Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE

25.068 s BRG «Jederzeit Strom für alle (Blackout stoppen)» Volksinitiative und indirekter Gegenvorschlag

Bericht vom 14. April 2026 zu Handen der UREK-N zu Winterstrompotenzial Wasserkraft

Auftrag an die Verwaltung

Das BFE wird um eine Liste von Projekten aus Lauf- oder Speicherwasserkraft (Vergrösserung oder Neubau) inklusive Abschätzung der Kapazität gebeten, die aktuell aus Gründen der Wirtschaftlichkeit oder aufgrund von Interessenkonflikten wegen bevorstehenden Heimfalls nicht weiterverfolgt werden. Falls möglich ist anzugeben, wie hoch die Investitionsbeiträge seitens des Bundes ausfallen müssten, um die Projekte wirtschaftlich zu gestalten.

Begründung

Zweck der Blackout-Initiative wie auch allfälliger Gegenvorschläge ist die Versorgungssicherheit. Diese kann am besten mit konkreten und kurz- bis mittelfristig wirksamen Lösungen garantiert werden. Im Rahmen eines möglichen Gegenvorschlags zur Initiative ist es vor diesem Hintergrund zielführend zu klären, welche bestehenden Projekte in der Lauf- und Speicherwasserkraft aktuell aus wirtschaftlichen Gründen oder aufgrund bevorstehender Heimfälle nicht weiterverfolgt werden. Eine entsprechende Übersicht durch das Bundesamt für Energie ermöglicht es, das realistische Ausbaupotenzial für Winterstrom zu identifizieren und dieses eventuell auch entsprechend zu erschliessen.

Antwort der Verwaltung

Wirtschaftlichkeit von Neu- und Ausbauprojekten

Verschiedene Untersuchungen zur Wirtschaftlichkeit von bestehenden Wasserkraftanlagen[1], Erweiterungen[2] und Neuanlagen[3] in der Vergangenheit haben gezeigt, dass die meisten Wasserkraftprojekte im jeweils herrschenden Marktumfeld ohne Förderung nicht rentabel realisiert oder betrieben werden konnten. Diese Aussagen sind im Grundsatz bis heute gültig. Als Reaktion darauf wurden im Rahmen der Energiestrategie 2050 entsprechende Förderinstrumente wie die Marktprämie und die Investitionsbeiträge eingeführt. Mit dem Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien wurde die Förderlandschaft mit Projektierungsbeiträgen sowie einer gleitenden Marktprämie ergänzt. Projekte mit einer massgeblichen Zunahme der Jahresproduktion sind in der Regel rentabler als Projekte, welche eine reine Umlagerung vom Sommer in den Winter bewirken. Dies liegt daran, dass Staumauererhöhungen kaum zusätzliche Energie erzeugen und sich so rein mit der Preisdifferenz der umgelagerten Energie zwischen Sommer und Winter finanzieren müssen. Bei Projekten mit Zusatzenergie kann hingegen der gesamte Energiepreis zur Finanzierung der Kosten genutzt werden. Es kann jedoch erwartet werden, dass ein massgeblicher Teil der bekannten Projekte mit der vorhandenen Förderung wirtschaftlich sein dürfte. Eine Erhöhung der Fördersätze über das heutige Mass hinaus erscheint zudem aus Gründen der Fördereffizienz nicht sinnvoll.

Das BFE hat festgestellt, dass die Einführung der Förderinstrumente dazu geführt hat, dass verschiedene Betreiber die Planung wieder an die Hand genommen haben. Diese Planung erfolgt in verschiedenen Phasen (Vorprojekt, Konzessionsprojekt, Bauprojekt), wobei jeweils eine stufengerechte Wirtschaftlichkeitsbetrachtung (mit entsprechender Kostenunsicherheit) durchgeführt wird. Die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit ist einerseits abhängig von den technischen Eigenschaften des Projektes (Produktionspotenzial, Baukosten) aber auch von der zukünftigen Preiserwartung sowie von Renditeerwartungen des Unternehmens. Projektabbrüche in frühen Phasen (vor öffentlicher Auflage) werden in der Regel nicht kommuniziert, weshalb das BFE auch keine entsprechenden Kenntnisse hat.

Von den Projekten in Anhang 2 StromVG schätzt das BFE die Realisierungswahrscheinlichkeit von vier Projekten (auch aus Gründen der Wirtschaftlichkeit) als tief ein. Öffentlich bekannte Entscheide, dass Projekte nicht weiterverfolgt werden, sind dem BFE allerdings nicht bekannt, was vermuten lässt, dass die Betreiber die Realisierungswahrscheinlichkeit anders einschätzen.

Problematik von Ausbauvorhaben im Zusammenhang mit Heimfällen bestehender Anlagen

Wenn eine Konzession ausläuft, kann das verfügungsberechtigte Gemeinwesen dem bisherigen Konzessionär eine neue Konzession erteilen (Konzessionserneuerung) oder den Heimfall ausüben und danach die Anlage selber betreiben oder eine neue Konzession an einen anderen Konzessionär vergeben. Wird der Heimfall ausgeübt, kann das Gemeinwesen die nassen Teile der Anlage unentgeltlich und die trockenen Teile gegen eine billige Entschädigung übernehmen (Art. 67 Abs. 1 WRG).

Die aktuellen Eigentümer haben wenig Interesse daran, kurz vor Ablauf der Konzessionen grosse Investitionen zu tätigen, sofern sie nicht die Gewissheit haben, die Anlage nach Ablauf der Konzession weiter betreiben zu können oder dass zumindest die Rentabilität der Investitionen gesichert ist. In diesem Zusammenhang sind die Restwertvereinbarungen mit den Kantonen ein wichtiges Instrument, damit Investitionen trotzdem noch getätigt werden können. Weitere mögliche Instrumente mit den Risiken sind im Anhang dargestellt. Bei Neuanlagen, welche eine neue Konzession benötigen, resp. wenn die verbleibende Konzessionsdauer noch genügend lange ist, stellt sich diese Frage nicht, da die Investitionen in der Regel während der verbleibenden Konzessionsdauer abgeschrieben werden können.

---

[1] BFE (2014): Rentabilität der bestehenden Wasserkraft – Bericht zuhanden der UREK-N; Der Bundesrat (2024): Analyse des Wasserkraftpotenzials der Gletscherschmelze, Bericht des Bundesrates in Erfüllung des Postulates 21.3974 der UREK-N vom 24. August 2021.

[2] Der Bundesrat (2025): Potenzial für Erneuerungen und Erweiterungen bei der Grosswasserkraft, Bericht des Bundesrates in Erfüllung des Postulates 23.3006 der UREK-N vom 24. Januar 2023.

[3] BFE (2013): Perspektiven für die Grosswasserkraft in der Schweiz – Wirtschaftlichkeit von Projekten für grosse Lauf- und Speicherkraftwerke und mögliche Instrumente zur Förderung der Grosswasserkraft.

Es gibt zahlreiche Beispiele von Projekten, die umgesetzt werden konnten. Dabei kamen verschiedene Lösungen zum Einsatz[4]. Diese Ausbauprojekte wurden jedoch in den allermeisten Fällen umgesetzt, bevor die Heimfallstrategien der grossen Wasserkraftkantone beschlossen wurden. Die Beispiele zeigen auch die Wichtigkeit der Restwertentschädigung für die Umsetzung von Ausbauprojekten.

Der Grossteil der dem BFE bekannten Erweiterungsprojekte befindet sich zurzeit in der Planungsphase. In diesem Zusammenhang finden auch die Verhandlungen zwischen Konzessionär und Gemeinwesen statt. Das BFE ist in diese Verhandlungen nicht involviert, weshalb ihm in den allermeisten Fällen auch keine Informationen über den Verhandlungsstand vorliegen. Dem BFE fehlen daher zurzeit die Grundlagen, um beurteilen zu können, ob die Erweiterungsprojekte aufgrund der Heimfallproblematik allenfalls eine Verzögerung erfahren oder gefährdet sein könnten.

Es wurden auch die Konzessionsverhältnisse der Projekte des Anhang 2 StromVG analysiert. Es handelt sich bei einem Grossteil der Fälle (13 von 16 Kraftwerken) um Erweiterungen, bei welchen die Restlaufzeit der Konzession nicht ausreichen, um die Investition abzuschreiben. Die einfachste und in vielen Fällen einzige Lösung wären Restwertvereinbarungen mit den Kantonen. Bei Anlagen mit Konzessionsende zwischen 2030 und 2040 bleiben nach Berücksichtigung des Zeitbedarfs für Verfahren und Bau nur noch wenige Betriebsjahre. In diesen Fällen wäre wohl auch eine Restwertvereinbarung nicht ausreichend. Viele dieser Projekte befinden sich in Kantonen mit einer Heimfallstrategie, was die Situation erschwert.

Dem BFE sind auch Fälle bekannt, wo noch keine Lösung gefunden werden konnte.

Die Kraftwerk Göschenen AG hatte nach 2000 mit der Planung einer Erhöhung des Staudamms **Göscheneralp** um 8 Meter begonnen, was eine zusätzliche Speicherung von ca. 30 GWh Energie ermöglicht hätte. Das Projekt wurde sowohl vom Kanton wie auch von den Umweltschutzverbänden unterstützt. Im Sommer 2011 entschieden die Betreiber, das Projekt nicht weiter zu verfolgen. Kanton und Kraftwerksgesellschaft konnten sich nicht auf einen Restwert der geplanten Investitionen bei Konzessionsende (2043) einigen. Erst nachdem das Projekt in den Anhang 2 des StromVG aufgenommen wurde, wurden auch die Planungsarbeiten wieder aufgenommen, wobei momentan eine Erhöhung um 15 Meter und damit eine zusätzliche Speicherung von 60 GWh im Vordergrund steht.

Seit 2007 plante Service industriels de Lausanne (SIL) die Erweiterung des Kraftwerks Lavey. Das Projekt **Lavey+** sah den Bau eines zusätzlichen Stollens und den Einbau einer vierten Maschinengruppe vor. Dadurch hätte die Produktion von ca. 400 auf 475 GWh/a gesteigert werden können. Während dem sich das Kraftwerk auf Waadtländer Boden befindet, steht das Wehr auf Walliser Boden. Deshalb besitzt das Kraftwerk zwei Konzessionen, die 2030 auslaufen. VD und VS haben auch hier versucht, sich auf eine Restwertentschädigung am Konzessionsende zu einigen, dies konnte jedoch nicht erreicht werden. 2018 wurde beschlossen, das Projekt bis Konzessionsende nicht weiter zu verfolgen.

Die Erhöhung des Staudamms des Kraftwerks **Marmorera** um 14 Meter gehört zu den 15 Projekten im Anhang 2 StromVG und würde 100 bis 150 Mio. CHF kosten. Das Projekt ermöglicht eine zusätzliche Energiespeicherung von ca. 50 GWh. Die Konzession läuft Ende 2035 ab und der Kanton Graubünden verfolgt eine Heimfallstrategie. Die Elektrizitätswerke der Stadt Zürich (ewz) verhandeln aktuell mit Kanton und Gemeinde, wie es nach dem Konzessionsablauf weitergehen soll. Bis zum Abschluss der Verhandlungen liegen die Ausbaupläne auf Eis.

[4] Der Kanton Bern hat mit der Kraftwerke Oberhasli AG (KWO) diverse Restwertvereinbarungen abgeschlossen. Insbesondere für das Kraftwerk Grimsel 1E, das Kraftwerk Handeckfluh und den Neubau der Staumauer Spitallamm. In den Vereinbarungen wird eine Kostenschätzung genannt. Bei Bauabschluss werden die definitiven Investitionskosten in einem Anhang festgehalten.
Für die Verstärkung der Staumauer des Lac des Toules zwischen 2008 und 2011 konnte eine Restwertvereinbarung unterzeichnet werden, allerdings erst, nachdem Alpiq 2015 ihren Anteil an der Anlage an Romande Energie verkaufte und die Société des Forces Motrices du Grand-St-Bernard (FGB) damit vollständig im Eigentum der Romande Energie war. Die Gemeinden übernahmen ab dem 1.1.2016 einen Anteil von 64% (Bourg-St-Pierre (45%), Liddes (19%)) an der FGB und erhalten zusätzlich eine Heimfallverzichtsentschädigung in Form von jährlichen produktionsabhängigen Zahlungen zwischen 2016 und 2040. Im Gegenzug wurde die Konzession ab 2041 um weitere 80 Jahre verlängert (bis 2120). Damit wurde eine Lösung für die Amortisation der Investitionen in die Dammverstärkung gefunden. Ob dieses Konstrukt jedoch zukünftige Investitionen (Dammerhöhung) vereinfachen wird, ist fraglich. Denn jetzt müssten wohl die Gemeinden 64% der Investition stemmen.

Eine Veröffentlichung von anonymisierten Fällen findet sich zudem im vom Schweizerischen Wasserwirtschaftsverband im Jahr 2014 beauftragten Rechtsgutachten zur Restwertentschädigung[5]. Darin finden sich die Resultate einer Umfrage bei den Kraftwerksbetreibern zu den bisherigen Erfahrungen mit Restwertentschädigungen. In sechs Fällen konnte mit dem Gemeinwesen keine Lösung gefunden werden. In den Rückmeldungen wird die Wichtigkeit von Restwertvereinbarungen unterschiedlich beurteilt. Während einige Gesellschaften die Restwertvereinbarung als zwingende Voraussetzung für eine Investition ansehen, stehen für andere Gesellschaften weitere Faktoren wie das Marktumfeld und die Wirtschaftlichkeit des Vorhabens im Vordergrund. Auch erwähnt wird, dass bei grossen Vorhaben eine vorgezogene Neukonzessionierung der Anlagen gegenüber einer Restwertvereinbarung bevorzugt wird. Nach Einschätzung des BFE dürfte letztere Option – aufgrund der nun klareren Heimfallstrategien der Kantone – für die aktuellen Betreiber an Attraktivität verloren haben.

[5] Vincenz&Partner (2014): Rechtsgutachten über die Restwertentschädigung für Investitionen in bestehende Wasserkraftwerke

Anhang

Nachfolgend werden die möglichen Instrumente für Erweiterungsprojekte während einer laufenden Konzession mit ihren Vor- und Nachteilen dargestellt:

Instrument	**Kommentare**
Restwertvereinbarung	Könnte in vielen Fällen eine Lösung zur Realisierung von Ausbauten sein. Die wirtschaftlichen Risiken der Investition gehen nach Konzessionsende auf das Gemeinwesen über.
Vorzeitige Konzessionserneuerung	Liegt nicht im primären Interesse des Konzessionärs. Es bräuchte eine angemessene Entschädigung. Kommt in vielen Kantonen nicht in Frage, da gemäss den Heimfallstrategien die Heimfälle ausgeübt werden sollen.
Zusatzkonzession	In gewissen Fällen ein gutes Instrument, Möglichkeit wurde vom Bundesgericht bestätigt. Mit Inkrafttreten des Beschleunigungserlasses sind bei Projekten von nationaler Bedeutung Zusatzkonzessionen anstelle von Konzessionserneuerungen zulässig (Art. 54 Abs. 2 WRG). Keine Restwertvereinbarung notwendig, wenn eine der Abschreibungsdauer der erstellten Anlagen entsprechenden Konzessionslaufzeit gewählt wird. Nachteil sind die sich ergebenden unterschiedlichen Konzessionslaufzeiten und der entstehende Koordinationsbedarf, wenn die unterschiedlichen Anlageteile nicht demselben Konzessionär gehören.
Heimfall	Strategie der Kantone. Grosse Unsicherheit für aktuelle Konzessionäre bezüglich Besitzverhältnisse nach Konzessionserneuerung und über Kompetenzen für Betriebsführung und Vermarktung des Stroms. Für die aktuellen Konzessionäre bergen die Ausbauprojekte dadurch grosse Risiken.
Heimfallverzicht	Auch der Heimfallverzicht würde es den Kantonen und Gemeinden erlauben, grössere Anteile an den Anlagen in ihren Besitz zu bringen (durch Übernahme von Aktienanteilen). Es gäbe grössere Sicherheit für aktuelle Konzessionäre (Sicherheit einen Anteil an den Anlagen zu behalten).
Rückkauf	Der Rückkauf wäre auch eine Möglichkeit, um die Besitzverhältnisse während der nächsten Konzessionslaufzeit frühzeitig zu klären. Die Kantone und Gemeinden werden jedoch in der Regel nicht bereit sein, die dafür notwendigen Mittel zur Verfügung zu stellen, obschon die Anteile an den Kraftwerken ja danach wieder verkauft werden könnten. Zusätzlich wären die Verhandlungen über einen angemessenen Rückkaufpreis kompliziert.
Vorzeitige Regelung der nächsten Konzession	Wenn schon lange vor dem Ablauf der Konzession eine Einigung über die Besitzverhältnisse und die Modalitäten der verschiedenen Abgeltungen gefunden werden kann, erhöht das die Sicherheit für die aktuellen Konzessionäre und die Realisierungswahrscheinlichkeit von Ausbauprojekten.