



# DIE GEBIRGSKANTONE

Regierungskonferenz der Gebirgskantone  
Conférence gouvernementale des cantons alpins  
Conferenza dei governi dei cantoni alpini  
Conferenza da las regenzas dals chantuns alpins

Frau  
Bundespräsidentin Simonetta Sommaruga  
Vorsteherin UVEK  
Bundeshaus Nord  
3003 Bern

Chur, den 26. Mai 2020

## Revision des Energiegesetzes (EnG) – Fördermassnahmen ab 2023

### Stellungnahme

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin  
Sehr geehrte Damen und Herren

Sie haben uns die Möglichkeit gewährt, uns zum Entwurf für die «Revision des Energiegesetzes (EnG) – Fördermassnahmen ab 2023» vernehmen zu lassen. Nach Einsicht in die Unterlagen nimmt die Regierungskonferenz der Gebirgskantone (RKGK), bestehend aus den Kantonen Uri, Obwalden, Nidwalden, Glarus, Graubünden, Tessin und Wallis sowie den beiden Beobachterkantonen Appenzell- Innerrhoden und Appenzell-Ausserrhoden gerne wie folgt Stellung:

#### I. EINLEITUNG

Das Ziel der Revision des EnG, Planungssicherheit und Investitionsanreize zu schaffen sowie die Versorgungssicherheit in der Schweiz zu stärken, teilt unsere Konferenz. Sie ist jedoch der Ansicht, dass der unterbreitete Revisionsentwurf sowohl die Bedeutung der bestehenden Wasserkraftproduktion als auch die Bedeutung der Wasserkraft für die Erreichung der Ausbauziele unter Berücksichtigung der Kriterien Zubau, Effizienz und Versorgungssicherheit zu wenig berücksichtigt und deshalb **signifikanter Überarbeitungsbedarf** besteht.

Der unterbreitete Revisionsvorschlag enthält im Bereich der Wasserkraft folgende **drei fundamentalen Schwachstellen**:

- **Inkonsistenz zwischen Erfüllung der Förderkriterien und den Förderschwerpunkten;**
- **Fehleinschätzung bezüglich Bestandessicherung bei der Wasserkraftproduktion;**
- **Fehlende Planungssicherheit für bestehende, aber neu zu konzessionierende Wasserkraftwerke (Heimfall / Neukonzessionierungen).**

Ohne eine Anpassung dieser grundlegenden Punkte wird unsere Konferenz die EnG-Revision **nicht mittragen** können. Weiter sehen wir auch punktuellen Anpassungsbedarf bei den Photovoltaik-Anlagen und der Windenergie. Dies begründen wir wie folgt:

Präsident: Staatsrat Roberto Schmidt  
Generalsekretär: lic. iur. Fadri Ramming

Hinterm Bach 6, Postfach 539, 7001 Chur  
Tel. 081 250 45 61, Fax 081 252 98 58  
kontakt@gebirgskantone.ch  
www.gebirgskantone.ch



## II. DREI FUNDAMENTALE SCHWACHSTELLEN DER VORGESCHLAGENEN REVISION

### 1. Erste Schwachstelle: Inkonsistenz zwischen Erfüllung der Förderkriterien und den Förderschwerpunkten

#### A. Die Kriterien des Bundesrates

Gemäss Erläuterndem Bericht (nachfolgend: «EB») will der Bundesrat eine möglichst effiziente Förderung der inländischen Stromerzeugungsanlagen für erneuerbare Energien zwecks Gewährleistung der langfristigen Stromversorgungssicherheit (EB, S. 2). Dies will der Bundesrat anhand folgender Kriterien umsetzen (EB, S. 8):

- Zubau: Die Förderung soll eine Erhöhung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien bewirken;
- Effizienz: Pro eingesetztem Franken soll möglichst viel Zubau erreicht werden;
- Versorgungssicherheit: Die Förderung soll dazu dienen, die langfristige Stromversorgung zu gewährleisten;

Gestützt auf diese Vorgaben schlägt der Bundesrat dann verschiedene Anpassungen am bisherigen Fördersystem vor.

#### B. Wertung

##### 1. Zubau

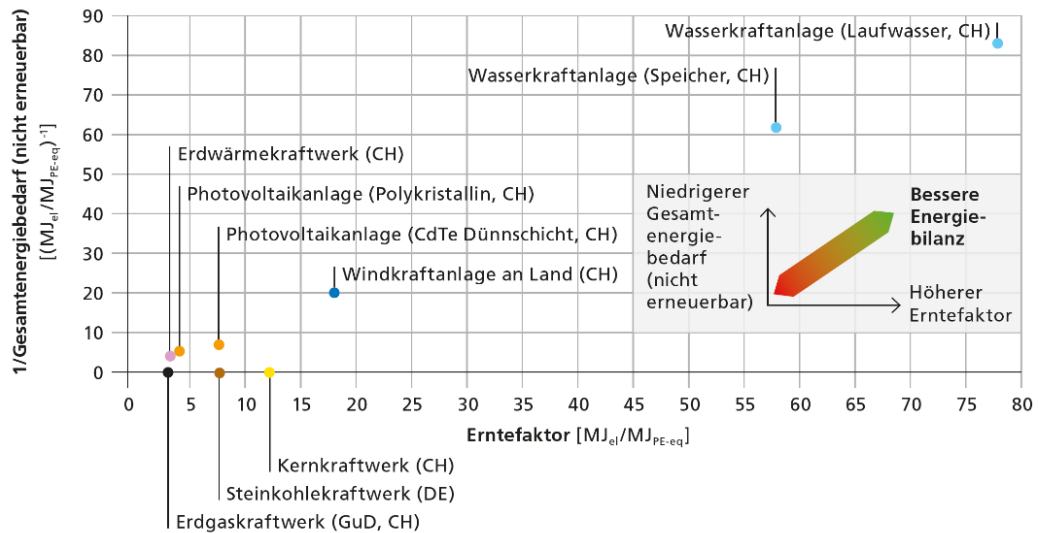
In der nachstehenden Ziffer II./2. legen wir dar, weshalb im Zusammenhang mit dem «Zubau» eine blosser Fokussierung auf die Richtwerte gemäss Art. 2 EnG sachlich nicht gerechtfertigt ist. Die Sicherung der bisherigen, systemrelevanten Wasserkraftproduktion ist aus wasserrechtlicher, umweltrechtlicher, wirtschaftlicher und teilweise auch technischer Sicht nämlich als Zubau zu qualifizieren. Hier hat der Bundesrat seine Position zu überdenken.

##### 2. Umweltverträglichkeit, Effizienz

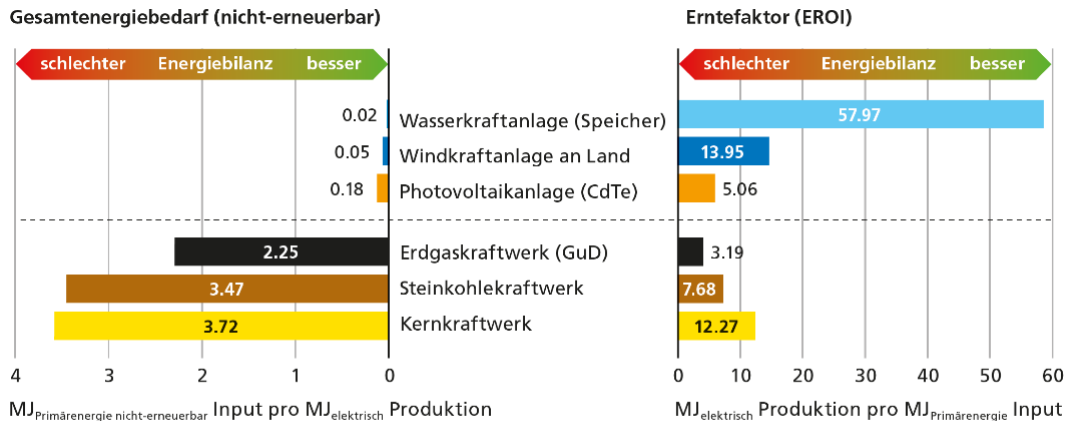
Weil das Fördersystem Effizienz-Anreize für die erneuerbare Stromproduktion setzen soll, sind diese Kriterien gemeinsam zu betrachten. Dies bedingt insbesondere eine Analyse und Gewichtung der Technologien. Gleichzeitig bedeutet dies aber nicht, dass die Technologien gegeneinander ausgespielt werden. Die verschiedenen Formen der erneuerbaren Stromproduktion sind gemeinsam zu fördern, jedoch priorisiert anhand der Erfüllung der vorgegebenen Kriterien. Eine solche Wertung fehlt in der Revisionsvorlage und wird deshalb nachstehend dargelegt:

## 2.1 Gesamtenergiebilanz

Unter den Stromproduktionsformen in der Schweiz schneidet die Wasserkraft bezüglich Gesamtenergiebilanz deutlich am besten ab, wobei Laufwasserkraftwerke bessere Werte erreichen als Speicherkraftwerke. Wie die sich auf eine Studie der ETH basierenden Grafiken<sup>1 2</sup> zeigen, verfügen die Wasserkraftanlagen über den niedrigsten nicht-erneuerbaren Gesamtenergiebedarf sowie den mit Abstand höchsten Erntefaktor<sup>3</sup>:



**Abbildung 1:** Die Gesamtenergiebilanz, ermittelt aus den Kennzahlen «Gesamtenergiebedarf (nicht erneuerbar)» und «Erntefaktor (EROI)», zeigt ein deutliches Bild: Die Wasserkraft schlägt alle übrigen Arten der Stromerzeugung um Längen. Doch auch Photovoltaik und Windkraft schneiden gut ab.



**Abbildung 2:** Die Resultate bzgl. Gesamtenergiebedarf und Erntefaktor zeigen deutlich die grosse Überlegenheit der Wasserkraft.

<sup>1</sup> ETH, Current and future energy performance of power generation technologies in Switzerland, April 2018: [https://www.satw.ch/fileadmin/user\\_upload/documents/02\\_Themen/05\\_Energie/SATW-Energy-Performance-Switzerland-Report-EN.pdf](https://www.satw.ch/fileadmin/user_upload/documents/02_Themen/05_Energie/SATW-Energy-Performance-Switzerland-Report-EN.pdf)

<sup>2</sup> SATW: Stromproduktion - Erneuerbare sind spitze: [https://www.satw.ch/fileadmin/user\\_upload/documents/02\\_Themen/05\\_Energie/SATW-Gesamtenergiebilanz-DE.pdf](https://www.satw.ch/fileadmin/user_upload/documents/02_Themen/05_Energie/SATW-Gesamtenergiebilanz-DE.pdf)

<sup>3</sup> **Gesamtenergiebedarf (nicht erneuerbar) bzw. «Non-Renewable Cumulative Energy Demand»:** kumulierter Bedarf an nicht erneuerbarer Energie für den Bau und die Entsorgung einer Anlage sowie für die eigentliche Stromproduktion. Bei fossilen Produktionsverfahren ist dies in erster Linie die Energie im jeweiligen Brennstoff (Gas, Kohle, Uran). **Erntefaktor bzw. «Energy Return on Energy Investment» (EROI):** beschreibt das Verhältnis des produzierten Stroms zur investierten («grauen») Energie über die gesamte Lebensdauer einer Anlage und sollte immer grösser als 1 sein.

## 2.2 Treibhausgasemissionen

Wie eine vom Paul Scherrer Institut (PSI) im Auftrag des BFE erstellte Studie<sup>4</sup> im Technologievergleich zeigt, verursacht die Stromproduktion aus Wasser- und Kernkraftwerken sowie aus Windturbinen die geringsten Treibhausgasemissionen.

Zwar kann für die meisten anderen Technologien davon ausgegangen werden, dass deren Treibhausgas-Ausstoss bis ins Jahr 2050 abnehmen werden. Die Wasserkraftproduktion wird aber auch dann noch die niedrigsten Treibhausgasemissionen aufweisen:

**Tabelle 5:** Treibhausgasemissionen von Stromproduktionstechnologien (in g CO<sub>2</sub>eq/kWh), heute und im Jahr 2050.

Technologie	Neuanlagen	
	heute	2050
Laufkraftwerk	5-10	5-10
Speicherkraftwerk	5-15	5-15
Kleinwasserkraft	5-10	5-10
Windenergie Schweiz	8-27	5-30
Windenergie offshore	8-16	5-20
Fotovoltaik: multikristallin	39-69	7-45
monokristallin	62-109	11-71
Dünnschicht	25-43	8-30
Holzverbrennung und -vergasung	10-120	10-100
Landwirtschaftliche Biogasanlagen <sup>19</sup>	150-450	k.A.
Tiefengeothermie	nicht vorhanden	27-84
Kernenergie	10-20	5-40
Gaskombikraftwerk GuD	387-400	346-363
GuD mit CO <sub>2</sub> -Abscheidung	nicht vorhanden	70-100
Erdgas-BHKW: 10 kW <sub>el</sub>	583-633	546-601
1000 kW <sub>el</sub>	459-500	423-468
Brennstoffzellen: 1 kW <sub>el</sub>	560-780	440-570
300 kW <sub>el</sub>	370-650	340-450
Kohlekraftwerke (Ausland)	823-1022	734-850
Kohlekraftwerke mit CO <sub>2</sub> -Abscheidung	nicht vorhanden	34-214

## 2.3 Effizienz (Kosten / Nutzen)

Die vorerwähnte Studie des PSI<sup>5</sup> enthält auch einen Vergleich der heutigen und zukünftigen Stromproduktionskosten für die wichtigsten Kraftwerkstypen. Dabei werden die Stromgestehungskosten mit der Methode der Levelized Costs of Electricity (LCOE) erhoben. Dazu werden die zukünftigen Kosten abdiskontiert. Folgende Komponenten sind enthalten: Gesamte Baukosten bei der Erstellung, Betriebskosten über die Lebensdauer (Brennstoffkosten, fixe und variable Betriebs- und Unterhaltskosten), Rückbaukosten am Ende der Lebensdauer, Kapitalkosten (werden einheitlich mit Kapitalzinsen von 5% berechnet). Die dargestellten Bandbreiten spiegeln die Variabilität der Produktionskosten aufgrund von standortspezifischen Bedingungen (z.B. Jahreserträge von PV-Anlagen und Windturbinen), Charakteristika der Technologien (z.B. Kraftwerkswirkungsgrade und -leistungen) sowie Biomassekosten wider.

<sup>4</sup> Potenziale, Kosten und Umweltauswirkungen von Stromproduktionsanlagen, BFE, November 2017 ([https://www.ad-min.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen\\_msg-id-68703.htm](https://www.ad-min.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen_msg-id-68703.htm))

<sup>5</sup> Dito; für Details verweisen wir auf den Link in FN 4 und auf den dortigen Link zur Studie.

Kosten von CO<sub>2</sub>-Emissionen und andere externe Kosten sind nicht berücksichtigt. Die angegebenen Produktionskosten beinhalten Wärmegutschriften für Biomasse- und Erdgas-BHKW, Brennstoffzellen sowie landwirtschaftliche Biogasanlagen; diese Technologien werden üblicherweise wärmegeführt betrieben, sodass ein Teil der Abwärme verkauft oder intern genutzt werden kann.

Während sich die Kosten für Wasserkraft, Holz-BHKW, landwirtschaftliche Biogasanlagen und die fossile Stromerzeugung bis 2050 eher verteuern, sinken die Gestehungskosten für Fotovoltaik um die Hälfte, bei Windenergie etwas weniger, und erreichen so grob bis 2050 das Kostenniveau von Grosswasserkraft. Die Gestehungskosten von Strom aus Gaskombikraftwerken werden etwa gleich hoch sein wie für kleine PV-Anlagen oder Windenergie, allerdings ohne Einbezug der CO<sub>2</sub>-Kosten (zu den CO<sub>2</sub>-Emissionen verweisen wir jedoch auf den vorstehenden Abschnitt 2.2):

**Tabelle 2:** Gestehungskosten für neu gebaute Stromproduktionsanlagen für erneuerbare Energien in der Schweiz (in Rp./kWh) sowie offshore Windenergie im Ausland.

Technologie	Neuanlagen		
	heute	2035	2050
Grosswasserkraft <sup>9</sup>	7-30	7-30	7-30
Kleinwasserkraft	12-28	14-33	14-34
Windenergie Schweiz	13-21	10-17	9-15
Windenergie offshore	13-27	12-23	10-20
Fotovoltaik: 10 kW	18-31	9-22	8-19
1000 kW	8-13	4-10	3-9
Holz-BHKW <sup>10</sup>	18-36	18-41	18-45
Landwirtschaftliche Biogasanlagen <sup>11</sup>	20-49	18-50	16-51
Tiefengeothermie <sup>12</sup>	nicht vorhanden	16-58	13-47

### 3. Langfristige Versorgungssicherheit

Im Vergleich zu den anderen erneuerbaren Stromproduktionen verfügt die Wasserkraft im Vergleich zu allen anderen erneuerbaren Stromproduktionsformen über den *alleinigen* Vorteil der umfangreichen, technisch bewährten und verlustlosen Speicherbarkeit. Die Möglichkeit zur Speicherung ist für die künftige langfristige Versorgungssicherheit aus folgenden Gründen absolut zentral:

- **Speicherfähigkeit für den «Normalbetrieb» nötig**  
 Eine künftig möglichst erneuerbare Stromproduktion bedingt ein Zusammenspiel aller Technologien. Weil aber Wind und Sonne stochastisch produzieren (nur wenn der Wind bläst bzw. die Sonne scheint) sind bereits im Normalbetrieb langfristige Speichermöglichkeiten notwendig, um die Versorgungssicherheit und die Netzregulierung bei zunehmend volatilerer Produktion aus Sonne und Wind zu gewährleisten. Diese kann im benötigten Umfang und erneuerbar alleine die Wasserkraft bieten.
- **Stromversorgung im Winterhalbjahr**  
 Im Zuge der StromVG-Revision ist das Thema der Stromversorgung in den Wintermonaten diskutiert worden. Für die Versorgungssicherheit im Winterhalbjahr taugt auch ein forcierter Ausbau der Fotovoltaik und Windenergie nur beschränkt. Demgegenüber kann hier ein Ausbau der Speicherkraftwerke einen wirksamen und langfristigen Beitrag leisten. Und schliesslich kann auch mit Bezug auf die allfällige Einführung einer «strategischen Reserve» – wenn man die Klimaziele erreichen will – einzig die Wasserkraft in Frage kommen. Die Fotovoltaik und die Windenergie können die entsprechende Sicherheit nicht bieten.

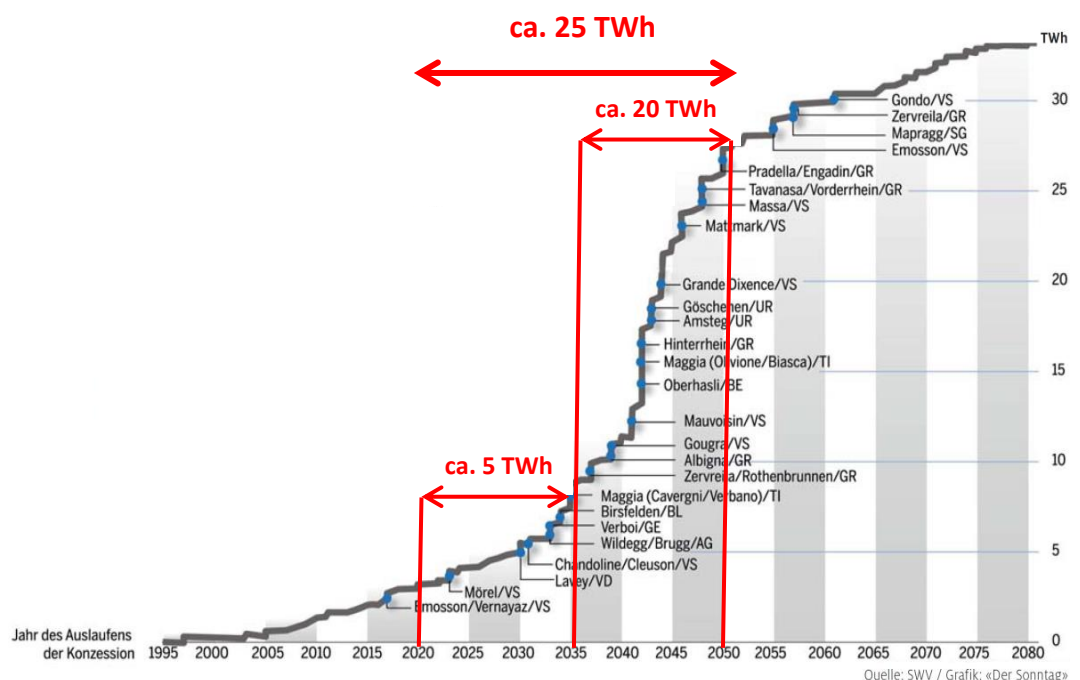
#### 4. Zusammenfassung

Zusammenfassend zeigt sich, dass die Wasserkraft die Kriterien des Bundesrates insgesamt am besten erfüllt. Gleichwohl sollen zwei Drittel des Netzzuschlags von 2,3 Rp./kWh in die Förderung des Ausbaus der Fotovoltaik fließen. Damit entspricht die Förderung nicht den gesetzten Kriterien. Aus Sicht der RKGK ist entsprechend eine **Ergänzung des Fördersystems notwendig**, wozu wir auf die folgenden Abschnitte II./2. und II./3. verweisen.

### 2. Zweite Schwachstelle: Fehleinschätzung bezüglich Bestandessicherung bei der Wasserkraftproduktion

#### A. Die Sicherung der bisherigen Produktion ist ungleich wichtiger als alle Zubauziele zusammen

- Die zweite grundlegende Schwachstelle der präsentierten Revisionsvorlage bildet die alleinige Fokussierung auf die Ausbauziele. Die Wasserkraft ist die mit Abstand wichtigste Quelle für erneuerbare Energie in der Schweiz. Sie deckt heute im Durchschnitt rund 58% der Schweizerischen Elektrizitätsproduktion ab. Damit alleine dieser bestehende, systemrelevante Anteil an erneuerbarer Stromproduktion auch künftig gesichert bleibt (Bestandessicherung), sind Konzessionserneuerungen nötig. Solche sind kein «Selbstläufer», wäre aus Gründen der Wirtschaftlichkeit, der Umweltverträglichkeit und der sozialen Akzeptanz eine grobe Fehleinschätzung. Wasserkraftanlagen, deren Konzessionen auslaufen und neu erteilt oder nach ausgeübtem Heimfall selber betrieben werden, gelten nämlich wasserrechtlich, umweltrechtlich, wirtschaftlich und technisch **als Neuanlagen**.
- Deshalb ist es sachlich angezeigt, der Sicherung der bestehenden Wasserkraftproduktion im Rahmen der EnG-Revision eine **signifikant höhere Priorität beizumessen**. Die Ausbauziele gemäss Art. 2 EnG bilden zweifelsohne wichtige Bestandteile der künftigen Stromversorgungs-, Energie- und Klimapolitik der Schweiz. **Ungleich wichtiger als sämtliche Ausbauziele zusammengerechnet, ist aber die Sicherung der bestehenden Wasserkraftproduktion (Bestandessicherung)**. Diese ist – um mit den Worten des Bundesrates zu sprechen (EB, S. 19) – von «herausragender Bedeutung» für die Energieversorgung aus erneuerbaren Energien. Bis im Jahre 2050 stehen nämlich insgesamt rund 25'000 GWh/a aus Wasserkraft zur Disposition.



Dies führt zu folgendem Vergleich zwischen den Ausbauzielen 2050 für die erneuerbare Stromproduktion gemäss Art. 2 Abs. 1 EnG und dem Umfang der zu gewährleistenden Bestandessicherung 2050 bei der Wasserkraft:

<b>Vergleich zwischen            Ausbauziele EE (ohne Wasserkraft) bis 2050            und            Bestandessicherung Wasserkraft bis 2050</b>	
<b>Ausbauziele für alle EE <u>ohne</u> Wasserkraft</b>	<b>Bestandessicherung Wasserkraft</b>
<b>24'200 GWh</b>	<b>25'000 GWh</b>

**B. Der Zubau ist wesentlich anspruchsvoller als dargelegt**

4. Die mittlere erwartete Nettoproduktion aus Wasserkraft liegt derzeit bei rund 35'500 GWh/a. Bis im 2035 ist ein Ausbau auf mindestens 37'400 GWh/a umzusetzen und bis im 2050 ein solcher auf mindestens 38'600 GWh/a (Art. 2 Abs. 2 EnG). Dies bedingt einen Ausbau der Wasserkraftproduktion von 2'400 GWh/a bzw. 3'100 GWh/a bzw. noch mehr. ABER: Der Bundesrat beabsichtigt, der extremen Gletscher-Initiative einen indirekten Gegenvorschlag gegenüber zu stellen. Erste Abschätzungen zeigen, dass der Ausbaupfad bis 2050 in der Grössenordnung von 50 Prozent (!) höher ausfällt, als der Zielwert, welcher der EST-2050 zu Grunde liegt (EB, S. 12).
5. Diese verbindlichen Ausbauziele können aber nicht alleine durch den Zubau erreicht werden. Zusätzlich muss noch die bei bestehenden Wasserkraftwerken im Rahmen des Weiterbetriebs aufgrund der einzuhaltenden Mindestrestwassermengen sowie der Erfüllung weiterer Umweltauflagen resultierende Minderproduktion kompensiert werden. Über das Ausmass dieser Minderproduktion gehen die Meinungen auseinander. Das Bundesamt für Energie (**BFE**) rechnet bis 2050 mit einer solchen von 1'900 GWh/a. Demgegenüber geht der Schweizerische Wasserwirtschaftsverband (**SWV**) bis 2050 – je nach Interpretation des Gesetzes – von einer Minderproduktion zwischen 2'300 GWh/a und 6'400 GWh/a aus. Der effektiv benötigte Zubau scheint deshalb mit ziemlicher Sicherheit deutlich höher.
6. Weiter geht der Bundesrat bei den Kleinwasserkraftwerken von einem *theoretischen* Potenzial im Umfange von ca. 520 GWh/a und einem *realistischen* Potenzial von 75%, d.h. von ca. 390/GWh/a aus (EB, S. 15). Diese Einschätzung erachten wir als zu optimistisch. Die Realität zeigt nämlich, dass die Umweltorganisationen die Kleinkraftwerkprojekte verbissen bekämpfen, was viele Projektanten zum Aufgeben bewegt, weil sie weder über die Zeit noch das Geld verfügen, um diese Rechtsstreite zu führen. Nebenbei bemerkt dürften diese Werke nur in geringem Ausmass zu dem aus Gründen der Versorgungssicherheit gewünschten Ausbau der Winterstromproduktion beitragen.

C. Die gesamte Dimension zur Sicherung und Erweiterung der Wasserkraft

7. Gestützt auf die vorstehenden Ausführungen stehen im Zusammenhang mit der künftigen Sicherung und Erweiterung Wasserkraftproduktion folgende Dimensionen zur Diskussion:

		2035	2050	
<b>Bestandessicherung (in GWh/a)</b>				
1	Sicherung der bestehenden Wasserkraftproduktion mittels Konzessionserneuerungen (→ dabei handelt es sich wasserrechtlich, umweltrechtlich, wirtschaftlich und technisch um <b>Neuanlagen</b> )	5'000 <sup>1)</sup>	20'000 <sup>1)</sup>	
2	./.. Produktionsverluste wegen den einzuhaltenden Mindestrestwassermengen und zusätzlicher Umweltauflagen	./.. 810 – 1'620 <sup>2)</sup>	./.. 1'090 <sup>3)</sup> – 4'790 <sup>4)</sup>	
3	<b>Total mögliche Bestandessicherung</b>	<b>3'380 – 4'190</b>	<b>15'210 – 18'910</b>	
<b>Zubau (in GWh/a)</b>			gemäss EST-2050 (Art. 2 Abs. 2 EnG)	mit indirektem Gegenvorschlag zur Gletscher-Initiative
4	Zubau-Vorgabe gemäss den verbindlichen Ausbauzielen	2'400	3'100	4'600 <sup>5)</sup>
5	Nötiger Zubau zur Kompensation der Verluste wegen den einzuhaltenden Mindestrestwassermengen und zusätzlicher Umweltauflagen (= <b>Kompensation von Position 2</b> )	810 – 1'620 <sup>2)</sup>	1'090 <sup>3)</sup> – 4'790 <sup>4)</sup>	1'900 <sup>3)</sup> – 4'300 <sup>4)</sup>
6	<b>Total effektiv benötigter Zubau</b>	<b>3'210 – 4'020</b>	<b>4'090 – 7'890</b>	<b>6'500 – 8'900</b>
7	<b>Total mögliche Bestandessicherung + Zubau (3 + 6)</b>	<b>3'590 – 8'210</b>	<b>19'300 – 25'400</b>	<b>21'710 – 28'810</b>

- 1) Größenordnungen gemäss vorstehender Ziffer II./2./A./2.
- 2) Bandbreite gemäss Szenarien 1 – 4 des Schweizerischen Wasserwirtschaftsverbandes (SWV-Faktenblatt «Wasserkraft: Energieeinnahmen aus Restwasserbestimmungen, 2018)
- 3) 1'900 GWh/a gemäss Abschätzung in der Potenzialstudie des BFE von August 2019 abzüglich 810 GWh/a (Szenario 1) bzw. gemäss SWV für die Zeit bis 2035
- 4) Gemäss SWV-Szenario 4
- 5) Gemäss EB dürfte der Ausbaupfad 2050 (Zielwert) rund 50% höher ausfallen.



### **3. Dritte Schwachstelle: Fehlende Planungssicherheit für bestehende aber neu zu konzessionierende Wasserkraftwerke**

8. Die dritte grundlegende Schwachstelle der präsentierten Revisionsvorlage bildet die Reduktion des Förderzeitraums bis zum Jahr 2035. Die für Konzessionserneuerungen erforderlichen langfristigen Einschätzungen und Entscheide betreffen nämlich einen Zeitraum, der weit über das Jahr 2035 hinausgreift.
9. Dieser Realität trägt der vorgelegte Revisionsentwurf keine Rechnung. Für die vom Bundesrat angestrebte Planungssicherheit (EB, S. 6) reicht die (bescheidene) Erhöhung der Investitionsbeiträge bei weitem nicht aus. Auch ist es ungenügend, dem Bundesrat in Art. 55 EnG die Kompetenz einzuräumen, Anpassungen für die Zeit nach 2035 einzuräumen. Diese Justierungen kommen für die zahlreichen, teilweise lange vor 2035 zu fällenden Entscheide nämlich viel zu spät (vgl. Grafik auf S. 2). Die Verhandlungen über den Neubau und die Erneuerungen von Wasserkraftwerken erfordern eine Vorlaufzeit von mehreren Jahren.
10. Bei den zur Sicherung der bestehenden, systemrelevanten Wasserkraftproduktion geht es um Investitionsentscheide und um ein Betriebsrisiko von 80 Jahren. Es kann von niemandem erwartet werden, dass er in solche Projekte investiert ohne über eine möglichst hohe Amortisationsverlässlichkeit zu verfügen.
11. Unsere Konferenz verlangt deshalb vom Bund, dass er im Rahmen der EnG-Revision zusätzlich zu den vorgeschlagenen Instrumenten einen versicherungsähnlichen Auffangtatbestand verankert, der den Wasserkraftwerken bei längeren Tiefpreisphasen als Sicherheitsnetz dient. Dieses Instrument soll alleine für Krisenzeiten zur Verfügung stehen und deshalb nur dann und nur solange zur Anwendung gelangen, als es tatsächlich benötigt wird. Dieses Instrument liesse sich auch mit einer Prämien- und/oder Rückzahlungspflicht verbinden.
12. Ein solches Instrument ist aus den folgenden Gründen bereits heute gesetzlich zu verankern:
  - a) Ein solches Instrument fördert die Bereitschaft von Kraftwerksgesellschaften, sich um Konzessionserneuerungen zu bewerben. Es ist somit zentral, um und die Abklärungen und Verhandlungen zur Sicherung der bestehenden, systemrelevanten Wasserkraftproduktion seriös und zeitgerecht zu führen.
  - b) Die Ausgestaltung dieses Instruments kann heute in Ruhe, d.h. wohldurchdacht erfolgen. Beschäftigt sich der Gesetzgeber hingegen erst dann mit dieser Frage, wenn Probleme drohen, resultieren suboptimale Lösungen.
13. Unsere Konferenz ist interessiert und bereit, an der Ausgestaltung eines solchen Absicherungsmechanismus mitzuarbeiten. Denkbar sind beispielsweise Anlehnungen an das darlehensähnliche System des Contract for Difference (CfD), an einen Auffangfonds, an eine Versorgungs-Versicherung oder an Bürgschaften. Es geht also nicht darum, Subventionen aktiv auszurichten, sondern darum, ein Auffangnetz bereit zu stellen, welches nur im Notfall benötigt wird.
14. Die alleinige Befürchtung, dass die EU einem solchen Instrument kritisch gegenüberstehen könnte (EB, Ziff. 3, S. 11), darf kein Hinderungsgrund zu dessen intelligenter Ausgestaltung und Implementierung bilden.
15. Bei der detaillierten Ausgestaltung des Instruments geht es einerseits darum, dieses so weit als möglich EU-kompatibel auszugestalten. Andererseits muss der Bundesrat auch Farbe bekennen, ob er im Rahmen der weiteren Verhandlungen über ein Stromabkommen für solche (allenfalls) nicht ganz EU-konforme Förderinstrumente zugunsten der systemrelevanten Wasserkraft im Sinne einer «conditio sine qua non» einsteht oder nicht. Ist er hierzu nicht bereit, wird auch die Haltung zum Rahmenabkommen zu hinterfragen sein.

16. Bis ein neuer Mechanismus, der den Wasserkraftwerken bei längeren Tiefenpreisphasen als Sicherheitsnetz dient, in Kraft tritt, soll die heutige bestehende Marktprämie als Krisenlösung beibehalten werden.

### III. PHOTOVOLTAIK UND WINDENERGIE

#### 1. Photovoltaik-Anlagen

Die Absicht des Bundesrates, den Zubau der PV-Anlagen zu beschleunigen können wir unter Vorbehalt der vorstehenden Kritik bezüglich Priorisierung unter Berücksichtigung der zur Diskussion stehenden Dimensionen unterstützen. Wir haben vorstehend (oben S. 2) ausgeführt, dass die Technologien nicht gegeneinander ausgespielt werden sollen. Die verschiedenen Formen der erneuerbaren Stromproduktion sind gemeinsam zu fördern. Hierzu bedarf es aber eines Fördersystems, welches den Dimensionen und Probleme adäquat Rechnung trägt. Oder negativ ausgedrückt: Ein Fördersystem, welches die Wasserkraft als blosser Erfüllungsgehilfin eines Ausbaus der PV-Anlagen sieht, könnten wir nicht unterstützen.

Wir begrüssen die Erhöhung der Fördereffizienz durch die Einführung von Auktionen für grosse PV-Anlagen. Dies steigert die Effizienz der eingesetzten Fördermittel. Zudem sind namentlich die grossen PV-Anlagen geeignet, in wirksamer Weise zur Versorgungssicherheit beizutragen. Allerdings sollte die Ausrichtung von Förderbeiträgen an grosse PV-Anlagen noch deutlich zugunsten der Stromproduktion im Winterhalbjahr priorisiert werden.

Grosse PV-Anlagen in Gebirgsregionen haben erhebliches Potenzial um in höherem Ausmass zur Versorgungssicherheit beizutragen (Sonnenscheindauer). Wir weisen aber auch hier darauf hin, dass sich bei Realisierung solcher Anlagen Zielkonflikte mit Anliegen des Raumplanungs-, des Umweltschutzes sowie des Natur- und Heimatschutzes ergeben können. Der Bundesrat muss hier den Mut aufbringen, Akzente zu setzen. Es sind verstärkt Ermessensentscheide der lokalen Behörden zu ermöglichen. Das sachgerechte Ausüben des Ermessens bedeutet die Berücksichtigung aller betroffenen Interessen und deren sachgerechte Abwägung. Letztere muss aber den Behörden vor Ort zukommen und nicht durch rechtlich enge Leitplanken und/oder durch detailreiche Vollzugshilfen und Empfehlungen von Bundesstellen, welche den Ermessensspielraum vor Ort unnötig einengen.

#### 2. Windenergie

Grundsätzlich ist auch die Windenergie für die Stromproduktion im Winterhalbjahr geeignet. Doch auch sie stösst auf Widerstand aus Gründen des Raumplanungs-, des Umweltschutzes sowie des Natur- und Heimatschutzes. Das vorstehend Ausgeführte gilt deshalb bei der Genehmigung von Windkraftanlagen gleichermaßen.

Die unterbreiteten Revisionsvorschläge sind mit Bezug auf die Projektierungsbeiträge als auch mit Bezug auf die Förderungs-Untergrenze zu optimieren. Die Projektierungsbeiträge sind breiter zu fassen und die Förderungs-Untergrenze sollte auf 5 MW gesenkt werden.

## IV. DETAILBEMERKUNGEN

### 1. Ablösung des Einspeisevergütungssystems durch Investitionsbeiträge

Wir verweisen auf unsere vorstehenden Ausführungen. Die blosser Ablösung des Einspeisevergütungssystems durch Investitionsbeiträge, und dies mit alleinigem Fokus auf ein sachlich unvollständiges Verständnis des «Zubaus», erachten wir als unzureichend. Das Fördersystem ist vielmehr:

- a) in Berücksichtigung, dass es sich bei den zahlreich anstehenden Konzessionserneuerungen (bzw. beim Weiterbetrieb in Eigenregie nach ausgeübtem Heimfall) für bestehende Wasserkraftwerke wasserrechtlich, umweltrechtlich, wirtschaftlich und technisch um Neuanlagen handelt, fundamental zu überdenken;
- b) anhand der vom Bundesrat gesetzten Kriterien *Umweltverträglichkeit*, *Effizienz* und *langfristige Versorgungssicherheit* neu zu gewichten und zu priorisieren, und
- c) mit einer Massnahme zur Sicherung der bestehenden, systemrelevanten Wasserkraftproduktion zu ergänzen.

### 2. Auktionen für grosse Photovoltaikanlagen

Die Einführung von Auktionen für die Einmalvergütungen bei grossen PV-Anlagen wird begrüsst, doch sind die Parameter einfacher und genauer zu definieren. Zudem muss die Ausrichtung von Förderbeiträgen an grosse PV-Anlagen noch deutlich zugunsten der Stromproduktion im Winterhalbjahr priorisiert werden. So sollen die Auktionen für den PV-Ausbau nicht nur auf die maximale Jahresproduktion ausgerichtet sein, sondern neben der Winterstromproduktion sollten auch die Ost-West-Ausrichtung sowie Fassaden-Anlagen wichtige Kriterien bilden sein. Es ist nämlich von Bedeutung, Produktion und Verbrauch möglichst anzugleichen, um das «Peak-Shaving» zu vermindern.

### 3. Wasserkraft

#### 3.1 Fördersystem ist signifikant neu zu priorisieren und zu ergänzen

Wie vorstehend in Kapitel II. ausführlich dargelegt, benötigt das Elektrizitätspolitische Fördersystem nicht nur eine signifikant andere Priorisierung hin zur Sicherung der systemrelevanten, bestehenden Wasserkraftproduktion. Es bedarf auch einer Ergänzung mit einem Auffangmechanismus im Sinne unserer vorstehenden Ausführungen in Ziff. II./3.. Bei der Förderung des Zubaus ist der Fokus zudem vor allem auf die Winterproduktion zu legen, welche zur Versorgungssicherheit beiträgt.

#### 3.2 Keine Einschränkung von Investitions- und Projektierungsbeiträge auf erhebliche Erneuerungen

Aus Sicht der RGKG ist auf eine Begrenzung des Investitionsbeitrags auf höchstens 5 MW bei erheblichen Erneuerungen von Wasserkraftanlagen zu verzichten (vgl. Art. 26 Abs. 1 Bst. c E-EnG). Ein Investitionsbeitrag soll zudem für die Projektierung von neuen Wasserkraftanlagen (mit einer Leistung von mindestens 1 MW), erheblichen Erweiterungen von Anlagen (mit einer Leistung von mindestens 300 kW nach der Erweiterung) sowie erhebliche Erneuerungen (mit einer Leistung von mindestens 300 kW) möglich sein. Auch für den Anteil des Umwälzbetriebs einer Anlage sollen Investitionsbeiträge gesprochen werden können.

Schliesslich ist Art. 26 Abs. 7 E-EnG dahingehend anzupassen, dass die Bezeichnung von prioritären Anlagen ebenfalls die erheblichen Erweiterungen einer Anlage mit einer Leistung von mindestens 300 kW umfasst. Gleichzeitig sollte explizit festgelegt werden, dass bei der Bezeichnung solcher Anlagen insbesondere der Aspekt einer erheblichen Erhöhung der Produktion von erneuerbarer Winterenergie bzw. der Fähigkeit zur erheblichen Steigerung der Energiespeicherung berücksichtigt werden muss.



**3.3 *Wegfall der Prüfung der NAM bei Bestimmung der Investitionsbeiträge***

Dieser Neuerung können wir im Sinne einer Vereinfachung und Verschlanung der Verfahren zustimmen.

**3.4 *Erhöhung des Förderanteils der Grosswasserkraft von 0,1 auf 0,2 Rp./kWh***

**3.5 *Neue Regelung zu prioritären Anlagen***

Diese beiden Massnahmen sind gemeinsam zu betrachten. Der Gedankenansatz, der diesem «Subsystem» bei der Förderung der Grosswasserkraft zu Grunde liegt, ist grundsätzlich nachvollziehbar. Um diesbezüglich eine definitive Stellungnahme abgeben zu können, ist der Mechanismus der Priorisierung aber noch zu wage skizziert (EB, S. 19). Was aber mit Bestimmtheit bereits gesagt werden kann ist, dass die Erhöhung des Förderanteils um 0,1 Rp/kWh völlig unzureichend ist.

**4. Projektierungsbeiträge**

Dieser Neuerung können wir zustimmen, weil bis zum baureifen Projekt sehr grosse Vorfinanzierungen nötig sind, was Investoren abschrecken könnte. Dies gilt für Wasser- und Windkraftwerke gleichermaßen. Für Wasserkraftanlagen sind aber Anpassungen vorzunehmen (vgl. IV./3.2). Zudem können während der mehrere Jahre dauernden Vorlaufzeiten die Förderbedingungen ändern, was die gesamten Planungen zunichtemachen kann. Wir weisen jedoch darauf hin, dass diese Fördermassnahme im gesamten Kontext betrachtet, bloss einem «Tropfen auf dem heissen Stein» gleichkommt.

**5. Angaben zu serienmässig hergestellten Anlagen, Fahrzeugen und Geräten**

Keine Bemerkungen.



## IV. ZUSAMMENFASSUNG

Auch wenn verschiedene Punkte der EnG-Revision in die richtige Richtung gehen, sieht unsere Konferenz insbesondere in folgenden Punkten **signifikanten Überarbeitungsbedarf**:

Im Bereich der **Wasserkraft** muss das Fördersystem:

- a) in Berücksichtigung, dass es sich bei den zahlreich anstehenden Konzessionserneuerungen (bzw. Projektgenehmigungen beim Weiterbetrieb in Eigenregie nach ausgeübtem Heimfall) für bestehende Wasserkraftwerke wasserrechtlich, umweltrechtlich, wirtschaftlich und technisch um Neuanlagen handelt, fundamental überdacht werden;
- b) anhand der vom Bundesrat gesetzten Kriterien *Umweltverträglichkeit, Effizienz und langfristige Versorgungssicherheit* neu gewichtet und priorisiert werden,
- c) mit einer Massnahme zur Sicherung der bestehenden, systemrelevanten Wasserkraftproduktion ergänzt werden, und
- d) in seiner heutigen Ausgestaltung, d.h. mit bestehende Marktprämie gegebenenfalls so lange beibehalten werden, bis ein neuer Mechanismus, der den Wasserkraftwerken bei längeren Tiefenpreisphasen als Sicherheitsnetz dient, in Kraft tritt.

Im Bereich der **Photovoltaik** muss das Fördersystem bei der Förderung von grossen PV-Anlagen deutlich stärker auf die Winterstromproduktion ausgerichtet werden;

Schliesslich sind die **Projektierungsbeiträge für Grossanlagen** (namentlich Windanlagen) zu erweitern.

Wir ersuchen Sie, unsere Anliegen bei der Überarbeitung der Revisionsvorlage zu berücksichtigen.

Mit freundlichen Grüssen

### REGIERUNGSKONFERENZ DER GEBIRGSKANTONE

Der Präsident:

Roberto Schmidt

Der Generalsekretär:

Fadri Ramming

**Geht in Kopie per Mail an:**

[EnG@bfe.admin.ch](mailto:EnG@bfe.admin.ch)