



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr,  
Energie und Kommunikation UVEK

**Bundesamt für Energie BFE**  
Sektion Wasserkraft

28. Februar 2025

# Richtlinie über den Vollzug der Marktprämie

im Rahmen von Artikel 90 Absatz 3 der Energieförderungsverordnung (EnFV, SR 730.03)

Version 7.0 vom 28. Februar 2025



## Inhalt

Übersicht Versionen .....	4
Abkürzungsverzeichnis .....	5
1. Einleitung.....	6
2. Rahmenbedingungen .....	6
2.1. Rechtlicher Stellenwert dieser Richtlinie .....	7
2.2. Rechtliche Grundlagen .....	7
2.2.1. Energiegesetz und Energieförderungsverordnung .....	7
2.2.2. Erläuterungen zur Energieförderungsverordnung .....	7
2.3. Anspruchsberechtigung.....	7
2.4. Marktprämie und Grundversorgung .....	8
2.5. Definition der Kraftwerksanlage .....	8
2.6. Anforderungen an den Jahresabschluss.....	9
2.7. Geschäftsperiode .....	9
2.8. Zeitliche Abgrenzungen.....	10
2.9. Rechnungslegungsstandard.....	10
2.10. Marktprämienberechtigte Energiemenge .....	10
3. Für einen effizienten Betrieb nötige Gestehungskosten .....	11
3.1. Betriebskosten.....	11
3.1.1. Übriger Betriebsertrag.....	12
3.1.2. Aktivierte Eigenleistungen.....	12
3.1.3. Kosten des Pumpspeicherbetriebs .....	13
3.1.4. Energieaufwand .....	13
3.1.5. Netznutzungsaufwand .....	13
3.1.6. Material und Fremdleistungen .....	13
3.1.7. Personalaufwand .....	14
3.1.8. Übrige Betriebskosten.....	14
3.1.9. Betriebsfremder Aufwand / Ertrag.....	14
3.1.10. Ausserordentlicher Aufwand / Ertrag .....	15
3.1.11. Gesamtbetriebliche Leistungen und Vermarktung.....	15
3.1.12. Rückstellungen für Betriebsrisiken .....	15
3.2. Kapitalkosten .....	16
3.2.1. Abschreibungen .....	16
3.2.2. Kosten des eingesetzten Kapitals.....	16
3.3. Abgaben und Leistungen an die Gemeinwesen .....	17
3.3.1. Wasserzinsen.....	17



3.3.2. Konzessionsabgaben.....	17
3.3.3. Weitere Konzessionsleistungen.....	17
3.3.4. Direkte Steuern .....	18
3.3.5. Indirekte Steuern.....	18
4. Erlöse .....	18
4.1. Erlös aus dem Handel von Strom für den folgenden Tag (Day-Ahead-Markt).....	18
4.2. Absicherungserlöse bzw. -kosten aus Terminmärkten .....	19
4.3. Erlös aus Systemdienstleistungen .....	19
4.4. Erlös aus Herkunftsnachweisen .....	21
4.5. Erlös aus der Winterreserve .....	21
Quellenverzeichnis .....	23



## Übersicht Versionen

Version	Datum	Bemerkungen
1.0	26. Januar 2018	Initialversion
2.0	25. Februar 2019	Anpassungen aufgrund Erfahrungen im Gesuchsjahr 2018; Redaktionelle Anpassungen
3.0	21. Februar 2020	Verweis auf Weisung 2/2018 der EICom anstelle von Weisung 3/2012
4.0	26. Februar 2021	Kleine Anpassungen in Ziff. 3.1.4 und Ziff. 3.1.8
5.0	3. März 2022	Diverse Ergänzungen insbes. Anspruchsberechtigung, Energimengen, Anlageverbünde
6.0	29. Februar 2024	Präzisierung in Ziff. 2.4 zum Abzug für gesamtbetriebliche Leistungen bei Erlösen aus der Grundversorgung.
7.0	28. Februar 2025	Berücksichtigung weiterer Erlösbestandteile und der Aufwendungen für gesamtbetriebliche Leistungen gemäss EnFV Stand 1. Januar 2025



## Abkürzungsverzeichnis

BFE	Bundesamt für Energie
EEX	European Energy Exchange
EIV	Einmalvergütung
EICom	Eidgenössische Elektrizitätskommission
EnG	Energiegesetz vom 30. September 2016 (SR 730.0)
EnFV	Energieförderungsverordnung vom 1. November 2017 (SR 730.03)
EVU	Elektrizitätsversorgungsunternehmen
HKN	Herkunftsnachweis
KEV	Kostenorientierte Einspeisevergütung
KRSG-CH	Kostenrechnungsschema Gestehungskosten
KRSV-CH	Kostenrechnungsschema für Verteilnetzbetreiber der Schweiz
kWh	Kilowattstunde
kW, MW	Kilowatt, Megawatt
OR	Obligationenrecht vom 30. März 1911 (SR 220)
SDL	Systemdienstleistung
StromVG	Stromversorgungsgesetz vom 23. März 2007 (SR 734.7)
StromVV	Stromversorgungsverordnung vom 14. März 2008 (SR 734.71)
UVEK	Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation
VSE	Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
WACC	Weighted Average Cost of Capital; durchschnittlicher, gewichteter Kapitalkostensatz
WASTA	Statistik der Wasserkraftanlagen
WRG	Wasserrechtsgesetz vom 22. Dezember 1916 (SR 721.80)



## 1. Einleitung

Mit dem Inkrafttreten des revidierten Energiegesetzes (EnG, SR 730.0) am 1. Januar 2018 erhalten Betreiber von Grosswasserkraftwerken mit einer mittleren mechanischen Bruttoleistung von grösser als 10 MW, die ihre Energie am Markt zu Preisen unter den Gestehungskosten absetzen müssen, einen Anspruch auf eine Marktprämie. Trägt nicht der Betreiber das wirtschaftliche Risiko des Stromabsatzes, sondern ein Eigentümer/Partner oder ein Energieversorgungsunternehmen (EVU) mit langfristigem Abnahmevertrag, ist dieser Akteur anspruchsberechtigt. Die Marktprämie war ursprünglich ab 2018 auf fünf Jahre befristet, wurde aber mit der parlamentarischen Initiative 19.443 Girod während der Herbstsession 2021 durch das Parlament um weitere 8 Jahre verlängert. An den gesetzlichen Grundlagen wurden mit dieser Verlängerung jedoch keine Änderungen vorgenommen. Gemäss Artikel 38 Abs. 2 EnG wird die Marktprämie zum letzten Mal im Jahr 2031 ausbezahlt.

Zur Bestimmung der Höhe der Marktprämie wurde bisher aufgrund der komplexen Strukturen der Elektrizitätswirtschaft und um den Vollzugsaufwand möglichst tief zu halten ein vereinfachender Ansatz gewählt. So wurden sowohl erlös- als auch kostenseitig gewisse Posten, die sich in etwa die Waage halten sollten, nicht berücksichtigt. Die Erfahrung hat gezeigt, dass der vereinfachende Ansatz zur Folge hatte, dass namentlich bei flexiblen Kraftwerken (Speicher-, Pumpspeicher- und Umwälzkraftwerke) die Erlöse teils unterschätzt wurden und die betroffenen Kraftwerke dadurch unproportional hohe ungedeckte Gestehungskosten auswiesen. Dadurch resultierten tendenziell zu hohe Marktprämien. Aus diesen Gründen wurde die Energieförderungsverordnung (EnFV, SR 730.03) per 1. Januar 2025 dahingehend revidiert, dass neu sowohl die Erlöse als auch die Kosten in Analogie zur (ebenfalls per 1. Januar 2025 eingeführten) gleitenden Marktprämie genauer ermittelt werden: Auf der Kostenseite werden neu auch die Aufwendungen für gesamtbetriebliche Leistungen und die Vermarktung des Stroms berücksichtigt (Art. 90 Abs. 1 Bst. d EnFV, siehe Ziff. 3.1.11); auf der Erlösseite werden neu zusätzlich zum Erlös aus dem Handel von Strom für den folgenden Tag (Day-Ahead Markt) auch die Absicherungserlöse bzw. -kosten aus Terminmärkten die Erlöse aus dem Verkauf von Systemdienstleistungen, sowie die Erlöse aus Herkunftsnachweisen und der Winterreserve berücksichtigt (Art. 89 Abs. 1 EnFV, siehe Ziff. 4.2 bis 4.5).

## 2. Rahmenbedingungen

Gemäss Artikel 90 Absatz 3 der EnFV legt das Bundesamt für Energie (BFE) in einer Richtlinie die Gestehungskosten bzw. die anrechenbaren Betriebs- und Kapitalkosten fest.

Das BFE zeigt in der vorliegenden Richtlinie Aspekte auf, die für den Vollzug der Marktprämie gestützt auf Art. 30 f. EnG i.V.m. Art. 88 ff EnFV relevant sind.

Das BFE stützt sich dabei, soweit möglich und für den Vollzug der Marktprämie sinnvoll, auf bestehende Grundlagen. Dazu gehören Materialien, die aus der Prüfung der Gestehungskosten einer effizienten Produktion im Rahmen der Grundversorgung nach Artikel 4 Absatz 1 der Stromversorgungsverordnung (StromVV, SR 734.71) durch die EICom stammen. Weiter auf Materialien der Strombranche, wie bspw. das Kostenrechnungsschema Gestehungskosten des Verbands der Schweizerischen Elektrizitätsunternehmen (VSE) sowie Materialien der Schweizer Wasserwirtschaft, so zum Beispiel Analysen zu Gestehungskosten der Schweizer Wasserkraft des Schweizerischen Wasserwirtschaftsverbands (SWV) und Swisselectric. Des Weiteren werden öffentlich verfügbare Geschäftsberichte von schweizerischen Wasserkraftwerken berücksichtigt.



## **2.1. Rechtlicher Stellenwert dieser Richtlinie**

Richtlinien bieten eine Hilfestellung bei der Auslegung einer Rechtsnorm. Sie gehen über unverbindliche Empfehlungen hinaus, beanspruchen aber nicht denselben Grad an Verbindlichkeit wie Verordnungen. Die vorliegende Richtlinie widerspiegelt die Sicht des Bundesamts für Energie (BFE). Begründete Abweichungen von der Richtlinie sind nicht grundsätzlich ausgeschlossen. Sie sind aber an den Nachweis gebunden, dass den rechtlichen Bestimmungen, auf welche sich die Richtlinie bezieht, in gleicher Weise nachgekommen wird. Die Richtlinie wird bei Bedarf oder bei Veränderung der Gesetzgebung entsprechend angepasst.

## **2.2. Rechtliche Grundlagen**

### **2.2.1. Energiegesetz und Energieförderungsverordnung**

Im EnG ist die Marktprämie in den Artikeln 30 und 31 geregelt. Die EnFV regelt die Marktprämie in den Artikeln 88 ff.

### **2.2.2. Erläuterungen zur Energieförderungsverordnung**

In den Erläuterungen zur EnFV hat das UVEK die Bestimmungen zur Verordnung zuhanden des Bundesrates im Detail ausgeführt. Sie bilden demnach auch für die vorliegende Richtlinie eine wesentliche Grundlage.

## **2.3. Anspruchsberechtigung**

Anspruch auf eine Marktprämie haben die Betreiber von Grosswasserkraftwerken, die ihren Strom am Markt unter den Gestehungskosten absetzen müssen. Tragen nicht die Betreiber der Wasserkraftwerke, sondern ihre Eigentümer oder Stromversorger mit Abnahmeverträgen für den Strom das Risiko ungedeckter Gestehungskosten, so sind diese anspruchsberechtigt. Für die Beurteilung, ob der Strom unter den Gestehungskosten verkauft werden musste, wird in jedem Fall der Preis am Day-Ahead-Markt (Art. 30 Abs. 4 Bst. a EnG i.V.m. Art. 89 EnFV) und die Gestehungskosten gemäss Marktprämiemethodik (Art. 30 Abs. 4 Bst. c EnG i.V.m. Art. 90 EnFV) herangezogen.

Wenn ein Betreiber oder ein Eigner einer Grosswasserkraftanlage den Strom zu Gestehungskosten oder ähnlichen Konditionen weiterverkauft, geht das Risiko nicht gedeckter Gestehungskosten an den Käufer über (Art. 30 Abs. 2 EnG i.V.m. Art. 88 Abs. 3 EnFV). In diesem Fall trägt nicht der Verkäufer der Energie das Risiko ungedeckter Gestehungskosten, sondern der Abnehmer dieser Energie. Folglich ist der Abnehmer und nicht der Verkäufer marktprämienberechtigt, wenn die Gestehungskosten nicht gedeckt sind. Damit das BFE in jedem Fall beurteilen kann, wer das Risiko nicht gedeckter Gestehungskosten trägt, müssen Abnahmeverträge für Energie aus Kraftwerken, die im Marktprämiengesuch enthalten sind, mit dem Gesuch dem BFE eingereicht werden.



## 2.4. Marktprämie und Grundversorgung

Auf der Grundlage von Art. 31 Abs. 3 EnG und Art. 6 Abs. 5<sup>bis</sup> StromVG darf unrentabler Wasserkraftstrom prioritär und zu Gestehungskosten in der Grundversorgung abgesetzt werden. Aus diesem Grund müssen Berechtigte, die mit der Grundversorgung betraut sind, für die Bestimmung der zur Marktprämie berechtigenden Menge Elektrizität rechnerisch diejenige Menge abziehen, die sie in der Grundversorgung maximal verkaufen könnten (Grundversorgungspotenzial) (Art. 31 Abs. 1 EnG). Die abzuziehende Menge reduziert sich im Umfang anderer Elektrizität aus erneuerbaren Energien in der Grundversorgung (Art. 31 Abs. 2 EnG). Wenn aber der Marktprämienberechtigte mit der Marktprämie, den Verkäufen in der Grundversorgung sowie den Einnahmen an den im Rahmen der Marktprämie berücksichtigten Energiemärkten (nicht in der Grundversorgung abgesetzte Energie) über das gesamte Portfolio mehr einnehmen würde, als zur Deckung der Gestehungskosten für dasselbe Portfolio nötig ist, so reduziert sich die Marktprämie entsprechend (Art. 92 Abs. 3 EnFV). Zur Beurteilung, ob sich die Marktprämie gestützt auf den genannten Artikel reduziert, zieht das BFE die effektiven Tarife in der Grundversorgung gemäss StromVG heran. Diese Tarife müssen darum im Gesuchsformular für alle im Gesuch enthaltenen Grosswasserkraftanlagen deklariert werden. Da ab dem Gesuchsjahr 2025 (Geschäftsjahr 2024 oder hydrologisches Jahr 2023/2024) die Aufwendungen für gesamtbetriebliche Leistungen und die Vermarktung des Stroms bis zu einer bestimmten Höhe auch berücksichtigt werden (Art. 90 Abs. 1 Bst. d EnFV), sind die Gestehungskosten, welche zur Bestimmung der Grundversorgungstarife verwendet werden, mit den Gestehungskosten im Rahmen der Marktprämie vergleichbar. Es braucht darum bei den deklarierten Grundversorgungstarifen keine Korrektur mehr.

## 2.5. Definition der Kraftwerksanlage

Nach Artikel 30 EnG haben Betreiber von Grosswasserkraftanlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW ein Anrecht auf die Marktprämie, sofern sie die Produktion aus dieser Anlage am Markt unter Gestehungskosten verkaufen müssen. Dementsprechend ist klar, dass die relevante Einheit die „Wasserkraftanlage“ ist. Die Statistik der Wasserkraftanlagen (WASTA) des BFE listet alle in der Schweiz vorhandenen Zentralen von Wasserkraftwerken mit mindestens 300 Kilowatt (kW) Leistung auf. Eine Zentrale enthält eine oder mehrere stromproduzierende Maschinen an einem Standort. Ebenso gehören allfällig vorhandene Pumpen zur Zentrale. Die Zentrale bildet zusammen mit allen, für die Produktion notwendigen technischen Einrichtungen wie Wasserfassungen, Stauanlagen, Wasserwege, elektrotechnischen Anlagen, Bauten für Transportwege und Erschliessung, Gebäude usw. ein Kraftwerk. Mit dem Begriff «Einzelanlage» aus Artikel 88 EnFV ist diese stromproduzierende Zentrale respektive das einzelne Kraftwerk gemeint. Nach Artikel 88 EnFV sind nicht nur Einzelanlagen, sondern auch Anlagenverbünde prämierechtigt, sofern alle Einzelanlagen hydraulisch verknüpft und gemeinsam optimiert sind und die Gestehungskosten insgesamt nicht gedeckt sind.

Die hydraulische Verknüpfung von Einzelanlagen ist dann gegeben, wenn die Einzelanlagen durch einen künstlichen Wasserweg miteinander verbunden sind. Für die gemeinsame Optimierung müssen die Einzelanlagen als eine Einheit betrieben und optimiert werden. In der Regel ist davon auszugehen, dass bei alpinen Kraftwerkskomplexen, die meistens als Partnerwerke betrieben werden, die hydraulische Verknüpfung und gemeinsame Optimierung gegeben ist. Müssten die einzelnen Anlagen, die ein Partnerwerk bilden, als Einzelanlagen betrachtet werden, würde dadurch der Vollzug



der Marktprämie unverhältnismässig kompliziert. Hintereinanderliegende Flusskraftwerke erfüllen hingegen die Anforderungen an einen Anlagenverbund in der Regel nicht, da diese nur durch natürliche Wasserwege miteinander verbunden sind und der gemeinsamen Optimierung enge Grenzen gesetzt sind. Wenn hintereinanderliegende Flusskraftwerke als Einzelanlagen betrachtet werden, erhöht dies den Vollzugsaufwand nicht signifikant. Für die abschliessende Beurteilung, ob die Anforderungen an einen Anlagenverbund erfüllt sind, braucht es eine Prüfung des konkreten Einzelfalls.

Wenn aufgrund dieser Kriterien ein Anlagenverbund vorliegt, müssen zwingend alle Wasserkraftwerke des Anlagenverbundes (auch solche mit einer mittleren mechanischen Bruttoleistung kleiner als 10 MW und solche, die als Einzelkraftwerkanlagen rentabel sind) im Gesuch enthalten sein.

## **2.6. Anforderungen an den Jahresabschluss**

Um den Anspruch auf eine Marktprämie prüfen zu können, muss der Gesuchsteller die Kosten der Kraftwerke in möglichst einheitlicher Form und in objektiv überprüfbarer Weise ausweisen.

Gemäss den Artikeln 957 ff. des Obligationenrechts (OR, SR 220) zur kaufmännischen Buchführung und Rechnungslegung müssen juristische Personen und andere grössere Unternehmen eine verlässliche Buchführung unterhalten und Jahresrechnungen erstellen, die eine Erfolgsrechnung, Bilanz und Geldflussrechnung nach gewissen Vorgaben enthalten. Grössere Unternehmen unterstehen der obligatorischen Revision nach Artikel 727 OR. Dementsprechend basiert die Berechnung der anrechenbaren Gestehungskosten auf den so geprüften Jahresrechnungen. Es geht hier also um die externe, überprüfbare Sicht der Finanzbuchhaltung (in der Strombranche teilweise auch „Jahreskosten“ genannt) und nicht um die für die betriebsinterne Planung erstellte Betriebsbuchhaltung.

Viele Wasserkraftanlagen sind als sogenannte Partnerwerke in eigenen Aktiengesellschaften organisiert, weswegen bei diesen eine solche geprüfte Jahresrechnung bereits erstellt wird. Andere Wasserkraftanlagen sind vollständig in Konzerngesellschaften integriert. Bei solchen kann es sein, dass das Kraftwerk keine rechtlich selbständige Einheit bildet und deshalb auch keine geprüfte Jahresrechnung vorliegt. Ist dies der Fall, muss aus Gründen der Nachvollziehbarkeit und Gleichbehandlung innerhalb der Wasserkraftbranche für die Berechnung der Marktprämie eine separate Überleitung aus der Betriebsbuchhaltung im Sinne eines pro forma Abschlusses erfolgen. Die Testierung resp. Revision dieses Abschlusses kann bspw. über einen Prüfbericht eines unabhängigen Wirtschaftsprüfers gemäss Prüfstandard 920 erfolgen.

## **2.7. Geschäftsperiode**

Aufgrund der historisch gewachsenen Strukturen sind in der Schweizer Wasserkraft unterschiedliche Geschäftsperioden vorhanden. Verbreitet sind das Kalenderjahr (1. Januar bis 31. Dezember) und das hydrologische Jahr (1. Oktober bis 30. September). Einige Kraftwerke bilanzieren aufgrund spezifischer hydrologischer Abflussregimes oder spezifischer Unternehmensstrukturen in anderen Geschäftsperioden. Um eine gewisse Einheitlichkeit gewährleisten zu können und gestützt auf Art. 94, Absatz 2, Buchstabe c. EnFV, reichen die Gesuchsteller einen Jahresabschluss auf Basis des



Kalenderjahres oder des hydrologischen Jahres ein. Abschlüsse basierend auf weiteren Geschäftsperioden werden nicht akzeptiert.

Erstellt ein Kraftwerk einen Jahresabschluss basierend auf einer anderen Geschäftsperiode, hat der Betreiber dieses Kraftwerks zur Berechnung der Marktprämie zusätzlich einen Jahresabschluss basierend auf dem Kalenderjahr oder dem hydrologischen Jahr zu erstellen, diesen prüfen zu lassen und dem BFE zusammen mit dem Gesuch einzureichen. Die Idee hinter der Regelung zur Geschäftsperiode ist nicht, dass die Betreiber im ersten und allen nachfolgenden Gesuchsjahren frei zwischen den beiden Perioden Kalenderjahr und hydrologisches Jahr wählen und damit die Berechtigung auf Marktprämie maximieren. Vielmehr sollen die von den Kraftwerksbetreibern am meisten verbreiteten Perioden zugelassen werden, um keinen Mehraufwand für die Einreichung des Gesuches zu verursachen. Stellen mehrere Akteure für ihre jeweiligen Anteile an einem Kraftwerk Gesuch um Marktprämie, so haben sie sich bezüglich Geschäftsperiode zu einigen. Unterschiedliche Geschäftsperioden für verschiedene Anteile eines Kraftwerks werden vom BFE nicht akzeptiert.

## **2.8. Zeitliche Abgrenzungen**

Die Finanzbuchhaltung einer gewissen Geschäftsperiode enthält naturgemäss Aufwände und Erlöse aus früheren Geschäftsperioden, die erst in der laufenden Geschäftsperiode anfallen oder Rückstellungen für zukünftige Geschäftsperioden. Bei der Berechnung der Marktprämie eines Jahres sind die Aufwände und Erlöse jeweils für die relevante Geschäftsperiode auszuweisen. Massgebend ist also die Bemessungsperiode, respektive die Geschäftsperiode und nicht das Rechnungsdatum. Enthält der Aufwandposten «Wasserzinsen» bspw. Rückvergütungen für in der Vergangenheit zu viel bezahlte Beträge, so können diese Erlöse bei der Berechnung der Marktprämie abgezogen werden. Relevant ist hier die effektiv in der relevanten Geschäftsperiode anfallende Wasserzinsschuld und nicht der schlussendlich verbuchte Betrag in der Finanzbuchhaltung. Für die weiteren Aufwand- und Erlösposten gelten die vorgehend genannten Überlegungen sinngemäss. Ebenso werden Rückstellungen für zukünftige Aufwände nur akzeptiert, sofern sie aus betrieblicher Sicht notwendig sind, eindeutig der relevanten Geschäftsperiode zugewiesen werden können und entsprechend begründet sind. Das gleiche gilt für die Auflösung von Rückstellungen vergangener Jahre für nicht – oder in geringerer als geplanter Höhe – erfolgter Aufwände.

## **2.9. Rechnungslegungsstandard**

Nach Art. 962 ff. OR müssen grössere juristische Personen einen geprüften Jahresabschluss anhand eines anerkannten Rechnungslegungsstandards erstellen. In der Schweizer Wasserkraft sind verschiedene Rechnungslegungsstandards verbreitet. Das BFE akzeptiert alle Abschlüsse, die nach anerkannten Standards erstellt wurden.

## **2.10. Marktprämienberechtigte Energiemenge**

Um eine Gleichbehandlung aller Gesuchsteller zu gewährleisten und Doppelzahlungen von gewissen Energiemengen auszuschliessen, sind bei der Berechnung der marktprämienberechtigten Energiemenge die folgenden Punkte zu beachten: (1) Eigenbedarf und Verluste sind nicht



marktprämienberechtigt. Im Gesuchsformular ist deshalb immer die Nettoproduktion (nach Abzug von Eigenbedarf und Verlusten) anzugeben. Der Eigenbedarf ist auch dann abzuziehen, wenn dieser nicht mit Energie aus der eigenen Produktion, sondern mit Energie aus dem Netz gedeckt wird. Die Bruttoproduktion ist für die Berechnung der Marktprämie nicht relevant. (2) Energie, die einem Gemeinwesen aufgrund konzessionsrechtlicher Verpflichtungen kostenlos oder vergünstigt abzugeben ist (Konzessionsenergie), ist grundsätzlich marktprämienberechtigt und muss somit nicht von der Nettoproduktion abgezogen werden. Wenn die abzugebende Energiemenge bei einem Dritten beschafft wird oder anstelle einer physischen Lieferung eine finanzielle Entschädigung vereinbart wurde, können die Kosten der Fremdbeschaffung oder die finanzielle Entschädigung bei den Gestehungskosten angerechnet werden. Bei Energie, die vergünstigt abgegeben werden muss, wird die Differenz zwischen dem Preis am Day-Ahead Markt und dem Abnahmepreis berücksichtigt. Wenn bei der Lieferung von Konzessionsenergie zusätzlich Netznutzungsgebühren anfallen, können auch diese bei den Kosten berücksichtigt werden. (3) Bei Einstauersatz- und Austauschenergie (Restitutionsenergie) liegt der Anspruch auf Marktprämie grundsätzlich beim demjenigen, der die Energie erhält und am Markt verkauft. Bei diesem Kraftwerk wird die Energie somit zur Nettoproduktion hinzugezählt. Beim Kraftwerk hingegen, das die Energie abgeben muss, wird diese von der Nettoproduktion abgezogen. Dies gilt auch dann, wenn die Energie fremdbeschafft wird oder eine rein finanzielle Abgeltung erfolgt. In diesem Fall können die Kosten berücksichtigt werden. (4) Alle Energiemengen werden mit dem Preis am Day-Ahead Markt der Strombörse EPEX Spot bewertet (es können stündliche, monatliche, saisonale oder jährliche Durchschnittswerte herangezogen werden).

### 3. Für einen effizienten Betrieb nötige Gestehungskosten

Das Kriterium für die Anrechenbarkeit von Gestehungskosten ist, dass die entsprechenden Kosten **für eine effiziente Produktion unmittelbar nötig** sind. Mit der Marktprämie werden Fördermittel verteilt, die über den Zuschlag auf die Übertragungskosten der Hochspannungsnetze (Netzzuschlag) bei den Endverbrauchern erhoben werden. Die vorhandenen Fördermittel werden unter allen Betreibern von Wasserkraftwerken mit nicht gedeckten Gestehungskosten nach den Vorgaben von EnG und EnFV und mit Blick auf einen schlanken und zweckmässigen Vollzug verteilt.

Die für einen effizienten Betrieb einer Wasserkraftanlage nötigen Gestehungskosten umfassen die Betriebskosten, die Kapitalkosten sowie die Abgaben und Leistungen zuhanden der Gemeinwesen wie direkte Steuern (Gewinn- und Kapitalsteuern) und Wasserzinsen. Als Gestehungskosten anrechenbar sind zur Berechnung der Marktprämie alle Kosten einer Kraftwerksanlage loco Klemme – also ab Übergabestelle ins Übertragungs- oder Verteilnetz – **mit direktem, ursächlichem Zusammenhang mit der Produktion**. Zusätzlich sind ab dem Gesuchsjahr 2025 die die Aufwendungen für gesamtbetriebliche Leistungen und die Vermarktung des Stroms bis zu einer bestimmten Höhe auch anrechenbar (vgl. Ziff. 3.1.11).

#### 3.1. Betriebskosten

Als Betriebskosten gelten die Kosten für die mit dem Betrieb der Kraftwerksanlagen direkt zusammenhängenden Leistungen. Die anrechenbaren Betriebskosten umfassen ausschliesslich die für einen effizienten Anlagebetrieb nötigen Kosten (Betrieb und Steuerung, Leittechnik,



Fahrplanerstellung, Sicherheit etc.), sowie die Kosten für die Instandhaltung der Anlagen (Fremd- und Eigenleistungen für Wartung, Instandsetzung, Ersatz etc.).

In Abweichung anderer Darstellungsarten werden Abgaben und Leistungen an die Gemeinwesen in der vorliegenden Richtlinie nicht unter den Betriebskosten, sondern nachfolgend unter dem separaten Kapitel 3.3 Abgaben und Leistungen an die Gemeinwesen aufgeführt. Relevant für die Gestehungskosten der Wasserkraft sind im Gegensatz zum Kostenrechnungsschema Gestehungskosten (KRSG) des VSE nur die Kosten der Produktion inklusive der Partnerwerke. Kosten für den Einkauf und den Vertrieb von Elektrizität sind – mit Ausnahme der Beschaffung der Pumpenergie und sonstiger für die Produktion notwendiger Energie (bewertet mit dem Day-Ahead-Marktpreis, vgl. Kapitel 3.1.3 und 3.1.4) – hier nicht anrechenbar.

Nicht berücksichtigt werden Betriebskosten im Zusammenhang mit Nebenaktivitäten wie bspw. den Unterhalt von Netzen für die Versorgung der Umgebung (Talversorgung), die Bewirtschaftung von Immobilien (Personalhäuser, Vermietung von Wohnungen und Liegenschaften), Verkehrseinrichtungen sowie touristische Einrichtungen wie Hotels und Bergbahnen, die nicht im direkten Zusammenhang mit der Stromproduktion stehen (vgl. Kapitel 3.1.8 und 3.1.9).

### **3.1.1. Übriger Betriebsertrag**

Übrige Betriebserträge sind, sofern sie einen direkten Zusammenhang mit der Produktion haben, kostenmindernd an die Gestehungskosten anzurechnen. Darunter fallen beispielsweise: Erhaltene Entschädigungen für Energieabgaben an Dritte respektive Erlös aus Verkauf für von Dritten bezogener Energie (Ersatzenergie, Austauschenergie, etc.)

Die Erlöse aus der Marktprämie selber sind bei der Berechnung der anrechenbaren Gestehungskosten nicht zu berücksichtigen. So wird bspw. die Marktprämie für das Geschäftsjahr 2017 im Jahr 2018 ausbezahlt. Bei der Berechnung der Marktprämie für das Geschäftsjahr 2018 sind diese Zahlungen, die dem Geschäftsjahr 2017 zuzuweisen sind, nicht zu berücksichtigen.

Auch nicht als Erträge zu berücksichtigen sind Investitionsbeiträge oder Entschädigungen für Sanierungsmassnahmen in den Bereichen Schwall-Sunk, Geschiebe und Fischgängigkeit. Diesen Zahlungen steht eine Investition gegenüber. Die Entschädigung der öffentlichen Hand kompensiert oder reduziert den entsprechenden Investitionsbetrag für den Betreiber. Es handelt sich darum nicht um Erträge. Für die Marktprämie darf demgegenüber in der Bilanz nur die Nettoinvestition (Investition minus Subvention) aktiviert werden.

### **3.1.2. Aktivierte Eigenleistungen**

Aktivierte Eigenleistungen stellen in der Erfolgsrechnung eine Periodenabgrenzung gegenüber zukünftigen Aufwänden dar. Die durch die Eigenleistungen entstehenden Kosten werden in das Anlagevermögen der Bilanz aufgenommen und in der Zukunft über die Abschreibungen periodengerecht aufgeteilt. Dementsprechend müssen die Kosten für Eigenleistungen in der Erfolgsrechnung der aktuellen Periode als negativer Aufwand ausgewiesen werden. Diese aktivierten Eigenleistungen sind sozusagen als Ertrag kostenmindernd an die anrechenbaren Gestehungskosten anzurechnen.



### **3.1.3. Kosten des Pumpspeicherbetriebs**

Die Kosten für Pumpenergie sind bei den anrechenbaren Kosten mit Marktpreisen zu bewerten. Dazu hat der Gesuchsteller im Gesuch den stündlichen Pumpeinsatz auszuweisen. Die Kosten der Pumpenergie ergeben sich als Multiplikation des stündlichen Pumpeinsatzes mit dem stündlichen Strommarktpreis Spot Day Ahead, wie er vom BFE gemäss den Abrechnungspreisen der Strombörse EPEX Spot vorgegeben wird. Gewisse Partnerwerke haben in den Partnerwerksverträgen vertragliche Abmachungen über die Bewertung der Pumpenergie (teilweise zu höheren Preisen als die Marktpreise, teilweise aber auch zu tieferen Preisen als die Marktpreise). Solche Konstrukte werden zur Berechnung der Marktprämie nicht berücksichtigt.

### **3.1.4. Energieaufwand**

Im Energieaufwand sind Kosten für die zusätzliche Energiebeschaffung enthalten, sofern eine solche für die Produktion unmittelbar notwendig ist. Beispiele dafür sind finanzielle Entschädigungen für entnommenes Wasser an Kraftwerksunterlieger (Austauschenergie) oder Kosten für den Bezug von Energie aus dem Netz (Eigenverbrauch). Die Kosten für diese Energie sind mit Marktpreisen anzusetzen. Als Marktpreis gilt in der Regel der jährliche Durchschnitt der stündlichen Strompreise am Day-Ahead Markt. Falls dem Aufwand für die Energiebeschaffung ein stündliches oder saisonales Profil zugrunde liegt, kann die Energie auch mit dem stündlichen Day-Ahead Marktpreis bewertet werden. Opportunitätskosten für ab eigenem Generator bezogener Energie sind nicht anrechenbar. Da auf der Aufwandseite ohnehin auf die Bruttoproduktion abgestellt wird, sind Kosten für die Produktion des Eigenbedarfs in den Gestehungskosten berücksichtigt. Kosten für Ausgleichsenergie, welche einer Bilanzgruppe bei Abweichung von Fahrplänen belastet werden und die innerhalb der Bilanzgruppe den einzelnen Kraftwerken weitergegeben werden, sind beim Energieaufwand ebenfalls nicht zu berücksichtigen. Sie stellen einerseits nicht für den Betrieb unmittelbar notwendige Kosten dar und können andererseits von unabhängiger Stelle kaum verifiziert werden.

### **3.1.5. Netznutzungsaufwand**

Im Netznutzungsaufwand sind alle Kosten für die Netznutzung enthalten. In der Schweiz gilt das Ausspeiseprinzip, d.h. dass die Endverbraucher beim Ausspeisen von Strom das Stromnetz über Netznutzungsentgelte bezahlen. Netznutzungsgebühren fallen demnach bei Einspeisungen ins Netz nicht an. Anrechenbar sind hier deshalb nur Netzanschlussbeiträge und Netzkostenbeiträge sowie weitere Kosten der Netznutzung, sofern sie effektiv bezahlt wurden und direkt der Stromproduktion zugerechnet werden können. Betreibt eine Kraftwerksgesellschaft Verteilnetze zur Belieferung von Endverbrauchern mit Strom und sind diese für die Stromproduktion nicht unbedingt notwendig, ist dieser Aufwand bei den Gestehungskosten nicht anrechenbar. Eine Ausnahme von dieser Regelung stellen allfällige Netznutzungsgebühren für die Lieferung von Konzessionsenergie dar. In diesem Fall sind die Netznutzungsgebühren anrechenbar.

### **3.1.6. Material und Fremdleistungen**

Unter dem Posten Material und Fremdleistungen werden alle für eine effiziente Produktion nötigen Leistungen verrechnet, die im direkten Zusammenhang mit der Stromproduktion stehen. Auch hier gilt: Kosten im Zusammenhang mit Nebenaktivitäten wie die Bewirtschaftung von Immobilien (Personalhäuser, Vermietung von Wohnungen und Liegenschaften), Verkehrseinrichtungen sowie



touristische Einrichtungen wie Hotels und Bergbahnen werden nicht berücksichtigt. Auch solche nicht, die im Zusammenhang mit der Netzversorgung der Umgebung (Talversorgung) stehen. Es sei denn, der Gesuchsteller kann nachweisen, dass die Kosten für eine effiziente Produktion unmittelbar nötig sind.

### **3.1.7. Personalaufwand**

Im Personalaufwand werden die Kosten für das für eine effiziente Produktion notwendige Personal angerechnet, welches seine Arbeiten in direktem Zusammenhang mit der Stromproduktion verrichtet. Ebenso anrechenbar sind gesetzlich vorgesehene Arbeitgeberbeiträge für Sozialversicherungen und Pensionskassen. In den vergangenen Jahren haben verschiedene Pensionskassen einen Wechsel vom Leistungsprimat hin zum Beitragsprimat vorgenommen, da beim letzteren das Finanzierungsrisiko für den Arbeitgeber geringer ausfällt. Fallen beim Primatwechsel Aufwände für die Kompensation von Leistungseinbussen beim versicherten Personal an, so sind diese Aufwände als ausserordentlich zu betrachten. Sie können bei der Marktprämie eines gewissen Förderjahres nicht berücksichtigt werden, da diese Aufwände einem längeren Zeitraum und nicht einem spezifischen Jahr zugerechnet werden müssen. Wechselt ein Kraftwerksbetreiber aus irgendwelchen Gründen die Pensionskasse seiner Arbeitnehmer, so sind allfällige Aufwände für Einkäufe in Wertschwankungsreserven ebenso nicht anrechenbar. Solche Einkäufe haben den Charakter einer Finanzanlage, da sie den Spielraum einer Pensionskasse bei Wertschwankungen ihrer Anlage vergrössern und nicht in jedem Fall auch tatsächlich zu einem Mittelabfluss führen.

### **3.1.8. Übrige Betriebskosten**

Übrige Betriebskosten können angerechnet werden, sofern sie direkt mit dem Betrieb der Produktionsanlagen im Zusammenhang stehen. Beispiele hierfür sind:

- Kosten für Mieten, Benützungsschädigungen und Leasing
- Baurechtszinsen, Abgeltungen für Kulturschäden, Entschädigungen für Nutzungsrechte
- Prämien für Haftpflicht-, Vermögens- und Sachversicherungen sowie allfällige Selbstbehalte bei Schäden an versicherten Anlagen
- Fixe und variable Gebühren für Abwasserreinigung oder Abfallentsorgung

### **3.1.9. Betriebsfremder Aufwand / Ertrag**

Wie es der Name sagt, ist ein betriebsfremder Aufwand / Ertrag in der Regel für einen effizienten Betrieb nicht notwendig. Zu denken ist beispielsweise an touristische Anlagen wie Gebäude/Hotels und Seilbahnen, die zum Bau der Anlage erstellt wurden und nun touristisch genutzt werden. Solche Aufwände und Erträge können nur angerechnet werden, wenn der Gesuchsteller die direkte Zurechenbarkeit zum Betrieb der Produktionsanlagen nachweist. Werden solche Anlagen sowohl für den Kraftwerksbetrieb wie auch für andere Zwecke verwendet, sind die Kosten und Erträge nachvollziehbar aufzuteilen. Allfällige betriebsfremde Erträge sind kostenmindernd mit betriebsfremden Aufwänden zu saldieren.



### **3.1.10. Ausserordentlicher Aufwand / Ertrag**

Ausserordentlicher Aufwand kann an die Gestehungskosten angerechnet werden, sofern der Gesuchsteller die direkte Zurechenbarkeit zur Produktion nachweist. Allfällige ausserordentliche Erträge sind kostenmindernd mit dem ausserordentlichen Aufwand zu saldieren.

### **3.1.11. Gesamtbetriebliche Leistungen und Vermarktung**

Gemäss Art. 90 Abs. 1 Bst. d EnFV (Stand 1. Januar 2025) werden ab dem Gesuchsjahr 2025 (betreffend das Geschäftsjahr 2024 oder das hydrologische Jahr 2023/2024) bei den Gestehungskosten auch Aufwendungen für gesamtbetriebliche Leistungen und die Vermarktung der Elektrizität an den verschiedenen Märkten berücksichtigt. Anrechenbar sind diesbezüglich Aufwendungen in der Höhe von 0.4 Rp./kWh für Laufwasserkraftwerke und 0.55 Rp./kWh für Speicher-, Pumpspeicher- und Umwälzkraftwerke. Diese anrechenbaren Aufwendungen setzen sich zusammen aus Energiebewirtschaftungs- und Vermarktungskosten (0.25 Rp./kWh für Laufwasserkraftwerke und 0.4 Rp./kWh für Speicher-, Pumpspeicher- und Umwälzkraftwerke) und Unternehmensführungs- und Kraftwerksbewirtschaftungskosten (0.15 Rp./kWh für sämtliche Kraftwerke).

Gesamtbetriebliche Leistungen und Aufwendungen für die Vermarktung des Stroms sind Aufwendungen, die nicht bei der Kraftwerksgesellschaft (meistens Partnerwerk) sondern bei den Abnehmern des Stroms also den Betreibergesellschaften (Aktionären, Partnern) anfallen und darum in den Geschäftsberichten der Kraftwerksgesellschaften nicht erscheinen.

Energiebewirtschaftungs- und Vermarktungskosten umfassen die Kosten für die Bewirtschaftung der Stromproduktion (Kraftwerkseinsatzplanung, Ermittlung Produktionsprofile, Bilanzgruppenmanagement, Marktanalysen und dafür notwendige IT-Systeme).

In den Unternehmensführungskosten sind Dienstleistungen der Betreibergesellschaft (Finanzen, Strategie, Informatik, Sicherheit), die Entschädigung des Managements und die Kosten für die Infrastruktur der Betreibergesellschaft enthalten.

Die Kraftwerksbewirtschaftung (Asset-Management) beinhalten die Betreuung des Partnerwerks durch die Betreibergesellschaft (Aktionär), die Unterstützung des Verwaltungsrates, Kommissionsvertretungen, das strategische Portfoliomanagement und die Projektentwicklung und Innovation.

### **3.1.12. Rückstellungen für Betriebsrisiken**

Rückstellungen für Betriebsrisiken, wie beispielsweise durch mangelhafte Instandhaltung von Anlagenteilen verursachte Schäden bei Dritten oder Unfälle, bieten die Möglichkeit, die Gestehungskosten in einem Jahr stark nach oben zu drücken. Inwiefern solche Rückstellungen betriebswirtschaftlich notwendig sind, ist von externer Seite kaum nachvollziehbar. Deswegen werden Rückstellungen für Betriebsrisiken bei den anrechenbaren Gestehungskosten seitens des BFE nicht akzeptiert. Die Versicherungsprämien zur Deckung von üblichen Risiken werden unter Punkt 3.1.8 übrige Betriebskosten berücksichtigt.



## **3.2. Kapitalkosten**

Als Kapitalkosten gelten die Abschreibungen und die Zinsen auf den für die Produktion notwendigen Vermögenswerten. Auch für die Kapitalkosten gilt der Grundsatz, dass nur die für einen effizienten Betrieb nötigen Kosten berücksichtigt werden. Kapitalkosten für weitere Vermögenswerte, die nicht direkt betriebsrelevant sind, werden nicht berücksichtigt. Während bei den Abschreibungen in der Regel (sofern diese plausibel sind) die effektiven, in der Finanzbuchhaltung ausgewiesenen Beträge angerechnet werden, erfolgt die Berechnung der Fremd- und Eigenkapitalzinsen in kalkulatorischer Form über einen Weighted Average Cost of Capital (WACC-Ansatz).

### **3.2.1. Abschreibungen**

Nach Artikel 90 Absatz 2 EnFV sind Abschreibungen grundsätzlich gemäss der bisherigen Praxis für die jeweilige Anlage vorzunehmen. In den Erläuterungen wird ergänzend erwähnt, dass damit die ordentlichen Abschreibungen und die Praxis der betroffenen Akteure gemeint sind. Ausserordentliche Abschreibungen bzw. Sonderabschreibungen werden in der Regel zur Berechnung der anrechenbaren Gestehungskosten nicht berücksichtigt. Änderungen der Abschreibungspraxis müssen vom Gesuchsteller begründet werden und dürfen nicht mit dem Ziel, den Anspruch nach Marktprämie zu maximieren, erfolgen.

Weiter wird auch eine pro Anlage einheitliche Abschreibungspraxis verlangt. Stellen verschiedene Eigentümer eines Kraftwerks Gesuch um Marktprämie, so müssen die Eigentümer bzw. die Antragsteller zwingend die Abschreibungspraxis des Kraftwerkbetreibers übernehmen.

Gemäss ECom-Weisung 2/2018, zu den Gestehungskosten einer effizienten Produktion für die Tarifikalkulation in der Grundversorgung nach Betriebsbuchhaltung, erfolgen die kalkulatorischen Abschreibungen linear über den jeweils kürzeren Zeitraum von wirtschaftlicher Nutzungsdauer oder Konzessionsdauer auf der Basis von Anschaffungswerten. Dementsprechend wird hier davon ausgegangen, dass diese Praxis in der Schweizer Wasserwirtschaft verbreitet ist. Inwieweit die Abschreibungsmethodik in der Finanzbuchhaltung von der Betriebsbuchhaltung in der Schweizer Wasserwirtschaft abweicht, ist nicht bekannt. Deshalb hat der Gesuchsteller im Gesuch für jedes Kraftwerk die verwendete Abschreibungspraxis darzulegen. So können die Abschreibungen bspw. linear über die Nutzungsdauer auf Restwert null, linear bis zum Konzessionsende auf Restwert null, prozentual vom Restbuchwert (degressiv) oder in anderer Art und Weise erfolgen. Damit das BFE die Höhe der Abschreibungen plausibilisieren kann, haben die Gesuchsteller die Abschreibungspraxis sowie die Höhe der Abschreibungen der letzten fünf Jahre anzugeben. Weicht die Höhe der Abschreibungen in einem Jahr stark von den Vorjahren ab, muss der Gesuchsteller dies im Gesuchformular begründen. Um einen möglichst schlanken Vollzug zu gewährleisten, fordert das BFE die detaillierten Zahlen zu den Abschreibungen der einzelnen Kraftwerksbestandteile nicht standardmässig ein. Das BFE behält sich jedoch vor, bei Auffälligkeiten oder im Sinne von Stichproben die Abschreibungen bei gewissen Gesuchstellern respektive Kraftwerken im Detail zu überprüfen.

### **3.2.2. Kosten des eingesetzten Kapitals**

Die Kosten des eingesetzten, betriebsnotwendigen Kapitals werden in kalkulatorischer Form über einen WACC-Ansatz berücksichtigt. Hierzu wird das eingesetzte, betriebsnotwendige Kapital mit dem



jeweils geltenden Satz für den WACC multipliziert. Das betriebsnotwendige Kapital setzt sich zusammen aus dem betriebsnotwendigen Nettoumlaufvermögen und dem Anlagevermögen.

Das betriebsnotwendige Nettoumlaufvermögen berechnet sich für die Marktprämie als Umlaufvermögen abzüglich dem kurzfristigen, nicht verzinslichen Fremdkapital. D.h., dass vom kurzfristigen Fremdkapital alle verzinslichen Kapitalien (langfristige Darlehen mit Fälligkeit innert einem Jahr, kurzfristige Darlehen, Kredite, etc.) abgezogen werden können.

Beim Anlagevermögen können einerseits die Sachanlagen mit Ausnahme der betriebsfremden Anlagen (z.B. touristisch genutzte Anlagen) und andererseits die immateriellen Anlagen, soweit sie für einen effizienten Betrieb notwendig sind (bspw. Konzessionen, nicht aber Patente oder weitere immaterielle Anlagen), angerechnet werden. Finanzanlagen (Wertschriften, Darlehen etc.) sind für einen effizienten Betrieb nicht notwendig und können beim betriebsnotwendigen Kapital nicht angerechnet werden.

Die Methodik zur Berechnung des WACC hat das BFE in einem Gutachten des Beratungsbüros IFBC erarbeiten lassen. Der WACC ergibt sich aus Anhang 3 EnFV in Verbindung mit Artikel 13 und Anhang 1 der StromVV. Das UVEK veröffentlicht den im Förderjahr gültigen WACC jeweils bis spätestens Ende März auf Basis der Berechnungen des BFE anhand der Kapitalmarktdaten des Vorjahres und nach Konsultation der EICom.

### **3.3. Abgaben und Leistungen an die Gemeinwesen**

Unter den Abgaben und Leistungen an die Gemeinwesen werden alle Aufwände in direktem Zusammenhang mit der Stromproduktion erfasst, die zuhanden der öffentlichen Gemeinwesen zu leisten sind.

#### **3.3.1. Wasserzinsen**

Die Wasserzinsen sind anhand der effektiv im Betrachtungsjahr geschuldeten Beträge zu erfassen. Sie umfassen ebenfalls die Wasserwerkssteuern oder andere kantonale Abgaben, die als Ersatz für die Wasserzinsen nach Artikel 49 des Wasserrechtsgesetzes (WRG, SR 721.80) zu leisten sind. Zur Plausibilisierung der Wasserzinszahlungen hat der Gesuchsteller die mittlere mechanische Bruttoleistung seiner Kraftwerke im Gesuch anzugeben.

#### **3.3.2. Konzessionsabgaben**

Sowohl einmalig wie auch jährlich wiederkehrend zu leistende finanzielle Abgaben an das konzedernde Gemeinwesen können, sofern sie eine zwingende Bedingung der Konzession darstellen, bei den Gestehungskosten angerechnet werden.

#### **3.3.3. Weitere Konzessionsleistungen**

Aufwände für weitere Konzessionsleistungen wie bspw. einmalig zu erstellende Bauten zuhanden der Konzessionsgemeinde oder Winterdienst und Instandhaltung von Strassen sind anrechenbar. Voraussetzung ist, dass solche Leistungen zwingende Bedingung der Konzession darstellen. Anrechenbar sind gemäss Artikel 90, Absatz 1, Buchstabe b EnFV zudem die entgangenen Erlöse aufgrund von Gratis- oder Vorzugsenergielieferungen zuhanden der konzedernden Gemeinwesen.



Dazu ist die gratis oder vorzüglich gelieferte Energie mit dem durchschnittlichen Strommarktpreis Spot Day Ahead, wie er vom BFE vorgegeben wird, zu bewerten. Liegt der gratis oder vorzüglich gelieferten Energie ein stündliches Profil zu Grunde, kann dieses Profil auch mit den stündlichen Strommarktpreis Spot Day Ahead bewertet werden. Wenn für die Lieferung von Konzessionsenergie zusätzlich Netznutzungsgebühren anfallen, sind auch diese anrechenbar.

### **3.3.4. Direkte Steuern**

Die direkten Steuern sind bei juristischen Personen die Gewinnsteuern, die Kapitalsteuern sowie allfällig vorhandene weitere Steuern.

#### **Gewinnsteuern**

Die Anrechenbarkeit der Gewinnsteuern ist in Artikel 90, Absatz 1, Buchstabe c der EnFV geregelt. Gewinnsteuern sind demnach nur anrechenbar, wenn sie einem tatsächlichen Gewinn entsprechen, nicht aber, soweit sie zugunsten des lokalen Gemeinwesens, aufgrund einer Abmachung und gewinnunabhängig geschuldet sind. Mit diesen „Abmachungen“ sind primär die Partnerwerksverträge gemeint, aufgrund derer das Partnerwerk einen vertraglich fixierten Gewinn auszuschütten hat, der dann am Sitz der Partnerwerksgesellschaft auch besteuert wird. Da die Marktprämie eine Unterstützung für unrentable Kraftwerke sein soll, ist davon auszugehen, dass in der Regel ein „tatsächlicher Gewinn“ gar nicht vorliegen kann. Gewinnsteuern werden demnach nicht berücksichtigt, ausser der Gesuchsteller kann diesen tatsächlichen Gewinn effektiv auch nachweisen.

#### **Kapitalsteuern**

Die Kapitalsteuern sind anrechenbar, sofern sie anhand der Kapitalausstattung der Kraftwerksgesellschaft klar ausgewiesen und dem öffentlichen Gemeinwesen geschuldet sind. Hierzu sind die Kapitalausstattung des Kraftwerks sowie die bezahlten Kapitalsteuern im testierten Jahresabschluss auszuweisen.

#### **Weitere direkte Steuern**

Weitere direkte Steuern sind nur anrechenbar sofern sie für einen effizienten Betrieb unmittelbar notwendig, effektiv geschuldet und im testierten Jahresabschluss klar ausgewiesen sind.

### **3.3.5. Indirekte Steuern**

In Artikel 90 EnFV werden indirekte Steuern wie beispielsweise die Mehrwertsteuer nicht erwähnt. Sie gelten nicht als anrechenbare Kosten.

## **4. Erlöse**

### **4.1. Erlös aus dem Handel von Strom für den folgenden Tag (Day-Ahead-Markt)**

Der Erlös aus dem Handel von Strom für den folgenden Tag (Day-Ahead-Markt) wird wie bis anhin ex post auf der Basis des stündlichen Marktpreises ermittelt. Grundlage ist das Profil, das mit der Anlage stündlich gefahren wurde, oder die Summe dieser Profile bei einem Anlagenverbund. Dieses Profil



wird mit dem stündlichen Preis der Day-Ahead Auktion an der EPEX Spot für das Marktgebiet Schweiz multipliziert.

#### **4.2. Absicherungserlöse bzw. -kosten aus Terminmärkten**

Zusätzlich werden im Rahmen der Ermittlung des Markterlöses neu die Absicherungserlöse bzw. -kosten am Terminmarkt gemäss Anhang 6.1 Ziffer 4.2.4 EnFV berücksichtigt. Für die Berechnung der Absicherungserlöse bzw. -kosten an Terminmärkten wird davon ausgegangen, dass aufgrund der Prognoseungenauigkeit nur 80 Prozent der erwarteten mittleren Produktion am Terminmarkt abgesichert werden. Weiter wird angenommen, dass die Absicherung bis zu drei Jahre im Voraus erfolgt und die Energie kontinuierlich verkauft wird. Es wird von folgender Absicherungsstrategie ausgegangen: Verkauf von 33.3 Prozent der abzusichernden Produktion während dem Jahr YY-3, Verkauf von 33.3 Prozent der abzusichernden Produktion während dem Jahr YY-2, Verkauf von 33.3 Prozent der abzusichernden Produktion während dem Jahr YY-1. Durch diese Absicherungsstrategie ist am Anfang des aktuellen Jahres die erwartete Produktion des Frontjahres 1 zu 80 Prozent, des Frontjahres 2 zu 53.3 Prozent und des Frontjahres 3 zu 26.6 Prozent verkauft. Bewertet werden die Terminverkäufe mit dem Durchschnittspreis über das jeweilige Jahr (YY-3 bis YY-1) der vorhandenen Quartals- und Jahresprodukte. Die effektiven Erlöse oder Kosten der Absicherung werden sichtbar, wenn für den Bewertungszeitraum von den Terminerlösen die Kosten für den Rückkauf dieser Absicherungsenergie auf dem Day Ahead-Markt subtrahiert wird. Da der Schweizer Terminmarkt nur wenig liquide ist, insbesondere was den längeren Zeithorizont betrifft, werden für die Preisbestimmung auch ausländische Terminmärkte herangezogen. Momentan werden von den Betreibern vor allem der französische und deutsche Terminmarkt zu längerfristigen Absicherungsgeschäften genutzt.

#### **4.3. Erlös aus Systemdienstleistungen**

Für die Ermittlung der Erlöse aus Systemdienstleistungen gelten die Vorgaben in Anhang 6.1 Ziffer 4.2.5 EnFV, jedoch ohne Abzug der Opportunitätskosten (Art. 89 Abs. 1 Bst. b EnFV).

Die Teilnahme am Systemdienstleistungsmarkt erfolgt substitutiv zum Day-Ahead Markt. Leistung, die am Systemdienstleistungsmarkt verkauft wurde, kann nicht gleichzeitig am Day-Ahead Markt angeboten werden. Es entstehen Opportunitätskosten. Weil für die Marktpremie Grosswasserkraft die Erlöse am Day-Ahead Markt aufgrund des effektiv gefahrenen Profils ermittelt werden, sind diese Opportunitätskosten schon berücksichtigt. Folglich müssen die Opportunitätskosten im Rahmen der Ermittlung der Erlöse aus Systemdienstleistungen nicht abgezogen werden. Im effektiv gefahrenen Profil erscheint nur die Leistung, die effektiv für den Day-Ahead Markt zur Verfügung steht.

Am Systemdienstleistungsmarkt bieten oftmals Betreiber an, die einen Pool mehrerer Kraftwerke bewirtschaften. Aufgrund dieser gemeinsamen Bereitstellung ist es herausfordernd, die erzielten Erlöse individuellen Kraftwerken zuzuordnen. Die Berechnung der Erlöse für jedes Kraftwerk erfolgt darum mithilfe der durchschnittlichen veröffentlichten Marktergebnisse von Swissgrid. Die bei Swissgrid entstandenen Kosten werden separat für Leistungsvorhaltung (Ausschreibungsergebnisse) und Abruf und aufgeschlüsselt nach den verschiedenen SDL-Produkten (PRL, SRL+, SRL-, TRL+, TRL-) ermittelt. Diese Kosten werden mit einem Verteilschlüssel auf die einzelnen Kraftwerke verteilt.



Dabei wird angenommen, dass 85 Prozent der Systemdienstleistungen von einheimischen Wasserkraftwerken erbracht wird. Diese 85 Prozent werden aufgeteilt auf (1) nicht steuerbare Kraftwerke und Kraftwerke mit einer Leistung kleiner 3 MW, (2) steuerbare Kraftwerke mit einer Leistung von mindestens 3 MW und auf (3) Pumpspeicher- und Umwälzkraftwerke. Steuerbar sind Wasserkraftanlagen, die über einen Speicher verfügen, mit dessen Inhalt während mindestens sechs Volllaststunden Elektrizität produziert werden kann (Art. 2 Bst. g EnFV). Es wird hier die im Zusammenhang mit der gleitenden Marktprämie neu eingeführte Kategorie der steuerbaren Wasserkraftanlagen anstatt der Speicherkraftwerke gemäss der Statistik der Wasserkraftanlagen (WASTA) verwendet. In der WASTA sind Speicherkraftwerke über den Anteil der speicherbaren Winterproduktion definiert. Vorliegend ist jedoch ausschlaggebend, ob der Speicher genügend gross ist, um einen flexiblen Betrieb zu ermöglichen. Dafür ist die Kategorie der steuerbaren Wasserkraftwerke besser geeignet als die Speicherkraftwerke gemäss der WASTA. Zusätzlich wird davon ausgegangen, dass Kraftwerke mit einer Leistung von weniger als 3 MW in der Regel keine Systemdienstleistungen anbieten. Diese Kraftwerke werden darum den nicht steuerbaren Anlagen zugeordnet.

Nicht steuerbare Kraftwerke und Kraftwerke mit einer Leistung kleiner 3 MW haben einen Anteil von 10 Prozent, Steuerbare Wasserkraftwerke einen Anteil von 50 Prozent und Pumpspeicher- und Umwälzkraftwerke einen Anteil von 40 Prozent. Zusätzlich sind einzelne SDL-Produkte für gewisse Kraftwerkstypen in der Regel unwirtschaftlich und werden darum nicht berücksichtigt. Die prozentualen Anteile der SDL-Produkte, die für eine Kraftwerkskategorie nicht berücksichtigt werden, werden proportional auf die Kraftwerkskategorien verteilt, für welche das Produkt rentabel ist. Bei nicht steuerbaren Kraftwerken und Kraftwerken mit einer Leistung kleiner 3 MW werden die Erlöse aus PRL, SRL+ und TRL+ nicht berücksichtigt und bei steuerbaren Wasserkraftwerken PRL, SRL- und TRL-. Nur bei Pumpspeicher- und Umwälzkraftwerken werden die Erlöse aus sämtlichen SDL-Produkten berücksichtigt.

		Nicht steuerbare Kraftwerke und Kraftwerke < 3 MW	Steuerbare Wasserkraftwerke >= 3 MW	Pumpspeicher- und Umwälzkraftwerke >= 3 MW
Anteil CH Wasserkraft an SDL		85%		
Anteil an Vorhalte- und Abrufkosten		10%	50%	40%
SDL-Produkte	PRL	0%	0%	100%
	SRL+	0%	56%	44%
	SRL-	20%	0%	80%
	TRL+	0%	56%	44%
	TRL-	20%	0%	80%
Leistung Kraftwerkskategorie		3'753 MW	10'269 MW	4'275 MW

Erlöse werden nicht berücksichtigt (unwirtschaftlich)
   
 Erlöse werden berücksichtigt

**Abbildung 1: Aufteilung der Kosten für Systemdienstleistungen auf die Kraftwerkstypen und berücksichtigte SDL-Produkte**

Für jedes Kraftwerk werden die Gesamtkosten von Swissgrid für jedes SDL-Produkt mit dem Anteil der Schweizer Wasserkraft an diesen Kosten (85 Prozent) danach mit dem Anteil des Kraftwerkstyps und schlussendlich dem Leistungsanteil des Kraftwerks an der Gesamtleistung des Kraftwerkstyps multipliziert. Um die Gesamtleistung pro Kraftwerkskategorie zu ermitteln, werden die Daten aus der



WASTA verwendet. Auf diese Weise ergeben sich pro Kraftwerk die Erlöse am SDL-Markt (Abbildung 1).

#### 4.4. Erlös aus Herkunftsnachweisen

Der Erlös aus Herkunftsnachweisen wird gemäss den Vorgaben in Art. 30a<sup>quinquies</sup> Abs. 4 und 5 der EnFV berechnet (Art. 89 Abs. 1 Bst. c EnFV).

Bei der Wasserkraft hat sich anhand der europäischen Börsenwerte der letzten Jahre eine Korrelation zwischen den Marktpreisen für Strom und den Marktpreisen für die Herkunftsnachweise gezeigt. Daher werden Preise für Herkunftsnachweise anhand eines Prozentsatzes der Referenz-Marktpreise nach Art. 15 EnFV berechnet. Der Prozentsatz beträgt 5 Prozent.

Der Referenz-Marktpreis nach Art. 15 EnFV entspricht dem Durchschnitt der Preise, die an der Strombörse jeweils für den Folgetag für das Marktgebiet Schweiz festgesetzt werden, gewichtet nach der tatsächlichen viertelstündlichen Einspeisung der lastganggemessenen Wasserkraftanlagen.

Das BFE berechnet und veröffentlicht diesen Referenz-Marktpreise vierteljährlich.

#### 4.5. Erlös aus der Winterreserve

Die Erlösmöglichkeit aus der Teilnahme an der Winterreserve bestimmt sich gemäss der Winterreserveverordnung vom 25. Januar 2023 (WResV, SR 734.722; Art. 89 Abs. 1 Bst. d EnFV i.V.m. Anhang 6.1 Ziffer 4.2.7 EnFV).

Die Wasserkraftreserve ist Teil der Winterreserve (Art. 1 Abs. 2 WResV). Für jeden Winter legt die Elcom die Eckwerte der Wasserkraftreserve fest. Dies sind insbesondere die Vorhaltemenge und die Vorhalteperiode. Die Vorhalteperiode dauert in der Regel von Anfang Februar bis Mitte Mai. Bis zum Jahr 2024 (für die Vorhalteperiode von Anfang Februar bis Mitte Mai 2025) hat die Elcom die Vorhaltungsmengen für die Wasserkraftreserve ausgeschrieben. Die Erlöse aus der Wasserkraftreserve ergaben sich aus den Ausschreibungsergebnissen. Ab dem Jahr 2026 ist die Teilnahme an der Wasserkraftreserve für alle Speicherwasserkraftwerke ab einer Speicherkapazität von 10 GWh obligatorisch (Art. 3 WResV). Die Reserveteilnehmer müssen bei ihren Speicherwasserkraftwerken einen Anteil vorhalten, der demjenigen an der gesamten Vorhaltemenge gemäss den Eckwerten der Elcom entspricht (Art. 3a Abs. 3 WResV). Die Reserveteilnehmer erhalten für die Energievorhaltung eine Pauschalabgeltung deren Ansatz je vorgehaltene GWh die Elcom jährlich berechnet und publiziert (Art. 5a Abs. 1 und 2 WResV).

Das Gesuchsverfahren der Marktprämie ist als ex-post Verfahren ausgestaltet; die Berechnung der Marktprämie basiert jeweils auf den Zahlen des Vorjahres. Gemäss den allgemeinen intertemporalen Grundsätzen ist dasjenige Recht massgeblich, das im Zeitpunkt der Verwirklichung des Sachverhalts Geltung hat. Das bedeutet:

- Für das Gesuchsjahr 2025 sind die Entschädigungen für die Vorhalteperiode im Jahr 2024 (Zuschläge aus den Ausschreibungen im Jahr 2023) relevant.
- Für das Gesuchsjahr 2026 sind die Entschädigungen für die Vorhalteperiode im Jahr 2025 (Zuschläge aus den Ausschreibungen im Jahr 2024) relevant.



- Ab dem Gesuchsjahr 2027 (Geschäftsjahr 2026 respektive hydrologisches Jahr 2025/26) ist die Teilnahme an der Winterreserve für Kraftwerke mit einem Speichereinhalt von mindestens 10 GWh obligatorisch und wird mittels einer moderaten Pauschalabgeltung entschädigt (WResV die am 1.1.2025 in Kraft getreten ist).

Da die Resultate der Ausschreibungen in den Jahren 2023 und 2024 dem BFE nicht bekannt sind, müssen in den Gesuchsjahren 2025 und 2026 die Vorhaltemenge und das Vorhalteentgelt für jedes Kraftwerk, im Marktprämiengesuch deklariert werden.

Ab dem Gesuchsjahr 2027 wird der Erlös aus der Winterreserve aufgrund des Energieinhaltes, der gesamten Vorhaltemenge und dem von der Elcom publizierten Ansatz für die Pauschalabgeltung bestimmt werden.



## Quellenverzeichnis

IFBC 2017	Kapitalkostensätze der Fördermassnahmen für die Grosswasserkraft, IFBC im Auftrag des BFE, 2017.
VSE 2017	Kostenrechnungsschema Gestehungskosten. Branchenempfehlung Strommarkt Schweiz. KRSG – CH 2017. Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE, 2017.
VSE 2015	Kostenrechnungsschema Verteilnetzbetreiber. Branchenempfehlung Strommarkt Schweiz. KRSV – CH 2015. Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE, 2015.
EICom 2018	Weisung 2/2018 der EICom. Gestehungskosten und langfristige Bezugsverträge gemäss Artikel 4 Absatz 1 Stromversorgungsverordnung.