



Ausserbetriebnahme (Stilllegung) einer Wasserkraftanlage als Sanierungsmassnahme: Grundsätze der Entschädigung gestützt auf Art. 34 EnG (Netzzuschlagsfonds)

1. Die Stilllegung einer Wasserkraftanlage soll – da der Gesetzgeber aus energiepolitischen Gründen wollte, dass die Sanierung mit möglichst geringer Energieminderproduktion verbunden ist – eine Ausnahme sein.
2. Eine Stilllegung kann nicht zwangsweise angeordnet werden, sondern nur mit der Einwilligung des Inhabers.
3. Ob neben der Stilllegung für die Sicherstellung der Längsvernetzung und für den Fischschutz auch der Rückbau von Anlagenteilen (z.B. Rückbau Wehr, Ersatz durch Rampe, Ausbau der Turbine, Absperren/Aufschütten des Oberwasserkanals etc.), oder der gesamten Anlage nötig ist, bleibt im Einzelfall zu klären. Neben der Entschädigung für die Stilllegung würden auch die Kosten für den nötigen Rückbau entschädigt. Die nachfolgenden Grundsätze regeln nur die Höhe der Entschädigung für die Stilllegung. Bezüglich Entschädigung eines Rückbaus siehe Kap. 4.6, S. 38 des Vollzugshilfemoduls Finanzierung (der Rückbau der für die Sanierung notwendigen Anlagenteile kann grundsätzlich entschädigt werden).
4. Die Stilllegung muss eine geeignete Massnahme zur Sanierung der bestehenden wesentlichen Beeinträchtigung sein.
5. Alternative Sanierungsmassnahmen sind zu prüfen. Die Bestvariante wird im Rahmen einer Interessenabwägung festgelegt (Art. 39a und 43a GSchG, Art. 9/10 BGF).
6. Durch eine Entschädigung über den Netzzuschlagsfonds (NZF) für die Stilllegung und ggf. Kosten für den (Teil)-Rückbau wird die Anlage nicht durch den Bund erworben. Der Bund übernimmt die Anlage also nicht und entschädigt auch keine Betriebs- oder Unterhaltskosten für verbleibende Anlagenteile. Entschädigt über den NZF werden die Kosten einer vorzeitigen Betriebseinstellung plus ggf. nötige Rückbaukosten.
7. Ob die Anlage im Eigentum des aktuellen Besitzers bleibt oder in das Eigentum eines Gemeinwesens übergeht ist entweder in den Konzessionsbestimmungen oder in übergeordneten kantonalen Bestimmungen geregelt. Das Sanierungsverfahren nach Art. 83a GSchG resp. Art. 10 BGF gibt diesbezügliche keine Vorgaben.
8. Als effektive Kosten einer vorzeitigen Betriebseinstellung wird der entgangene zukünftige sogenannte operative Cashflow entschädigt, worunter der Saldo von entgangenen Erträgen (Produktionserlöse) und vermiedenen Kosten (für Betrieb, Unterhalt und Administration) der Wasserkraftanlage verstanden wird.
9. Es werden jahresweise die Produktionserlöse und Kosten ermittelt und abdiskontiert, um daraus den Nettobarwert (Net Present Value NPV) der jährlichen operativen Cashflows als einmalige Entschädigungssumme für die Stilllegung zu ermitteln.
10. Als Diskontierungssatz wird der kalkulatorische Zinssatz WACC gemäss Art. 66 Energieförderungsverordnung (EnFV) für die Gross- resp. Kleinwasserkraft verwendet¹.
11. Was die Entschädigungsdauer betrifft, so gilt folgende Regelung:
Der entgangene zukünftige operative Cashflow wird ab dem Zeitpunkt der effektiven Betriebseinstellung über eine Dauer von
- maximal 40 Jahren
- aber höchstens bis zum Konzessionsende²

¹ für das Jahr 2020 beträgt dieser 4.98%

² Anrechenbar sind nur Kosten, die tatsächlich entstanden sind und unmittelbar für die wirtschaftliche und zweckmässige Ausführung der Massnahmen erforderlich sind. Wenn eine Anlage im Zusammenhang mit der

- entschädigt. Im Einzelfall zu regeln ist die Dauer, wenn das Kraftwerk aktuell stillsteht, nicht betriebsfähig ist oder aus sonstigen Gründen ein vorzeitiger Nutzungsverzicht absehbar ist³.
12. Entschädigungsdauer bei ehehaften Rechten: Bei ehehaften Rechten erfolgt in der Regel keine Entschädigung zukünftiger Einbussen, weil diese Rechte durch eine Konzession abgelöst werden müssen, ihr Zustand daher einem «Konzessionsende» entspricht und es entsprechend keine «Konzessionsrestlaufzeit» zu entschädigen gibt. Die Aufgabe des Rechts an sich wird nicht entschädigt. In Einzelfällen, in denen der Kraftwerksinhaber im Vertrauen auf behördliche Zusicherungen namhafte Investitionen zum Weiterbetrieb getätigt hat, welche noch nicht abgeschrieben sind, wird ein Pauschalbetrag entschädigt. Dessen Höhe orientiert sich im Sinne einer Übergangsfrist am entgangenen operativen Cashflow ab Zeitpunkt der effektiven Betriebseinstellung bis Ende 2030, bei Anlagen mit KEV/MFK-Vergütung bis zum Ende der KEV- resp. MFK-Vergütung.
 13. Ermittlung der jährlichen Produktionserlöse: resultiert aus dem Produkt aus Energieproduktion und Strompreis. Als Produktion wird der Mittelwert der effektiv erzeugten jährlichen Energie über die letzten 10 Jahre verwendet⁴. Als Strompreise werden die offiziellen Strompreisszenarien des BFE für die Berechnung der Investitionsbeiträge verwendet⁵. Für die Jahre, für welche der Kraftwerksinhaber über eine Zusicherung zu speziellen Vergütungstarife (z.B. KEV, MKF) verfügt, werden diese Preise verwendet. In den Fällen, in welchen der Inhaber die Herkunftsnachweise (HKN) der Produktion handeln kann, kann der HKN-Preis zum Strompreis hinzugerechnet werden. Als zukünftiger HKN-Preis wird der Mittelwert der HKN-Preise der letzten 5 Jahre angenommen.
 14. Ermittlung der jährlichen Kosten:
 - Für Kleinwasserkraftwerke werden die jährlichen Kosten gestützt auf die Umfrageergebnisse⁶ des Verbands Swiss Small Hydro zu den jährlichen Kosten für Betrieb, Unterhalt und Administration geschätzt (siehe Anhang). Die jährlichen Kosten sind dabei in Anhängigkeit der Leistung und Fallhöhe klassiert. Um für ein konkretes Kraftwerk mit bestimmter Leistung und Fallhöhe die jährlichen Kosten festzulegen, wird anhand der Klassenmittelwerte linear interpoliert (siehe Bsp. im Anhang).
 - Für Grosswasserkraftanlagen werden die jährlichen Kosten aus den Geschäftsberichten bestimmt⁷.

ökologischen Sanierung stillgelegt wird, kann davon ausgegangen werden, dass die Konzession nicht erneuert worden wäre. Somit entstehen nach Konzessionsablauf auch keine Kosten.

³ z.B. KW verfügt über eine laufende Konzession, aber die Anlage ist kaputt und der Besitzer nicht bereit, die Ersatzinvestition zu leisten. Anrechenbar sind nur Kosten, die effektiv entstanden wären. Eine Anlage, die nicht in Betrieb ist, hat auch keine Erlöseinbussen.

⁴ Zu berücksichtigen sind nur Jahre ohne längere Stillstandszeiten.

⁵ Dabei wird der jährliche Base-Preis des Szenarios «Mittel» herangezogen.

⁶ <https://swissmalhydro.ch/wp-content/uploads/2016/02/Bericht-Betriebskosten-KWKW-v1.1-mit-Anhang.pdf>

⁷ Als Kosten werden alle laufenden Kosten für Administration, Betrieb und Unterhalt (Instandhaltung und Instandsetzung) berücksichtigt. Kosten für kürzlich erfolgte wesentliche Ersatzinvestitionen für die Erneuerung von grösseren Anlagenteile werden bei der Kostenbetrachtung ausgeklammert, damit der Inhaber nicht für nicht amortisierte wesentliche Investitionen bestraft wird.

Anhang 1 Jahreskosten aus Umfrage Swiss Small Hydro

		< 5m		5...20m		> 20m		Insgesamt	
		CHF	CHF/kW	CHF	CHF/ kW	CHF	CHF/ kW	CHF	CHF/ kW
< 50kW		19'000	803	16'000	726	6'500	305	9'950	670
50...300 kW		43'500	336	27'700	236	18'000	136	29'000	224
300 kW... 1 MW		99'300	249	76'111	161	99'400	175	88'100	161
> 1 MW								127'100	77
Alle Anlagen			484		191		176		285

Rechenbeispiel zur Bestimmung der jährlichen Kosten für ein Kraftwerk mit 90kW Leistung und 6m Fallhöhe:

- zunächst Interpolation Leistungsklassen:

einerseits mit den Klassenmittelwerten als Stützwerte bei Fallhöhe <5m: bei 25 kW CHF 19'000, bei 175 kW CHF 43'500 => bei 90 kW CHF 29'617

andererseits mit den Klassenmittelwerten als Stützwerte bei Fallhöhe 5 .. 20 m: bei 25 kW CHF 16'000, bei 175 kW CHF 27'700 => bei 90 kW CHF 21'070

- Schliesslich Interpolation der Werte für Leistung 90 kW anhand Fallhöhe mit den Klassenmittelwerten als Stützwerte: bei 2.5m CHF 29'617 und bei 12.5m CHF 21'070 ergibt für Fallhöhe 6m CHF 26'626