# Energieeinbussen aus Restwasserbestimmungen : Stand und Ausblick

Autor(en): **Pfammatter, Roger / Semadeni Wicki, Nadia**

Objekttyp: **Article**

Zeitschrift: **Wasser Energie Luft = Eau énergie air = Acqua energia aria**

Band (Jahr): **110 (2018)**

Heft 4

PDF erstellt am: **29.05.2024**

Persistenter Link: https://doi.org/10.5169/seals-941594

**Nutzungsbedingungen**

Die ETH-Bibliothek ist Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Inhalten der Zeitschriften. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern.
Die auf der Plattform e-periodica veröffentlichten Dokumente stehen für nicht-kommerzielle Zwecke in Lehre und Forschung sowie für die private Nutzung frei zur Verfügung. Einzelne Dateien oder Ausdrucke aus diesem Angebot können zusammen mit diesen Nutzungsbedingungen und den korrekten Herkunftsbezeichnungen weitergegeben werden.
Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Die systematische Speicherung von Teilen des elektronischen Angebots auf anderen Servern bedarf ebenfalls des schriftlichen Einverständnisses der Rechteinhaber.

**Haftungsausschluss**

Alle Angaben erfolgen ohne Gewähr für Vollständigkeit oder Richtigkeit. Es wird keine Haftung übernommen für Schäden durch die Verwendung von Informationen aus diesem Online-Angebot oder durch das Fehlen von Informationen. Dies gilt auch für Inhalte Dritter, die über dieses Angebot zugänglich sind.

Ein Dienst der *ETH-Bibliothek*
ETH Zürich, Rämistrasse 101, 8092 Zürich, Schweiz, www.library.ethz.ch

**http://www.e-periodica.ch**

# Energieeinbussen aus Restwasserbestimmungen – Stand und Ausblick

*Roger Pfammatter, Nadia Semadeni Wicki*

**Zusammenfassung**

*Der vorliegende Bericht präsentiert eine gesamtschweizerische Untersuchung zu den Auswirkungen der Restwasserbestimmungen auf die Wasserkraftproduktion. Ausgehend von einer umfassenden Datenerhebung und -analyse, wurden sowohl die bisher angefallenen wie auch die künftig zu erwartenden Energieeinbussen im Zeitverlauf ermittelt. Die Ergebnisse zeigen, dass eine strenge Auslegung der ökologischen Anforderungen nicht mit der Energiestrategie 2050 zusammenpasst. Bereits das Szenario mit den tiefsten Einbussen («Anforderungen wie bisher») führt ab heute bis ins Jahr 2050 zu einer Minderproduktion von 2280 Gigawattstunden pro Jahr (GWh/a). Das sind rund 6 % der heutigen Wasserkraftproduktion und doppelt so viel, wie der Energiestrategie als zu erwartende Einbusse zugrunde gelegt wurde. Und da die Strategie nicht nur die Kompensation der Einbussen zum Ziel hat, sondern darüber hinaus eine Steigerung der Wasserkraftproduktion anstrebt, wäre bis ins Jahr 2050 ein effektiver Zubau an Wasserkraft von total 4580 GWh/a notwendig. Ein solcher Ausbau ist angesichts der verbleibenden Potenziale unrealistisch. Soll das mit der Energiestrategie 2050 angestrebte Produktionsziel Wasserkraft nicht massiv verfehlt und damit auch die Strategie an sich in Frage gestellt werden, braucht es die der Strategie zu Grunde gelegte massvolle Auslegung der ökologischen Anforderungen im Rahmen der gesetzlichen Mindestrestwassermengen ohne zusätzliche Erhöhungen. Damit das gelingt, ist dem unter neuem Recht eingeführten «nationalen Interesse» der Wasserkraft durch Bund und Kantone Nachdruck zu verschaffen und die Wasserkraftnutzung in der Interessenabwägung stärker als bisher zu gewichten.*

**Résumé**

*Le présent rapport présente une étude réalisée au niveau national sur l'impact des prescriptions sur les débits résiduels sur la production hydroélectrique. Les pertes constatées jusqu'à présent ainsi que les pertes futures pouvant survenir au fil du temps ont été déterminées suite au recensement et à l'analyse de données. Les résultats montrent qu'une interprétation stricte des exigences en matière d'écologie n'est pas compatible avec la Stratégie énergétique 2050. Même le scénario présentant les pertes les moins importantes («Exigences jusqu'à aujourd'hui») entraînerait à partir d'aujourd'hui et d'ici 2050 une baisse de production de 2280 gigawattheures par an (GWh/a). Cela représente 6 % de la production hydroélectrique actuelle et deux fois plus que les pertes estimées dans le cadre de la stratégie énergétique. Etant donné que la stratégie énergétique n'a pas seulement pour objectif la compensation des pertes, mais qu'elle vise aussi une hausse de la production hydroélectrique, une augmentation de cette production à hauteur de 4580 GWh/a au total serait nécessaire. Au vu des potentiels économiques restants, un tel développement est irréaliste. Pour que l'objectif de production hydroélectrique de la Stratégie énergétique 2050 reste atteignable et que la stratégie elle-même ne soit pas remise en question, une interprétation et une mise en œuvre modérées des exigences écologiques est nécessaire. Pour y parvenir, il faut donner du poids au statut d'«intérêt national» conféré par le nouveau droit à la force hydraulique et, dans la pesée des intérêts, accorder une part plus importante à l'utilisation de la force hydraulique.*

## 1. Einleitung

Angesichts der zentralen Rolle der Wasserkraftproduktion für die Elektrizitätsversorgung der Schweiz und der gleichzeitig hohen Ansprüche an den Schutz der Gewässerlebensräume und Landschaften stellt sich die Frage, ob und unter welchen Bedingungen diese beiden gesetzlich verankerten Strategien des Bundes zusammenpassen. Sowohl beim Erhalt der bestehenden Wasserkraftproduktion als erneuerbare und klimaschonende Stromquelle wie auch bei der Gewährleistung der natürlichen Funktionen der Gewässer handelt es sich um zwei nationale Interessen, die nicht ohne Weiteres in Einklang zu bringen sind.

Eine wichtige Grösse in diesem Spannungsfeld ist die Energieeinbusse, die aufgrund der gesetzlichen Restwasserbestimmungen bei Ausleitkraftwerken resultiert.[1] Nach den inzwischen fortgeschrittenen Restwassersanierungen bei bestehenden Nutzungsrechten kommen in den nächsten Jahrzehnten zahlreiche Konzessionserneuerungen mit weitreichenderen Produktionseinbussen auf die Schweiz zu. Diese Energieeinbussen sind angesichts des Bedarfs an Elektrizität durch den Zubau neuer Produktionskapazitäten zu kompensieren – wobei keineswegs klar ist, ob durch einen solchen Ersatz die Umweltauswirkungen in der Gesamtbilanz geringer werden.

Das Ausmass der künftigen Energieminderproduktion durch die geltenden Restwasserbestimmungen hängt zu einem beachtlichen Teil ab:

1) von der Auslegung der Anforderungen bezüglich Gewässerlebensräume und Landschaften sowie
2) von der Beurteilung der Behörden im Rahmen der Interessenabwägung.

[1] Bei «Ausleitkraftwerken» wird aus einem Fliessgewässer Wasser entnommen, das nach Weiterleitung und Turbinenpassage an anderer, meist tieferer Stelle wieder in ein Gewässer eingeleitet wird. Der durch die Wasserentnahme beeinflusste Gewässerabschnitt wird als «Restwasserstrecke» bezeichnet.

Der Bund hat seine Prognosen über das Ausmass der Energieeinbussen in den letzten Jahren mit Hinweis auf die scheinbar geringeren Auswirkungen massiv nach unten korrigiert und gleichzeitig das Nachführen der entsprechenden bundesinternen Statistik eingestellt.[2] Mit der Annahme des ersten Massnahmenpakets zur Energiestrategie 2050 durch die Schweizer Stimmbevölkerung im Mai 2017 und der damit verbundenen Aufwertung der inländischen Wasserkraftproduktion zum nationalen Interesse behält die Frage nach den künftigen Energieeinbussen durch Restwasserbestimmungen aber grosse Bedeutung. Dies umso mehr, als parallel zu dieser Entwicklung die Begehrlichkeiten nach Verschärfung der Auslegung der ökologischen Anforderungen zunehmen und mindestens teilweise in Publikationen der Bundesverwaltung aufgenommen worden sind.

Aufgrund dieser Entwicklungen hat der Schweizerische Wasserwirtschaftsverband (SWV) im Sinne einer Standortbestimmung belastbare gesamtschweizerische Daten zu den Energieeinbussen durch die Restwasserbestimmungen zusammengetragen und ausgewertet. Und zwar sowohl für die per Ende 2017 bereits angefallenen Energieeinbussen aus umgesetzten Sanierungen und Konzessionserneuerungen wie auch für die je nach zugrunde gelegten Anforderungen künftig zu erwartenden Einbussen.

Im vorliegenden Bericht werden neben einer knappen Darlegung der übergeordneten gesetzlichen Grundlagen und einer Übersicht zu bisherigen Prognosen die gewählte Methodik und die Ergebnisse dieser SWV-eigenen Analyse beschrieben und Schlussfolgerungen daraus gezogen.

## 2. Gesetzliche Grundlagen

### 2.1 Restwasserbestimmungen

Die geltenden Restwasserbestimmungen bei Wasserentnahmen gehen zurück auf den am 7. Dezember 1975 von der Stimmbevölkerung und den Ständen angenommenen Verfassungsartikel 24$^{bis}$ (heute: Art. 76 Absatz 3) und den damit erteilten Auftrag zur Sicherung angemessener Restwassermengen.

Für die Vorbereitung des Gesetzgebungsprozesses setzte der Bundesrat diverse Kommissionen ein, die ihre Vorschläge in den frühen 80er-Jahren vorlegten, so unter anderem eine interdepartementale Arbeitsgruppe Restwasser (*Akeret*, 1982) und eine ausserparlamentarische Kommission (*Aubert*, 1984). Parallel dazu erhöhte die von Umweltschutz- und Fischereiorganisationen im Jahre 1984 eingereichte Volksinitiative zur «Rettung unserer Gewässer» den Druck auf die Politik. Nach langwieriger und offenbar schwieriger Vorbereitungszeit sowie anschliessender zweijähriger Beratung verabschiedete das Parlament am 24. Januar 1991 schliesslich eine Kompromisslösung als indirekten Gegenvorschlag zur Initiative. Da zum Gegenvorschlag das Referendum ergriffen und die Initiative nicht zurückgezogen wurde, gelangten beide Vorlagen am 17. Mai 1992 zur Abstimmung: Während Volk und Stände die Initiative deutlich verwarfen, wurde der Gegenvorschlag von Bundesrat und Parlament ebenso deutlich angenommen und das entsprechend revidierte Gewässerschutzgesetz (GSchG) per 1. November 1992 in Kraft gesetzt.

Seither ist gesetzlich festgelegt, wieviel Restwasser unterhalb von Wasserentnahmen in Fliessgewässern verbleiben muss, um die vielfältigen natürlichen Funktionen der Gewässer zu gewährleisten. Dabei wird seit Anbeginn unterschieden zwischen Sanierungen von bereits vor 1992 bestehenden Nutzungen (Art. 80 GSchG) und den erhöhten Anforderungen für ab 1992 neue Wassernutzungen, einschliesslich Konzessionserneuerungen und wesentlicher Änderungen bestehender Konzessionen (Art. 31 bis 33 GSchG) (vgl. schematische Darstellung in *Bild 1*).

Bestehende Wassernutzungen sind so weit zu sanieren, als «dies ohne entschädigungsbegründende Eingriffe in bestehende Wassernutzungsrechte möglich ist» (Art. 80 Abs. 1 GSchG). Sind inventarisierte Landschaften und Lebensräume betroffen, ordnet die Behörde gegen Entschädigung «weitergehende Sanierungsmassnahmen» an (Art. 80 Abs. 2 GSchG). Für neue Wassernutzungen, einschliesslich Konzessionserneuerungen und wesentlicher Änderungen bestehender Konzessionen, definiert das Gesetz die einzuhaltenden «Mindestrestwassermengen» (Art. 31 GSchG). Diese können in definierten Ausnahmefällen tiefer angesetzt (Art. 32 GSchG) oder aufgrund einer «Abwägung der Interessen für und gegen die vorgesehene Wasserentnahme» erhöht werden (Art. 33 GSchG). Welche Restwassermengen angemessen sind, bestimmen die Kantone im Rahmen der gesetzlichen Vorgaben für jedes Gewässer und jeden Entnahmeort separat.[3]

### 2.2 Nationales Interesse und Produktionsziel Wasserkraft

In jüngerer Zeit hat nun die Schweizer Stimmbevölkerung in einer Referendumsabstimmung vom 21. Mai 2017 dem ersten Massnahmenpaket zur Energiestrategie 2050 und damit unter anderem dem totalrevidierten Energiegesetz (EnG) zugestimmt. Im per 1. Januar 2018 in Kraft gesetzten EnG wird bezüglich des notwendigen Ausbaus der erneuerbaren Strom-

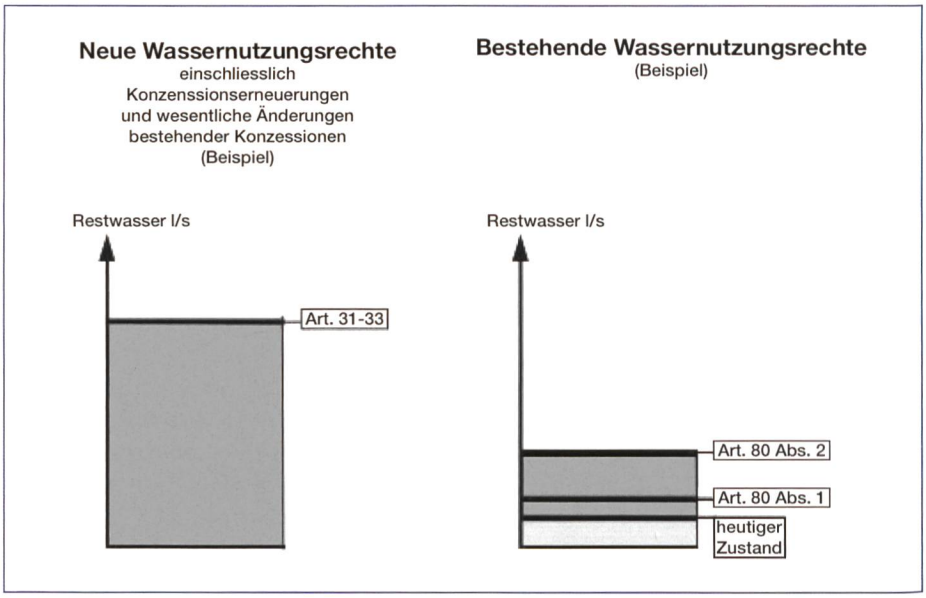



***Bild 1. Schema zu den Standards für Restwassermengen bei neuen Nutzungsrechten und bei Sanierungen bestehender Nutzungsrechte (Quelle: BUWAL, 2000).***

[2] Persönliche Mitteilung BAFU vom Dezember 2017.

[3] Eine weitergehende Darstellung der gesetzlichen Grundlagen zum Gewässerschutz und der inzwischen reichlich vorhandenen Materialien der Rechtsprechung sprengt den Rahmen dieser kurzen Übersicht und kann in einschlägigen Werken nachgelesen werden (bspw. *Hettich et al.*, 2016).

produktion festgehalten, dass die Nutzung und der Ausbau erneuerbarer Energien – namentlich der Wasserkraft – ab einer bestimmten Grösse und Bedeutung von «nationalem Interesse» sind (Art. 12 EnG). Als Schwellenwert für die notwendige Grösse und Bedeutung gilt bei bestehenden Anlagen eine Jahresproduktion von 10 GWh/a und bei neuen Anlagen eine Jahresproduktion von 20 GWh/a (Art. 8 EnV). Unter neuem Recht geniessen also sowohl inventarisierte Schutzobjekte wie beispielsweise Auen oder Landschaften von nationaler Bedeutung wie auch Wasserkraftanlagen mit einer Jahresproduktion von mehr als 10 bzw. 20 GWh/a den Status «nationales Interesse». Die beiden Anliegen müssen bei der Interessenabwägung deshalb neu als gleichrangig betrachtet und gleichwertig gegeneinander abgewogen werden.[4]

Im EnG ist auch festgehalten, dass «bei der Produktion von Elektrizität aus Wasserkraft ein Ausbau anzustreben [ist], mit dem die durchschnittliche inländische Produktion im Jahr 2035 bei mindestens 37 400 GWh/a liegt» (Art. 2 EnG). Längerfristig wird gemäss Botschaft des Bundesrates darüber hinaus eine weitere Steigerung der Wasserkraftproduktion auf 38 600 GWh/a bis ins Jahr 2050 angestrebt (*Bundesrat*, 2013).[5] Ausgehend von einer mittleren Produktionserwartung aus Wasserkraft von heute 36 327 GWh/a (*BFE*, 2018), ist die Produktion bis ins Jahr 2035 also um rund 1100 GWh/a und bis ins Jahr 2050 sogar um 2300 GWh/a zu steigern. Die durch Sanierungen und Konzessionserneuerungen künftig anfallenden Energieeinbussen aus den Restwasserbestimmungen gemäss GSchG (und aus den anderen ökologischen Sanierungen der Wasserkraft) sind darin nicht eingerechnet und müssen zur Erreichung des Produktionszieles vollumfänglich mit zusätzlicher Wasserkraft kompensiert werden. Dem Ausmass der Energieeinbussen aus Restwasserbestimmungen kommt daher aus energiepolitischer Sicht grosse Bedeutung zu.

## 3. Entwicklung der bisher prognostizierten Einbussen

Bereits im Gesetzgebungsprozess zum Gewässerschutzgesetz wie auch im Abstimmungskampf im Jahre 1992 wurde über das Ausmass der bis zur vollständigen Erneuerung sämtlicher Wassernutzungsrechte bis ins Jahr 2070 zu erwartenden Energieeinbussen kontrovers diskutiert. Während beispielsweise die interdepartementale Arbeitsgruppe des Bundes die Einbussen aufgrund der Mindestrestwassermengen auf 800 GWh/a bezifferte und keine Angaben zur Erhöhung nach Interessenabwägung wagte (*Akeret*, 1982), rechnete der SWV auf der Grundlage einer in Auftrag gegebenen Studie (*EWI*, 1987; *Schleiss*, 1987) mit Einbussen bis ins Jahr 2070 von mindestens 2630 GWh/a bis maximal 5040 GWh/a (vgl. *Bild 2*).

In den Erläuterungen zur Volksabstimmung von 1992 ging der Bundesrat davon aus, dass die vom Bund verlangten Mindestrestwassermengen gemäss Art. 31 GSchG «die heutige Wasserkraftproduktion bis 2070 um knapp 6 % reduzieren» und dass die «Auswirkungen durch Massnahmen der Kantone gemäss Art. 33 GSchG in der gleichen Grössenordnung sein dürften» (*Bundesrat*, 1987). Bezogen auf die damalige Wasserkraftproduktion von rund 33 000 GWh/a, wurde die zu erwartende Energieminderproduktion bis 2070 also offiziell auf je 2000 GWh/a bzw. insgesamt rund 4000 GWh/a beziffert.

Zehn Jahre später kam der Bundesrat in seiner Antwort auf die Motion 03.3096 von Nationalrat *Speck* zum Schluss, dass «die jährlichen Produktionseinbussen bis 2070 insgesamt 2000 GWh/a kaum übersteigen dürften» (*Bundesrat*, 2003). Grundlage für die Korrektur war gemäss der Antwort eine Analyse von neu konzessionierten Wasserkraftwerken durch das damalige Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft (heute: Bundesamt für Umwelt), wonach die Mindestrestwassermengen im Rahmen der Interessenabwägung durch die Kantone nach Art. 33 GSchG offenbar nur selten erhöht wurden (*Kummer*, 2002).

Nochmals knapp zehn Jahre später bestätigte der Bund den um 2000 GWh/a reduzierten Erwartungswert und rechnete im Rahmen der Energiestrategie

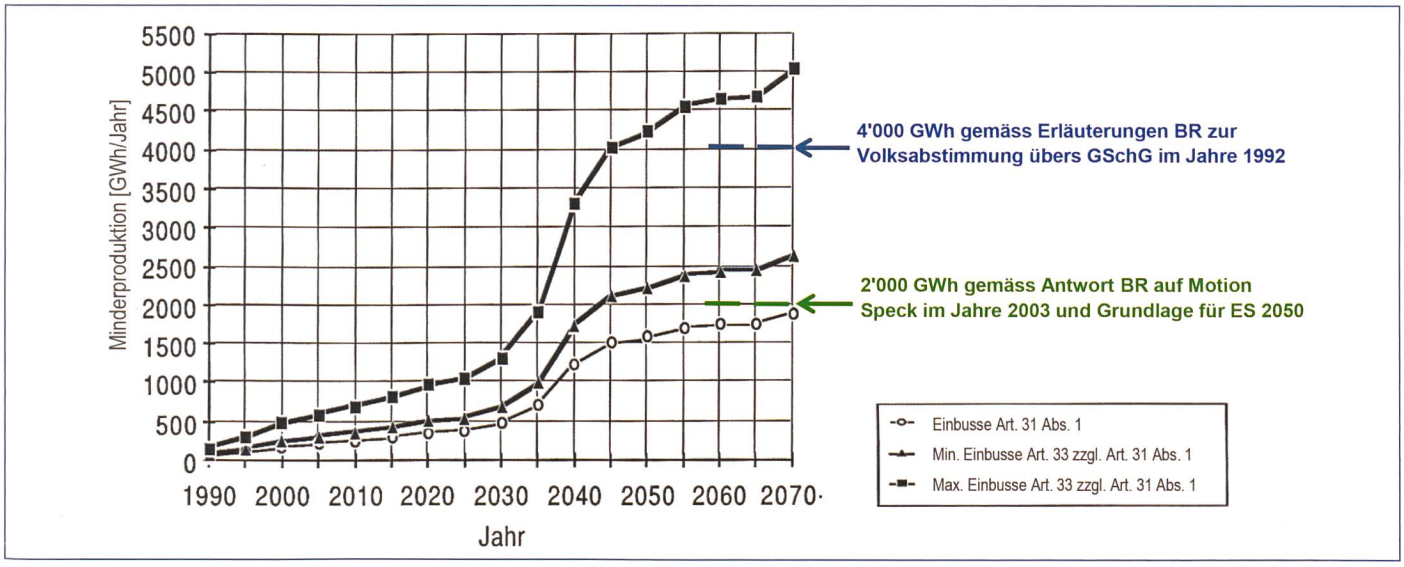



***Bild 2. Prognostizierte Energieeinbussen aus Restwasserbestimmungen gemäss Abschätzung zum Revisionsentwurf des GSchG (EWI, 1987) sowie ergänzend eingetragen die Werte aus den Erläuterungen zur Volksabstimmung von 1992 (blau) bzw. aus der Antwort auf die Motion von 2003 (grün).***

[4] Allerdings wurden durch die vom Bundesrat am 29. März 2017 gutgeheissene Revision des Bundesinventars der Landschaften und Naturdenkmäler von nationaler Bedeutung (BLN) alle 162 Inventarobjekte viel umfassender beschrieben. Die Merkmale der einzelnen Landschaften wurden im Detail festgehalten, und es wurden pro Objekt eine Vielzahl von Schutzzielen formuliert. Es ist daher nicht anzunehmen, dass sich die Realisierung von neuen Wasserkraftprojekten mit «nationalem Interesse» in inventarisierten Schutzobjekten künftig viel einfacher ausgestaltet.

[5] Weiterführende Informationen zur Energiestrategie 2050 finden sich auf der Webseite des Bundes: www.bfe.admin.ch/energiestrategie2050.

2050 mit künftigen Energieeinbussen von 1400 GWh/a bis 2050 bzw. von 1600 GWh/a bis 2070 (*BFE*, 2012). Grundlage war gemäss dem Bericht einerseits die Bestätigung der bundesrätlichen Schätzung aus dem Jahre 2003 durch eine Untersuchung des Wasserinstitutes des ETH-Bereichs (*Uhlmann/Wehrli*, 2007) und andererseits die Berücksichtigung der per 2012 bereits umgesetzten Sanierungen (200 GWh/a) sowie die mit der GSchG-Revision von 2011 ermöglichten zusätzlichen Ausnahmen (200 GWh/a).

Nachgeführt um die zwischen den Jahren 2012 und 2017 angefallenen Energieeinbussen aus erfolgten Sanierungen und Konzessionserneuerungen (250 GWh/a, vgl. Ergebnisse der vorliegenden Untersuchung in Kap. 6) rechnet der Bund also heute offiziell mit einem Anstieg der künftigen Produktionseinbussen aus Restwasserbestimmungen um 1150 GWh/a bis ins Jahr 2050 und um 1350 GWh/a bis ins Jahr 2070. Diese Energieeinbussen wurden im Rahmen der Energiestrategie 2050 berücksichtigt.

## 4. Entwicklung der Anforderungen

Im Widerspruch zu der vom Bund angenommenen moderaten Umsetzung der Restwasserbestimmungen sind die Behörden gleichzeitig daran, die Auslegung der ökologischen Anforderungen an die Abflussbemessung für Restwasserstrecken schleichend zu verschärfen. Bezüglich Anforderungen an die aquatischen Lebensräume wird seit rund zehn Jahren nicht nur auf das natürliche, sondern neu auch das potenziell mögliche Verbreitungsgebiet von geschützten und seltenen Arten abgestellt. Aufgrund der Passierbarmachung von Fischwanderhindernissen nehmen die potenziellen Verbreitungsgebiete deshalb deutlich zu. Auch die Zielsetzungen zur Wiederansiedelung der Seeforelle und des Lachses sowie für den Auenschutz führen zu immer höheren Anforderungen.

Konkrete Beispiele aus jüngerer Zeit für fachliche Verschärfungen sind folgende zwei Berichte:

Expertenbericht über «Mindestwassertiefen für See- und Bachforellen» (*Dönni, W. et al.*, 2016, im Auftrag des BAFU)
Zur Sicherstellung der Fischdurchgängigkeit sind Mindestwassertiefen zu gewährleisten. Während in der Botschaft zur Revision des GSchG von 1991 (*Bundesrat*, 1987) noch von einer generellen Mindestwassertiefe von 20 cm ausgegangen wurde und nur noch wenige Gewässer in der Schweiz eine Seeforellenpopulation aufwiesen, postuliert der neue Expertenbericht des BAFU als generelle Anforderung eine ganzjährig durchgehende Rinne mit einer Mindestwassertiefe von der 2.5-fachen Körperhöhe. Und zwar für das potenzielle Verbreitungsgebiet, welches infolge der Vernetzungsmassnahmen sich dem natürlichen Verbreitungsgebiet wieder annähert. Gestützt auf die Funktion der 2.5-fachen Körperhöhe, steigt die notwendige Wassertiefe je nach Fischlänge relativ schnell an und kann bei grossen Seeforellen mit einer Länge von beispielsweise 80 cm eine Wassertiefe von 43 cm bedingen. Entscheidend ist also unter anderem, welche vorkommenden Fischgrössen zu Grunde gelegt werden. Unterschreitungen dieser je nach Fischvorkommen und Experteneinschätzungen berechneten Wassertiefe sollen gemäss der Empfehlung bis zu einer minimalen Tiefe von der 2-fachen Körperhöhe nur bei entsprechender natürlicher Gerinnetopografie (beispielsweise Schnellen) und nur auf kurzen Abschnitten (50-fache Körperlänge) sowie als Ausnahmeregelung in besonderen Einzelfällen (beispielsweise glatte Sohlenverbauungen) zulässig sein. Der Anspruch der Gewährleistung der für grosse Fischarten wie die Seeforelle erforderlichen Wassermengen für die Wanderung führt aufgrund des zunehmenden Verbreitungsgebiets infolge von Vernetzungsmassnahmen (Fischaufstiegshilfen) zu laufend grösseren Minderproduktionen.

Expertenbericht über «Erforderliche Abflüsse in Auengebieten» (*Flussbau AG et al.*, 2017, Entwurf, im Auftrag des BAFU)
Auen sind unbestritten wichtige Lebensräume zur Gewährleistung der Artenvielfalt. Sie leben von der Abflussdynamik und sind durch Abflussmengen und ihre zeitliche Verteilung, Geschiebehaushalt und Morphologie/Revitalisierungen geprägt. Der bis anhin nur im Entwurf vorliegende Expertenbericht postuliert zwar die Einzelfallbetrachtung, um die Massnahmen auf die auenspezifisch vorkommenden und potenziell vorkommenden Tier- und Pflanzenarten auszurichten. Für die Abflussbemessung werden aber als pauschale Zielgrössen beispielsweise genannt: die Gewährleistung von 80 % der natürlicherweise vorhandenen benetzten Fläche, und zwar zu jedem Zeitpunkt im Jahresverlauf, die Sicherstellung von 40–60 % der natürlichen Wasserführung in der Vegetationsperiode und die Erreichung einer natürlichen Hydrologie (Klasse 1 «natürlich» gemäss Methodik HYDMOD; vgl. *BAFU*, 2011), und zwar sowohl gesamthaft wie auch separat für jede Teilkomponente wie Nieder-, Mittel- und Hochwasserregime sowie Saisonalität und Häufigkeit.

Die Expertenberichte argumentieren aus rein biologischer bzw. ökologischer Sicht ohne jegliche Abwägungen mit anderen Interessen. Viele der Empfehlungen sind nicht ausreichend wissenschaftlich begründet. Zwar sind diese Dokumente nicht als offizielle und vernehmlasste Vollzugshilfen oder Wegleitungen des Bundes verfasst, aber die Erfahrung lehrt, dass vom Bund in Auftrag gegebene und von ihm in Zirkulation gebrachte oder auf seiner Webseite publizierte Berichte oftmals als unbestrittener Stand des Wissens gelten und relativ rasch zur zwingenden Vorgabe werden. Unabhängig davon, ob man diese Anforderungen nun der Bestimmung der Mindestrestwassermenge gemäss Art. 31 GSchG oder der möglichen Erhöhung im Rahmen der Interessenabwägung gemäss Art. 33 GSchG zuordnet: Es ist offensichtlich, dass mit solch generellen Erhöhungen der ökologischen Anforderungen massiv höhere Abflüsse und damit Energieeinbussen bei Wasserkraftwerken resultieren würden, welche je nach lokaler Situation auch den Weiterbetrieb bei auslaufenden Konzessionen ernsthaft infrage stellen.

Wie viel Minderproduktion bei Anwendung dieser verschärften Auslegungen zu erwarten ist, wurde im Rahmen der vorliegenden Untersuchung abgeschätzt und ist in den nachfolgenden Kapiteln dargelegt.

## 5. Methodik der Untersuchung

### 5.1 Generelle Abgrenzung und Annahmen

Die Untersuchung stützt sich auf eine SWV-eigene Datenerhebung und -auswertung, die Anfang 2018 mit Fachexperten der Kraftwerksbetreiber entwickelt und validiert wurde. Folgende generelle Abgrenzungen und Annahmen liegen der Untersuchung zugrunde:

a) Ermittelte Produktionserwartung Ausleitkraftwerke
Die Unterscheidung zwischen den für die Restwasserfragen relevanten Ausleitkraftwerken und den nicht betroffenen Durchlaufkraftwerken ohne Wasserausleitung wird in der offiziellen Wasserkraftstatistik (WASTA) des Bundes nicht erfasst. Deshalb wurde der Anteil der von der Regelung betroffenen Produktionserwartung im Rahmen der vorliegenden Untersuchung ermittelt. Dazu wurden mithilfe der Geo-

datenbank des Bundes (map.geo.admin.ch; Ebenen «Statistik Wasserkraft», «Zuleitungen» und «Wasserentnahmen») und der Daten der WASTA sämtliche in der Statistik erfasste Zentralen auf die Relevanz bezüglich Restwasser geprüft und die Produktionserwartungen aufsummiert.[6] Für alle Ausleitkraftwerke resultiert heute eine Produktionserwartung von rund 31 700 GWh/a, was 87 % der gesamten jährlichen Produktionserwartung aus Wasserkraft von 36 300 GWh/a entspricht (per 1.1.2018, ohne Umwälzbetrieb, nur Zentralen > 0.3 MW Leistung, nur Schweizer Hoheitsanteil); bezogen auf das Referenzjahr 1992 resultiert ein Wert von 29 300 GWh/a bzw. 88 % der damaligen Produktionserwartung (*BFE*, 1991/2018).[7]

### b) Solide Datenbasis mit Hochrechnung

Die mit der Untersuchung direkt bei den Kraftwerksgesellschaften zusammengetragenen und ausgewerteten Daten umfassen, bezogen auf das Referenzjahr 1992, eine Produktionserwartung von 23 500 GWh/a. Mit der Datenerhebung werden also 80 % der gesamten von Restwasserbestimmungen betroffenen Produktion direkt erfasst und um den fehlenden Rest auf die Gesamtproduktion von Ausleitkraftwerken hochgerechnet (Faktor: 1.25). 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.

### c) Restwasserbestimmungen seit 1992

Die Untersuchung konzentriert sich auf die Energieeinbussen aus den seit dem Jahre 1992 geltenden Restwasserbestimmungen und damit auf die damalige Produktionserwartung (vgl. Schema in *Bild 3*). 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 %-Anteile der bisherigen und künftigen Energieeinbussen immer auf die ursprüngliche Produktionserwartung vor Einführung der Restwasserbestimmungen im Jahre 1992.

### d) Berücksichtigung von Schutz- und Nutzungsplanungen (SNP)

Im Rahmen der Datenerhebung und auch der Szenarienbildung ist die mögliche Verringerung der Minderproduktion aufgrund von Schutz- und Nutzungsplanungen gemäss Ausnahmebestimmungen Art. 32c GSchG (Mehrnutzung bei gleichzeitigem Mehrschutz bzw. Verzicht auf eine andere Nutzung) berücksichtigt.[8]

### e) Keine Berücksichtigung von Einbussen aus Neu- und Ausbauten

Seit der Einführung des GSchG im Jahre 1992 neu gebaute Kraftwerke und Ausbauten sowie damit allenfalls verbundene zusätzliche Energieeinbussen sind nicht berücksichtigt.[9] Bei diesen Anlagen gelten die Restwasserbestimmungen quasi von Beginn an, weshalb im Vergleich zur Produktionserwartung bei Inkraftsetzung des GSchG keine Energieeinbussen im Sinne der vorliegenden Untersuchung resultieren. Die künftigen Energieeinbussen aus Konzessionserneuerungen werden angesichts des Produktionszuwachses bei Ausleitkraftwerken von rund 8 % (vgl. Bst. a) damit eher unter- als überschätzt.

### f) Keine Berücksichtigung von Mehrproduktion aus Dotiermaschinen

Zum nicht berücksichtigten Ausbau gehören auch Dotiermaschinen beim Ausleitwehr bzw. bei der Wasserfassung. Durch solche kann oftmals ein Teil der aus den Restwasserbestimmungen resultierenden Energieeinbussen vermieden werden. Dies gilt vor allem bei Laufwasser- bzw. Niederdruckkraftwerken mit diesbezüglich günstigen Höhenverhältnissen, während bei Speicher- bzw. Hochdruckkraftwerken die Höhenverluste meistens viel zu einschneidend sind. Für den Zweck der vorliegenden Untersuchung wird die durch Dotiermaschinen erzielbare Mehrproduktion nicht betrachtet, weil es sich hierbei um einen Ausbau handelt, der einen Umbau der Anlagen, neue Maschinen und damit zusätzliche Investitionen bedingt.

### g) Keine Berücksichtigung weitere ökologische Sanierungen

Allfällige Produktionsverluste aus den mit der neueren Revision des GSchG per 2011 verlangten ökologischen Sanierungen der Wasserkraft, namentlich bezüglich Fischdurchgängigkeit, Schwall/Sunk-Abflüsse und Geschiebehaushalt, sind ausgeklammert. Je nach letztlich verfügten baulichen oder betrieblichen Massnahmen können diese Sanierungen zu zusätzlichen Energieeinbussen führen. Es bestehen zum heutigen Zeitpunkt aber noch nicht genügend Erfahrungswerte, um solche Einbussen seriös zu quantifizieren.

### h) Keine Berücksichtigung der Veränderung der Produktionsprofile

Durch die Restwasserdotierungen werden oftmals die Produktionsprofile der Kraft-

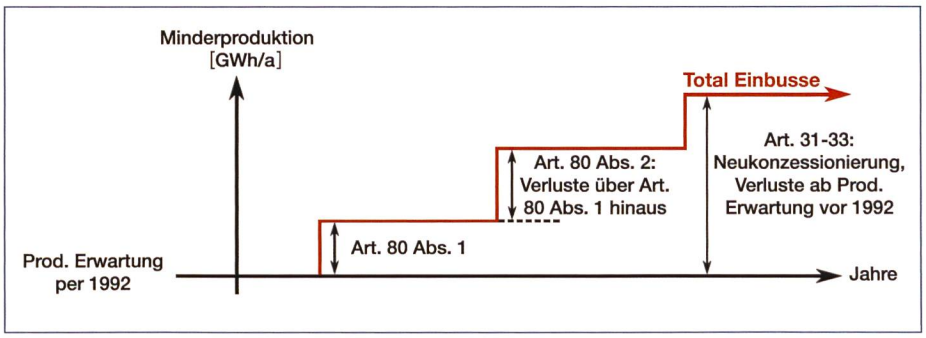



***Bild 3. Schematische Darstellung der Referenz für die Produktionserwartung und des Prinzips der Aufsummierung von Einbussen aus Art. 80 und Art. 31–33 GSchG.***

[6] Neben den klassischen Ausleitkraftwerken mit Entnahme und Weiterleitung über einen Oberwasserkanal bzw. eine Druckleitung zum Kraftwerk sind auch Entnahmen und Zuleitungen aus Teileinzugsgebieten sowie direkt eingestaute Gewässer (Stauseen) relevant und berücksichtigt. Anlagen, bei denen die Zuordnung nicht eindeutig vorgenommen werden konnte, wurden als Nicht-Ausleitkraftwerke definiert.

[7] Da die WASTA früher nicht jährlich nachgeführt wurde, dient hier der Wert per 1991 (BFE, 1991).

[8] Im Rahmen der Ausnahmeregelung gemäss Art. 32 Bst. c GSchG sind die Kantone befugt, die Restwassermengen tiefer anzusetzen. Voraussetzung dafür ist, dass im Rahmen einer Schutz- und Nutzungsplanung (SNP) ein entsprechender ökologischer Ausgleich durch geeignete Massnahmen im gleichen Gebiet stattfindet. Die Verminderung der Abflussmenge, das heisst die Mehrnutzung eines Fliessgewässers, muss durch eine ökologische Aufwertung bzw. einen verbindlichen Mehrschutz ausgeglichen werden. SNP bedürfen der Genehmigung des Bundesrates, der bis Ende 2017 insgesamt 23 solcher Planungen genehmigt hat (BAFU, 2009; sowie persönliche Mitteilung BAFU vom Juni 2018).

[9] Bei Neu- und Ausbauten ist zu unterscheiden zwischen solchen, die keine Auswirkungen auf die Restwassermengen haben und damit keine zusätzlichen Energieeinbussen verursachen (bspw. Maschinenersatz mit höherem Wirkungsgrad), und solchen, die Auswirkungen haben können (bspw. neue Wasserfassung oder neue Kraftwerksstufe).

werke verändert, meist eher verschlechtert bzw. wird vor allem der Freiheitsgrad reduziert. Das ist aber primär relevant für die Wirtschaftlichkeit einer Anlage und ist deshalb im Rahmen der vorliegenden Untersuchung zu Energieeinbussen nicht berücksichtigt.

## 5.2 Grundlagen für die Ermittlung der Energieeinbussen

Für die Ermittlung der Energieeinbussen wird unterschieden zwischen a) den per Ende 2017 umgesetzten Sanierungen und Konzessionserneuerungen, b) den noch offenen Restwassersanierungen sowie c) den künftigen Konzessionserneuerungen. Folgende Grundlagen werden dazu verwendet:

### a) Energieeinbussen per Ende 2017

Die seit 1992 bis Ende 2017 angefallenen Energieeinbussen stützen sich direkt auf die von den Kraftwerksbetreibern gemeldeten Daten zu verfügten und umgesetzten Sanierungsmassnahmen nach Art. 80 GSchG bzw. zu den bereits umgesetzten Konzessionserneuerungen nach Art. 31–33 GSchG. Wurde die Umsetzung auf mehrere Jahre verteilt, wird als Umsetzungszeitpunkt das Abschlussjahr der Realisierung aller Massnahmen verwendet.

### b) Energieeinbussen durch ausstehende Restwassersanierungen

Die erwarteten Energieeinbussen aus den per Ende 2017 noch ausstehenden Sanierungen nach Art. 80 GSchG stützen sich ebenfalls auf die von den Kraftwerksbetreibern gemeldeten Daten aus vorliegenden Sanierungsverfügungen, Entwürfen von Sanierungsverfügungen, Restwasserberichten oder bekannten Forderungen. Der zeitliche Abschluss der Sanierungen hängt von der Kompromissbereitschaft der Beteiligten oder allfälliger Gerichtsverfahren ab und kann deshalb nicht zuverlässig vorausgesagt werden. Zwar schreibt der Bund in einer Mitteilung, dass «[er] den Abschluss aller Sanierungen bis Ende 2018 anstrebt» (*BAFU*, 2017). Aber trotz der unbestrittenen Fortschritte, die an den gebildeten runden Tischen zu offenen Sanierungen gemacht werden, wird dieser Termin als zu optimistisch beurteilt. Für den Zweck der vorliegenden Untersuchung werden die noch ausstehenden Sanierungen gleichmässig auf die Jahre 2018 bis 2022 verteilt.

### c) Energieeinbussen durch künftige Konzessionserneuerungen

Die erwarteten Energieeinbussen durch künftige Konzessionserneuerungen ab 2018 hängen stark von den zugrunde gelegten Anforderungen an Gewässerlebensräume und Landschaften ab. Im Rahmen der Untersuchung werden die folgenden Szenarien mit unterschiedlichen Anforderungsniveaus und resultierenden Minderproduktionen unterschieden:

#### Sz1: «Anforderungen wie bisher»

Dieses Szenario basiert auf der Fortführung der bisherigen Praxis zu Konzessionserneuerungen gemäss Art. 31–33 GSchG. Bei den von 1992 bis Ende 2017 realisierten Konzessionserneuerungen betrug die Energieeinbusse durchschnittlich 11.1 % der betroffenen Produktion (vgl. Resultate der Untersuchung in Kapitel 6.2). Dieser Wert beinhaltet die Nutzung des Instrumentes der Schutz- und Nutzungsplanungen nach Art. 32 Bst. c GSchG in 23 Fällen, womit bei diesen Anlagen im Durchschnitt eine Reduktion der Energieeinbussen um 2.7 Prozentpunkte erreicht werden konnte.[10] Ausgehend von diesen Erfahrungswerten, wird in diesem Szenario allen künftigen Konzessionserneuerungen von Ausleitkraftwerken eine Einbusse von 11 % zugrunde gelegt und damit die Anwendung der Ausnahmebestimmung SNP in gleichem Umfang bzw. Anteil wie bisher vorausgesetzt. Da die Möglichkeiten für einen ökologischen Ausgleich von Mehrnutzung aufgrund neuer Sanierungsvorschriften und separaten Revitalisierungsprogrammen tendenziell abnehmen, stellt das Szenario bezüglich Einbussen eher eine untere Grenze der Fortführung des Bisherigen dar.

#### Sz2: «Erhöhte Anforderungen Mindestwassertiefe für Bach- und Seeforellen gemäss Expertenbericht»

Für die erforderlichen Mindestwassertiefen resultieren je nach zugrunde gelegten Anforderungen zusätzliche Restwassermengen und damit eine grössere Energieminderproduktion. Dem Szenario wird das potenzielle Verbreitungsgebiet und der vom BAFU jüngst publizierte Expertenbericht «Mindestwassertiefen für See- und Bachforellen» zugrunde gelegt, der aus Expertensicht konkrete Empfehlungen für die Bachforelle und die grössere Seeforelle definiert (vgl. zusammenfassende Hinweise im Kapitel 4). Die primär von der Fischlänge abhängigen Anforderungen führen je nach Voraussetzungen im konkreten Fall zu sehr unterschiedlichen Produktionseinbussen. Die bei zahlreichen Referenzanlagen versuchsweise angewendete Empfehlung resultierte in Energieeinbussen zwischen 7 und 37 % gegenüber dem insgesamt nutzbaren werkspezifischen Wasserdargebot.

Für den Zweck der vorliegenden Untersuchung werden vereinfachend bei Ausleitkraftwerken mit Vorkommen der Bachforelle Energieeinbussen von 12 % hinterlegt und bei solchen mit Vorkommen der Seeforelle Energieeinbussen von 15 %. Die konkrete Zuordnung der jeweiligen Anforderungen wurde, gestützt auf Expertenwissen zu den Fischvorkommen, pro Kraftwerk vorgenommen.[11] Gemäss dieser Zuordnung sind insgesamt rund 25 000 GWh/a von Vorkommen oder potenziellen Vorkommen der Bach- und Seeforelle oder anderer Grossfische betroffen. Für die Aggregation wird bei Kraftwerken im Einzugsgebiet von anderen Grossfischen von den gleichen Anforderungen wie für die Seeforelle ausgegangen. Für die übrigen Kraftwerke ohne potenzielles Vorkommen von Bach- oder Seeforellen bzw. anderen Grossfischen wird für die Aggregation das Szenario 1 verwendet und damit ebenfalls ein Anteil SNP vorausgesetzt.

#### Sz3: «Erhöhte Anforderungen Auen gemäss Entwurf Expertenbericht»

Im Einflussbereich von Auen von nationaler oder potenziell nationaler Bedeutung sind zusätzliche Anforderungen an die Restwasserdotierungen zu erfüllen. Der Entwurf des vom BAFU in Auftrag gegebenen Expertenberichts «Erforderliche Abflüsse in Auengebieten» (vgl. zusammenfassende Hinweise im Kapitel 4) schlägt – trotz punktueller Erwähnung im Bericht – keine fixen Zielwerte vor, sondern empfiehlt eine Einzelfallbeurteilung. Für die Prognose der

[10] Die eigene Auswertung der genehmigten 23 SNP für bestehende Anlagen mit einer Gesamtproduktion von rund 1300 GWh/a (entspricht ca. 2/3 der insgesamt neu konzessionierten Produktion von rund 1900 GWh/a) zeigt, dass in diesen Fällen die jeweiligen Energieeinbussen um zwischen 0.9 und 7.0 Prozentpunkte verringert werden konnten. Insgesamt betrug die erreichte Verringerung rund 35 GWh/a bzw. 2.7 % der betroffenen Produktion, was die gesamten Einbussen durch Konzessionserneuerungen um 1.8 % zu reduzieren vermochte. Ohne Anwendung des Instrumentes der SNP hätte die Minderproduktion bei Konzessionserneuerungen bis Ende 2017 also 12.9 % statt 11.1 % betragen.

[11] Die Zuordnung und Berechnung wurde unabhängig davon vorgenommen, ob die Fischdurchgängigkeit bei der Anlage schon gewährleistet ist oder im Rahmen der Sanierungen der Fischgängigkeit noch ansteht (was infolge der notwendigen Speisung von Auf- und Abstiegshilfen inklusive Lockstörungen zu weiteren, hier nicht berücksichtigten Energieeinbussen führt).

Energieeinbussen müssen aber vereinfachende Annahmen getroffen werden. Das Szenario stützt sich deshalb auf die im Expertenbericht erwähnte Zielgrösse von 40–60 % des natürlichen Abflusses sowie die ebenfalls vom BAFU beauftragte frühere Beurteilung des Zustandes der Auen, mit der diese je nach festgestelltem Abflussdefizit in verschiedene Klassen eingeteilt werden (*Hanus et al.*, 2014).[12/13]

Bei Anlagen, die gemäss dieser Beurteilung im Einflussbereich von Auen mit einer Abflussmenge von heute weniger als 20 % des natürlichen Abflusses (Klasse rot) sind, wird ein zusätzlicher Abfluss von 40 % und vereinfachend die entsprechende Energieminderproduktion von 40% hinterlegt. Bei Anlagen im Einflussbereich von Auen mit Abflussmengen zwischen 20 und 40 % des natürlichen Abflusses (Klasse orange) wird ein zusätzlicher Abfluss von 20 % bzw. die entsprechende Energieminderproduktion von 20 % hinterlegt. Für Anlagen, die im Einflussbereich von beiden Klassen liegen, wird der Mittelwert von 30 % verwendet. Weiter wurde davon ausgegangen, dass für alle Anlagen im Einflussbereich von Auen, welche bereits heute einen Abfluss von 40 % des natürlichen Abflusses oder mehr aufweisen (Klassen gelb bis blau), keine erhöhten Anforderungen an die Restwassermengen abgeleitet werden und damit keine Energieeinbussen resultieren. Für die konkrete Analyse dieses Szenarios wurde bei sämtlichen Kraftwerken zum einen die oben beschriebene Zuordnung zur Zustandsklasse vorgenommen und zum anderen der Anteil von direkt durch Auen betroffene Produktion jedes einzelnen Kraftwerkes abgeschätzt und nur Letztere für die Berechnung der Energieeinbussen verwendet. Insgesamt ist nach dieser Abschätzung heute eine Jahresproduktion von 8000 GWh/a direkt durch rund 100 Auen von nationaler Bedeutung mehr oder weniger stark betroffen.

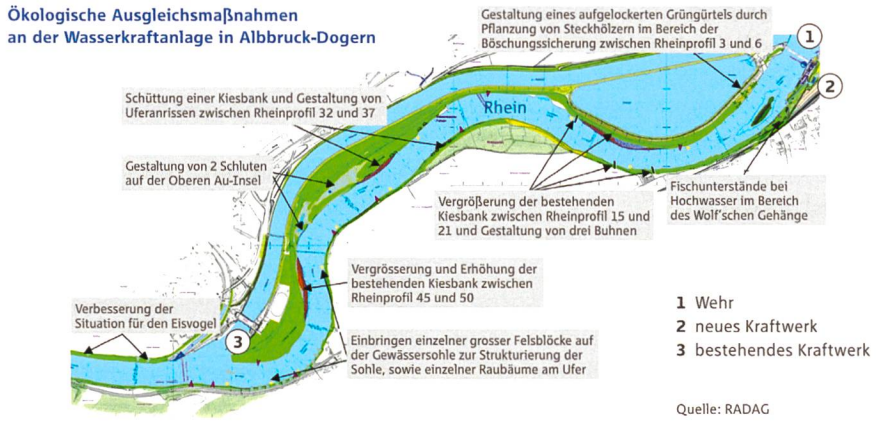
Die zusätzlichen Anforderungen an die Restwassermengen durch die Auen und durch die Mindestwassertiefen für die Fischwanderung überschneiden sich zum Teil. Für die Aggregation des Szenarios 3 wird daher für jedes einzelne Kraftwerk geprüft, ob die Anforderungen aus Szenario 2 oder 3 höher liegen und der höhere Wert für die Aggregation verwendet. Bei Kraftwerken, welche nicht im Einflussbereich von nationalen Auen liegen, wird für die Aggregation der Wert von Szenario 2 verwendet. Ist ein Kraftwerk weder von Auen noch von der Mindestwassertiefe betroffen, so wird für die Aggregation bei diesen Anlagen der Wert von Szenario 1 verwendet. Das Szenario 1 bildet somit inklusive den zugrunde gelegten Anteils SNP die Basis für die Szenarien 2 und 3.

### Sz4: «Simultan-dynamische Dotierung»

Im Dialog mit Behörden und Umweltverbänden wird vermehrt die generelle Anforderung simultan-dynamischer Restwasserdotierung formuliert (vgl. dazu auch die aktuelle Publikation von *Hayes*, 2018). Gemeint ist damit, dass jederzeit ein bestimmter Anteil des natürlichen Abflusses im Gewässer verbleiben muss. Dieser wird für die vorliegende Untersuchung und gestützt auf Erfahrungswerten auf 30 % definiert und vereinfachend eine gleichwertige Energieeinbusse von ebenfalls 30 % angenommen. Als generelle Anforderung wird diese Annahme sämtlichen künftigen Konzessionserneuerungen von Aus-

**Fallbeispiel 1: Konzessionserneuerung Rheinkraftwerk Albbruck-Dogern**

Das grenzüberschreitende Kraftwerk Albbruck-Dogern am Hochrhein ging im Jahre 1933 zum ersten Mal ans Stromnetz. Das als Kanalkraftwerk konzipierte Werk nutzt das Gefälle des Hochrheins zwischen den Ortschaften Koblenz bis Albbruck. Im Jahre 1998 beantragte die Betreibergesellschaft RADAG eine neue Konzession, die mit Wirkung vom September 2003 von den Behörden Deutschlands und der Schweiz mit Laufzeit bis 2072 erteilt wurde.




*Übersicht über die Anlage mit einem Teil der im Rahmen der Konzessionserneuerung am Hochrhein umgesetzten ökologischen Aufwertungsmassnahmen (Quelle: RADAG, 2018).*

Im Rahmen der etwas vorzeitigen Konzessionserneuerung wurde bei diesem Kraftwerk auf eine Restwassersanierung nach Art. 80 GSchG verzichtet und stattdessen gleich die höheren Anforderungen für Konzessionserneuerungen gemäss Art. 31–33 GSchG umgesetzt. Um die damit einhergehenden Energieeinbussen zu minimieren, wurde beim Stauwehr für rund 70 Mio. Euro eigens ein neues Wehrkraftwerk mit einer Leistung von 24 MW gebaut, das im Jahr 2009 in Betrieb gesetzt werden konnte. Das Kanalkraftwerk liefert heute bei einer installierten Leistung von rund 85 MW eine Jahresproduktion von 528 GWh/a bzw. aufgrund des Schweizer Hoheitsanteils von 54 % aus Schweizer Sicht 285 GWh/a. Im Vergleich zur Produktion vor der Konzessionserneuerung ist beim Kanalkraftwerk eine Einbusse des Schweizer Produktionsanteils von rund 21 GWh/a bzw. 7 % der betroffenen Produktion zu verzeichnen.

*In der vorliegenden Untersuchung wurde dieser Anlage die beim Hauptkraftwerk zu verzeichnende Energieeinbusse mit dem Umsetzungsjahr 2009 hinterlegt. Gemäss der definierten methodischen Abgrenzung wurde dabei sowohl bezüglich der Gesamtproduktion wie auch bezüglich der Energieeinbusse jeweils nur der Schweizer Hoheitsanteil berücksichtigt. Ebenfalls gemäss der methodischen Abgrenzung wurde die durch das neue Wehrkraftwerk erzielbare Mehrproduktion nicht betrachtet.*

[12] Mit der Studie von *Hanus et al.* (2014) wurden 217 Objekte des nationalen Aueninventars sowie die 42 Kandidaten der laufenden Revision des Inventars auf ihren Zustand und Aufwertungsbedarf untersucht. Gemäss dieser Beurteilung waren von den total 259 Auen deren 77 (29 %) durch Wasserausleitungen beeinträchtigt, 56 davon stark, mit Abflussmengen von weniger als 40 % des natürlichen Abflusses.

[13] Seit dem 1. November 2017 umfasst das Aueninventar allerdings 326 Objekte. Für diese durch den erwähnten Bericht noch nicht beurteilten Auen wurde die Klassierung hinsichtlich Abflussdefizit im Rahmen der vorliegenden Untersuchung analog mit den verfügbaren Angaben zur Beeinträchtigung der Fliessgewässer durch Kraftwerke aus dem hydrologischen Atlas der Schweiz vorgenommen (Margot et al., 1992). Nicht berücksichtigt wurden hingegen die 27 weiteren Gebiete, die als Kandidaten im Anhang 2 der Auen-Verordnung genannt sind.

leitkraftwerken zugrunde gelegt und allen Fassungen die entsprechende Energieeinbusse zugeordnet. Das Szenario 4 wird also unabhängig von den Szenarien 1 bis 3 für sich alleine berechnet.

Für alle vier Szenarien wird als Zeitpunkt der aus Konzessionserneuerungen anfallenden Minderproduktion das Ablaufjahr der heutigen Konzessionen definiert. In der Praxis ist zu beobachten, dass aufgrund von Konzessionsänderungen oder vorzeitigen Konzessionserneuerungen die Minderproduktionen tendenziell eher früher anfallen werden.

## 6. Ergebnisse

### 6.1 Gesamtüberblick

Die Ergebnisse der Untersuchung sind in den nachfolgend abgebildeten Summenkurven zu den gesamten Energieeinbussen im Zeitverlauf von 1992 bis 2070 zusammenfassend dargestellt (vgl. *Bild 4*): Mit dem Ziel der übersichtlicheren Analyse bzw. Erläuterung der einzelnen Bereiche der Summenkurven werden die folgenden Zeitperioden unterschieden:

- effektive Energieeinbussen bis Ende 2017 (betrifft umgesetzte Sanierungen und Konzessionserneuerungen)
- künftige Energieeinbussen 2018 bis 2022 (betrifft ausstehende Sanierungen und wenige Konzessionserneuerungen in dieser Zeitperiode)
- künftige Energieeinbussen 2023 bis 2070 (betrifft künftige Konzessionserneuerungen in dieser Zeitperiode)

In den folgenden Abschnitten sind die Ergebnisse der Untersuchung für diese einzelnen Zeitperioden kurz beschrieben sowie mit je einem ausgewählten Fallbeispiel illustriert.

### 6.2 Effektive Energieeinbussen bis Ende 2017

Die von 1992 bis Ende 2017 angefallenen Energieeinbussen aus umgesetzten Restwassersanierungen und Konzessionserneuerungen belaufen sich gemäss den hochgerechneten Angaben der Kraftwerksgesellschaften per Ende 2017 auf total 560 GWh/a. Davon entfallen 350 GWh/a auf Sanierungen nach Art. 80 GSchG und 210 GWh/a auf die wenigen bisher realisierten Konzessionserneuerungen nach Art. 31–33 GSchG.

Bei den umgesetzten Sanierungen ist durchschnittlich eine Energieeinbusse von 2.5 % der betroffenen Jahresproduktion zu verzeichnen, wobei die einzelnen Werte je nach lokaler Situation stark von diesem Durchschnitt abweichen können. Zu beachten ist:

- Es sind noch nicht alle Sanierungen abgeschlossen und tendenziell eher die schwierigen Fälle noch ausstehend (vgl. Ausführungen in Kapitel 6.3).
- Aufgrund anstehender Konzessionserneuerungen oder Ausbauvorhaben wurde in einigen Fällen auf eine Sanierung verzichtet und stattdessen direkt eine (ggf. vorgezogene) Neukonzessionierung durchgeführt (vgl. *Fallbeispiel 1*).

Bei den bisher umgesetzten Konzessionserneuerungen resultiert eine durchschnittliche Energieeinbusse von 11.1 % der betroffenen Jahresproduktion. Dazu gilt es Folgendes anzumerken:

- Der Durchschnittswert berücksichtigt die genehmigten und in Kraft getretenen Schutz- und Nutzungsplanungen, mit welchen zugunsten anderer Aufwertungsmassnahmen eine Energieeinbusse von rund 35 GWh/a bzw. 1.8 % der gesamten neu konzessionierten Produktion vermieden werden konnte (vgl. auch Hinweis beim Beschrieb des Szenarios 1).

Der im Vergleich zu bisherigen Sanierungen mehr als vier Mal höhere %-Anteil bei Konzessionserneuerungen zeigt eindrücklich, was mit den auslaufenden und neu zu konzessionierenden Wassernutzungsrechten an Energieeinbussen auf die Schweiz zukommen wird.

### 6.3 Künftige Energieeinbussen 2018 bis 2022

In der Zeitperiode zwischen 2018 und 2022 zu erwarten sind primär die Energieeinbussen durch ausstehende Sanierungen nach Art. 80 GSchG von rund 550 GWh/a (je rund die Hälfte aufgrund Abs. 1 bzw. Abs. 2) sowie durch wenige in diesem Zeitraum zu erwartende Konzessionserneuerungen gemäss Art. 31–33 GSchG von je nach Szenario zwischen 90 GWh/a (Sz1) bis 300 GWh/a (Sz4). Insgesamt sind in dieser Zeitperiode also je nach Szenario Einbussen zwischen 640 GWh/a und 850 GWh/a zu erwarten.

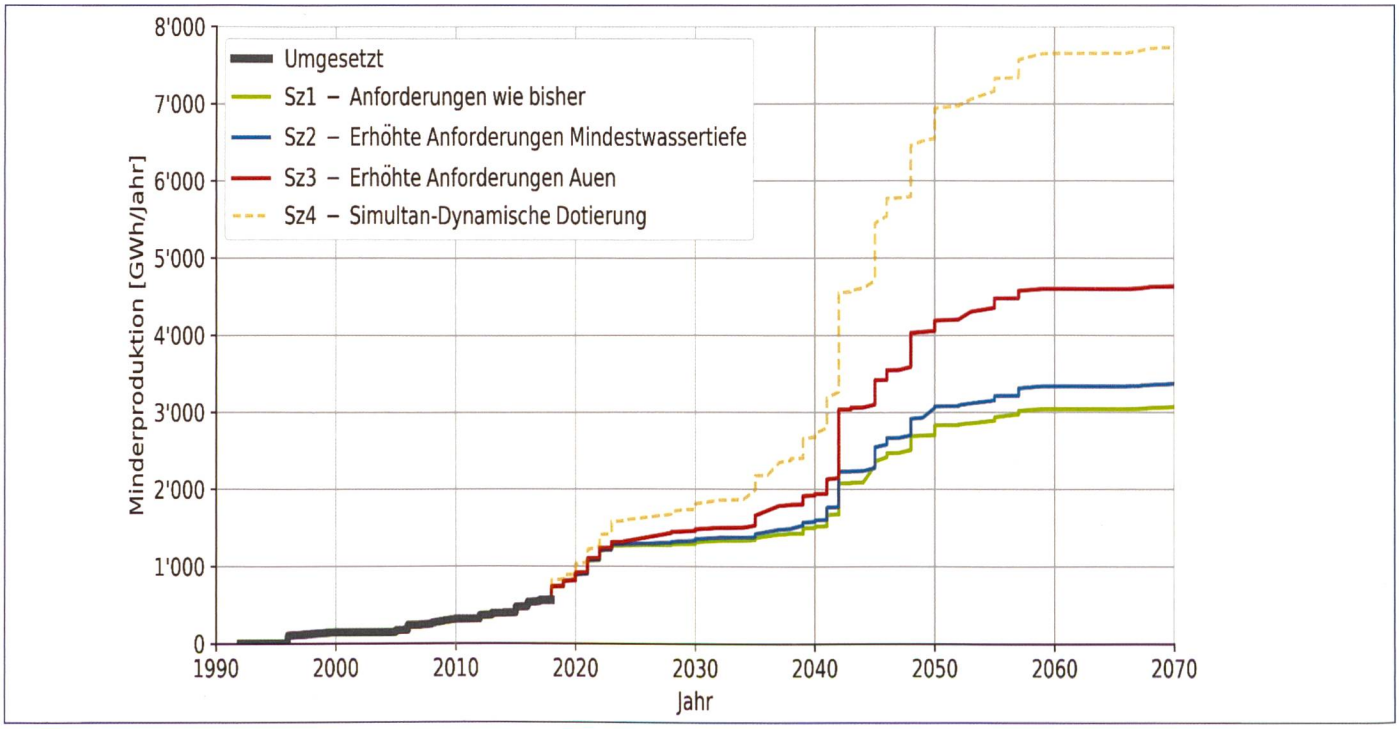



***Bild 4. Summenkurven der ermittelten Energieeinbussen je nach hinterlegtem Szenario im Zeitverlauf von 1992 bis 2070.***

Bei den ausstehenden Sanierungen ist gemäss der Untersuchung durchschnittlich eine Energieeinbusse von 4.6 % der betroffenen Produktion zu erwarten.[14] Das liegt deutlich über dem Durchschnittswert der bisherigen Sanierungen (vgl. Kapitel 6.2), was mit folgenden Erklärungen eingeordnet werden kann:

- Es sind eher die komplexeren und noch umstrittenen Fälle ausstehend, bei denen aufgrund der speziellen lokalen Verhältnisse für einen tatsächlichen ökologischen Mehrwert oft sehr hohe Energieeinbussen resultieren würden und deren Sanierung im Rahmen von Art. 80 Abs. 1 GSchG oftmals wirtschaftlich nicht tragbar wäre.
- Es sind Fälle mit weitergehenden Sanierungsmassnahmen gemäss Art. 80 Abs. 2 GSchG ausstehend, die aufgrund betroffener Inventare schützenswerter Lebensräume und Landschaften zu deutlich grösseren Restwassermengen und damit höheren Energieeinbussen (mit Entschädigungen) führen (vgl. *Fallbeispiel 2*).

Es gilt festzuhalten, dass noch reichlich Unsicherheit über das tatsächliche Ausmass der Energieeinbussen aus den restlichen ausstehenden Sanierungen verbleiben. Die Sanierungen tragen aber voraussichtlich entscheidend zur gesamten Energieeinbusse bei und sind vor allem in der kurzen Frist zu erwarten.

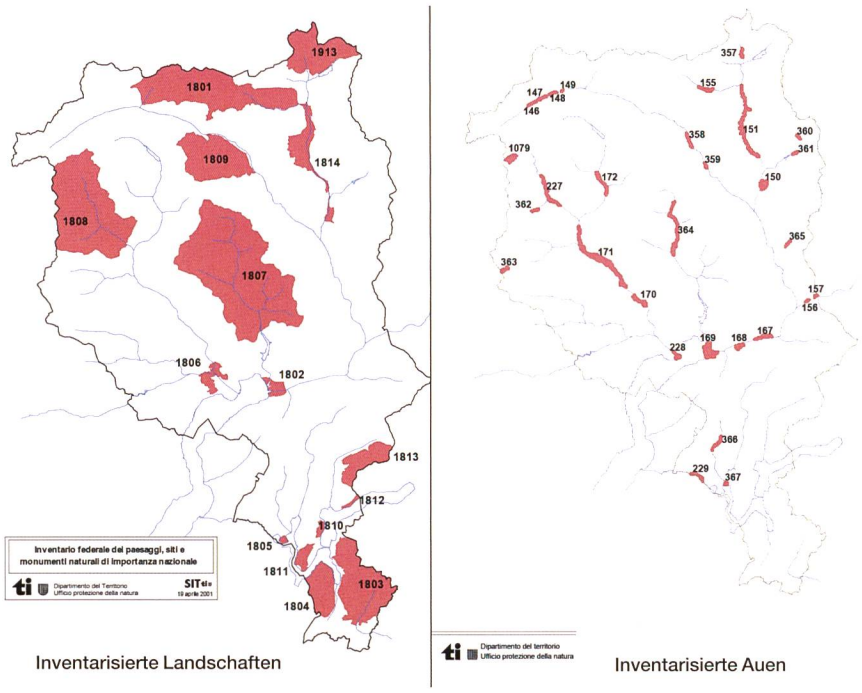
## 6.4 Künftige Energieeinbussen 2023 bis 2070

Die ab dem Jahr 2023 anfallenden Energieeinbussen betreffen gemäss methodischer Abgrenzung ausschliesslich diejenigen aus künftigen Konzessionserneuerungen gemäss Art. 31–33 GSchG (vgl. *Fallbeispiel 3*). Die zusätzlichen jährlichen Einbussen erreichen bis 2070 je nach zugrunde gelegtem Szenario zwischen 1870 GWh/a (Sz1) und 6340 GWh/a (Sz4).[15]

Im zeitlichen Verlauf ist zu bemerken, dass bis ins Jahr 2035 verhältnismässig geringe zusätzliche Einbussen zu erwarten sind, da in dieser Zeitperiode wenige ordentliche Konzessionserneuerungen anfallen. Das ändert sich allerdings ab dem Jahre 2040, im Gleichschritt mit dem Ablauf zahlreicher Konzessionen grosser Werke. Zur besseren Einordnung

**Fallbeispiel 2: Restwassersanierung Art. 80 Abs. 2 im Tessin**

Nachdem die Restwassersanierungen nach Art. 80 Abs. 1 GSchG bereits im Jahre 1996 mit einem Vergleich vor Bundesgericht gelöst und umgesetzt wurden, hat der Regierungsrat des Kantons Tessin im Frühling 2018 die Verfügungsentwürfe zur Restwassersanierung nach Art. 80 Abs. 2 GSchG in die Vernehmlassung gebracht (*Consiglio di stato del Ticino*, 2018a/b) und die Verfügungen am 3. August 2018 erlassen. Gemäss diesen Verfügungen sind aufgrund der an den Flüssen Ticino, Maggia und Brenno vorkommenden Auen und Landschaften von nationaler Bedeutung weitergehende Sanierungsmassnahmen mit Erhöhungen der Restwassermengen vorgesehen.




Inventarisierte Landschaften

Inventarisierte Auen

*Inventarisierte Landschaften und Auen von nationaler Bedeutung im Kanton Tessin; zahlreiche Inventare liegen im Einflussbereich von bestehenden Wasserkraftanlagen (Quelle: Dipartimento del territorio del Ticino, 2016).*

Gestützt auf die im Restwasserbericht zusammengefassten Untersuchungen, werden in den Verfügungen die von den Kraftwerksgesellschaften bis zum Konzessionsende zu garantierenden Minimalabflüsse auf Monatsbasis neu festgelegt und gegenüber heute um ein Vielfaches erhöht. Die Tessiner Regierung geht davon aus, dass durch die Erhöhungen der Restwassermengen nach Art. 80 Abs. 2 GSchG eine Verringerung der Jahresproduktion von total 150 GWh/a bzw. rund 7% der betroffenen Produktion resultiert. Mit 80 bzw. 55 GWh/a entfällt der Grossteil dieser Energieminderproduktion auf die Kraftwerke Maggia und Blenio, deren Gesellschaften OFIMA und OFIBLE für die resultierenden Produktionseinbussen aufgrund der laufenden Konzessionen zu entschädigen sind. Der genaue Mechanismus für diese Entschädigung ist noch auszuarbeiten. Die Gesamtkosten für die Sanierungen nach Art. 80 Abs. 2 GSchG werden von der Tessiner Regierung auf die Grössenordnung von 100 Mio. CHF geschätzt. Aufgrund der betroffenen nationalen Inventare wird der Bund gemäss Zusage des Bundesamtes für Umwelt 65% dieser Kosten übernehmen, während der Rest vom Kanton Tessin zu finanzieren ist. Die Entscheidung zur Finanzierung durch den Grossen Rat des Kantons Tessin ist noch ausstehend. Bei Zustimmung würden anschliessend die Sanierungsmassnahmen umgesetzt und nach fünf Jahren überprüft werden.

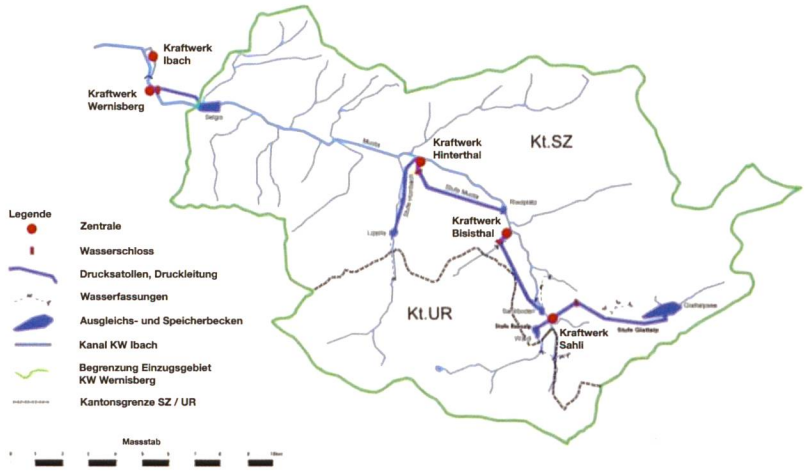
*In der vorliegenden Untersuchung ist den betroffenen Kraftwerken die gemäss den Verfügungen erwartete Energieeinbusse von insgesamt 150 GWh/a zugeordnet mit dem Jahr 2021 als angenommenes Umsetzungsjahr.*

[14] Die Differenz in der Produktionserwartung von «erfolgten Sanierungen» gemäss Kapitel 6.2 (14 000 GWh/a) und «ausstehenden Sanierungen» (12 000 GWh/a) zur Gesamtmenge (29 300 GWh/a) erklärt sich mit Konzessionserneuerungen (1900 GWh) und Sanierungen ohne Einbussen (1400 GWh/a).

[15] Bei kürzlich vorgenommenen Konzessionserneuerungen mit Ablauf vor dem Jahr 2070 (1600 GWh/a) wird angenommen, dass bei einer neuerlichen Konzessionserneuerung keine zusätzlichen Einbussen anfallen.

**Fallbeispiel 3: Laufende Konzessionserneuerung Muotakraftwerke**

Die ebs Energie AG (vormals Elektrizitätswerk des Bezirks Schwyz AG) nutzt seit mehr als 60 Jahren die Wasserkraft im Einzugsgebiet der Muota in den Kantonen Schwyz und Uri. Die sieben Kraftwerke produzieren heute bei einer installierten Leistung von 65 MW jährlich rund 225 GWh/a Strom. Die bestehende Konzession läuft im September 2030 ab, weshalb die ebs Energie AG im Jahre 2010 mit den Vorbereitungen für die Konzessionserneuerung begonnen hat.




*Übersicht über das Einzugsgebiet der Muotakraftwerke mit den Zentralen, Wasserfassungen und Zubringerleitungen (Quelle: ebs Energie AG, 2018).*

Neben der Prüfung von Ausbau- und Optimierungsvarianten wurden dabei auch bereits zahlreiche Untersuchungen zur Umweltverträglichkeit der Konzessionserneuerung (und parallel zu den Sanierungen nach GSchG) durchgeführt. Konkret sind das bis anhin Berichte im Umfang von 5900 Seiten, davon allein 2959 Seiten für den Umweltverträglichkeitsbericht und 1422 Seiten für die Restwasserberichte (zum Vergleich: der technische Bericht umfasst 209 Seiten).

Die durchgeführten Untersuchungen sowie Einschätzungen und erste Verhandlungen lassen auf künftige Energieeinbussen von zwischen 12 und 15 % schliessen. Deshalb wird zurzeit auch die Möglichkeit einer Schutz- und Nutzungsplanung (SNP) zur Reduktion dieser Einbussen geprüft (u. a. Nutzungsverzicht in einem Teileinzugsgebiet).

*In der vorliegenden Untersuchung ist dieses Fallbeispiel in Sz1 mit der diesem Szenario generell hinterlegten Energieeinbusse von 11 % im Zeitpunkt 2030 berücksichtigt (obwohl die gemäss laufendem Verfahren erwartete Energieeinbusse letztlich auch höher liegen könnte); in Sz2 wurden die höheren Anforderungen für die teilweise potenziellen Seeforellen-Gewässer berücksichtigt; in Sz3 werden keine höheren Energieeinbussen berücksichtigt, da keine Auen von nationaler Bedeutung betroffen sind und in Sz4 wurde die diesem Szenario generell hinterlegte simultan-dynamische Dotierung für alle Fassungen berücksichtigt.*

der unterschiedlichen Szenarien folgende Erläuterungen:

- In Szenario 1 mit den geringsten Anforderungen (Sz1 – Anforderungen wie bisher) ist bis ins Jahr 2070 mit einem Anstieg der Einbussen um 1870 GWh/a zu rechnen, wobei davon 1470 GWh/a in der Zeitperiode zwischen den Jahren 2036 und 2050 dazukommen.
- Der Unterschied zu Szenario 2 (Sz2 – Erhöhte Anforderungen Mindestwassertiefe) ist unter den getroffenen Annahmen relativ gering, summiert sich bis ins Jahr 2070 aber immerhin auf knapp 300 GWh/a.
- Das Szenario 3 (Sz3 – Erhöhte Anforderungen Auen) würde gegenüber Szenario 1 zu zusätzlichen Energieeinbussen von 1540 GWh/a führen. Da die Gestehungskosten der Wasserkraft direkt von der produzierten Energiemenge abhängen, wären Konzessionserneuerungen von Anlagen im Einflussbereich von Auen unter solchen Anforderungen infrage gestellt.
- Die Ergebnisse zu Szenario 4 (Sz4 – Simultan-dynamische Dotierung) zeigen, dass eine solche Dotierung aus ökologischer Sicht möglicherweise wünschenswert ist und im Einzelfall vielleicht gerechtfertigt sein mag, bei einer gesamtschweizerischen Anwendung wären die Energieeinbussen mit 6340 GWh/a aber immens.

## 7. Feststellungen und Schlussfolgerungen

### 7.1 Feststellungen

Die vorliegende gesamtschweizerische Untersuchung zu den bisherigen und künftigen jährlichen Energieeinbussen aus den Restwasserbestimmungen führt zu folgenden Feststellungen:

a) Die neu hergeleiteten Summenkurven passen grossmehrheitlich recht gut mit der bei der Einführung des GSchG von 1992 prognostizierten Entwicklung der minimalen bis maximalen Einbussen (*EWI*, 1987) zusammen (vgl. *Bild 5*). Der Vergleich zeigt zum einen, dass sowohl die bisher angefallenen Energieeinbussen wie auch die Einbussen gemäss Szenario 1 etwas zeitverschoben, aber in etwa mittig zwischen den damals berechneten minimalen und maximalen Erwartungswerten liegen. Zum anderen wird deutlich, dass die in den Erläuterungen zur Volksabstimmung vom Bundesrat genannten Energieeinbussen von 4000 GWh/a nur mit den Szenarien 1 und 2 eingehalten werden können, während mit den Szenarien 3 und 4 dieser Wert um 650 GWh/a deutlich bzw. um 3750 GWh/a massiv überschritten würde (vgl. *Tabelle 1*) – was mit dem damaligen Willen des Gesetzgebers nicht vereinbar wäre. Noch extremer wird die Diskrepanz, wenn die vom Bundesrat in der Antwort auf die Motion *Speck* im Jahre 2003 genannte und der Energiestrategie 2050 zugrunde gelegte Energieeinbusse von insgesamt 2000 GWh/a als Vergleich genommen wird: Dann übersteigen die Einbussen in allen Szenarien den politischen Erwartungswert, und zwar bereits im Szenario 1 um 1070 GWh/a und im Szenario 4 sogar um 5750 GWh/a.

b) In absoluten Zahlen sind ab dem Jahr 2018 für die vier untersuchten Szenarien und aufgeschlüsselt nach drei Zeitperioden die in *Tabelle 1* zusammengestellten Energieeinbussen zu erwarten. Da der Grossteil der Konzessionserneuerungen von bestehenden Wasserkraftwerken erst nach dem Jahr 2035 ansteht, sind die Einbussen für die erste Zeitperiode 2018–2035 primär durch die noch ausstehenden, kurzfristig anfallenden Sanierungen geprägt; insgesamt ist in dieser Periode ein Anstieg der Einbussen um zwischen 810 GWh/a (Sz1) und 1620 GWh/a (Sz4) zu erwarten. In der zweiten Periode 2036 bis 2050 steigen die zusätzlichen Energieeinbussen aufgrund der zahlreichen Konzessionserneuerungen massiv an mit Erwartungswerten zwischen 1470 GWh/a

(Sz1) und 4790 GWh/a (Sz4). In der dritten Periode 2051 bis 2070 sind dann die letzten Konzessionserneuerungen fällig mit nochmals zusätzlich zu erwartenden Einbussen zwischen 230 GWh/a (Sz1) und 780 GWh/a (Sz4). Insgesamt sind ab dem Jahr 2018 bis ins Jahr 2070 also je nach Szenario bzw. Auslegung der Anforderungen künftige Energieeinbussen zwischen 2510 GWh/a (Sz1) und 7190 GWh/a (Sz4) zu erwarten.

c) Der Vergleich dieser Ergebnisse mit der von der Schweizer Stimmbevölkerung im Jahr 2017 angenommenen Energiestrategie 2050 zeigt, dass diese mit massiv tieferen Energieeinbussen rechnet (vgl. *Bild 6*). Während die Energiestrategie 2050 für den Zeitraum von 2018 bis 2050 eine Einbusse von nur gerade 1150 GWh/a unterstellt, ist gemäss der vorliegenden Untersuchung im gleichen Zeitraum bereits beim Szenario mit den geringsten Anforderungen (Sz1) eine Energieeinbusse von rund 2280 GWh/a zu erwarten (Differenz: 1130 GWh/a). Bei schärferer Auslegung der Anforderungen (Sz2 bis Sz4) nimmt die Diskrepanz entsprechend und teilweise massiv zu. In der sehr langen Frist bis 2070 wird die Differenz noch etwas grösser, weil in der Energiestrategie für den Zeitraum bis 2070 ein Anstieg der Energieeinbussen von nur 1350 GWh/a zugrunde gelegt ist. Dabei gilt zu beachten, dass mit zu erwartenden Konzessionsänderungen oder vorzeitigen Konzessionserneuerungen die Minderproduktionen auch wesentlich früher wirksam werden können.

d) Soll der mit der Energiestrategie gesetzlich verankerte Richtwert für die Produktion aus Wasserkraft von 37 400 GWh/a im Jahr 2035 (EnG Art. 2) und die darüber hinaus bis 2050 angestrebte Steigerung auf 38 600 GWh/a erreicht werden, muss die heutige Produktionserwartung von rund 36 300 GWh/a um netto 1100 GWh/a bis ins Jahr 2035 bzw. 2300 GWh/a bis ins Jahr 2050 gesteigert werden. Die Energieeinbussen aus den Restwasserbestimmungen (und aus anderen, hier nicht eingerechneten ökologischen Sanierungen)

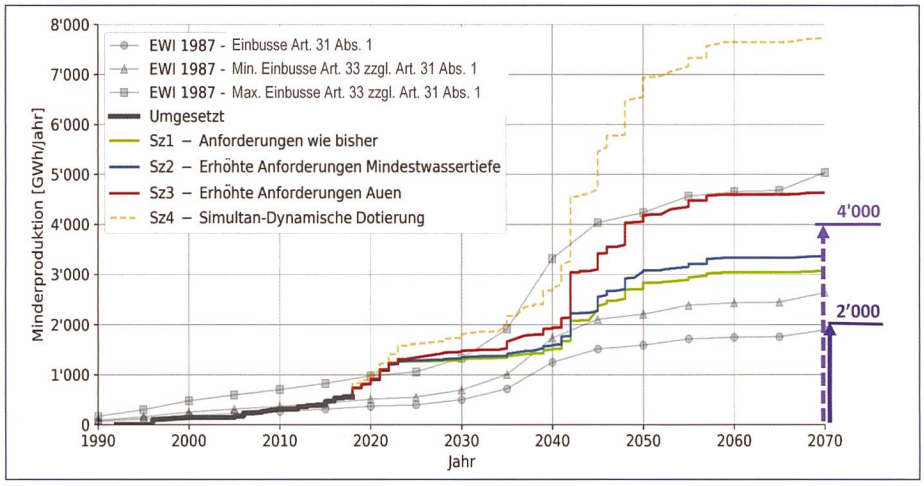



***Bild 5. Vergleich der neu ermittelten Summenkurven mit der beim Revisionsentwurf zum GSchG von 1992 abgeschätzten Entwicklung (grau hinterlegt) sowie den in den Erläuterungen zur Volksabstimmung zum GSchG 1992 bzw. in der Antwort des Bundesrates auf die Motion Speck 2003 genannten Energieeinbussen von 4000 GWh/a bzw. 2000 GWh/a (violette Pfeile / Beschriftung).***[16/17]

| | Energieeinbussen je nach Szenario in GWh/a | | | |
|---|---|---|---|---|
| **Zeitperiode** | **Szenario 1** Anforderungen wie bisher | **Szenario 2** Erhöhte Anforderung Wassertiefe | **Szenario 3** Erhöhte Anforderung Auenschutz | **Szenario 4** Simultan-dynamische Dotierung |
| 2018-2035 | 810 | 860 | 1'110 | 1'620 |
| 2036-2050 | 1'470 | 1'660 | 2'540 | 4'790 |
| 2051-2070 | 230 | 280 | 440 | 780 |
| **Total 2018-2070** | **2'510** | **2'800** | **4'090** | **7'190** |
| *zzgl. 1992-2017* | *560* | *560* | *560* | *560* |
| Total 1992 -2070 | 3'070 | 3'360 | 4'650 | 7'750 |

***Tabelle 1. Anstieg der Energieeinbussen aus den Restwasserbestimmungen für die vier untersuchten Szenarien ab dem Jahr 2018 bis ins Jahr 2070 in GWh/a (Werte betreffen die aufsummierten Einbussen per Ende der Zeitperiode; kursive Zeile: Ergänzung mit bisherigen Einbussen).***[18]

sind zusätzlich durch den Zubau anderer Wasserkraftkapazitäten zu kompensieren. Aus dieser Kompensation und der angestrebten Steigerung der Produktion ergeben sich je nach Szenario die in *Tabelle 2* zusammengestellten Werte für den effektiv notwendigen Zubau an Wasserkraftproduktion. Bis ins Jahr 2035 ist ein effektiver Zubau zwischen 1910 GWh/a (Sz1) und 2720 GWh/a (Sz4) notwendig. Bereits diese Zielsetzung bedingt allerdings während 18 Jahren einen jährlichen Zubau an Wasserkraftproduktion zwischen 106 GWh/a (Sz1) und 151 GWh/a (Sz4). Die Erreichung der Zielsetzung des Jahres 2050 bedingt während 33 Jahren sogar einen jährlichen Zubau zwischen 139 GWh/a (Sz1) und 264 GWh/a (Sz4). Zum Vergleich: in den letzten zehn Jahren wurde – unter anderem mithilfe von kostendeckenden Einspeisevergütungen – ein effektiver Zubau von jährlich 118 GWh/a erreicht.[19] Damit die Zielsetzungen der Energiestrategie 2050 inklusive Kompensation der Energieeinbussen aus Restwasserbestimmungen erreicht werden könnten, müsste der jährliche effektive Zubau an Wasserkraftproduktion in jedem Szenario gegenüber heute also ab sofort deutlich bis massiv erhöht werden. Dazu fehlen nicht

[16] Zur Einordnung der Zahlen zur Jahresproduktion folgende Vergleiche: Eine typische Windturbine mit 2 MW installierter Leistung und ca. 2500 Vollaststunden produziert rund 5 GWh/a (Referenz: grosse Einzelanlage der RhôneEole S.A. in Martigny, seit 2008); in etwa die gleiche Produktion von 5 GWh/a liefert eine Photovoltaikanlage in der Grösse von 36 000 m$^2$ bzw. fünf Fussballfeldern (Referenz: Wohnüberbauung Riverside in Zuchwil, seit 2015). Für eine Produktion von 1000 GWh/a wären also ca. 200 Windturbinen oder 1000 Fussballfelder PV-Module gemäss den Spezifikationen der Referenzanlagen erforderlich.

[17] Zum politischen Erwartungswert von 2000 GWh/a vgl. die Ausführungen in Kap. 3.

[18] Aus diesen Zahlen kann nicht direkt auf die betroffene Produktion geschlossen werden, da den Konzessionserneuerungen die Einbussen aus Sanierungen angerechnet werden (vgl. dazu auch schematische Darstellung in Bild 3).

[19] Nettozuwachs zwischen 2008 und 2017 gemäss WASTA (BFE, 2018) zuzüglich der in diesen Werten bereits berücksichtigten Energieeinbussen aus Restwasserbestimmungen.

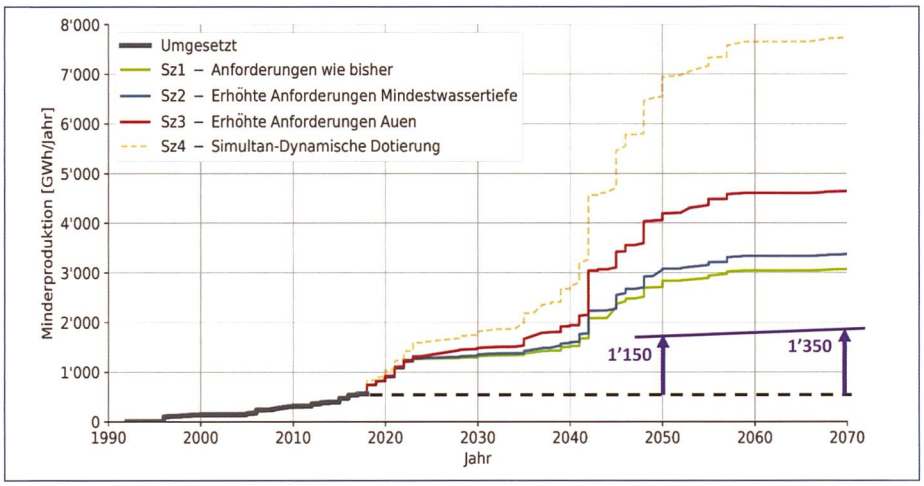



***Bild 6. Vergleich der neu ermittelten Summenkurven mit den der Energiestrategie 2050 ab dem Jahre 2018 zugrunde liegenden Werten für die Jahre 2050 und 2070 (violette Pfeile / Beschriftung).***[20]

| | Effektiv notwendiger Zubau an Wasserkraft in GWh/a | | | |
|---|---|---|---|---|
| **Zeitperiode** | **Szenario 1** Anforderungen wie bisher | **Szenario 2** Erhöhte Anforderung Wassertiefe | **Szenario 3** Erhöhte Anforderung Auenschutz | **Szenario 4** Simultan-dynamische Dotierung |
| 2018-2035 | + 1'910 | + 1'960 | + 2'210 | + 2'720 |
| 2036-2050 | + 2'670 | + 2'860 | + 3'740 | + 5'990 |
| **Total 2018-2050** | **+ 4'580** | **+ 4'820** | **+ 5'950** | **+ 8'710** |
| jährlicher Zubau | (+139) | (+146) | (+180) | (+264) |

***Tabelle 2. Zur Erreichung der Ziele der Energiestrategie 2050 effektiv notwendiger Zubau an Wasserkraftproduktion je nach Szenario in GWh/a (Werte beinhalten die Kompensation der Einbussen plus Steigerung der Produktion und betreffen jeweils den aufsummierten Zubau per Ende der Zeitperiode; in Klammer: der jährlich notwendige Zubau)*** [21/22/23]

nur die geeigneten Standorte, sondern auch die wirtschaftlichen Anreize. Unter den heutigen und mittelfristig absehbaren wirtschaftlichen Rahmenbedingungen, bei denen nur schon die für die Instandhaltung der bestehenden Anlagen erforderlichen Investitionen in der Grössenordnung von jährlich rund 0.5 Mrd. CHF (*Piot*, 2018) nicht erwirtschaftet werden können, ist bereits der notwendige Zubau im Szenario mit den geringsten Anforderungen (Sz1) unrealistisch.

e) Umgekehrt können, gestützt auf diese Ergebnisse, die je nach Ausbaurhythmus maximal zulässigen Einbussen abgeleitet werden. Bei einem sehr ambitiösen Ausbaurhythmus von beispielsweise jährlich 118 GWh/a – so wie er in den vergangenen zehn Jahren mit Einspeisevergütungen im Durchschnitt erreicht wurde – dürften die Energieeinbussen aus künftigen Sanierungen und Konzessionserneuerungen durchschnittlich rund 6 % der betroffenen Produktionsmengen nicht überschreiten.[24]

## 7.2 Schlussfolgerungen

Ausgehend von den zusammenfassenden Feststellungen, können aus der vorliegenden Untersuchung folgende Schussfolgerungen gezogen werden:

1) Eine strenge Auslegung der Anforderungen an die Restwassermengen passt nicht mit der von der Schweizer Stimmbevölkerung angenommenen Energiestrategie 2050 zusammen. Bereits das Szenario mit den geringsten Einbussen (Sz1 – Anforderungen wie bisher, inklusive gleichen Anteils Schutz- und Nutzungsplanungen zur Reduktion der Einbussen) führt ab heute bis ins Jahr 2050 zu Energieeinbussen von 2280 GWh/a, was doppelt so viel ist, wie der Energiestrategie zugrunde gelegt wurde.[25] Alleine der für die Kompensation dieser Einbussen und damit für den Erhalt der heutigen Wasserkraftproduktion notwendige Ausbau ist selbst bei einer massiven und raschen Verbesserung der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen äusserst ambitiös. Da die Strategie zusätzlich von einer Steigerung der Produktion aus Wasserkraft ausgeht, wäre bis ins Jahr 2050 sogar ein Ausbau um total 4580 GWh/a notwendig, was unrealistisch ist. Eine verschärfte Auslegung der Anforderungen würde zu noch grösserem Ersatz- bzw. Ausbaubedarf führen, was noch unrealistischer wäre.

2) Soll das mit der Energiestrategie 2050 angestrebte Produktionsziel Wasserkraft nicht massiv verfehlt und damit auch die Strategie an sich in Frage gestellt werden, braucht es bei den noch offenen Sanierungen und den künftigen Konzessionserneuerungen die der Strategie zu Grunde gelegte massvolle Auslegung und Umsetzung der Anforderungen. Eine solche orientiert sich an den gesetzlichen Mindestrestwassermengen und verzichtet auf zusätzliche Erhöhungen. Damit das

[20] Prognose BFE zur Energieminderproduktion von 1400 GWh/a bis 2050 bzw. von 1600 GWh/a bis 2070 (BFE, 2012) abzüglich der zwischen 2012 und 2017 erfolgten Sanierungen und Konzessionserneuerungen von rund 250 GWh/a (vgl. Ausführung in Kapitel 3).

[21] Gemäss Energiestrategie soll die Wasserkraftproduktion von heute 36 300 GWh/a bis ins Jahr 2035 auf 37 400 GWh/a (plus 1100 GWh/a) und bis ins Jahr 2050 auf 38 600 GWh/a (nochmals plus 1200 GWh/a) gesteigert werden (vgl. Verweise in Kapitel 2.2)

[22] Die ermittelten Energieeinbussen beziehen sich ausschliesslich auf die Restwasserbestimmungen gemäss Art. 80 und Art. 31–33 GSchG. Zu erwartende Energieeinbussen aus den ökologischen Sanierungen der Wasserkraft gemäss der Revision des GSchG 2011 betreffend Fischwanderung, Geschiebehaushalt und Schwall/Sunk-Abflüsse sind hier nicht eingerechnet und zurzeit auch nicht seriös quantifizierbar. Ebenfalls nicht berücksichtigt sind Auswirkungen der Klimaveränderung auf Niederschläge und Abflüsse und damit einhergehende positive oder negative Veränderungen der Produktionserwartung.

[23] Da die Energieeinbussen auf Basis der Produktionserwartung per 1992 ermittelt wurden und damit der Produktionszuwachs bei Ausleitkraftwerken von rund 2400 GWh/a bzw. 8 % nicht berücksichtigt ist (vgl. methodische Abgrenzung in Kapitel 5.1), werden die Einbussen aus künftigen Konzessionserneuerungen eher unter- als überschätzt.

[24] Mit einem Ausbaurhythmus von 118 GWh/a würde in 33 Jahren eine Produktion von 40 200 GWh/a erreicht, was 1600 GWh/a über dem angestrebten Produktionswert liegt und damit den maximal zulässigen Einbussen entspricht. Werden diese Einbussen auf die Produktionsmenge ausstehender Sanierungen und Konzessionserneuerungen von rund 25 780 GWh/a verteilt, resultiert ein Wert von 6.2 % der Produktion.

[25] Die Energieeinbusse von 2280 GWh/a entspricht rund 6 % der heutigen Wasserkraftproduktion. Zum Vergleich: für eine solche Jahresproduktion wären ca. 450 Windturbinen oder 16 Mio. $m^2$ bzw. 2200 Fussballfelder Photovoltaik-Module nötig (vgl. auch Fussnote zum Kapitel 7.1).

gelingt, ist dem unter neuem Recht eingeführten «nationalen Interesse» der Wasserkraft durch Bund und Kantone Nachdruck zu verschaffen und die Wasserkraftnutzung in der Interessenabwägung mit nationalen Schutzanliegen stärker als bisher zu gewichten. In ökologisch weniger sensiblen Einzugsgebieten ist darüber hinaus die Wasserkraftnutzung klar zu priorisieren. Angesichts des grossen Bedarfs an inländischer erneuerbarer Stromproduktion und der gleichzeitig beschränkten Ausbaupotenziale gilt es der bestehenden Wasserkraftproduktion nicht nur aus wirtschaftlicher, sondern auch aus ökologischer Sicht besondere Sorge zu tragen.

3) Um möglichst wenig bestehende erneuerbare Stromproduktion zu verlieren, ist bei Konzessionserneuerungen weiter auf das Instrument der Schutz- und Nutzungsplanungen (SNP) zu setzen, mit dem bei entsprechendem ökologischem Ausgleich die Energieeinbussen verringert werden können. Bei allen Konzessionserneuerungen und ökologischen Sanierungen mit Auswirkungen auf die Produktion – neben den Restwassermengen betrifft dies auch die laufenden Sanierungen von Fischgängigkeit, Geschiebehaushalt und Schwall/Sunk-Abflüssen – ist zudem zwingend der Bezug zur Energiestrategie 2050 herzustellen. Dabei gilt es bei der Ausarbeitung möglicher Massnahmen: a) die zu erwartenden Energieeinbussen konsequent auszuweisen und ebenso konsequent zu minimieren, b) die ökologischen Anforderungen auf den effektiven Zusatznutzen auszurichten und diesen verantwortungsvoll mit den Energieeinbussen abzuwägen, und c) die Variantenentscheide mit einer gesamtschweizerischen Sicht und nicht nur mit Blick auf lokale Einzelvorhaben oder einseitige Schutzinteresse zu fällen.

Literatur

*Akeret, E.* (1982): Schlussbericht der interdepartementalen Arbeitsgruppe Restwasser, unter Vorsitz von Nationalrat Akeret.

*Aubert, J.-F.* (1984): Bericht zur Revision GSchG, unter Vorsitz von Ständerat Jean-Francois Aubert.

*BAFU* (2017): Restwassersanierung nach Art. 80 ff. GSchG: Stand Ende 2016, Mitteilung vom Mai 2017, Bundesamt für Umwelt.

*BAFU* (2011): Methoden zur Untersuchung und Beurteilung der Fliessgewässer: Hydrologie – Abflussregime Stufe F (flächendeckend), Umwelt-Vollzug Nr. 1107, Bundesamt für Umwelt.

*BAFU* (2009): Schutz- und Nutzungsplanung nach Gewässerschutzgesetz: Erfahrungen, Beurteilungskriterien und Erfolgsfaktoren, Umwelt-Wissen Nr. 0931, Bundesamt für Umwelt.

*BFE* (2018): Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz per 1.1.2018, Bundesamt für Energie.

*BFE* (2012): Wasserkraftpotenzial der Schweiz, Abschätzung des Ausbaupotenzials der Wasserkraftnutzung im Rahmen der Energiestrategie 2050, Bundesamt für Energie.

*BFE* (1991): Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz per 1.1.1991, Bundesamt für Energie.

*Bundesrat* (2013): Botschaft des Bundesrates zum 1. Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 (Revision des Energierechts) vom 4. September 2013, BBl 2013 7561.

*Bundesrat* (2003): Stellungnahme des Bundesrates zur Motion 03.3096 von Nationalrat Speck bezüglich Revision des Gewässerschutzgesetzes.

*Bundesrat* (1987): Botschaft zur Volksinitiative zur «Rettung unserer Gewässer» und zur Revision des Bundesgesetzes über den Schutz der Gewässer vom 29. April 1987, BBl 1987 II 1061.

*BUWAL* (2000): Wasserentnahmen: Vorgehen bei der Sanierung nach Art. 80 Abs. 2 GSchG, Mitteilungen zum Gewässerschutz, Nr. 39, Herausgegeben vom Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft.

*Consiglio di Stato del Ticino* (2018a/b): Progetto di risoluzione sul risanamento dei corsi d'acqua dai prelievi da parte della OFIMA e della OFIBLE.

*Dönni, W. et al.* (2016): Mindestwassertiefen für See- und Bachforellen – Biologische Grundlagen und Empfehlungen, Studie im Auftrag des Bundesamtes für Umwelt.

*Dipartimento del territorio del Ticino* (2016): Risanamento dei deflussi residuali ai sensi dell'art. 80 LPAc, Sintesi dicembre 2012, Aggiornamento febbraio 2016.

*EWI* (1987): Energieeinbussen bei den Wasserkraftanlagen aufgrund der Restwasserbestimmungen gemäss Revisionsentwurf des GSchG vom April 1987, Elektrowatt Ingenieurunternehmung AG im Auftrag des SWV.

*Flussbau AG et al.* (2017, Entwurf): Erforderliche Abflüsse in Auengebieten – Sicherstellung der natürlichen Funktionen in Restwasserstrecken, Expertenbericht im Auftrag des Bundesamtes für Umwelt, Entwurf für den Fachstellen-Workshop vom 7.11.2017.

*Hanus et al.* (2014): Besoins de valorisation des zones alluviales d'importance nationale, Assainissement du charriage, des débits résiduels, des éclusées, revitalisation, Etude sur mandat de l'Office fédéral de l'environnement.

*Hayes et al.* (2018), Advancing towards functional environmental flows for temperate floodplain rivers, published in: Science of the Total Environment 633 (2018) 1089–1104.

*Hettich et al.* (Hrsg.) (2016): Kommentar zum Gewässerschutzgesetz (GSchG) und zum Wasserbaugesetz (WBG) (auch online als Openshare-Wiki verfügbar).

*Kummer, M.* (2002): Energieminderproduktion bei Wasserkraftwerken aufgrund Restwasserbestimmungen im GSchG, publiziert in: «Wasser Energie Luft», 94. Jahrgang, Heft 11/12.

*Margot A., Schädler B., Sigg R., Weingartner R.* (1992): Hydrologischer Atlas der Schweiz – Beeinflussung der Fliessgewässer durch Kraftwerke und Seeregulierungen, Landeshydrologie und -geologie, Bern.

*Piot, M.* (2018): Ersatzinvestitionen in die Schweizer Wasserkraft, publiziert in: «Wasser Energie Luft», 110. Jahrgang, Heft 2/2018.

*Schleiss, A.* (1987): Réduction de production d'énergie dans les aménagements hydroélectriques, Bulletin VSE/UCS 24.

*Uhlmann, V. , Wehrli, B.* (2007): Vollzug Restwassersanierungsvorschriften – Standortbestimmung nach 15 Jahren Inkraftsetzung GSchG, publiziert in «Wasser Energie Luft», 99. Jahrgang, Heft 4/2007.

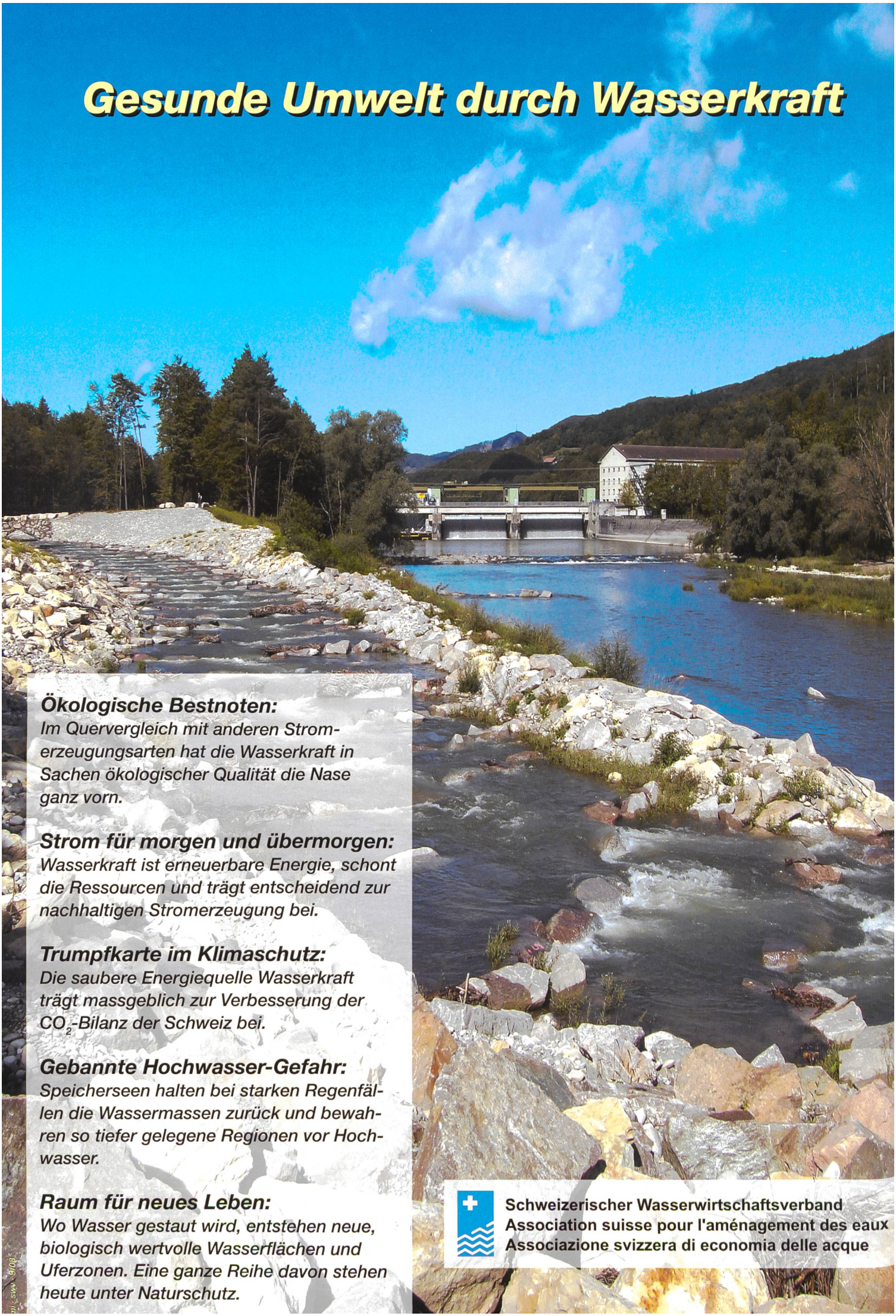
Danksagung

Die Autorenschaft verdankt die Bereitschaft der Wasserkraftbetreiber, die für diese Untersuchung benötigten Daten und Informationen der Geschäftsstelle des SWV zur Verfügung zu stellen; ohne diese Zusammenarbeit wäre die vorliegende Untersuchung nicht möglich gewesen. Ebenso verdankt wird die engagierte Mitarbeit von *Ursin Caduff, Ricardo Mendez* und *Carlos Wyss*, Axpo Hydroenergie, die mit teilweise aufwendigen, kraftwerkspezifischen Analysen und fachtechnischen Abklärungen massgeblich zur fundierten Abstützung der Untersuchung beigetragen haben. Erwähnenswert ist auch die begleitende methodische Unterstützung durch die Expertengruppe, bestehend aus *Carlo Clivaz,* Alpiq, *Xavier Eggel,* FMV, *Sandro Isepponi,* Repower, *Martin Klauenbösch,* ewz, *Roger Lüönd,* BKW, *Jérôme Romanens,* Groupe E, *Corrado Rossini,* AET, *Michel Salzgeber,* EnAlpin, *Steffen Schweizer* und *Jan Baumgartner,* KWO, sowie *Fredi Wittwer*, SBB. Und schliesslich geht auch ein besonderer Dank an *Michel Piot*, SWV, für die kritische Durchsicht der Zahlen und des Manuskripts, sowie an die Mitglieder der Kommission Hydrosuisse und des Vorstandsausschusses des SWV für die Unterstützung des Vorhabens.

Anschrift der Verfasser

*Roger Pfammatter*, Geschäftsführer des Schweizerischen Wasserwirtschaftsverbandes (SWV), CH-5401 Baden
roger.pfammatter@swv.ch
*Nadia Semadeni Wicki*, Leiterin Ressort Gewässerschutzgesetz bei der Axpo Power AG, Hydroenergie, CH-5401 Baden
nadia.semadeni@axpo.com

# Gesunde Umwelt durch Wasserkraft



**Ökologische Bestnoten:**
*Im Quervergleich mit anderen Stromerzeugungsarten hat die Wasserkraft in Sachen ökologischer Qualität die Nase ganz vorn.*

**Strom für morgen und übermorgen:**
*Wasserkraft ist erneuerbare Energie, schont die Ressourcen und trägt entscheidend zur nachhaltigen Stromerzeugung bei.*

**Trumpfkarte im Klimaschutz:**
*Die saubere Energiequelle Wasserkraft trägt massgeblich zur Verbesserung der $CO_2$-Bilanz der Schweiz bei.*

**Gebannte Hochwasser-Gefahr:**
*Speicherseen halten bei starken Regenfällen die Wassermassen zurück und bewahren so tiefer gelegene Regionen vor Hochwasser.*

**Raum für neues Leben:**
*Wo Wasser gestaut wird, entstehen neue, biologisch wertvolle Wasserflächen und Uferzonen. Eine ganze Reihe davon stehen heute unter Naturschutz.*

**Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband**
**Association suisse pour l'aménagement des eaux**
**Associazione svizzera di economia delle acque**

zi · sww · 9/08