



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Wasserkraft

Wasserkraftpotenzial der Schweiz

Abschätzung des Ausbaupotenzials der Wasserkraftnutzung im
Rahmen der Energiestrategie 2050

August 2019

Bundesamt für Energie BFE

Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen; Postadresse: CH-3003 Bern

Tel. +41 58 462 56 11 · Fax +41 58 463 25 00 · contact@bfe.admin.ch · www.bfe.admin.ch

Zusammenfassung

Die Wasserkraft ist das Rückgrat der Stromversorgung in der Schweiz. Mit einem jährlichen Anteil an der Stromproduktion von rund 60 % trägt sie entscheidend zur Stromversorgungssicherheit bei. Vor dem Hintergrund des Atomausstiegs wird die Bedeutung der Wasserkraft mittel- bis langfristig weiter zunehmen. Hinzu kommt, dass mit dem Aus- und Zubau der neuen erneuerbaren Energien vermehrt unregelmässig anfallender Strom ausgeglichen werden muss, dies hauptsächlich mit Strom aus der Wasserkraft (Netzstabilität).

Das Parlament hat im Zuge der Energiestrategie 2050 (ES2050) in Artikel 2 Absatz 2 des Energiegesetzes vom 30. September 2016 (EnG; SR 730.0) den Richtwert für die durchschnittliche Jahresproduktion aus der Wasserkraft im Jahr 2035 auf 37'400 GWh gesetzt. Dieser wurde auf der Grundlage einer Potenzialanalyse des Bundesamts für Energie (BFE)¹ aus dem Jahr 2012 berechnet. Um diesen Wert zu erreichen, muss zwischen dem Basisjahr 2011 (35'350 GWh) und 2035 ein Nettozubau von rund 2'000 GWh stattfinden. Für das Jahr 2050 strebt der Bundesrat gemäss Botschaft zur Energiestrategie 2050 einen Ausbau der durchschnittlichen Jahresproduktion aus der Wasserkraft auf 38'600 GWh an. Um dieses Ziel zu erreichen, muss bis dann ein Nettozubau von 3'200 GWh erfolgen. Dieser Zubau ist genauso eine Herausforderung wie die finanziellen und technologischen Aspekte der ökologischen Sanierung der Wasserkraft, deren Produktionsauswirkungen ebenfalls ausgeglichen werden müssen.

Unter Einbezug der mitinteressierten Bundesstellen, der Energiefachstellen der Kantone sowie von Wissenschaft, Umweltverbänden und Strombranche hat das BFE die im 2012 durchgeführte Potenzialschätzung aktualisiert, um die im Rahmen der ES2050 anvisierten Ausbauziele bei der Wasserkraftnutzung bis 2050 zu plausibilisieren.

Veränderte Rahmenbedingungen

Seit dem Jahr 2012 haben sich die Rahmenbedingungen für die Schweizer Wasserkraft verändert.

Förderung

- Mit der Annahme des neuen Energiegesetzes im Rahmen der Energiestrategie 2050 und dem Inkrafttreten im Januar 2018 ist die finanzielle Unterstützung der Stromproduktion aus der Wasserkraft ausgeweitet worden. Dies mit den beiden Instrumenten Investitionsbeiträge für die Gross- und Kleinwasserkraft sowie der Marktprämie für die Grosswasserkraft.
- Gleichzeitig werden gemäss geltendem Gesetz ab 2023 keine Neuanlagen mehr in das Einspeisevergütungssystem aufgenommen. Davon betroffen sind vor allem neue Kleinwasserkraftanlagen, da sie keine Investitionsbeiträge erhalten und zudem erst ab einer Leistung von 1 MW_{br}² Leistung in das Einspeisevergütungssystem aufgenommen werden können. Damit werden neue Kleinwasserkraftanlagen mit einer Leistung kleiner als 1 MW_{br} bereits seit 2018 nicht gefördert.

Raumplanerische und ökologische Rahmenbedingungen

- Einerseits kommt Wasserkraftanlagen mit dem neuen EnG ab einer gewissen Jahresproduktion oder ab einer gewissen speicherbaren Menge Energie neu wie dem Natur- und Heimatschutz ein

¹ BFE (2012)

² MW_{br} entspricht der mittleren mechanischen Bruttoleistung gemäss Artikel 51 des Wasserrechtsgesetzes.

nationales Interesse zu. Die Behörden müssen die Schutz- und Nutzungsinteressen bei der Bewilligung grosser Wasserkraftanlagen grundsätzlich gleich gewichten.

- Andererseits schliesst das neue EnG den Bau von Neuanlagen in Biotopen von nationaler Bedeutung sowie in Wasser- und Zugvogelreservaten aus.
- Neu müssen zudem die Kantone gemäss Artikel 10 EnG (respektive Art. 8b des Raumplanungsgesetzes vom 22. Juni 1979 [RPG; SR 700]) dafür sorgen, dass insbesondere auch für die Nutzung der Wasserkraft geeignete Gewässerstrecken im Richtplan festgelegt werden. Ebenso schliessen sie bereits genutzte Standorte mit ein und können Gewässerstrecken bezeichnen, die grundsätzlich freizuhalten sind. Damit soll der Ausbau der Wasserkraft in koordinierter Form vereinfacht werden.

Marktwirtschaftliches Umfeld und Technologie

- Die Strommarktpreise für die Wasserkraft fielen zwischen 2009 und 2016 auf ein Tief von 4 Rp./kWh. In der Zwischenzeit sind die Marktpreise auf 6 Rp./kWh angestiegen und damit wieder auf einem Niveau, bei dem die bestehenden Kraftwerke im Durchschnitt eine markt- und risikogerechte Eigenkapitalrendite erzielen können.
- Die natürlichen hydrologischen Rahmenbedingungen haben sich seit 2012 nur geringfügig verändert. Hingegen trug der technische Fortschritt in den letzten sieben Jahren dazu bei, das vorhandene Wasserkraftpotenzial effizienter zu nutzen.

Erkenntnisse aus der Aktualisierung der Studie

Wie aus nachfolgender Tabelle 1 ersichtlich ist, hat sich im Vergleich zur Studie 2012 das erwartete Potenzial bis 2050 bei optimierten³ Nutzungsbedingungen um rund 1'600 GWh/a reduziert; in Folge der von 2012 bis 2019 erreichten Mehrproduktion⁴ von 640 GWh/a beträgt die effektive Differenz 960 GWh/a. Allerdings konnte das Potenzial, welches aus Projekten resultiert, die aus Vertraulichkeitsgründen nicht offengelegt wurden, bei der Abschätzung nicht berücksichtigt werden. Es ist zu vermuten, dass das tatsächliche Potenzial um mehrere hundert Gigawattstunden Jahresproduktion höher sein dürfte als die im vorliegenden Bericht ausgewiesenen Zahlen.

Für die Reduktion verantwortlich ist in erster Linie der Wegfall von Potenzial bei der **Kleinwasserkraft** sowie die Neueinschätzung der Produktionseinbussen durch die Restwasserbestimmungen:

- In der Studie 2012 wurde das Ausbaupotenzial bis 2050 im Bereich der Kleinwasserkraft noch auf 1'600 GWh/a geschätzt. Neu schätzt das BFE das Potenzial unter optimierten Nutzungsbedingungen auf 770 GWh/a. Der Grund liegt in der Befristung des Einspeisevergütungssystems. Diese hat den Effekt, dass viele Kleinwasserkraftvorhaben, die heute auf der Warteliste stehen, aufgrund der jährlich beschränkt zur Verfügung stehenden Fördergelder (Deckelung bei 2.3 Rp./kWh) kaum je umgesetzt werden. Hinzu kommt, dass seit Januar 2018 neue Kleinwasserkraftanlagen unter einer Leistung von 1 MW_{br} nicht mehr gefördert werden.

³ Unter optimierten Nutzungsbedingungen versteht das BFE Änderungen der bestehenden Rahmenbedingungen, welche einen zusätzlichen, moderaten Ausbau der Wasserkraft ermöglichen, ohne die Vorgaben der Bundesverfassung bezüglich Nachhaltigkeit und Schutz der Umwelt zu verletzen.

⁴ Die Mehrproduktion resultiert aus Erneuerungen und Erweiterungen von bestehenden Anlagen und aus neu erstellten Anlagen in der Zeit von 1.1.2012 bis 1.1.2019.

- Die hochgerechneten Produktionseinbussen infolge Restwasserbestimmungen sind gegenüber 2012 von 1'400 GWh/a um 500 GWh/a auf 1'900 GWh/a angestiegen. Da die Datengrundlage für die aktuelle Analyse mit 107 untersuchten Konzessionen nur einen kleinen Teil der bis 2050 ablaufenden Konzessionen umfasst, wird eine künftige Analyse zur Minderproduktion belastbarere Aussagen machen können.
- Weiter geht das BFE davon aus, dass nach Ablauf der Vergütungsdauer der Einspeisevergütung sowie der Investitionsbeiträge für die Kleinwasserkraft bis 2050 weitere 220 GWh/a wegfallen werden, da diese Werke ohne Unterstützung nicht wirtschaftlich betrieben werden können. Unter anderem fehlen ihnen die Mittel, um umfassende Erneuerungsinvestitionen zu finanzieren.

Bei der **Grosswasserkraft** ergibt sich folgendes Bild:

- Das Ausbaupotenzial der Neubauten bei der Grosswasserkraft wurde anhand einer Liste von 27 konkreten Projekten abgeschätzt, die bereits 2012 bekannt waren. Für die Berechnung des Potenzials unter optimierten Nutzungsbedingungen wurde unter Berücksichtigung aller Rückmeldungen der relevanten Akteure (Kantone, Umweltverbände, Wasserwirtschaft) die Realisierungswahrscheinlichkeit jedes einzelnen Projektes auf der Liste um 25 Prozentpunkte angehoben. Insgesamt ergibt sich damit bis 2050 unter optimierten Nutzungsbedingungen ein Potenzial in der Grössenordnung aus der Studie 2012 (2012: 1'430 GWh/a; 2019: 1'380 GWh/a).
- Das Potenzial im Zusammenhang mit Erweiterungen und Erneuerungen bestehender Grosswasserkraftwerke hat sich gegenüber dem Jahr 2012 nicht verändert (1'530 GWh/a).

	Optimierte (2012) Nutzungsbedingungen	Optimierte (2019) Nutzungsbedingungen
Neue Grosswasserkraft (GWK)	1'430	1'380
Erneuerungen und Erweiterungen GWK	1'530	1'530
Kleinwasserkraft (Neu, Ern. u. Erw.)	1'600	770
Wegfall Kleinwasserkraft	0	-220
Restwasser	-1'400	-1'900
Total Wasserkraftpotenzial	3'160	1560
Zubau Wasserkraftproduktion zwischen 1.1.2012 und 1.1.2019	640	
Neue Gletscherseen ⁵		700

Tabelle 1 – Vergleich Total Wasserkraftpotenzial bis 2050 in den Studien 2012 und 2019 (in GWh/a). Ein Vergleich der Potenziale zeigt unter Berücksichtigung des Zubaus seit 1.1.2012 einen Rückgang um 960 GWh/a. Weiter ist zu beachten, dass das Potenzial von neuen Gletscherseen (siehe Kap. 7.8 Klimawandel und neue Gletscherseen) von rund 700 GWh/a in der Darstellung «Optimierte (2019) Nutzungsbedingungen» nicht berücksichtigt wurde. Ebenfalls nicht berücksichtigt wurde das Potenzial, welches aus Projekten resultiert, die aus Vertraulichkeitsgründen nicht offengelegt wurden. Es ist zu vermuten, dass das oben ausgewiesene Potenzial 2019 um mehrere hundert Gigawattstunden Jahresproduktion höher sein dürfte.

⁵ Neue Standorte aufgrund von Gletscherrückzug, teilweise in Schutzgebieten.

Aufgrund der voranstehenden Ausführungen und unter Vorbehalt des von der Branche nicht ausgewiesenen Potenzials lässt sich damit folgendes Fazit ziehen:

1. *Weitere Anstrengungen sind unabdingbar.*

Zur Erreichung der Ausbaurichtwerte ist es zum einen wichtig, dass die Strombranche ihre Verantwortung für die Versorgungssicherheit wahrnimmt und mittels Investitionen in neue Projekte und der Modernisierung bestehender Anlagen ihren Teil zum Umbau des Schweizer Energiesystems beiträgt. Zum anderen sind weitere Anstrengungen in der Lösung des Interessenkonflikts zwischen der Nutzung der Wasserkraft und dem Schutz der Gewässer zu unternehmen, so dass ein nachhaltiger Ausbau der Wasserkraft erfolgen kann.

2. *Der in Artikel 2 EnG festgelegte Richtwert bis 2035 ist Stand heute erreichbar.*

Allerdings muss dazu fast das gesamte bis 2050 ausgewiesene Potenzial bereits bis 2035 realisiert werden. Gemäss Monitoring-Bericht zur Energiestrategie 2050 des BFE betrug 2017 der Nettoausbau gegenüber dem Vorjahr 55 GWh, seit 2011 lag er im Durchschnitt bei 87 GWh pro Jahr. Um den Richtwert im Jahr 2035 zu erreichen, ist in den kommenden Jahren ein Netto-Ausbau von durchschnittlich 85 GWh pro Jahr nötig.

3. *Der in der Botschaft zur Energiestrategie 2050 postulierte Aus- bzw. Zubau bei der Wasserkraft bis 2050 bleibt aufgrund der vorliegenden Analyse unklar.*

In der Analyse nicht berücksichtigt wurde einerseits das Potenzial von neuen Gletscherseen (rund 700 GWh/a) sowie das Potenzial von Projekten, die aus Vertraulichkeitsgründen nicht offengelegt wurden. Das ausgewiesene Potenzial bis 2050 könnte dadurch um mehrere hundert Gigawattstunden Jahresproduktion höher sein. Der Ausbau dieses Potenzials wird jedoch massgeblich von der Entwicklung der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die heimische Wasserkraft abhängen. Steigende Strom- und CO₂-Preise an den internationalen Börsen und Emissionshandelssystemen erhöhen die Rentabilität der Wasserkraftanlagen und ermöglichen die nötigen Investitionen in den Zu- und Ausbau der Produktionskapazitäten. Positiv tragen dazu die seit 2016 gestiegenen Marktpreise für die Wasserkraft sowie die bis 2030 zur Verfügung stehenden Investitionsbeiträge für den Ausbau der Schweizer Wasserkraft von insgesamt 700 Millionen Franken bei.

4. *Im Vergleich zur Studie 2012 fallen Potenziale bei der Kleinwasserkraft weg.*

Dieser Wegfall ist Folge der neuen Ausgestaltung des Fördersystems, welche seit Inkrafttreten des revidierten EnG im Jahr 2018 gültig ist. Hier sind Kantone und Gemeinden sowie die Branche gleichermaßen gefordert, Lösungsvorschläge zu erarbeiten bzw. Investitionen zu tätigen, damit das vorhandene Potenzial bei der Kleinwasserkraft abgeholt werden kann.

5. *Die zu erwartenden Produktionseinbussen infolge Restwasserauflagen haben sich gegenüber 2012 erhöht.*

Die Auswertung des gegenüber 2012 grösseren Datensatzes zeigt um 500 GWh/a höhere hochgerechnete Produktionseinbussen. Potenzielle Produktionseinbussen auf Grund der Sanierung Wasserkraft (Schwall-Sunk, Fischgängigkeit und Geschiebe) sind zudem noch nicht in die Beurteilung eingeflossen.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	7
Abkürzungsverzeichnis	8
1 Ausgangslage	9
1.1 Energiestrategie 2050	9
1.2 Energieperspektiven	9
1.3 Ziele und Abgrenzung	10
1.4 Potenzialbegriffe	10
2 Vergangene Potenzialschätzungen	11
3 Rahmenbedingungen	11
3.1 Veränderung der Rahmenbedingungen seit 2012	12
3.2 Rahmenbedingungen der Wasserkraft im Jahr 2019 sowie deren absehbare Veränderungen	13
4 Datenerhebung	15
5 Rückmeldungen	16
6 Entwicklung der Produktion seit 2012	17
7 Potenzialschätzung 2019	17
7.1 Einleitung	17
7.2 Neue Grosswasserkraft	18
7.3 Erneuerungen und Erweiterungen bestehender Grosswasserkraft	19
7.4 Kleinwasserkraft	20
7.5 Restwasser	21
7.6 Sanierung Wasserkraft (Fischgängigkeit, Schwall/Sunk und Geschiebe)	24
7.7 Speichervolumen / Verlandung	24
7.8 Klimawandel und neue Gletscherseen	25
7.9 Mehrzweckspeicher	26
7.10 Die Potenziale im Überblick	26
8 Fazit	27
9 Literatur	30

Abkürzungsverzeichnis

BAFU	Bundesamt für Umwelt
BFE	Bundesamt für Energie
BUWAL	Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft
BV	Bundesverfassung
EPFL	Ecole polytechnique fédérale de Lausanne
EnG	Energiegesetz
EVS	Einspeisevergütungssystem
GSchG	Gewässerschutzgesetz
GWh	Gigawattstunde
GWK	Grosswasserkraft
IB	Investitionsbeitrag
KEV	Kostenorientierte Einspeisevergütung
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kleinwasserkraft
MKF	Mehrkostenfinanzierung
MW	Megawatt
SSH	Swiss Small Hydro (Verband der Schweizerischen Kleinwasserkraft)
StromVG	Stromversorgungsgesetz
SWV	Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband
VSE	Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
WASTA	Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz
WRG	Wasserrechtsgesetz
WSL	Eidgenössische Forschungsanstalt für Wald, Schnee und Landschaft
ZEV	Zusammenschluss zum Eigenverbrauch

1 Ausgangslage

1.1 Energiestrategie 2050

Am 21. Mai 2017 hat das Schweizer Stimmvolk das revidierte Energiegesetz (EnG) angenommen, welches per 1. Januar 2018 in Kraft getreten ist. Dieses bezweckt unter anderem den Energieverbrauch zu senken, die Energieeffizienz zu erhöhen und die erneuerbaren Energien zu fördern. Mit der Energiestrategie 2050 will die Schweiz die Abhängigkeit von importierten fossilen Energien reduzieren und die einheimischen erneuerbaren Energien stärken. Die Wasserkraft spielt dabei eine gewichtige Rolle.

Das Parlament hat im Zuge der Energiestrategie 2050 (ES2050) im Energiegesetz (EnG, Art.2, Abs. 2) den Richtwert für die durchschnittliche Jahresproduktion aus der Wasserkraft im Jahr 2035 auf 37'400 GWh gesetzt. Dieser wurde auf der Grundlage einer Potenzialanalyse des Bundesamts für Energie (BFE)⁶ aus dem Jahr 2012 berechnet. Um diesen Wert zu erreichen, muss zwischen dem Basisjahr 2011 (35'350 GWh) und 2035 ein Nettozubau von rund 2'000 GWh stattfinden. Für das Jahr 2050 sieht der Bundesrat gemäss Botschaft zur Energiestrategie 2050 einen Ausbau der durchschnittlichen Jahresproduktion aus der Wasserkraft von 38'600 GWh vor. Um dieses Ziel zu erreichen, muss bis dann ein Zubau von 3'200 GWh erfolgen.

1.2 Energieperspektiven

Die Energieperspektiven des Bundesamtes für Energie (BFE) bilden seit den 70er-Jahren eine zentrale quantitative Grundlage der Energiepolitik. Im Jahre 2007 wurden die Energieperspektiven letztmals vollständig aktualisiert und 2012 für die Energiestrategie 2050 aufdatiert und erweitert. Seither haben sich wichtige gesamtwirtschaftliche Rahmendaten (wie Bevölkerung, Bruttoinlandprodukt) verändert und seit Anfang 2018 ist das neue EnG in Kraft. Die Schweiz hat zudem das Übereinkommen von Paris im Jahr 2017 ratifiziert und hat sich dazu verpflichtet, entsprechende Massnahmen zur Reduktion der CO₂-Emissionen in der Schweiz einzuführen. Die entsprechende Vorlage zur Totalrevision des CO₂-Gesetzes nach 2020 wird zurzeit in den Räten beraten. Das Bundesamt für Umwelt muss zudem bis Ende 2020 international über seine langfristige Klimastrategie berichten. Um eine Grundlage für diese Arbeiten bereitzustellen und die aktuellen Entwicklungen des Energiesystems in die Perspektiven aufzunehmen, hat sich das BFE für eine Aktualisierung und Erneuerung der Energieperspektiven entschieden.

In den Energieperspektiven wird neben der Modellierung der Nachfragesektoren auch der Umwandlungssektor (Stromproduktion, Produktion von Fernwärme, Raffinerien) abgebildet. Das BFE hat sich für die Modellierung von zwei Grundscenarien entschieden. Ein Referenzszenario, welches die sich in Kraft befindenden Massnahmen der Energie- und Klimapolitik abbildet sowie ein Klimazielszenario, welches ein langfristiges CO₂-Emissionsziel abbildet, das die Verpflichtungen innerhalb des Übereinkommen von Paris umsetzt.

Die schweizerische Stromproduktion soll in allen Szenarien modelliert werden. Dabei ist das Ausbaupotenzial der Wasserkraft eine wichtige Grösse, die in diesen Arbeiten exogen einfliesst und die Entwicklung des Kraftwerksparks beeinflusst.

⁶ BFE (2012)

1.3 Ziele und Abgrenzung

Um die Energieperspektiven aktualisieren zu können, wurde die im 2012 erarbeitete Potenzialstudie zum Ausbau der Wasserkraftnutzung aktualisiert. Der vorliegende Bericht zeigt die Ergebnisse dieser Aktualisierung. Er legt dar, wie sich die jährliche Stromproduktion aus einheimischer Wasserkraft bis 2050 entwickeln könnte. Dabei sollen zwei Szenarien zeigen, in welcher Bandbreite sich der Ausbau bewegen kann. Das bei bestehenden Nutzungsbedingungen realisierbare Potenzial stellt ein Szenario dar, das sich an der Untergrenze dieser Bandbreite bewegt. Das zweite Szenario entspricht dem Potenzial unter optimierten Nutzungsbedingungen und bewegt sich daher an der Obergrenze der Bandbreite des möglichen Ausbaupotenzials. Unter optimierten Nutzungsbedingungen wird ein besseres wirtschaftliches Umfeld für die Schweizer Wasserkraft, und eine stärkere Berücksichtigung der Nutzungsinteressen der Wasserkraft und eine ausgewogene Umsetzung der ökologischen Vorschriften gemäss geltender Vollzugspraxis verstanden. Das Potenzial unter optimierten Nutzungsbedingungen geht in das Klimaszenario der Modellierung der Energieperspektiven ein, jenes unter bestehenden Nutzungsbedingungen in das Referenzszenario.

Als zeitlicher Ansatzpunkt für die Potenzialabschätzung dient der 1. Januar 2019 – die zu diesem Zeitpunkt bereits in der Statistik erfassten Produktionskapazitäten (mittlere erneuerbare Netto-Produktionserwartung aus Wasserkraft: 35.990 TWh/a⁷) bilden die Ausgangslage zur Erhebung der Ausbaupotenziale. Die erhobenen Ausbaupotenziale beziehen sich auf das Jahr 2050. Auf eine zeitliche Staffelung wird verzichtet.

Es gilt zu beachten, dass der Bund lediglich die Rahmenbedingungen für die Elektrizitätsversorgung vorgibt. Die Realisierung von Kraftwerken an geeigneten Standorten ist Sache der Stromwirtschaft. Obwohl das Potenzial soweit wie möglich mit konkreten Projekten und Zahlen belegt wird, stehen die Einzelprojekte nicht im Vordergrund.

1.4 Potenzialbegriffe

Im Rahmen dieser Studie wird folgende Definition der Potenzialbegriffe verwendet⁸: Das *theoretische Potenzial* entspricht dem gesamten physikalischen Angebot eines erneuerbaren Energieträgers im betrachteten Untersuchungsgebiet, ohne die tatsächlichen nutzungsbedingten Beschränkungen zu berücksichtigen. Das *technische Potenzial* ist der Anteil des theoretischen Potenzials, der unter Berücksichtigung der gegebenen technischen Restriktionen nutzbar ist. Das *erwartete Potenzial* ist der Anteil des technischen Potenzials, welcher den Kriterien „ökonomisch“, „ökologisch“ und „sozial akzeptiert“ genügt. Im vorliegenden Bericht wird das erwartete Potenzial geschätzt.

⁷ Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz, Stand 1. Januar 2019, plus Produktionserwartung der Kleinstwasserkraftwerke und abzüglich des mittleren Strombedarfs der Zubringerpumpen (unter Berücksichtigung eines mittleren Pumpenwirkungsgrades).

⁸ BFE (2007)

2 Vergangene Potenzialschätzungen

Im Rahmen der Energieperspektiven 2035 hat das BFE im Jahr 2007 das Ausbaupotenzial der Wasserkraft bis 2035 eingeschätzt.⁹ Es ergab sich für die Arbeiten im Rahmen der Energieperspektiven 2035 ein erwartetes Ausbaupotenzial von 3'400 bis 4'100 GWh/a (mittlere Produktionserwartung 2007: 35'300 GWh/a).

Im Zusammenhang mit den Arbeiten zur Energiestrategie 2050 im Frühling 2011 hat das BFE das Potenzial der Wasserkraft unter veränderten Rahmenbedingungen neu eingeschätzt. In der Summe ergab sich für die Energieperspektiven 2050 ein Ausbaupotenzial der Wasserkraft von rund 4'000 GWh/a bis 2050.

Um die vom Bundesrat postulierte Richtgrösse von 4'000 GWh/a zu plausibilisieren, wurde vom BFE 2012 eine Potenzialstudie¹⁰ zum Ausbau der Wasserkraftnutzung durchgeführt. Für die Schweiz resultierte bis 2050 ein Ausbaupotenzial der Wasserkraft von 1'530 bis 3'160 GWh/a. Ausgehend von der Produktionserwartung 2012 (35'350 GWh/a) ergibt dies eine erwartete Produktion von 36'880 bis 38'510 GWh/a. Die Tabelle 2 zeigt einen Überblick über die in der erwähnten Studie aus dem Jahr 2012 ausgewiesenen Potenziale.

	Heutige (2012) Nutzungsbedingungen	Optimierte (2012) Nutzungsbedingungen
Neubauten Grosswasserkraft	770	1'430
Erneuerungen und Erweiterungen bestehender Grosswasserkraft	870	1'530
Kleinwasserkraft	1'290	1'600
Auswirkungen Restwasser	-1'400	-1'400
Total Wasserkraftpotenzial	1'530	3'160

Tabelle 2 – Total Wasserkraftpotenzial bis 2050 per 1. Januar 2012 in GWh/a

3 Rahmenbedingungen

Die Nutzung der Wasserkraft unterliegt verschiedenen Rahmenbedingungen. Nachstehend werden die Veränderung der Rahmenbedingungen seit der letzten Potenzialstudie im Jahr 2012, die aktuellen Rahmenbedingungen im Jahr 2019 sowie absehbare, künftige Veränderungen der Rahmenbedingungen beschrieben. Zum Zweck der Analyse werden die Rahmenbedingungen wie folgt unterschieden:

- Natürliche, hydrologische Rahmenbedingungen
- Technische Rahmenbedingungen
- Gesellschaftlich-politische Rahmenbedingungen
- Ökologische Rahmenbedingungen
- Wirtschaftliche Rahmenbedingungen

⁹ BFE (2007)

¹⁰ BFE (2012)

3.1 Veränderung der Rahmenbedingungen seit 2012

Seit der letzten Potenzialstudie haben sich die natürlichen hydrologischen Rahmenbedingungen naturgemäß nur geringfügig verändert. Die Wasserkraftproduktion variiert regional und über die Jahre stark in Abhängigkeit der Niederschlagsmengen, der Art der Niederschläge und der Temperaturen. Während die Jahre 2012 bis 2015 eher nasse Jahre mit einer hohen Produktion aus Wasserkraft waren, können die Jahre 2016 bis 2017 als durchschnittlich bis eher trocken bezeichnet werden. Im Jahr 2018 lagen im Frühling grosse Mengen Schnee in den Alpen, die mit der Schmelze zu entsprechenden Abflüssen führten. Die starke Trockenheit im zweiten Halbjahr 2018 führte dann zu einer Reduktion der Produktion mit Problemen bei Kraftwerken ohne vergletschertes Einzugsgebiet. Die Auswirkungen des Klimawandels werden in der Wasserkraft laufend deutlicher sichtbar. Die höheren Temperaturen der vergangenen Jahre mit einigen Rekordjahren führten zu regenreicheren Wintern und damit höheren Abflüssen bei Laufwasserkraftwerken aber auch zu heisseren und trockeneren Sommern. In der Folge änderte sich die zeitliche Verteilung der Produktion.

In den letzten sieben Jahren hatte der technische Fortschritt ebenso einen Einfluss auf die Wasserkraft. Auch wenn es in dieser kurzen Betrachtungszeit schwierig ist, einzelne Effekte zu beschreiben, so kann durch den technologischen Fortschritt das vorhandene Wasserkraftpotenzial effizienter genutzt werden. Zu nennen sind hier beispielsweise drehzahlvariable Pumpen, rechenintensivere Modellierungen der Kraftübertragung bei Turbinen, eine Effizienzsteigerung bei betrieblichen Prozessen durch die Digitalisierung oder eine Reduktion des ökologischen Eingriffs durch neuartige Fischaufstiegs- oder Abstiegs-hilfen.

Bezüglich der gesellschaftlich-politischen Rahmenbedingungen wurde die Wasserkraft schon im Jahr 2012 kontrovers diskutiert. Einerseits ist sie eine saubere, einheimische Energiequelle, Wirtschaftsfaktor und Wertschöpfungsquelle und in den Alpentälern oftmals identitätsstiftend, führt aber andererseits auch zu Beeinträchtigungen von Landschaft und Ökologie. So ist bei der Wasserkraft das Verhältnis zwischen Schutz und Nutzen ein Dauerthema. Als wesentliche Veränderung der gesellschaftlich-politischen Rahmenbedingungen kann die Energiestrategie 2050 bezeichnet werden. Mit der Volksabstimmung vom Mai 2017 hat sich das Schweizer Stimmvolk deutlich für einen langfristigen Umbau des Energiesystems ausgesprochen. Damit verbunden ist auch ein Bekenntnis zum weiteren Ausbau der einheimischen Wasserkraft. Ein Teil der Neuerungen im EnG betrifft die Raumplanung. So haben die Kantone gemäss Artikel 10 EnG dafür zu sorgen, dass die für die Nutzung der Wasserkraft geeigneten Gewässerstrecken im Richtplan festgelegt werden. Ebenso schliessen sie bereits genutzte Standorte mit ein und können Gewässerstrecken bezeichnen, die grundsätzlich freizuhalten sind. Mit dieser raumplanerischen Massnahme soll der Ausbau der Wasserkraft in koordinierter Form vereinfacht werden. Eine Vorgabe an die Kantone, den Ausbau der Wasserkraft untereinander und mit Blick auf das im EnG statuierte Ausbauziel abzustimmen, wurde von den eidgenössischen Räten jedoch abgelehnt.

Auch bei den ökologischen Rahmenbedingungen gab es Veränderungen. Einerseits verabschiedete der Bundesrat 2012 die Strategie Biodiversität Schweiz. Ziel 1 der Strategie will die Nutzung der natürlichen Ressourcen so gestalten, dass «*die Erhaltung der Ökosysteme und ihrer Leistungen sowie der Arten und der genetischen Vielfalt sichergestellt ist*». Andererseits hat die Energiestrategie 2050 Veränderungen mit sich gebracht. Das Verhältnis von Schutz und Nutzen wurde angepasst. Wasserkraftanlagen ab einer gewissen Jahresproduktion oder einer gewissen speicherbaren Menge Energie kommt die Bedeutung des nationalen Interesses zu. Dieses erlaubt überhaupt erst eine Interessensabwägung

in Inventaren von nationaler Bedeutung¹¹, ohne diese aber schon vorwegzunehmen. Neu eingefügt wurde von den eidgenössischen Räten ein absolutes Verbot zum Bau von neuen Anlagen in Biotopen von nationaler Bedeutung sowie in Wasser- und Zugvogelreservaten. Weiter erwähnenswert, aber ohne Änderung seit 2012, sind die Sanierungsbestimmungen betreffend Geschiebe, Fischgängigkeit und Schwall-Sunk.

Wirtschaftlich gesehen hat die Wasserkraft seit 2012 turbulente Zeiten hinter sich. Nach guten Zeiten für die Branche mit hohen Preisen und Milliardengewinnen in den 2000er Jahren sind die Strommarktpreise ab 2009 bis 2016 auf ein Tief von rund 4 Rp./kWh gesunken. Aufgrund dieser Entwicklungen haben die eidgenössischen Räte im Rahmen der Debatte zur Neuausrichtung der Schweizer Energiepolitik neue Förderinstrumente für die Wasserkraft – darunter rund 100 Mio. CHF Marktprämie pro Jahr für bestehende Grosswasserkraftwerke bis 2022 und rund 50 Mio. CHF pro Jahr zur Förderung des Ausbaus der Grosswasserkraft mittels Investitionsbeiträgen bis 2030 beschlossen. In der Zwischenzeit sind die Marktpreise wieder auf rund 6 Rp./kWh und damit auf ein Niveau gestiegen, bei dem die bestehenden Kraftwerke im Durchschnitt eine markt- und risikogerechte Eigenkapitalrendite von rund 8 % erzielen können. Mit den Investitionsbeiträgen können aber weiterhin Investitionsanreize für neue Wasserkraftwerke von bis zu 35 % der anrechenbaren Investitionskosten geschaffen werden. Gegenläufig wirkt sich das Ende des Instruments der Einspeisevergütung für neue Kleinwasserkraftwerke im Jahr 2022 aus. Ab 2023 werden keine Neuanlagen mehr in das Fördersystem aufgenommen. Da die Mittel des Netzzuschlagsfonds zurzeit bereits weitgehend verpflichtet sind, können zudem nur noch wenige neue Kleinwasserkraftwerke mit der Einspeisevergütung gefördert werden. Erneuerungen und Erweiterungen bestehender Anlagen werden bei der Klein- als auch der Grosswasserkraft bis 2030 mit Investitionsbeiträgen gefördert.

3.2 Rahmenbedingungen der Wasserkraft im Jahr 2019 sowie deren absehbare Veränderungen

Die natürlichen, hydrologischen Rahmenbedingungen werden sich in Abhängigkeit zu der Geschwindigkeit des fortschreitenden Klimawandels weiter ändern. Die Richtung der Auswirkungen hin zu trockeneren Sommern und feuchteren, regenreicheren Wintern ist relativ klar und wurde durch mehrere wissenschaftliche Studien aufgezeigt. Mittels einer ambitionierten Klimapolitik könnte diese Entwicklung verlangsamt und hinausgezögert werden wobei klar ist, dass dazu sowohl in der Schweiz wie auch weltweit grosse Anstrengungen notwendig sind. Einen wesentlichen Einfluss auf das hydrologische Regime haben die in der Schweiz vorhandenen Gletscher als Wasserspeicher. Deren Abschmelzen führt bereits heute, aber auch noch die nächsten Jahrzehnte zu höheren Abflussmengen und damit verbunden zu einer höheren Wasserkraftproduktion. Sind sie jedoch abgeschmolzen, fehlt deren natürliche Speicherfunktion für die anfallenden Niederschläge. Der Effekt kann teilweise aufgefangen werden, wenn die frei werdenden Geländemulden für Stauseen genutzt werden.

¹¹ Bundesinventar der Landschaften und Naturdenkmäler von nationaler Bedeutung (VBLN, SR 451.11), Bundesinventar der schützenswerten Ortsbilder der Schweiz von nationaler Bedeutung (VISOS, SR 451.12), Bundesinventar der historischen Verkehrswege der Schweiz (VIVS, SR 451.13)

Mit dem technischen Fortschritt wird auch weiterhin eine Effizienzsteigerung der Produktion aus Wasserkraft einhergehen. Neue Materialien, Techniken und Prozesse werden folgende Auswirkungen auf die Wasserkraft haben:

- Produktionserhöhungen trotz gleichbleibender, verfügbarer Bruttoleistung bei Gesamterneuerungen von Kraftwerken
- Effizienzsteigerung bei Maschinenersatz
- Reduktion von Bau- und Betriebskosten
- Höhere Pumpwirkungsgrade
- Reduktion ökologischer Eingriffe bei gegebenem Produktionspotenzial

Rein über den autonomen technischen Fortschritt kann die bestehende Wasserkraftproduktion über die Jahre hinweg um einige Prozentpunkte gesteigert werden.

Gesellschaftlich-politisch stehen in der Schweiz bezüglich der Schweizer Wasserkraft weitere Debatten an. Die Vernehmlassung der Revision des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) ist Ende Januar 2019 zu Ende gegangen. Die eidgenössischen Räte haben die Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes (WRG) im März 2019 verabschiedet. Dabei wurde beschlossen, das bundesrechtliche Maximum für den Wasserzins bis 2024 bei 110 CHF/kW_{br} zu belassen. Schlussendlich stehen in den kommenden Jahren und Jahrzehnten Konzessionserneuerungen einer Vielzahl von grösseren Wasserkraftwerken an. Dabei gilt es jeweils, die Heimfallregelungen zu diskutieren und die Bedingungen für die Wasserkraftnutzung für weitere maximal 80 Jahre festzulegen. Es ist wahrscheinlich, dass dies auch Auswirkungen auf Eigentums- und Betriebsstrukturen der Schweizer Wasserkraft haben wird.

Ökologische Rahmenbedingungen

Aus ökologischer Sicht ist zu betonen, dass die Konflikte zwischen Schutz- und Nutzungsinteressen aufgrund des Siedlungsdruckes in der Schweiz eher noch zunehmen werden. Die Wasserkraft ist zweifellos eine der nachhaltigsten Stromproduktionsformen, ohne Eingriffe in die Landschaft und die Ökologie kommt aber auch sie nicht aus. Bei den Konzessionserneuerungen werden die Wasserfassungen die Restwasserbestimmungen von Artikel 29ff GSchG einzuhalten haben, was zu Auswirkungen auf die Produktion führen wird. Ebenso sind künftig weitere Sanierungen betreffend Geschiebe, Fischgängigkeit und Schwall-Sunk notwendig, welche ebenfalls zu Produktionsauswirkungen und zu entsprechenden Auflagen führen werden. Mit der Umsetzung dieser Massnahmen wird die Wasserkraft künftig nicht nur erneuerbar und klimafreundlich, sondern auch umweltverträglich sein.

Wirtschaftliche Rahmenbedingungen

Mit den gestiegenen Strompreisen und den aktuell vorhandenen Förderinstrumenten sehen die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen der Schweizer Wasserkraft heute relativ gut aus. Mit den heutigen Strommarktpreisen ist die Wasserkraft in der Lage, im Durchschnitt eine markt- und risikogerechte Eigenkapitalrendite in der Höhe von rund 8 % zu erzielen. Eine langfristige Prognose der Entwicklung der Strompreise ist naturgemäss schwierig. Das BFE geht aber von künftig eher steigenden Strompreisen aus. Entwicklungen, die in diese Richtung zeigen, sind die geplanten oder diskutierten Abschaltungen von konventionellen Erzeugungskapazitäten in ganz Europa (bspw. Kern- und Kohlekraftwerke in Deutschland oder Kernkraftwerke in Frankreich). Damit können Überkapazitäten abgebaut werden und das Stromangebot wird insgesamt knapper, wodurch die Durchschnittspreise wie auch die Preisspitzen steigen könnten. Ein weiterer Aspekt der in Richtung steigender Preise deutet, sind die Dekarbonisie-

rungsstrategien der EU-Mitgliedsstaaten, die Auswirkungen auf den CO₂-Preis im europäischen Emissionshandelssystem – Preisanstieg innerhalb eines Jahres von 10 auf 22 € pro Tonne CO₂ – haben werden. Bestehende, bereits teilweise abgeschriebene Kraftwerke können bei den heutigen Grundlastpreisen von rund 6 Rp./kWh sowie aufgrund zusätzlicher Erlöse für ihre Flexibilität, für Systemdienstleistungen und aus dem Handel mit Herkunftsnachweisen im Durchschnitt eine marktgerechte Eigenkapitalrendite erzielen.

Hinzu kommt, dass für Neu- und Ausbauten (Erneuerungen und Erweiterungen) von Grosswasserkraftwerken bis 2030 jährlich rund 50 Mio. CHF oder insgesamt rund 700 Millionen Franken für Investitionsbeiträge in der Höhe von maximal 35 % der anrechenbaren Investitionskosten zur Verfügung stehen. Bei der Kleinwasserkraft werden Erneuerungen und Erweiterungen bestehender Anlagen ebenfalls bis 2030 mit Investitionsbeiträgen bis 60 % der anrechenbaren Investitionskosten gefördert. Diese Gelder werden für entsprechende Investitionsanreize sorgen. Offen ist, inwiefern Kleinwasserkraftwerke nach dem Auslaufen der Einspeisevergütungen Ende 2022 am Markt bestehen können. Ein Teil der Kleinwasserkraft an günstigen Standorten hat tiefe Gestehungskosten und wird am Markt mit entsprechenden Vergütungen für die Flexibilität und den ökologischen Mehrwert bestehen können. Nichtsdestotrotz ist aber auch davon auszugehen, dass ein gewisser Teil an Kleinwasserkraftwerken ohne Förderung nicht rentabel ist und vom Netz gehen wird, sobald eine grössere Erneuerungsinvestition ansteht. Hier sind u.a. auch die Kantone und Gemeinden gefordert, entsprechende Lösungen anzubieten bzw. zu finden.

4 Datenerhebung

Die Datenerhebung erfolgte mittels einer Umfrage Ende 2018 und einer anschliessenden Diskussion der Umfrageergebnisse an einem Workshop am 30. Januar 2019. Die Umfrage richtete sich an die relevanten Fachstellen der Kantone, den Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE), den Schweizerischen Wasserwirtschaftsverband (SWV), Swiss Small Hydro (SSH) sowie an grosse Kraftwerksbetreiber. Insgesamt wurden 36 Teilnehmer angeschrieben. Die Umweltverbände und die Wissenschaft erhielten die Fragebogen zur Kenntnisnahme. Sie beteiligten sich zum Teil spontan an der Umfrage und nahmen die Gelegenheit wahr, die Umfrageergebnisse beim Workshop zu diskutieren. Neben den 2012 abgefragten Themen Neubauten Grosswasserkraft, Erneuerungen und Erweiterungen Grosswasserkraft, Kleinwasserkraft, Klimawandel, Restwassersanierungen und Rahmenbedingungen/Hemmnisse interessierte neu auch der Einfluss der Sanierung von Wasserkraftwerken (Fischgängigkeit, Geschiebe, Schwall/Sunk), die Veränderung des Speichervolumens (Verlandung, neue Speicherseen z. B. aus Gletscherseen) sowie eine mögliche Mehrzwecknutzung der Speicherseen. Die Themen Restwasser und Sanierung Wasserkraft wurden nicht abgefragt, sondern in Zusammenarbeit des BFE mit dem BAFU bearbeitet. Anfang November 2018 wurden zu den Themen Klimawandel, Gletscherseen und Mehrzweckspeicher die Universitäten Bern, Basel, Lausanne, Zürich, die eidgenössische Forschungsanstalt für Wald, Schnee und Landschaft (WSL) sowie die Plateforme de constructions hydrauliques der Ecole polytechnique fédérale de Lausanne (EPFL) einbezogen.

5 Rückmeldungen

Der Rücklauf der Umfrage war mit über 80 % hoch.

Die Umfrageergebnisse machen deutlich, dass der Ausbau der Wasserkraft in der Schweiz weiterhin stark polarisiert. Der Konflikt entzündet sich in vielen Fällen im Zusammenhang mit ökologischen Anliegen. Es wird allerdings auch ersichtlich, dass es nicht alleine der Schutz der Umwelt ist, der dem Ausbau der Wasserkraft Schranken setzt. In der dicht besiedelten Schweiz bestehen vielfältige Ansprüche an die Gewässer. Nicht zuletzt gibt es auch Projekte, die trotz Investitionsbeiträgen nicht wirtschaftlich sind.

Es kommt zum Ausdruck, dass das Wasserkraftpotenzial stark abhängig vom Ordnungsrahmen und dessen Auslegung ist (Nationales Interesse, Gewässerschutzmassnahmen, Marktdesign und Preisentwicklung von Strom und CO₂): Das Projekt Trift sei bei heutigen Strompreisen auf Investitionsbeihilfen angewiesen; das Projekt Lagobianco könne nur realisiert werden, wenn die Rahmenbedingungen für die Investitionssicherheit verbessert würden; die Staumauererhöhung Göscheneralp sei auch mit den bestehenden Investitionsbeiträgen nicht wirtschaftlich; für kleinere Kraftwerke seien die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen ungünstig.

Gemäss WWF und Pro Natura sind bei der Evaluation des Wasserkraftpotenzials die geltenden gesetzlichen ökologischen Rahmenbedingungen zu beachten. Ferner weist der WWF auf einen dringlichen Bedarf der Ökologisierung der Schweizer Wasserkraft hin. Viele alte Anlagen entsprächen bezüglich Restwasser, Fischgängigkeit, Geschiebe und Schwall-Sunk nicht den gesetzlichen Anforderungen oder anerkannten wissenschaftlichen Kriterien.

Aus Schutzsicht wird hervorgehoben, dass die Wasserkraftnutzung in der Schweiz seit über hundert Jahren stetig zugenommen habe und die Bäche bereits zu 90–95 % genutzt würden. Ein zusätzlicher Ausbau bedeute Eingriffe in unbelastete Fliessgewässer und den weiteren Verlust von Biodiversität. Ein „Totalausbau“ der Wasserkraft auf Kosten der Umwelt wird klar abgelehnt. Aus der Sicht des WWF sei es klar, dass die entscheidenden Potenziale für die Energiewende nicht im Ausbau der Wasserkraft lägen.

Aus Sicht der Kraftwerksbetreiber ist der umweltverträgliche und wirtschaftlich vertretbare Ausbau der Wasserkraft grundsätzlich (und angesichts der Alternativen) zu begrüßen. Im Hinblick auf die begrenzten Ausbaumöglichkeiten und die sehr unsicheren Realisierungschancen bestehe aber das grösste Potenzial ihres Erachtens im möglichst weitgehenden Erhalt der bestehenden Wasserkraftproduktion. Das bedinge einerseits günstige wirtschaftliche Rahmenbedingungen für die Instandhaltung der Anlagen und andererseits die Minimierung von Produktionsauswirkungen durch ökologische Sanierungen.

Die angeschriebenen Unternehmen der Strombranche haben sich mehrheitlich der Einschätzung des SWV angeschlossen: *Das Wasserkraftpotenzial habe sich in den letzten sechs Jahren nicht relevant verändert und sei damit ausreichend bekannt. Ebenso bekannt seien die zur Nutzung dieser Potenziale notwendige Anpassung der Rahmenbedingungen. Angesichts der begrenzten Ausbaumöglichkeiten und der sehr unsicheren Realisierungschancen bestehe das grösste Potenzial ihres Erachtens im möglichst weitgehenden Erhalt der bestehenden Wasserkraftproduktion.* Zwei Unternehmen haben separate Einschätzungen zu Neuprojekten abgegeben.

Das Wasserkraftpotenzial wurde somit auf Basis der Studie 2012, kombiniert mit Rückmeldungen der Umfrage 2018, abgeschätzt. Dabei haben die Umfrageteilnehmer das Potenzial per 1.1.2018 eingeschätzt. Weil sich die Auswertungsarbeiten und die Berichtserstellung bis ins erste Quartal 2019 zogen,

hat das BFE, um möglichst aktuelle Informationen präsentieren zu können, die Potenzialaussagen wo nötig auf den 1.1.2019 angepasst.

6 Entwicklung der Produktion seit 2012

Zwischen den Referenzzeitpunkten 1.1.2012 der letzten Studie und 1.1.2019 der aktuellen Studie nahm die mittlere erwartete Nettoproduktion aus Wasserkraft insgesamt um rund 640 GWh/a zu.

Die mittlere erwartete Nettoproduktion aus Wasserkraft entspricht der mittleren Produktionserwartung gemäss der Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz (WASTA) plus der Produktionserwartung der Kleinstwasserkraftwerke¹² abzüglich des mittleren Strombedarfs sämtlicher Zubringerpumpen (unter Berücksichtigung eines mittleren Pumpenwirkungsgrades). Per 1.1.2012 betrug sie 35'350 GWh/a¹³ und per 1. Januar 2019 beträgt sie 35'990 GWh/a.

7 Potenzialschätzung 2019

7.1 Einleitung

Das Ausbaupotenzial der Wasserkraftnutzung wird anhand von zwei Szenarien geschätzt. Das erste Szenario soll aufzeigen, in welchem Mass die jährliche Stromproduktion aus einheimischer Wasserkraft bis 2050 unter den heutigen gesetzlichen, wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Rahmenbedingungen (siehe Kapitel 3) gesteigert werden kann. Diesem Potenzial unter „heutigen Nutzungsbedingungen“ wird ein Potenzial unter „optimierten Nutzungsbedingungen“ gegenübergestellt. Auch im zweiten Fall wird kein Totalausbau der Wasserkraft angestrebt. Unter optimierten Nutzungsbedingungen versteht das Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) Änderungen der bestehenden Rahmenbedingungen, welche einen zusätzlichen, moderaten Ausbau der Wasserkraft ermöglichen, ohne die Vorgaben der Bundesverfassung bezüglich Nachhaltigkeit und Schutz der Umwelt zu verletzen.

Neben den seit 2018 bereits gesetzlich verankerten Massnahmen wie Investitionsbeiträge für die Gross- und Kleinwasserkraft, Marktprämie für Grosswasserkraft, nationales Interesse an der Nutzung erneuerbarer Energien sowie Gebietsausscheidungen für die Wasserkraft in den kantonalen Richtplänen, gibt es weiterhin Möglichkeiten, die Nutzungsbedingungen für die Wasserkraft zu optimieren:

- Weiterführung der bestehenden Förderung zum Erhalt und Ausbau der Wasserkraft
- Zusätzliche Fördermittel vermögen weitere Potenziale auszulösen.
- Zusätzliche Potenziale werden ohne Förderung auch dann erschlossen, wenn die Strompreise ansteigen. Die Energieperspektiven 2050 des BFE gehen generell von steigenden Energiepreisen aus.

¹² Wasserkraftwerke < 300 kW installierte Generatorleistung

¹³ Im Bericht «Wasserkraftpotenzial der Schweiz» vom Juni 2012 wurde die mittlere Produktionserwartung gemäss WASTA von 35'820 GWh/a ausgewiesen.

7.2 Neue Grosswasserkraft

Im Rahmen dieser Studie ist, wie in der letzten Studie 2012, eine detaillierte Abschätzung des Potenzials aus Grosswasserkraft anhand von konkreten Projekten erfolgt. Die verwendete Liste umfasste 30 potenzielle Neubauprojekte mit einer Leistung grösser 10 MW_{br} (Mechanische Bruttoleistung). Die Kantone und zwei Unternehmen haben die Liste zum Teil ergänzt und die Projekte beurteilt (Realisierungswahrscheinlichkeit, Verfahrensstand und Hemmnisse). Das Produkt aus der erwarteten Jahresproduktion und der Realisierungswahrscheinlichkeit ergibt für jedes Projekt einen Erwartungswert (siehe bereinigte Liste im Anhang 1). Die Summe aller Erwartungswerte führt zum Gesamtpotenzial aus neuen Grosswasserkraftwerken. Unter heutigen Nutzungsbedingungen beträgt das Ausbaupotenzial bis 2050 rund 760 GWh/a.

Für das Potenzial unter optimierten Nutzungsbedingungen wurde unter Berücksichtigung aller Rückmeldungen die Realisierungswahrscheinlichkeit jedes Projektes um 25 Prozentpunkte angehoben. Im Gegensatz zur Vorstudie 2012 wurde auf die Berücksichtigung von damals nicht näher spezifizierten Vorhaben von 1'000 GWh/a verzichtet. Insgesamt ergibt sich damit bis 2050 ein Potenzial unter optimierten Nutzungsbedingungen von rund 1'380 GWh/a.

	Heutige (2019) Nutzungsbedingungen	Optimierte (2019) Nutzungsbedingungen
Total Neue Grosswasserkraft	760	1'380

Tabelle 3 – Potenzial Neubauten Grosswasserkraft bis 2050 per 1.1.2019 in GWh/a

In der Studie 2012 wurde ein totales Potenzial neue Grosswasserkraft bis 2050 unter damaligen Nutzungsbedingungen von 770 GWh/a und unter optimierten Nutzungsbedingungen von 1'430 GWh/a ausgewiesen. Das erwartete Potenzial hat sich demnach trotz des zwischenzeitlichen Zubaus von 220 GWh/a bei der Grosswasserkraft kaum verändert.

7.3 Erneuerungen und Erweiterungen bestehender Grosswasserkraft

Gemäss Aussagen des SWV und der meisten Branchenvertreter hat sich das Potenzial im Zusammenhang mit Erweiterungen und Erneuerungen bestehender Grosswasserkraftwerke gegenüber 2012 nicht relevant verändert. Da es seit 2012 keine dem BFE bekannten neuen Studien gibt und das BFE auch keine anderen Erkenntnisse hat, wird, bis auf das Thema Stollenaufweitungen unter heutigen Nutzungsbedingungen, die Potenzialschätzung von 2012 übernommen.

	Heutige (2019) Nutzungsbedingungen	Optimierte (2019) Nutzungsbedingungen
Ausrüstungsersatz	500	500
Höherstau und Flussaustiefungen	200	200
Staumauererhöhungen und Erschliessung neuer Zuflüsse	170	330
Stollenaufweitungen	100	500
Total Erneuerungen und Erweiterungen	970	1'530

Tabelle 4 – Potenzial Erneuerungen und Erweiterungen bestehender Grosswasserkraft bis 2050 per 1.1.2019 in GWh/a

Die Steigerung der Wasserkraftproduktion mittels Erneuerung und Erweiterung bestehender Anlagen ist breit akzeptiert, da sie aus ökologischer Sicht vergleichsweise wenig bedenklich oder teilweise sogar mit Aufwertungen verbunden ist. Dies gilt nicht für Staumauererhöhungen und die Erschliessung neuer Zuflüsse. Dazu sind in der Regel zusätzliche Eingriffe in die Umwelt erforderlich. Die Staumauererhöhungen sind jedoch, neben der Möglichkeit die Stromproduktion zu erhöhen, auch für die Steigerung der Winterproduktion und damit für eine sichere und eigenständige Stromversorgung für die Schweiz von sehr grosser Bedeutung. Mit geringfügigen Erhöhungen der bestehenden Talsperren, das heisst um weniger als 10 % der ursprünglichen Höhe, könnte bei rund 20 Projekten ein zusätzliches Speichervolumen von etwa 700 Mio. m³ geschaffen werden. Damit könnte die Winterproduktion um 2'000 GWh/a und somit um 10 % gegenüber heute erhöht werden. Berücksichtigt man, dass einige Talsperren stärker erhöht werden könnten, dürfte gar eine Steigerung der Winterproduktion gegenüber heute von etwa 15 % möglich sein¹⁴.

Mit der – meist altersbedingten – Erneuerung oder dem Ersatz alter Turbinen und Generatoren durch neuere mit höherem Wirkungsgrad sind Effizienzsteigerungen verbunden. Die spezifischen Kosten für die Mehrproduktion durch diese Wirkungsgradverbesserungen sind klein, weil die Maschinen ohnehin ersetzt werden müssen. Negative Einflüsse auf die Umwelt ergeben sich keine.

Effizienzsteigerungen mittels Stollenaufweitungen¹⁵ waren in der Beurteilung 2012 als nicht rentabel bezeichnet worden. Das führte zu einem Potenzial unter Nutzungsbedingungen 2012 von null. Unter optimierten Nutzungsbedingungen wurde 2012 ein Potenzial von 500 GWh/a eingesetzt. Dieses Potenzial sei realisierbar, wenn die Strompreise ansteigen würden oder eine Förderung durch den Bund mit

¹⁴ Schleiss, A. (2012)

¹⁵ Stollenaufweitungen ermöglichen Effizienzsteigerungen durch die Reduktion von Reibungsverlusten. Vgl. Molinari et al. (2011).

Investitionsbeiträgen installiert wäre. Da mit dem heute realisierten Förderinstrument der Investitionsbeiträge auch Stollenaufweitungen unterstützt werden können, schätzt das BFE ein Potenzial von 100 GWh/a. Für das Potenzial unter optimierten Nutzungsbedingungen bleibt das BFE bei der damaligen Einschätzung des SWV von 500 GWh/a.

7.4 Kleinwasserkraft

Die unter «Neue Kleinwasserkraft» erfassten Potenziale umfassen Neubauten, Erneuerungen und Erweiterungen von Anlagen mit einer Leistung kleiner 10 MW_{br}.

Im Rahmen dieser Studie wurde eine Umfrage bei den betroffenen Fachstellen der Kantone durchgeführt, um detaillierte Angaben zum Potenzial aus Kleinwasserkraft zu erhalten. Die Rückmeldungen stützen sich, wie 2012, auf die aktuelle KEV-Anmelde-Liste, welche der Umfrage kantonsweise beigelegt wurde. Die Bewertung der Projekte erfolgte hauptsächlich durch die Kantone mittels Benennung des Verfahrensstandes, der Hemmnisse und zum Teil auch durch die Schätzung der Realisierungswahrscheinlichkeit. Wurden keine Angaben gemacht, hat das BFE aufgrund des KEV-Status eine Realisierungswahrscheinlichkeit geschätzt. Insgesamt ergibt sich aus diesem Vorgehen bis 2050 ein Potenzial unter heutigen Nutzungsbedingungen von rund 460 GWh/a gegenüber 1'290 GWh/a in der Studie 2012. Bei den Neubauten wurde das Potenzial einerseits durch die seit 2012 realisierten Anlagen und andererseits durch eine tiefere Schätzung der Realisierungswahrscheinlichkeit neuer Anlagen reduziert.

Im Vergleich dazu schätzt der Verband der Kleinwasserkraftwerke (SSH) ein Zubaupotenzial unter heutigen Nutzungsbedingungen bis 2050 von 400 GWh/a.

Für die Berechnung des Potenzials unter optimierten Nutzungsbedingungen wurde die Realisierungswahrscheinlichkeit wie bei der Grosswasserkraft um 25 % erhöht. Gesamthaft ergibt sich unter optimierten Nutzungsbedingungen bis 2050 ein Potenzial aus Kleinwasserkraft von rund 770 GWh/a gegenüber 1'600 GWh/a in der Studie 2012.

In der Studie 2012 wurde davon ausgegangen, dass die bestehenden Kleinwasserkraftwerke alle in Betrieb bleiben würden. Aufgrund des Auslaufens der heutigen Förderinstrumente, wie der kostenorientierten Einspeisevergütung (KEV) ab Ende 2022¹⁶, der Investitionsbeiträge (IB) Ende 2030 und der Mehrkostenfinanzierung (MKF) Ende 2035, wurde von SSH und dem BFE auch ein möglicher Wegfall bestehender Kleinwasserkraft abgeschätzt. SSH sieht aufgrund neuer oder sich in Diskussion befindlicher Rahmenbedingungen auch Chancen für die Kleinwasserkraft (bessere Möglichkeiten durch den Zusammenschluss zum Eigenverbrauch, Winterproduktion mit höherer Gewichtung der Leistungskomponente, neue Erlöspotenziale für flexible Kapazitäten). Unter heutigen Nutzungsbedingungen, d.h. mit dem Druck seitens Sanierung Wasserkraft und dem Auslaufen der Förderung schätzt SSH jedoch, dass bis 2050 Ausserbetriebnahmen im Umfang von ca. 500 GWh/a erfolgen werden. Das BFE teilt diese Einschätzung, jedoch für einen Zeitraum bis 2060. Unter heutigen Nutzungsbedingungen schätzt das BFE bis 2050 einen möglichen Wegfall von ca. 350 GWh/a und unter optimierten Nutzungsbedingungen (z.B. Verlängerung einzelner Förderinstrumente) einen solchen von ca. 220 GWh/a.

¹⁶ Bei der KEV werden noch bis 2022 positive Bescheide abgegeben. Aufgrund der Förderdauer von 15 Jahren werden im Jahr 2037 die letzten Förderbeiträge ausbezahlt.

Die Potenziale aus Kleinwasserkraft sind in der Tabelle 5 zusammengefasst.

	Heutige (2019) Nutzungsbedingungen	Optimierte (2019) Nutzungsbedingungen
Neue Kleinwasserkraft	460	770
Wegfall Kleinwasserkraft	-350	-220
Total Kleinwasserkraft	110	550

Tabelle 5 – Potenzial Kleinwasserkraft bis 2050 per 1. Januar 2019 in GWh/a

In der Studie 2012 wurde ein totales Ausbaupotenzial für die Kleinwasserkraft bis 2050 unter damaligen Nutzungsbedingungen von 1'290 GWh/a und unter optimierten Nutzungsbedingungen von 1'600 GWh/a ausgewiesen.

7.5 Restwasser

Genügend Restwasser ist eine Bedingung für die Artenvielfalt; der Lebensraum zahlreicher Tiere und Pflanzen steht und fällt mit ausreichend Wasser. Der Grossteil der heute bestehenden Wasserkraftanlagen wurde gebaut, als es noch keine gesetzliche Restwasserregelung gab.

In der Bundesverfassung (BV) ist festgehalten, dass der Bund Vorschriften über die Sicherung angemessener Restwassermengen zu erlassen hat¹⁷. Dieser Auftrag wurde mit den Artikeln 31 bis 33 GSchG umgesetzt. Artikel 31 legt Mindestrestwassermengen fest, welche gemäss den in Artikel 32 aufgezählten Fällen von den Kantonen unterschritten werden können. Artikel 33 verlangt in einer Interessenabwägung die Prüfung, ob die Mindestrestwassermengen allenfalls zur Sicherung angemessener Restwassermengen erhöht werden müssen (z. B. wenn Schutzgebiete betroffen sind). Die Restwassermengen gemäss Artikel 31 bis 33 sind seit Inkrafttreten des GSchG am 1. November 1992 bei Neukonzessionierungen oder bei Erneuerungen bestehender Konzessionen einzuhalten, was sich negativ auf die Stromproduktion der betroffenen Kraftwerke auswirkt. Seit der Revision des GSchG vom 1. Januar 2011 sind zusätzliche Ausnahmen von den Mindestrestwassermengen zugelassen, was die Auswirkungen auf die Produktion leicht abschwächen dürfte. Dabei wurden die Restwasserbestimmungen als Kompromiss zwischen der Wasserkraftnutzung und den Interessen der Umwelt bestätigt. Ein grosser Teil der gegenwärtigen Konzessionen wird zwischen 2030 und 2050 ablaufen.

Im Rahmen der Volksabstimmung zum Bundesgesetz über den Schutz der Gewässer vom 17. Mai 1992 hat der Bundesrat geschätzt, dass sich die damalige Wasserkraftproduktion von ca. 33'000 GWh/a aufgrund der verlangten Mindestrestwassermengen gemäss Artikel 31 GSchG bis 2070 um knapp 6% (ca. 2'000 GWh/a) reduzieren werde. Eine Reduktion in derselben Grössenordnung wurde von den Massnahmen der Kantone infolge der Interessenabwägung gemäss Artikel 33 GSchG erwartet¹⁸.

Insgesamt hätte dies eine Minderproduktion von rund 4'000 GWh/a bis 2070 bedeutet. Zwischen 1992 (Inkrafttreten des Gewässerschutzgesetzes) und 2002 wurden 56 Konzessionen an Wasserkraftwerke

¹⁷ Artikel 76 Absatz 3 BV

¹⁸ Kummer (2002)

erteilt. Eine entsprechende Analyse durch das damalige Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft (BUWAL) hat gezeigt, dass die tatsächliche Minderproduktion bei diesen Kraftwerken ca. 3.5 % betrug.

Der im Vergleich zu den Annahmen von 1992 (12 %) tiefe Wert lässt sich einerseits dadurch erklären, dass bis 2002 relativ viele Flusskraftwerke im Mittelland und nur wenige grosse Kraftwerke aus dem Alpenraum neukonzessioniert wurden¹⁹. Andererseits lassen die Resultate der Analyse vermuten, dass die Mindestrestwassermengen im Rahmen der Interessenabwägung gemäss Artikel 33 nur selten erhöht wurden, da die Kantone die wirtschaftlichen Interessen offenbar stärker gewichtet haben als die ökologischen. In nicht wenigen Fällen wurde ausserdem die Ausnahmeregelung aus Artikel 32 in Anspruch genommen, wodurch die infolge der Interessenabwägung gemäss Artikel 33 erfolgte Minderproduktion insgesamt wieder kompensiert wurde. Der Bundesrat hat im Jahr 2003 aus diesen Resultaten geschlossen, dass die Auswirkungen auf die Stromproduktion infolge der Restwasserbestimmungen bis 2070, 2'000 GWh/a bzw. 6 % kaum übersteigen dürften²⁰.

In der Studie 2012 wurde ein totaler Produktionsverlust bis 2050 unter damaligen und optimierten Nutzungsbedingungen von 1'400 GWh/a ausgewiesen. Eine aktuelle Analyse von 107 bis Ende 2017 erteilten Konzessionen hat gezeigt, dass die Kantone die Restwasserbestimmungen weiterhin moderat umsetzen²¹. Auf der Basis dieser Zahlen wird davon ausgegangen, dass die Einbussen, rund 7 % betragen werden. Dies entspricht 2'900 GWh/a für den Zeitraum 1992 - 2070 (7 % von 41'500 GWh/a, welche der Bruttoproduktion, d.h. der Zielgrösse 38.600 GWh/a plus 7 % Produktionseinbussen infolge Restwasserbestimmungen entsprechen) bzw. 2'700 GWh/a für 1992 - 2050. Die zusätzlichen Ausnahmen gemäss der Revision des GSchG vermögen die Produktionseinbussen um 200 GWh/a zu schmälern²². Ausserdem können die Minderproduktion, welche seit Ende 1992 aufgrund der Restwassermengen nach Art. 31ff (300 GWh/a) sowie aufgrund der Restwassersanierung nach Artikel 80ff. (300 GWh/a) bereits angefallen sind, zum Potenzial addiert werden, da diese Einbussen bereits in der WASTA eingerechnet sind. In der Summe ergibt sich eine geschätzte Minderproduktion von 1'900 GWh/a bis 2050. Da die aktuelle Analyse von 107 Konzessionen nur einen kleinen Teil der bis 2050 ablaufenden Konzessionen betrifft, wird eine künftige Analyse zur Minderproduktion belastbarere Aussagen machen können.

¹⁹ Die Pflicht zur Einhaltung der Mindestrestwassermengen ist bei Flusskraftwerken ohne Ausleitung nicht relevant. Werden bei der Stichprobe nur die Ausleitkraftwerke (ohne Flusskraftwerke) betrachtet, fällt die Minderproduktion mit 7.3 % einiges höher aus.

²⁰ Antwort des Bundesrates auf die Motion Speck vom 20. März 2003

²¹ BAFU (2019)

²² UREK-S (2008), S. 21

Tabelle 6 zeigt die Auswirkungen des GSchG auf das Wasserkraftpotenzial in zusammengefasster Form (in GWh/a).

Auswirkungen der Restwassermengen auf die Produktion	Heutige (2019) Nutzungsbedingungen	Optimierte (2019) Nutzungsbedingungen
1992 - 2070	-2'900	-2'900
1992 - 2050	-2'700	-2'700
Revision GSchG 2011 (zusätzliche Ausnahmen Art. 32)	200	200
Art. 31ff. GSchG 1992 - 2018	300	300
Art. 80 GSchG 1992 - 2018	300	300
Total 2019 - 2050	-1'900	-1'900

Tabelle 6 – Auswirkungen Gewässerschutzgesetz per 1.1.2019 in GWh/a

Der SWV kommt in seiner Studie von 2018²³ zu einer höheren Minderproduktionserwartung bis 2050: Szenario Umsetzung wie bisher: 2'280 GWh/a. Weitere Szenarien vom SWV mit einer verschärften Umsetzung der Restwasservorschriften weisen Verluste zwischen 2'520 GWh/a und 6'410 GWh/a aus.

Die Abflussmenge Q_{347} ²⁴ ist eine der Grundlagen für die Festsetzung von Mindestrestwassermengen. Die Universität Bern prognostiziert, dass die Q_{347} vor allem im alpinen Raum in Zukunft klimabedingt zunehmen werden und damit mit den geltenden rechtlichen Vorgaben auch höhere Restwassermengen resultieren. Im Mittelland werden die Q_{347} zurückgehen. Solche allfälligen Veränderungen sind noch nicht in die Schätzung der Minderproduktion gemäss Tabelle 5 eingeflossen.

Die ETH ist der Ansicht, dass für eine Prognose bis 2050 eine Vergangenheitsanalyse zwar sinnvoll ist, aber es ungenügend ist, ausschliesslich auf bisherige Zahlen abzustellen.

Der Kanton Bern stellt fest, dass in den letzten fünf Jahren die Forderungen des BAFU, der Verbände und der Umweltfachstellen betreffend die Höhe der Restwassermengen sehr stark gestiegen sind.

Laut Alpiq haben zahlreiche wissenschaftliche Studien gezeigt, dass es möglich ist eine ökologisch optimale variable Restwassermenge zu bestimmen und gleichzeitig Energieverluste zu minimieren ("Win-Win"). Alpiq weist darauf hin, dass diese Art von wissenschaftlichem Ansatz im Hinblick auf die Herausforderungen systematisch durchgeführt werden sollte²⁵.

²³ Pfammatter, R., Semadeni Wicki, N. (2018)

²⁴ Damit ist die Abflussmenge gemeint, die, gemittelt über 10 Jahre, durchschnittlich während 347 Tagen des Jahres erreicht oder überschritten wird und die durch Stauung, Entnahme oder Zuleitung von Wasser nicht wesentlich beeinflusst ist (Art. 4 GSchG).

²⁵ Prof. Stuart Lane, Universität Lausanne

7.6 Sanierung Wasserkraft (Fischgängigkeit, Schwall/Sunk und Geschiebe)

Das revidierte GSchG, welches seit 2011 in Kraft ist, verlangt, dass die Fischgängigkeit wiederhergestellt werden muss, die negativen Auswirkungen von Schwall und Sunk beseitigt werden und dass der Geschiebetrieb reaktiviert wird. Bis Ende 2014 mussten die Kantone im Rahmen der strategischen Planung die sanierungspflichtigen Kraftwerke bezeichnen. Nach der Zustimmung des BAFU zu den strategischen Planungen wurde begonnen, den Betreibern die Sanierungspflicht zu verfügen. Basierend darauf müssen die Betreiber meist zuerst Variantenanalysen durchführen, bevor die Bestvariante geplant, bewilligt und umgesetzt werden kann. Entsprechend sind bis Ende 2018 erst bei relativ wenigen Kraftwerken die notwendigen Massnahmen soweit konkretisiert, dass die voraussichtliche Produktionsauswirkung mit genügender Sicherheit bestimmbar ist.

Minderproduktionen auf Grund der Sanierung Wasserkraft können insbesondere durch künstliche Hochwasser und Staupegelabsenkungen für die Geschiebereaktivierung sowie durch die notwendige Dotierung von Fischeauf- und -abstiegen entstehen.

Im Rahmen der Umfrage hat sich der Kanton Bern zu den potenziellen Verlusten geäussert und schätzt die erwarteten Verluste für den Kanton Bern betreffend die Sanierung Wasserkraft auf 30 GWh/a.

BAFU und BFE sind der Ansicht, dass eine gesamtschweizerische Abschätzung der möglichen Minderproduktion wegen der Massnahmen zur Sanierung der Wasserkraft zum heutigen Zeitpunkt auf Grund der noch verhältnismässig kleinen Zahl an konkreten Projekten nicht möglich ist. Diese Beurteilung konnte im Rahmen von verschiedenen Expertengesprächen sowie des durchgeführten Workshops gestützt werden.

7.7 Speichervolumen / Verlandung

Zur Thematik der Speichervolumina sind nur sehr wenige – ausschliesslich allgemeine - Rückmeldungen eingegangen. Konkrete Angaben betreffend die Verlandungsraten respektive Energieeinbussen zu einzelnen Speichern sind in keiner Antwort enthalten.

Der Kanton Freiburg verweist auf die Studie der EPFL, wonach die Verlandung der Speicherseen in der Schweiz im Durchschnitt 0.2 % pro Jahr beträgt. Es wird insbesondere betont, dass die Auswirkungen stark von den Eigenschaften des jeweiligen Stausees abhängen (Grösse, Abfluss, Materialeigenschaften, etc.) und sich die Aussagen nicht verallgemeinern lassen.

Der Kanton Waadt erwähnt, dass drei Speicherseen im Kanton vorhanden seien und dass der Lac Vernex stark von Verlandung betroffen sei.

Der Kanton Wallis erwähnt, dass die notwendigen Grundlagen für Aussagen nicht zur Verfügung stehen.

Der Kanton Schwyz schätzt die Veränderung der Energieproduktion aufgrund Verlandungen als nicht relevant ein, insbesondere für die GWK. Kleinere (Zwischen)Speicherseen oder Rückhaltebecken werden regelmäßig gespült, so dass der Einfluss der Verlandung auf die Produktion klein sei.

In der Literatur sind einzelne Untersuchungen vorhanden, welche sich mit der Verlandung konkreter Speicher befassen. Diese gehen von einer mittleren Verlandungsrate von 0.2 % pro Jahr aus, wobei die

Sedimentationsmengen zwischen 108 und 2'200 m³/km² Einzugsgebiet und Jahr schwanken. Dies hängt von den spezifischen Eigenschaften des Einzugsgebiets ab.

Gemäss der Aussage verschiedener Betreiber werden heute in den meisten Fällen Massnahmen gegen die Verlandung nur ergriffen, wenn die Funktionsfähigkeit des Grundablasses oder des Betriebswasser-einlaufs betroffen seien. Massnahmen zur Erhaltung des Stauvolumens scheinen momentan nicht rentabel zu sein. Diese Einschätzung konnte im Rahmen des durchgeführten Workshops bestätigt werden.

Das BFE geht davon aus, dass auf Grund der Verlandung der Speicherseen keine Energieverluste entstehen. Die Reduktion der Speichervolumina dürfte jedoch bis 2050 eine Verminderung der Saison-speicherkapazität von rund 7 % zur Folge haben.

7.8 Klimawandel und neue Gletscherseen

Die Wasserkraftnutzung ist aufgrund der Veränderungen im Wasserkreislauf sowie dem vermehrten Auftreten von Extremereignissen, beides verursacht durch den Klimawandel, stark von diesem betroffen.

In der Studie 2012 wurde angenommen, dass sich die mittlere jährliche Stromproduktion bis 2050 aufgrund des Klimawandels nicht wesentlich verändern wird. Grundlage für diese Aussage war eine Hochrechnung der Auswirkungen der Klimaänderung auf die Wasserkraftnutzung in der Schweiz im Zeitraum 2021 - 2050 von Hänggi et al. (2011). Die Ergebnisse dieser Studie sind nach wie vor aktuell, was im Rahmen des Workshops von Vertretern aus der Wissenschaft bestätigt wurde. Die Betrachtung der *mittleren* jährlichen Stromproduktion vermittelt jedoch einen falschen Eindruck, da die saisonalen Veränderungen sehr unterschiedlich ausfallen und die Ergebnisse je nach Einzugsgebiet variieren können. Betrachtet man die Produktionserwartung getrennt nach Sommer- und Winterhalbjahr, so zeigt sich ein differenzierteres Bild. Während erwartet wird, dass die mittlere Produktion 2021 - 2050 gegenüber 1980 - 2009 im Sommer um 4 bis 6 % sinken wird, wird sie im Winter um 10 % steigen.²⁶ Aus Sicht der Versorgungssicherheit ist die erhöhte Produktion von Winterstrom eine positive Entwicklung.

Je nach Vergletscherungsgrad der Einzugsgebiete der Wasserkraftwerke können diese Ergebnisse aber variieren. Eine neue Studie zu den Auswirkungen des Gletscherrückzugs auf die Schweizer Wasserkraft zeigt, dass im Zeitraum 1980-2000 3 % (respektive 4 % im Zeitraum 1980-2010) der nationalen Wasserkraftproduktion direkt durch den Nettoverlust der Gletschermasse gedeckt wurde, dieser Anteil aber im Zeitraum 2040-2060 auf 2.5 % sinken dürfte.²⁷ Je höher die Gletscher liegen, desto später wird dieser Rückgang in den entsprechenden Einzugsgebieten eintreten.

Die Gletscherrückzugsorte sind aber auch neue mögliche Standorte für die Errichtung von Wasserkraftanlagen. Aus Sicherheitsgründen müssen die neuen Gletscherseen zum Teil verstärkt werden und könnten mit einer Talsperre künstlich weiter aufgestaut werden. Eine weitere Studie untersuchte das Wasserkraftpotenzial im periglazialen Umfeld der Schweiz unter dem Einfluss des Klimawandels und bewertete mögliche Standorte anhand von 16 Kriterien aus den drei Kategorien «Wirtschaft», «Umwelt» und «Gesellschaft».²⁸ Die sieben Standorte, welche am besten abschnitten, haben ein Potenzial von

²⁶ Hänggi et al. (2011)

²⁷ Schaeffli et al. (2019)

²⁸ Ehrbar et al. (2018)

insgesamt 1'076 GWh/a. An zwei möglichen Standorten sind bereits Projekte geplant (Trift und Gorner Gletscher), welche in dieser Potenzialabschätzung unter «Neubauten Grosswasserkraft» berücksichtigt werden. Die restlichen Standorte haben zusammen immer noch ein Potenzial von circa 700 GWh/a. In den Diskussionen im Workshop zur aktuellen Potenzialanalyse hat sich gezeigt, dass alle Teilnehmenden in neuen Gletscherseen beziehungsweise Wasserkraftanlagen an Gletscherrückzugsorten ein grosses Potenzial sehen. Teilweise liegen die Standorte aber in Schutzgebieten, weshalb eine proaktive Schutz-Nutzungsplanung sinnvoll wäre.

7.9 Mehrzweckspeicher

Das Thema Mehrzweckspeicher wurde in der Studie 2012 noch nicht berücksichtigt. Als Mehrzweckspeicher werden Speicheranlagen bezeichnet, die nicht nur der Energieproduktion dienen, sondern weitere Funktionen für die Landwirtschaft, die Trinkwasser- und Nutzwasserversorgung (technische Beschneidung, Löschwasser) oder den Hochwasserschutz haben. Zwar werden bereits heute einzelne Speicherseen als Mehrzweckspeicher bewirtschaftet (insbesondere für den Hochwasserschutz) und einige Konzessionen sind an weitere Leistungen wie beispielsweise die Ableitung von Wasser für die Bewässerung geknüpft. Mit dem Klimawandel wird aber der Druck durch andere Nutzungsansprüche auf die Wasserressourcen steigen, daher wurde das Thema in der aktuellen Umfrage aufgenommen. Es gab nur wenige Rückmeldungen zu diesem Thema, diese schätzen die Auswirkung von Mehrzwecknutzungen auf die Wasserkraftproduktion aber als gering ein. So sind die meist alpinen Speicherseen für eine Wasserentnahme zur Bewässerung der landwirtschaftlichen Nutzfläche häufig zu weit entfernt und im Vergleich zu natürlichen Seen auch um ein vielfaches kleiner (bspw. Grimsensee im Vergleich zu Briener- und Thunersee). Für Neubauprojekte bieten Mehrzweckspeicher auch Chancen, da durch die Nutzung von Synergien mit weiteren Verwendungszwecken die Akzeptanz und somit auch die Realisierungswahrscheinlichkeit erhöht werden kann.

7.10 Die Potenziale im Überblick

Aus den Resultaten der vorhergehenden Kapitel ergibt sich für die Schweiz bis 2050 ein totales Ausbaupotenzial der Wasserkraft von -60 bis 1'560 GWh/a. Ausgehend von der mittleren Nettoproduktion per 1.1.19 von 35'990 GWh/a ergibt dies eine erwartete Produktion für das Jahr 2050 von 35'930 bis 37'550 GWh/a. Die Tabelle 6 zeigt einen Überblick über die Potenziale.

	Heutige (2019) Nutzungsbedingungen	Optimierte (2019) Nutzungsbedingungen
Neue Grosswasserkraft (GWK)	760	1'380
Erneuerungen und Erweiterungen GWK	970	1'530
Kleinwasserkraft (Neu, Ern. u. Erw.)	460	770
Wegfall Kleinwasserkraft	-350	-220
Restwasser	-1'900	-1'900
Total Wasserkraftpotenzial	-60	1'560

Tabelle 7 – Total Wasserkraftpotenzial bis 2050 per 1. Januar 2019 in GWh/a

In der Studie 2012 resultierte ein totales Wasserkraftpotenzial bis 2050 von 1'530 bis 3'160 GWh/a. Ausgehend von der damaligen mittleren Produktionserwartung (35'350 GWh/a) ergab dies eine erwartete Produktion von 36'880 bis 38'510 GWh/a.

8 Fazit

Wie aus nachfolgender Tabelle 1 ersichtlich ist, hat sich im Vergleich zur Studie 2012 das erwartete Potenzial bis 2050 bei optimierten Nutzungsbedingungen um rund 1'600 GWh/a reduziert, in Folge der von 2012 bis 2019 erreichten Mehrproduktion²⁹ von 640 GWh/a beträgt die effektive Differenz 960 GWh/a. Allerdings konnte das Potenzial, welches aus Projekten resultiert, die aus Vertraulichkeitsgründen nicht offengelegt wurden, bei der Abschätzung nicht berücksichtigt werden. Es ist zu vermuten, dass das tatsächliche Potenzial um mehrere hundert Gigawattstunden Jahresproduktion höher sein dürfte als die im vorliegenden Bericht ausgewiesenen Zahlen.

Für die Reduktion verantwortlich ist in erster Linie der Wegfall von Potenzial bei der **Kleinwasserkraft** sowie die Neueinschätzung der Produktionseinbussen durch die Restwasserbestimmungen:

- In der Studie 2012 wurde das Ausbaupotenzial bis 2050 im Bereich der Kleinwasserkraft noch auf 1'600 GWh/a geschätzt. Neu schätzt das BFE das Potenzial unter optimierten Nutzungsbedingungen auf 770 GWh/a. Der Grund liegt in der Befristung des Einspeisevergütungssystems. Diese hat den Effekt, dass viele Kleinwasserkraftvorhaben, die heute auf der Warteliste stehen, aufgrund der jährlich beschränkt zur Verfügung stehenden Fördergelder (Deckelung bei 2.3 Rp/kWh) kaum je umgesetzt werden. Hinzu kommt, dass seit Januar 2018 neue Kleinwasserkraftanlagen unter einer Leistung von 1 MW nicht mehr gefördert werden.
- Die hochgerechneten Produktionseinbussen infolge Restwasserbestimmungen sind gegenüber 2012 von 1'400 GWh/a um 500 GWh/a auf 1'900 GWh/a angestiegen. Da die Datengrundlage für die aktuelle Analyse mit 107 untersuchten Konzessionen nur einen kleinen Teil der bis 2050 ablaufenden Konzessionen umfasst, wird eine künftige Analyse zur Minderproduktion belastbarere Aussagen machen können.
- Weiter geht das BFE davon aus, dass nach Ablauf der Vergütungsdauer der Einspeisevergütung sowie der Investitionsbeiträge für die Kleinwasserkraft bis 2050 weitere 220 GWh/a wegfallen werden, da diese Werke ohne Unterstützung nicht wirtschaftlich betrieben werden können. Unter anderem fehlen ihnen die Mittel, um umfassende Erneuerungsinvestitionen zu finanzieren.

Bei der **Grosswasserkraft** ergibt sich folgendes Bild:

- Das Ausbaupotenzial der Neubauten bei der Grosswasserkraft wurde anhand einer Liste von 27 konkreten Projekten abgeschätzt, die bereits 2012 bekannt waren. Für die Berechnung des Potenzials unter optimierten Nutzungsbedingungen wurde unter Berücksichtigung aller Rückmeldungen der relevanten Akteure (Kantone, Umweltverbände, Wasserwirtschaft) die Realisierungswahrscheinlichkeit jedes einzelnen Projektes auf der Liste um 25 Prozentpunkte angehoben. Insgesamt ergibt sich damit bis 2050 unter optimierten Nutzungsbedingungen ein Potenzial in der Grössenordnung aus der Studie 2012 (2012: 1'430 GWh/a; 2019: 1'380 GWh/a).

²⁹ Die Mehrproduktion resultiert aus Erneuerungen und Erweiterungen von bestehenden Anlagen und aus neu erstellten Anlagen in der Zeit von 1.1.2012 bis 1.1.2019.

- Das Potenzial im Zusammenhang mit Erweiterungen und Erneuerungen bestehender Grosswasserkraftwerke hat sich gegenüber dem Jahr 2012 nicht verändert (1'530 GWh/a).

	Optimierte (2012) Nutzungsbedingungen	Optimierte (2019) Nutzungsbedingungen
Neue Grosswasserkraft (GWK)	1'430	1'380
Erneuerungen und Erweiterungen GWK	1'530	1'530
Kleinwasserkraft (Neu, Ern. u. Erw.)	1'600	770
Wegfall Kleinwasserkraft	0	-220
Restwasser	-1'400	-1'900
Total Wasserkraftpotenzial	3'160	1'560
Zubau Wasserkraftproduktion zwischen 1.1.2012 und 1.1.2019	640	
Neue Gletscherseen ³⁰		700

Tabelle 8 – Vergleich Total Wasserkraftpotenzial bis 2050 in den Studien 2012 und 2019 (in GWh/a). Ein Vergleich der Potenziale zeigt unter Berücksichtigung des Zubaus seit 1.1.2012 einen Rückgang um 960 GWh/a. Weiter ist zu beachten, dass das Potenzial von neuen Gletscherseen (siehe Kap. 7.8 Klimawandel und neue Gletscherseen) von rund 700 GWh/a in der Darstellung «Optimierte (2019) Nutzungsbedingungen» nicht berücksichtigt wurde. Ebenfalls nicht berücksichtigt wurde das Potenzial, welches aus Projekten resultiert, die aus Vertraulichkeitsgründen nicht offengelegt wurden. Es ist zu vermuten, dass das oben ausgewiesene Potenzial 2019 um mehrere hundert Gigawattstunden Jahresproduktion höher sein dürfte.

Aufgrund der voranstehenden Ausführungen und unter Vorbehalt des von der Branche nicht ausgewiesenen Potenzials lässt sich damit folgendes Fazit ziehen:

1. *Weitere Anstrengungen sind unabdingbar.*
Zur Erreichung der Ausbaurichtwerte ist es zum einen wichtig, dass die Strombranche ihre Verantwortung für die Versorgungssicherheit wahrnimmt und mittels Investitionen in neue Projekte und der Modernisierung bestehender Anlagen ihren Teil zum Umbau des Schweizer Energiesystems beiträgt. Zum anderen sind weitere Anstrengungen in der Lösung des Interessenkonflikts zwischen der Nutzung der Wasserkraft und dem Schutz der Gewässer zu unternehmen, so dass ein nachhaltiger Ausbau der Wasserkraft erfolgen kann.
2. *Der im Artikel 2 EnG festgelegte Richtwert bis 2035 ist Stand heute erreichbar.*
Allerdings muss dazu fast das gesamte bis 2050 ausgewiesene Potenzial bereits bis 2035 realisiert werden. Gemäss Monitoring-Bericht zur Energiestrategie 2050 des BFE betrug 2017 der Nettoausbau gegenüber dem Vorjahr 55 GWh, seit 2011 lag er im Durchschnitt bei 87 GWh pro

³⁰ Rechnet man die zurzeit geeignetsten Gletscherseen beziehungsweise Wasserkraftanlagen an Gletscherrückzugsorten dazu, erhöht sich das Potenzial um weitere ca. 700 GWh/a. Teilweise liegen die Standorte aber in Schutzgebieten, weshalb hier eine proaktive Schutz-Nutzungsplanung sinnvoll wäre.

Jahr. Um den Richtwert im Jahr 2035 zu erreichen, ist in den kommenden Jahren ein Netto-Ausbau von durchschnittlich 85 GWh pro Jahr nötig.

3. *Der in der Botschaft zur Energiestrategie 2050 postulierte Aus- bzw. Zubau bei der Wasserkraft bis 2050 bleibt aufgrund der vorliegenden Analyse unklar.*

In der Analyse nicht berücksichtigt wurde einerseits das Potenzial von neuen Gletscherseen (rund 700 GWh/a) sowie das Potenzial von Projekten, die aus Vertraulichkeitsgründen nicht offengelegt wurden. Das ausgewiesene Potenzial bis 2050 könnte dadurch um mehrere hundert Gigawattstunden Jahresproduktion höher sein. Der Ausbau dieses Potenzials wird jedoch massgeblich von der Entwicklung der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die heimische Wasserkraft abhängen. Steigende Strom- und CO₂-Preise an den internationalen Börsen und Emissionshandelssystemen erhöhen die Rentabilität der Wasserkraftanlagen und ermöglichen die nötigen Investitionen in den Zu- und Ausbau der Produktionskapazitäten.

Positiv tragen dazu die seit 2016 gestiegenen Marktpreise für die Wasserkraft sowie die bis 2030 zur Verfügung stehenden Investitionsbeiträge für den Ausbau der Schweizer Wasserkraft von insgesamt 700 Millionen Franken bei.

4. *Im Vergleich zur Studie 2012 fallen Potenziale bei der Kleinwasserkraft weg.*

Dies aufgrund des neuen Fördersystems, das seit Inkrafttreten des revidierten Energiegesetzes im Jahr 2018 gültig ist. Hier sind Kantone und Gemeinden sowie die Branche gleichermaßen gefordert, Lösungsvorschläge zu erarbeiten bzw. Investitionen zu tätigen, damit das vorhandene Potenzial bei der Kleinwasserkraft abgeholt werden kann.

5. *Die zu erwartenden Produktionseinbussen infolge Restwasserauflagen haben sich gegenüber 2012 erhöht.*

Die Auswertung des gegenüber 2012 grösseren Datensatzes zeigt um 500 GWh/a höhere hochgerechnete Produktionseinbussen. Potenzielle Produktionseinbussen auf Grund der Sanierung Wasserkraft (Schwall-Sunk, Fischgängigkeit und Geschiebe) sind zudem noch nicht in die Beurteilung eingeflossen.

9 Literatur

- BAFU (2019, in Vorbereitung): Effektive Auswirkungen 1992 – 2017 der Restwasservorschriften auf die Produktion
- BFE (2007). Elektrizität aus Wasserkraft. In: Die Energieperspektiven 2035 – Band 4, Exkurse, S. 101-115.
- BFE (2012). Wasserkraftpotenzial der Schweiz, Abschätzung des Ausbaupotenzials der Wasserkraftnutzung im Rahmen der Energiestrategie 2050.
- Ehrbar, D., Schmocker, L., Vetsch, D., & Boes, R. (2018). Hydropower potential in the periglacial environment of Switzerland under climate change. *Sustainability*, 10(8), 2794.
- Hänggi, P., & Weingartner, R. (2011). Auswirkungen der Klimaänderung auf die Wasserkraftnutzung in der Schweiz 2021-2050-Hochrechnung. *Wasser Energie Luft*, 103(4), 300-307.
- Kummer, M. (2002). Energieminderproduktion bei Wasserkraftwerken aufgrund der Restwasserbestimmungen im Gewässerschutzgesetz/GSchG.
- Molinari, P., & Bernegger, W. (2011). Alternative Wege zur Erhöhung der Produktion aus Wasserkraft: Überlegungen zu Potenzial und Kosten einer Vergrößerung von Druckstollen am Beispiel von Ova Spin – Pradella. In: Bulletin SEV/VSE, 12/2011, S. 8-11.
- Pfammatter, R., Semadeni Wicki, N. (2018) Energieeinbussen aus Restwasserbestimmungen – Stand und Ausblick. *SWV, Wasser Energie Luft – 110(4)*, 233-246.
- Schaefli, B., Manso, P., Fischer, M., Huss, M. & Farinotti, D. (2019). The role of glacier retreat for Swiss hydropower production. *Renewable energy*, 132, 615-627.
- Schleiss, A. (2012). Talsperrenerhöhungen in der Schweiz: energiewirtschaftliche Bedeutung und Randbedingungen.
- UREK-S (2008). Parlamentarische Initiative Schutz und Nutzung der Gewässer, Vorentwurf und erläuternder Bericht der Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie des Ständerates, vom 18. April 2008 (07.492).

Anhang:

Projektliste Grosswasserkraft

	Projektbezeichnung	Kanton	GWh/a	Heutige (2018) Nutzungsbedingungen		Optimierte (2018) Nutzungsbedingungen	
				RWK	Erwartungswert	RWK	Erwartungswert
1	Wynau 2. Etappe	AG/BE/SO	44	31%	14	56%	25
2	KW Koblenz*	AG/D	155	0%	0	25%	39
3	Jaberg-Kiesen / Aare Thun-Bern	BE	58	0%	0	25%	15
4	Trift	BE	145	50%	73	75%	109
5	Schiffenen–Murten	FR	158	25%	40	50%	79
6	Barrage de Conflan*	GE	60	13%	8	38%	23
7	(Sils)-Rothenbrunnen-Reichenau	GR	150	13%	19	38%	56
8	Ilanz-Reichenau	GR	150	13%	19	38%	56
9	Küblis-Landquart (Chlus)	GR	214	88%	187	100%	214
10	Litzirüti-Pradapunt	GR	63	38%	24	63%	39
11	Martina-Prutz*	GR	58	100%	58	100%	58
12	Naz-Bergün	GR	64	13%	8	38%	24
13	Roveredo	GR	101	13%	13	38%	38
14	Überleitung Lugnez	GR	80	38%	30	63%	50
15	Val Curciosa	GR	34	13%	4	38%	13
16	Ems-Mastrils	GR/SG	150	13%	19	38%	56
17	Rhein-KW Oberriet-Widnau*	SG (A)	115	0%	0	25%	29
18	KW am Alpenrhein*	SG/FL	81	13%	10	38%	30
19	Rheinfallkraftwerk Neuhausen*	SH/ZH	60	38%	23	63%	38
20	Val d'Ambra	TI	135	63%	84	88%	118
21	Massongex-Bex-Rhône	VD/VS	75	63%	47	88%	66
22	Adduction de Zinal	VS	90	0%	0	25%	23
23	Palier d'Illarsaz	VS	90	0%	0	25%	23
24	Oberaletsch / Gebidem	VS	103	38%	39	63%	64
25	Lavey+	VS	75	38%	28	63%	47
26	EES+	VS	35	13%	4	38%	13
27	GD – Gornera supérieure	VS	100	13%	13	38%	38
	Total Projekte		2'643		761		1'380

RWK = Realisierungswahrscheinlichkeit

* Bei Grenzkraftwerken ist jeweils nur der Schweizer Produktionsanteil berücksichtigt.