet des Laufwasserkraftwerkes kann das Wasser in ein anderes Flusseinzugsgebiet bringen. Wenn mehr Restwasser abgegeben wird, dann fließt das Wasser nicht durch die gleichen Laufwasserkraftwerke, wie in der Kraftwerkskette und hat damit auch eine andere Erzeugung. Auch wird der monatliche Abfluss unterschiedlich sein zwischen in Speichern gefasstem Wasser und Restwasser, das direkt abfließt. Die Erzeugung der Laufwasserkraftwerke hängt damit von der Wasserabgabe der Speicherkraftwerke in ihrem Einzugsgebiet ab. Bei einzelnen Laufwasserkraftwerken in der Nähe von großen Bachfassungen wird man deutliche Effekte sehen. Bei der Summe aller Laufwasserkraftwerke Österreichs bleiben nur die minimalen Variationen übrig.

In der Gesamtdarstellung ($n = 931$, analog zu Abbildung 101) in den dynamischen Szenarien 4 bis 6 schwächen sich diese saisonalen Schwankungen der Restwasserverluste immer mehr ab, da die Vorschriften im Sommer immer höher werden. Zusätzlich kompensieren sich die saisonalen Profile von Ausleistungskraftwerken und Kleinspeichern und Pumpspeichern und großen Speichern im Szenario 6.

Abbildung 102 Boxplots der Änderung der monatlichen Erzeugung aus natürlichem Zufluss nach Kraftwerkstyp und Restwasserszenarien im Zeitraum 2010–2021



7 Validierung und Unsicherheiten

In diesem Kapitel werden die Unsicherheiten der Restwasserszenarien sowie der hydrologischen und energiewirtschaftlichen Modellierung beschrieben und eingeordnet. Für die energiewirtschaftliche Modellierung umfasst dies die Plausibilisierung der IESopt-Simulationen anhand der historischen Wasserkrafterzeugung 2010–2021 (E-Control) sowie eine Sensitivitätsanalyse zur Abschätzung der Auswirkungen einer möglichen Unterschätzung der modellierten Zuflüsse auf die Restwasserverluste.

7.1 Restwasserszenarien

Die gewählten Restwasserszenarien bauen auf der Gesetzeslage und den in der QZV Ökologie OG festgelegten Richtwerten auf. Sie sollen einerseits das etappenweise Vorgehen des NGP widerspiegeln (Szenarien 1 und 4 bis 6) und andererseits den Vergleich mit der Stigler-Studie ermöglichen (Szenarien 2 und 3). Die konkrete Festlegung der Szenarien erfolgte durch die Auftraggeber. Dabei werden standardisierte Szenarien mit einheitlichen Annahmen für alle Kraftwerke angenommen, um eine Bandbreite an möglichen Erzeugungsverlusten abzubilden. In der Praxis erfolgt die Festlegung von Restwassermengen zur Erreichung der Ziele der Wasserrahmenrichtlinie jedoch als Einzelfallbetrachtung unter Berücksichtigung der Standortbedingungen.

Einige Ausleitungskraftwerke an mittleren und großen Gewässern verfügen bereits über behördlich festgelegte Restwasservorschreibungen, die deutlich unterhalb des in Szenario 1 angesetzten minimalen Basisabflusses liegen, mit denen die ökologischen Ziele der WRRL jedoch erreicht werden konnten. Bei diesen Anlagen kann davon ausgegangen werden, dass die modellierten Erzeugungsverluste durch die Szenariendefinition überschätzt werden. Dieser Aspekt ist bei der Ergebnisinterpretation zu berücksichtigen.

Ein weiterer Unsicherheitsbereich betrifft Hochgebirgsanlagen oberhalb von 1.300 m. Da das gute ökologische Potenzial für solche Strecken noch nicht abschließend definiert ist und die erforderlichen Restwassermengen in diesen Gewässern noch nicht festgelegt sind, stellen die dort angesetzten Restwasserwerte lediglich eine erste Näherung dar. Zusätzlich

wurde die Höhengrenze von 1.300 m zwischenzeitlich als nicht geeignetes Abgrenzungskriterium eingestuft.

7.2 Hydrologische Modellierung

Bei den durchgeführten hydrologischen Modellierungen bestehen grundsätzlich drei Unsicherheitsquellen:

1. Unsicherheiten in den Prädiktoren (meteorologische Zeitreihen sowie Einzugsgebietseigenschaften),
2. Unsicherheiten in den beobachteten Messwerten (Abflusszeitreihen und daraus abgeleitete Kennwerte) sowie
3. Unsicherheiten bedingt durch den hydrologischen Modellierungsansatz.

Um die Unsicherheiten von 3. besser einordnen zu können, werden nachfolgend die Größenordnungen der Unsicherheiten von 1. sowie 2. dargelegt. Ziel ist es die Komplexität der hydrologischen Modellierung zu verdeutlichen, um die erzielten Ergebnisse besser einstufen zu können.

Bezüglich der Unsicherheiten in den Prädiktoren wurde festgestellt, dass speziell im Hochgebirge zu geringe Niederschlagswerte in den meisten meteorologischen Datensätzen gegeben sind (Herrnegger et al., 2015, 2018; Pulka et al., 2024). Mit Abweichungen von mehr als 100 % im Vergleich zur Realität ist in hohen Lagen durchaus zu rechnen („Undercatch Problem“, also meist zu wenig Niederschlag im Datenprodukt). Während einige Einzugsgebietseigenschaften relativ sicher determiniert werden können (z. B. mittlere Seehöhe des Einzugsgebiets oder Waldanteil), sind andere Eigenschaften und Einflussfaktoren von einer höheren Unsicherheit geprägt bzw. nur mit erheblichem Aufwand einheitlich zu erheben (z. B. Gletschermächtigkeit).

Des Weiteren ist zu erwähnen, dass die beobachteten Abflusswerte in den überwiegenden Fällen aus sogenannten Wasserstands-Abflussbeziehungen hergeleitet sind. Womit auch in den Messwerten Unsicherheiten enthalten sind (z. B. durch Veränderung Messprofil, Verkrautung, Geschiebeablagerungen oder Sickerströmungen im Umfeld der Wasserfassung). Laut McMillan *et al.* (2012) ist basierend auf einem 95 % Konfidenzintervall mit Abfluss-Abweichungen gegenüber dem tatsächlichen Wert in der Größenordnung von ± 50 bis 100 %

bei Niedrigwasser, mit ± 10 bis 20 % bei Mittel- bis Hochwasser sowie mit ± 40 % bei Hochwasser mit Ausuferungen zu rechnen.

Vor diesem Hintergrund werden nachfolgend die Unsicherheiten aus den drei hydrologischen Modellierungsansätzen – welche eine große räumliche Abdeckung (österreichweit) zu berücksichtigen haben – dargelegt.

Tägliche Zeitreihen und mittlere Abflussverhältnisse. Eine modellierte hydrologische Zeitreihe kann anhand einer Vielzahl an Gütemaßen beurteilt werden (z. B. mit Fokus auf Mittelwasser, Korrelation, Hoch- bzw. Niederwasser, etc.). Der in der Hydrologie oftmals verwendete NSE liegt bei den Testergebnissen im Median bei 0,71. In der wissenschaftlichen Literatur (Moriassi *et al.* 2007, Knoben *et al.* 2019) wird die Grenze für ein gutes Modellierungsergebnis meist bei einem Wert von 0,7 festgelegt. Das bedeutet, dass bei mehr als der Hälfte der Einzugsgebiete im Test, also bei jenen Einzugsgebieten welche weder für Training noch Validierung des Modells verwendet wurden, ein gutes Simulationsergebnis vorliegt. Dies ist bemerkenswert, da bei der vorliegenden Large-Scale Aufgabe (Simulation für mehr als 1.200 EZG über ganz Österreich verteilt) die Kapazitäten nicht vorhanden waren, um alle Einzugsgebiete im Detail zu betrachten bzw. hochaufgelöste Daten dafür zu erheben.

Bei der Darstellung der mittleren Abflussspenden an allen Inflow points auf einer österreichweiten Karte (siehe Abbildung 54) zeigt sich ein plausibles räumliches Muster, mit bekanntem West-Ost Gefälle beim MQ. Nichtsdestotrotz haben sich gemäß den durchgeführten Auswertungen Abweichungen sowie auf Einzelebene betrachtet zum Teil signifikante Ausreißer gezeigt. Laut Tabelle 8 sind die vorhergesagten mittleren Abflussverhältnisse gesamtgesellschaftlich betrachtet in der Größenordnung von 5 bis 10 % zu gering (negativer Bias) gegenüber den Beobachtungen. Die Auswertung gemäß Tabelle 9 hat diese Tendenz bestätigt. Das bedeutet, dass es sehr wahrscheinlich ist, dass im Hinblick auf die mittlere simulierte Wasserführung systematisch zu niedrige Werte vorhergesagt werden. Diese Tendenz zeigt sich auch bei den Darstellungen zu den Monatsmittelwerten an ausgewählten Wasserfassungen im alpinen Bereich (siehe Abbildung 38, Abbildung 40, Abbildung 42 und Abbildung 44). Das Defizit nimmt dabei gemäß der Auswahl A2 (Test mit Kennwerten von den Kraftwerksbetreibern) mit der Höhenstufe tendenziell zu. Trotz einzelner und im Mittel leichten Unterschätzungen ist die erzielte Modellgüte im Vergleich mit publizierten Ergebnissen der wissenschaftlichen Literatur als gut bis sehr gut einzustufen – insbesondere angesichts des hier vorliegenden Large-Scale-Modellierungsansatzes.

Stündliche Zeitreihen. Der Tagesmittelwert der modellierten stündlichen Zeitreihen entspricht aufgrund des Modellaufbaus dem Wert aus der Modellierung der täglichen Zeitreihen. Daher gelten die Unsicherheiten der täglichen Zeitreihen auch für die stündlichen Zeitreihen. Bei den stündlichen Zeitreihen kommt eine zusätzliche Unsicherheit durch den modellierten Tagesgang hinzu. Dabei handelt es sich aber ausschließlich um eine zeitliche Komponente, da die Tagessumme unverändert bleibt. Im Test haben sich sehr hohe NSE-Werte von meist $> 0,95$ gezeigt, wobei bedacht werden muss, dass die Tagesmittelwerte Modelleingang für die Vorhersage der Tagesgänge sind.

Niederwasser-Kennwerte. Die Niederwasser- (NW) Kennwerte dienen bei den statischen Restwasserszenarien (S1, S2, S3) sowie im Hochgebirge übergreifend über alle Szenarien als Grundlage für die Bestimmung der Restwassermengen. Da diese Kennwerte im Gegensatz zu den Zuflusszeitreihen nicht für die Zwischen-EZG, sondern für die natürlichen orographischen EZG benötigt werden, wurde ein eigenes Modell zur Simulation der beiden NW-Kennwerte MJNQ_t und NQ_t erstellt. Bei den Test-Ergebnissen zeigen sich bei den modellierten NW-Kennwerten (siehe Tabelle 10 bis Tabelle 13), in den Höhenstufen < 500 m und ≥ 1000 m als auch bei der Gesamtauswahl tendenziell zu geringe modellierte Kennwerte (Größenordnung bis ca. -20 %), während die Ergebnisse bei der Höhenstufe 500 bis 1000 m sowohl bei der Auswahl A1) als auch A2) einen Überschuss indizieren, das Bild aber weniger deutlich wie bei den anderen Höhenklassen bzw. beim MQ ist. So wie auch beim MQ haben sich bei den NW-Kennwerten auf Einzelebene betrachtet speziell im Hochgebirge zum Teil sehr hohe relative Abweichungen gezeigt.

Mögliche Auswirkung auf energiewirtschaftliche Modellierung. Vor dem Hintergrund der gegebenen Unsicherheiten bei der hydrologischen Modellierung – mit Teils hohen Abweichungen bei Einzelanalysen – ist jene Tatsache positiv zu sehen, wonach gemäß den Streudiagrammen (Abbildung 57 bis Abbildung 68) im niederen und mittleren Wertebereich eine Streuung um die 1:1 Linie ersichtlich ist (Überschüsse und Defizite heben sich tendenziell auf) und im hohen Wertebereich sowohl bei der mittleren Abflussführung (MQ, Mq) als auch bei den niederen Abflussführungen (MJNQ_t, MJNq_t, NQ_t, Nq_t) tendenziell Defizite vorliegen. Die Tendenz zu Defiziten, mit Ausnahme des eher unklaren Bildes bei der Höhenklasse 500 bis 1000 m, zeigt sich auch bei anderen Auswertungsformen (Tabelle 8 bis Tabelle 13). Wenn sowohl die modellierten Zuflüsse als auch die auf Abflusskennwerten basierenden Restwasserabgaben der einzelnen Szenarien tendenziell zu gering sind, haben die hydrologischen Unsicherheiten in der Gesamtschau betrachtet speziell bei den relativen Restwasserverlusten nur einen geringen Einfluss auf die Aussagekraft der Ergebnisse. Zu-

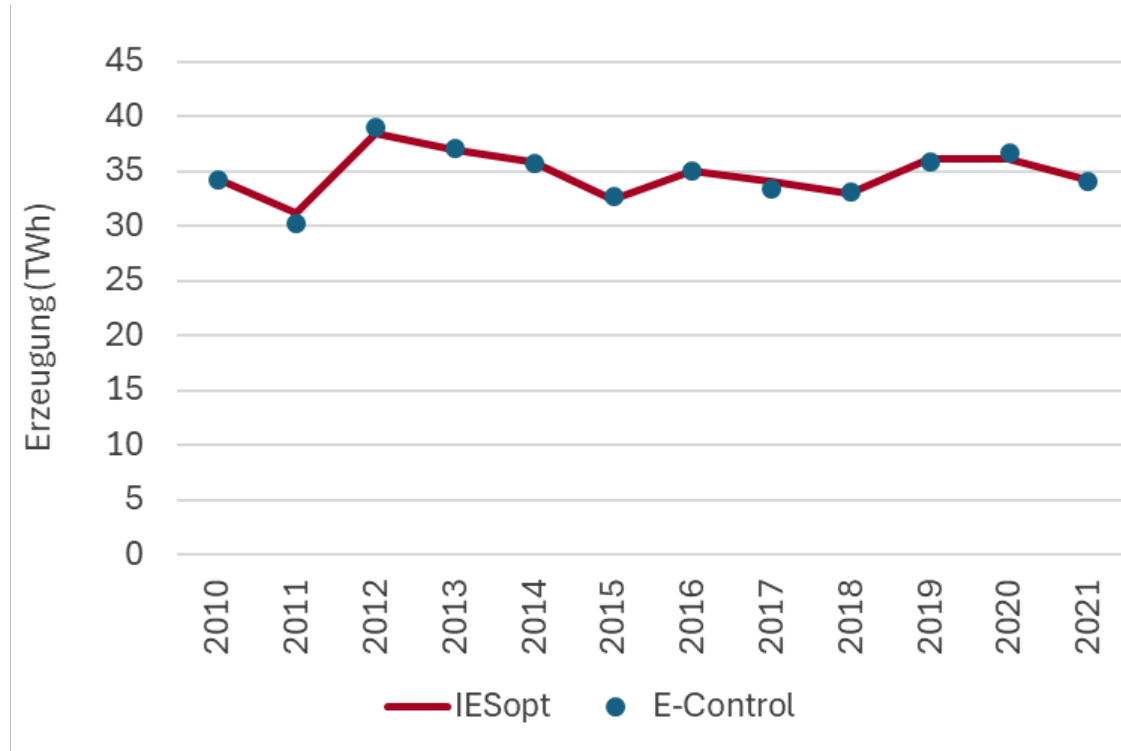
dem kann die Auswirkung der tendenziellen Unterschätzungen der hydrologischen Eingangsdaten auf die Restwasserverluste valider abgeschätzt werden. Diesbezüglich wird auf die Sensitivitätsanalyse im folgenden Unterkapitel verwiesen. Klargestellt wird, dass die hydrologischen Ergebnisse nicht für Folgeanwendungen auf der Ebene von Einzelanlagen oder Kraftwerksgruppen herangezogen werden sollten. Dafür wären neue Modellierungen erforderlich, welche die lokalen bzw. regionalen Gegebenheiten besser abbilden. Schließlich sei der eher geringe Stichprobenumfang bei den Tests – speziell bei einzelnen Höhenstufen – zu beachten.

7.3 Energiewirtschaftliche Modellierung

7.3.1 Plausibilisierung mit historischer Erzeugung 2010-2021

In Abbildung 103 wird die historische Erzeugung 2010-2021 der Wasserkraft in Österreich mit der IESopt Simulationen für alle Kraftwerke > 5 MW verglichen. Als Referenz dienen dabei die in Kapitel 6.5 beschriebenen E-Control-Auswertungen. Zu beachten ist, dass in den IESopt-Simulationen der Kraftwerksbestand von 2021 für die gesamte Simulationsperiode verwendet wurde, während die E-Control-Daten die Erzeugung des jeweils real in Betrieb befindlichen Kraftwerksparks widerspiegeln und auch Nichtverfügbarkeiten sowie Revisionen einzelner Anlagen beinhalten. Laut E-Control-Auswertung nimmt das Regelarbeitsvermögen zwischen 2010 und 2021 um 1,3 % zu. Die Abweichungen zwischen IESopt-Simulationen und der E-Control Werte liegen bei den jährlichen Werten zwischen -1,5 % und +3,2 %. Die mittlere absolute prozentuale Abweichung beträgt 0,9 %. Die interannuelle Variabilität – von Trockenjahren bis Nassjahren – wird sehr gut reproduziert.

Abbildung 103 Historische E-Control Jahreserzeugung aus natürlichem Zufluss 2010–2021 (siehe Kapitel 6.5) im Vergleich zur IESopt-Simulation der Jahreserzeugung aus natürlichem Abfluss (IST-Szenario, Kraftwerksbestand 2021) für die Kraftwerke > 5 MW



7.3.2 Plausibilisierung Regelarbeitsvermögen

Als Referenz für die Validierung auf Einzelanlagenebene wurden Erzeugungskennzahlen für Kraftwerke > 5 MW aus Betreiberangaben, unterschiedlichen Publikationen und Berichten, Wasserbüchern und öffentlich zugänglichen Quellen zusammengestellt (siehe Kapitel 2.4.1). Diese Kennzahlen sind jedoch mit Unsicherheiten behaftet, da in der Regel weder die Berechnungsgrundlage (z. B. historisches Regelarbeitsvermögen oder projizierte Werte) noch der zugrunde liegende Beobachtungszeitraum ausgewiesen sind. Dennoch ermöglichen sie eine Einordnung der Simulationen.

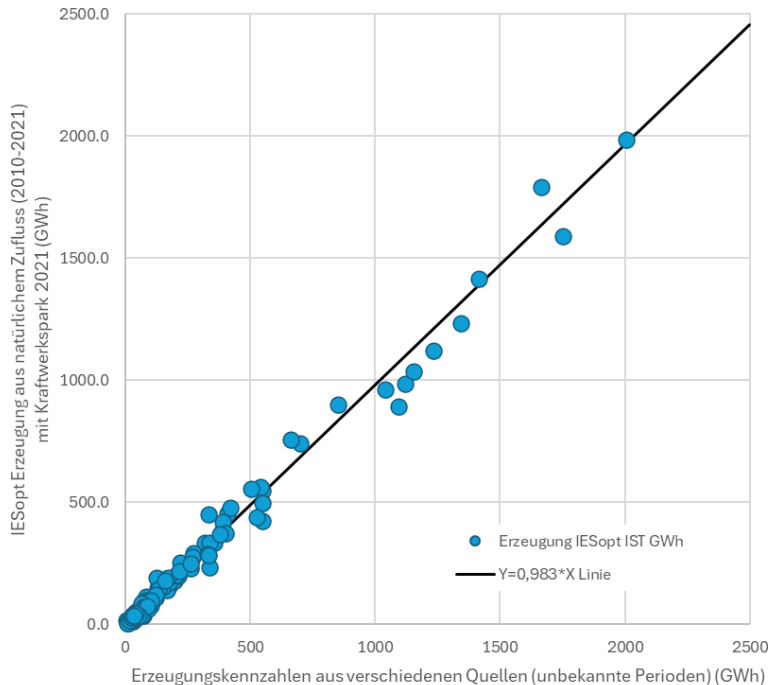
Tabelle 17 fasst den Vergleich zwischen der mittleren IESopt-Erzeugung aus natürlichem Zufluss, den in Kapitel 6.5 abgeleiteten E-Control-Referenzwerten, und den erhobenen und aggregierten Erzeugungskennzahlen für das Stichjahr 2021 zusammen. Die IESopt-Simulation liegt $-0,36\%$ unter dem E-Control-Wert, während die aggregierte Erzeugungskennzahl $+1,74\%$ über dem E-Control-Wert liegt. Die Übereinstimmung mit den verfügbaren Referenzwerten ist demnach insgesamt sehr gut.

Tabelle 17 Vergleich der RAV Kennzahlen der jährlichen Erzeugung für Kraftwerke > 5 MW

Datenquelle Regularbeitsvermögen (RAV)	RAV (TWh)	Abweichung zu E-Control (%)
E-Control RAV natürlicher Zufluss (2021)	34,9 TWh	-
IESopt mittlere Erzeugung aus natürlichem Zufluss (2010-2021), Kraftwerksbestand 2021	34,8 TWh	-0,36 %
Erhobene, aggregierte Erzeugungskennzahlen aus verschiedenen Quellen (siehe Kapitel 2.4.1)	35,5 TWh	+1,74 %

Abbildung 104 zeigt diese Plausibilisierung der Erzeugung aus natürlichem Zufluss für Einzelanlagen. Verglichen wird die mittlere IESopt-Erzeugung der Periode 2010–2021 mit den erhobenen Erzeugungskennzahlen. Da bei vernetzten Kraftwerksgruppen und parallel betriebenen Anlagen das Wasser aus einem Speicher über verschiedene Routen abgearbeitet werden kann, wurden solche Anlagen für den Vergleich aggregiert (z. B. Kops 1+2, Limberg 1+2, Obervermuntwerk 1+2, Fragant Gruppe, Reiseck-Malta Gruppe). Insgesamt sind in Abbildung 104 177 Einzelanlagen und Kraftwerksgruppen dargestellt. Die Summe der 177 IESopt-RAV-Werte ergibt 34,8 TWh, jene der gesammelten Erzeugungskennzahlen 35,5 TWh. Da die Referenzkennzahlen das RAV 1,74 % überschätzen, wurde ergänzend die Linie $y = 0,983 \cdot x$ dargestellt: Würden alle Punkte genau auf dieser Linie liegen, ergäbe die Summe der Einzelwerte genau das aus den E-Control-Daten abgeleitete RAV. Die mittlere absolute prozentuale Abweichung über alle 177 Anlagen beträgt 13 %. Trotz der Unsicherheiten hinsichtlich Bezugszeitraum und Definition der gesammelten Kennzahlen zeigt sich sowohl im Streudiagramm als auch in der Summenerzeugung eine insgesamt sehr gute Übereinstimmung.

Abbildung 104 Vergleich der mittleren IESopt-Erzeugung aller Kraftwerke > 5 MW 2010–2021 mit Kennwerten aus diversen Quellen. Parallele Kraftwerke oder vernetzte Kraftwerksgruppen wurden aggregiert.



7.3.3 Sensitivitätsanalyse

Es wurde eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt, um zu überprüfen, was eine Unterschätzung der modellierten Zuflüsse für die Restwasserverluste bedeuten würde. Dabei wurde ein Vergleichs-Modelllauf mit sowohl um 10 % erhöhten Zuflüssen für die Periode 2010 – 2021, als auch um 10 % erhöhten Restwasservorschreibungen für Szenario 1 bis 6, durchgeführt. Die Ausbauwassermengen der Kraftwerke und Bachfassungen sind konstant, ebenso wie die IST-Restwasservorschreibungen aus den Wasserbüchern.

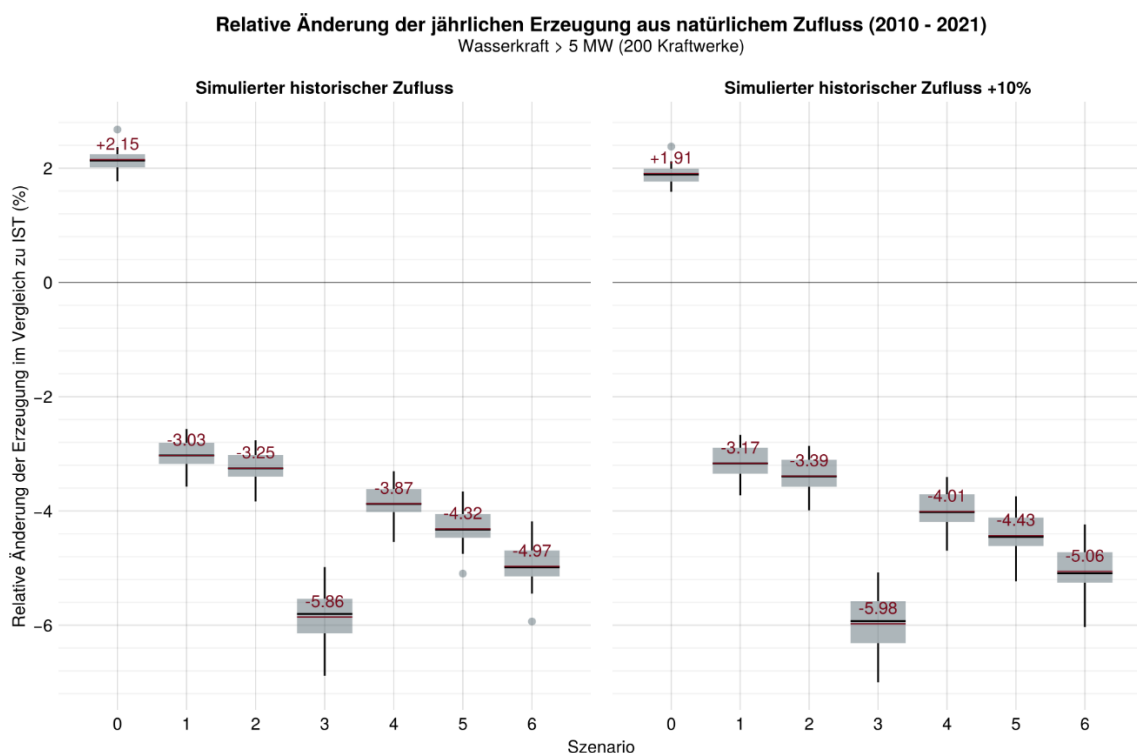
Die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse sind in Abbildung 105 dargestellt. Die Erzeugungsänderungen werden je nach Szenario im Vergleich zum IST-Zustand relativ dargestellt. Im IST-Szenario erhöhen sich auch die Zuflüsse um 10 %, die RW-Vorgaben sind aber die aktuell im Jahr 2021 gültige Vorgabe. Es ist gemäß Abbildung 105 keine nennenswerte Änderung der relativen Erzeugungsänderung im Vergleich zum IST-Szenario zu erkennen und die Unterschiede bewegen sich in der Größenordnung von weniger als 0,3 Prozentpunkten. Bei Szenario 0 kann man erkennen, dass das IST-Szenario bei konstanten Restwasservorgaben und +10 % Zufluss geringere Restwasserverluste hat. Bei Szenario 1 bis 6 sind hingegen

leichte Vergrößerungen der relativen Änderung ersichtlich. Dieses Verhalten ist mit einer etwas stärkeren relativen Erhöhung des RAV vom IST-Szenario (mit konstanten Restwasservorgaben) als jenen bei den Szenarien 1 bis 6 mit +10 % erhöhten Restwasservorgaben zu erklären.

Aus der Validierung der Gesamterzeugung von KW > 5 MW mit Daten der E-Control (siehe Kapitel 7.3.1) geht hervor, dass die Gesamterzeugung der Wasserkraft > 5 MW im IST-Zustand mit einer Abweichung von ~ 1 % genau modelliert wird.

Es ist daher davon auszugehen, dass eine leichte, höhenabhängige Unterschätzung der mittleren modellierten Zuflüsse zu einer keiner nennenswerten Beeinträchtigung der Ergebnisse, weder in der Gesamterzeugung noch der Restwasserverluste, führt.

Abbildung 105 Sensitivitätsanalyse: Boxplots der relativen Erzeugungsänderung (%) im Vergleich zum IST-Szenario bei um 10 % erhöhten Zuflüssen für Kraftwerke > 5 MW. Die rote Zahl und Linie kennzeichnen den Mittelwert



8 Zusammenfassung

Eine gesicherte und dauerhafte gewässertypische Wasserführung ist Grundvoraussetzung für funktionsfähige aquatische Ökosysteme. In Österreich bestehen derzeit noch rund 1.700 Restwasserstrecken, in denen der ökologische Mindestabfluss zur Erreichung des guten ökologischen Zustandes oder Potentials gemäß EU-Wasserrahmenrichtlinie nicht gegeben ist. Gleichzeitig soll zur Erreichung der österreichischen Klimaziele die jährliche Stromerzeugung aus Wasserkraft bis 2030 um 5 TWh gesteigert werden.

Ziel des Projekts RestStrom ist die umfassende Analyse der Auswirkungen von Restwasservorschreibungen auf die österreichische Stromerzeugung aus Wasserkraft. Die Ergebnisse liefern ein zeitlich und nach Kraftwerkstyp differenziertes Bild der Erzeugungsänderungen für große und kleine Wasserkraftwerke. Dafür wurde eine umfassende Datenbasis erstellt, österreichweite hydrologische Simulation für über 1.200 Zuflusspunkte sowie eine getrennte energiewirtschaftliche Modellierung für Mittel- und Großkraftwerke mit einer Engpassleistung > 5 MW, sowie für eine Stichprobe an 703 Kleinwasserkraftwerken mit einer Engpassleistung ≤ 5 MW.

Die umfassende Datenbasis an Kraftwerksdaten wurde aus verschiedenen Quellen zusammengestellt (z. B. Wasserbücher, Kraftwerksbetreiber). Für Kraftwerke > 5 MW wurden alle Anlagen erfasst, die 2021 in Betrieb waren. Die erhobenen Informationen umfassen den Kraftwerkstyp, den Betriebsstatus, Erhebung zugehöriger Wasserfassung(en), sowie die Leistungsdaten der jeweiligen Anlage (Engpassleistung, Regelarbeitsvermögen, Bruttofallhöhe, Ausbauwassermenge). Zusätzlich wurden 479 Bachfassungen, Stauseen und Wehre digitalisiert. Für die Kleinwasserkraft wurde ebenfalls eine umfassende Datenbasis mit diversen Kraftwerkseigenschaften erstellt, die in einer vollständigen Liste mit 2.747 Kraftwerken resultierte. Daraus wurde eine repräsentative Stichprobe von 703 Anlagen erstellt, die explizit im energiewirtschaftlichen Modell abgebildet wurden und deren Ergebnisse im Anschluss wieder auf die Gesamtheit hochskaliert wurden.

Neben den Kraftwerksdaten wurden auch die aktuellen Restwasservorschreibungen für Groß- und Kleinwasserkraftwerke erfasst. Bei rund 30 % der Kleinwasserkraftwerke wurde eine Vorschreibung dokumentiert. Bei den in Zusammenhang mit Kraftwerken > 5 MW (exkl. Laufkraftwerke ohne Ausleitung) stehenden Wasserfassungen waren bei rund 37 %

Restwasservorschreibungen gegeben. Die Informationen dazu stammen aus den Wasserbüchern sowie von den Kraftwerksbetreibern.

Im Projekt wurden sieben Restwasserszenarien untersucht, wobei für das Hochgebirge (> 1.300 m) getrennte Szenarien definiert wurden. Szenario 0 stellt die Erzeugung ohne Restwasservorgaben dar. Szenario 1 bildet den minimalen Basisabfluss gemäß 3. NGP (BMLRT 2021) ab, Szenario 2 umfasst 2/3 MJNQ_t und Szenario 3 100 % MJNQ_t. Die Szenarien 2 und 3 sind nicht als Richtwerte in der QZV verankert bzw. können über deren Anforderungen hinausgehen; sie wurden ausschließlich aus Gründen der Vergleichbarkeit mit der Vorgänger-Studie (Stigler et al., 2005) aufgenommen und sind nicht als pauschal notwendige Umsetzungsanforderungen der WRRL zu interpretieren. Szenario 4 bis 6 bilden dynamische Abgaben jeweils als Prozentanteil des Durchflusses ab (10/15/20 %), die abgegeben werden sobald der minimale Basisabfluss überschritten wird. Im Hochgebirge wurden 2 Szenarien definiert: 50 % und 100 % MJNQ_t. Weiters wurde der IST-Zustand mit aktuellen Restwasserabgaben als Referenz simuliert.

Die Zuflüsse wurden mittels KI-gestützter hydrologischer Modellierung für die Periode 2010 bis 2021 für die 479 Wasserfassungen der KW > 5 MW und 703 Standorte der Kleinwasserkraft-Stichprobe auf täglicher Basis simuliert. Dies ermöglicht räumlich und zeitlich differenzierte Aussagen auch für unbeobachtete Einzugsgebiete. Der Nash-Sutcliffe-Effizienz-Koeffizient (NSE) liegt im Test im Median bei 0,71, was im hydrologischen Kontext einem guten Ergebnis entspricht. Die Validierung ergab in der Gesamtschau betrachtet eine höhenabhängige Unterschätzung der Zuflüsse in der Größenordnung von -5 bis -10 % sowie eine tendenzielle Unterschätzung der Abflusskennwerte im Größenbereich bis ca. -20 %. Eine Sensitivitätsanalyse hat jedoch gezeigt, dass die Unsicherheiten in der Abflussmodellierung keine nennenswerten Auswirkungen auf die energiewirtschaftliche Modellierung und Aussagekraft der Ergebnisse zur relativen Erzeugungsänderung haben. Auch im Vergleich mit den E-Control-Daten zeigte sich keine systematische Unterschätzung der Gesamtproduktion der Wasserkraft > 5 MW. Aufgrund der teils hohen Abweichungen bei Einzelbetrachtung sollten die Ergebnisse der hydrologischen Modellierungen allerdings nicht für Folgeanwendungen bei Einzelanlagen oder Kraftwerksgruppen verwendet werden. Dafür sollten detailliertere hydrologische Modelle mit stärkerer Bezugnahme auf die lokalen Gegebenheiten zur Anwendung kommen.

Die energiewirtschaftliche Modellierung erfolgte mit dem Optimierungsmodell IESopt-Hydro, das speziell für die Abbildung des österreichischen Wasserkraftsystems entwickelt wurde. Für die Kraftwerke > 5 MW wurde eine Jahresoptimierung des Kraftwerkseinsatzes

des gesamten zusammenhängenden Systems in stündlicher Auflösung durchgeführt. Das Modell berücksichtigt die komplexen Wechselwirkungen zwischen Kraftwerken, Bachfassungen, Speicherseen und Überleitungen sowie die variablen Fallhöhen in alpinen Stauseen. Die 703 Kleinwasserkraftwerke wurden aufgrund ihrer unabhängigen Betriebsweise einzeln simuliert, da ihr Zufluss in der Regel nicht von einem vorgelagerten Kraftwerk abhängt und daher einzeln simuliert werden können. Bei der Kleinwasserkraftstichprobe wurden ausschließlich Ausleitungskraftwerke betrachtet und stündlich simuliert. Die Ergebnisse der Stichprobe wurden anschließend auf die Gesamtheit aller österreichischen Kleinwasserkraftwerke hochgerechnet. Die Hochrechnung erfolgte auf Basis der E-Control-Daten, die für das Jahr 2021 ein Regelarbeitsvermögen der gesamten Kleinwasserkraft von 4,68 TWh ausweisen. Durch diese Kombination aus detaillierter Optimierung für Großkraftwerke und repräsentativer Stichprobenanalyse für Kleinwasserkraft konnten die Auswirkungen der Restwasservorschriften für das gesamte österreichische Wasserkraftsystem realitätsnah abgebildet werden.

Für die gesamte österreichische Wasserkraft ergibt sich in der Simulation ein IST-Regelarbeitsvermögen von 39,5 TWh. Im Szenario 0 (keine Restwasservorschriften) würde sich ein Regelarbeitsvermögen von 40,5 TWh ergeben. Die Restwasserszenarien 1 und 2 zeigen im Mittel Verluste von -3,1 bis -3,5 %. Szenario 3 weist die stärksten mittleren Verluste mit -6,5 % auf. Zu berücksichtigen ist, dass Szenario 2 und 3 über die Richtwerte der QZV hinaus gehen und nur in Einzelfällen von praktischer Relevanz sind. Die dynamischen Szenarien 4 bis 6 zeigen mittlere Verluste zwischen -3,9 und -5,3 %. Die jährlichen Schwankungen aufgrund hydrologischer Variabilität sind größer als die Unterschiede zwischen den Szenarien. In Jahren mit hohen Zuflüssen sind die relativen Restwasserverluste geringer, da die Ausbaumassmenge häufiger überschritten wird. Zu beachten ist, dass es sich um eine über alle Kraftwerkstypen gemittelte Gesamtdarstellung handelt. Laufwasserkraftwerke im Flussverlauf (53 % der Erzeugung) haben keine Restwasservorgaben und somit auch keine dadurch bedingten Verluste, während bei Speicher- und Ausleitungskraftwerken mit höheren Verlusten zu rechnen ist.

Daher wurden die Ergebnisse für drei unterschiedliche Kraftwerkstypen ausgewertet: Laufwasserkraftwerke im Flussverlauf, Ausleitungskraftwerke und Kleinspeicher, sowie Pumpspeicher und große Speicher. Laufwasserkraftwerke ohne Ausleitung haben keine Restwasserverluste, da sie kein Wasser aus dem Flussbett entnehmen. Ausleitungskraftwerke und Kleinspeicher sind am stärksten betroffen mit Verlusten zwischen -7,9 und -16,5 %. Pumpspeicher und große Speicher weisen Verluste zwischen -3,9 und -10 % auf.

Bei der Ergebnisinterpretation sind folgende Unsicherheiten zu berücksichtigen: Einige große Ausleitungskraftwerke haben bereits Restwasservorschreibungen, welche unter dem minimalen Basisabfluss liegen, aber dennoch den ökologischen Qualitätsanforderungen entsprechen. Dadurch ist davon auszugehen, dass insbesondere bei Ausleitungskraftwerken an mittleren und großen Gewässern aufgrund der vereinfachten Szenariendefinition die Verluste überschätzt werden. Dieser Aspekt ist bei der Ergebnisinterpretation wesentlich, da die Ausleitungskraftwerke > 5 MW den größten Anteil an den modellierten absoluten Erzeugungsverlusten aufweisen. Für Speicher und Pumpspeicherkraftwerken ist zudem zu beachten, dass die Definition des guten ökologischen Potentials und die für dessen Erreichung erforderliche Restwassermenge im Hochgebirge noch offen ist.

Die mittlere jährliche Erzeugung der Kleinwasserkraft beträgt im IST-Szenario 4,68 TWh. Durch die Restwasserszenarien ergeben sich mittlere Verluste zwischen -3,3 und -11,6 %. Diese sind vergleichbar mit jenen der großen Ausleitungskraftwerke, was auf den hohen Anteil von Ausleitungsanlagen an der Kleinwasserkrafterzeugung zurückzuführen ist (rund 94 %).

Eine saisonale Analyse ergab bei den konstanten Szenarien höhere Verluste im Winter als im Sommer. Im Sommer gibt es mehr Stunden, in denen der Zufluss die Kapazität des Kraftwerks oder der Bachfassung überschreitet und daher die Restwasservorgabe teilweise oder vollständig durch das überschüssige Wasser erfüllt wird. In den dynamischen Szenarien sind durch die erhöhten Restwasservorgaben im Sommer die Verluste ausgeglichener über das Jahr verteilt.

Die energiewirtschaftliche Modellierung wurde anhand von E-Control-Daten validiert. Für Kraftwerke > 5 MW beträgt die mittlere absolute prozentuale Abweichung der jährlichen Erzeugung 0,9 %, was eine sehr gute Übereinstimmung bestätigt. Auf Einzelanlagenebene wurde mit Erzeugungskennzahlen aus verschiedenen Quellen verglichen. Hier liegt die mittlere absolute prozentuale Abweichung des RAV bei 13 %.

Die Ergebnisse des Projekts RestStrom zeigen, dass die betrachteten Szenarien zu mittleren Erzeugungsverlusten von rund 1,2 bis 2,6 TWh bzw. 3,1 bis 6,5 % der österreichischen Wasserkrafterzeugung führen. Die stärksten Auswirkungen sind bei Ausleitungskraftwerken zu erwarten, die gleichzeitig den größten Anteil an den absoluten Verlusten tragen. Die Ergebnisse bilden damit eine quantitative Basis und liefern Einschätzungen der Größenordnung zu erwartender Erzeugungsverluste bei Umsetzung möglicher Restwasserszenarien.

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Übersicht der Wasserbücher der Bundesländer, sowie vorhandene GIS-Datensätze, die im Zusammenhang mit den Wasserbüchern stehen	14
Tabelle 2	Übersicht zu den SPARTACUS -Daten.....	16
Tabelle 3	Produktbeschreibung des verwendeten Geländemodells.....	17
Tabelle 4	Produktbeschreibung der Restwasserstrecken gemäß NGP 2021.....	17
Tabelle 5	Übersicht der herangezogenen Daten zu Kleinwasserkraftwerken, sowie deren Quelle	19
Tabelle 6	Produktbeschreibung der Fließgewässer-Bioregion gemäß NGP 2021.....	23
Tabelle 7	Kombinationen der Restwasserszenarien.....	57
Tabelle 8	Aufsummierte Einzelwerte MQ Beobachtung / MQ Simulation und prozentueller Bias nach Höhe des Gebietsauslasses für A1) Testergebnisse des Modellansatzes für die täglichen Zeitreihen, sowie A2) Vorhersagen für die Inflow points, wo beobachtete Kennwerte verfügbar sind	84
Tabelle 9	Prozentuelle Bias-Werte (10., 50. 90. Perzentil und Mittelwert) aus den Einzel-Biaswerten MQ Beobachtung / MQ Simulation je nach Höhe des Gebietsauslasses für A1) Testergebnisse des Modellansatzes für die täglichen Zeitreihen sowie A2) Vorhersagen für die Inflow points, wo beobachtete Kennwerte verfügbar sind	85
Tabelle 10	Aufsummierte Einzelwerte MJNQt Beobachtung / MJNQt Simulation und prozentueller Bias nach Höhe des Gebietsauslasses für A1) Kennwerte aus den Pegeldaten, sowie A2) Kennwerte von den KW-Betreibern	86
Tabelle 11	Prozentuelle Bias-Werte (10., 50. 90. Perzentil und Mittelwert) aus den Einzel-Biaswerten MJNQt Beobachtung / MJNQt Simulation nach Höhe des Gebietsauslasses für A1) Kennwerte aus den Pegeldaten, sowie A2) Kennwerte von den KW-Betreibern.....	87
Tabelle 12	Aufsummierte Einzelwerte NQt Beobachtung / NQt Simulation und prozentueller Bias nach Höhe des Gebietsauslasses für A1) Kennwerte aus den Pegeldaten, sowie A2) Kennwerte von den KW-Betreibern	88
Tabelle 13	Prozentuelle Bias-Werte (10., 50. 90. Perzentil und Mittelwert) aus den Einzel-Biaswerten NQt Beobachtung / NQt Simulation nach Höhe des Gebietsauslasses für A1) Kennwerte aus den Pegeldaten, sowie A2) Kennwerte von den KW-Betreibern.....	88
Tabelle 14	Aufschlüsselung aller in IESopt-Hydro enthaltenen Kraftwerke, sowie deren Gesamterzeugung im IST-Szenario (TWh).....	99

Tabelle 15 Daten der E-Control (E-Control, 2025a, 2025b) für die Periode 2010–2021 der gesamten österreichischen Wasserkraft.....	110
Tabelle 16 Übersicht der Kennwerte zur Skalierung der Stichprobe der Kleinwasserkraft	117
Tabelle 17 Vergleich der RAV Kennzahlen der jährlichen Erzeugung für Kraftwerke > 5 MW	142
Tabelle 18 Übersicht der in IESopt_Hydro berücksichtigten Kraftwerke (Stand 2021) mit Informationen zu Typ (AL & KS = Ausleitungskraftwerke und Kleinspeicher, LW = Laufwasser im Flussverlauf, PSP = Pumpspeicher und große Speicher), Engpassleistung (MW), und ob es sich um ein Wehrkraftwerk (WKW) oder Grenz-Kraftwerk handelt, alphabetisch sortiert	169

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Mittlerer Jahresniederschlag (oben) und Jahrestemperatur (unten) für Österreich für die Periode 1991–2020 (Datenquelle: SPARTACUS (v2.1), GSA (2024))	16
Abbildung 2	Ausgewiesene Restwasserstrecken in Österreich gemäß dem nationalen Gewässerbewirtschaftungsplan (schwarz). Jene Restwasserstrecken, die auf KW > 5 MW zurückzuführen sind, sind in pink dargestellt	18
Abbildung 3	5.514 erfasste Kleinwasserkraftwerksstandorte (≤ 5 MW).....	21
Abbildung 4	Korrelation zwischen EPL und RAV bei Anlagen ≤ 5 MW	22
Abbildung 5	Bioregionen Österreich auf Basis des Makrozoobenthos	23
Abbildung 6	Unten: Übersicht der Restwasserstrecken in Österreich. Oben: Zwei Beispiele für Kraftwerke, deren hydrologische Unabhängigkeit durch Wasserentnahmen anderer Kraftwerke nicht gegeben ist	25
Abbildung 7	Räumliche Verteilung der Datengrundlage der Kleinwasserkraftwerke.....	26
Abbildung 8	Beispiel für k-means Clustering bei zwei Variablen. Jeder Datenpunkt wird dem nächstgelegenen Zentroid zugeordnet. Die blauen Ellipsen zeigen den Einflussbereich der Zentroide.....	27
Abbildung 9	Elbow-Methode nach Thorndike (1953) zur Bestimmung der optimalen Clusteranzahl	28
Abbildung 10	Clustereinteilung der Kleinwasserkraftwerke ($n = 2.747$).....	29
Abbildung 11	Räumliche Verteilung der Stichprobe der Kleinwasserkraftwerke ($n = 703$)	30
Abbildung 12	Histogramm des relativen Verhältnisses der Stichprobe zur Datenbasis in Bezug auf das Kriterium der Engpassleitung für unterschiedliche Klassenbreiten	31
Abbildung 13	Boxplot der Verteilung des Regelarbeitsvermögens (MWh) für die Stichprobe (links) und die Datenbasis (rechts). Die Y-Achse ist aufgrund der Werte in verschiedenen Größenordnungen logarithmisch dargestellt	32
Abbildung 14	Relativer Anteil der Kraftwerke mit und ohne Restwasservorschreibungen in Datenbasis und Stichprobe.....	32
Abbildung 15	Boxplot der Verteilung des Ausbauwassermenge (m^3/s) für die Stichprobe (links) und die Datenbasis (rechts). Die Y-Werte sind dabei logarithmisch dargestellt.....	33
Abbildung 16	Vergleich der relativen Verteilung der Fallhöhe der Stichprobe mit der Datenbasis bei einer Klassengröße von 100 m.....	34

Abbildung 17	Relativer Anteil der Kleinwasserkraftwerke nach Bioregionen für Datenbasis und Stichprobe.....	35
Abbildung 18	Vergleich der relativen Verteilung der Geländehöhe der Stichprobe mit der Datenbasis bei einer Klassengröße von 500 m.....	36
Abbildung 19	Boxplot der Verteilung der langjährigen Temperaturwerte (°C) für die Stichprobe und die Datenbasis.....	36
Abbildung 20	Digitalisierte Informationen des Kraftwerks Mayrhofen im hinteren Zillertal	38
Abbildung 21	Digitalisierte Informationen der Beileitung vom Großen Kunerbach (Hintertux) zum Speicher Schlegeis im hinteren Zillertal.....	40
Abbildung 22	Digitalisierte Informationen des Inflow points vom Speicher Schlegeis im hinteren Zillertal	41
Abbildung 23	Digitalisierte Informationen des Speichers Schlegeis im hinteren Zillertal.	42
Abbildung 24	Fließweg des Nutzwassers (gelb markiert, 678 km) von der Wasserfassung des Großen Kunerbachs bis zur Grenze Slowakei samt allen österr. Wasserkraftwerken > 5 MW (n = 20) auf diesem Weg	43
Abbildung 25	Fließweg des Nutzwassers (gelb markiert) von der Quelle des Großen Kunerbachs in die Wasserfassung Großer Kunerbach durch die Tuxbach-Beileitung zum Speicher Schlegeis	45
Abbildung 26	Fließweg des Restwassers (gelb markiert) von der Quelle des Großen Kunerbachs über die Wasserfassung Großer Kunerbach zur nächst stromab gelegenen Wasserfassung der Unteren Tuxbachbeileitung.....	45
Abbildung 27	Mittlere Fließgeschwindigkeit v (m/s) als Funktion des mittleren Gefälles I (%) sowie der Art des Fließwegs (Gerinne oder Rohrleitung)	46
Abbildung 28	Einzugsgebietsabgrenzung (hellblaue Polygone) durchgeführt für Bachfassungen, Speicher mit Wassereinzug, Laufkraftwerke ohne Ausleitung sowie Pegel am Beispiel hinteres Zillertal / Schlegeis.....	48
Abbildung 29	Übersicht der klimatologischen Attribute für 859 Pegel, welche die Eigenschaften des gesamten orographischen Einzugsgebiets darstellen (Auszug aus dem LamaH Datensatz)	50
Abbildung 30	Schematische Darstellung der Modellierung täglicher Zuflusszeitreihen mit einem LSTM-Modell anhand dynamischer meteorologischer Variablen sowie statischer Gebietseigenschaften	59
Abbildung 31	Räumliche Darstellung der Datensplit Zuteilung der EZG (n = 486).....	60
Abbildung 32	Boxplots der Häufigkeiten der erzielten NSE-Werte bei der Vorhersage der täglichen Zeitreihen im Training, in der Validierung, sowie im Test	61

Abbildung 33	Beobachtete (blau) bzw. vorhergesagte (grün) tägliche Zeitreihe im Jahr 2010 am Pegel Huben (Tirol, Ötztaler Ache, 517,2 km ²), Test NSE über alle Jahre = 0,93.....	62
Abbildung 34	Beobachtete (blau) bzw. vorhergesagte (grün) tägliche Zeitreihe im Jahr 2010 am Pegel Gepatschalm (Tirol, Fagge, 55,0 km ²), Test NSE über alle Jahre = 0,94	63
Abbildung 35	Beobachtete (blau) bzw. vorhergesagte (grün) tägliche Zeitreihe im Jahr 2010 am Pegel Völkermarkt (Kärnten, Wurlabach 49,8 km ²), Test NSE über alle Jahre = -0,03. Pegel beeinflusst durch Aufläse im Einzugsgebiet.....	64
Abbildung 36	Beobachtete (blau) bzw. vorhergesagte (grün) tägliche Zeitreihe im Jahr 2010 am Pegel Stixenstein (Schloss) (NÖ, Sierning 91,7 km ²), Test NSE über alle Jahre = -0,41. Pegel beeinflusst durch Wasserentnahme und Verkarstung im Einzugsgebiet	64
Abbildung 37	Beobachtete (schwarz) bzw. vorhergesagte (grün) tägliche Zeitreihe der Periode 2010–2021 an der Wasserfassung Fimbabach (Tirol, 38,8 km ²), NSE = 0,90	65
Abbildung 38	Beobachtete (orange) bzw. vorhergesagte (blau) Monatsmittelwerte der Periode 2010–2021 an der Wasserfassung Fimbabach (Tirol, 38,8 km ²) ...	66
Abbildung 39	Beobachtete (schwarz) bzw. vorhergesagte (grün) tägliche Zeitreihe der Periode 2013–2021 an der Wasserfassung Hirzbach (Salzburg, 7,1 km ²), NSE = 0,89	67
Abbildung 40	Beobachtete (orange) bzw. vorhergesagte (blau) Monatsmittelwerte der Periode 2013–2021 an der Wasserfassung Hirzbach (Salzburg, 7,1 km ²)...	67
Abbildung 41	Beobachtete (schwarz) bzw. vorhergesagte (grün) tägliche Zeitreihe der Periode 2019–2021 an der Wasserfassung Meng (Vorarlberg, 67,6 km ²), NSE = 0,23. Beobachtete Zeitreihe beeinflusst durch Einbrüche z. B. aufgrund von Spülungen oder Abschaltungen	68
Abbildung 42	Beobachtete (orange) bzw. vorhergesagte (blau) Monatsmittelwerte der Periode 2019–2021 an der Wasserfassung Meng (Vorarlberg, 67,6 km ²)..	69
Abbildung 43	Beobachtete (schwarz) bzw. vorhergesagte (grün) tägliche Zeitreihe der Periode 2010–2021 an der Wasserfassung Oberer Glongbach (Vorarlberg, 0,55 km ²), NSE = 0,74.....	70
Abbildung 44	Beobachtete (orange) bzw. vorhergesagte (blau) Monatsmittelwerte der Periode 2010–2021 an der Wasserfassung Oberer Glongbach (Vorarlberg, 0,55 km ²).....	70

Abbildung 45	Schematische Darstellung der Modellierung stündlicher Zuflusszeitreihen mit einem FFNN-Modell anhand dynamischer hydrologischer und meteorologischer Variablen, sowie statischer Gebietseigenschaften.....	72
Abbildung 46	NSE- (rot) und RMSE- (blau) Entwicklung im Verlauf der Optimierung der FFNN-Hyperparameter	74
Abbildung 47	Vorhergesagte (rot) und beobachtete (blau) stündliche Zuflüsse, sowie mittlere tägliche Zuflüsse (grün) am Pegel Schruns (Litz, 102,0 km ² , Vorarlberg) im Zeitraum vom 1. April bis 24. Juni 2020.....	75
Abbildung 48	Vorhergesagte (rot) und beobachtete (blau) stündliche Zuflüsse, sowie mittlere tägliche Zuflüsse (grün) am Pegel Lofer (Loferbach, 107,4 km ² , Salzburg) im Zeitraum vom 28. März bis 1. August 2018.....	75
Abbildung 49	Vorhergesagte (rot) und beobachtete (blau) stündliche Zuflüsse, sowie mittlere tägliche Zuflüsse (grün) am Pegel Weißpriach (Weißpriach, 77,1 km ² , Salzburg) im Zeitraum vom 28. März bis 1. August 2018.....	76
Abbildung 50	Vorhergesagte (rot) und beobachtete (blau) stündliche Zuflüsse, sowie mittlere tägliche Zuflüsse (grün) am Pegel Vernagt (Vernagtbach, 11,4 km ² , Tirol) für den Zeitraum vom 1. Mai bis 30. September 2016.....	76
Abbildung 51	Vorhergesagte (rot) und beobachtete (blau) stündliche Zuflüsse, sowie mittlere tägliche Zuflüsse (grün) an der Wasserfassung Lüsener Bäche (2,6 km ² , Tirol) für den Zeitraum vom 1. Mai bis 30. September 2016.....	77
Abbildung 52	Vergleich der mittleren täglichen Stundenzuflüsse (mm/h). Auf der x-Achse sind die beobachteten Tagesmittelwerte der stündlichen Zuflüsse und auf der y-Achse die Mittelwerte auf Basis der vorhergesagten stündlichen ZR dargestellt. Zu beachten ist, dass der Tagesmittelwert Modelleingang für die Vorhersage der Stundenmittelwerte ist.....	78
Abbildung 53	Schematische Darstellung der Modellierung der Niederwasserkennwerte mit einem XGBoost Modell anhand statischer Gebietseigenschaften.....	80
Abbildung 54	Modellierte mittlere Abflussspende (Mq) 2010–2021 an den Inflow points der KW > 5 MW (n = 479, dickere Kreisumrandung) sowie der Kleinwasserkraftwerke. Kreisgröße proportional zum natürlichen orographischen EZG.....	81
Abbildung 55	Modellierte mittlere Niederwasserspende (MJNqt) 2010–2021 an den Inflow points der KW > 5 MW (n = 479, dickere Kreisumrandung) sowie der Kleinwasserkraftwerke. Kreisgröße proportional zum natürlichen orographischen EZG.....	82

Abbildung 56	Modellierte Niederwasserspende (Nqt) 2010–2021 an den Inflow points der KW > 5 MW (n = 479, dickere Kreisumrandung) sowie der Kleinwasserkraftwerke. Kreisgröße proportional zum natürlichen orographischen EZG.....	82
Abbildung 57	Streudiagramm zu A1) Gegenüberstellung der MQ-Werte der Pegel (obs) mit jenen der Simulation aus dem Test-Split (sim, aus tägl. Zeitreihen, Kopf- und Zwischen-EZG), dargestellt ist der Ausschnitt bis 10 m ³ /s (n = 97 von 98). Die rote Linie entspricht der 1:1 Linie.	89
Abbildung 58	Streudiagramm zu A1) Gegenüberstellung der Mq-Werte (Abflusswerte in Spenden umgerechnet) der Pegel (obs) mit jenen der Simulation aus dem Test-Split (sim, aus tägl. Zeitreihen, Kopf- und Zwischen-EZG, n = 98). Die rote Linie entspricht der 1:1 Linie.....	90
Abbildung 59	Streudiagramm zu A1) Gegenüberstellung der MJNQt-Werte der Pegel (obs) mit jenen der Simulation aus dem Test-Split (sim, aus XGBoost, nur orographische EZG), dargestellt ist der Ausschnitt bis 2 m ³ /s (n = 89 von 110). Die rote Linie entspricht der 1:1 Linie.	91
Abbildung 60	Streudiagramm zu A1) Gegenüberstellung der MJNqt-Werte (Abflusswerte in Spenden umgerechnet) der Pegel (obs) mit jenen der Simulation aus dem Test-Split (sim, aus XGBoost, nur orographische EZG, n = 110). Die rote Linie entspricht der 1:1 Linie.	91
Abbildung 61	Streudiagramm zu A1) Gegenüberstellung der NQt-Werte der Pegel (obs) mit jenen der Simulation aus dem Test-Split (sim, aus XGBoost, nur orographische EZG), dargestellt ist der Ausschnitt bis 2 m ³ /s (n = 93 von 110). Die rote Linie entspricht der 1:1 Linie.	92
Abbildung 62	Streudiagramm zu A1) Gegenüberstellung der Nqt-Werte (Abflusswerte in Spenden umgerechnet) der Pegel (obs) mit jenen der Simulation aus dem Test-Split (sim, aus XGBoost, nur orographische EZG, n = 110). Die rote Linie entspricht der 1:1 Linie.	92
Abbildung 63	Streudiagramm zu A2) Gegenüberstellung der MQ-Werte der KW-Betreiber (obs) mit jenen der Simulation (sim, aus tägl. Zeitreihen, nur orographische EZG), dargestellt ist der Ausschnitt bis 10 m ³ /s (n = 78 von 81). Die rote Linie entspricht der 1:1 Linie.	93
Abbildung 64	Streudiagramm zu A2) Gegenüberstellung der Mq-Werte (Abflusswerte in Spenden umgerechnet) der KW-Betreiber (obs) mit jenen der Simulation (sim, aus tägl. Zeitreihen, nur orographische EZG, n = 81). Die rote Linie entspricht der 1:1 Linie.....	93

Abbildung 65	Streudiagramm zu A2) Gegenüberstellung der MJNQt-Werte der KW-Betreiber (obs) mit jenen der Simulation (sim, aus XGBoost, nur orographische EZG), dargestellt ist der Ausschnitt bis 2 m ³ /s (n = 75 von 80). Die rote Linie entspricht der 1:1 Linie.	94
Abbildung 66	Streudiagramm zu A2) Gegenüberstellung der MJNQt-Werte (Abflusswerte in Spenden umgerechnet) der KW-Betreiber (obs) mit jenen der Simulation (sim, aus XGBoost, nur orographische EZG, n = 80). Die rote Linie entspricht der 1:1 Linie.	94
Abbildung 67	Streudiagramm zu A2) Gegenüberstellung der NQt-Werte der KW-Betreiber (obs) mit jenen der Simulation (sim, aus XGBoost, nur orographische EZG), dargestellt ist der Ausschnitt bis 2 m ³ /s (n = 76 von 80). Die rote Linie entspricht der 1:1 Linie.	95
Abbildung 68	Streudiagramm zu A2) Gegenüberstellung der Nqt-Werte (Abflusswerte in Spenden umgerechnet) der KW-Betreiber (obs) mit jenen der Simulation (sim, aus XGBoost, nur orographische EZG, n = 80). Die rote Linie entspricht der 1:1 Linie.	95
Abbildung 69	Darstellung der Kraftwerkstypen > 5 MW Ausleitungskraftwerke- und Kleinspeicher, sowie Pumpspeicher und große Speicher, die in IESopt-Hydro erfasst sind und 2021 in Betrieb waren, sowie Wasserfassungen, Triebwasserwege und Beileitungen	98
Abbildung 70	Übersicht der Kraftwerksanlage Reißeck-Kreuzeck mit Darstellung der Speicherseen, Überleitungen und Kraftwerksverbindungen. Originale Darstellung der Verbund AG, mit Ergänzung des AIT um Reißeck II plus (Verbindungsstollen Kleiner Mühldorfer See).....	100
Abbildung 71	Monatliche Restwasserabgaben (m ³ /s) im Jahresverlauf nach Szenario und Kraftwerkstyp	104
Abbildung 72	Jahresmittel der Restwasserabgaben (m ³ /s) nach Szenario und Kraftwerkstyp	105
Abbildung 73	Boxplots der installierten Leistung (MW) und des RAV (GWh) der österreichischen Wasserkraftwerke > 5 MW nach Kraftwerkstyp.....	106
Abbildung 74	Gesamtsumme der installierten Leistung (MW) und des RAV (GWh) der österreichischen Wasserkraftwerke > 5 MW nach Kraftwerkstyp.....	106
Abbildung 75	Räumliche Verteilung der österreichischen Wasserkraftwerke > 5 MW nach Engpassleistung (MW) und Kraftwerkstyp	107
Abbildung 76	Räumliche Verteilung der österreichischen Wasserkraftwerke > 5 MW nach Regelarbeitsvermögen (GWh) und Kraftwerkstyp	107

Abbildung 77	Jahreserzeugungswerte aus natürlichem Zufluss für Kraftwerke > 5 MW aus den E-Control Daten 2010–2024 (blaue Punkte), sowie daraus berechnete Entwicklung des RAV aus natürlichem Zufluss (orange Linie).....	109
Abbildung 78	Jahreserzeugungswerte für die Kleinwasserkraftwerke ≤ 5 MW aus den E-Control Daten 2010–2024 (blaue Punkte), sowie daraus berechnete Entwicklung des RAV (orange Linie)	109
Abbildung 79	Boxplots der jährlichen Erzeugung (TWh) aus natürlichem Zufluss für Kraftwerke > 5 MW nach Restwasserszenarien. Die rote Zahl und Linie kennzeichnen den Mittelwert	113
Abbildung 80	Ganglinie der Jahreserzeugung (TWh) der Kraftwerke > 5 MW nach Restwasserszenarien über den Zeitraum 2010–2021	113
Abbildung 81	Boxplots der relativen Änderung (%) der mittleren jährlichen Erzeugung für Kraftwerke > 5 MW im Vergleich zum IST-Szenario. Die rote Zahl und Linie kennzeichnen den Mittelwert	115
Abbildung 82	Ganglinie der absoluten Änderung (TWh) der Jahreserzeugung für Kraftwerke > 5 MW im Vergleich zum IST-Szenario über den Zeitraum 2010–2021	115
Abbildung 83	Zusammenhang zwischen jährlicher Erzeugung (TWh) im IST-Zustand und relativer Änderung der Erzeugung (%) zum IST-Zustand für Kraftwerke > 5 MW	116
Abbildung 84	Boxplots der mittleren Jahreserzeugung (TWh) der Kleinwasserkraft ≤ 5 MW nach Restwasserszenarien. Die rote Zahl und Linie kennzeichnen den Mittelwert.....	118
Abbildung 85	Boxplots der relativen Änderung (%) der mittleren Jahreserzeugung der Kleinwasserkraft ≤ 5 MW im Vergleich zum IST-Szenario. Die rote Zahl und Linie kennzeichnen den Mittelwert.....	119
Abbildung 86	Boxplots der mittleren Jahreserzeugung (TWh) der Kleinwasserkraft, differenziert nach Restwasserszenarien und Einzugsgebietsgröße. Die rote Zahl und Linie kennzeichnen den Mittelwert.....	120
Abbildung 87	Boxplots der relativen Änderung (%) der Jahreserzeugung der Kleinwasserkraft im Vergleich zum IST-Szenario, differenziert nach Restwasserszenarien und Einzugsgebietsgröße. Die rote Zahl und Linie kennzeichnen den Mittelwert	120
Abbildung 88	Boxplots der Jahreserzeugung (TWh) der gesamten österreichischen Wasserkraft nach Restwasserszenarien. Die rote Zahl und Linie kennzeichnen den Mittelwert	122

Abbildung 89	Ganglinie der Jahreserzeugung (TWh) der gesamten Wasserkraft nach Restwasserszenarien über den Zeitraum 2010–2021	123
Abbildung 90	Boxplots der relativen Änderung (%) der Jahreserzeugung der gesamten Wasserkraft im Vergleich zum IST-Szenario. Die rote Zahl und Linie kennzeichnen den Mittelwert	124
Abbildung 91	Boxplots der Änderung der Jahreserzeugung (TWh) der gesamten Wasserkraft im Vergleich zum IST-Szenario. Die rote Zahl und Linie kennzeichnen den Mittelwert	124
Abbildung 92	Ganglinie der absoluten Änderung (TWh) der Jahreserzeugung der gesamten Wasserkraft im Vergleich zum IST-Szenario über den Zeitraum 2010–2021	125
Abbildung 93	Zusammenhang zwischen jährlicher Erzeugung (TWh) im IST-Zustand und relativer Änderung der Erzeugung (%) zum IST-Zustand der gesamten Wasserkraft.....	125
Abbildung 94	Boxplots der Jahreserzeugung (TWh) der gesamten Wasserkraft aus natürlichem Zufluss nach Kraftwerkstyp und Restwasserszenarien. Die rote Zahl und Linie kennzeichnen den Mittelwert.....	126
Abbildung 95	Boxplots der relativen Änderung (%) der Jahreserzeugung der gesamten Wasserkraft aus natürlichem Zufluss im Vergleich zum IST-Szenario nach Kraftwerkstyp und Restwasserszenario. Die rote Zahl und Linie kennzeichnen den Mittelwert	127
Abbildung 96	Boxplots der absoluten Änderung (TWh) der Jahreserzeugung der gesamten Wasserkraft aus natürlichem Zufluss im Vergleich zum IST-Szenario nach Kraftwerkstyp und Restwasserszenario. Die rote Zahl und Linie kennzeichnen den Mittelwert.....	128
Abbildung 97	Boxplots der relativen Änderung (%) der Jahreserzeugung der gesamten Wasserkraft aus natürlichem Zufluss im Vergleich zum IST-Szenario nach Kraftwerksgröße und -typ. Die rote Zahl und Linie kennzeichnen den Mittelwert.....	129
Abbildung 98	Mittleres monatliches Regelarbeitsvermögen (TWh) aus natürlichem Zufluss nach Kraftwerkstyp für IST-Restwasservorgaben, Mittelwerte 2010–2021	130
Abbildung 99	Monatliches Regelarbeitsvermögen (TWh) aus natürlichem Zufluss für das IST-Szenario aufgeschlüsselt nach Kraftwerkstyp und Größenklasse, Mittelwerte 2010–2021, Kraftwerksbestand 2021	131
Abbildung 100	Boxplots der monatlichen Erzeugung (TWh) der gesamten Wasserkraft im Zeitraum 2010–2021 nach Restwasserszenarien.....	132

Abbildung 101 Boxplots der monatlichen relativen Änderung (%) der Erzeugung der gesamten Wasserkraft im Vergleich zum IST-Szenario im Zeitraum 2010–2021 nach Restwasserszenarien und Monaten.....	133
Abbildung 102 Boxplots der Änderung der monatlichen Erzeugung aus natürlichem Zufluss nach Kraftwerkstyp und Restwasserszenarien im Zeitraum 2010–2021..	135
Abbildung 103 Historische E-Control Jahreserzeugung aus natürlichem Zufluss 2010–2021 (siehe Kapitel 6.5) im Vergleich zur IESopt-Simulation der Jahreserzeugung aus natürlichem Abfluss (IST-Szenario, Kraftwerksbestand 2021) für die Kraftwerke > 5 MW.....	141
Abbildung 104 Vergleich der mittleren IESopt-Erzeugung aller Kraftwerke > 5 MW 2010–2021 mit Kennwerten aus diversen Quellen. Parallele Kraftwerke oder vernetzte Kraftwerksgruppen wurden aggregiert.....	143
Abbildung 105 Sensitivitätsanalyse: Boxplots der relativen Erzeugungsänderung (%) im Vergleich zum IST-Szenario bei um 10 % erhöhten Zuflüssen für Kraftwerke > 5 MW. Die rote Zahl und Linie kennzeichnen den Mittelwert	144

Literaturverzeichnis

BML. (2024). Stündliche Abflussdaten für 609 Messstellen des Zeitraumes 2018-2021. Bundesministerium für Landwirtschaft, Regionen und Tourismus, Abteilung Wasserhaushalt (I/3).

BMLRT. (2021). Nationaler Gewässerbewirtschaftungsplan 2021.
<https://info.bml.gv.at/dam/jcr:6937b0ba-fbf4-42ef-8cca-f6ed39cabd7b/NGP%202021%20Textband%20mit%20Zahl.pdf>

Bollrich, G. (2013). Technische Hydromechanik 1. DIN Media Verlag.

Boot, J. C. G., Feibes, W., & Lisman, J. H. C. (1967). Further Methods of Derivation of Quarterly Figures from Annual Data. *Applied Statistics*, 16(1), 65–75.
<https://doi.org/https://doi.org/10.2307/2985238>

Chen, T., & Guestrin, C. (2016). XGBoost: A Scalable Tree Boosting System. In B. Krishnapuram, M. Shah, A. J. Smola, C. C. Aggarwal, D. Shen, & R. Rastogi (Hrsg.), *Proceedings of the 22nd ACM SIGKDD International Conference on Knowledge Discovery and Data Mining* (S. 785–794). ACM. <https://doi.org/10.1145/2939672.2939785>

CORINE. (2012). CORINE Land Cover 2012. European Environment Agency.
<https://land.copernicus.eu/pan-european/corine-land-cover>

Czichos, H., & Hennecke, M. (Hrsg.). (2012). HÜTTE - Das Ingenieurwissen (34. Aufl.). Springer Berlin, Heidelberg.

DWA. (2011). Merkblatt DWA-M 523. Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e.V.

E-Control. (2025a). Strom—Betriebsstatistik / Jahresreihen (Version Gesamte Elektrizitätsversorgung - Jährliche Bilanz elektrischer Energie (BStGes-JR1_Bilanz.xlsx)) [Excel-Tabelle]. <https://www.e-control.at/statistik/e-statistik/archiv/betriebsstatistik/jahresreihen>

E-Control. (2025b). Strom—Publizierte Zeitreihen (Version Zeitreihen mit jährlichen Daten (el_dataset_a.csv)) [Excel-Tabelle]. <https://www.e-control.at/statistik/e-statistik/data>

Eduard. (2023). Eduard Relief Shading, v3. <https://eduard.earth/>

EEA. (2019). EU-Hydro – River Network Database, Version 1.2. European Environment Agency under the framework of the Copernicus program.
<https://land.copernicus.eu/imagery-in-situ/eu-hydro/eu-hydro-river-network-database>

Farr, T. G., Rosen, P. A., Caro, E., Crippen, R., Duren, R., Hensley, S., Kobrick, M., Paller, M., Rodriguez, E., Roth, L., Seal, D., Shaffer, S., Shimada, J., Umland, J., Werner, M., Oskin, M., Burbank, D., & Alsdorf, D. E. (2007). The shuttle radar topography mission. *Reviews of Geophysics*, 45. <https://doi.org/10.1029/2005RG000183>

Fenz, R. (1985). Die Laufwasserkraft in Österreich. *Österreichische Zeitschrift für Elektrizitätswirtschaft*, 38(5), 178–202.

Frame, J. M., Kratzert, F., Klotz, D., Gauch, M., Shalev, G., Gilon, O., Qualls, L. M., Gupta, H. V., & Nearing, G. S. (2022). Deep learning rainfall–runoff predictions of extreme events. *Hydrology and Earth System Sciences*, 26, 3377–3392. <https://doi.org/10.5194/hess-26-3377-2022>

GKD. (2024). Abflusszeitreihen für 30 Messstellen des Zeitraums 2018-2021. Bayerisches Landesamt für Umwelt – Gewässerkundlicher Dienst.
<https://www.gkd.bayern.de/de/fluesse/abfluss/tabellen>

Gleeson, T., Moosdorf, N., Hartmann, J., & van Beek, L. (2014). A glimpse beneath earth's surface: GLobal HYdrogeology MaPS (GLHYMPS) of permeability and porosity. *Geophysical Research Letters*, 41(11), 3891–3898.

GSA. (2024). SPARTACUS v2.1 Tagesdaten [Datensatz], erweiterte räumliche Ausdehnung (inkl. Großes deutsches Eck; hr), 2010-2021.
<https://data.hub.geosphere.at/dataset/spartacus-v2-1d-1km>

Hartmann, J., & Moosdorf, N. (2012). The new global lithological map database GLiM: A representation of rock properties at the Earth surface. *Geochemistry, Geophysics, Geosystems*, 13(12).

Herrnegger, M., Nachtnebel, H. P., & Schulz, K. (2015). From runoff to rainfall: Inverse rainfall–runoff modelling in a high temporal resolution. *Hydrology and Earth System Sciences*, 19(11), 4619–4639. <https://doi.org/10.5194/hess-19-4619-2015>

Herrnegger, M., Senoner, T., & Nachtnebel, H.-P. (2018). Adjustment of spatio-temporal precipitation patterns in a high Alpine environment. *Journal of Hydrology*, 556, 913–921. <https://doi.org/10.1016/j.jhydrol.2016.04.068>

Hiebl, J., & Frei, C. (2016a). Daily temperature grids for Austria since 1961—Concept, creation and applicability. *Theoretical and Applied Climatology*, 124(1–2), 161–178. <https://doi.org/10.1007/s00704-015-1411-4>

Hiebl, J., & Frei, C. (2016b). Daily temperature grids for Austria since 1961—Concept, creation and applicability. *Theoretical and Applied Climatology*, 124(1–2), 161–178. <https://doi.org/10.1007/s00704-015-1411-4>

Hiebl, J., & Frei, C. (2018a). Daily precipitation grids for Austria since 1961—Development and evaluation of a spatial dataset for hydroclimatic monitoring and modelling. *Theoretical and Applied Climatology*, 132(1–2), 327–345. <https://doi.org/10.1007/s00704-017-2093-x>

Hiebl, J., & Frei, C. (2018b). Daily precipitation grids for Austria since 1961—Development and evaluation of a spatial dataset for hydroclimatic monitoring and modelling. *Theoretical and Applied Climatology*, 132(1–2), 327–345. <https://doi.org/10.1007/s00704-017-2093-x>

Hiederer, R. (2013a). Mapping soil properties for Europe-spatial representation of soil database attributes (Nr. EUR26082EN). Publications Office of the European Union. <https://doi.org/10.2788/94128>

Hiederer, R. (2013b). Mapping soil typologies—Spatial decision support applied to European Soil Database (S. 127). Publications Office of the European Union.

Hochreiter, S., & Schmidhuber, J. (1997). Long Short-Term Memory. *Neural Computation*, 9(8), 1735–1780. <https://doi.org/10.1162/neco.1997.9.8.1735>

Jirka, G., & Lang, C. (2009). Einführung in die Gerinnehydraulik. KIT Scientific Publishing.

Klingler, C., Feigl, M., Borgwardt, F., Seliger, C., Schmutz, S., & Herrnegger, M. (2022). Vorhersage von hydrologischen Abflusskennwerten in unbeobachteten Einzugsgebieten mit Machine Learning. Österreichische Wasser- und Abfallwirtschaft, 74(11), 469–485. <https://doi.org/10.1007/s00506-022-00891-4>

Klingler, C., Schulz, K., & Herrnegger, M. (2021a). LamaH | Large-Sample Data for Hydrology and Environmental Sciences for Central Europe. Earth System Science Data Discussions, 2021, 1–46. <https://doi.org/10.5194/essd-13-4529-2021>

Klingler, C., Schulz, K., & Herrnegger, M. (2021b). LamaH | Large-Sample Data for Hydrology: Big data für die Hydrologie und Umweltwissenschaften. Österreichische Wasser- und Abfallwirtschaft, 73(7), 244–269. <https://doi.org/10.1007/s00506-021-00769-x>

Knoben, W. J., J. E. Freer and R. A. Woods (2019). "Inherent benchmark or not? Comparing Nash–Sutcliffe and Kling–Gupta efficiency scores." Hydrology and Earth System Sciences 23(10): 4323–4331.DOI: <https://doi.org/10.5194/hess-23-4323-2019>.

Kratzert, F., Klotz, D., Brenner, C., Schulz, K., & Herrnegger, M. (2018). Rainfall—Runoff modelling using Long Short-Term Memory (LSTM) networks. Hydrology and Earth System Sciences, 22, 6005–6022. <https://doi.org/10.5194/hess-22-6005-2018>

Kratzert, G. S., F., Klotz, D., Herrnegger, M., Sampson, A. K., Hochreiter, S., Nearing. (2019). Toward Improved Predictions in Ungauged Basins: Exploiting the Power of Machine Learning. Water Resour. Res., 55, 11344–11354. <https://doi.org/10.1029/2019WR026065>

Land Kärnten. (2024a). Digitales Geländemodell Österreich. https://www.data.gv.at/katalog/dataset/land-ktn_digitales-gelandemodell-dgm-osterreich#resources

Land Kärnten. (2024b). Wasserrechte Kärnten. <https://www.data.gv.at/katalog/dataset/wasserrechte-karnten>

Land Oberösterreich. (2024). Wasserbuch OÖ. https://www.data.gv.at/katalog/de/dataset/land-ooe_wasserbuch

Land Salzburg. (2024). Wasserpunkte Land Salzburg.
https://www.data.gv.at/katalog/de/dataset/land-ooe_wasserbuch

Land Steiermark. (2024). WIS-Punktinformationen Steiermark.
<https://www.data.gv.at/katalog/de/dataset/wis-punktinformationen-wasserbuch-steiermark>

Land Tirol. (2024). Wasserinformationen Tirol.
<https://www.data.gv.at/katalog/dataset/0b5d6529-d88c-46c0-84f7-b37282e96ce8>

Lauffer, H. (1983). Die Jahresspeicherwerke Österreichs. Österreichische Zeitschrift für Elektrizitätswirtschaft, 36(5), 127–187.

Li, W., Kiaghadi, A., & Dawson, C. (2020). High temporal resolution rainfall–runoff modeling using long-short-term-memory (LSTM) networks. Neural Computing and Applications, 1–18. <https://doi.org/10.1007/s00521-020-05010-6>

McMillan, H., T. Krueger and J. Freer (2012). "Benchmarking observational uncertainties for hydrology: rainfall, river discharge and water quality." Hydrological Processes 26(26): 4078-4111. DOI: <https://doi.org/10.1002/hyp.9384>.

Moriasi, D. N., J. G. Arnold, M. W. Van Liew, R. L. Bingner, R. D. Harmel and T. L. J. T. o. t. A. Veith (2007). "Model evaluation guidelines for systematic quantification of accuracy in watershed simulations." 50(3): 885-900.

Myneni, R., Knyazikhin, Y., & Park, T. (2015). MCD15A3H MODIS/Terra+Aqua Leaf Area Index/FPAR 4-day L4 Global 500m SIN Grid V006. NASA EOSDIS Land Processes DAAC.
<https://doi.org/10.5067/MODIS/MCD15A3H.006>

Nash, J. E., & Sutcliffe, J. V. (1970). River flow forecasting through conceptual models part I — A discussion of principles. Journal of Hydrology, 10(3), 282–290.
[https://doi.org/10.1016/0022-1694\(70\)90255-6](https://doi.org/10.1016/0022-1694(70)90255-6)

ÖkoResch. (2026). ÖkoResch: Erreichung des Guten Ökologischen Potentials in hochalpinen Restwasserstrecken und schwallbelasteten Gewässern (No. 101584). Universität für Bodenkultur Wien.

- Österreichisches Nationalkomitee für Talsperren. (1991).** Dams in Austria (S. 331). Österreichisches Nationalkomitee für Talsperren, Österreichische Staubeckenkommission, Österreichischer Wasserwirtschaftsverband. <https://www.cipra.org/en/publications/2436>
- PÖYRY. (2018).** Wasserkraftpotenzialstudie Österreich. Aktualisierung 2018. https://oesterreichsenergie.at/fileadmin/user_upload/Oesterreichs_Energie/Publikationsdatenbank/Studien/2018/WasserkraftpotenzialOesterreich2018.pdf
- Pulka, T., Herrnegger, M., Ehrendorfer, C., Lücking, S., Avanzi, F., Formayer, H., Schulz, K., & Koch, F. (2024).** Evaluating precipitation corrections to enhance high-alpine hydrological modeling. *Journal of Hydrology*, 645, 132202. <https://doi.org/10.1016/j.jhydrol.2024.132202>
- Schinegger, R. (2006).** Vorschläge zur Abgrenzung des potentiellen Fischlebensraums in alpinen Fließgewässern [Master's Thesis, Institut für Hydrobiologie, BOKU - Universität für Bodenkultur Wien]. <https://permalink.obvsg.at/AC05270135>
- Stigler, H., Huber, C., Wulz, C., & Todem, C. (2005).** Energiewirtschaftliche und ökonomische Bewertung potenzieller Auswirkungen der Umsetzung der EU-Wasserrahmenrichtlinie auf die Wasserkraft [Studie]. Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, Technische Universität Graz.
- Strömer, S., & Maggauer, K. (2024).** IESopt: A Modular Framework for High-Performance Energy System Optimization. 2024 Open Source Modelling and Simulation of Energy Systems (OSMSES), 1–6. <https://doi.org/10.1109/OSMSES62085.2024.10668965>
- Thorndike, R. L. (1953).** Who belongs in the family? *Psychometrika*, 18, 267–276. <https://doi.org/10.1007/BF02289263>
- Tóth, B., Weynants, M., Pásztor, L., & Hengl, T. (2017).** 3D soil hydraulic database of Europe at 250 m resolution. *Hydrological Processes*, 31(14), 2662–2666. <https://doi.org/10.1002/hyp.11203>
- Totschnig, G., Hirner, R., Müller, A., Kranzl, L., Hummel, M., Nachtnebel, H.-P., Stanzel, P., Schicker, I., & Formayer, H. (2017).** Climate change impact and resilience in the electricity sector: The example of Austria and Germany. *Energy Policy*, 103, 238–248. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.01.019>

Umweltbundesamt. (2024a). Bioregionen, Österreich.

<https://www.data.gv.at/katalog/de/dataset/bioregionensterreich>

Umweltbundesamt. (2024b). Restwasserstrecken.

https://www.data.gv.at/katalog/de/dataset/land-ooe_restwasserstrecken#additional-info

Vermote, E. (2015). MOD09Q1 MODIS/Terra Surface Reflectance 8-Day L3 Global 250m SIN Grid V006. NASA EOSDIS Land Processes DAAC.

<https://doi.org/10.5067/MODIS/MOD09Q1.006>

Wien Energie. (2024). Energieverbrauch Österreichs.

<https://positionen.wienenergie.at/grafiken/energieverbrauch-oesterreich/>

Abkürzungen

AG	Auftraggeber/in
AIT	Austrian Institute of Technology
AN	Auftragnehmer/in
AP	Arbeitspaket
BML	Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Regionen und Wasserwirtschaft
DGM	Digitales Geländemodell
EPL	Engpassleistung
EZG	Einzugsgebiet
FFNN	Feed-Forward Neural Network
Hb	Fallhöhe
HyWa	Institut für Hydrologie und Wasserwirtschaft
GELU	Gaussian Error Linear Units
GIS	Geoinformationssystem
kW	Kilowatt
KW	Kraftwerk
KWK	Kleinwasserkraftwerk
LSTM	Long short-term memory network
MJNQ _t / MJN _q _t	Mittelwert aus den jährlichen niedersten Tagesniederschlägen einer Periode
MQ	Mittlerer Abfluss
MSE	Mean Squared Error
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunden
NGP	Nationaler Gewässerbewirtschaftungsplan
NQ _t	Niedrigstes Tagesniederschlag einer Periode
NSE	Nash-Sutcliffe-Effizienz

NW	Niederwasser
OE	Österreichs Energie
pBias	Prozentueller Fehler zwischen Simulation und Beobachtung
PUB	Prediction in Ungauged Basins
Qa	Ausbaudurchfluss
QZV	Qualitätszielverordnung (hier synonym für Qualitätszielverordnung Ökologie Oberflächengewässer)
RAV	Regelarbeitsvermögen
RMSE	Root Mean Square Error
RW	Restwasser
TWh	Terrawattstunden
WF	Wasserfassung
XGBoost	eXtreme Gradient Boosting
ZR	Zeitreihe

Anhang

Tabelle 18 Übersicht der in IESopt_Hydro berücksichtigten Kraftwerke (Stand 2021) mit Informationen zu Typ (AL & KS = Ausleitungskraftwerke und Kleinspeicher, LW = Laufwasser im Flussverlauf, PSP = Pumpspeicher und große Speicher), Engpassleistung (MW), und ob es sich um ein Wehrkraftwerk (WKW) oder Grenz-Kraftwerk handelt, alphabetisch sortiert

Name	Wehrkraftwerk	Typ	EPL Turbine (MW)	Grenz-KW
Abwinden Asten	-	LW	168	-
Achensee	-	PSP	79	-
Alberschwende	-	AL & KS	30	-
Altenmarkt	AL inkl. WKW	AL & KS	24	-
Altenmarkt WKW	Wehrkraftwerk	AL & KS	3,4	-
Altenwoerth	-	LW	328	-
Amlach	-	AL & KS	60	-
Andelsbuch	-	AL & KS	15,1	-
Annabruecke	-	LW	90	-
Arnstein	-	AL & KS	31,2	-
Arthurwerk	-	AL & KS	6	-
Aschach	-	LW	287,4	-
Ausserfragant	-	AL & KS	96	-
Baerenwerk	-	AL & KS	14,96	-
Bischofshofen	-	LW	16	-
Bodendorf Mur	-	LW	7,415	-
Bodendorf Paal	-	AL & KS	27	-
Boeckstein	-	AL & KS	44,5	-
Boesdornau	-	AL & KS	25,3	-
Braunau Simbach	-	LW	102	100 % AT
Braz	-	AL & KS	30	-
Brennerwerk	-	AL & KS	7,7	-
Danzermuehle	-	LW	9,2	-
Diessbach	-	PSP	24	-
Dionysen	AL inkl. WKW	AL & KS	16	-
Dionysen WKW	Wehrkraftwerk	AL & KS	1,1	-
Dorferbach	-	AL & KS	10,2	-
Edling	-	LW	87	-
Feistritz Ludmannsdorf	-	LW	88	-
Feldsee	-	PSP	141	-

Name	Wehrkraftwerk	Typ	EPL Turbine (MW)	Grenz-KW
Ferlach Maria Rain	-	LW	75	-
Fisching	AL inkl. WKW	AL & KS	20,1	-
Fisching WKW	Wehrkraftwerk	AL & KS	1,7	-
Freibach	-	PSP	17	-
Freudenau + Nussdorf	-	LW	172	-
Friesach	-	LW	12	-
Fritzbach	-	AL & KS	5,47	-
Fulpmes u ZKW	-	AL & KS	17	-
Funsingau	-	PSP	25	-
Gabersdorf	-	LW	14,5	-
Galgenbichl	-	PSP	120	-
Gamp	-	LW	8,58	-
Gampadels Unterstufe	-	AL & KS	9,9	-
Garsten	-	LW	35,3	-
Gerlos	-	PSP	200	-
Gmunden	-	LW	12,2	-
Goessendorf	-	LW	18,75	-
Goessnitz	-	AL & KS	8	-
Gosau	-	PSP	6,5	-
Gralla	-	LW	14,5	-
Graz-Puntigam	-	LW	15,6	-
Greifenstein	-	LW	293	-
Gries	-	LW	8,85	-
Grossarl	-	AL & KS	6,4	-
Grossraming	-	LW	72,3	-
Haeusling	-	PSP	360	-
Heinfels	-	AL & KS	8,1	-
Heiterwang	-	PSP	8	-
Hieflau	AL inkl. WKW	AL & KS	63	-
Hieflau WKW	Wehrkraftwerk	AL & KS	2,3	-
Hintermuhr PS	-	PSP	103,4	-
Hollersbach	-	AL & KS	5,353	-
Illspitz	-	AL & KS	7,5	-
Imst	-	AL & KS	89	-
Innerfragant	-	PSP	108	-
Jochenstein	-	LW	132	50 % AT, 50 % DE
Kalsdorf	-	LW	18,51	-
Kalserbach	-	AL & KS	11,7	-
Kamering	-	AL & KS	10	-
Kaprun	-	PSP	240	-

Name	Wehrkraftwerk	Typ	EPL Turbine (MW)	Grenz-KW
Kartell	-	PSP	8,6	-
Kellerberg	-	LW	24,6	-
Kirchbichl	AL inkl. WKW	AL & KS	24	-
Kirchbichl WKW	Wehrkraftwerk	AL & KS	0,7	-
Kitzloch	-	AL & KS	15,2	-
Klammstein	-	AL & KS	27	-
Klaus + Unterlieger Steyr	-	LW	32,4	-
Kleinmuenchen	AL inkl. WKW	AL & KS	10,5	-
Kleinmuenchen WKW	Wehrkraftwerk	AL & KS	1,3	-
Kloesterle	-	AL & KS	16	-
Kolbnitz 4	-	PSP	67,5	-
Kops I	-	PSP	254	-
Kops II	-	PSP	525	-
Koralpe	-	PSP	50	-
Kremsbruecke	-	AL & KS	5,6	-
Kreuzbergmaut	-	LW	17,7	-
Kreuzeck	-	PSP	46,7	-
Krippau	AL inkl. WKW	AL & KS	24	-
Krippau WKW	Wehrkraftwerk	AL & KS	3	-
Krumau + Wegscheid	-	PSP	18,9	-
Kuehtai	-	PSP	289	-
Lambach	-	LW	13,9	-
Landl	AL inkl. WKW	AL & KS	23	-
Landl WKW	Wehrkraftwerk	AL & KS	3,9	-
Langenegg	-	AL & KS	74	-
Langkampfen	-	LW	31,5	-
Latschau	-	AL & KS	8,6	-
Laufnitzdorf	AL inkl. WKW	AL & KS	24,3	-
Laufnitzdorf WKW	Wehrkraftwerk	AL & KS	1,6	-
Lavamuend	-	LW	28	-
Lebring	-	LW	20,2	-
Leoben	-	LW	9,9	-
Limberg II	-	PSP	480	-
Limberg I	-	PSP	114,2	-
Litzwerk	-	AL & KS	5,6	-
Losenstein	-	LW	39,4	-
Luenerseewerk	-	PSP	232	-
Lutz Oberstufe	-	AL & KS	19,3	-
Lutz Unterstufe	-	AL & KS	8,4	-
Malta Hauptstufe	-	PSP	730	-
Mandling	-	AL & KS	6,1	-

Name	Wehrkraftwerk	Typ	EPL Turbine (MW)	Grenz-KW
Marchtrenk	-	LW	42,8	-
Mayrhofen	-	PSP	345	-
Melk	-	LW	187	-
Mellach	-	LW	15,6	-
Moellpumpwerk	-	PSP	0	-
Muehlrading	-	LW	24,8	-
Nassfeld	-	PSP	31,5	-
Oberaudorf Ebbs	-	LW	60	100 % AT
Obere Sill + Ruetz + ZKW	-	AL & KS	28,5	-
Oberer Vomperbach	-	AL & KS	7,2	-
Obervermuntwerk	-	PSP	36	-
Obervermuntwerk II	-	PSP	360	-
Obervogau	-	LW	13	-
Opponitz	AL inkl. WKW	AL & KS	9,05	-
Opponitz WKW	Wehrkraftwerk	AL & KS	0,22	-
Ottensheim Wilhering	-	LW	179	-
Ottenstein	-	PSP	48	-
Partenstein	-	AL & KS	33,8	-
Paternion	-	LW	23,5	-
Peggau	AL inkl. WKW	AL & KS	13,2	-
Peggau WKW	Wehrkraftwerk	AL & KS	1	-
Pernegg	AL inkl. WKW	AL & KS	18	-
Pernegg WKW	Wehrkraftwerk	AL & KS	2,5	-
Plankenau	-	AL & KS	11,2	-
Plansee	-	PSP	26	-
Prutz	-	PSP	392	-
Pumpe Hattelberg 1	-	PSP	0	-
Pumpe Hattelberg 2	-	PSP	0	-
Pumpe Hattelberg 3	-	PSP	0	-
Pumpe Hattelberg 4	-	PSP	0	-
Pumpe Innerfragant Oschenik	-	PSP	0	-
Pumpe Wurten Oschenik	-	PSP	0	-
Rabenstein	-	LW	13,9	-
Ranna	-	PSP	19	-
Reisseck II	-	PSP	430	-
Reisseck Jahresspeicher	-	PSP	67,5	-
Reisseck Tagesspeicher	-	PSP	28,58	-
Rellswerk	-	PSP	12	-
Remsach	-	AL & KS	30,9	-
Rifa	-	PSP	8	-

Name	Wehrkraftwerk	Typ	EPL Turbine (MW)	Grenz-KW
Rodundwerk I + II	-	PSP	474	-
Rosegg St. Jakob	-	AL & KS	80	-
Rosenau	-	LW	34,35	-
Rosshag	-	PSP	231	-
Rothleiten Frohnleiten	-	LW	9,9	-
Rottau	-	AL & KS	41	-
Salza	-	PSP	8,5	-
Sappi Gratkorn	AL inkl. WKW	AL & KS	5,9	-
Sappi Gratkorn WKW	Wehrkraftwerk	AL & KS	1,5	-
Schaerding Neuhaus	-	LW	96	100 % AT
Schoenau	-	LW	29,8	-
Schuett I+II	-	AL & KS	16,3	-
Schwabeck	-	LW	79	-
Schwarzach Sbg	-	AL & KS	125	-
Schwarzach Tirol	-	AL & KS	16,9	-
Silz	-	PSP	500	-
Soelk	-	AL & KS	61	-
Sohlstufe Hallein	-	LW	11,7	-
Sohlstufe Lehen	-	LW	13,7	-
Spielfeld	-	LW	13	-
Spullersee	-	PSP	36	-
St. Georgen	-	LW	6	-
St. Johann	-	LW	16,5	-
St. Martin	-	AL & KS	9,8	-
St. Pantaleon	AL inkl. WKW	AL & KS	51,9	-
St. Pantaleon WKW	Wehrkraftwerk	AL & KS	2,9	-
St. Veit	-	LW	16,5	-
Staning	-	LW	43,2	-
Stanzertal	-	AL & KS	13,5	-
Steeg Ueberland	-	AL & KS	17,3	-
Strubklamm	-	AL & KS	15	-
Ternberg	-	LW	40,4	-
Traun Pucking	-	LW	45,8	-
Traunfall	-	AL & KS	9,85	-
Traunleiten	AL inkl. WKW	AL & KS	9,68	-
Traunleiten WKW	Wehrkraftwerk	AL & KS	4	-
Triebenbach	-	AL & KS	9,9	-
Troepolach	-	AL & KS	8,8	-
Untere Sill	-	AL & KS	28	-
Unzmarkt	-	LW	5,4	-
Urreiting	-	LW	16,5	-

Name	Wehrkraftwerk	Typ	EPL Turbine (MW)	Grenz-KW
Urstein	-	LW	22,7	-
Uttendorf I + II + Schneiderau + Enzingerboden	-	PSP	210	-
Vermuntwerk	-	PSP	155	-
Villach	-	LW	24,6	-
Volderwald II	-	AL & KS	6,91	-
Wagrain	-	AL & KS	16,4	-
Wald	-	AL & KS	23,5	-
Walgauwerk	-	AL & KS	86	-
Wallnerau Salzachstufe	-	LW	14,24	-
Wallsee Mitterkirchen	-	LW	210	-
Wattenberg	-	AL & KS	9,6	-
Weinzoedl	-	LW	15,5	-
Weisshaus	AL inkl. WKW	AL & KS	12,3	-
Weisshaus WKW	Wehrkraftwerk	AL & KS	2,2	-
Werfen Pfarrwerfen	-	LW	16	-
Weyer	-	LW	36,8	-
Wienerbruck + Erlauboden	-	AL & KS	11,2	-
Wiesberg	-	AL & KS	17,4	-
Wiestal	-	AL & KS	28	-
Woella	-	AL & KS	17	-
Wurten	-	PSP	66	-
Ybbs Persenbeug	-	LW	236,5	-
Zederhaus	-	AL & KS	9,85	-
Zirknitz	-	PSP	32	-

