



Manuel Blum, Lia Weinberg, Sarah Lanz

# Produktionsminderung aufgrund Restwasserbestimmungen

Aktualisierung der Studie aus dem Jahr 2018

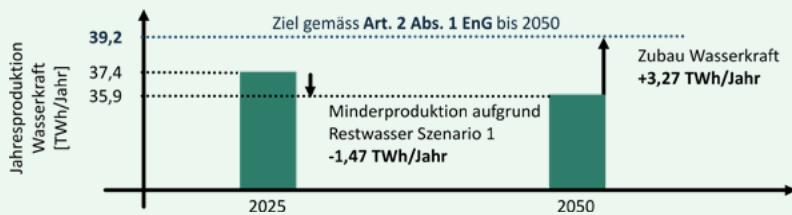
## Zusammenfassung

Der Bericht zeigt eine aktualisierte gesamtschweizerische Analyse der Auswirkungen der Restwasserbestimmungen nach Artikel 31-33 GSchG auf die Wasserkraftproduktion. Das Energie- und das Stromversorgungsgesetz verlangen einen Ausbau der Wasserkraft, strengere Restwasserbestimmungen hingegen führen zu Produktionsminderungen. Mit erhobenen Daten werden die seit 1992 realisierten und die künftig erwarteten Energieeinkünften quantifiziert. Im Szenario «Anforderungen wie bisher» wird bis 2050 eine jährliche Minderproduktion von 2,38 TWh resultieren, davon ab 2026 noch 1,47 TWh. Dies steht im Widerspruch zu Art. 2 Abs. 1 EnG, das bis 2050 eine Nettoproduktion von mindestens 39,2 TWh/Jahr vorsieht. Schon im optimistischen Szenario ist dadurch die Jahresproduktion ab heute um 3,27 TWh durch Aus- und Neubauprojekte zu steigern. Gleichzeitig schränken restriktive gesetzliche Vorgaben den Handlungsspielraum ein. Die Minderproduktion verteilt sich annähernd gleichmässig auf die Sommer- und Winterhalbjahre, wobei die Verluste im Winter energiewirtschaftlich mehr ins Gewicht fallen.

Der Bericht zeigt, dass die energiepolitischen Ziele nur mit einer sachlichen, datenbasierten Interessenabwägung zwischen Gewässerschutz und dem langfristigen Erhalt und Zubau der Wasserkraftproduktion erreichbar sind.

## Résumé

Le rapport présente une analyse actualisée, à l'échelle nationale, des répercussions des dispositions relatives aux débits résiduels prévues aux articles 31-33 LEau sur la production hydroélectrique. La loi sur l'énergie et celle sur l'approvisionnement en électricité exigent un développement de l'hydroélectricité, mais des dispositions plus strictes en matière de débits résiduels entraînent une baisse de la production. Les données recueillies permettent de quantifier les pertes d'énergie enregistrées depuis 1992 et celles attendues à l'avenir. Dans le scénario « Exigences actuelles », il en résultera une baisse de production annuelle de 2,38 TWh d'ici 2050, dont 1,47 TWh à partir de 2026. Cela est en contradiction avec l'art. 2, al. 1, de LEne, qui prévoit une production nette d'au moins 39,2 TWh par an d'ici 2050. Même dans le scénario optimiste, la production annuelle doit être augmentée dès aujourd'hui de 3,27 TWh grâce à des projets d'extension et de construction. Parallèlement, des prescriptions légales restrictives limitent la marge de manœuvre. La baisse de production se répartit de manière égale entre les semestres d'été et d'hiver, les pertes en hiver ayant plus de poids sur le plan énergétique. Le rapport montre que les objectifs de politique énergétique ne peuvent être atteints que par une pesée des intérêts objective entre la protection des eaux et le maintien et le développement à long terme de la production hydroélectrique.



Auf der Grafik ist die Jahresproduktion im Jahr 2025 mit 37,4 TWh ersichtlich. Die Minderproduktion aufgrund Restwasser mit dem Szenario 1 ist bis ins Jahr 2050 -1,47 TWh pro Jahr. Damit die Ziele gemäss Art. 2 Abs. 1 EnG von 39,2 TWh pro Jahr bis ins Jahr 2050 erreicht werden können, würde es einen Zubau der Wasserkraft um 3,27 TWh pro Jahr benötigen.

## 1. Einleitung

### 1.1 Ausgangslage

Die zentrale Rolle der Wasserkraft für die Stromerzeugung aus erneuerbarer Energie in der Schweiz hat in den letzten Jahren an Bedeutung zugenommen. Seit der Energiestrategie 2050 resp. der Revision des Energiegesetzes (Stand 1. Januar 2018) genießt die Wasserkraft nationales Interesse<sup>1</sup>. Im Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien (Mantelerlass) wurden die Zielwerte im Energie- und Stromversorgungsgesetz 2025 für die Produktion aus Wasserkraft erhöht resp. um Speicherziele ergänzt. So soll die Nettoproduktion aus Wasserkraft bis 2035 mindestens 37,9 TWh und bis 2050 mindestens 39,2 TWh jährlich betragen (Art. 2 EnG). Zudem soll bis 2040 eine zusätzliche, sicher abrufbare Winterproduktion von rund 2 TWh pro Jahr mittels Speicherbau erreicht werden, um die Winterversorgung zu stärken (Art. 9a StromVG). Auf der anderen Seite fordert das Gewässerschutzgesetz (GSchG) umweltbedingte Auflagen, darunter Restwasserabgaben für bestehende Konzessionen während der verbleibenden Restkonzessionsdauer (Art. 80 GSchG) und höhere Restwassermengen für Anlagen bei Konzessionserneuerung/Neukonzessionierung<sup>2</sup> (Art. 31-33 GSchG). Während die Politik also einerseits ambitionierte Ziele zum Ausbau der Wasserkraft festlegt, gelten insbesondere nach Konzessionserneuerungen strenge Restwasservorschriften, was die Produktion aus Wasserkraft insgesamt schmälert.

Eine wesentliche Rolle spielen dabei die Energieeinbußen resp. die Minderproduktion. Diese quantifiziert, wie viel Strom aufgrund der gesetzlichen Restwasserbestimmungen bei bestehenden Wasserkraftanlagen nicht mehr produziert werden kann. Während

Restwassersanierungen bei laufenden Konzessionen, bei denen die gesetzlichen Restwasservorgaben für Neuanlagen nur teilweise eingehalten werden müssen, fast vollständig umgesetzt sind, stehen zahlreiche Konzessionserneuerungen an, bei denen die deutlich strengeren Restwasservorschriften gelten (vgl. Bild 1.1). Dadurch fällt die Minderproduktion noch erheblich grösser aus. Die Frage, wie diese Minderproduktion ausgeglichen und die Energieproduktion aus Wasserkraft trotzdem ausgebaut werden kann, um die ambitionierten politischen Ziele hinsichtlich der Jahresproduktion aus Wasserkraft im Allgemeinen und der Winterproduktion im Speziellen zu erreichen, ist ungeklärt.

Aufgrund dieses Spannungsfeldes und den teilweise widersprüchlichen politischen Zielen, soll im vorliegenden Artikel aufgezeigt

werden, mit welcher Minderproduktion infolge Einhaltung der Restwasservorschriften aufgrund aktueller Daten und Prognosen im Vergleich zu den bisherigen Studien und Berechnungen zu rechnen ist.

### 1.2 Bisherige Studien

Die Frage nach dem Ausmass der Minderproduktion infolge der Restwasserbestimmungen begleitet den Vollzug des Gewässerschutzgesetzes seit dessen Inkrafttreten. Wiederholt wurden Schätzungen vorgelegt, die je nach Annahmen, Rechtsauslegung und Datenbasis stark voneinander abweichen. Die folgende Übersicht fasst die wichtigsten bisherigen Studien kurz zusammen und zeigt auf, wie sich die Einschätzungen zur Minderproduktion im Laufe der Zeit verändert haben. Eine Einordnung dieser Ergebnisse im Hinblick auf die vorliegende Studie erfolgt in Kapitel 5.2.

In den Erläuterungen zur Volksabstimmung von 1992 zum revidierten GSchG beauftragte der Bundesrat und das Bundesamt für Energie (BFE) die künftigen Produktionsminderungen infolge der Restwasserbestimmungen gemäss Art. 31-33 GSchG auf rund 4000 GWh/Jahr bis 2070 (*Bundesrat, 1992*). 2003 reduzierte der Bundesrat den erwarteten Ausfall auf höchstens 2000 GWh/Jahr bis 2070 (*Bundesrat, 2003*).

Mit der Revision des GSchG wurden 2011 zusätzliche Ausnahmen nach Art. 32 GSchG von den Mindestrestwassermengen eingeführt, wodurch sich nach Einschätzung des

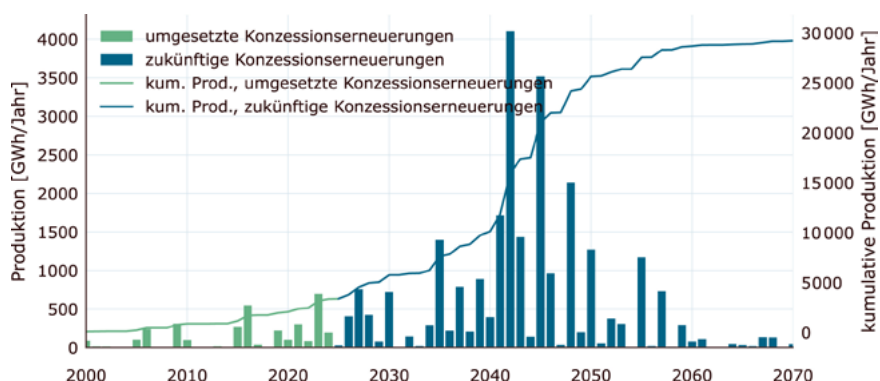


Bild 1.1: Umgesetzte und geplante Konzessionserneuerungen (gemäss WASTA 2025, mit Berücksichtigung bereits umgesetzter vorzeitiger Konzessionserneuerungen).

<sup>1</sup> Ab einer Jahresproduktion von 10 GWh/Jahr bei bestehenden und 20 GWh/Jahr bei neuen Anlagen (Art. 8 EnV).

<sup>2</sup> In begrifflicher Hinsicht wird von Konzessionserneuerung gesprochen, wenn die Konzessionserteilung an den bisherigen Konzessionär erfolgt (materiell handelt es sich dabei ebenfalls um eine Neukonzessionierung). Demgegenüber bezeichnet Neukonzessionierung die Konzessionserteilung an einen neuen Konzessionär. Da die Restwasserbestimmungen gemäss Art. 31-33 GSchG in beiden Fällen vollumfänglich zur Anwendung gelangen, wird im Artikel sprachlich keine Unterscheidung gemacht und es wird jeweils von Konzessionserneuerung gesprochen.

Bundes die Minderproduktion auf 700 GWh/Jahr bis 2050 verringern sollte (BFE, 2011). In den Energieperspektiven zur Energiestrategie 2050 wurde 2012 dieser Wert wieder nach oben korrigiert, und es wurde mit Einbussen von rund 1400 GWh/Jahr bis 2050 gerechnet (BFE, 2012).

Die 2018 von der hydrosuisse (damals SWV) publizierte Studie «Energieeinbussen aus Restwasserbestimmungen – Stand und Ausblick» zeigte anhand von Daten der Kraftwerksbetreiber eine bisherige Minderproduktion gemäss Art. 31-33 GSchG in den Jahren 1992 – 2017 von 210 GWh/Jahr resp. 11 Prozent der betroffenen Produktion. Auf dieser Grundlage wurden zukünftige Energieeinbussen von 2280 GWh/Jahr ab 2018 bis 2050 für das Szenario 1 «Anforderungen wie bisher» prognostiziert (Pfammatter et al., 2018).

2019 wurde seitens des BFE im Rahmen einer erneuten Aktualisierung die Schätzung der Minderproduktion von 1400 GWh/Jahr bis 2050 auf 1900 GWh/Jahr bis 2050 angehoben (BFE, 2019). Diese Zahlen des BFE basieren jedoch durchgehend auf Hochrechnungen und nicht auf einer vollständigen Datengrundlage zu den tatsächlich festgelegten Restwassermengen.

In den darauffolgenden Jahren wurde wiederholt darauf hingewiesen, dass den energiepolitischen Debatten eine konsolidierte, öffentlich zugängliche Datengrundlage zu den tatsächlich im Einzelfall festgelegten Restwassermengen fehle. Vor diesem Hintergrund wurde 2025 im Rahmen des Projekts SPEED2ZERO die Restwasser-Datenbank entwickelt (Wechsler et al., 2025b). In dieser Studie wurde mithilfe von Daten und Simulationen der Statistik der Wasserkraftanlagen (WASTA), basierend auf einem Gesamteinzugsgebiet von Kraftwerken (anhand dem hydrologischen Modell PREVAH (Viviroli et al., 2009)) eine bisherige, jährliche Produktionsminderung von 1113 GWh bis 2025 (Wechsler et al., 2025a) berechnet. Dabei ist zu beachten, dass diese eine Zustandsaufnahme der Produktionsminderung durch Restwasservorgaben sowohl nach Art. 80 als auch nach Art. 31-33 GSchG beinhaltet, ohne zwischen den beiden Tatbeständen zu differenzieren.

Aufbauend auf derselben Datengrundlage wurden 2026 auch zukünftige Produktionsminderungen infolge anstehender Konzessionserneuerungen bis 2050 berechnet (WSL et al., 2026). Dabei wurde zwischen der Mindestrestwassermenge gemäss Art. 31 Abs. 1 GSchG und einem Szenario mit weitergehenden saisonalen Erhöhungen unterschieden. Gemäss dieser Studie ergibt sich aus Art. 31

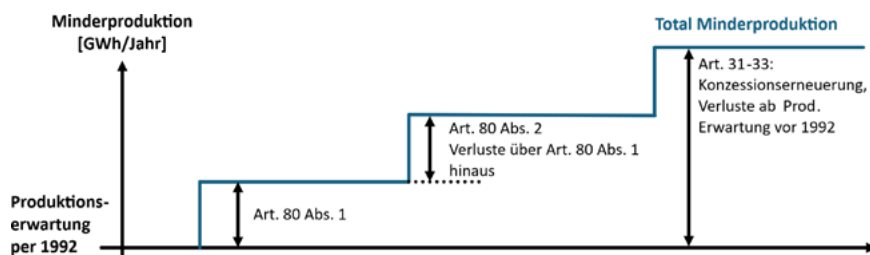


Bild 2.1: Schematische Darstellung der Referenz für die Produktionserwartung und des Prinzips der Aufsummierung von Einbussen aus Art. 80 und Art. 31-33 GSchG.

Abs. 1 GSchG eine zusätzliche jährliche Produktionsminderung von 484 GWh/Jahr bis 2050. Bei der Betrachtung von saisonal erhöhten Restwassermengen steigt diese zusätzliche Minderproduktion auf rund 725 GWh/Jahr.

## 2. Gesetzliche Grundlagen

### 2.1 Restwasserbestimmungen

Seit dem Inkrafttreten des GSchG am 1. November 1992 sind die abzugebenden Restwassermengen in den Art. 31-33 GSchG geregelt, wobei bereits vor 1992 bestehende Anlagen für die restliche Dauer ihrer Konzession nach Art. 80 GSchG zu sanieren sind.

Dabei gilt es zu beachten, dass sich die Restwassermengen nach Art. 80 Abs. 1 GSchG an der wirtschaftlichen Tragbarkeit für das Wasserkraftwerk orientieren: Bestehende Wasserkraftnutzungen sind soweit zu sanieren, als «dies ohne entschädigungs begründende Eingriffe in bestehende Wassernutzungsrechte möglich ist» (Art. 80 Abs. 1 GSchG). Nur wenn inventarisierte Landschaften und Lebensräume betroffen sind, ordnen die Behörden gegen Entschädigung «weitergehende Sanierungsmassnahmen» an (Art. 80 Abs. 2 GSchG).

Bei Konzessionserneuerungen werden die Restwassermengen sodann gemäss Art. 31-33 GSchG festgelegt, was gegenüber der Sanierung regelmässig zu einer höheren Minderproduktion führt (vgl. schematische Darstellung in Bild 2.1). Massgebend sind hier hydrologische und ökologische Bedingungen. Für Konzessionserneuerungen werden «Mindestrestwassermengen» definiert (Art. 31 Abs. 1 GSchG). Diese können in definierten Ausnahmefällen tiefer angesetzt (Art. 32 GSchG) oder aufgrund ökologischer Anforderungen (Art. 31 Abs. 1 GSchG) resp. einer «Abwägung der Interessen für und gegen die vorgesehene Wasserentnahme» erhöht werden (Art. 33 GSchG). Welche Restwassermengen angemessen sind, bestimmen die zuständigen kantonalen Behörden unter Anhörung des Bundes.

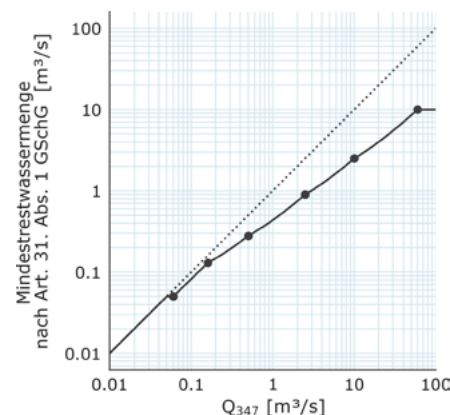


Bild 2.2: Restwassermengen basierend auf dem Niedrigwasserabfluss  $Q_{347}$  gemäss Art. 31 Abs. 1 GSchG (doppelt logarithmisch). Die gestrichelte Linie zeigt als Vergleich einen linearen Zusammenhang zwischen Restwassermenge und  $Q_{347}$ .

Die definierte Restwassermenge nach Art. 31 Abs. 1 GSchG wird in Abhängigkeit des Niedrigwasserabflusses, dem sogenannten  $Q_{347}$  berechnet. Die Berechnung der Mindestrestwassermenge folgt nicht einem linearen Zusammenhang mit dem Niedrigwasserabfluss: Mit steigendem Niedrigwasserabfluss nimmt die erforderliche Mindestrestwassermenge weniger stark zu (vgl. Bild 2.2).

### 2.2 Nationales Interesse und Ausbau Wasserkraft

Mit der Energiestrategie 2050 resp. dem revidierten Energiegesetz (Stand 1. Januar 2018), sind Wasserkraftanlagen ab einer Jahresproduktion von 10 GWh/Jahr bei bestehenden und 20 GWh/Jahr bei neuen Anlagen (Art. 8 EnV) von nationalem Interesse. Mit der Qualifikation als nationales Interesse wird die Wasserkraftnutzung rechtlich den Schutzinteressen von nationaler Bedeutung (u. a. Biotopschutz, Natur- und Heimatschutz) gleichgestellt. In Bewilligungsverfahren ist sie im

Rahmen der Interessenabwägung seither grundsätzlich gleichrangig zu berücksichtigen.

Am «Runden Tisch Wasserkraft» im Jahr 2021 wurde zwischen Behörden, Umweltschutzorganisationen und Kraftwerksbetreibern eine gemeinsame Erklärung unterzeichnet, mit dem Ziel, ein gemeinsames Verständnis für den Ausbau der Wasserkraft zu formulieren. Um die Energiespeicherung um 2000 GWh zu erhöhen, wurden 15 Speicherwasserkraftprojekte identifiziert, welche den Ausbau der Speicherkapazität möglichst effizient und mit möglichst geringen Auswirkungen auf Biodiversität und Landschaft ermöglichen sollen. Mit dem Stromversorgungsgesetz 2024 wurde die gesetzliche Grundlage angepasst: Bis 2040 soll eine zusätzliche Winterproduktion von rund 2 TWh/Jahr sicher abrufbar, also mittels Speicherkraftwerken erreicht werden.

Um diese Ziele erreichen zu können, will der Bund die Wasserkraft mit verschiedenen Massnahmen (Erneuerung, Ausbau und Neubau von Wasserkraftanlagen) fördern.

Das BFE hat am 15. Dezember 2025 im Monitoringbericht zur Energiestrategie 2050 den aktuellen Stand publiziert: Um das Ziel für 2035 gemäss Energiegesetz (EnG) zu erreichen, ist jährlich ein Produktionszuwachs von 91 GWh notwendig (BFE, 2025b). Dabei ist zu berücksichtigen, dass dieser notwendige Zubau nicht nur den zusätzlichen Strombedarf decken muss, sondern auch Produktionsverluste infolge gesetzlicher Vorgaben, na-

mentlich aus ökologischen Sanierungen und Restwasserbestimmungen, zu kompensieren hat.

Der VSE Stromversorgungs-Index 2026 zeigt auf, dass der Ausbau der Wasserkraft nicht schnell genug vorangeht (VSE, 2026). Der Zielwert wurde klar verfehlt und die Versorgungssicherheit der Schweiz bleibt kritisch (VSE, 2026). Besonders im Winter wird mehr Winterproduktion aus erneuerbaren Energien benötigt.

### 3. Methodik

#### 3.1 Generelle Abgrenzungen und Annahmen

Die vorliegende Untersuchung stützt sich auf eine von hydrosuisse durchgeführte Datenerhebung, die auf den methodischen Grundlagen der hydrosuisse-Studie (damals SWV) von 2018 aufbaut und darauf weiterentwickelt wurde. Die Umfrage bei den Kraftwerksbetreibern wurde in der zweiten Jahreshälfte 2025 durchgeführt.

#### 3.2 Datengrundlage

Für die in der WASTA erfassten Ausleitkraftwerke resultiert heute<sup>3</sup> eine Produktionserwartung von rund 31 500 GWh/Jahr, was 86 Prozent der gesamten jährlichen Produktionserwartung aus Wasserkraft<sup>3</sup> von 36 700 GWh/Jahr entspricht. Bezogen auf das Referenzjahr

1992<sup>4</sup> resultiert für Ausleitkraftwerke ein Wert von 29 300 GWh/Jahr bzw. 88 Prozent der damaligen Produktionserwartung aus Wasserkraft.

Die Umfrage bei den Kraftwerksgesellschaften berücksichtigt insgesamt 178 Zentralen, welche eine gesamte Produktionserwartung (bezogen auf das Referenzjahr 1992) von 25 100 GWh/Jahr aufweisen, was rund 85 Prozent der durch die Restwasserbestimmungen betroffenen Produktion von 29 300 GWh/Jahr entspricht. Die durch die Datenerhebung nicht erfasste Produktion wird anhand einer Hochrechnung berücksichtigt. Mit dieser Hochrechnung wird implizit angenommen, dass die nicht direkt mit der Datenerhebung erfassten Anlagen im Durchschnitt die gleiche Charakteristik aufweisen wie der erfasste Teil.

#### 3.3 Abgrenzungen

Die Untersuchung konzentriert sich auf die Energieeinbussen aus den seit dem Referenzjahr 1992 geltenden Restwasserbestimmungen und damit auf die damalige Produktionserwartung. Dotierwasserabgaben, welche bereits vor der entsprechenden Gesetzesbestimmung auf freiwilliger Basis oder als Teil der ausgehandelten Konzessionsbestimmungen festgelegt wurden, sind nicht der Minderproduktion im Sinne der vorliegenden Untersuchung zugerechnet. Zudem beziehen sich die in der vorliegenden Studie ausgewiesenen Prozentanteile der bisherigen und künftigen Energieeinbussen immer auf die ursprüngliche Produktionserwartung vor Einführung der Restwasserbestimmungen im Jahr 1992.

Im Rahmen der Auswertung wird berücksichtigt, dass sich die resultierende Minderproduktion durch Schutz und Nutzungsplanungen (SNP) gemäss den Ausnahmebestimmungen des Gewässerschutzgesetzes reduzieren kann. Solche Planungen ermöglichen in begründeten Fällen eine Mehrnutzung bei gleichzeitigem ökologischem Ausgleich oder Verzicht auf andere Nutzungen, wodurch die Auswirkungen der Restwasserbestimmungen auf die Energieproduktion gemildert werden.

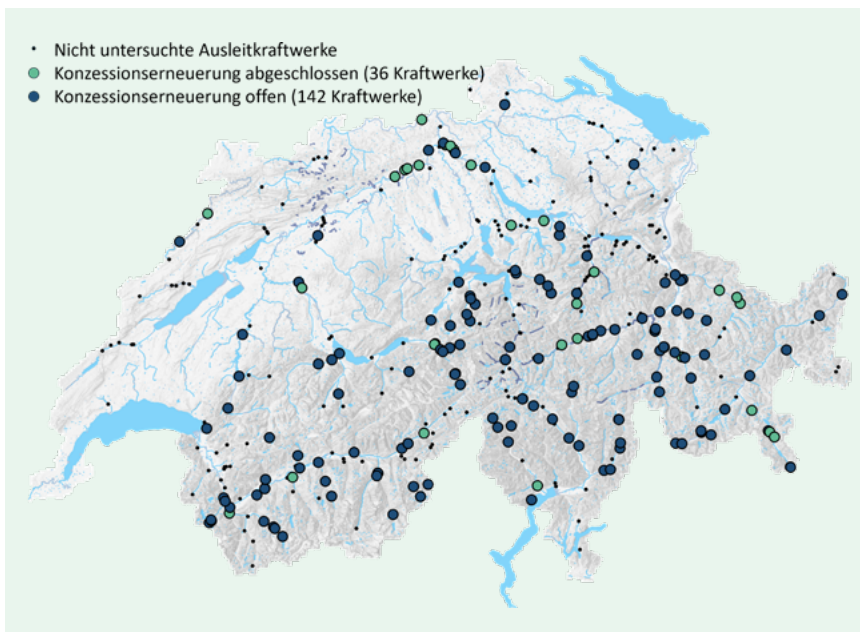


Bild 3.1: Übersicht der für die Studie betrachteten 178 Ausleitkraftwerke [Hintergrund: Swisstopo].

<sup>3</sup> per 1.1.2025 (WASTA, 2025), ohne Umwälzbetrieb, nur Zentralen > 0,3 MW Leistung, nur Schweizer Hoheitsanteil, Aufteilung Ausleitkraftwerke gemäss WASTA, nur Kraftwerke «im Normalbetrieb»

<sup>4</sup> per 1.1.1991 (WASTA, 1991), ohne Umwälzbetrieb, nur Zentralen > 0,3 MW Leistung, nur Schweizer Hoheitsanteil, Aufteilung Ausleitkraftwerke gemäss hydrosuisse-Studie 2018 (Pfammatter et al., 2018)

Seit Inkrafttreten des Gewässerschutzgesetzes im Jahr 1992 neu erstellte Kraftwerke sowie Erweiterungen bestehender Anlagen werden in der vorliegenden Untersuchung nicht berücksichtigt. Für diese Anlagen gelten die Restwasserbestimmungen von Beginn an als Bestandteil der Auslegung und Bewilligung, sodass keine Minderproduktion im Vergleich zu einem vor 1992 bestehenden Referenzzustand entsteht.

Nicht berücksichtigt werden – sofern nicht ausdrücklich erwähnt – Dotiermaschinen an Ausleitwehren oder Wasserfassungen. Solche Einrichtungen können in bestimmten Fällen einen Teil der durch Restwasserbestimmungen bedingten Energieeinbussen kompensieren. Dies betrifft insbesondere Lauf- und Niederdruckkraftwerke mit günstigen topografischen Voraussetzungen. Für die vorliegende Untersuchung wird jedoch die durch Dotiermaschinen erzielbare Mehrproduktion grundsätzlich nicht einbezogen, da deren Realisierung einen zusätzlichen Ausbau mit baulichen Anpassungen, neuen Maschinensätzen und entsprechenden Investitionen voraussetzt und deshalb nicht als gesichert gilt.

Um die Grössenordnung der kompensierten Energieeinbussen abzuschätzen, wurden die bisher tatsächlich erstellten Dotierkraftwerke anhand der öffentlich verfügbaren Datenbanken (*WASTA, 2025*) sowie von CH-Kleinstwasserkraftwerken (*Wechsler et al., 2024*) erhoben.

Minderproduktionen aus den mit der Revision des Gewässerschutzgesetzes ab 2011 eingeführten ökologischen Sanierungspflichten der Wasserkraft werden in der vorliegenden Untersuchung nicht berücksichtigt. Dies betrifft insbesondere Massnahmen zur Wiederherstellung der Fischgängigkeit, zur Reduktion von Schwall/Sunk sowie zur Sanierung des Geschiebehaushalts.

Restwasserdotierungen führen in vielen Fällen zu einer Veränderung der Produktionsprofile der Wasserkraftanlagen, insbesondere durch eine Einschränkung der betrieblichen Flexibilität. Diese Effekte wirken sich vor allem auf die Wirtschaftlichkeit und Einsatzoptimierung der Anlagen aus, nicht jedoch unmittelbar auf die jährliche Energieproduktion. Sie werden daher im Rahmen der vorliegenden Untersuchung zu den Energieeinbussen nicht berücksichtigt.

### 3.4 Bisherige Einbussen (1992 – 2025)

Die bis Ende 2025 angefallenen Energieeinbussen stützen sich auf die von den Kraftwerksbetreibern gemeldeten Angaben zu ver-

fügten und umgesetzten Sanierungsmassnahmen nach Art. 80 GSchG und zu bereits realisierten Konzessionserneuerungen nach Art. 31-33 GSchG.

### 3.5 Zukünftige Einbussen aufgrund Art. 80 GSchG

Die erwarteten Energieeinbussen aus den wenigen per Ende 2025 noch ausstehenden Sanierungen nach Art. 80 GSchG stützen sich ebenfalls auf die von den Kraftwerksbetreibern gemeldeten Daten und stammen aus vorliegenden Sanierungsverfügungen, Entwürfen von Sanierungsverfügungen, Restwasserberichten oder bekannten Forderungen. Der Abschluss der Verfahren ist von der Kompromissbereitschaft der beteiligten Akteure, von allfälligen Einsprachen und Gerichtsverfahren sowie von der baulichen Umsetzung der Dotiereinrichtungen für die festgelegten Restwassermengen abhängig und kann deshalb nicht verlässlich prognostiziert werden. Für die Zwecke der vorliegenden Aktualisierung werden die noch offenen Sanierungen daher bis 2030 als abgeschlossen betrachtet.

### 3.6 Zukünftige Einbussen aufgrund Konzessionserneuerungen

Die zukünftigen Minderproduktionen gemäss Art. 31-33 GSchG hängen im Wesentlichen von drei Faktoren ab. Erstens von der hydrologischen Ausgangslage des betroffenen Gewässers, namentlich vom Niedrigwasserabfluss  $Q_{347}$ , aus dem die Mindestrestwassermenge nach Art. 31 Abs. 1 GSchG abgeleitet wird. Zweitens von der konkreten Auslegung der ökologischen Anforderungen, welche gemäss Art. 31 Abs. 2 GSchG zu einer Erhöhung der Restwassermenge führen können (z. B. Sicherstellung der Fischwanderung, Erhalt von Lebensräumen oder Landschaft etc.). Drittens von einer Interessenabwägung gemäss Art. 33 GSchG, die zu einer Erhöhung der Mindestrestwassermenge führen kann oder umgekehrt vom Vorliegen einer Ausnahme nach Art. 32 GSchG, die eine Reduktion der Mindestrestwassermenge zulässt. Die Beurteilung dieser drei Faktoren ist von der Vollzugspraxis der zuständigen Behörden abhängig.

Im Rahmen der vorliegenden Untersuchung werden die unterschiedlichen Anforderungen der Gewässer und die resultierenden Minderproduktionen anhand der nachfolgenden Szenarien abgebildet. Die Szenarien werden dabei unverändert aus der Studie von 2018 übernommen, um einen direkten Vergleich zu ermöglichen.

## Szenario 1: «Anforderungen wie bisher»

Das Basisszenario bildet die Fortführung der bisherigen Vollzugspraxis bei Konzessionserneuerungen gemäss Art. 31-33 GSchG ab. Grundlage ist die Auswertung der zwischen 1992 und Ende 2025 realisierten Konzessionserneuerungen. Die dabei beobachtete durchschnittliche Energieeinbusse von rund 9,6 Prozent der betroffenen Jahresproduktion (vgl. Resultate in *Kapitel 4.1*) wird als repräsentativer Referenzwert auf alle künftigen Konzessionserneuerungen übertragen.

In die Berechnung einbezogen werden die bisherigen Fälle von Ausnahmen gemäss Art. 32 GSchG, insbesondere Schutz und Nutzungsplanungen nach Art. 32 Bst. c GSchG, welche die Minderproduktionen im Mittel leicht reduzieren.

Szenario 1 unterstellt somit weder eine Verschärfung noch eine Lockerung der ökologischen Anforderungen, sondern eine unveränderte Weiterführung der bisher umgesetzten Konzessionserneuerungen und stellt damit die Basis der künftig zu erwartenden Minderproduktion dar.

In der Umsetzung der Sanierungen ist in den letzten Jahren eine schrittweise Anhebung der ökologischen Anforderungen an die Abflussbemessung von Restwasserstrecken festzustellen. Insbesondere bei der Beurteilung aquatischer Lebensräume wird zunehmend nicht mehr ausschliesslich auf das historisch natürliche, sondern auch auf das potenziell erreichbare Verbreitungsgebiet geschützter und seltener Arten abgestellt. Zusätzlich tragen die Zielsetzungen zur Wiederansiedelung der Seeforelle und des Lachses sowie die weiterentwickelten Anforderungen im Bereich des Auenschutzes zu steigenden Restwasserforderungen bei.

Um diese Entwicklungen konsistent und transparent abzubilden, werden in der vorliegenden Untersuchung erhöhte Anforderungsniveaus in den Szenarien 2, 3 und 4 berücksichtigt.

## Szenario 2: «Erhöhte Anforderungen Mindestwassertiefe für Bach- und Seeforellen»

Szenario 2 baut methodisch auf Szenario 1 auf, geht jedoch von einer Verschärfung der ökologischen Anforderungen für Bach- und Seeforellen aus. Das Szenario orientiert sich dabei an den vom BAFU publizierten fachlichen Empfehlungen zu Mindestwassertiefen für Bach- und Seeforellen (*Dönni, 2016*). Für Kraftwerke innerhalb des (potenziellen) Ver-

breitungsgebiets von Bach- resp. Seeforellen werden zusätzliche Restwassermengen angesetzt, die notwendig sind, um eine ganzjährig durchgehende Mindestwassertiefe für die Fischwanderung sicherzustellen.

Da die resultierenden Restwassermengen stark von lokalen Gegebenheiten (Morphologie, Fischgrössen, Gefälle) abhängen und Einzelfallbetrachtungen erfordern würden, wird methodisch mit pauschalen Zuschlägen gearbeitet: Für Ausleitkraftwerke mit Bachforellenvorkommen wird eine durchschnittliche Produktionsminderung von 12 Prozent, für Anlagen mit Seeforellenvorkommen eine solche von 15 Prozent angenommen. Die konkrete Zuordnung der jeweiligen Anforderungen wurde – soweit möglich – aus der Studie von 2018 übernommen. Diese stützte sich auf ausgewiesenes Expertenwissen zu den tatsächlichen und potenziellen Fischvorkommen und erfolgte kraftwerksspezifisch für die betroffenen Gewässer. Für jene Kraftwerke, die in der vorliegenden Aktualisierung neu berücksichtigt werden, wurde die Zuordnung der Anforderungen ergänzend anhand des lokalen Fachwissens der jeweiligen Betreiber vorgenommen.

Szenario 2 quantifiziert damit die Energieeinsparungen, die sich ergeben, wenn die neuen ökologischen Anforderungen an die Mindestwassertiefe gemäss *Dönni (2016)* für wandernde Fischarten konsequent und flächendeckend angewendet werden, ohne dass weitere Verschärfungen berücksichtigt werden.

### Szenario 3: «Erhöhte Anforderungen Auen»

Szenario 3 baut wiederum methodisch auf Szenario 1 auf, geht jedoch von einer Verschärfung der ökologischen Anforderungen für nationale Auen aus. Ausgangspunkt ist die Feststellung, dass Auen in besonderem Mass von der Abflussdynamik abhängen und für ihre ökologische Funktion deutlich höhere und zeitlich variabelere Abflüsse benötigen als rein aquatische Lebensräume.

Methodisch erfolgt die Bewertung anhand der vom BAFU beauftragten früheren Beurteilung des Zustands der Auen (*Hanus et al., 2014*). Auf Grundlage einer schweizweiten systematischen Bewertung aller Auen von nationaler Bedeutung sowie der Kandidatenobjekte des Bundesinventars wurde für jedes Auengebiet geprüft, inwieweit der natürliche Wasser- und Geschiebehaushalt durch wasserbauliche Eingriffe, insbesondere durch die Wasserkraftnutzungen, beeinträchtigt ist.

Liegt eine Anlage im Einflussbereich von Auen, in denen heute weniger als 20 Prozent

des natürlichen Abflusses verbleiben (stark beeinträchtigter Zustand), wird ein zusätzlicher Restwasserabfluss von 40 Prozent des natürlichen Abflusses angenommen. Entsprechend wird für den betroffenen Produktionsanteil eine Minderproduktion von 40 Prozent angesetzt. Bei Auen mit einem verbleibenden Abfluss zwischen 20 und 40 Prozent des natürlichen Abflusses (mittlerer Beeinträchtigungsgrad) wird vereinfachend ein zusätzlicher Abfluss von 20 Prozent beziehungsweise eine Minderproduktion von 20 Prozent berücksichtigt. Befindet sich ein Kraftwerk im Einflussbereich beider Zustandsklassen, wird der Mittelwert von 30 Prozent angesetzt. Für Anlagen, deren auenrelevante Gewässerabschnitte bereits heute einen Abfluss von mindestens 40 Prozent des natürlichen Zustands aufweisen, werden keine zusätzlichen Anforderungen angenommen; entsprechend werden in diesen Fällen keine weiteren Minderproduktionen berücksichtigt.

In der konkreten Anwendung dieses Szenarios wird für jedes Kraftwerk zunächst die Zuordnung zur jeweiligen Auen-Zustandsklasse vorgenommen. Anschliessend wird abgeschätzt, welcher Anteil der Jahresproduktion tatsächlich nationale Auen beeinflusst. Nur dieser auenrelevante Produktionsanteil fliesst in die Berechnung der zusätzlichen Minderproduktionen ein.

Die in dieser Studie für die Auen angenommenen Restwasserabflüsse entsprechen den in Restwasserverfahren immer wieder geäusserten Forderungen. Aufgrund mangelnder Erfahrungswerte wird sich erst in Zukunft zeigen, inwiefern die angenommenen Minderproduktionen von 20 bis 40 Prozent der effektiven Minderproduktion entsprechen.

Die zusätzlichen Anforderungen aus den Auen (Szenario 3) und aus den Mindestwassertiefen für die Fischwanderung (Szenario 2) können sich bei einzelnen Kraftwerken überschneiden. Um Doppelzählungen zu vermeiden, wird für jedes Kraftwerk geprüft, welches der beiden Szenarien die höheren Anforderungen an die Restwassermenge stellt. Für die weitere Auswertung wird jeweils der strengere Ansatz verwendet.

Liegt ein Kraftwerk nicht im Einflussbereich von Auen von nationaler Bedeutung, wird das Szenario 2 herangezogen. Ist ein Kraftwerk weder von auenbezogenen Anforderungen noch von erhöhten Mindestwassertiefen für Fischarten betroffen, so wird es gemäss Szenario 1 bewertet. Szenario 1 bildet damit die gemeinsame Ausgangsbasis für die Szenarien 2 und 3 und stellt sicher, dass

sämtliche Kraftwerke konsistent und ohne Überschneidungen in die Aggregation einbezogen werden.

### Szenario 4: «Simultan dynamische Dotierung»

Szenario 4 stellt ein vereinfachtes, stark normatives Szenario dar und bildet eine konsequent dynamische Ausgestaltung der Restwassermengen ab. Es basiert auf der Annahme, dass zu jedem Zeitpunkt ein fixer prozentualer Anteil des natürlichen Abflusses im Gewässer verbleibt und damit die Abflussdynamik des natürlichen Regimes möglichst direkt nachgebildet wird.

Methodisch wird hierfür unterstellt, dass bei sämtlichen künftigen Konzessionserneuerungen ein konstanter Anteil von rund 30 Prozent des natürlichen Abflusses als Restwasser abgegeben werden muss. Diese Abgabe erfolgt über das ganze Jahr hinweg proportional zum aktuellen Abfluss. Die damit verbundene Reduktion des nutzbaren Wasserdargebots wird vereinfachend direkt in eine entsprechende Minderproduktion von ebenfalls rund 30 Prozent der betroffenen Jahresproduktion übersetzt.

Szenario 4 abstrahiert damit bewusst von standortspezifischen Gegebenheiten, von Ausnahmen gemäss Art. 32 GSchG sowie von differenzierten Interessenabwägungen. Es dient nicht als realistische Prognose der künftigen Vollzugspraxis, sondern als obere Referenzgrösse, um die Grössenordnung möglicher Energieeinsparungen bei einer weitgehend dynamischen und flächendeckenden Restwasserregelung aufzuzeigen und mit den bisherigen Szenarien 1 bis 3 zu vergleichen.

### 3.7 Saisonalität

Bisherige Abschätzungen zu Minderproduktion infolge von Restwasserbestimmungen haben sich überwiegend auf Jahreswerte gestützt. Insbesondere vor dem Hintergrund der aktuellen energiepolitischen Herausforderungen rückt die saisonale Verteilung der Produktion zunehmend in den Fokus.

Die Saisonalität ist dabei aus zwei Gründen von zentraler Bedeutung: Einerseits unterscheiden sich die hydrologischen Verhältnisse zwischen Sommer- und Winterhalbjahr erheblich. Andererseits ist die Stromproduktion im Winterhalbjahr für die Versorgungssicherheit der Schweiz von höherer Relevanz. Produktionsminderungen im Winter sind daher von grösserer Bedeutung als vergleichbare Einbußen im Sommer. Vor diesem Hin-

tergrund soll systematisch untersucht werden, wie sich die Restwasserbestimmungen saisonal auf die Energieproduktion auswirken und wie sich die jährlichen Minderproduktionen zeitlich auf Sommer- und Winterhalbjahr verteilen.

Im Rahmen der Restwasserdatenbank von Wechsler et al. (2025b) wurden für die Referenzperiode 1991 bis 2020 tägliche Abflusszeitreihen mit dem hydrologischen Modell PREVAH erstellt. Anhand solcher täglicher Zeitreihen können – unter Berücksichtigung der Fassungskapazität und der konzessionierten Dotationsmengen – die Anteile von Restwasser, Nutzwasser und Überlauf berechnet werden. Die Minderproduktion wird anschliessend analog zu Restwasserdatenbank (Wechsler et al., 2025b) proportional zum Verhältnis von Restwasser zu Nutzwasseranteil bestimmt, bezogen auf die jeweilige Produktionserwartung.

Im Rahmen der vorliegenden Studie wurden für die 36 betrachteten, bereits umgesetzten Konzessionserneuerungen die Einzugsgebiete an jeder Wasserfassung bestimmt. Anders als in der Studie von Wechsler et al. (2025b) wurden auch Überläufe bei Speicherkraftwerken berücksichtigt.

Die täglichen Abflussdaten wurden aus öffentlich verfügbaren Abflusszeitreihen abgeleitet, welche anhand des hydrologischen Modells PREVAH für mittlere Einzugsgebiete berechnet wurden. Je nach Lage der Wasserfassung wurde berücksichtigt, welcher Anteil dieser modellierten Einzugsgebiete tatsächlich zur Fassung beiträgt. Zusätzlich wurden die Abflussdaten mit den Klimadaten von Hydro CH2018 korrigiert, um lokale Bedingungen besser abzubilden. Die so berechneten Abflüsse stellen eine stark vereinfach-

te Annäherung an die tatsächlichen Verhältnisse dar. Sie werden jedoch als ausreichend betrachtet, um abzuschätzen, wie sich die verfügbaren Abflüsse – und damit die Restwassermengen – über die verschiedenen Jahreszeiten verteilen.

#### 4. Ergebnisse

Die Ergebnisse der Untersuchungen sind analog zur Studie 2018 in den nachfolgend abgebildeten Summenkurven dargestellt. Für die Auswertung der Ergebnisse werden die folgenden Zeitperioden unterschieden:

- effektive Minderproduktion bis Ende 2025, d. h. umgesetzte Sanierungen (Art. 80 GSchG) und Konzessionserneuerungen (Art. 31-33 GSchG) in GWh/Jahr,
- künftige Minderproduktion ab 2026, d. h. künftige Konzessionserneuerungen (Art. 31-33 GSchG) in GWh/Jahr.

##### 4.1 Effektive Minderproduktionen bis Ende 2025

Die von 1992 bis Ende 2025 angefallenen Minderproduktionen aus umgesetzten Restwassersanierungen und Konzessionserneuerungen belaufen sich per Ende 2025 auf total 907 GWh/Jahr. Davon entfallen 562 GWh/Jahr auf Sanierungen nach Art. 80 GSchG und 345 GWh/Jahr auf die 36 bisher realisierten Konzessionserneuerungen nach Art. 31-33 GSchG.

Die Sanierungen gemäss Art. 80 GSchG sind weitgehend abgeschlossen. Im Mittel liegen die Energieeinbussen der Sanierungen gemäss Art. 80 GSchG bei 2,6 Prozent der betroffenen Jahresproduktion, wobei einzelne Werte stark davon abweichen können. In ein-

zelnen Fällen wurde auf eine Sanierung verzichtet und direkt eine (ggf. vorgezogene) Konzessionserneuerung durchgeführt.

Die Auswertung der bisher umgesetzten Konzessionserneuerungen nach Art. 31-33 GSchG zeigt ein insgesamt differenziertes Bild der energiebedingten Auswirkungen der Restwasserbestimmungen. In die Betrachtung einbezogen wurden 36 Anlagen, davon 29 Lauf- und Niederdruckkraftwerke und 7 Speicher- und Hochdruckkraftwerke (Unterteilung gemäss WASTA (2025)).

Über alle betrachteten Werke hinweg resultieren bis zum Jahr 2025 mittlere Energieeinbussen aufgrund Art. 31-33 GSchG von 9,6 Prozent. Die im Vergleich zu den Sanierungen nach Art. 80 GSchG (von 2,6 Prozent) beinahe viermal höhere Minderproduktion zeigt eindrücklich, was aufgrund von Konzessionserneuerungen an Minderproduktion auf die Schweiz zukommen wird.

Auffällig ist die deutliche Abhängigkeit der Einbussen von der Anlagentypologie: Höhere prozentuale Minderproduktionen fallen gemäss Bild 4.2 vermehrt bei Kraftwerken mit kleiner Ausbauwassermenge und/oder hoher Bruttofallhöhe an.

Kraftwerke mit grösseren Ausbauwassermengen und/oder tiefer Bruttofallhöhe verzeichnen allgemein tiefere Minderproduktionen. Diese Korrelation ist auf die nicht lineare Restwassermenge im Verhältnis zum Niedrigwasserabfluss  $Q_{347}$  gemäss Art. 31 Abs. 1 GSchG zurückzuführen: Kraftwerke mit höheren Fallhöhen fassen in der Regel kleine Wassermengen, häufig verteilt auf mehrere Fassungen im Einzugsgebiet. Bei solchen Anlagen wirken sich zusätzliche Restwasserabgaben direkt und nahezu proportional auf die nutzbare Wassermenge aus (vgl. Kapitel 2.1, Bild

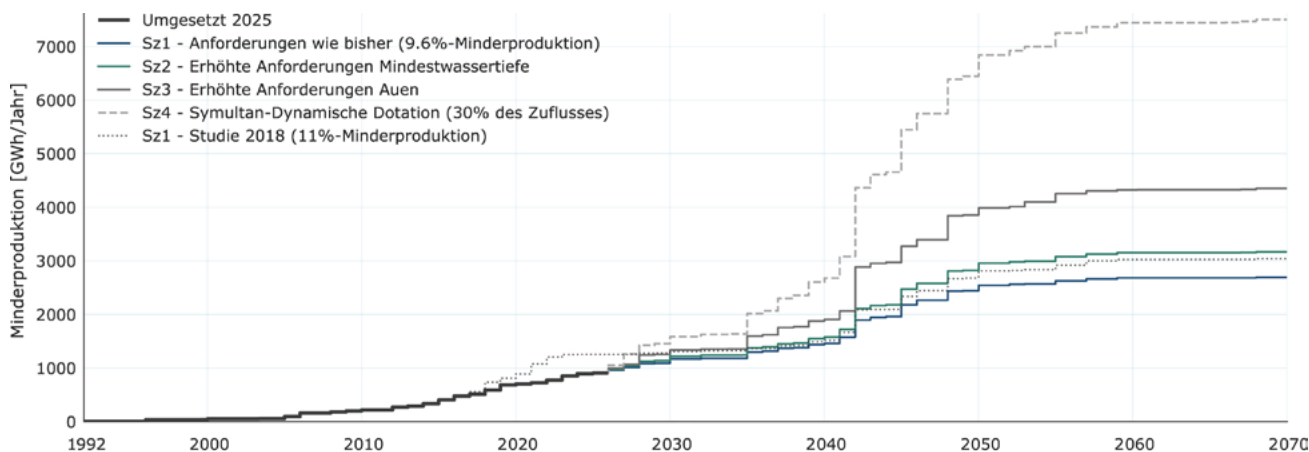
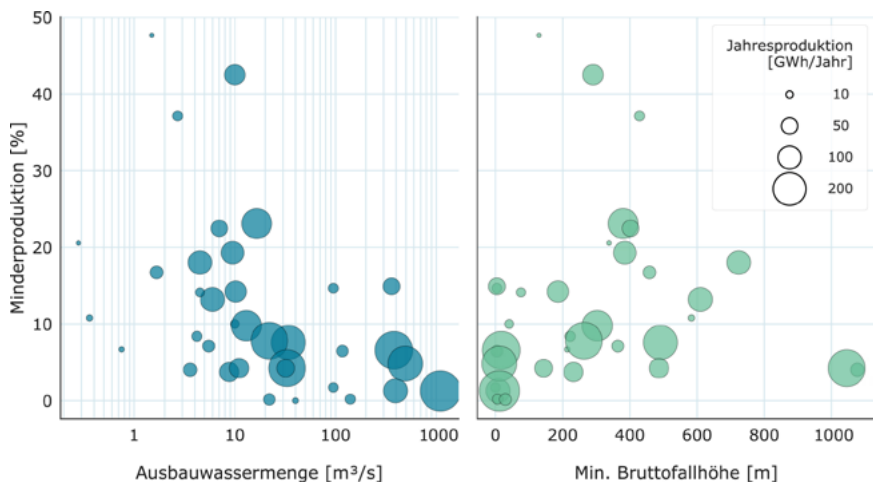


Bild 4.1: Summenkurven der ermittelten Minderproduktionen je nach hinterlegtem Szenario im Zeitverlauf von 1992 bis 2070. Gepunktet sind die Ergebnisse des Szenario 1 aus der Studie 2018 zum direkten Vergleich dargestellt.



**Bild 4.2: Angefallene Minderproduktions umgesetzter Konzessionserneuerungen im Verhältnis zur Ausbauwassermenge und Fallhöhe.**

2.2). Demgegenüber nutzen Kraftwerke mit kleinen Fallhöhen tendenziell grössere Abflüsse über eine einzelne Wasserfassung. In der Konsequenz führen die Restwasservorgaben gemäss Art. 31 Abs. 1 GSchG bei Kraftwerken mit tiefer Ausbauwassermenge und/oder hoher Bruttofallhöhe (allg. alpine Hochdruckanlagen) zu teilweise deutlich höheren prozentualen Energieeinbussen, während sich die Auswirkungen bei Kraftwerken mit grösseren Ausbauwassermengen und/oder tiefer Bruttofallhöhe (allg. Kraftwerke im Mittelland) in der Regel auf proportional geringere Minderproduktionen beschränken. Die Minderproduktion der unterschiedlichen Anlagentypologie ist in *Tab. 4.1* zusammengefasst.

Aufgrund der relativ kleinen Stichprobe von 36 bereits umgesetzten Konzessionserneuerungen, basierend auf Art. 31-33 GSchG, sind die Werte gemäss *Tab. 4.1* statistisch nicht aussagekräftig. Nichtsdestotrotz ist die Tendenz zu hohen Minderproduktionen bei kleineren Ausbauwassermengen und höheren Fallhöhen im Vergleich zu grösseren Ausbauwassermengen und kleineren Fallhöhen deutlich ersichtlich.

Insbesondere bei Laufwasserkraftwerken mit hohen Ausbauwassermengen können Dotierturbinen eine wirtschaftlich zweck-

mässige Möglichkeit darstellen, das abgegebene Restwasser energetisch zu nutzen. Zwar erfolgt die Nutzung aufgrund der geringeren Fallhöhe mit deutlich reduzierter spezifischer Energieausbeute, dennoch kann ein relevanter Teil der ansonsten verlorenen Wasserkraftproduktion zurückgewonnen werden. Die Minderung der Restwassereinbussen mit Dotierkraftwerken erfordert einerseits zusätzliche, teils erhebliche Investitionen, und andererseits führen diese zu entsprechenden finanziellen und betrieblichen Aufwänden. Werden die bereits realisierten Dotierkraftwerke berücksichtigt, reduziert sich die mittlere Minderproduktion von 9,6 auf 8,7 Prozent. Für Kraftwerke mit hoher Ausbauwassermenge (> 50 m³/s) und kleiner Fallhöhe (<100 m) reduziert sich die Minderproduktion gar von 4,5 auf 2,1 Prozent.

#### 4.2 Künftige Energieeinbussen

Basierend auf den bisher 36 umgesetzten Konzessionserneuerungen kann davon ausgegangen werden, dass auch künftig Energieeinbussen von rund 9,6 Prozent zu erwarten sind. Im Vergleich zur Studie von 2018 – die von durchschnittlichen Einbussen von 11,1 Prozent ausging – ergibt sich damit eine leicht

moderatere Reduktion der erwarteten jährlichen Minderproduktion.

Aufgrund der relativ kleinen Stichprobe von 36 realisierten Konzessionserneuerungen ist eine weitergehende statistische Differenzierung nach Kraftwerkskategorien (vgl. *Tab. 4.1*) derzeit nicht belastbar. Es ist jedoch festzuhalten, dass sich ein grosser Teil der aktuell noch ausstehenden Konzessionserneuerungen auf Anlagen mit hohen Fallhöhen bezieht. Wie in *Kapitel 4.1* dargelegt, gehen solche Anlagen tendenziell mit höheren Minderproduktionen infolge der Restwasserbestimmungen einher.

In der **näheren Zukunft (2026 bis 2035)** sind noch Minderproduktionen aufgrund der wenigen offenen Sanierungen gemäss Art. 80 GSchG zu erwarten. Bei diesen Fällen ist jedoch von verhältnismässig hohen Energieeinbussen auszugehen, weshalb diese Sanierungen besonders umstritten sind und unter anderem deshalb bislang nicht umgesetzt wurden. Gemäss der durchgeführten Umfrage ist von Energieeinbussen basierend auf Art. 80 GSchG in der Grössenordnung von rund 160 GWh/Jahr auszugehen.

Aufgrund von Konzessionserneuerungen sind je nach Szenario zusätzlich zwischen 210 GWh/Jahr (Szenario 1) bis maximal 920 GWh/Jahr (Szenario 4) zu erwarten.

Die **künftigen Energieeinbussen 2036 bis 2050** sind gemäss methodischer Abgrenzung ausschliesslich diejenigen aus künftigen Konzessionserneuerungen gemäss Art. 31-33 GSchG. In der Periode ab 2035 laufen die Konzessionen vieler grosser Kraftwerke aus, wodurch die jährlichen Minderproduktionen in dieser Periode besonders markant ausfallen. Je nach Szenario fallen in dieser Periode zusätzliche Minderproduktionen von 1260 GWh/Jahr (Szenario 1) bis 4900 GWh/Jahr (Szenario 4) an.

Die erwarteten Minderproduktionen je Szenario für verschiedene Betrachtungszeiträume sind in *Tab. 4.2* zusammengefasst.

#### 4.3 Saisonalität

Die saisonale Analyse der Minderproduktion zeigt, dass sich diese infolge der Restwasserbestimmungen bei Konzessionserneuerungen nicht einseitig auf eine Jahreszeit konzentriert, sondern sich insgesamt relativ gleichmässig über das Jahr verteilt. Im Mittel entfällt je rund die Hälfte der Minderproduktion auf das Winter- resp. Sommerhalbjahr. Ein dominierendes saisonales Muster ist über alle betrachteten Anlagen hinweg nicht erkennbar.

Minderproduktion [%]	< 5 m³/s		5–50 m³/s		> 50 m³/s	
Fallhöhe <100m	14,1%	(1)	3,2%	(3)	4,5%	(9)
Fallhöhe >100m	16,5%	(9)	11,9%	(14)	-	(0)

**Tabelle 4.1: Minderproduktionen umgesetzter Konzessionserneuerungen bei verschiedenen Fallhöhen und Ausbauwassermengen, mit Anzahl berücksichtigter Konzessionserneuerungen in Klammern.**

	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Szenario 4
1992–2025 (umgesetzt, inkl. Art. 80)	910	910	910	910
2026–2035	210	280	510	920
2036–2050	1260	1610	2430	4900
2036–2070	1450	1860	2830	5710
<b>2026–2050</b>	<b>1470</b>	<b>1890</b>	<b>2940</b>	<b>5820</b>
2026–2070	1660	2140	3340	6630
<b>Total 1992–2050</b>	<b>2380</b>	<b>2800</b>	<b>3850</b>	<b>6730</b>
Total 1992–2070	2570	3050	4250	7540

Tabelle 4.2: Vergleich der Minderproduktion aus den Restwasserbestimmungen aufgrund Art. 31-33 GSchG für die vier untersuchten Szenarien in GWh/Jahr.

Die Ergebnisse weisen jedoch eine grosse Spannweite zwischen einzelnen Kraftwerken auf. Diese Unterschiede lassen sich im Wesentlichen durch die hydrologischen und technischen Rahmenbedingungen erklären, insbesondere durch die Lage der Wasserfassungen, die Grösse und Höhenlage der Einzugsgebiete sowie die Ausbauwassermengen der Anlagen. Bei Kraftwerken mit hohen Sommerzuflüssen kann ein Teil der zufließenden Wassermengen im Sommerhalbjahr aufgrund der beschränkten Ausbauwassermenge energetisch nicht genutzt werden. In diesen Fällen fallen die restwasserbedingten Einbussen im Sommer geringer aus, da der Überlauf an das Restwasser angerechnet wird. Die Minderproduktion konzentriert sich entsprechend stärker auf das Winterhalbjahr. Umgekehrt zeigen Anlagen ohne ausgeprägten Überlauf eine ausgeglichene saisonale Verteilung der Minderproduktion durch Restwassermengen.

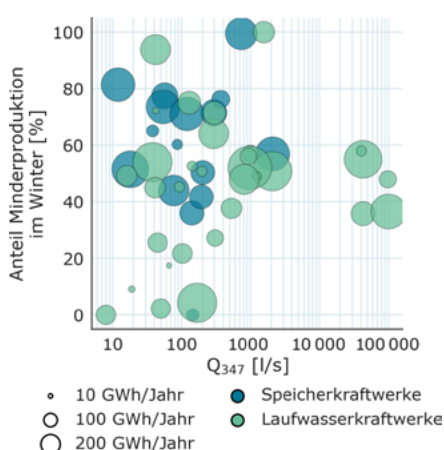


Bild 4.3: Anteile der Minderproduktion im Winter je Wasserfassung, im Vergleich zum Niedrigwasserabfluss  $Q_{347}$  an der Fassung, mit Unterscheidung von Laufwasser- und Speicherkraftwerken. Punktgrösse repräsentiert die Jahresproduktion der Wasserfassung.

Zu berücksichtigen ist zudem, dass die saisonale Abschätzung der Minderproduktion mit erheblichen Unsicherheiten behaftet ist. Diese ergeben sich vor allem aus der notwendigen Vereinfachung bei der Herleitung der Abflüsse an den einzelnen Wasserfassungen der in dieser Studie verwendeten Wasserkraftwerke. Die verwendeten modellierten Abflusszeitreihen liefern eine konsistente und vergleichbare Grundlage, können jedoch die lokalen hydrologischen Verhältnisse nur näherungsweise abbilden. Entsprechend sind die Ergebnisse primär als indikative Abschätzung der saisonalen Verteilung der Energieeinbussen durch Restwassermengen bei Konzessionserneuerungen zu verstehen, nicht als exakte Quantifizierung für einzelne Anlagen.

## 5. Diskussion

### 5.1 Resultate dieser Studie

Die vorliegende gesamtschweizerische Untersuchung erlaubt eine Quantifizierung der Minderproduktion, welche aus den geltenden Restwasserbestimmungen resultiert. Dabei wird zwischen bereits realisierter Minderproduktion bis Ende 2025 sowie der künftig zu erwartenden Minderproduktion infolge anstehender Konzessionserneuerungen unterschieden. Die Studie stellt eine Aktualisierung derjenigen aus dem Jahr 2018 dar. Die Resultate zeigen, dass sich die Grössenordnung der prognostizierten Minderproduktion nur marginal verändert hat.

Die Schweizer Stimmbevölkerung hat mit der Annahme des Mantelerlasses im Juni 2024 mit knapp 70 Prozent Ja-Stimmen dem Ausbau der Wasserkraft zugestimmt. Mit der neuen Gesetzgebung zur sicheren Stromversorgung rückt der Winterhalbjahresausgleich explizit in den Fokus. Vor diesem Hintergrund erhalten die restwasserbedingten Minderproduktionen eine erhöhte systemische Be-

deutung. Die Resultate zeigen, dass die restwasserbedingten Minderproduktionen mengenmässig annähernd gleich auf Sommer und Winterhalbjahr verteilt sind. Da jedoch rund 58 Prozent der jährlichen Wasserkraftproduktion im Sommerhalbjahr erfolgt, fällt eine gleich grosse Minderproduktion im Winterhalbjahr stärker ins Gewicht. Damit wirken sie direkt auf jene Periode, in der die Schweiz, gemäss dem aktuellen Monitoring-Bericht zur Energiestrategie 2050 des Bundesamts für Energie (BFE, 2025b), bereits heute eine erhöhte Importabhängigkeit aufweist und in der die Versorgungssicherheit besonders sensitiv ist.

Der Mantelerlass sieht einen Zuwachs der Wasserkraftproduktion bis 2035 auf 37,9 TWh/Jahr und bis zum Jahr 2050 auf 39,2 TWh/Jahr vor (Art. 2 Abs. 1 EnG), was einem Zuwachs von rund 1 TWh/Jahr bis 2035, resp. 2,3 TWh/Jahr bis 2050 entspricht. Ausgehend von einer aktuellen Jahresproduktion der Wasserkraft von rund 37,4 TWh (BFE, 2025a) und unter Berücksichtigung der bis 2050 zusätzlich erwarteten Produktionsverluste infolge der Restwasserbestimmungen von rund 1,47 TWh/Jahr, ergibt sich folgende Bilanz:

Aktuelle Jahresproduktion Wasserkraft (BFE, 2025a)	37,40 TWh/Jahr
Minderproduktion aufgrund Restwasser bis 2050 (Szenario 1)	-1,47 TWh/Jahr
Zielwert gemäss Art. 2 Abs. 1 EnG bis 2050	39,20 TWh/Jahr
Zubau Wasserkraft zur Zielerreichung bis 2050	+3,27 TWh/Jahr

Selbst im optimistischen Fall des Szenarios 1 «Anforderungen wie bisher» müssen also rund 3,27 TWh/Jahr zusätzlich durch neue Kraftwerke und Ausbauprojekte produziert werden, um das Ziel gemäss Art. 2 Abs. 1 EnG zu erreichen. Die Umsetzung der Projekte des «Runden Tisches Wasserkraft» tragen nur beschränkt zur Zielerreichung bei, da es sich primär um Verlagerungen der Produktion vom Sommer- ins Winterhalbjahr handelt. Der überwiegende Teil der verbleibenden Lücke müsste folglich durch weitere Aus- und Neubauprojekte geschlossen werden. Effizienzsteigerungen tragen bekanntlich nur beschränkt zu einer signifikanten Mehrproduktion bei. Eine weitere Verschärfung in Richtung der Szenarien 2 oder 3 würde die Zielkonflikte erheblich verschärfen und ein

Erreichen der Ziele gemäss Art. 2 Abs. 1 EnG zusätzlich erschweren.

Die Festlegung von Restwassermengen erfolgt im Spannungsfeld zwischen den energiepolitischen Zielsetzungen (EnG, StromVG) und den Anforderungen an den Schutz und die ökologischen Funktionen der Fließgewässer (GSchG in Verbindung mit weiteren Umweltschutzgesetzen). Dieses Spannungsfeld verlangt nach einer differenzierten und verhältnismässigen Anwendung der gesetzlichen Vorgaben unter Berücksichtigung der verschiedenen Interessen und des Ermessensspielraums, um den sehr unterschiedlichen hydrologischen, ökologischen und technischen Ausgangslagen der einzelnen Anlagen und Gewässer im Rahmen der erneuerbaren Energieproduktion durch Wasserkraft gerecht zu werden.

Bereits heute bestehen punktuell tragfähige Ansätze, welche eine bessere Abstimmung zwischen Energieproduktion und Gewässerschutz ermöglichen. Dazu zählen insbesondere Schutz- und Nutzungsplanungen (SNP) gemäss Art. 32 Bst. c GSchG. Sie sind einzugsgebietsbezogen und beziehen sich nur auf das jeweilige Projektgebiet. Schutz- und Nutzungsinteressen werden im Projektgebiet gegeneinander abgewogen, ohne dass an anderen Gewässern des jeweiligen Kantons Kompensationen oder Nutzungserleichterungen möglich wären. Beispiele hierfür sind die Schutz- und Nutzungsplanungen bei Linth-Limmern oder Lago Bianco.

Ein neuer Ansatz ist hingegen die kantonale raumplanerische Schutz- und Nutzungsplanung, welche die Idee verfolgt, einzugsge-

bietsübergreifend bewusst unterschiedliche Schutz- und Nutzungsniveaus für Gewässer festzulegen. Einige Bäche oder Abschnitte würden somit vollständig unter Schutz gestellt und gar nicht mehr genutzt. Im Gegenzug dürften andere, dafür geeignete Gewässer oder Gewässerabschnitte intensiver genutzt werden, beispielsweise mit tieferen Restwasservorgaben.

Insgesamt zeigt sich, dass eine konsequente Fallunterscheidung für die Festlegung der Restwassermengen notwendig ist. Insbesondere bei kleinen, hochgelegenen Fließgewässern können Restwasserbestimmungen erhebliche relative Produktionseinbussen verursachen, während sie bei grossen Laufwasserkraftwerken im Mittelland meist geringere Auswirkungen haben.

Eine differenzierte, auf den Einzelfall abgestützte massvolle Anwendung der Restwasserbestimmungen entspricht nicht nur dem Geist des Gewässerschutzgesetzes, das Beurteilungs- und Ermessungsspielräume beim Vollzug der Restwasserbestimmungen vorsieht, sondern trägt auch dazu bei, die Zielkonflikte zwischen Versorgungssicherheit, Klimaschutz und Biodiversität sachgerecht und nachvollziehbar zu lösen.

## 5.2 Einordnung bisheriger Studien

Beim Vergleich der in verschiedenen Studien ausgewiesenen Minderproduktionen aufgrund von Restwassermengen ist Zurückhaltung geboten. Die teils erheblichen Unterschiede sind weniger auf widersprüchliche Befunde

als auf unterschiedliches methodisches Vorgehen, Datenquellen, Gesetzesartikel und Betrachtungszeiträume zurückzuführen, etwa hinsichtlich Referenzjahr, betroffene Kraftwerke, Berücksichtigung von Sanierungen nach Art. 80 GSchG sowie der Unterscheidung zwischen bereits realisierter und zusätzlicher künftiger Minderproduktion. Ein direkter Zahlenvergleich ist daher nur eingeschränkt möglich. Die *Tab. 5.1* gibt eine Übersicht der bisherigen Studien, inkl. der prognostizierten Minderproduktionen für die jeweiligen Betrachtungszeiträume.

Das Szenario 1 der vorliegenden Studie bildet den heutigen Vollzugsstand ab. Da sich die ökologischen Anforderungen in der Tendenz eher verschärft haben, dient das Szenario 1 als untere Grenze der künftig zu erwartenden Minderproduktion durch Restwasser bei Konzessionserneuerungen. Mit Ausnahme der hydrosuisse-Studie von 2018 (*Pfammatter et al., 2018*) liegt diese untere Grenze von rund 2400 GWh/Jahr höher als bisherige Studien.

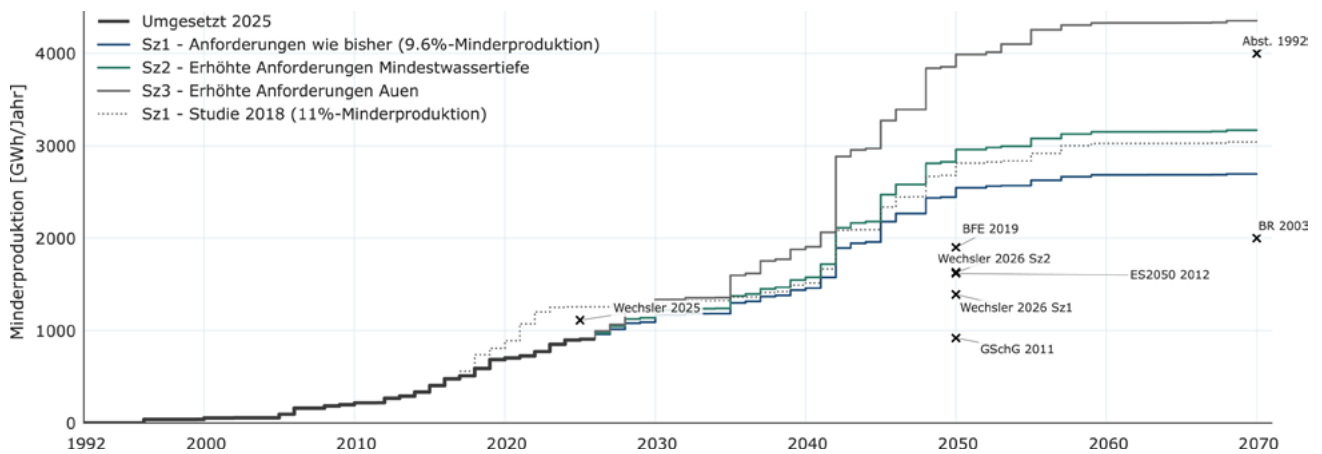
Das Szenario 4 dient, wie in *Kapitel 3.6* beschrieben, nicht als realistische Prognose der künftigen Vollzugspraxis, sondern als obere Referenzgrösse, um die Grössenordnung der möglichen Minderproduktion bei einer weitgehend dynamischen und flächendeckenden Restwasserregelung aufzuzeigen. Die effektive jährliche Minderproduktion bis 2050 dürfte daher zwischen rund 2380 und 2730 GWh liegen.

Ende 2025 wurde die Restwasserdatenbank der WSL veröffentlicht, welche systematisch rechtliche, hydrologische und technische Attribute von 252 grösseren Wasserkraftanlagen (installierte Leistung:  $\geq 3$  MW) zusammenfasst (*Wechsler et al., 2025b*). Die für die Festlegung der Mindestrestwassermenge gemäss Art. 31 Abs. 1 GSchG relevante Abflusskenngrösse  $Q_{347}$  wurde mithilfe des hydrologischen Modells PREVAH (*Viviroli et al., 2009*) simuliert. Diese Simulationen basieren jedoch auf Gesamteinzugsgebieten von Kraftwerken beziehungsweise Kraftwerkaskaden – und nicht auf den effektiven Einzugsgebieten der einzelnen Wasserfassungen, an denen die Restwassermengen rechtlich verbindlich festgelegt werden.

Wird der Niedrigwasserabfluss eines Gesamteinzugsgebiets anstelle desjenigen einer konkreten Wasserfassung verwendet, führt dies zu einer systematischen Unterschätzung der effektiven Mindestrestwassermengen bei Kraftwerken mit mehreren Wasserfassungen. Dies liegt daran, dass einerseits die gesetzlich relevante Restwassermenge nicht am Kraft-

Jahr	Herausgeber	Quelle/Kontext	Zeitraum	Minderproduktion [GWh/Jahr]
1992	Bundesrat	Erläuterungen zur Volksabstimmung GSchG	1992–2070	4000
2003	Bundesrat	Antwort Bundesrat Motion Speck	1992–2070	2000
2011	Bund (BFE/BAFU)	Revision GSchG/ Vorarbeiten ES2050	2011–2050	700
2012	BFE	Energiestrategie 2050 Potenzialstudie	2011–2050	1400
2018	SWV	Energieeinbussen Restwasser	1992–2050	2840–6970
2019	BFE	Aktualisierung Wasserkraftpotenzial	1992–2050	1900
2025	Wechsler et al.	Synthese realisierter Vollzug	bis 2025	1100
2026	Wechsler et al.	Medienmitteilung, inkl. Anhang	2026–2050	484–725
2026	hydrosuisse	Aktuelle Studie	1992–2050	2380–6730

Tabelle 5.1: Übersicht prognostizierte Minderproduktionen aufgrund Restwasser in bisherigen Studien.



**Bild 5.1: Einordnung bisheriger Studien. Minderproduktion der einzelnen Studien, jeweils angepasst an einen Betrachtungszeitraum ab 1992: liegt das Startjahr des Betrachtungszeitraums nach 1992, wird die Minderproduktion – entsprechend den Resultaten der vorliegenden Studie – um die bereits umgesetzten Minderproduktion ab 1992 bis zum Startjahr erhöht.**

werksstandort, sondern an jeder einzelnen Wasserfassung festgelegt wird und andererseits die Fassungen häufig Teileinzugsgebiete mit deutlich kleineren Niedrigwasserabflüssen erschliessen als das aggregierte Gesamteinzugsgebiet einer Kraftwerkszentrale oder -kaskade.

Gerade bei alpinen Wasserkraftwerken mit mehreren Fassungen führt diese Methodik zu einer Unterschätzung der Minderproduktion, insbesondere auch aufgrund der stark nichtlinearen Ausgestaltung der Mindestrestwassermengen gemäss Art. 31 Abs. 1 GSchG (vgl. Kapitel 2.1).

Trotz dieser vereinfachten Methodik kann die Restwasserdatenbank als wertvolle Grundlage für die seit 1992 erfolgten Restwasser einbussen, hauptsächlich aufgrund Art. 80 GSchG, betrachtet werden.

Die gemäss Wechsler et al. (2025a) ausgewiesenen 1113 GWh/Jahr Minderproduktionen per 2025 liegen höher als die in der vorliegenden Studie ausgewiesenen 907 GWh/Jahr. Diese Unterschiede, neben den methodischen Unterschieden in der Datenerhebung und -auswertung, sind darauf zurückzuführen, dass in der Restwasserdatenbank (Wechsler et al., 2025b) auch Restwasserbestimmungen vor 1992 berücksichtigt wurden.

Anfang 2026 wurden die Grundlagen der Restwasserdatenbank erstmals genutzt, um die Minderproduktion auch für den zukünftigen Zeitraum 2025 bis 2050 zu quantifizieren. Gemäss Medienmitteilung vom 24. Februar 2026 fallen die zusätzlichen restwasserbedingten Produktionsverluste bis 2050 mit «knapp 2 Prozent» deutlich geringer aus als in bisherigen Studien (BFE, 2026).

Ein direkter Vergleich von Prozentanga-

ben aus unterschiedlichen Studien ist nur eingeschränkt aussagekräftig, da sich Bezugsgrössen und Betrachtungszeiträume unterscheiden. Die ausgewiesenen 2 Prozent beziehen sich auf die kumulierte Produktionsminderung im Zeitraum 2025 bis 2050, bezogen auf das Ausbauziel 2050 gemäss Art. 2 Abs. 1 EnG von 39,2 TWh. Wird dieselbe Berechnungsmethodik angewendet, resultiert für Szenario 1 der vorliegenden Studie bis 2050 eine Minderproduktion von 3,8 Prozent.

Der Studie gemäss Anhang zur Medienmitteilung (WSL et al., 2026) liegt zudem die Annahme zugrunde, dass sich Erhöhungen der Restwassermengen nach Art. 31 Abs. 2 GSchG oder Art. 33 GSchG durch Ausnahmen gemäss Art. 32 GSchG weitgehend kompensieren. Die Annahme wurde basierend auf einer früheren Auswertung des BAFU (2019) getroffen. Wie bereits im Anhang zur Medienmitteilung selbst eingeräumt wird, ist jedoch nicht gesichert, dass diese Annahme auch für die Zukunft Bestand hat. Rechtlich bildet sie eher ein theoretisches Minimum ab. Ein Blick in die bereits umgesetzten Konzessionserneuerungen zeigt, dass sich die festgelegten Restwassermengen nur selten ausschliesslich auf Art. 31 Abs. 1 GSchG beschränken.

Um diesem Umstand Rechnung zu tragen, wurde in der besagten Studie ergänzend ein zweites Szenario betrachtet, das von dynamisch erhöhten, saisonal abgestuften Restwassermengen bei sämtlichen Konzessionserneuerungen ausgeht.

Bei einer Fortführung der bisherigen Praxis liegen die zukünftigen Produktionseinbussen im Zeitraum 2026 bis 2050 gemäss der vorliegenden Studie bei rund 1470 GWh/Jahr und damit etwa doppelt so hoch wie die

im Anhang zur Medienmitteilung ausgewiesenen Werte für das saisonal abgestufte Szenario mit 725 GWh/Jahr (WSL et al., 2026). Diese Unterschiede dürften aufgrund der beschriebenen methodischer Unstimmigkeiten wie auch auf eine in der Praxis häufigere Anwendung von Art. 31 Abs. 2 oder Art. 33 GSchG zurückzuführen sein.

Die Restwasserdatenbank stellt zweifellos einen wichtigen Schritt hin zu mehr Transparenz und Nachvollziehbarkeit dar. Die darauf basierenden Szenarien zur zukünftigen Minderproduktion sind jedoch aufgrund mehrerer methodischer Annahmen tendenziell zu tief angesetzt und dürfen nicht als abschliessende Entwarnung hinsichtlich Minderproduktion durch Restwasser bei Wasserkraftwerken interpretiert werden.

## 6. Schlussfolgerungen

Die Aktualisierung der hydrosuisse-Studie bestätigt, dass die Restwasserbestimmungen weiterhin im Spannungsfeld zwischen energiepolitischen Zielvorgaben und dem Gewässerschutz stehen. Gleichzeitig zeigen die Auswertungen, dass eine differenzierte Beurteilung der tatsächlichen Minderproduktionen erforderlich ist, was in der politischen Debatte oftmals zu kurz kommt. Pauschale Aussagen über «zu hohe» oder «untragbare» Minderproduktionen, resp. «zu tiefe» Restwasserabgaben greifen zu kurz und verkennen die Heterogenität der Wasserkraftanlagen und die verschiedenen Anforderungen der Gewässer.

Die Analyse zeigt, dass die Auswirkungen der Restwasserbestimmungen stark standortabhängig sind und insbesondere von An-

lagentyp und den ökologischen Anforderungen des jeweiligen Gewässerabschnitts abhängen. Zukünftige Konzessionserneuerungen müssen deshalb zwingend einzelfallbezogen und in Abwägung aller involvierter Interessen erfolgen. Dabei sind neben den gesetzlichen Mindestanforderungen auch flexible und innovative Lösungsansätze zu prüfen. Dazu gehören unter anderem Schutz- und Nutzungsplanungen (SNP), bei denen die Restwasserabgaben in hochgelegenen, ökologisch weniger sensiblen Gewässern reduziert und gleichzeitig bei Wasserfassungen in ökologisch wertvolleren Abschnitten erhöht werden. Ein neuer Ansatz wäre die kantonale raumplanerische SNP, die im Gegensatz zur SNP nach Art. 32 Bst. c GSchG gebietsübergreifend Schutz- und Nutzungsniveaus festlegt.

Diese differenzierte Vorgehensweise ermöglicht es, den ökologischen Nutzen zu maximieren und gleichzeitig die energiepolitischen Ziele zu erreichen. Es braucht eine sachliche und datenbasierte Abwägung zwischen dem Schutz der Gewässer und dem langfristigen Ausbau- und Erhalt der bewährten inländischen und klimaschonenden Wasserkraftproduktion.

Die vorliegende Studie bestätigt das 2018 festgehaltene Fazit: Der bis 2050 notwendige Ausbau der Wasserkraft ist anspruchsvoll und unter den heutigen Rahmenbedingungen

kaum zu erreichen. Bereits im konservativen Szenario 1 zeigt sich, dass die zur Erreichung der energiepolitischen Ziele erforderlichen zusätzlichen Produktionsmengen nur mit erheblichen Anstrengungen realisierbar wären. Eine weitere Verschärfung in Richtung der Szenarien 2 oder 3 würde die Zielkonflikte erheblich zuspitzen und den Ausbau der Wasserkraft zusätzlich erschweren. Umso wichtiger ist es, dass die Politik in den kommenden Jahren auf zusätzliche Verschärfungen in Bezug auf die Restwasservorgaben verzichtet, um die von Parlament und Bevölkerung festgelegten energiepolitischen Ziele zu erreichen.

Mit dem Power Switcher von Axpo können die verschiedenen Szenarien für die Zukunft der Schweizer Stromerzeugung simuliert werden.



[powerswitcher.axpo.com](https://powerswitcher.axpo.com)

## 7. Danksagung

Studien, die nicht auf theoretischen Modellen, sondern auf Datenerhebungen bei den Betreiberfirmen basieren, sind äusserst wertvoll. Dies bedingt aber nebst dem Aufwand, die Daten zu erheben und auszuwerten, auch generell eine Bereitschaft der angeschriebenen Firmen, die gewünschten Daten zu ermitteln und in der abgefragten Form zur Verfügung zu stellen. hydrosuisse bedankt sich hiermit bei all den kontaktierten Mitgliedsfirmen für das entgegengebrachte Vertrauen und die Unterstützung bei dieser Datenerhebung. Ein besonderer Dank gilt der Abteilung Umwelt der Axpo Power AG und insbesondere *Nadia Semadeni* für die erneute Bereitschaft, die vorliegende Studie gemeinsam durchzuführen und die Ergebnisse aus dem Jahr 2018 zu aktualisieren. Die Autoren bedanken sich zudem bei allen weiteren Mitarbeitenden, die bei der Konzeption, Auswertung oder Redaktion mitbeteiligt waren. 💧

### Quellen:

- ▷ BAFU. 2019. Auswirkungen des Vollzugs der Restwasserbestimmungen im. 2019.
- ▷ BFE. 2026. Datenbasierte Restwasserberechnung. Medienmitteilung vom 24. Februar 2026. 2026.
- ▷ BFE 2011. Energieperspektiven 2050. Abschätzung des Ausbaupotenzials der Wasserkraftnutzung unter neuen Rahmenbedingungen. Faktenblatt. s.l. : Bundesamt für Energie BFE, 2011.
- ▷ BFE 2025b. Energiestrategie 2050 – Monitoring-Bericht 2025 (ausführliche Fassung). Bundesamt für Energie, Bern. Datenstand mehrheitlich bis Ende 2024. 2025b.
- ▷ BFE 2025a. Wasserkraft. [Online] 2025a. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/erneuerbare-energien/wasserkraft.html>.
- ▷ BFE 2012. Wasserkraftpotenzial der Schweiz. Abschätzung des Ausbaupotenzials der Wasserkraftnutzung im Rahmen der Energiestrategie 2050. s.l. : Bundesamt für Energie BFE, 2012.
- ▷ BFE 2019. Wasserkraftpotenzial der Schweiz. Abschätzung des Ausbaupotenzials der Wasserkraftnutzung im Rahmen der Energiestrategie 2050. Bundesamt für Energie BFE, 31 S. 2019.
- ▷ Bundesrat. 2003. Antwort auf die Motion 03.3096 Speck – Gewässerschutzgesetz, gestützt auf eine Analyse des BUWAL/BAFU. 2003.

- ▷ Bundesrat 1992. Erläuterungen zur Volksabstimmung vom 17. Mai 1992 über das revidierte Gewässerschutzgesetz (GSchG). S. 56 ff. und 70. 1992.
- ▷ Dönni, W. 2016. Expertenbericht über «Mindestwassertiefen für See- und Bachforellen». Im Auftrag des Bundesamts für Umwelt (BAFU). 2016.
- ▷ Hanus, E. et al. 2014. Aufwertungsbedarf in den Auen von nationaler Bedeutung. Sanierung von Geschiebehaushalt, Restwasser und Schwall-Sunk. Revitalisierung. s.l. : Im Auftrag des Bundesamts für Umwelt, 2014.
- ▷ Pfammatter, R. und Semadeni, N. 2018. Energieeinbussen aus Restwasserbestimmungen – Stand und Ausblick. Wasser Energie Luft. 2018, 110(4).
- ▷ Viviroli, D., et al. 2009. An introduction to the hydrological modelling system PREVAH and its pre- and post-processing-tools, Environ. Model. Softw. 2009.
- ▷ VSE. 2026. Stromversorgungs-Index 2026: Schweiz verfehlt gesetzliche Versorgungsziele deutlich. [Online] 2026. [https://www.strom.ch/de/nachrichten/vse-stromversorgungs-index-2026-schweiz-verfehlt-gesetzliche-versorgungsziele-deutlich?news\\_type=1](https://www.strom.ch/de/nachrichten/vse-stromversorgungs-index-2026-schweiz-verfehlt-gesetzliche-versorgungsziele-deutlich?news_type=1).
- ▷ WASTA. 1991. Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz (WASTA), Stand 1. Jan. 1991. Bern: Bundesamt für Energie, 1991.
- ▷ WASTA. 2025. Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz (WASTA), Stand 1. Jan. 2025. Bern: Bundesamt für Energie, 2025.

- ▷ Wechsler, T. und Zappa, M. 2024. CH-Kleinstwasserkraftwerke – ein schweizerweiter Datensatz zu Kleinstwasserkraftwerken. Envidat; <https://www.doi.org/10.16904/envidat.523>. : s.n., 2024.
- ▷ Wechsler, T. et al. 2025a. Auswirkungen der Restwasserbestimmungen auf die Wasserkraftproduktion in der Schweiz. 2025a, 67(3).
- ▷ Wechsler, T. et al. 2025b. Restwasser-Datenbank. 2025b.
- ▷ WSL, Eawag und Universität Bern. 2026. Anhang: Datenbasierte Restwasserberechnungen. Anhang zu News von Eawag, WSL, Universität Bern vom 24.02.2026. 2026.

### Autorinnen und Autor:

- ▷ **Manuel Blum, Lia Weinberg**, Axpo Power AG, Hydroenergie & Biomasse, Parkstrasse 23, 5401 Baden, [manuel.blum@axpo.com](mailto:manuel.blum@axpo.com), [lia.weinberg@axpo.com](mailto:lia.weinberg@axpo.com)
- ▷ **Sarah Lanz**, hydrosuisse, Rütistrasse 3a, 5400 Baden, [sarah.lanz@hydrosuisse.ch](mailto:sarah.lanz@hydrosuisse.ch)