



Bern, 1. Dezember 2017

Nachhaltige Rahmenbedingungen für die Wasserkraft

Bericht des Bundesrates
in Erfüllung des Postulates (13.3521) von Stän-
derat Stefan Engler vom 20. Juni 2013



Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	4
1. Einleitung.....	4
1.1. Ausgangslage.....	4
1.2. Übersicht des Berichts.....	5
1.3. Das Postulat 13.3521	6
1.3.1. Inhalt des Postulats	6
1.3.2. Antwort des Bundesrats.....	7
1.3.3. Behandlung im Rat.....	9
1.4. Verwandte Geschäfte	9
1.4.1. Parlamentarische Vorstösse	9
1.4.2. Auslegeordnung Strommarkt nach 2020.....	11
1.4.3. Revision Wasserrechtsgesetz.....	11
1.4.4. Energiestrategie 2050.....	11
2. Förderung, Sanierung und Erweiterung von Wasserkraftwerken	12
2.1. Erreichung der Zubaurichtwerte.....	12
2.2. Wirtschaftlichkeit von Zubauprojekten.....	13
2.3. Wirtschaftlichkeit der bestehenden Wasserkraft	13
2.4. Unterstützung bestehende Wasserkraft	15
2.5. Förderung Wasserkraftzubau	17
2.6. Fazit	19
3. Erweiterung und Neubau von Pumpspeicherwerken.....	19
3.1. Nutzen der Stromspeicherung	19
3.2. Wirtschaftlichkeit.....	20
3.3. Bestehende Pumpspeicherkraftwerke und Projekte im Bau.....	22
3.4. Bedarf an der Erneuerung und Erweiterung von Pumpspeichern.....	23
3.5. Förderung von Pumpspeicherwerken durch zinsgünstige Kredite des Bundes	25
3.6. Fazit	26
4. Studie System Adequacy.....	26
5. Quellenverzeichnis	30



Abbildungsverzeichnis

<i>Abbildung 1: Durchschnittliche Gestehungskosten der vier Kraftwerkstypen (Mittelwerte der Jahre 2000 bis 2013, inflationsbereinigt auf Basis 2013) (BFE, 2014b)</i>	<i>14</i>
<i>Abbildung 2: Gesamtbetriebskosten. Ausgedrückt als Annuität je installierter Leistung (CHF/kW und Jahr) mit (grau) und ohne (schwarz) Ersatzinvestitionen für verschiedene Speichertechnologien (BFE, 2013a).</i>	<i>21</i>

Tabellenverzeichnis

<i>Tabelle 1: Verbleibendes Wasserkraftpotenzial in der Schweiz unter heutigen und optimierten Nutzungsbedingungen (Bundesrat, 2013)</i>	<i>12</i>
<i>Tabelle 2: Bestehende Pumpspeicherkraftwerke (Wasta, 2017).</i>	<i>23</i>
<i>Tabelle 3: Pumpspeicherkraftwerke im Bau (Wasta, 2017).</i>	<i>23</i>



Zusammenfassung

Mit dem Postulat Engler vom 20. Juni 2013 (13.3521 «Nachhaltige Bedingungen für die Wasserkraft») wurde der Bundesrat beauftragt zu prüfen, wie die Sanierung und Erweiterung von bestehenden Wasserkraftwerken im Vergleich zu neuen Kleinwasserkraftwerken privilegiert gefördert werden kann. Weiter sollte geprüft werden, ob die Finanzierung von Neubauten und die Erweiterungen von Pumpspeicherwerken mit zinsgünstigen Krediten des Bundes erleichtert werden können.

Im vorliegenden Bericht wird aufgezeigt, dass die im Rahmen der Energiestrategie 2050 angestrebten Zubaurichtwerte nur unter Einbezug der Ausbaupotenziale der Gross- und Kleinwasserkraft zusammen erreicht werden können. Weiter wird auf der Basis bestehender Berichte die Wirtschaftlichkeit der bestehenden Wasserkraftanlagen sowie von Zubauprojekten dargelegt. Basierend darauf werden die mit der Revision des Energiegesetzes eingeführten Instrumente für die Unterstützung der Wasserkraft dargestellt. Der Bericht kommt zum Schluss, dass die Forderung des Postulats nach einer privilegierten Förderung der Sanierung und Erweiterung von bestehenden Wasserkraftwerken im Vergleich zu neuen Klein- und Kleinstkraftwerken erfüllt ist.

Das Kapitel zur Finanzierung von Neubauten und Erweiterungen von Pumpspeicherwerken zeigt den Nutzen von Stromspeichern auf und legt die heutige und zukünftige Situation dieser Stromspeicher dar. Es wird gezeigt, dass Pumpspeicherwerke kurz- bis mittelfristig eher nicht wirtschaftlich betrieben werden können. Längerfristig kann jedoch mit einer verbesserten Wirtschaftlichkeit gerechnet werden. Weiter wird aufgezeigt, dass eine Finanzierung von Pumpspeicherwerken über zinsgünstige Kredite des Bundes aus verschiedenen Gründen als unwirksam beurteilt wird.

1. Einleitung

1.1. Ausgangslage

Die Schweizer Stimmbevölkerung hat der Neuausrichtung der Schweizer Energiepolitik am 21. Mai 2017 zugestimmt. Damit wird die Schweiz in den kommenden Jahren schrittweise aus der Nutzung der Kernenergie aussteigen und den Ausbau der erneuerbaren Energien fördern. Die durch den Kernenergieausstieg wegfallende Elektrizitätsmenge soll einerseits durch eine verbesserte Effizienz und andererseits durch die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien ersetzt werden.

Mit einem Anteil von 55 bis 60 Prozent trägt die Wasserkraft bereits heute den grössten Teil zur Schweizer Elektrizitätsversorgung bei. In Artikel 2 des revidierten Energiegesetzes vom 30. September 2016¹, das voraussichtlich am 1. Januar 2018 in Kraft tritt, wird für die durchschnittliche Produktion von Elektrizität aus Wasserkraft im Jahr 2035 ein Richtwert von

¹ BBI 2016 7683.



37'400 GWh festgelegt. Um diesen Richtwert zu erreichen, ist neben dem Erhalt der bestehenden Produktion auch einen massgeblichen Zubau notwendig.

Grundlage dieses Produktionsziels für die Wasserkraft war die Studie «Wasserkraftpotenzial der Schweiz» (BFE, 2012). Darin wurde unter optimierten Nutzungsbedingungen (wie in der Energiestrategie 2050 vorgesehen) und unter Berücksichtigung der Auswirkungen der Revision des Gewässerschutzgesetzes ein Zubaupotenzial von 3'160 GWh/a für die Wasserkraft identifiziert (vgl. Kap. 2.1). Dieses verteilt sich zu rund je einem Drittel auf Neubauten von Grosswasserkraftwerken, neue Kleinwasserkraftwerke, Aus- und Umbauten sowie auf Erweiterungen bestehender Grosswasserkraftwerke.

Angesichts der schwierigen Lage für Kraftwerksanlagen auf dem europäischen Strommarkt und trotz der Förderung der Kleinwasserkraft befürchtete der Postulant, dass die Konkurrenzfähigkeit der Wasserkraft aufgrund des zunehmend umlagefinanzierten Umfeldes untergraben wird und notwendige Investitionen nicht ausgelöst werden.

Die für die Vorberatung der Energiestrategie 2050 zuständige Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie des Nationalrates (UREK-N) teilte die Befürchtung, dass im damaligen Umfeld der Ausbaurichtwert der Wasserkraft nicht erreicht werden könnte. Sie erteilte dem Bundesamt für Energie (BFE) den Auftrag, mögliche Instrumente für die Förderung neuer und bestehender Kraftwerke zu untersuchen.

In der Folge hat das BFE den zuständigen Kommissionen verschiedene Berichte (vgl. Quellenverzeichnis) und Gesetzesvorschläge unterbreitet. Das Parlament hat daraufhin Investitionsbeiträge als Instrument für die Förderung des Zubaus sowie die Marktprämie für die Unterstützung bestehender Wasserkraftwerke im Energiegesetz verankert. Ab dem Jahr 2018 werden dementsprechend für die Marktprämie während 5 Jahren jährlich rund 110 Millionen Franken zur Verfügung stehen. Für Investitionsbeiträge für die Grosswasserkraft beläuft sich dieser Betrag bis 2030 auf rund 55 Millionen Franken jährlich. Diese Förderbeiträge werden aus dem Netzzuschlagsfonds zur Verfügung stehen.

Zurzeit arbeitet das UVEK an der Revision Stromversorgungsgesetz StromVG (inkl. Überlegungen zu Marktdesign) sowie an der Revision des Wasserrechtsgesetzes (inkl. künftige Ausgestaltung Wasserzins). Damit sind die Anliegen des Postulanten bereits weitgehend erfüllt oder werden in laufenden Arbeiten adressiert.

1.2. Übersicht des Berichts

Im **ersten Kapitel** werden der Inhalt und die Begründung des Postulats Engler vom 20. Juni 2013 (13.3521 «Nachhaltige Bedingungen für die Wasserkraft») wiedergegeben. Der Stand des politischen Prozesses wird erläutert und verwandte Geschäfte werden aufgeführt.

Das **zweite Kapitel** widmet sich der Förderung, der Sanierung und der Erweiterung bestehender Wasserkraftwerke. Dazu wird zuerst auf die Zubaurichtwerte eingegangen und die Wirtschaftlichkeit von Zubauprojekten sowie bestehender Wasserkraftwerke erläutert. Anschliessend werden mögliche Unterstützungs- respektive Fördermassnahmen diskutiert und ein Fazit gezogen.



Das **dritte Kapitel** legt den generellen Nutzen von Elektrizitätsspeichern dar. Anschliessend wird die Wirtschaftlichkeit von Pumpspeicherwerken aufgezeigt und dargelegt, welche Pumpspeicherwerke vorhanden oder im Bau sind. Schliesslich wird die Wirksamkeit der Förderung von Pumpspeicherwerken durch zinsgünstige Darlehen beurteilt und ebenfalls ein Fazit gezogen.

1.3. Das Postulat 13.3521

1.3.1. Inhalt des Postulats

Das Postulat Engler (13.3521 «Nachhaltige Bedingungen für die Wasserkraft») wurde von Stefan Engler (CVP, GR) am 20. Juni 2013 im Ständerat eingereicht.

Der Inhalt des Postulates wird im Folgenden wiedergegeben:

Eingereichter Text:

Der Bundesrat wird ersucht zu prüfen und Bericht zu erstatten, wie die Rahmenbedingungen für eine nachhaltige Wasserkraftnutzung verbessert werden können. Nebst anderen Stossrichtungen soll auch beurteilt werden:

- 1. wie die Sanierung der Restwasserstrecken gemäss Artikel 80 Absatz 2 GSchG nicht einseitig zu Lasten der Berggebiete erfolgt, sondern verursachergerecht und im Rahmen des Artikels 15abis EnG abgegolten werden kann.*
- 2. wie die Sanierung und Erweiterung von bestehenden Wasserkraftwerken im Vergleich zu neuen Klein- und Kleinstwasserwerken (ausgenommen die Energiegewinnung aus Trinkwasseranlagen) privilegiert gefördert werden können.*
- 3. ob nicht die Finanzierung von Erweiterungen bestehender und der Neubau von Pumpspeicherkraftwerken mit zinsgünstigen Krediten des Bundes erleichtert werden können.*

Begründung

Soll das von der Politik gewünschte Ausbauziel Wasserkraft auch nur annähernd erreicht werden, braucht es verbesserte Rahmenbedingungen. Ein zunehmend umlagefinanziertes Umfeld untergräbt die Konkurrenzfähigkeit der Wasserkraft und verhindert Investitionen.

- 1. Verbesserung der wirtschaftlichen Anreize für Erweiterungen und Optimierungen bestehender grosser Anlagen > 10 MW, die heute 90 Prozent der Wasserkraftproduktion liefern: Die Energiestrategie hält an der generellen Förderung von Klein- und Kleinstan-*



lagen fest, was die Konflikte bezüglich Beeinträchtigungen von wertvollen Gewässerräumen bei geringer Energieausbeute unnötig verschärft. Wird an der grundsätzlich fragwürdigen und verzerrenden Subventionspolitik festgehalten, ist mindestens das Grössenkriterium aufzuheben und stattdessen nach Wirkung zu fördern (möglichst viel Energie pro Förderfranken). Die aktuellen Strompreise führen dazu, dass sich Erneuerungen und Erweiterungen von bestehenden Wasserkraftwerken nicht rechnen. Indem man davon absieht, riskiert man sogar, dass es zu Stilllegungen kommt. Bei vielen dieser Anlagen im Bereich der Obergrenze von 10 Megawatt besteht ein grosses Potenzial, um die Produktion zu erhöhen. Das sollte unbedingt genutzt werden.

2. Wirtschaftliche Anreize für Speicherleistungen kurzfristig und saisonal: Energiewirtschaftlich entscheidende Potenziale der Wasserkraft liegen vor allem in den Vorzügen der Speicherseen mit ihrem kurz- und mittelfristigen Ausgleich und Beitrag an die Versorgungssicherheit im Winter, der stunden- und tageweisen Einlagerung von Strom über Pumpspeicherwerke sowie in den flexibel zu- und abschaltbaren Kraftwerken. Davon profitieren Konsumentinnen und Konsumenten in gleicher Weise wie die Produzenten neuer erneuerbarer Energien.

1.3.2. Antwort des Bundesrats

Der Bundesrat hat am 21. August 2013 wie folgt Stellung bezogen und eine Ablehnung des Postulats beantragt.

Zu Punkt 1:

Gemäss Artikel 29ff. des Gewässerschutzgesetzes vom 24. Januar 1991 (GSchG; SR 814.20) müssen bei neuen Wasserentnahmen und bei Konzessionserneuerungen angemessene Restwassermengen eingehalten werden. Bestehende Wasserentnahmen müssen nach Artikel 80 Absatz 1 GSchG „so weit saniert werden, als dies ohne entschädigungsbegründende Eingriffe in bestehende Wassernutzungsrechte möglich ist“ (Restwassersanierung). Die zuständige Behörde ordnet weitergehende und damit entschädigungspflichtige Sanierungsmassnahmen an, wenn es sich um Fliessgewässer in Landschaften oder Lebensräumen handelt, die in nationalen oder kantonalen Inventaren aufgeführt sind, oder wenn dies andere überwiegende öffentliche Interessen erfordern (Artikel 80 Absatz 2 GSchG).

Die Frist zur Umsetzung der Sanierungsmassnahmen gemäss Artikel 80 GSchG ist Ende 2012 abgelaufen. Der Bundesrat hat im Rahmen der Beantwortung von parlamentarischen Vorstössen (Motion Wehrli 10.3879, „Verursachergerechte Gewässersanierung“; Interpellation Feri Yvonne 12.3532, „Vollzugsnotstand bei den Restwassersanierungen“; Motion Killer Hans 12.4155, „Restwassersanierungen dürfen nur zu minimalem Produktionsausfall führen“) bereits mehrfach betont, er erachte es als nicht befriedigend, dass nicht alle Restwassersanierungen abgeschlossen wurden. Gleichzeitig hat er alle förderlichen Massnahmen begrüsst, dabei jedoch immer wieder darauf hingewiesen, dass vom Erlass neuer Bestimmungen lediglich diejenigen Gemeinwesen profitieren würden, welche die mittlerweile abgelaufene Frist nicht eingehalten haben.



Bei inventarisierten Landschaften und Biotopen besteht bei den meisten Sanierungsmassnahmen nach Artikel 80 Absatz 2 GSchG ein Anspruch auf Mitfinanzierung des Bundes nach dem Bundesgesetz über den Natur- und Heimatschutz vom 1. Juli 1966 (NHG; SR 451).

Die im Postulat erwähnte Problematik wurde schon bei der Debatte um die Volksinitiative „Lebendiges Wasser (Renaturierungs-Initiative)“ thematisiert, und der Bundesrat hat in seiner Antwort auf die parlamentarische Anfrage von Nationalrätin Hildegard Fässler-Osterwalder (09.1106 „Gewässersanierung nicht allein den Gebirgskantonen überlassen“) im Sommer 2009 dazu Stellung bezogen. Die eidgenössischen Räte haben danach dem indirekten Gegenvorschlag zur Volksinitiative zugestimmt, welcher eine umfassende Revision bzw. Ergänzung der geltenden Bestimmungen des GSchG und weiterer Erlasse beinhaltet. Die geltenden Bestimmungen zur Finanzierung der Sanierungsmassnahmen gemäss Artikel 80 Absatz 2 GSchG wurden aber nicht abgeändert. Eine Finanzierung der Restwassersanierung im Rahmen des Artikels 15a^{bis} des Energiegesetzes vom 26. Juni 1998 (EnG, SR 730.0) ist deshalb aufgrund der geltenden Rechtslage nicht möglich.

In der erwähnten Antwort auf die Anfrage von Nationalrätin Hildegard Fässler-Osterwalder weist der Bundesrat weiter darauf hin, dass mehr als zwei Drittel aller Wasserzinseinnahmen in der Schweiz an die Gebirgskantone gehen. Diese Wasserzinseinnahmen wurden mit der 2011 in Kraft getretenen Revision des Wasserrechtsgesetzes vom 22. Dezember 1916 (WRG; SR 721.80) weiter erhöht.

Zu den Punkten 2 und 3:

Die Wasserkraft ist ein bedeutender Pfeiler für eine sichere, bedarfsgerechte und klimaschonende Stromversorgung der Schweiz. Die Energiestrategie des Bundesrates setzt deshalb einen Schwerpunkt bei der Wasserkraftnutzung. Sie soll in ihrer Bedeutung beibehalten und wo sinnvoll gezielt ausgebaut werden. Um diese Ziele für die Wasserkraft zu erreichen, sind Projektanten und Investoren aufgrund der hohen und langfristig zu tätigen Investitionen auf geeignete Rahmen- und Investitionsbedingungen angewiesen.

Die Sanierung und Erweiterung bestehender Wasserkraftanlagen und die damit verbundene bessere Nutzung bestehender Standorte ist im Sinne der Energiestrategie des Bundesrates. Dabei ist jedoch weniger die Grösse der Anlage entscheidend als deren sinnvoller Beitrag zu einer sicheren und umweltschonenden Stromerzeugung. Aus Sicht des Bundesrates ist es deshalb nicht zielführend, Wasserkraftanlagen unterschiedlicher Grösse in Bezug auf eine allfällige Förderung von Sanierungen und Erweiterungen gegeneinander auszuspielen. Im Zusammenhang mit der Energiestrategie 2050 erarbeitet das Bundesamt für Energie (BFE) zurzeit eine Grundlagenstudie zum Förderbedarf von Sanierungs- und Erweiterungsprojekten von bestehenden Wasserkraftanlagen.



Der Pumpspeicherung kommt im Rahmen der Energiestrategie des Bundesrates eine besondere Bedeutung zu. Neubau und Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken bedingen grosse und langfristige Investitionen, die nur getätigt werden, wenn deren Risiken für die Unternehmen tragbar sind. Der Bundesrat ist deshalb der Meinung, dass der Bedarf und die Möglichkeiten einer gezielten Unterstützung von Pumpspeicherkraftwerken geprüft werden müssen. Das BFE hat in diesem Zusammenhang eine Studie zur Bewertung von Pumpspeicherkraftwerken in der Schweiz in Auftrag gegeben, und in Zusammenarbeit mit Österreich und Deutschland ist eine Studie zum Beitrag der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke zur Versorgungssicherheit in Erarbeitung. Basierend auf diesen Abklärungen kann anschliessend geprüft werden, ob eine Förderung sinnvoll ist und wenn ja, welches Förderinstrument geeignet ist. Eine Festlegung der anzuwendenden Förderinstrumente erachtet der Bundesrat zum jetzigen Zeitpunkt als verfrüht.

1.3.3. Behandlung im Rat

Das Postulat Engler 13.3521 wurde am 25. September 2013 im Ständerat behandelt (Amtliches Bulletin 2013 S.902). Punkt 1 wurde zurückgezogen, die Punkte 2 und 3 wurden angenommen.

In der Debatte wurden die in der Energiestrategie 2050 vorhandenen Massnahmen zur Förderung der Grosswasserkraft (Anhebung Untergrenze KEV, nationales Interesse, vereinfachte Bewilligungsverfahren) positiv gewürdigt. Dennoch wurden sie für die Erreichung der vorgesehenen Zubaurichtwerte als ungenügend beurteilt. In der Energiestrategie 2050 wurde das Fehlen von Anreizen und Sicherheiten, welche notwendig sind, um langfristige Investitionen überhaupt tätigen zu wollen, bemerkt.

Günstige Rahmenbedingungen könnten aus Sicht des Postulanten unter anderem die Abgeltung der von der Wasserkraft erbrachten Systemdienstleistungen, die marktgerechte Entschädigung der Flexibilität, die Erweiterung der KEV auf Grosswasserkraftwerke und die privilegierte Einspeisung von Strom aus Wasserkraft darstellen.

1.4. Verwandte Geschäfte

1.4.1. Parlamentarische Vorstösse

Unter anderem als Reaktion auf die angekündigte Absicht verschiedener Betreiber (z.B. Alpiq und Axpo), ihre Wasserkraftbeteiligungen teilweise oder ganz verkaufen zu wollen, wurden zwei sehr ähnliche Vorstösse eingereicht.

- 16.3257 Motion Munz vom 18. März 2016 – Kein Ausverkauf der Schweizer Wasserkraftwerke
- 16.3170 Motion Heim vom 17. März 2016 - Kein Ausverkauf der Schweizer Wasserkraft, sondern 100-prozentige eigene Wasserkraft sowie neue erneuerbare Energien für den öffentlichen Verkehr.



Der Bundesrat lehnte diese beiden Geschäfte mit den folgenden Begründungen ab:

- Gemäss geltendem Energiegesetz (EnG, Art. 4 Abs. 2) ist die Energieversorgung in der Schweiz Sache der Energiewirtschaft. Bund und Kantone sorgen mit geeigneten, staatlichen Rahmenbedingungen dafür, dass die Energiewirtschaft diese Aufgabe im Gesamtinteresse optimal erfüllen kann.
- Das konzederende Gemeinwesen hat gemäss Wasserrechtsgesetz einen Einfluss auf den Verkauf einer Wasserkraftanlage. Es muss einer Übertragung der Konzession auf einen neuen Konzessionär zustimmen. Dies gilt allerdings nicht für eine Änderung der Beteiligungsverhältnisse.
- Bei Vorliegen einer kritischen Lage könnte das UVEK die, gemäss Artikel 8 des Wasserrechtsgesetzes den Export von Wasserstrom bestehende, jedoch zurzeit nicht angewendete Bewilligungspflicht wieder vollziehen.
- Gemäss dem Schlussbericht der Expertenkommission zur Limitierung von volkswirtschaftlichen Risiken durch Grossunternehmen (Too-big-to-fail)² vom September 2010, würde es auch bei einem Konkurs einzelner Infrastrukturunternehmen nicht zu Produktionsausfällen kommen, da eine Auffanggesellschaft den Betrieb weiterführen könnte.

Weiter wurden Vorstösse eingereicht, welche auf eine wirtschaftliche Besserstellung der Wasserkraft, insbesondere der Speicherseen oder die Sicherstellung der Versorgungssicherheit, zielen.

- 16.3385 Postulat Béglé vom 06. Juni 2016 - Profitablere Nutzung unserer Stauseen durch den Verkauf von Strom-Blackout-Versicherungen
- 16.3251 Motion Jans vom 18. März 2016 - Task-Force zur Verhinderung eines Stromgroundings
- 15.4094 Postulat Chevalley vom 01. Dezember 2015 - La Suisse doit tendre à se passer de pétrole

Der Bundesrat lehnte diese Vorstösse mit den folgenden Begründungen ab:

- Gemäss Schweizer Obligationenrecht sind die Aktionäre respektive der Verwaltungsrat der privatrechtlichen Aktiengesellschaften Alpiq und Axpo für die Unternehmensstrategie verantwortlich.
- Es gehört zu einer Marktwirtschaft, dass Firmen in Schwierigkeiten geraten können und die wirtschaftlichen Konsequenzen tragen müssen. Schwierigkeiten können sich beispielsweise ergeben, wenn sich ihre Strategien als unpassend erweisen, Fehler auf operativer Ebene gemacht werden oder sich das internationale Umfeld wandelt.

² Verfügbar unter: www.sif.admin.ch Themen > Finanzmarktregulierung und -aufsicht > Stärkung der Stabilität im Finanzsektor (too big to fail)



Alle Geschäfte wurden entweder zurückgezogen oder vom Erstrat abgelehnt.

1.4.2. Auslegeordnung Strommarkt nach 2020

Gemäss Artikel 30 Absatz 5 des neuen Energiegesetzes (EnG) muss der Bundesrat der Bundesversammlung bis 2019 einen Erlassentwurf für die Einführung eines marktnahen Modells zur Förderung der Schweizer Grosswasserkraft unterbreiten. Dies bis spätestens zum Zeitpunkt des Auslaufens der Unterstützungen für das Einspeisevergütungssystem

Das Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) hat 2017 unter anderem einen Bericht erarbeitet (BFE 2017³), welcher die Machbarkeit und Ausgestaltungsmöglichkeiten einer differenzierten Stromabgabe und weitere mögliche Systeme in Bezug auf ein adäquates Marktdesign für die Stromversorgungssicherheit prüft.

Diese Analysen und Erkenntnisse fliessen in die Arbeiten zur künftigen Ausgestaltung des Schweizerischen Strommarktes ein (Strommarktdesign). Dabei spielt insbesondere der Erhalt der langfristigen Versorgungssicherheit eine zentrale Rolle.

1.4.3. Revision Wasserrechtsgesetz

Die Höhe des Wasserzinsmaximums ist im geltenden Wasserrechtsgesetz bis Ende 2019 geregelt (Art. 49 Abs. 1). Gemäss Artikel 49 Absatz 1^{bis} hat der Bundesrat der Bundesversammlung rechtzeitig einen Erlassentwurf für die Festlegung des Wasserzinsmaximums für die Zeit ab dem Jahr 2020 zu unterbreiten. Die entsprechenden Arbeiten wurden aufgenommen und der Bundesrat hat am 22. Juni 2017 einen Vorschlag für die Neuregelung des Wasserzinsregimes in die Vernehmlassung geschickt. Derzeit laufen die Auswertungen der Vernehmlassung. Der Bundesrat wird voraussichtlich im ersten Halbjahr 2018 die Botschaft verabschieden.

1.4.4. Energiestrategie 2050

Im Rahmen der Erarbeitung der Energiestrategie 2050 wurden mehrere Berichte erstellt, die verschiedene Aspekte des vorliegenden Postulats behandeln. Diese sind im Quellenverzeichnis auf Seite 30 aufgelistet.

³ www.bfe.admin.ch > Themen > Energiepolitik > Energiestrategie 2050 > Weitere Geschäfte



2. Förderung, Sanierung und Erweiterung von Wasserkraftwerken

2.1. Erreichung der Zubaurichtwerte

Im Rahmen der Erarbeitung der Botschaft zur Energiestrategie 2050, wurde das verbleibende Wasserkraftpotenzial der Schweiz analysiert (BFE, 2012).

Anhand von zwei verschiedenen Szenarien, wurde das Ausbaupotenzial der Wasserkraftnutzung bis 2050 abgeschätzt. Das Potenzial unter «heutigen Nutzungsbedingungen» zeigt auf, in welchem Mass die jährliche Stromproduktion aus Wasserkraft unter den heutigen gesetzlichen, wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Rahmenbedingungen gesteigert werden kann. Das Potenzial unter «optimierten Nutzungsbedingungen» setzt eine Änderung der wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Rahmenbedingungen voraus. Diese soll einen zusätzlichen Ausbau der Wasserkraft ermöglichen, ohne die Vorgaben der Bundesverfassung bezüglich Nachhaltigkeit und Schutz der Umwelt zu verletzen. Die Ergebnisse der damaligen Potenzialabschätzung sind in der Tabelle 1 dargestellt.

[GWh/a]	Heutige Nutzungsbedingungen	Optimierte Nutzungsbedingungen
Neubauten Grosswasserkraft	770	1'430
Kleinwasserkraft	1'290	1'600
Aus- und Umbauten, Erweiterungen Grosswasserkraft	870	1'530
Total Wasserkraftpotenzial	2'930	4'560

Tabelle 1: Verbleibendes Wasserkraftpotenzial in der Schweiz unter heutigen und optimierten Nutzungsbedingungen (Bundesrat, 2013)

Die Schweizer Stimmbevölkerung hat mit der Neuausrichtung der Energiepolitik beschlossen, dass keine neuen Kernkraftwerke gebaut werden sollen. Die bestehenden Kernkraftwerke werden nur noch solange betrieben, wie sie sicher sind. Die wegfallende Elektrizität soll unter anderem durch einen Zubau der Wasserkraft ersetzt werden. Im neuen Energiegesetz wird für das Jahr 2035 eine durchschnittliche inländische Produktion aus Wasserkraft von 37'400 GWh/Jahr angestrebt. Dies bedeutet aber auch, dass die bestehende Wasserkraftproduktion erhalten werden muss. Diese weist gemäss der Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz per 1. Januar 2017 eine durchschnittliche erwartete Produktion von 36'509 GWh/Jahr auf, was rund 60 Prozent der inländischen Stromproduktion entspricht.

Unter Berücksichtigung der Produktionserwartung und des Verbrauchs der Umwälzkraftwerke (-1'310 GWh/a), der zusätzlichen Produktionserwartung der Kraftwerke im Bau



(+300 GWh/a) sowie der erwarteten Produktionsverluste durch die Bestimmungen des Gewässerschutzgesetzes bis 2035 (-900 GWh/a, Restwassersanierung) ergibt sich zur Erreichung der Richtwerte der Energiestrategie 2050 ein notwendiger Bruttozubaubis 2035 von 2'800 GWh/a.

Der Vergleich mit dem Ausbaupotenzial der Wasserkraft zeigt, dass der angestrebte Zubau weder durch die Klein- noch durch die Grosswasserkraft alleine realisiert werden kann, sondern dass beide Potenziale genutzt werden müssen.

2.2. Wirtschaftlichkeit von Zubauprojekten

Im Bericht «Perspektiven für die Grosswasserkraft» (BFE, 2013) untersuchte das BFE die Wirtschaftlichkeit von 25 geplanten aber noch nicht realisierten Grosswasserkraft-Projekten in der Schweiz. Die Projekte wiesen insgesamt eine erwartete Jahresproduktion von 2'600 GWh auf bei einer Leistung von 851 MW. Die Studie wurde 2015 aktualisiert. Die Resultate beruhen auf Daten, die von Stromversorgungsunternehmen zur Verfügung gestellt wurden. Die Daten wurden anonymisiert. Die aktualisierten Berechnungen zeigen, dass:

- die durchschnittlichen, nach Zusatzproduktion gewichteten Gestehungskosten der untersuchten Projekte mit 14,1 Rp./kWh mehr als doppelt so hoch sind als die Gestehungskosten bestehender Grosswasserkraftanlagen (5 bis 6 Rp./kWh). Ebenso liegen die berechneten Gestehungskosten deutlich über den heutigen Grosshandelspreisen;
- bis auf ein Projekt alle 25 untersuchten Projekte im Referenzszenario einen negativen Nettobarwert⁴ ausweisen;
- neben den Kapitalkosten und Kosten für Amortisation als Teil der Gestehungskosten die Wasserzinsen mit durchschnittlich 1,6 Rp./kWh ins Gewicht fallen. Die Stromproduzenten richten diese an Kantone und Gemeinden aus, die auch deren Höhe bis zum vom Bund vorgegebenen Maximalsatz von 100 CHF/kW Bruttoleistung, resp. ab 2015 von 110 CHF/kW Bruttoleistung bestimmen.

2.3. Wirtschaftlichkeit der bestehenden Wasserkraft

Das Centre for Energy Policy and Economics (CEPE) hat 2014 im Auftrag des BFE die Kostenstruktur der Schweizer Wasserkraft untersucht (BFE, 2014). Die Untersuchung erfolgte v.a. auf Basis der pagatorischen Kosten von Wasserkraftzentralen von 60 Unternehmen (154 Zentralen, welche rund 60 Prozent der Produktionserwartung der Schweizer Wasserkraft abdecken). Diese repräsentieren die Gesamtheit der Schweizer Wasserkraftwerke auf ange-

⁴ Über eine Abzinsung werden alle mit dem Projekt verbundenen Zahlungsflüsse auf den heutigen Zeitpunkt abdiskontiert und summiert. Dadurch erhält man den Nettobarwert (Net Present Value, NPV) einer Investition. Ein Nettobarwert grösser als null bedeutet, dass ein Projekt generell wirtschaftlich ist, ein solcher unter null weist auf eine fehlende Wirtschaftlichkeit hin.



messene Weise. Auf Grund der Unterschiede wurden die Wasserkraftwerke in vier Kategorien eingeteilt: Niederdruck-Flusskraftwerk, Hochdruck-Flusskraftwerk, Speicherkraftwerk und Pumpspeicherkraftwerk. Die Gestehungskosten der verschiedenen Kraftwerkstypen sind in Abbildung 1 ersichtlich.

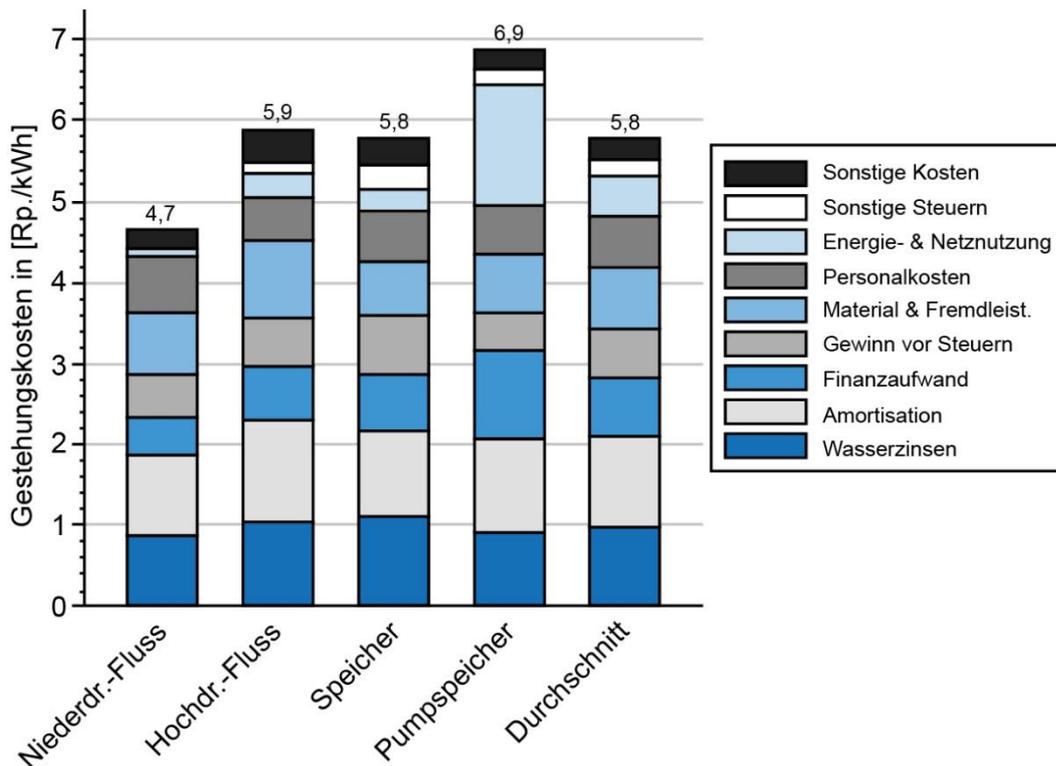


Abbildung 1: Durchschnittliche Gestehungskosten der vier Kraftwerkstypen (Mittelwerte der Jahre 2000 bis 2013, inflationsbereinigt auf Basis 2013) (BFE, 2014b)

Die beiden grössten einzelnen Kostenblöcke stellen bei einem durchschnittlichen Wasserkraftunternehmen die Wasserzinsen und die Amortisationskosten dar, wobei der kumulierte Anteil dieser beiden Kostenblöcke an den Gesamtkosten knapp 40 Prozent beträgt.

Die Gestehungskosten pro kWh variierten über die betrachtete Periode. Sie verringerten sich zwischen den Jahren 2000 und 2005 und stiegen anschliessend wieder leicht an. Ein Grund für die zu Beginn fallenden Kosten sind ein sich verringernder Finanz- und Amortisationsaufwand sowie reduzierte Wasserzinsabgaben. Letztere lassen sich teilweise auf eine Änderung des Systems zur Wasserzinserhebung im Kanton Graubünden zurückführen, welches zwischen 2001 und 2006 in Kraft war. Für den Anstieg nach 2006 scheinen wiederum die Kostenblöcke des Finanzaufwandes, der Abschreibungen sowie der Wasserzinse zu einem wesentlichen Teil verantwortlich zu sein.



Die von einem Wasserkraftwerk erzeugte Elektrizität wird in der Regel in verschiedene Marktsegmente abgesetzt (Terminmarkt, Spotmarkt⁵, Grundversorgung⁶, Systemdienstleistungen⁷), wobei diese Marktsegmente unterschiedliche Preise implizieren. Aufgrund mangelnder Daten zu bedienten Marktsegmenten einzelner Unternehmen, erfolgte die Auswertung vereinfachend auf Basis der Spotmarktpreise. Es ist jedoch festzuhalten, dass heute rund die Hälfte des Stroms zu Gestehungskosten in der Grundversorgung abgesetzt werden kann.

Die Analyse zeigt, dass sich das Marktumfeld zu Beginn des Jahrtausends bis ins Jahr 2008 infolge der durchschnittlich tendenziell steigenden Spotmarktpreise kontinuierlich verbessert hat. Insbesondere die Jahre 2005 bis 2008, können als ausserordentlich gut bezeichnet werden.

Seit dem Beginn der Finanzkrise und den etwa zeitgleich aufkommenden Überkapazitäten, sind die mittleren Spotpreise rückläufig. Die Terminmarktpreise sind hingegen relativ konstant geblieben. Es lässt sich ausserdem erkennen, dass der «Spread», d.h. die Preisdifferenz zwischen den Spitzen- und Schwachlastperioden, in den letzten Jahren tendenziell sank und im Jahr 2013 beinahe nicht mehr existierte.

Die vier in Abbildung 1 dargestellten Kraftwerkstypen sind von der sich ändernden Marktsituation in unterschiedlichem Masse betroffen. Insbesondere die Pumpspeicherwerke dürften derzeit infolge ihrer vergleichsweise hohen Gestehungskosten und des abnehmenden Spreads zunehmend Mühe bekunden, ihre Elektrizität gewinnbringend am freien Markt abzusetzen.

2.4. Unterstützung bestehende Wasserkraft

Die ständerätliche Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie (UREK-S) hat an ihrer Sitzung vom 1. April 2015 das BFE beauftragt, Massnahmen materiell zu prüfen, mit denen die bestehende Wasserkraft unterstützt werden kann.

Das Hauptziel der Unterstützung der bestehenden Wasserkraft ist es, die Stromproduktion aus derselben aufrecht zu erhalten. Das BFE hat u.a. folgende Unterstützungsmodelle für die bestehende Wasserkraft untersucht (BFE, 2015):

- **Wasserkrafttrappen:** Der Wasserzins würde nicht mehr wie bisher von den Kraftwerksbetreibern bezahlt, sondern über den Zuschlag gemäss Artikel 15b des geltenden EnG (Netzzuschlag) von den Endverbraucherinnen und Endverbrauchern finanziert.

⁵ Während der Terminmarkt zur langfristigen Absicherung von Erzeugung und Bedarf dient, wird der Spotmarkt genutzt, um das Erzeugungs- oder Absatz-/Verbrauchsportfolio für den, in der Regel, nächsten Tag zu optimieren.

⁶ Die Verteilnetzbetreiber sind verpflichtet, den Endverbrauchern ohne Netzzugang und den Endverbrauchern, die auf den Netzzugang verzichten, Elektrizität jederzeit zu angemessenen Tarifen zu liefern.

⁷ Als Systemdienstleistungen werden in der Elektrizitätsversorgung alle Hilfsdienste bezeichnet, die Netzbetreiber für Kunden neben der Übertragung und Verteilung elektrischer Energie zusätzlich erbringen.



- Einspeiseprämie: Bestehende und bereits produzierende Grosswasserkraftwerke sollen wie neue Kleinwasserkraft-, Biomasse-, Wind- und Photovoltaik-Anlagen vorübergehend mit einer Einspeiseprämie unterstützt werden. Dabei wird die produzierte Energie direkt am Markt verkauft (Direktvermarktung). Aus dem Netzzuschlagsfonds wird zusätzlich eine Einspeiseprämie (= Differenzkostenentschädigung) ausbezahlt.
- Teilzweckbindung des Netzzuschlages: Der Netzzuschlag soll weiterhin auf allen konsumierten kWh erhoben werden. Allerdings würde jener Anteil des Netzzuschlages, der bei den Endverbraucherinnen und Endverbrauchern auf Energie aus inländischer Wasserkraft erhoben wird, als Unterstützungsbeitrag für die bestehende Wasserkraft ausbezahlt.
- Quotenmodell: Alle Stromlieferanten in der Schweiz würden verpflichtet, einen Mindestanteil aus inländischen erneuerbaren Energien zu liefern. Der Anteil soll kontinuierlich steigen (z.B. von 60 % in 2020 auf 100 % bis 2050). Die Verpflichtung kann durch eigene Produktion oder durch den Zukauf von Zertifikaten erfüllt werden. Wird die Pflicht nicht erfüllt, ist eine Busse zu bezahlen.
- Zinsgünstige Bundesdarlehen oder Bürgschaften: Diese würden die Kapitalkosten der Wasserkraftbetreiber reduzieren und somit die Gestehungskosten der Wasserkraftwerke senken. Zinslose Darlehen müssen nach Ablauf ihrer Laufzeit vollumfänglich zurückbezahlt werden.
- Beiträge aus der CO₂-Abgabe: Hierbei sollen die Nachteile der Schweizer Wasserkraft auf Grund der tieferen CO₂-Preise in der EU kompensiert werden.
- Reduktion der Wasserzinsen: Diese könnten entweder generell für alle Wasserkraftwerke (allgemeine Reduktion) oder unter bestimmten Kriterien nur für einzelne Kraftwerke reduziert werden.
- Kein Netzzuschlag auf CH-Wasserkraft: Auf den Zuschlag auf das Netznutzungsentgelt für das Übertragungsnetz würde im Umfang des Anteils an Energie aus einheimischer Wasserkraft (optional auch an jener aus anderen inländischen erneuerbaren Energien) verzichtet. Die Endverbraucherinnen und Endverbraucher müssten somit für ihren aus inländischer Wasserkraft bezogenen Strom keinen Zuschlag bezahlen. Damit wäre die Energie aus einheimischer Wasserkraft im Vergleich zur restlichen Energie aus fossilen oder nuklearen Quellen oder aus dem Ausland faktisch verbilligt und attraktiver.

Die untersuchten Unterstützungsmodelle wurden bezüglich der Wirkung, der Risiken, des Vollzugs sowie der rechtlichen Aspekte⁸ – insbesondere auch die Konformität mit dem EU-Recht sowie einem zukünftigen Stromabkommen – untersucht. Zusätzlich wurden verschiedene Finanzierungsmöglichkeiten betrachtet.

Im Auftrag der UREK-S hat das BFE, basierend auf den Resultaten des Modellvergleichs, einen Vorschlag für die Unterstützung der bestehenden Wasserkraftwerke erarbeitet (BFE, 2015). Demnach könnten nur Betreiber einer Wasserkraftanlage in einer wirtschaftlichen Notlage eine im Einzelfall zu berechnende Finanzhilfe erhalten. Als weitere Voraussetzung

⁸ Die Modelle bedingen mehrheitlich eine Gesetzesänderung, z.B. zur Verwendung des Netzzuschlages



müsste der Betreiber einen Eigenbeitrag leisten und der langfristige Betrieb müsste mit der Finanzhilfe gesichert sein. Das Unterstützungsmodell sah zudem vor, dass die Kantone via Wasserzinsreduktion einen Beitrag an die Unterstützung leisten, soweit die Energie nicht in der Grundversorgung abgesetzt wird.

Das Nothilfemodell wurde von der UREK-S an ihrer Sitzung vom 19. August 2015 angenommen. Der Ständerat folgte seiner Kommission.

An der Sitzung der UREK-N vom 2. und 3. November 2015, wurde das Nothilfemodell als zu kompliziert im Vollzug beurteilt. Zudem sollten die Wasserkraftwerke unterstützt werden, bevor diese zu Sanierungsfällen werden. An Stelle des vom Ständerat verabschiedeten Nothilfekonzepts, wurde das Marktprämienmodell eingebracht. Danach können Grosswasserkraftanlagen, deren Strom am Markt unter Gestehungskosten verkauft werden muss, mit einer Marktprämie von maximal 1 Rp./kWh unterstützt werden. Dieses Unterstützungsmodell wurde vom Parlament angenommen und in der Referendumsabstimmung zur Energiestrategie 2050 vom 21. Mai 2017 durch das Volk bestätigt. Ab dem 1. Januar 2018 stehen somit während fünf Jahren rund 110 Millionen Franken pro Jahr für die Unterstützung der bestehenden Wasserkraft zur Verfügung.

2.5. Förderung Wasserkraftzubau

Im Rahmen der Studie «Perspektiven der Grosswasserkraft» (BFE, 2013) unterzog das BFE verschiedenste Fördermodelle einer Grobanalyse. Die UREK-N hat im Rahmen der Behandlung der Energiestrategie 2050 Anhörungen mit Vertretern der Energiebranche, Finanzinstituten, Verbänden und Organisationen durchgeführt. Im Anschluss hat die UREK-N dem BFE den Auftrag erteilt, in einem Bericht verschiedene Massnahmen vertieft zu prüfen, mit denen der Zubau der Grosswasserkraft unterstützt werden könnte. Dies vor dem Hintergrund der anhaltenden schwierigen Marktsituation für die Grosswasserkraft. Das BFE legte daraufhin der UREK-N den Bericht «Förderung neuer Wasserkraftwerke (Zubau)» (BFE, 2014a) vor, in welchem folgende Instrumente vertieft geprüft wurden:

- Bundesdarlehen: Kapitalkosten machen einen wesentlichen Teil der Gestehungskosten von neuen Wasserkraftwerken aus. Zinsgünstige Bundesdarlehen würden die Kapitalkosten der Projektanten reduzieren und somit die Gestehungskosten der Wasserkraftwerke senken.
- Bürgschaften: Der Bund kann für Energieversorgungsunternehmen, die grosse Investitionsprojekte am Kapitalmarkt finanzieren müssen, zeitlich und betragsmässig beschränkte Bürgschaften eingehen. Dabei verpflichtet sich der Bund gegenüber den Gläubigern der betreffenden Unternehmen, im Falle von Zahlungsausfällen für vertraglich festgelegte Amortisationsanteile sowie ausstehende Schuldzinsen aufzukommen. Die betreffenden Investitionsvorhaben werden dadurch de facto mit einer Staatsgarantie ausgestattet, was geringere Risikoaufschläge und somit tiefere Zinssätze zur Folge hat.
- Investitionsbeiträge: Durch die Investitionsbeiträge sollen die nicht-amortisierbaren Mehrkosten über die gesamte Lebensdauer der Anlage reduziert werden, in dem ein



Teil des notwendigen Investitionskapitals nicht durch den Investor bereitgestellt werden muss.

- **Teilverzicht auf Wasserzinsen:** Die Wasserzinsen haben bei neuen Wasserkraftwerken einen durchschnittlichen Anteil an den Gestehungskosten von 1.4 Rappen pro kWh. Eine (teilweise und allenfalls befristete) Befreiung von den Wasserzinsen würde die Gestehungskosten von neuen Wasserkraftwerken senken.

Zusätzlich wurden im Bericht verschiedene Kombinationen von Fördermodellen geprüft. Keines der untersuchten Fördermodelle zeichnet sich durch eine besondere Eignung für die Grosswasserkraft aus. Bei allen Modellen müssten zudem bedeutende Nachteile und Risiken wie Marktverzerrungen, Benachteiligung nicht subventionierter Technologien und Mitnahmeeffekte in Kauf genommen werden, die einem funktionierenden und vollständig geöffneten Strommarkt zuwiderlaufen. Zudem ist bei verschiedenen Modellen die Vereinbarkeit mit dem EU-Recht unklar und wäre vertieft zu prüfen.

Basierend auf diesen Untersuchungen hat das BFE der UREK-N verschiedene Varianten für ein neues Fördermodell Wasserkraft vorgeschlagen (BFE, 2014). Diese sahen eine Einspeiseprämie für neue Wasserkraftwerke kleiner 10 MW und Investitionsbeiträge für Grosswasserkraftanlagen und Erneuerungen und Erweiterungen kleiner Wasserkraftwerke vor.

Die UREK-N hat in ihrer Sitzung vom 25. August 2014 beschlossen, zusätzlich zu den bereits im Gesetzesentwurf enthaltenen Investitionsbeiträgen für Erneuerungen und Erweiterungen für Kleinwasserkraftanlagen auch Grosswasserkraftanlagen mit Investitionsbeiträgen zu fördern. Der Nationalrat folgte seiner Kommission. Die UREK-S wie auch der Ständerat hat dem Vorschlag des Nationalrates ebenfalls zugestimmt. Mit der Zustimmung des Volks in der Abstimmung vom 21. Mai 2017 ist die Förderung des Zubaus bei Grosswasserkraftwerken über Investitionsbeiträge ab dem 1. Januar 2018 Bestandteil des Energiegesetzes.

Bei der Förderung durch Investitionsbeiträge, muss ein Teil der notwendigen Investition nicht durch den Investor getragen werden. Dadurch können die Kapitalkosten und damit die nicht amortisierbaren Mehrkosten der Anlage über die gesamte Lebensdauer reduziert werden. Die Investitionsbeiträge betragen bei Grosswasserkraftanlagen (mit einer Leistung von mehr als 10 MW) maximal 40 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten. Die Investitionsbeiträge dürfen zudem die nicht amortisierbaren Mehrkosten nicht übersteigen. Der Anspruch orientiert sich demnach am tieferen der beiden Werte. Für dieses Instrument stehen ab dem 1. Januar 2018 CHF rund 55 Millionen Franken pro Jahr aus dem Netzzuschlag zur Verfügung.



2.6. Fazit

Der angestrebte Zubau an Wasserkraftproduktion in der Schweiz kann nur erreicht werden, wenn die bestehende Wasserkraftproduktion erhalten und das Zubaupotenzial der Klein- und Grosswasserkraft realisiert wird.

Im Rahmen der Energiestrategie 2050 werden neben den bisher bestehenden Förderinstrumenten für die Kleinwasserkraft zwei neue Förderinstrumente für die Grosswasserkraft geschaffen. Mit Investitionsbeiträgen können Neuanlagen, erhebliche Erneuerungen und Erweiterungen gefördert werden. Mit der Marktprämie kann die bestehende Wasserkraft gestützt werden. Zudem hat der Bundesrat gemäss Artikel 30 Absatz 5 EnG den Auftrag, der Bundesversammlung bis 2019 einen Erlassentwurf für die Einführung eines marktnahen Modells zu unterbreiten. Damit ist aus Sicht des Bundesrates die Forderung des Postulates Engler nach besseren Rahmenbedingungen für die Wasserkraft (Punkt 2 des Postulats) erfüllt.

3. Erweiterung und Neubau von Pumpspeicherwerken

3.1. Nutzen der Stromspeicherung

Der Energiespeicherung kommt im Rahmen der Energiestrategie 2050 eine wichtige Rolle zu. Da die Erzeugung aus dargebotsabhängigen Energiequellen⁹ zeitlich nicht notwendigerweise mit dem Verbrauch zusammenfällt, besteht ein verstärkter Bedarf an der Zwischenspeicherung von (elektrischer) Energie. Zudem sind weder die Produktion von dargebotsabhängigen Energieformen noch die Last (Verbrauch) vollständig prognostizierbar, so dass es einer ständigen Flexibilität in der Strombereitstellung bedarf. Elektrizitätsspeicher tragen somit zur Versorgungssicherheit und Netzstabilität bei.

Da elektrische Energie nicht direkt gespeichert werden kann, erfordert die Stromspeicherung physikalisch gesehen die temporäre Umwandlung von elektrischer Energie in einen anderen Energieträger, z.B. chemische Energie in Batterien oder potenzielle Energie bei Pumpspeicherkraftwerken. Die Speichertechnologien unterscheiden sich dabei neben den verwendeten Energieträgern insbesondere im Hinblick auf eine Reihe technischer Eigenschaften. Für den Einsatz in der Stromversorgung sind dabei vor allem die Speicherkapazität, die Speicherleistung, der Wirkungsgrad sowie ggf. die Reaktionsgeschwindigkeit und die Lebenszeit bzw. Alterung relevant.

In der Praxis werden bezüglich der Grösse eines Speichers mehrere Leistungsklassen unterschieden, die sich auf die maximal verfügbare Entladeleistung beziehen. Die Bandbreite reicht dabei von Mikrospeichern, die in dezentralen Anwendungen zum Einsatz kommen, über mittelgrosse Speicher in der Mittel- und Hochspannungsebene bis hin zu Grossspeicheranlagen, die an die Höchstspannungsebene angeschlossen sind. Analog lassen sich auch verschiedene Einsatzmöglichkeiten von Stromspeichern identifizieren. Dies ist einer-

⁹ Im Gegensatz zu grundlastfähigen Kraftwerken (Kernkraftwerke, etc.), die konstant elektrische Energie bereitstellen können, sind dargebotsabhängige Energiequellen (Photovoltaik, Windenergie, Laufwasserkraft) auf Grund der volatilen Einspeisung nicht grundlastfähig.



seits die ultrakurzfristige Speicherung im Bereich von wenigen Sekunden bis Minuten. Andererseits gibt es eine Spannungs- und Frequenzhaltung sowie die klassische Tagesspeicherung zur Lastglättung bzw. zum Ausgleich von Schwankungen bei der Einspeisung dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien. Pumpspeicherwerke (wie auch Druckluftspeicher und Power-to-gas Anlagen) eignen sich grundsätzlich nur für den Einsatz in der Hoch- und Höchstspannungsebene.

Pumpspeicherkraftwerke weisen im Vergleich zu anderen Speichertechnologien eine lange Entladedauer, einen mittleren Wirkungsgrad sowie eine hohe Lebensdauer auf.

Die Speicherung von Elektrizität¹⁰ in der öffentlichen Stromversorgung, wird bis heute von Pumpspeichieranlagen dominiert. Diese repräsentieren rund 99% der weltweit installierten Speicherleistung. Die Technologie ist gut bekannt und seit Jahrzehnten im Einsatz, auch in der Schweiz.

Zu unterscheiden ist die Speicherung von Elektrizität von der Speicherung von Wasser in grossen Stauseen (Saisonspeicher), welche dazu dienen, die Produktion von Elektrizität vom Sommer in den Winter zu verlagern.

3.2. Wirtschaftlichkeit

Die Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern hängt, analog zu Produktionsanlagen, von den anfänglichen Investitionskosten, den laufenden Betriebskosten sowie von den Ertragsmöglichkeiten ab. Die Betriebskosten einer Speicheranlage ergeben sich primär aus den Konversionsverlusten bei der Umwandlung elektrischer Energie in eine andere Energieform (z.B. potenzielle, chemische oder kinetische Energie) und der anschliessenden Rückwandlung. Sie sind damit unmittelbar abhängig vom Wirkungsgrad sowie der Preisdifferenz des Stroms zum Zeitpunkt der Speicherung und dem Zeitpunkt der Wiedereinspeisung ins Netz. Die Fixkosten umfassen vor allem die Kapitalkosten der anfänglichen Investition. Diese werden massgeblich durch die Lebensdauer und der damit verbundenen Anzahl Nutzungszyklen bestimmt.

Speicher können über verschiedene Vermarktungsmöglichkeiten Erlöse generieren:

- Spotmarkt: Ausnutzung von Strompreisdifferenzen, wobei die Einspeicherung in Zeiten niedriger Strompreise und die Ausspeicherung in Zeiten hoher Strompreise erfolgt.
- Vermarktung der Flexibilität: Der Besitz einer Anlage, welche flexibel produzieren kann, ermöglicht den Handel mit Optionen.
- Regenergiemarkt: Vorhaltung und Erbringung von Regelleistung bzw. Regelenergie (Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung).

Die von Speichern erzielbaren Erlöse im Strommarkt hängen massgeblich von der zukünftigen Entwicklung der vorherrschenden Strompreise in der Schweiz ab. Es ist jedoch aufgrund

¹⁰ Wasserkraft-Speicherkraftwerke sind hier nicht eingeschlossen, da diese nicht bereits produzierte elektrische Energie speichern, sondern die Produktion der elektrischen Energie auf einen späteren Zeitpunkt verschieben.



der Arbeitsweise der Speicher (v.a. Preisarbitrage¹¹) weniger das absolute Strompreisniveau, sondern vielmehr das stündliche Preisprofil und die daraus resultierende Preisdifferenzen zwischen den Stunden des Tages zu erwähnen. Da Stromspeicher möglichst viele Zyklen pro Zeiteinheit fahren müssen um rentabel zu sein, sind die jahreszeitlichen Preisschwankungen hier nicht massgeblich.

Ein vermehrter Einsatz von dargebotsabhängigen Produktionstechnologien wie Windenergie und Photovoltaik führt zu Verschiebungen im Tagesproduktionsprofil. Haupttreiber ist hierbei die Produktion aus Photovoltaik. Durch die Mittagsspitze der Einspeisung, weist sie eine an Tagen mit hoher Sonneneinstrahlung wiederkehrende und preisdämpfende Wirkung auf Spotmarktpreise auf.

Es zeigt sich, dass die Speicher in fast allen Szenarien (vgl. Kap. 3.4) einen Grossteil der Erlöse aus der Vermarktung am Spotmarkt erzielen.

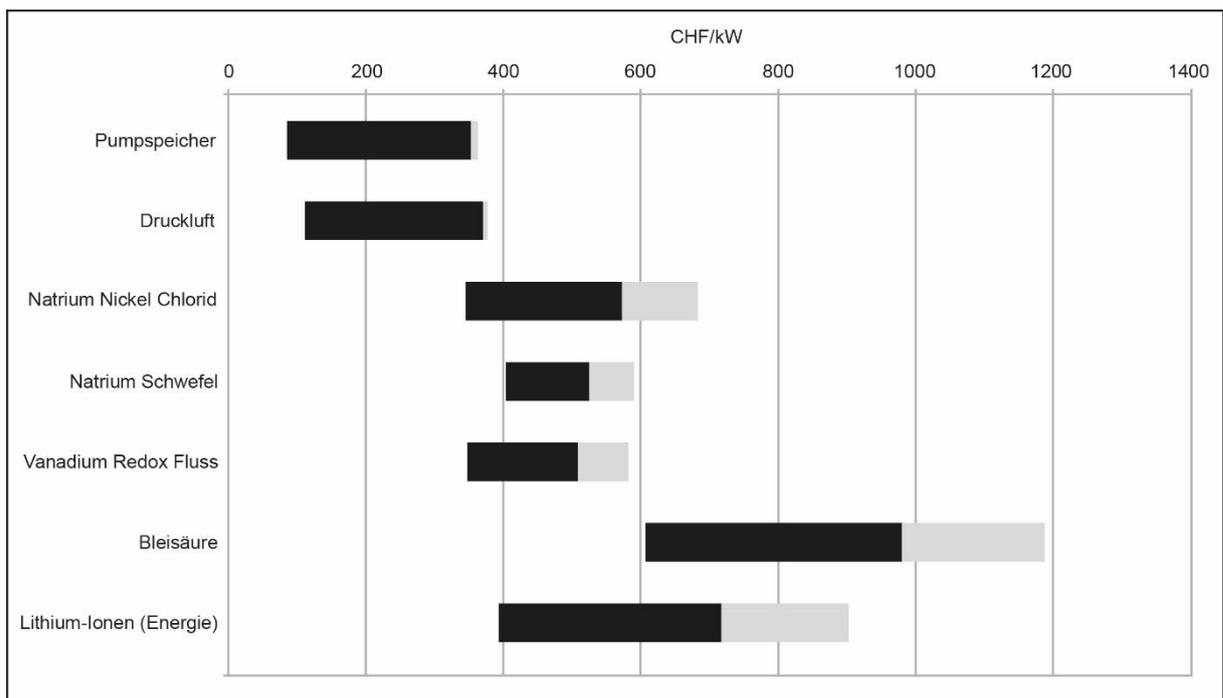


Abbildung 2: Gesamtbetriebskosten. Ausgedrückt als Annuität je installierter Leistung (CHF/kW und Jahr) mit (grau) und ohne (schwarz) Ersatzinvestitionen für verschiedene Speichertechnologien (BFE, 2013a).

Heute liegen die Gesamtbetriebskosten von Pumpspeicherkraftwerken noch deutlich unter denjenigen von Batteriespeichern (vgl. Abbildung 2). Bei Batterien - insbesondere bei Lithium-Ionen-Batterien - wird zukünftig jedoch eine deutliche Kostendegression erwartet.

¹¹ Arbitrage bezeichnet die Ausnutzung von Kurs-, Zins- oder Preisunterschieden zum Zweck der Gewinnmitnahme



Langfristig wird eine Annäherung der spezifischen Kosten von Batteriespeichern an das Niveau von Pumpspeicherwerken (und Druckluftspeichern) erwartet.

In einem Bericht des BFE zuhanden der UREK-N, «Neues Fördermodell der Wasserkraft» von 2014, wurden die Break-even Investitionskosten (Investitionskosten, bei denen gerade noch eine übliche Kapitalrendite erwirtschaftet werden kann) für neue Pumpspeicherwerke in der Schweiz ermittelt. Diese wurden dann den erwarteten Investitionskosten geplanter Neubauprojekte gegenübergestellt. Dieser Vergleich zeigt folgende Ergebnisse:

- Kurz- bis mittelfristig (bis 2020) sind Pumpspeicherprojekte betriebswirtschaftlich schwierig zu begründen.
- Langfristig (nach 2020) wird sich die Wirtschaftlichkeit der Pumpspeicherwerke unter den angenommenen Rahmenbedingungen deutlich verbessern. Trotz umfangreicher Netzausbauten erhöht sich die Volatilität der Strompreise im Schweizer Stromsystem. Diese wird durch folgende Faktoren getrieben:
 - Den weiteren Ausbau der Windenergie und Photovoltaik in Europa.
 - Höhere Strompreise in Stunden ohne Wind- und Photovoltaikeinspeisung.

Neben den Spot- und Regelenergiemarktpreisen weist auch der Regulierungsrahmen einen grossen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Pumpspeicherprojekte (z.B. Netzentgelte für Pumpstrom, Einführung eines neuen Strommarktdesigns) auf.

3.3. Bestehende Pumpspeicherkraftwerke und Projekte im Bau

Nachfolgend werden die in der Schweiz bestehenden und im Bau befindlichen Pumpspeicherkraftwerke aufgeführt. Zudem bestehen noch – teilweise baureife – Projekte, welche jedoch auf Grund der momentanen Marktsituation nicht realisiert werden.

Zentralenname	Kanton	Pumpleistung in MW	Turbinenleistung in MW
Veytaux	Waadt	438	420 ¹²
Robiei	Tessin	162	192
Mapragg	St.Gallen	159	280
Ferrera 1	Graubünden	90	180
Etzelwerk Altendorf	Schwyz	54	135
Ova Spin	Graubünden	52	54
Handeck 3	Bern	48	55
Mottec	Wallis	32	71

¹² Plus 60 MW Reserve



Châtelard-Barberine 1+2	Wallis	30	112
Peccia (Sambuco)	Tessin	24	54
Rempen	Schwyz	16	66
Oberems (Argessa)	Wallis	6	8
Bortenalp	Wallis	3	2
Summe		1'114	1'629

Tabelle 2: Bestehende Pumpspeicherkraftwerke (Wasta, 2017).

Name	Kanton	Pumpleistung in MW	Turbinenleistung in MW
Linth-Limmern ¹³	Glarus	1'000	1'000
Nant de Drance	Wallis	900	900
Summe		1'900	1'900

Tabelle 3: Pumpspeicherkraftwerke im Bau (Wasta, 2017).

Insgesamt waren per 1. Januar 2017 bei Pumpspeicherkraftwerken in der Schweiz 3'014 MW Pumpenleistung resp. 3'529 MW Turbinenleistung installiert oder im Bau.

3.4. Bedarf an der Erneuerung und Erweiterung von Pumpspeichern

Neben traditionellen Pumpspeichern stehen mittlerweile eine Reihe anderer Technologien zur Speicherung von Elektrizität zur Verfügung oder werden in absehbarer Zeit kommerziell zur Verfügung stehen. Die meisten Technologien sind auf kurzfristige Anwendungen (Stunden bis max. mehrere Tage) begrenzt. Eine Ausnahme bilden die Power-to-Gas Technologie sowie saisonale Wärmespeicher. Die nachfolgenden Betrachtungen umfassen demzufolge nicht die Saisonumlagerung (vom Sommer in den Winter) von Wasser in Speicher-Wasserkraftwerken.

In BFE 2013a wurde der zukünftige Speicherbedarf von Elektrizität für verschiedene Szenarien (vgl. Kasten) evaluiert.

¹³ Zwei Maschinen sind bereits in Betrieb. Mit der Inbetriebsetzung der restlichen zwei Maschinen wird 2017 oder 2018 gerechnet.



Verwendete Szenarien in BFE 2013a

Die verwendeten Szenarien lehnen sich an die Energieperspektiven der ES2050 an:

Die Szenarien bilden die unterschiedlichen politischen Rahmenbedingungen ab. Der erste Ansatz aus den Energieperspektiven 2050 wird für das Szenario «Neue Energiepolitik» angewendet. Die Szenarien «Weiter wie bisher» und «Politische Massnahmen Bundesrat» widerspiegeln die zweite politische Ausrichtung.

Die Szenarien werden mit unterschiedlichen Stromangebotsvarianten kombiniert: In der Variante «C, Fossil-zentral» wird ein Kraftwerkspark mit einer vorwiegend zentralen fossilen Produktion (GuD) unterstellt. In der Variante «C&E Fossil-zentral und Erneuerbare» wird von einem verstärkten Zubau der erneuerbaren Stromproduktion ausgegangen. Die verbleibende Residuallast wird mit neuen GuD gedeckt. In der Variante «E, Erneuerbare und Importe» wird auch von einem verstärkten Zubau der erneuerbaren Stromproduktion ausgegangen. Der verbleibende Restdeckungsbedarf wird mit Importen gedeckt.

Es wird erwartet, dass der Bedarf an Elektrizitätsspeichern auch 2050 primär durch zentrale Pumpspeicherwerke abgedeckt wird. Dies erklärt sich aus dem hohen Mass an Flexibilität, das in der Schweiz durch die vorhandenen oder im Bau befindlichen Speicherkraftwerke und Pumpspeicherwerke bereits existiert. Gleichwohl leisten die zugebauten dezentralen Elektrizitätsspeicher einen wichtigen Beitrag zur Integration der dezentralen Produktion aus dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien.

Angesichts des langfristig zu erwartenden geringen Bedarfs an zusätzlichen Elektrizitätsspeichern (inkl. Pumpspeicherwerken), erscheint eine direkte Förderung derzeit nicht dringlich. Stattdessen wird von BFE 2013a eine Förderung von Forschung und Entwicklung empfohlen. Der Fokus soll dabei auf dem Einsatz von dezentralen Speichern in Niederspannungsnetzen sowie allenfalls saisonalen Technologien (Wärmespeicher bzw. Power-to-Gas) liegen. Daneben sollten die regulatorischen Rahmenbedingungen so ausgestaltet werden, dass sie eine Gleichbehandlung von Energiespeichern mit anderen Technologien gewährleisten. Dies gilt insbesondere mit Blick auf die Ausgestaltung der Netzentgelte und des künftigen Marktdesigns.



3.5. Förderung von Pumpspeicherwerken durch zinsgünstige Kredite des Bundes

Das BFE hat in der Vergangenheit verschiedene Fördermodelle für die Unterstützung des Zubaus untersucht, unter anderem auch die Förderung mittels Bundesdarlehen (BFE, 2014a).

Zinsgünstige Kredite erleichtern es den Betreibern von Wasserkraftwerken, günstiger an Kapital zu gelangen. Dementsprechend würden die Kapitalkosten der Wasserkraftbetreiber reduziert und somit die Gestehungskosten der Wasserkraftwerke gesenkt. Im aktuellen Umfeld der Tiefzinse dürfte dies die Fremdkapitalkosten nur beschränkt reduzieren. Darlehen des Bundes werden in den Bilanzen der Subventionsempfänger als Fremdkapital geführt. Wenn damit eine Zunahme der Unternehmensverschuldung verbunden ist, kann dies dazu führen, dass die Kreditwürdigkeit der betreffenden Unternehmen beeinträchtigt wird und deren Refinanzierungskosten damit steigen. Unter der Annahme, dass die zinsgünstigen Kredite Finanzierungen über den Kapitalmarkt ersetzen und deshalb nicht zu einer zusätzlichen Verschuldung führen¹⁴, dürfte das Kreditrating der Unternehmen – im Vergleich zu einem Szenario ohne zinsgünstige Kredite des Bundes – jedoch nicht verschlechtert werden.

Zinsgünstige Kredite würden über den allgemeinen Bundeshaushalt finanziert. Sie unterstehen somit der Schuldenbremse. Die zinsgünstigen Kredite des Bundes müssen nach Ablauf ihrer Laufzeit vollumfänglich zurückbezahlt werden. Über ihre gesamte Laufzeit hinweg betrachtet sind sie somit aus Sicht der Bundesfinanzen haushaltsneutral. Kurzfristig – d.h. über die Laufzeit der Kredite – belasten sie den Haushalt und bedingen zusätzliche Einsparungen in anderen Aufgabengebieten. Sollte der Schuldner seinen Verpflichtungen gegenüber dem Bund nicht mehr nachkommen können, müsste der Bund zudem den Ausfall tragen und eine entsprechende Wertberichtigung in der Erfolgsrechnung vornehmen.

Die Höhe der notwendigen Kredite ist abhängig von den Darlehensbedingungen, insbesondere vom maximalen Anteil des Kredites an der Investitionssumme, vom Zinssatz und von der Darlehensdauer.

Die Gewährung von Darlehen ist in verfassungsrechtlicher Hinsicht heikel, da der Bund zu wettbewerbsneutralem Handeln verpflichtet ist und strukturpolitisch motivierte Abweichungen vom Grundsatz der Wirtschaftsfreiheit nur ausnahmsweise zulässig sind.

Hinsichtlich der Vereinbarkeit mit dem EU-Recht sowie im Hinblick auf ein mögliches zukünftigen Stromabkommen müsste abgeklärt werden, ob es sich bei der Förderung von Pumpspeicherwerken mittels zinsgünstigen Darlehen um eine erlaubte «Umweltbeihilfe»¹ oder um eine unzulässige wirtschaftspolitisch motivierte Massnahme handelt.

Angesichts des relativ beschränkten wirtschaftlichen Vorteils, der mit haushaltspolitischen Nachteilen erkaufte wird, empfiehlt der Bundesrat von zinsvergünstigten Bundesdarlehen bei der Finanzierung von Pumpspeicherwerken Abstand zu nehmen.

¹⁴ Es wurde nicht untersucht, ob in der Branche genügend flüssige Mittel für die Finanzierung der Investitionen vorhanden ist.



3.6. Fazit

Stromspeichertechnologien – zu welchen auch Pumpspeicherwerke zählen – dienen zur Speicherung von Strom über Stunden bis maximal Tage, um die kurzfristige Flexibilität sicherzustellen. Unter Berücksichtigung dessen sowie der in Betrieb stehenden und der sich im Bau befindlichen Pumpspeicherwerke ist zurzeit in der Schweiz kein zusätzlicher Bedarf an Elektrizitätsspeichern für die kurzfristige Speicherung erkennbar. Diese Beurteilung wird auch gestützt durch die abnehmenden und tiefen Spreads zwischen Peak- und Off-Peak Preisen.

4. Studie System Adequacy

Die für die Beantwortung des vorliegenden Postulats verwendeten Berichte äussern sich nicht zur Frage der System Adequacy und der längerfristigen Versorgungssicherheit. Diese wurde im Rahmen einer eigenständigen Studie untersucht, welche am 26. Oktober 2017 veröffentlicht wurde. Im folgenden Textabschnitt werden die neuesten Erkenntnisse aus der System Adequacy Studie zusammengefasst.

Die Studie «Modellierung der System Adequacy¹⁵ in der Schweiz im Bereich Strom» (BFE, 2017a) wurde von den Forschungsstellen Energienetze der ETH Zürich sowie Nachhaltige Energie- und Wasserversorgung der Universität Basel im Auftrag des BFE erstellt. Sie analysiert die langfristige Versorgungssicherheit (Zeitperiode 2017-2035) der Schweiz unter Berücksichtigung der Entscheide von Bundesrat, Parlament und Stimmbevölkerung im Rahmen der Energiestrategie 2050 sowie der Energiepolitik der Nachbarländer.

Szenarien

Ziel der Studie war die Analyse der zukünftigen Stromversorgungssicherheit der Schweiz unter Berücksichtigung des europäischen Strommarktes. Hierfür wurde, basierend auf der Energiestrategie 2050, mittels 26 Szenarien eine hohe Bandbreite an möglichen Marktentwicklungen sowie Extremsituationen untersucht.

Jedes Szenario entspricht einer bestimmten Konfiguration in Bezug auf Angebot und Nachfrage. Diese Konfigurationen wurden im Grundsatz aus den bekannten politischen Szenarien der EU und der Energiestrategie 2050 des Bundes abgeleitet bzw. als Ausgangspunkt für die Definition von Extremszenarien benutzt. Da sowohl das Angebot als auch die Nachfrage unter anderem von Wetterbedingungen beeinflusst werden, wurden für jedes Szenario unterschiedliche Wetterlagen betrachtet.

Die Nachbarländer wurden gemäss den EU-Referenzszenarien 2016 der europäischen Kommission abgebildet. Zusätzlich wurde ein Szenario analysiert, das von einem hohem Trans-

¹⁵ Versorgungssicherheit basierend auf angemessene Erzeugungs- und Netzkapazität



formationstempo der Nachbarländer von konventionellen hin zu erneuerbaren Energieträgern ausgeht; dies auf Basis der Zukunftserwartungen des Verbands Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) und der Nachbarländer.

In den Modellen wurden zusätzlich auch verschiedene Extremszenarien simuliert, um mehr oder weniger wahrscheinliche Entwicklungen zu untersuchen. Bei diesen Extremszenarien wurden z.B. grosse Ausserbetriebnahmen in den jeweiligen Nachbarländern und in der Schweiz, sowie Kombinationen derselben betrachtet.

Modelle

Die Analyse basiert sowohl auf einem deterministischen Modellansatz mit nodaler, d.h. knotenscharfer Auflösung des Schweizer Übertragungsnetzes als auch auf einem probabilistischen Modellansatz mit zonaler Auflösung der Schweiz. Die Ergebnisse dieser beiden in der Branchenpraxis verwendeten Modelle werden einander gegenübergestellt, um durch die jeweiligen Spezifika den maximalen Informationsgehalt zu erhalten.

Indikatoren

Zur Beurteilung der Versorgungssicherheit werden die Indikatoren verwendet, die auch in der wissenschaftlichen Literatur verwendet werden. Diese Indikatoren sind auch im nationalen und internationalen Umfeld (Swissgrid, ENTSO-E, PLEF16, Elia17, Terna18, RTE19 etc.) zur Bewertung der Versorgungssicherheit anerkannt. Sie messen die im System verfügbare Erzeugungskapazität («Reserve Capacity Margin» – RCM), die Häufigkeit von Lastverlusten («Loss of Load» – LOL) und die entsprechende nicht gelieferte Energie («Energy Not Served» – ENS). Die gleichzeitige Betrachtung dieser Indikatoren ermöglicht es, Aussagen über das Ausmass (Anzahl Stunden und Energiemengen) sowie Gründe für eventuelle Lastverluste (vorhandene Erzeugungsreserven) zu machen.

Sollte nebst der Versorgungssicherheit beurteilt werden inwieweit die Speicherproduktion in der Lage ist den nationalen Verbrauch abzudecken, müssen andere Indikatoren herbeigezogen werden. Damit kann ermittelt werden, inwieweit der Verbrauch ohne Berücksichtigung von Stromimporten abgedeckt werden kann.

Hierfür wird der Speicherinhalt von nationalen Speicherkraftwerken in Relation zu dem Teil der inländischen Last gesetzt, welcher noch nicht durch andere inländische Kraftwerke gedeckt wurde (Residuallast). In diesem Zusammenhang kann auf die folgenden spezifischen Indikatoren zurückgegriffen werden:

- Der Speicherpuffer (SP) beschreibt den zusätzlich gespeicherten Energieüberschuss oder Energiemangel in Bezug auf das Ziel, ab einem Zeitpunkt und für einen extern

¹⁶ Pentilateral Energy Forum: Forum aus Ministerien, Regulierungsbehörden, Netzbetreiber, Strombörsen etc.

¹⁷ Elia: Belgischer Übertragungsnetzbetreiber

¹⁸ Italienischer Übertragungsnetzbetreiber

¹⁹ Französischer Übertragungsnetzbetreiber



festgelegten Zeitraum die Residuallast mittels Speicher und ohne Importe/Exporte decken zu können.

- Der Speicherbedarf (SB) beschreibt die gespeicherte Energie, die zusätzlich benötigt würde, um die Residuallast ab einem Zeitpunkt und für einen extern festgelegten Zeitraum ohne Importe/Exporte zu decken.

Rolle der Netze

Die Einbettung der Schweiz in den europäischen Strommarkt ist weiterhin eine zentrale Voraussetzung, um die Schweizer Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Die geplanten Netzausbauprojekte in der Schweiz sowie in den europäischen Nachbarländern sind dabei wichtige Elemente. Aus historischen Gründen verfügt die Schweiz über ausreichend grenzüberschreitende Leitungen, um bei voller Marktintegration lokale Versorgungsengpässe durch ausländische Energielieferungen zu kompensieren. Allerdings wirken sich in einem perfekten System Versorgungsprobleme in den Nachbarländern auch (geringfügig) auf die Schweiz aus.

Ergebnisse

Die beiden in der Studie verwendeten Modelle zeigen, trotz ihrer unterschiedlichen Ausgestaltung, tendenziell dieselben Ergebnisse. So treten die Lastverluste in denselben Szenarien und denselben Zeiträumen auf. Die quantitativen Unterschiede in einzelnen Szenarien sind auf die unterschiedlichen Modellansätze und -strukturen zurückzuführen, welche es erlauben, einerseits die stochastische Komponente des Wetters und andererseits die detailliertere Netzstruktur zu berücksichtigen.

Es ist auch zu beachten, dass die untergelagerten Netzebenen nicht abgebildet wurden. Deren Einbezug kann lokale Engpässe verhindern und somit die Lastverluste reduzieren.

Mit einer auch künftig in den europäischen Strommarkt integrierten Schweiz und einer Änderung der Kraftwerkportfolios in der Schweiz und den Nachbarländern, sind, wie in den Basisszenarien und dem Szenario mit hohem Transformationstempo aufgezeigt, bis 2035 keine signifikanten Versorgungsengpässe zu erwarten. Die Schweiz verfügt über ausreichende Kapazitätsreserven im System. Die geringfügigen Ereignisse sind hauptsächlich netzbedingt und können durch geeignete, nicht im Modell abgebildete Massnahmen gemanagt werden (betriebliche Massnahmen des Übertragungsnetzbetreibers).

Nur unter extremen Annahmen zu kombinierten Nichtverfügbarkeiten steuerbarer Kapazitäten im europäischen Gesamtsystem treten ab 2025 in der Schweiz und den Nachbarländern im Winter verstärkt Versorgungsengpässe auf.

Bei Reduktion der Produktion in den Nachbarländern kann bis 2030 die fehlende Lastdeckung durch betriebliche inländische Massnahmen kompensiert werden. Hingegen wird bei zusätzlicher Reduktion der Produktion in der Schweiz diese Kompensation ab 2030 schwieriger.



Diese Szenarien werden jedoch als unwahrscheinlich eingeschätzt, da die Nachbarländer im Rahmen ihrer Energiepolitik Massnahmen ergreifen werden, um die Reduktion der genannten konventionellen Kraftwerke mehrheitlich durch andere Erzeugungsquellen zu kompensieren. Des Weiteren kann von einer längeren Betriebsdauer für die Kernkraftwerke ausgegangen werden, als in diesen Extremszenarien angenommen.

Diese Ergebnisse unterstreichen die grosse Bedeutung der Übertragungskapazität und der Importe für die Schweizer Stromversorgung. Die Einbettung der Schweiz in den gesamten europäischen Strommarkt ist eine zentrale Voraussetzung, um die Schweizer Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Die geplanten Netzausbauprojekte in der Schweiz sowie in den Nachbarländern sind dabei wichtige Elemente.

Durch ein Demand-Side-Management (DSM) können kürzere Perioden von Lieferengpässen überbrückt werden. Ein Einsatz von DSM mit stärkerem Systembezug (z.B. Speicherung und Entnahme entsprechend der Nachfrage- und Erzeugungsbedingungen) dürfte eine weitere Verbesserung in Bezug auf die Versorgungssicherheit bringen.

Die spezifischen Indikatoren Speicherpuffer und Speicherbedarf wurden ergänzend zur klassischen Thematik der Versorgungssicherheit analysiert. Eine Betrachtung dieser Indikatoren für die Basisszenarien und dem Szenario mit hohem Transformationstempo zeigt, dass im Jahr 2020 nur geringfügige ergänzende Speichermengen im Rahmen der installierten Speicherkapazitäten in der Schweiz nötig wären, um die Residuallast in der Schweiz abzudecken. Hierbei handelt es sich nicht um die Bewerkstelligung des kurzfristigen Ausgleichs zwischen Produktion und Nachfrage, sondern um die langfristige Sicherstellung der Erzeugungs- und Netzkapazitäten. Diese Mengen steigen im Verlauf der untersuchten Jahre an.

Die Extremszenarien zeigen die Beeinflussung des zusätzlichen Speicherbedarfs durch Nachfrageentwicklung und inländische Kraftwerksverfügbarkeit auf.



5. Quellenverzeichnis

- BFE 2013:** Perspektiven für die Grosswasserkraft in der Schweiz – Wirtschaftlichkeit von Projekten für grosse Laufwasser- und Speicherkraftwerke und mögliche Instrumente zur Förderung der Grosswasserkraft. Bundesamt für Energie, Bern, 12. Dezember 2013.
- BFE 2013a:** Energiespeicher in der Schweiz – Bedarf, Wirtschaftlichkeit und Rahmenbedingungen im Kontext der Energiestrategie 2050. Bundesamt für Energie, Bern, 12. Dezember 2013.
- BFE 2013b:** Bewertung von Pumpspeicherkraftwerken in der Schweiz im Rahmen der Energiestrategie 2050. Frontier Economics und Swissquant im Auftrag des Bundesamts für Energie, Bern, Dezember 2013.
- BFE 2014:** Neues Fördermodell Wasserkraft – Bericht zuhanden der UREK-N, Bundesamt für Energie, Bern, 13. August 2014.
- BFE 2014a:** Förderung neuer Wasserkraftwerke (Zubau) – Bericht zuhanden der UREK-N, Bundesamt für Energie BFE 2014, Bern, 5. August 2014.
- BFE 2014b:** Kostenstruktur und Kosteneffizienz der Schweizer Wasserkraft – Schlussbericht, Bundesamt für Energie 2014, Bern, 1. Dezember 2014.
- BFE 2015:** Bestehende Wasserkraft: Unterstützungsvarianten und ihre Wirkung – Bericht zuhanden der UREK-S, Bundesamt für Energie, Bern, 18. Mai 2015.
- BFE 2015a:** Unterstützung bestehende Grosswasserkraft – Modell der UREK-S, Bundesamt für Energie, Bern, 17. August 2015.
- BFE 2016:** Auslegeordnung Strommarkt nach 2020 – Bericht zu weitergehenden Massnahmen für bestehende Kraftwerke und Erneuerbare Energien, Bundesamt für Energie, Bern, 23. Dezember 2016.
- BFE 2017:** Auslegeordnung Strommarkt nach 2020 – Kurzbericht zu weitergehenden Massnahmen für bestehende Kraftwerke und erneuerbare Energien, Bundesamt für Energie, Bern, 3. Januar 2017.
- BFE 2017a:** Modellierung der System Adequacy in der Schweiz im Bereich Strom - Schlussbericht, Bundesamt für Energie, Bern, 7. September 2017.
- Bundesrat 2013:** Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 und zur Volksinitiative «Für den geordneten Ausstieg aus der Atomenergie (Atomausstiegsinitiative)», Bern, 4. September 2013.
- ETH 2014:** Pumpspeicher im trilateralen Umfeld Deutschland, Österreich und Schweiz – Bericht erstellt auf Basis dreier wissenschaftlicher Studien zur «Bewertung des Beitrags von Pumpspeichern in der Schweiz, Österreich und Deutschland zur elektrischen Energieversorgung», Zürich, 14. August 2014.
- WASTA 2017:** Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz, Bern, 1. Januar 2017.