



November 2017

Ausführungsbestimmungen zum neuen Energiegesetz vom 30. September 2016

Verordnung über die Förderung der Produk- tion von Elektrizität aus erneuerbaren Ener- gien (Energieförderungsverordnung, EnFV)

Erläuterungen



Inhaltsverzeichnis

1.	Einleitende Bemerkungen	1
2.	Grundzüge der Vorlage	1
2.1	Einspeisevergütungssystem	1
2.1.1	Vergütung und Vergütungsdauer	1
2.1.2	Direktvermarktung	2
2.1.3	Vergütung zum Referenz-Marktpreis	2
2.1.4	Besonderheiten Photovoltaik	3
2.1.5	Besonderheiten Geothermie	3
2.2	Investitionsbeiträge	3
2.2.1	Einmalvergütungen für Photovoltaikanlagen	3
2.2.2	Investitionsbeiträge für Wasserkraftanlagen	4
2.2.3	Investitionsbeiträge für Biomasseanlagen	5
2.3	Unterstützung der bestehenden Grosswasserkraft	5
3.	Finanzielle, personelle und weitere Auswirkungen auf Bund, Kantone und Gemeinden	5
4.	Auswirkungen auf Wirtschaft, Umwelt und Gesellschaft	6
5.	Verhältnis zum europäischen Recht	6
6.	Erläuterungen zu den einzelnen Bestimmungen	7
7.	Erläuterungen zu den Anhängen	36



1. Einleitende Bemerkungen

Am 30. September 2016 hat das Parlament das totalrevidierte Energiegesetz (EnG) verabschiedet (BBl 2016 7683). Mit diesem erfolgen auch Anpassungen in elf weiteren Bundesgesetzen. Das Stimmvolk hat die Vorlage am 21. Mai 2017 angenommen. Die Änderungen auf Gesetzesstufe haben Auswirkungen auf verschiedene Verordnungen.¹ Dazu gehört u.a. die Energieverordnung vom 7. Dezember 1998 (EnV; SR 730.01). Aus Gründen der Übersichtlichkeit wird diese Gelegenheit auch dazu genutzt, Regelungen betreffend einen Teil der Verwendung des Netzzuschlags in eine neue Verordnung auszulagern. Die so entstehende Verordnung über die Förderung der Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien (Energieförderungsverordnung, EnFV) ist damit Bestandteil der aufgrund des neuen EnG notwendigen Anpassungen auf Verordnungsstufe.

2. Grundzüge der Vorlage

Bisher in der EnV enthaltene sowie neue Regelungen betreffend die Verwendung der Mittel des Netzzuschlags für die Förderung der Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien werden in einer separaten Verordnung zusammengefasst. Dies betrifft die Bereiche Einspeisevergütungssystem, Einmalvergütung (EIV), Investitionsbeiträge (IB) und Förderung von bestehenden Grosswasserkraftanlagen mittels Marktprämie (MP).

2.1 Einspeisevergütungssystem

Mit dem neuen EnG wird die kostendeckende Einspeisevergütung in eine kostenorientierte Einspeisevergütung mit Direktvermarktung umgestaltet. Das Fördersystem wird weiterhin mit KEV abgekürzt. Für Produzenten von Strom aus erneuerbaren Energien sollen Anreize geschaffen werden, zeitgerechter und bedarfsorientierter ins Netz einzuspeisen. Die Bestimmungen gelten für alle „Neuanlagen“, also für Anlagen, die ab dem 1. Januar 2013 in Betrieb gegangen sind (Art. 19 Abs. 3 EnG). Wesentlich erneuerte und erweiterte Anlagen können am Einspeisevergütungssystem nicht mehr teilnehmen.

Das Einspeisevergütungssystem wird befristet: Anlagen können bis fünf Jahre nach Inkrafttreten des EnG daran teilnehmen (Art. 38 Abs. 1 Bst. a EnG). Anlagen, die im System drin sind, werden die Vergütung aber bis zum Ende ihrer Vergütungsdauer erhalten.

2.1.1 Vergütung und Vergütungsdauer

Die Vergütung orientiert sich an den Gestehungskosten (Art. 22 Abs. 1 EnG). Sie entspricht rund 80 bis 90 Prozent der bisherigen kostendeckenden Vergütung und ist somit nicht mehr in jedem Fall kostendeckend. Die kostenorientierte Vergütung ergibt sich hauptsächlich durch die Verkürzung der Vergütungsdauer von 20 auf 15 Jahre. Die zur Verfügung stehenden Mittel werden dadurch auch weniger lang gebunden. Biomasseanlagen sind von der Kürzung der Vergütungsdauer nicht betroffen. Aufgrund der hohen laufenden Betriebskosten (Kosten für Biomasse und das Ausbringen von Gärgut, Personalkosten) haben Betreiber dieser Anlagen keinen Anreiz, sie nach Ende der Vergütungsdauer weiter zu betreiben.

Die Vergütungssätze für Photovoltaikanlagen werden um 20 Prozent gekürzt. Damit wird zum einen der dynamischen Kostenentwicklung dieser Technologie Rechnung getragen. Zum anderen sollen dadurch möglichst viele Projekte auf der Warteliste ins Einspeisevergütungssystem aufgenommen werden können. Die Vergütungssätze für Wind- und Wasserkraftanlagen werden gegenüber dem geltenden Recht leicht erhöht, so dass dadurch die Kürzung der Vergütungsdauer teilweise kompensiert

¹ Vgl. dazu die ausführlichen Informationen zur Ausgangslage in den Erläuterungen zur Totalrevision der Energieverordnung (EnV) vom November 2017.



wird. Ohne diese Teilkompensation würden viele Projekte u.U. nicht mehr weiterverfolgt. Die Vergütungssätze für Geothermieanlagen bleiben unverändert.

Bei Kleinwasserkraft- und Biomasseanlagen wird neu der Vergütungssatz bei nachträglichen Erweiterungen oder Erneuerungen gekürzt, sofern dabei die Leistung erhöht wird. Mit dieser Massnahme soll das Risiko einer Verschuldung des Netzzuschlagsfonds reduziert werden, da nachträgliche Erweiterungen oder Erneuerungen zu unvorhersehbaren und deutlich höheren Auszahlungsbeträgen führen können, als aufgrund der Anmeldungen absehbar ist.

2.1.2 Direktvermarktung

Betreiber von Anlagen mit einer Leistung ab 500 kW, die bereits eine Einspeisevergütung nach bisherigem Recht erhalten, sowie Betreiber von Anlagen ab 100 kW, die neu ins Einspeisevergütungssystem aufgenommen werden, müssen spätestens zwei Jahre nach Inkrafttreten des Gesetzes die produzierte Elektrizität selber vermarkten. Damit tragen neue wie auch bestehende KEV-Anlagen zu einer bedarfsgerechten Erzeugung bei.

Ein freiwilliger Wechsel in die Direktvermarktung ist auf ein Quartalsende möglich, kann aber nicht rückgängig gemacht werden.

Den Produzenten in der Direktvermarktung steht es grundsätzlich frei, die Vermarktung ihrer Elektrizität selber vorzunehmen. Da bei der Vermarktung von Elektrizität auch Fahrpläne gemeldet und andere Modalitäten eingehalten werden müssen, ist aber davon auszugehen, dass die meisten Produzenten einen spezialisierten Dritten mit der Vermarktung beauftragen werden. Aufgrund der Anzahl Anlagen in der Direktvermarktung und der durch diese produzierten Menge Elektrizität wird sich ein entsprechender Markt mit verschiedenen Dienstleistungsangeboten entwickeln.

Die Vergütung der Anlagen in der Direktvermarktung wird aus zwei Komponenten bestehen: Aus dem Erlös für die vom Produzenten selber – oder für ihn von einem spezialisierten Dienstleister – verkaufte Elektrizität und der Einspeiseprämie (Vergütungssatz abzüglich Referenz-Marktpreis), die quartalsweise von der Vollzugsstelle überwiesen wird (Art. 21 Abs. 4 EnG). Wenn Anlagenbetreiber zu einem höheren Preis als dem Referenz-Marktpreis einspeisen, können sie höhere Einnahmen erzielen als durch eine fixe Vergütung. Die Kosten für die Stromvermarktung und für die Bilanzierung, die bisher bei der Bilanzgruppe für erneuerbare Energien (BG-EE) angefallen sind, werden künftig direkt dem Produzenten mit einem technologiespezifischen Bewirtschaftungsentgelt entschädigt.

Die BG-EE wird nur noch für Anlagen weitergeführt, welche zum Referenz-Marktpreis einspeisen. Neu wird die BG-EE aus vollzugstechnischen Gründen der Vollzugsstelle für die gemäss Fahrplan abgenommene Elektrizität den Referenz-Marktpreis vergüten. Gleichzeitig wird sie aber den Auftrag haben, die abgenommene Elektrizität bestmöglich zu veräussern. Die BG-EE (und damit zusammenhängend die übrigen BG und die Netzbetreiber) werden ihre bisherigen Tätigkeiten im Zusammenhang mit der Abnahme von Elektrizität aber noch bis ein Jahr nach Inkrafttreten dieser Verordnung weiterführen, die neuen diesbezüglichen Bestimmungen gelten ab dem 1. Januar 2019.

2.1.3 Vergütung zum Referenz-Marktpreis

Anlagenbetreiber, die nicht in der Direktvermarktung sind, speisen die Elektrizität zum sogenannten Referenz-Marktpreis ein (Art. 21 Abs. 2 und 3 EnG): Die Vollzugsstelle zahlt ihnen den ganzen Vergütungssatz, aufgeteilt in den Referenz-Marktpreis und die Einspeiseprämie, aus.

Anlagen, die über eine Lastgangmessung oder ein intelligentes Messsystem verfügen, werden weiterhin in der BG-EE bilanziert.



Die Elektrizität von Anlagen, die weder über eine Lastgangmessung noch über ein intelligentes Messsystem verfügen, wird weiterhin von den jeweiligen Netzbetreibern abgenommen. In diesem Fall erstatten die Netzbetreiber den Referenz-Marktpreis der Vollzugsstelle. Ein Bewirtschaftungsentgelt wird jedoch nicht bezahlt, da keine Bilanzierungsaufwände anfallen.

2.1.4 Besonderheiten Photovoltaik

Mit Inkrafttreten des neuen EnG werden die Mittel zur Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien erhöht. Aufgrund der nach wie vor grossen Nachfrage reichen diese aber nicht aus, um alle auf der Warteliste stehenden Photovoltaik-Projekte ins Einspeisevergütungssystem aufnehmen zu können.

Vor diesem Hintergrund sollen Kleinanlagen mit einer Leistung von weniger als 100 kW künftig nur noch die EIV in Anspruch nehmen können. Das bisherige System zum Abbau der Warteliste wird beibehalten; massgebend ist nach wie vor das Einreichdatum des Gesuchs.

2.1.5 Besonderheiten Geothermie

Nebst den bisher bereits vorgesehenen hydrothermalen Anlagen gibt es bei Geothermieranlagen zusätzlich die Kategorie der petrothermalen Anlagen. Diese unterscheiden sich von hydrothermalen Anlagen dadurch, dass der Untergrund für die Gewinnung von Wärme und Heisswasser neben dem eigentlichen Bohrloch zusätzlich hydraulisch stimuliert wird. Diese Kategorie wird aus folgenden Gründen neu in Anhang 1.4 aufgenommen: Das Potenzial für hydrothermale Tiefengeothermie ist in der Schweiz möglicherweise begrenzt. Dafür müssen im Untergrund Wasser in gewünschter Menge und Temperatur erstens vorhanden sein und zweitens auch gefunden werden. Erschwert wird die Auffindung dadurch, dass mit zunehmender Tiefe die Kenntnisse über allfällige Wasservorkommen stark abnehmen. In der Schweiz liefern 16 Bohrungen punktuelle Informationen über den Untergrund ab 3'000 Meter Tiefe. Diese Informationen sind zudem oftmals nicht öffentlich zugänglich oder haben den Fokus auf andere Nutzungsarten gelegt. Bei petrothermalen Anlagen kann durch diese Art von hydraulischer Stimulation des Untergrunds die Wasserwegsamkeit des Untergrunds erhöht werden und so, selbst bei geringer natürlich vorkommender Wassermenge, die Erdwärme dennoch genutzt werden. Die technische Erstellung dieser Durchlässigkeit im Untergrund ist kapitalintensiv. Deswegen gibt es für petrothermale Geothermieranlagen neu eine eigene Kategorie mit einem höheren Vergütungssatz. Die Vergütungssätze wurden an Hand von Referenzanlagen bestimmt, bei denen eine Reihe von verschiedenen Stimulationsmassnahmen ökonomisch kalkuliert wurden – die Differenz der technischen Gesteungskosten gegenüber einer hydrothermalen Anlage betragen 2,4 bis 13,4 Rp./kWh mit einem mittleren Wert von 7,5 Rp./kWh.

2.2 Investitionsbeiträge

2.2.1 Einmalvergütungen für Photovoltaikanlagen

Seit 2014 ist ein starker Zubau bei Photovoltaikanlagen zu beobachten. Dieser ist auf die Einführung der EIV zurückzuführen. Dank der EIV in Kombination mit einem vermehrten Eigenverbrauch und dem Rückgang der Preise für Photovoltaikanlagen können heute kleine Anlagen rentabel betrieben werden. Um diesen Trend zu unterstützen, wird die EIV mit den neuen Regelungen auf grosse Anlagen ausgeweitet. Dies führt zudem dazu, dass die Fördermittel weniger lang gebunden sind. Um eine möglichst zutreffende Liquiditätsplanung des Netzzuschlagsfonds zu gewährleisten, wird bei der EIV für Anlagen ab 100 kW ein Höchstbeitrag festgelegt. Dieser wird anhand der angemeldeten Leistung berechnet und darf nicht überschritten werden.



2.2.2 Investitionsbeiträge für Wasserkraftanlagen

Im Rahmen der Beratung des neuen EnG hat das Parlament beschlossen, dass der Zubau bei Wasserkraftanlagen mit Investitionsbeiträgen gefördert werden soll. Bei der Förderung durch Investitionsbeiträge muss ein Teil der notwendigen Investition nicht durch den Investor getragen werden. Dadurch können die Kapitalkosten und damit die nicht amortisierbaren Mehrkosten der Anlage über die gesamte Lebensdauer reduziert werden. Dies erhöht die Investitionsbereitschaft potenzieller Investoren. Investitionsbeiträge steigern die Investitionssicherheit gegenüber dem Status Quo, jedoch nicht im selben Ausmass wie beispielsweise die KEV, da die Produzenten weiterhin den Marktrisiken und den damit zusammenhängenden Preisschwankungen ausgesetzt sind. Zudem sind die Produzenten selber für die Vermarktung des Stroms verantwortlich. Sie haben dadurch Anreize, auf Preissignale zu reagieren und Fahrplanabweichungen zu minimieren. Die Senkung der Kapitalkosten kann jedoch zu volkswirtschaftlichen Verzerrungen führen und in der Folge dazu, dass über das effiziente Niveau hinaus investiert wird: tiefe Preise und entsprechend eine tiefe Rentabilität sind im Allgemeinen ein Signal für Überkapazitäten. Um die Effizienz sicherzustellen und Mitnahmeeffekte zu reduzieren, werden die Investitionsbeiträge im Einzelfall festgelegt und die Investitionen nur teilweise bezahlt. Die Investitionsbeiträge betragen bei Grosswasserkraftanlagen (mit einer Leistung von mehr als 10 MW) maximal 35 Prozent und bei Kleinwasserkraftanlagen (bis zu einer Leistung von 10 MW) maximal 60 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten. Der Unterschied zwischen den beiden Kraftwerkstypen ist dadurch bedingt, dass Grosswasserkraftwerke tendenziell wirtschaftlicher sind. Die Investitionsbeiträge dürfen die nicht amortisierbaren Mehrkosten nicht übersteigen. Der Anspruch orientiert sich demnach am tieferen der beiden Werte.

Die Bestimmung der Investitionsbeiträge basiert auf dem Discounted Cashflow Modell (DCF-Methode). Mit dieser Methode können langfristige Investitionen bewertet werden, indem alle zukünftigen Geldflüsse auf einen bestimmten Zeitpunkt abdiskontiert und summiert werden. Falls der aus dieser Berechnung resultierende Nettobarwert negativ ist, also nicht amortisierbare Mehrkosten vorliegen, können die Betreiber einen Investitionsbeitrag erhalten.

Zur Bestimmung des Nettobarwerts müssen, neben der notwendigen Investition, Angaben zu den wiederkehrenden Kosten sowie zur zukünftigen Preisentwicklung vorliegen. Hierzu werden bestimmte Vorgaben in der Verordnung geregelt. Die anrechenbaren Kapitalkosten (WACC) werden analog zur bestehenden Regulierung im Stromnetz berechnet und vom Eidgenössischen Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) resp. vom Bundesamt für Energie (BFE) festgelegt. Die zukünftige Entwicklung der Strompreise wird vom BFE anhand branchenüblicher Modelle festgelegt und regelmässig aktualisiert.

Nach der Baubeginn-Regel in Artikel 28 EnG erhalten Anlagen dann keinen Investitionsbeitrag, wenn ohne Zusicherung oder ohne Bewilligung eines früheren Baubeginns mit den Bau-, Erweiterungs- oder Erneuerungsarbeiten für die Anlage begonnen wird. Artikel 73 Absatz 1 EnG nimmt die Anlagen von dieser Baubeginn-Regel aus, die bereits vor dem 1. Januar 2018 einen Wartelistenbescheid erhalten haben. Da Grosswasserkraftanlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW nach altem Recht nicht für die KEV angemeldet werden konnten, können sie über keinen Wartelistenbescheid verfügen, weshalb sie von den Investitionsbeiträgen ausgeschlossen sind, sofern bereits vor dem 1. Januar 2018 mit dem Bau begonnen wurde. Kleinwasserkraftanlagen mit einer Leistung von bis zu 10 MW konnten sich hingegen schon unter bisherigem Recht für die KEV anmelden und haben – wenn sie dies taten – mit dem Wartelistenbescheid ein gewisses Vertrauen in eine Förderung in Aussicht gestellt erhalten, was sie u.U. zu ersten Investitionen oder gar zum Bau der Anlage (mit)bewogen hat. Deshalb hat es der Gesetzgeber als gerechtfertigt erachtet, diesen Anlagen, obwohl sie noch keine definitive Zusage zur KEV nach altem Recht erhalten haben, mit einer Ausnahme von der Baubeginn-Regel (Art. 73 Abs. 1 EnG) die Inanspruchnahme von Investitionsbeiträgen zu ermöglichen. Andernfalls könnten diese Anlagen, die nach neuem Recht nicht mehr am Einspeisevergütungssystem teilnehmen können,



obwohl sie bisher konnten, ohne die Ausnahmeregelung nicht einmal mehr einen Investitionsbeitrag beantragen. Bei Grosswasserkraftanlagen, die sich nach altem Recht gar nicht erst für die KEV anmelden konnten und daher auch über keinerlei Vertrauensgrundlage verfügen, lässt sich eine solche Ausnahme nicht rechtfertigen, da es sich bei der Gewährung von Investitionsbeiträgen an Anlagen, die mit dem Bau bereits begonnen haben, ohne eine Förderung in Aussicht zu haben, um reine Mitnahmeeffekte handeln würde. Entsprechend hat der Gesetzgeber für Grosswasserkraftanlagen auch keine Ausnahme von der Baubeginn-Regel vorgesehen.

2.2.3 Investitionsbeiträge für Biomasseanlagen

Anstelle einer Einspeisevergütung stehen Kehrlichtverbrennungsanlagen (KVA) sowie Abwasserreinigungsanlagen (ARA) und erheblichen Erweiterungen oder Erneuerungen solcher Anlagen nur noch Investitionsbeiträge zu. Holzkraftwerke (HKW) von regionaler Bedeutung können sowohl einen Investitionsbeitrag als auch eine Einspeisevergütung beantragen. Eine Doppelvergütung ist jedoch ausgeschlossen. Der Investitionsbeitrag beträgt höchstens 20 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten und ist für nicht wirtschaftliche Massnahmen, die zu einer gesteigerten Stromproduktion oder zur Verlängerung der wirtschaftlichen Nutzungsdauer führen, bestimmt.

2.3 Unterstützung der bestehenden Grosswasserkraft

Angesichts der schwierigen Situation der Schweizer Wasserkraft hat das Parlament beschlossen, ein in der Vorlage des Bundesrats noch nicht enthaltenes Unterstützungsinstrument für bestehende Anlagen in das EnG aufzunehmen. Mit dem Marktprämienmodell sollen Grosswasserkraftanlagen, deren Strom am Markt unter Gestehungskosten verkauft werden muss, mit einer Marktprämie von maximal 1 Rp./kWh unterstützt werden. Neben dem Kriterium der Unterdeckung ist ebenfalls relevant, dass dieser Strom nicht in der Grundversorgung des jeweiligen Betreibers abgesetzt werden kann, da er in diesem Fall zu Gestehungskosten an den gebundenen Endkunden verrechnet werden kann. Die Regelung ist auf fünf Jahre befristet und soll zur vorübergehenden Linderung der angespannten Situation der am Markt exponierten Betreiber dienen. Finanziert wird die Marktprämie aus dem Netzzuschlag.

Zur Bestimmung der Höhe der Marktprämie würden idealerweise die effektiven Markterlöse und Gestehungskosten je Anlage berücksichtigt. Allerdings ist eine kraftwerksscharfe Ermittlung der Erlöse wegen der Strukturen der Elektrizitätswirtschaft heute kaum mehr möglich. Einerseits gibt es verschiedene Märkte, wo die Produktion aus Wasserkraft abgesetzt werden kann, und andererseits findet eine Optimierung für das ganze Portfolio statt, was Rückschlüsse auf einzelne Anlagen kaum mehr zulässt. Deswegen und um den Vollzugsaufwand möglichst tief zu halten, wählte der Bundesrat einen vereinfachenden Ansatz, der auf einen Referenzmarkterlös abstellt und mehrere Posten (erlös- und kosten-seitig) ganz weglässt. In der Regel sollten sich diese Weglassungen in etwa die Waage halten.

Nebst der Marktprämie verschafft das EnG den Berechtigten auch das Recht, den Wasserkraftstrom zu Gestehungskosten in der Grundversorgung abzusetzen und so eine zweite Stütze. Zur Frage, wie viel Wasserkraftstrom angesichts dieses Privilegs zur Marktprämie zugelassen wird, macht der Bundesrat im Sinne einer möglichst ausgewogenen und fairen Lösung ebenfalls Vorgaben.

3. Finanzielle, personelle und weitere Auswirkungen auf Bund, Kantone und Gemeinden

Die Änderungen auf Verordnungsstufe haben keine besonderen finanziellen, personellen oder weiteren Auswirkungen auf Kantone und Gemeinden. Auf Ebene Bund ist für den Vollzug der vorgesehenen Regelungen mit einem höheren finanziellen und personellen Aufwand zu rechnen. Die finanziellen



Mehrbelastungen ergeben sich weitgehend aufgrund der parlamentarischen Beschlüsse hinsichtlich Holzkraftwerke und Grosswasserkraftwerke. Für Vollzugs-, Entwicklungs- und Grundlagenarbeiten ist in den nächsten Jahren mit insgesamt einer Million Franken pro Jahr zu rechnen. Diese können haushaltsneutral über den Netzzuschlagsfonds finanziert werden. Für den Vollzug des Fördersystems (Einspeisevergütung, EIV, Investitionsbeiträge, Marktprämie, Strafbestimmungen) ist mit einem personellen Mehrbedarf von 1100 Stellenprozenten zu rechnen. Davon können 300 Stellenprozente intern kompensiert werden; 300 Stellenprozente werden zudem nur bis 2022 benötigt. Bis auf 100 Stellenprozente können die Stellen haushaltsneutral finanziert werden.

4. Auswirkungen auf Wirtschaft, Umwelt und Gesellschaft

Durch die vorgesehenen Änderungen des Fördersystems KEV hin zu einer kostenorientierten Einspeisevergütung mit Direktvermarktung steigt die Effizienz der eingesetzten Fördermittel. Zudem stellt die Einführung der Direktvermarktung die bessere Integration der Produktionsanlagen erneuerbarer Energien in den Markt sicher. Einerseits wird dadurch mittel- bis langfristig die Prognosegüte der Produktion zunehmen. Andererseits können die Anlagen besser und flexibler zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit eingesetzt werden. Eine höhere Wirkung pro eingesetzten Förderfranken wird ausserdem durch die Einführung bzw. Erweiterung von Investitionsbeiträgen und EIV erzielt. Mit einer Anschubfinanzierung werden hohe Investitionen ausgelöst.

Aufgrund der begrenzten Fördermittel kann die bereits bestehende KEV-Warteliste auch in Zukunft nicht vollständig abgebaut werden. Davon betroffen sind vor allem Photovoltaik-Projekte. Es ist davon auszugehen, dass nicht alle Betreiber, die ihre Anlagen ohne positiven KEV-Bescheid und damit auf eigenes Risiko gebaut haben, von der Förderung profitieren können.

Von den höheren Förder- und somit Investitionsvolumen profitieren wird in erster Linie die Branche rund um die Anlagenplanung, den Anlagenbau sowie die entsprechenden Zulieferungsbetriebe. Es ist damit zu rechnen, dass der Grossteil der Wertschöpfung in der Schweiz generiert wird.

5. Verhältnis zum europäischen Recht

Durch die Verordnung wird das derzeitige Verhältnis zum europäischen Recht nicht verändert. Mit Blick auf ein mögliches Stromabkommen mit der EU sind insbesondere die EU-Regeln zu staatlichen Beihilfen (Subventionen, Entlastungen und Vorteile aller Art) im Auge zu behalten. Allfällige Konflikte mit dem EU-Recht ergeben sich jedoch nicht aufgrund der Verordnungsbestimmungen, um die es vorliegend geht, sondern aufgrund des Gesetzes, das bereits beschlossen ist und hier nicht geändert werden kann. Beihilferechtlich in den Fokus rücken dürfte die Grosswasserkraft-Marktprämie, dies v.a. darum, weil mit ihr laufende Betriebsausgaben beeinflusst werden und weil die Prämie für bestehende Anlagen ausbezahlt wird und also nicht der *Zubau* von Erneuerbaren-Anlagen oder -Produktion bezweckt wird wie z.B. bei der Einspeisevergütung und bei den Investitionsbeiträgen. Rückt ein Stromabkommen in Reichweite, müsste die Marktprämie mit der EU diskutiert werden, wobei es für deren Rechtfertigung durchaus gute Argumente gibt, u.a. die Befristung auf 5 Jahre.

Im Verhältnis zum WTO-Recht, das ebenfalls Regeln zu Subventionen und dgl. enthält und das für die Schweiz verbindlich ist, gilt das zum Beihilferecht Ausgeführte: Allfällige Konflikte ergeben sich aus dem bereits beschlossenen Gesetz und nicht aus den vorliegenden Verordnungsbestimmungen.



6. Erläuterungen zu den einzelnen Bestimmungen

1. Kapitel: Allgemeine Bestimmungen

Dieses Kapitel enthält Bestimmungen, die für verschiedene der nachfolgenden Kapitel von Bedeutung sind.

Art. 3 Neuanlagen

Absatz 2 sieht vor, dass nebst tatsächlich neuen Anlagen auch der komplette Ersatz einer bestehenden Anlage als Neuanlage gilt. Von einem kompletten Ersatz ist dann auszugehen, wenn die notwendige Investition annähernd so gross ist wie diejenige in eine vergleichbare, tatsächlich neue Anlage. Allenfalls verbleibende Anlagenteile dürfen zudem höchstens von untergeordneter Bedeutung sein.

Art. 4 Anlagenleistung

Die Leistung einer Anlage bestimmt sich nach Artikel 13 EnV und somit gleich wie bei Anlagen, die nach Artikel 15 EnG einspeisen.

Art. 5 Meldepflicht bei Änderung der berechtigten Person

Die Verpflichtung, eine allfällige Änderung der berechtigten Person zu melden, soll sicherstellen, dass die Förderungsleistung nicht an die falsche Person ausbezahlt wird. Erfolgt die Meldung nicht, wird der Betrag an die bisher berechnete Person ausbezahlt. Insbesondere bei der Einspeisevergütung und der EIV würde es einen unverhältnismässigen Vollzugsaufwand bedeuten, wenn vor der Auszahlung der Vergütung oder des Investitionsbeitrags nochmals abgeklärt werden müsste, ob sich die Person des Berechtigten geändert hat oder nicht.

Art. 6 Kategorien von Photovoltaikanlagen

Photovoltaikanlagen mit einer Leistung von weniger als 100 kW werden in zwei Kategorien aufgeteilt. Kleine Photovoltaikanlagen, die ins Gebäude integriert werden, haben auch heute noch leicht höhere Investitionskosten, als solche, die nur ans Gebäude angebaut oder gar als freistehende Anlagen realisiert werden. Diesem Umstand soll weiterhin mit leicht höheren Vergütungssätzen bei der Einmalvergütung Rechnung getragen werden. Eine Anlage gilt nur dann als integriert, wenn sie in ein Gebäude effektiv eingebaut ist und eine Doppelfunktion erfüllt. Das konstruktive Aufstellen von Anlagen – wie beispielsweise bei Carports bzw. bei der Überdachung von Parkplätzen mittels PV-Panels – erfüllt die Anforderung gemäss Artikel 6 Absatz 2 mangels Integration der Photovoltaikmodule in ein Gebäude nicht. Dass in solchen Fällen keine integrierte Anlage vorliegt, ergibt sich auch aus dem Umstand, dass die höheren Kosten einer Integration nicht anfallen.

Art. 7 Grosse und kleine Photovoltaikanlagen

Die Unterscheidung zwischen „grossen“ und „kleinen“ Photovoltaikanlagen (Art. 19 Abs. 6 EnG) wird bei einer Leistung von 100 kW gemacht. Anlagen ab 100 kW sind mit erheblichen Investitionen verbunden. Die Rentabilität und die Investitionssicherheit der Anlage spielen beim Investitionsentscheid eine viel grössere Rolle als bei den kleinen Anlagen. Deshalb wird für grosse Photovoltaikanlagen das Antragsverfahren etwas anders gestaltet als für die kleinen Anlagen (vgl. dazu die Abschnitte 3 und 4 des 4. Kapitels).

Anlagen unterhalb einer Leistung von 100 kW werden als Teil der Gebäudetechnik betrachtet. Es ist davon auszugehen, dass diese Anlagen von den Projektanten entweder bereits beim Neubau des Gebäudes oder in Verbindung mit anderen Massnahmen wie einer Dachsanierung realisiert werden. Folglich hängen der Realisierungszeitpunkt und die Rentabilität von einer Vielzahl verschiedener Faktoren ab.



Auch Anlagen, die eine Gesamtleistung von 100 kW oder mehr aufweisen, sollen von der administrativ weniger aufwändigen und möglicherweise schnelleren Abwicklung der EIV für kleine Anlagen profitieren können, wenn der für diese Anlagen auszubehaltende Betrag auf einen Leistungsbeitrag von weniger als 100 kW begrenzt ist. Ausschlaggebend für die Definition der kleinen Anlage soll deshalb sein, dass die beantragte EIV den Leistungsbeitrag von 100 kW nicht erreicht. Das bedeutet, dass, auch wenn eine Anlage auf 100 kW oder mehr Gesamtleistung erweitert oder erneuert wird, ein Antrag für eine kleine Anlage gestellt werden kann, solange die Erweiterungsleistung die Grenze von 100 kW nicht erreicht (Abs. 2 Bst. b). Gleich werden auch Anlagen behandelt, wenn der Betreiber für eine Anlage mit einer Leistung ab 100 kW "nur" eine EIV für die Leistung von weniger als 100 kW beantragt (Abs. 3).

Art. 8 Wahlrecht bei Photovoltaikanlagen

Alle Betreiber von Photovoltaikanlagen, die eine Leistung von weniger als 100 kW aufweisen, werden nur noch die EIV in Anspruch nehmen können. Für Anlagen mit einer Leistung von 100 kW bis 50 MW besteht ein Wahlrecht zwischen der Einspeisevergütung und der EIV.

Bei einer Anlagenleistung von mehr als 50 MW kann nur die Einspeisevergütung beantragt werden. Die sehr hoch angesetzte Obergrenze wurde gewählt, damit möglichst alle in der Schweiz denkbaren Anlagengrößen von einer EIV profitieren können. Das Wahlrecht wird bei Antragseinreichung endgültig ausgeübt, indem ein Antrag für die eine oder die andere Förderung eingereicht wird. Einzige Ausnahme von dieser endgültigen Ausübung ist, wenn ein Anlagenbetreiber seine Anlage in Betrieb nimmt und nach der Inbetriebnahme einen Antrag auf EIV für kleine Anlagen stellt. In solch einem Fall soll der Wechsel vom Einspeisevergütungssystem beziehungsweise der EIV für grosse Anlagen ins administrativ weniger aufwändige System der EIV für kleine Anlagen möglich sein. Dies bedingt allerdings, dass der Anlagenbetreiber auf die Vergütung des Leistungsbeitrags ab 100 kW verzichtet (vgl. Definition der kleinen Photovoltaikanlagen in Art. 7).

Art. 9 Ausnahmen von der Untergrenze bei Wasserkraftanlagen

Die in Artikel 9 aufgezählten Wasserkraftanlagen bedingen im Sinne von Artikel 19 Absatz 5 EnG keinen neuen Eingriff in natürliche Gewässer. Sie werden daher von der Leistungsuntergrenze für den Erhalt einer Einspeisevergütung oder eines Investitionsbeitrags ausgenommen. Sie können am Einspeisevergütungssystem teilnehmen oder für sie kann ein Investitionsbeitrag beantragt werden. Dies gilt für Dotierkraftwerke (Bst. a) und für Anlagen an künstlich geschaffenen Kanälen, sofern sich in diesen über die Zeit nicht ein wertvolles Ökosystem entwickelt hat und die Anlage keinen Eingriff in ein natürliches Gewässer bewirkt (Bst. b). Weiter gilt es für Anlagen, die das für eine anderweitige Hauptnutzung bereits genutzte Wasser im Sinne einer Nebennutzung noch zur Elektrizitätsproduktion nutzen; wie sich aus dem Begriff "Nebennutzung" ergibt, darf die gesamthaft genutzte Wassermenge die für die Hauptnutzung (z.B. Beschneidung) notwendige bzw. bewilligte oder konzedierte Wassermenge nicht überschreiten (Bst. c).

Art. 10 Eigenverbrauch

Für einen allfälligen Eigenverbrauch im Einspeisevergütungssystem gelten die einschlägigen Bestimmungen der Energieverordnung.



2. Kapitel: Einspeisevergütungssystem

1. Abschnitt: Allgemeine Bestimmungen

Art. 11 Allgemeine Anforderungen

Für Anlagen im Einspeisevergütungssystem gelten betreffend die Anschlussbedingungen sowie die Bestimmung der zu vergütenden Energie die gleichen Regelungen wie für Anlagen, die gestützt auf Artikel 15 des Gesetzes einspeisen.

Art. 12 Herkunftsnachweis und ökologischer Mehrwert

Wie im heutigen Recht gilt der ökologische Mehrwert der aus erneuerbaren Energien produzierten Elektrizität mit der Teilnahme am Einspeisevergütungssystem bzw. der Ausrichtung der Einspeiseprämie als abgegolten. Die entsprechenden Herkunftsnachweise sind daher der Vollzugsstelle zu übertragen und können nicht vermarktet werden.

Art. 13 Teilnahme von Photovoltaikanlagen

Photovoltaikanlagen mit einer Leistung von weniger als 100 kW werden zum Einspeisevergütungssystem nicht mehr zugelassen. Für solche Anlagen besteht die Möglichkeit, eine Einmalvergütung zu beantragen (vgl. Art. 19 Abs. 4 und 6 Art. 24 EnG).

2. Abschnitt: Direktvermarktung und Einspeisung zum Referenz-Marktpreis

Art. 14 Direktvermarktung

Absatz 1 sieht gestützt auf Artikel 21 Absatz 2 des Gesetzes vor, dass Betreiber von Kleinanlagen mit einer Leistung von weniger als 100 kW von der Pflicht, ihre Elektrizität selber am Markt zu verkaufen, ausgenommen sind, da der Vermarktungsaufwand im Verhältnis zur produzierten Elektrizitätsmenge unverhältnismässig hoch wäre. Betreiber von Anlagen ab einer Grösse von 100 kW müssen ihre Elektrizität spätestens nach einer Übergangsfrist von zwei Jahren (vgl. Art. 105 Abs. 1) selber am Markt verkaufen.

Betreibern von Anlagen ab einer Grösse von 500 kW, die bereits eine Vergütung nach altem Recht erhalten, ist es aufgrund ihrer Grösse ebenfalls zumutbar, ihre Elektrizität selber zu vermarkten. Sie müssen ihre Elektrizität gestützt auf Artikel 72 Absatz 5 des Gesetzes deshalb auch selber verkaufen, für sie gilt aber ebenfalls eine Übergangsfrist von zwei Jahren (Vgl. Art. 105 Abs. 2).

Es ist jedoch jedem Anlagenbetreiber – unabhängig von der Grösse seiner Anlage – unbenommen, auf eigenen Wunsch jederzeit in die Direktvermarktung zu wechseln. Ein solcher Wechsel ist endgültig.

Art. 15 Referenz-Marktpreis

Der Referenz-Marktpreis für Photovoltaikanlagen entspricht dem Durchschnitt der Preise, die an der Strombörse in einem Vierteljahr jeweils für den Folgetag festgesetzt werden, gewichtet nach der tatsächlichen viertelstündlichen Einspeisung ebendieser Anlagen. Da Photovoltaikanlagen nur tagsüber Elektrizität produzieren und einspeisen, würde ein ungewichteter Marktpreis, der auch die tieferen Nachtpreise umfasst, keine adäquate Abbildung der erzielbaren Markterlöse darstellen und zu einer zu hohen Einspeiseprämie führen (Abs. 1).

Bei den übrigen Technologien liegen keine solch spezifischen Produktions- und Einspeisemuster vor. Deshalb entspricht der Referenz-Marktpreis den vierteljährlich gemittelten Preisen an der Strombörse (Abs. 2).

Die Referenz-Marktpreise werden vom BFE berechnet und veröffentlicht (Abs. 3).



Art. 16 Vergütungssätze und deren Anpassung

Die Vergütungssätze werden für jede Technologie im entsprechenden Anhang (1.1 – 1.5) festgelegt (Abs. 1).

Bei Hybridanlagen (Art. 2 Bst. a) wird der Vergütungssatz nach Absatz 2 wie im bisherigen Recht anhand der eingesetzten Energieträger und gewichtet nach den Anteilen der jeweiligen Energieinhalte berechnet. Bei Technologien, bei denen die äquivalente Leistung massgebend für die Berechnung des Vergütungssatzes ist, wird zur Bestimmung der äquivalenten Leistung die gesamte Produktionsmenge der Hybridanlage berücksichtigt.

Art. 17 Vergütungsdauer und Mindestanforderungen

Die Vergütungsdauer und die Mindestanforderungen werden ebenfalls für jede Technologie separat in den Anhängen festgelegt (Abs. 1).

Wie im bisherigen Recht beginnt die Vergütungsdauer mit der Inbetriebnahme der Anlage zu laufen, unabhängig davon, ob der Betreiber für die Anlage bereits eine Vergütung erhält oder nicht. Die Vergütungsdauer kann auch nicht unterbrochen werden (Abs. 2).

3. Abschnitt: Reihenfolge der Berücksichtigung und Warteliste

Art. 18 Reihenfolge der Berücksichtigung

Massgebend für die Berücksichtigung der Projekte ist vorab das Einreichdatum des Gesuchs (Abs. 1). Bei mehreren Gesuchen an einem Tag werden die Projekte mit der grössten Leistung vorab berücksichtigt (Abs. 2).

Art. 19 Warteliste

Reichen die Mittel aus dem Netzzuschlagsfonds (Art. 37 EnG) nicht für die Berücksichtigung aller Gesuche aus, werden wie im bisherigen Recht Wartelisten geführt, eine für Photovoltaikanlagen und eine für die übrigen Technologien. Die Aufnahme in die Warteliste gibt einem Anlagenbetreiber keinerlei Anspruch auf die Teilnahme am Einspeisevergütungssystem. Wenn ein Anlagenbetreiber seine Anlage, die auf einer Warteliste eingetragen ist, realisiert, tut er dies auf eigenes Risiko.

Wichtig ist zudem, dass nur Anlagen in die Warteliste aufgenommen werden, welche die Anspruchsvoraussetzungen voraussichtlich erfüllen. Ist bereits bei Einreichung des Gesuchs offensichtlich, dass die Anlage die Anspruchsvoraussetzungen nicht erfüllt, ist das Gesuch bereits vor Aufnahme in die Warteliste abzuweisen.

Art. 20 Abbau der Warteliste

Stehen wieder Mittel aus dem Netzzuschlagsfonds zur Verfügung, legt das BFE nach Absatz 1 mittels Kontingenten fest, wie viele Anlagen berücksichtigt werden können.

Die heute bestehende Warteliste kann aufgrund der beschränkten Mittel und dem Auslaufen des Einspeisevergütungssystems Ende 2022 trotz der Anhebung des Netzzuschlags auf 2,3 Rp./kWh nicht vollständig abgebaut werden.

Die Photovoltaikanlagen auf der Warteliste werden gemäss Absatz 2 nach dem Einreichdatum des Gesuchs berücksichtigt, unabhängig davon, ob sie bereits in Betrieb genommen wurden oder nicht. Dadurch wird gewährleistet, dass die Anlagenbetreiber, die sich früh angemeldet haben und schon länger auf der Warteliste sind, am Einspeisevergütungssystem teilnehmen können. Gleichzeitig ist davon auszugehen, dass viele Betreiber, die ihre Anlage ohne positiven Bescheid nach bisherigem Recht in Betrieb genommen haben, nicht mehr am Einspeisevergütungssystem werden teilnehmen können. Sie können aber eine Einmalvergütung in Anspruch nehmen (Art. 25 EnG). Die Photovoltaik-Warteliste kann etwa bis zu den Anlagen, die sich bis Mitte 2012 angemeldet haben, abgebaut werden. Das genaue Datum ist nur schwer abzuschätzen, da es von der tatsächlich realisierten Leistung der Anlagen abhängt, die erfahrungsgemäss von der angemeldeten Leistung abweichen kann.



Bei den übrigen Technologien springen gemäss Absatz 3 die Anlagen an die Spitze der Warteliste, bei denen die Inbetriebnahme oder die Baureife mit der Inbetriebnahmemeldung oder mit der Projektfortschrittmeldung bzw. bei Kleinwasserkraft- und Windenergieanlagen mit der zweiten Projektfortschrittmeldung nachgewiesen wurde. Innerhalb der Gruppe dieser "Springer" werden dann wiederum die Anlagen zuerst berücksichtigt, die zuerst die Inbetriebnahme- bzw. Projektfortschrittmeldung eingereicht haben (Bst. a). Können alle "Springer" berücksichtigt werden, werden die übrigen Projekte entsprechend dem Einreichdatum des Gesuchs berücksichtigt (Bst. b).

4. Abschnitt: Gesuchsverfahren

Art. 21 Gesuch

Für die Behandlung der Gesuche um Teilnahme am Einspeisevergütungssystem ist die Vollzugsstelle zuständig (Abs. 1). In den Anhängen wird für jede Technologie festgelegt, welche Angaben und Unterlagen das Gesuch zu enthalten hat (Abs. 2).

Art. 22 Zusicherung dem Grundsatz nach

Die Zusicherung dem Grundsatz nach entspricht dem früheren positiven Bescheid (Art. 3g Abs. 3 a-EnV). Er soll dem Anlagenbetreiber Investitionssicherheit bieten, indem ihm die Teilnahme am Einspeisevergütungssystem für den Fall zugesichert wird, dass im späteren Zeitpunkt der Inbetriebnahme sämtliche Anforderungen erfüllt werden (Abs.1).

Wie heute der positive Bescheid hat diese Verfügung für allfällige Konzessions- oder Bewilligungsverfahren keinerlei präjudizielle Wirkung (Abs. 2).

Art. 23 Projektfortschritte, Inbetriebnahme und Meldepflichten

Projekte, denen die Einspeisevergütung dem Grundsatz nach zugesichert wurde, sollen zügig realisiert werden und die für sie reservierten Mittel (Art. 22) nicht unnötig lange blockieren. Deshalb sieht Artikel 23 wie bereits das heutige Recht vor, dass die Antragsteller innert der in den Anhängen festgelegten Fristen Projektfortschritte erzielen und die Anlage in Betrieb nehmen müssen und der Vollzugsstelle jeweils entsprechend Meldung zu erstatten haben (Abs. 1, 2 und 4).

Kann ein Gesuchsteller die Frist für einen Projektfortschritt oder die Inbetriebnahme aus Gründen, für die er nicht einzustehen hat, nicht einhalten, kann ihm diese Frist von der Vollzugsstelle auf Gesuch hin verlängert werden. Das Gesuch ist vor Ablauf der jeweiligen Frist einzureichen (Abs. 3).

Reicht ein Anlagenbetreiber die Inbetriebnahmemeldung zu spät ein und erhält er aus diesem Grund keine Vergütung, erhält er rückwirkend nur den Referenz-Marktpreis, nicht aber die Einspeiseprämie ausbezahlt (Abs. 5).

Art. 24 Entscheid

Erfüllt die Anlage auch nach der Inbetriebnahme sämtliche Voraussetzungen, nimmt sie definitiv am Einspeisevergütungssystem teil (Abs. 1). Eine Zusicherung dem Grundsatz nach ist keine Voraussetzung für die Teilnahme am Einspeisevergütungssystem (Abs. 2).

Wie bereits nach heutigem Recht vorgesehen, wird das Gesuch um Teilnahme am Einspeisevergütungssystem gemäss Absatz 3 abgewiesen, wenn eine Anlage die Anspruchsvoraussetzungen nicht erfüllt, die Fristen zur Erreichung der Projektfortschritte oder der Inbetriebnahme nicht einhält oder der Standort der Anlage nicht mehr dem im Gesuch angegebenen Standort entspricht. Ob der effektive Standort einer Anlage von dem Standort gemäss Anmeldung abweicht, ist je nach Technologie unterschiedlich zu definieren und einzelfallweise zu beurteilen:

- Bei Photovoltaikanlagen liegt beispielsweise in der Regel dann ein anderer Standort vor, wenn die Anlage auf einem anderen als dem angemeldeten Grundstück installiert wird. Einzig bei wirtschaftlich eng zusammenhängenden Bauten auf verschiedenen Grundstücken (z.B. ein Landwirtschaftsbetrieb auf mehreren Parzellen, verschiedene Ökonomieiteile, Wohnhaus, Stöckli) kann



- auch bei einem Wechsel von einem auf ein anderes Grundstück innerhalb der „Betriebsfläche“ in der Regel vom gleichen Standort ausgegangen werden.
- Bei Wasserkraftanlagen kann es in der Projektierungsphase naturgemäss zu grösseren örtlichen Verschiebungen kommen. Vom gleichen Standort kann bei Wasserkraftanlagen daher in der Regel dann ausgegangen werden, wenn sie am gleichen Gewässerabschnitt gebaut werden.
 - Für Windkraftanlagen gilt das gleiche, bei ihnen kann dann vom gleichen Standort ausgegangen werden, wenn sie innerhalb des gleichen Planungspereimeters erstellt werden.
 - Biomasseanlagen werden oft in der Nähe und im Zusammenhang mit einem Landwirtschafts- oder Industriebetrieb erstellt. Bei ihnen dürfte daher normalerweise dann vom gleichen Standort auszugehen sein, wenn sie innerhalb der „Betriebsfläche“ erstellt werden.
 - Auch bei Geothermieanlagen sind naturgemäss grössere Abweichungen vom angemeldeten Standort denkbar, mangels Erfahrungswerten wird sich im Vollzug weisen, wann von einem neuen Standort auszugehen ist.

5. Abschnitt: Laufender Betrieb, Ausschluss und Austritt

Art. 25 Auszahlung der Vergütung

Die Vergütung besteht gemäss Artikel 21 Absatz 3 EnG neu aus zwei Komponenten, dem Marktpreis bzw. dem Referenz-Marktpreis und der Einspeiseprämie. Die Vollzugsstelle zahlt Betreibern in der Direktvermarktung vierteljährlich die Einspeiseprämie aus. Den Marktpreis müssen sich diese Betreiber im Rahmen der Direktvermarktung selber erwirtschaften. Betreiber, die zum Referenz-Marktpreis einspeisen, erhalten von der Vollzugsstelle die Einspeiseprämie und den Referenz-Marktpreis ausbezahlt (Abs. 1).

Gleich wie im bisherigen Recht hat die Vollzugsstelle die Auszahlung anteilmässig vorzunehmen, wenn nicht genügend Mittel zur Verfügung stehen. Der Restbetrag wird den Betreibern im Folgejahr nachbezahlt (Art. 2).

Der Vergütungssatz eines bestimmten Jahres für Wasserkraft- und Biomasseanlagen wird provisorisch anhand der letztjährigen Produktion festgelegt. Erst im nächsten Jahr wird der Vergütungssatz rückwirkend anhand der effektiven Produktion angepasst (vgl. z.B. Anhang 1.1 Ziff. 2.6), allenfalls zu viel ausbezahlte Beträge hat der Betreiber zurückzubezahlen (Abs. 3).

Sollte der Referenz-Marktpreis den Vergütungssatz übersteigen (Art. 21 Abs. 5 EnG), so haben die Betreiber den Differenzbetrag vierteljährlich der Vollzugsstelle zu entrichten (Abs. 4).

Die Vergütungsdauer endet nach Absatz 5 neu am Ende des Monats, in welchem sie ausläuft und nicht erst im nachfolgenden Dezember. Bei Anlagenbetreibern, denen im Bescheid nach bisherigem Recht eine Vergütungsdauer nicht auf Ende des Monats, in welchem die Vergütungsdauer ausläuft, sondern auf den darauffolgenden Dezember zugesichert wurde, gilt Artikel 106.

Ein Betreiber, der die für die Auszahlungen nach Absatz 1 notwendigen Angaben und Nachweise (u.a. Zahlungsverbindungen, etc.) nicht erbringt, verliert seinen Anspruch bis zu dem Zeitpunkt, in dem er die notwendigen Informationen eingereicht hat (Abs. 6).

Art. 26 Bewirtschaftungsentgelt

Produzenten in der Direktvermarktung erhalten für die damit zusammenhängenden Vermarktungskosten, wie beispielsweise für die Fahrplanerstellung und die Ausgleichsenergiekosten ein Bewirtschaftungsentgelt pro kWh. Da die Vermarktung bei den verschiedenen Technologien unterschiedlich hohen Aufwand verursacht und unterschiedlich gut prognostizierbar ist, fällt auch das Bewirtschaftungsentgelt verschieden hoch aus. Betroffen davon sind auch altrechtliche Anlagen (Art. 72 Abs. 1 und 5 EnG i.V.m. Art. 14 Abs. 2 und 105 Abs. 2 EnV), weshalb in Artikel 26 auch KVA aufgeführt sind. Für



KVA wird ein spezifisches Entgelt festgelegt, weil sie im Unterschied zu den restlichen Biomasseanlagen deutlich geringere Ausgleichsenergiekosten verursachen. Dies insbesondere weil sie hochautomatisiert sind, professionell betrieben werden sowie mit Bandlast gefahren werden können.

Je nach Entwicklung des Marktes für Direktvermarkter bzw. der Vermarktungskosten wird die Höhe des Entgelts inskünftig angepasst; es soll einen Anreiz bieten, die Einspeiseprognose zu verbessern und mittelfristig zu einer Senkung der Ausgleichsenergiekosten beitragen.

Das Bewirtschaftungsentgelt erhalten nur Anlagen, die am Einspeisevergütungssystem teilnehmen und ihre Elektrizität selbst am Markt verkaufen. Vermarktungskosten von Anlagen im Einspeisevergütungssystem, die zum Referenz-Marktpreis einspeisen, werden direkt vom Netzzuschlagsfonds übernommen (Art. 24 StromVV). Verträge mit der Mehrkostenfinanzierung basieren auf einer früheren Gesetzgebung, das neue Energiegesetz verweist diesbezüglich auf die damaligen Bestimmungen (Art. 73 Abs. 4 und 5 EnG), weshalb auf Verordnungsstufe zur MKF keine neuen Regelungen getroffen werden können, insbesondere auch nicht im Zusammenhang mit dem Bewirtschaftungsentgelt.

Art. 27 Pflichten der Bilanzgruppe für erneuerbare Energien und der Netzbetreiber

Bei Anlagen, deren Produktion zum Referenz-Marktpreis eingespeist wird und die über eine Lastgangmessung mit automatischer Datenübermittlung oder ein intelligentes Messsystem verfügen, ist die Bilanzgruppe für erneuerbare Energien (BG-EE) für die Abnahme und den Verkauf der Elektrizität zuständig. Der Leistungsauftrag mit der BG-EE wird vorsehen, dass sie die abgenommene Elektrizität bestmöglich (Spotmarkt Schweiz Day-Ahead, Intraday, Systemdienstleistungen, etc.) zu veräußern hat. Sie vergütet der Vollzugsstelle den Referenz-Marktpreis für die gemäss Fahrplan abgenommene Elektrizität (Abs. 1).

Bei Anlagen, deren Produktion zum Referenz-Marktpreis eingespeist wird und die über keine Lastgangmessung und kein intelligentes Messsystem verfügen, ist der Netzbetreiber für die Abnahme der Elektrizität zum Referenz-Marktpreis zuständig. Wie bereits heute entrichtet er dem Netzzuschlagsfonds für diese Elektrizität via die Vollzugsstelle den Referenz-Marktpreis (Abs. 2). Da für diese Anlagen keine Bilanzierungsaufwände anfallen, steht den Netzbetreibern keine Entschädigung zu.

Art. 28 Nachträgliche Erweiterungen oder Erneuerungen

Anlagenbetreiber im Einspeisevergütungssystem müssen gemäss Absatz 1 allfällige Erweiterungen oder Erneuerungen einen Monat vor deren Inbetriebnahme der Vollzugsstelle melden. Die Vergütungsdauer bleibt bei einer Erweiterung oder Erneuerung unverändert (Abs. 2)

Um möglichst neue Standorte für die Photovoltaikanlagen zu erschliessen, wird die Zusatzproduktion durch Erweiterungen oder Erneuerungen von bestehenden Anlagen, die bereits eine Vergütung erhalten nicht gefördert bzw. vergütet. Der Vergütungssatz von erweiterten oder erneuerten Photovoltaikanlagen wird daher entsprechend der zusätzlich installierten Leistung gekürzt (Abs. 3). Bei einer Anlage, deren Leistung um z.B. 15% erweitert wird, bedeutet das eine Kürzung des Vergütungssatzes für die Produktion der Gesamtanlage um 15%.

Die Ausnahme von dieser Kürzung (Abs. 4) soll sicherstellen, dass jemand, der eine Anlage im Einspeisevergütungssystem betreibt, einen zusätzlichen Anlagenteil installieren und diesen beispielsweise für den Eigenverbrauch verwenden kann. Für eine entsprechende Erweiterung erhält der Betreiber zwar keine Vergütung, sie hat aber auch keine Kürzung des Vergütungssatzes des mit der Einspeisevergütung vergüteten Teils der Anlage zur Folge.

Bei Kleinwasserkraft- und Biomasseanlagen wird die Zusatzproduktion aufgrund einer Erweiterung oder einer Erneuerung mit einem gekürzten Vergütungssatz vergütet. Je höher die Zusatzproduktion aufgrund der Leistungserhöhung, desto stärker wird der Vergütungssatz gekürzt. Bei Kleinwasserkraftwerken entspricht die Anlagenleistung der mittleren mechanischen Bruttoleistung nach Art. 4 EnFV i.V.m. Art.13 EnV. Die Erweiterungen und Erneuerungen sind auch künftig uneingeschränkt möglich, haben aber eine leichte Kürzung des Vergütungssatzes zur Folge, um die Liquidität des Netzzuschlagsfonds auch künftig jederzeit zu gewährleisten.



Art. 29 Folgen des Nichteinhaltens von Anspruchsvoraussetzungen oder Mindestanforderungen

Die Regelung bei Nichteinhaltung der Anspruchsvoraussetzungen oder der Mindestanforderungen nach Absatz 1 entspricht dem bisherigen Recht. Eine Anlage, welche die Anspruchsvoraussetzungen oder die Mindestanforderungen nicht oder nicht mehr einhält, erhält nur den Referenz-Marktpreis ausbezahlt. Allenfalls zu viel erhaltene Vergütung muss der Anlagenbetreiber zurückerstatten. Anspruchsvoraussetzungen sind beispielsweise die Voraussetzungen für die erhebliche Erweiterung oder Erneuerung oder das Erreichen der Mindestgrenzen (Art. 19 Abs. 4 EnG), die Mindestanforderungen sind gegebenenfalls für jede Technologie in den Anhängen geregelt. Werden die Anspruchsvoraussetzungen oder die Mindestanforderungen wieder eingehalten, lebt der Anspruch wieder auf (Abs. 2). Massgebend für das Entfallen oder das Wiederaufleben des Anspruchs ist der Zeitpunkt, ab welchem die Voraussetzungen oder Anforderungen nicht bzw. wieder eingehalten werden. Ist für die Berechnung der Vergütung eine Beurteilungsperiode vorgesehen, so gelten Absatz 1 und 2 je für die ganze Beurteilungsperiode.

Kein Fall von Artikel 29 liegt dann vor, wenn für eine Technologie eine spezifische Übergangsfrist für das Erreichen einer Mindestanforderung vorgesehen ist, wie beispielsweise in Anhang 1.4 Ziffer 3.1. Dort ist vorgesehen, dass Geothermieanlagen den minimalen Gesamtnutzungsgrad erst ab dem 3. vollen Kalenderjahr erreichen müssen. Die Nichteinhaltung der Mindestanforderungen in den ersten 2 Jahren fällt in dem Fall nicht zu einer Anwendung von Artikel 29.

Hat der Anlagenbetreiber für die Gründe, aus welchen die Anlage die Anspruchsvoraussetzungen oder die Mindestanforderungen nicht einhält, nicht selber einzustehen, kann er der Vollzugsstelle Massnahmen darlegen, mit welchen er diese wieder einzuhalten gedenkt. Die Vollzugsstelle kann ihm zur Umsetzung dieser Massnahmen eine Frist setzen sowie Auflagen erlassen. Hält der Anlagenbetreiber diese Auflagen ein, erhält er während der Dauer der Frist die Einspeiseprämie weiterhin ausbezahlt (Abs. 3). Nach der Frist kommt wieder Absatz 1 zur Anwendung, wenn die Voraussetzungen und Anforderungen noch immer nicht eingehalten werden (Abs. 4).

Art. 30 Ausschluss und Austritt aus dem Einspeisevergütungssystem

Eine Anlage, die wegen Nichteinhaltens der Anspruchsvoraussetzungen oder der Mindestanforderungen in drei Jahren je mindestens einmal auf den Referenz-Marktpreis gesetzt wurde oder die Anspruchsvoraussetzungen oder die Mindestanforderungen ein Jahr nach Ablauf der Frist nach Artikel 29 Absatz 3 nicht für ein ganzes Jahr einhält, wird aus dem Einspeisevergütungssystem ausgeschlossen (Abs. 1). Ein Betreiber kann selbstverständlich auch freiwillig aus dem Einspeisevergütungssystem austreten (Abs. 2).

Ein erneutes Teilnehmen nach dem Ausscheiden oder dem Austritt ist nicht möglich (Abs. 3).

3. Kapitel: Allgemeine Bestimmungen zur Einmalvergütung und zu den Investitionsbeiträgen

Dieses Kapitel enthält Bestimmungen, die für mehrere der nachfolgenden Kapitel von Bedeutung sind.

Art. 31 Ausschluss des Investitionsbeitrags

Befindet sich eine Anlage in einem Vergütungssystem wie der Mehrkostenfinanzierung, der kostendeckenden Einspeisevergütung nach bisherigem Recht oder dem Einspeisevergütungssystem nach neuem Recht, kann sie nicht gleichzeitig von einer EIV oder von einem Investitionsbeitrag profitieren. Tritt ein Anlagenbetreiber vor Ablauf der Vergütungsdauer definitiv aus einem dieser Systeme aus, steht es ihm frei, für eine spätere erhebliche Erweiterung oder Erneuerung eine EIV oder einen Investitionsbeitrag zu beantragen.



Art. 32 Bewilligung des früheren Baubeginns

Bei Wasserkraft- und Biomasseanlagen darf grundsätzlich gestützt auf Artikel 28 EnG mit den Bau-, Erweiterungs- oder Erneuerungsarbeiten erst begonnen werden, nachdem das BFE eine Zusicherung dem Grundsatz nach für den Investitionsbeitrag abgegeben hat. Das BFE kann jedoch einen früheren Baubeginn bewilligen. Dies tut es, wenn es mit schwerwiegenden Nachteilen verbunden wäre, die Zusicherung dem Grundsatz nach abzuwarten. Diese Bestimmung lehnt sich stark an Artikel 26 des Bundesgesetzes vom 5. Oktober 1990 über Finanzhilfen und Abgeltungen (Subventionsgesetz, SuG [SR 616.1]) an.

Art. 33 Anforderungen an den Betrieb und die Betriebstüchtigkeit der Anlage

Diese Bestimmung soll gewährleisten, dass eine EIV oder ein Investitionsbeitrag nur für Anlagen ausbezahlt wird, die tatsächlich während der vorgesehenen Mindestdauer die erwartete Menge Elektrizität produzieren. Gerade bei Wasserkraftanlagen kann der durch die getätigten Investitionen erreichte Mehrwert auch auf andere Weise als durch eine Mehrproduktion erreicht werden, so z.B. durch die zeitliche Verschiebung der Produktion bei Speicherkraftwerken. In solchen Fällen ist nicht (allein) die Menge der produzierten Elektrizität für die Beurteilung des regulären Betriebs massgebend. Wichtig ist jedoch, dass nicht Anlagen gefördert werden, die bereits nach kurzer Zeit wieder abgeschaltet oder schlecht gewartet werden.

Art. 34 Rückforderung der Einmalvergütung und der Investitionsbeiträge

Mit der Möglichkeit der Rückforderung der EIV oder des Investitionsbeitrags soll sichergestellt werden, dass die verfügbaren Mittel richtig eingesetzt und nur für Projekte verwendet werden, welche die Anforderungen einhalten und eine Förderung auch tatsächlich nötig haben. Wenn die Bedingungen nach Artikel 33 nicht eingehalten werden, die Anlage insbesondere nicht die erwartete (Mehr-)produktion erreicht, können die Förderbeiträge zurückverlangt werden. Absatz 3 sieht zudem vor, dass bei starken Abweichungen der prognostizierten Rentabilität von der effektiven Entwicklung die Investitionsbeiträge zurückgefordert werden können.

Art. 35 Karenzfrist

Diese Bestimmung dient in erster Linie dazu, sicherzustellen, dass nicht immer die Gleichen von der EIV oder von einem Investitionsbeitrag profitieren. Zudem sollen insbesondere die Betreiber von Photovoltaikanlagen durch diese Bestimmung dazu angehalten werden, von Anfang an zu überlegen, wie gross das Potenzial auf ihrem Grundstück tatsächlich ist und dann auf einmal investieren, anstatt ihre Anlage in Etappen zu erweitern. Für Wasserkraftanlagen wird darauf verzichtet, eine Mindestdauer einzuführen, da Wasserkraftprojekte häufig aus Erneuerungs- und Erweiterungsteilen bestehen, welche erfahrungsgemäss verschieden lange Bewilligungsverfahren aufweisen. Der Verzicht auf eine Mindestdauer stellt sicher, dass nicht einzelne Projektteile blockiert werden. Hinzu kommen die sehr unterschiedlichen Nutzungsdauern der einzelnen Anlagenteile und damit einhergehend ein zeitlich gestaffelter Investitionsbedarf. Mit einer Mindestdauer besteht die Gefahr, dass Anlagenteile vor Ablauf ihrer Nutzungsdauer ersetzt werden.

Für Photovoltaikanlagen, für die bereits nach bisherigem Recht eine EIV ausbezahlt wurde, ist ein Antrag auf EIV nach neuem Recht nicht ausgeschlossen, sofern die Erweiterung oder Erneuerung nicht vor Inkrafttreten dieser Verordnung erfolgt ist.



4. Kapitel: Einmalvergütung für Photovoltaikanlagen

1. Abschnitt: Allgemeine Bestimmungen

Art. 36 Mindestgrösse und Leistungsobergrenze für die Ausrichtung einer Einmalvergütung
Der administrative Aufwand für die Gewährung einer EIV für Kleinanlagen wäre unverhältnismässig. Daher wird die Mindestgrösse für den Erhalt einer EIV wie bisher auf 2 kW Leistung festgesetzt. Mit der hohen Leistungsobergrenze von 50 MW soll sichergestellt werden, dass sämtliche heute in der Schweiz denkbaren grossen Photovoltaikanlagen ein Wahlrecht zwischen dem Einspeisevergütungssystem und der EIV haben. Grosse Anlagen sind die wichtigste Säule beim Ausbau der Photovoltaik in der Schweiz. Durch die Warteliste werden neue Grossanlagen aber kaum vom Einspeisevergütungssystem profitieren können. Um eine Rentabilität dieser Anlagen und somit den Zubau zu gewährleisten, ist ein Beitrag in Form der EIV unerlässlich. Zusätzlich ist zu beachten, dass im Vergleich zur Einspeisevergütung, bei der über die gesamte Vergütungsdauer periodische Abrechnungen über die produzierte Elektrizität gemacht werden müssen, die EIV als einmalig zu bezahlender Investitionsbeitrag im Vollzug viel weniger aufwändig ist. Auch der insgesamt aus dem Netzzuschlagsfonds zu bezahlende Betrag ist mit höchstens 30 Prozent der Investitionskosten einer Referenzanlage wesentlich geringer, als wenn die Anlage am Einspeisevergütungssystem teilnimmt. Ausserdem sind die Mittel nicht so lange wie bei der Einspeisevergütung gebunden. Die EIV hat zudem den erwünschten Effekt, dass die Produzenten die Elektrizität vermehrt selbst am Ort der Produktion verbrauchen.

Art. 37 Erheblichkeit der Erweiterung oder Erneuerung einer Anlage
Die Erheblichkeit einer Erweiterung oder Erneuerung wird in Übereinstimmung mit der Mindestgrösse für den Erhalt einer EIV festgesetzt. Die Leistung muss um mindestens 2 kW gesteigert werden.

Art. 38 Berechnung der Einmalvergütung und Anpassung der Ansätze
Die Höhe der EIV entspricht höchstens 30 Prozent der Investitionskosten von Referenzanlagen zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme. Da die spezifischen Referenzkosten pro kW für grössere Anlagen generell sinken, wurden bei der EIV Leistungsklassen eingeführt. So wird sichergestellt, dass der im Gesetz fixierte Maximalbeitrag von 30 Prozent zu keinem Zeitpunkt überschritten wird. Bei grossen Anlagen wird nicht zwischen integrierten und den übrigen Anlagen unterschieden. Die integrierten Anlagen erhalten – wie beim Einspeisevergütungssystem auch – die Vergütungssätze für die übrigen Anlagen (Abs. 3).
Mit Absatz 4 wird zum einen sichergestellt, dass nur ein Zubau in der Produktion von Elektrizität mit der EIV unterstützt wird und zum andern wird dem Umstand Rechnung getragen, dass die erstmaligen Grundkosten, die beim Neubau einer Anlage anfallen, bei einer Erweiterung oder Erneuerung nicht nochmals anfallen. Deshalb wird bei Erweiterungs- und Erneuerungsprojekten kein Grundbeitrag geleistet.

2. Abschnitt: Reihenfolge der Berücksichtigung und Warteliste

Art. 39 Reihenfolge der Berücksichtigung
Grundsätzlich werden die Gesuche nach ihrem Einreichdatum berücksichtigt. Einzig wenn nicht alle am gleichen Tag eingereichten Gesuche berücksichtigt werden können, werden die Anlagen mit dem grössten Leistungszubau zuerst berücksichtigt.

Art. 40 Warteliste
Wichtig ist, dass nur Anlagen in die Warteliste aufgenommen werden, welche die Anspruchsvoraussetzungen voraussichtlich erfüllen. Ist bereits bei Einreichung des Gesuchs klar, dass die Anlage die Anspruchsvoraussetzungen nicht erfüllt, ist das Gesuch bereits vor Aufnahme in die Warteliste abzuweisen.



Vor dem Hintergrund, dass bereits heute viele Anlagen gebaut sind, ist die Frage zu klären, wie die zukünftige EIV-Warteliste abgebaut werden soll. Bei den grossen Anlagen (≥ 100 kW) hätte der Abbau nach erfolgter Inbetriebnahme zur Folge, dass während voraussichtlich zwei Jahren nur bereits realisierte Anlagen eine EIV erhalten würden. Somit käme dieser Markt während zwei Jahren fast zum Erliegen und neue Anlagen würden kaum gebaut.

Deshalb werden künftig zwei EIV-Wartelisten geführt. Eine für die kleinen und eine für die grossen Photovoltaikanlagen. Für die Reihenfolge beider Wartelisten ist das Einreikedatum des Gesuchs massgebend, wobei jedoch das Gesuch für kleine Photovoltaikanlagen erst nach der Inbetriebnahme eingereicht werden kann (vgl. Art. 44).

Um zu gewährleisten, dass sowohl kleine als auch grosse Anlagen in den Genuss der EIV kommen können, wird das BFE, wenn wieder Mittel zur Verfügung stehen, je ein Kontingent festlegen, im Umfang dessen Projekte auf den beiden Wartelisten berücksichtigt werden können. Es besteht jedoch weder für die kleinen noch für die grossen Photovoltaikanlagen ein absoluter Anspruch auf die Einmalvergütung. So sieht bereits Artikel 24 EnG vor, dass eine EIV nur in Anspruch genommen werden kann, sofern die Mittel reichen.

3. Abschnitt: Gesuchsverfahren für kleine Photovoltaikanlagen

Kleine Anlagen sollen mit einem möglichst geringen administrativen Aufwand durch die EIV unterstützt werden können. Deshalb soll der Antrag für diese Anlagen erst nach der Inbetriebnahme erfolgen können (Art. 41). Dies hat zur Folge, dass die EIV – sobald genügend Mittel zur Verfügung stehen – von Anfang an definitiv festgesetzt werden kann.

4. Abschnitt: Gesuchsverfahren für grosse Photovoltaikanlagen

Das Gesuch für grosse Anlagen kann – im Gegensatz zum Gesuch für kleine Anlagen – bereits gestellt werden, bevor die Anlage gebaut ist. Zunächst wird das Gesuch (Art. 43) eingereicht und von der Vollzugsstelle auf Vollständigkeit hin geprüft. Stehen nicht genügend Mittel zur Berücksichtigung zur Verfügung, wird das Gesuch gemäss Artikel 40 auf die Warteliste gesetzt. Stehen Mittel für die Berücksichtigung zur Verfügung und sind die Anspruchsvoraussetzungen aufgrund der im Gesuch gemachten Angaben voraussichtlich erfüllt, erfolgt die Gewährung der EIV für grosse Anlagen in einem zweistufigen Verfahren. Zunächst wird der gesuchstellenden Person die EIV dem Grundsatz nach zugesichert (Art. 44). Mit der Zusicherung dem Grundsatz nach setzt die Vollzugsstelle auch den Betrag fest, der nach Inbetriebnahme der Anlage höchstens ausbezahlt wird. Ist die Leistung nach der Inbetriebnahme grösser als im Gesuch angegeben, wird aus Gründen der Liquiditätsplanung und -sicherheit des Netzzuschlagsfonds trotzdem höchstens der in der Zusicherung dem Grundsatz nach festgesetzte Höchstbetrag ausbezahlt. Die Zusicherung dem Grundsatz nach bietet der gesuchstellenden Person Investitionssicherheit. Der festgesetzte Höchstbeitrag wird für sie bis zur Inbetriebnahme der Anlage reserviert. Hält die gesuchstellende Person die Fristen für die Inbetriebnahme und deren Meldung (Art. 45) ein, setzt die Vollzugsstelle die definitive Höhe der EIV anhand der beglaubigten Anlagendaten fest (Art. 46). Ausschlaggebend für die Höhe der EIV ist die tatsächliche Leistung der Anlage nach Inbetriebnahme. Da ein Gesuch aufgrund der langen Warteliste Jahre vor dessen Berücksichtigung eingereicht worden sein kann, soll vor der Zusicherung dem Grundsatz nach eine Möglichkeit bestehen, die angemeldete Leistung zu korrigieren. Eine entsprechende Meldepflicht ist in Artikel 43 Absatz 3 vorgesehen. Für die Projekte, die sich bereits bei Inkrafttreten dieser neuen Bestimmungen auf der Warteliste befinden, sollte die Vollzugsstelle bei allen Anlagen eine Leistungsabfrage vornehmen, bevor sie die EIV dem Grundsatz nach zusichert. Baut ein Gesuchsteller seine Anlage, bevor ihm die EIV dem Grundsatz nach zugesichert wurde, gibt ihm dies keinerlei Anspruch auf EIV. Stehen jedoch Mittel zur Verfügung und kann sein Antrag aufgrund des Einreikedatums des Gesuchs be-



rücksichtigt werden, wird die EIV direkt definitiv festgesetzt, sofern der Gesuchsteller der Vollzugsstelle die vollständige Inbetriebnahmemeldung eingereicht hat. Artikel 46 Absatz 3 präzisiert die Gründe aus denen eine Einmalvergütung verweigert wird. Dass dies bei Nichterfüllung der Anspruchsvoraussetzungen der Fall ist, ist an sich selbstverständlich. Zu den Anspruchsvoraussetzungen gehören genau genommen auch die fristgerechte Inbetriebnahme und die Beibehaltung des ursprünglichen Standorts, da es sich bei einer Standortänderung gar nicht mehr um die vom Gesuch erfasste Anlage handeln würde. Aufgrund der Erfahrungen aus dem bisherigen Vollzug und des Umstands, dass in einem beschränkten Ausmass nach bisherigem Recht Standortänderungen unter gewissen Voraussetzungen zulässig waren, wurden die Buchstaben b und c dennoch explizit aufgenommen.

5. Kapitel: Investitionsbeitrag für Wasserkraftanlagen

1. Abschnitt: Allgemeine Bestimmungen

Art. 47 Erheblichkeit der Erweiterung oder Erneuerung

Für die Definition der Erheblichkeit von Erweiterungen wird wegen der besseren Kontrollierbarkeit primär auf technische Kriterien abgestellt. Für Kriterien, die direkt zu einer Mehrproduktion – dem primären Ziel der Investitionsbeiträge – führen, werden die Schwellen eher tiefer angesetzt. Daneben weist aber auch eine höhere Steuerbarkeit der Produktion einen Wert auf. Die Schwellen werden hier jedoch etwas höher angesetzt. Projekte, bei denen die baulichen Massnahmen bei verschiedenen Kriterien eine Verbesserung zur Folge haben, die jedoch bei keinem der Kriterien nach den Buchstaben a bis d die Schwelle der Erheblichkeit erreichen, können in den meisten Fällen über die Schwelle der Steigerung der durchschnittlichen jährlichen Nettoproduktion (Abs. 1 Bst. e) die nötige Erheblichkeit erreichen und so den Zugang zu den Investitionsbeiträgen erlangen. Bei der Berechnung der Mehrproduktion werden Produktionsverluste aufgrund von behördlichen Auflagen (z.B. Restwasserabgaben oder Sanierung Wasserkraft) von der notwendigen Mehrproduktion abgezogen. Solche Produktionsverluste müssen also nicht durch eine zusätzliche Steigerung der Produktion kompensiert werden. Eine Erneuerung ist erheblich, wenn mindestens eine Hauptkomponente der Anlage durch vergleichbare Komponenten gemäss dem heutigen Stand der Technik ersetzt wird (Abs. 2 Bst. a). Um Bagatellprojekte zu verhindern, wird die Erheblichkeit in Buchstabe b zusätzlich über eine minimale Investition pro kWh der bisherigen Nettoproduktion definiert. Wird eines der Kriterien nach Absatz 1 erfüllt, handelt es sich automatisch um eine erhebliche Erweiterung, unabhängig davon, ob zusätzliche Bauteile errichtet oder lediglich bestehende Bauteile ersetzt werden.

Art. 48 Ansätze

Die gesetzlichen Maximalbeiträge betragen 60 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten für Wasserkraftanlagen mit einer Leistung bis zu 10 MW und 40 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten für Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW (Art. 26 EnG). Für erhebliche Erweiterungen von Anlagen mit einer Leistung von höchstens 10 MW wird dieser Höchstbeitrag auch auf Verordnungsstufe übernommen. Für erhebliche Erweiterungen und Neuanlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW wird maximal 35 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten vergütet, damit möglichst viele Projekte gefördert werden können.

Da im Rahmen der Energiestrategie mit dem Instrument der Investitionsbeiträge die Wasserkraftproduktion möglichst ausgebaut werden soll und Erneuerungen in der Regel nur eingeschränkt zum Ausbau beitragen, werden die maximalen Beiträge für erhebliche Erneuerungen auf 20 Prozent bei Grosswasserkraftanlagen und 40 Prozent bei Kleinwasserkraftanlagen festgelegt.

Bei den Investitionsbeiträgen handelt es sich um ein schweizerisches Förderinstrument, das aus dem Netzzuschlag finanziert wird, den die Netzbetreiber auf die Endverbraucher in der Schweiz überwäl-



zen können. Daraus ergibt sich, dass die Investitionsbeiträge nur für Anlagen in der Schweiz ausgerichtet werden können. Bei Grenzwasserkraftanlagen wird der berechnete Investitionsbeitrag um den nicht schweizerischen Hoheitsanteil gekürzt.

2. Abschnitt: Reihenfolge der Berücksichtigung von Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von höchstens 10 MW und Warteliste

Die Berücksichtigung der Projekte für eine erhebliche Erweiterung oder Erneuerung von Kleinwasserkraftanlagen erfolgt nach dem Einreichdatum des Gesuchs. Können nicht alle am gleichen Tag eingereichten Gesuche berücksichtigt werden, so werden jene Projekte, die die grösste Mehrproduktion im Verhältnis zu den als Investitionsbetrag zu bezahlenden Mitteln aufweisen, zuerst berücksichtigt (Art. 49). Reichen die Mittel nicht für eine sofortige Berücksichtigung aus, wird eine Warteliste geführt (Art. 50). Wie bei den Photovoltaikanlagen werden auch bei den Kleinwasserkraftanlagen nur Projekte in die Warteliste aufgenommen, welche die Anspruchsvoraussetzungen voraussichtlich erfüllen. Ist bei einem Projekt bereits bei einer summarischen Prüfung des Gesuchs klar, dass die Anspruchsvoraussetzungen nicht erfüllt sind, wird das Gesuch bereits vor Aufnahme in die Warteliste abgewiesen.

3. Abschnitt: Reihenfolge der Berücksichtigung von Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW

Die gebündelte Verwendung der Mittel (Art. 51 Abs. 1), die Einführung von Stichtagen alle zwei Jahre (Art. 51 Abs. 2) und die Reihenfolge der Berücksichtigung (Art. 52) erlauben eine Priorisierung der Projekte nach Mehrproduktion (Neuanlagen und Erweiterungen werden vor Erneuerungen berücksichtigt) sowie nach der Fördereffizienz. Nach Verstreichen eines Stichtags werden sämtliche eingereichten Gesuche summarisch beurteilt und eingeteilt in Neuanlagen und Erweiterungen zum einen sowie Erneuerungen zum andern. Danach werden die Gesuche innerhalb der Neuanlagen und Erweiterungen entsprechend ihrer Fördereffizienz eingereiht. Davon werden sämtliche Gesuche berücksichtigt, die vollständig mit den für die Zweijahresperiode zur Verfügung stehenden Mitteln finanziert werden können, sowie das in der Reihenfolge nächste Projekt zur Realisierung einer Neuanlage oder Erweiterung, sofern mindestens 50 Prozent des diesem Projekt zu gewährenden Investitionsbeitrags aus den Mitteln der aktuellen Zweijahresperiode gedeckt werden kann. Für die letzte Periode werden nur Gesuche berücksichtigt, die vollständig mit den für diese Periode zur Verfügung stehenden Mitteln finanziert werden können.

Können alle Gesuche um Investitionsbeiträge für Neuanlagen und Erweiterungen berücksichtigt werden und stehen danach noch Mittel zur Verfügung, so werden auch Projekte zur Realisierung einer Erneuerung entsprechend ihrer Fördereffizienz berücksichtigt.

4. Abschnitt: Gesuchsverfahren

Art. 53 Gesuch

Ein Gesuch darf erst gestellt werden, wenn eine rechtskräftige Baubewilligung vorliegt oder bei nicht bewilligungspflichtigen Projekten die Baureife nachgewiesen ist. Dadurch soll sichergestellt werden, dass nur solche Projekte unterstützt werden, die zeitnah und mit grosser Wahrscheinlichkeit realisiert werden. Gleichzeitig wird verhindert, dass Geld für nicht realisierbare Projekte blockiert bleibt. Ein weiterer Grund ist, dass erst bei baureifen Projekten Kostenschätzungen mit einer ausreichenden Genauigkeit für die Festsetzung des Investitionsbeitrags vorliegen.



Art. 54 Zusicherung dem Grundsatz nach

Erfüllt ein Projekt, für das Mittel zur Verfügung stehen, die Anspruchsvoraussetzungen, wird der Investitionsbeitrag auf der Basis der Gesuchsunterlagen dem Grundsatz nach zugesichert. Die Höhe des Investitionsbeitrags wird in Prozent der anrechenbaren Investitionskosten und als absoluter Höchstbetrag in Franken festgelegt. Als Obergrenze dienen zum einen die Höchstansätze gemäss Artikel 48 und zum anderen die für jedes Projekt im Einzelfall zu berechnenden nicht amortisierbaren Mehrkosten. Der tiefere dieser beiden Prozentsätze wird als Obergrenze für die Bestimmung des Investitionsbeitrags verwendet. Veränderungen bei den Investitionskosten sowie bei den Erlöserwartungen werden bei der Festsetzung der definitiven Höhe des Investitionsbeitrags nach der Realisierung der Anlage berücksichtigt, wobei der in der Grundsatzverfügung festgelegte Höchstbetrag (Bst. b) jedoch nicht überschritten werden darf. Die Festlegung eines solchen Höchstbetrags ist notwendig für die Liquiditätsplanung des Netzzuschlagsfonds.

Art. 55–58

Diese vier Bestimmungen regeln die Meldepflichten der gesuchstellenden Person (inkl. Fristen und die Voraussetzungen einer Fristerstreckung) ab der Zusicherung dem Grundsatz nach.

Art. 59 Definitive Festsetzung des Investitionsbeitrags

Absatz 2 dieser Bestimmung sieht vor, dass die nicht amortisierbaren Mehrkosten im Zeitpunkt der definitiven Festsetzung des Investitionsbeitrags auf Basis der definitiven anrechenbaren Investitionskosten, der aktuellen Kosten für Wasserzinsen und der gemeldeten durchschnittlichen jährlichen Nettoproduktion neu berechnet werden. Ausschlaggebend bei der definitiven Festsetzung sind das Preisszenario und der kalkulatorische Zinssatz zum Zeitpunkt der Festsetzung dem Grundsatz nach.

Art. 60 Gestaffelte Auszahlung des Investitionsbeitrags

Mit der gestaffelten Auszahlung des Investitionsbeitrags wird dem Umstand Rechnung getragen, dass es sich bei Projekten zum Bau, zur Erweiterung oder zur Erneuerung von Wasserkraftanlagen um Projekte handelt, deren Umsetzung sich über mehrere Jahre hinzieht und deren durchschnittliche Nettoproduktion aufgrund des unter Umständen stark variierenden Wasserdargebots über eine Dauer von fünf Jahren festgelegt werden soll. Mit der gestaffelten Auszahlung kann dem Einzelfall Rechnung getragen werden. Der Zahlungsplan wird für jedes Projekt in der Zusicherung dem Grundsatz nach festgelegt. Bei kleineren Projekten wird die Auszahlung möglicherweise in weniger Tranchen erfolgen als bei grösseren Projekten. Wichtig ist, dass die erste Tranche frühestens bei Baubeginn und die letzte frühestens nach der definitiven Festsetzung des Investitionsbeitrags erfolgt, wobei bis zu diesem Zeitpunkt maximal 80 Prozent des in der Zusicherung dem Grundsatz nach festgesetzten Höchstbetrags ausbezahlt werden dürfen. Dieser „Rückbehalt“ soll sicherstellen, dass möglichst selten bereits ausbezahlte Beträge zurückgefordert werden müssen, falls die Investitionskosten oder die nicht amortisierbaren Mehrkosten gegenüber den im Gesuch angegebenen kleiner ausfallen sollten.



5. Abschnitt: Bemessungskriterien

Art. 61 Anrechenbare Investitionskosten

Im Grundsatz umfassen die anrechenbaren Investitionskosten alle Massnahmen, die betriebsnotwendig sind und effizient ausgeführt werden. Investitionen, die einen Zusatznutzen aufweisen (z.B. touristische Nutzung einer Seilbahn) sind nur anteilmässig anrechenbar. Nicht anrechenbar sind insbesondere Heimfallverzichtentschädigungen.

Es sind nur einmalige Investitionskosten (keine Reinvestitionen) anrechenbar, die nachweisbar durch die Erstellung oder die erhebliche Erweiterung oder Erneuerung einer Wasserkraftanlage entstehen.

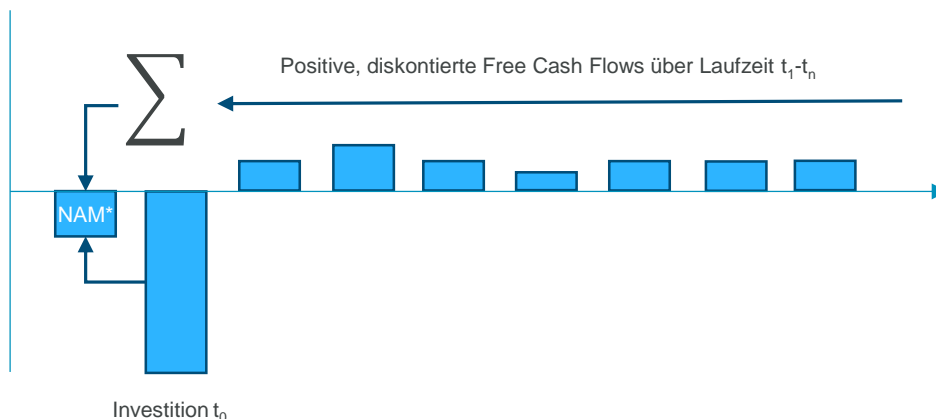
Art. 62 Nicht anrechenbare Kosten

Kosten für die Erstellung von Anlagenteilen, die entstehen, bevor der Investitionsbeitrag dem Grundsatz nach zugesichert wurde oder bevor der vorzeitige Baubeginn bewilligt wurde, trägt der Gesuchsteller vollumfänglich selbst. Sie sind für die Berechnung des Investitionsbeitrags nicht anrechenbar (Bst. a). Diese Regelung ist deutlich milder als die Regelung in Artikel 26 Absatz 3 SuG, wonach in einem solchen Fall gar keine Leistungen gewährt werden. Nicht erfasst werden mit dieser Bestimmung die Planungskosten; diese fallen von Natur aus an, bevor eine Anlage als baureif gilt und damit auch bevor das Gesuch um Investitionsbeitrag überhaupt eingereicht werden kann.

Kosten die der Gesuchsteller nicht selbst zu tragen hat, sind ebenfalls nicht anrechenbar (Bst. b). Wasserkraftanlagen, die Sanierungsmassnahmen gemäss Artikel 83a des Gewässerschutzgesetzes vom 24. Januar 1991 (GSchG, SR 814.20) oder Artikel 10 des Bundesgesetzes über die Fischerei (BGF, SR 923.0) vornehmen müssen, müssen die Entschädigung nach Gewässerschutz- und Fischereigesetzgebung gemäss Art. 34 EnG zuerst beantragen. Die Kosten, die für diese Massnahmen anfallen sind nicht als Investitionskosten für die Berechnung des Investitionsbeitrags anrechenbar.

Art. 63 Nicht amortisierbare Mehrkosten

Die nicht amortisierbaren Mehrkosten (NAM) ergeben sich gemäss Artikel 29 Absatz 2 EnG aus der Differenz zwischen den kapitalisierten Gesteungskosten für die Elektrizitätsproduktion und dem erzielbaren kapitalisierten Marktpreis. Der Gesetzeswortlaut ist hier unpräzise, da man zur Berechnung der Investitionsbeiträge naturgemäss eine Investitionsrechnung und nicht eine Kostenrechnung machen muss. Deswegen wird an dieser Stelle präzisiert, dass die NAM dem Nettobarwert aller anrechenbaren Geldabflüsse und aller anzurechnenden Geldzuflüsse entspricht. Damit wird klargestellt, dass im Vollzug die Bewertung der Projekte anhand der Discounted Cash Flow-Methode (DCF-Methode) durchgeführt wird. Aus der Verrechnung der jährlichen Geldzuflüsse und Geldabflüsse ergeben sich jährliche, freie Cash-Flows (FCF) vor Zinsen und nach Steuern. Diese werden mit dem jährlich zu bestimmenden Nach-Steuer-WACC diskontiert und zum Nettobarwert aufsummiert (vgl. Graphik).



* NAM = Nicht amortisierbare Mehrkosten



In der Praxis ist die Verwendung der DCF-Methode Standard. Entsprechend wird mit dem Wortlaut dieses Artikels die vom Gesetzgeber angedachte Umsetzung im Vollzug präzisiert.

Bei Neuanlagen erfolgt die Berechnung nach obigem Schema. Bei Erweiterungen werden Geldzuflüsse und Geldabflüsse der bestehenden Anlage nicht berücksichtigt. Es werden einzig die aus dem Erweiterungsprojekt resultierenden Geldzuflüsse und Geldabflüsse berücksichtigt. Bei Erneuerungen wird davon ausgegangen, dass ein Weiterbetrieb ohne die Erneuerung nicht möglich ist. Deshalb werden der Erneuerungsinvestition in der NAM-Berechnung die erzielbaren Geldzuflüsse aus der gesamten Nettoproduktion der Anlage über die aufgrund der Erneuerung erreichte verbleibende Nutzungsdauer gegenübergestellt. Mit dieser Regelung dürften Erneuerungsprojekte in der Praxis kaum NAM aufweisen und deshalb auch kaum Investitionsbeiträge erhalten. Dies ist allerdings bewusst so gewählt. Zum einen soll mit den Investitionsbeiträgen ein Zubau der Wasserkraft (neue GWh; neue Speichermöglichkeiten und damit mehr GWh in den höherwertigen Winterstunden) erreicht werden und zum andern profitiert die bestehende Wasserkraft während fünf Jahren von der Marktprämie und kann so ihren Reinvestitionsbedarf zu einem grossen Teil decken.

Art. 64 Anrechenbare Geldabflüsse

Grundsätzlich können alle zur Erstellung und zum Betrieb einer Wasserkraftanlage über ihre Konzessionsdauer zu erwartenden Kosten angerechnet werden. Für einzelne Kostenarten wurden – zur Sicherstellung eines rationellen Vollzugs – spezielle Regelungen erarbeitet.

Wiederkehrende Kosten sind nicht als anrechenbare Kosten für die Bestimmung der Höhe der Investition anrechenbar. Jedoch sind die wiederkehrenden Kosten relevant für die Bestimmung der anrechenbaren Geldabflüsse. Diese sind ihrerseits für die Berechnung der nicht amortisierbaren Mehrkosten von Bedeutung. Als Betriebskosten sind pauschal 2 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten anrechenbar.

Die Ersatzinvestitionen umfassen Anlagenteile, deren Nutzungsdauer kürzer ist als die verbleibende Konzessionsdauer der gesamten Anlage, weshalb sie vor deren Ablauf ersetzt werden müssen. Kosten für solche Ersatzinvestitionen können als Geldabflüsse angerechnet werden, nicht jedoch als anrechenbare Investitionskosten.

Die weiteren anrechenbaren Geldabflüsse umfassen auch Abgaben, welche effektiv geschuldet sind (wie Konzessionsabgaben oder Gratis- und Vorzugsenergie), sowie die nach kantonalem Recht effektiv zu bezahlenden Wasserzinsen.

Vermarktungs- und Dispositionskosten entstehen, wenn die Energie gesteuert z.B. in Hochpreiszeiten verkauft werden soll oder durch die Teilnahme am Systemdienstleistungsmarkt (SDL-Markt). Demgegenüber können höhere Energiepreise oder SDL-Erlöse erzielt werden. Für eine konsistente Berechnung müssen sowohl die Kosten als auch die Erlöse entweder eingerechnet oder ausgeschlossen werden. Die Ausrichtung eines Investitionsbeitrags soll den Kraftwerken einen rentablen Betrieb ermöglichen. Mit zusätzlichem Aufwand sollen sie zusätzliche Erlöse erzielen können. Zudem sind insbesondere SDL-Erträge schwierig vorauszusagen. Deshalb sollen weder Vermarktungs- und Dispositionskosten noch allfällige SDL-Erträge eingerechnet werden können.

Die direkten Steuern werden kalkulatorisch berechnet. Die Berechnung der kalkulatorischen Steuern erfolgt als Produkt eines einheitlichen, für die gesamte Schweiz repräsentativen und vom BFE festgelegten, kalkulatorischen Steuersatzes und des erwarteten zukünftigen Gewinns.

Art. 65 Anzurechnende Geldzuflüsse

Den Kraftwerksbetreibern wird als Grundlage für die Bestimmung der anzurechnenden Geldzuflüsse ein vom BFE erarbeitetes und jährlich aktualisiertes Preisszenario mit stündlicher Auflösung zur Verfügung gestellt, das für die Bestimmung der Erlöse verwendet werden muss. Damit wird sichergestellt, dass die einzelnen Kraftwerksprojekte bei der Beurteilung vergleichbar sind. Dieses Preisszenario ba-



siert auf einem branchenüblichen Fundamentalmodell und berücksichtigt am kurzen Ende die aktuellen Terminpreise. Zur Bestimmung der Markterlöse kann der Antragsteller seine eigenen Kraftwerksoptimierungsmodelle verwenden, sofern er dies will.

Die Erlöse von gebundenen Kunden (Grundversorgung) werden nicht berücksichtigt, da aus heutiger Sicht nicht bestimmt werden kann, wie lange die Grundversorgung (in der heutigen Form, also mit „Gestehungskosten“) noch bestehen bleibt. Allerdings wird damit auch klar, dass ein Betreiber, der Investitionsbeiträge erhält, diesen finanziellen Vorteil über reduzierte Gestehungskosten an Endverbraucher in der Grundversorgung weitergeben muss, wenn die Energie dort abgesetzt wird.

Für die Bestimmung der tatsächlichen Geldflüsse sind die anzurechnenden Geldzuflüsse für jedes Jahr der verbleibenden Konzessionsdauer zu berechnen. Im Zusammenhang mit Restwerten am Ende der Konzessionsdauer geht das BFE davon aus, dass Restwertentschädigungsvereinbarungen mit Gemeinden und Kantonen bestehen, weshalb die am Konzessionsende noch bestehende Restwerte als Geldzuflüsse zu berücksichtigen sind. Da die Produktion von Grosswasserkraftanlagen in der Regel steuerbar ist, sind die anzurechnenden Geldzuflüsse bei diesen Anlagen gestützt auf ein wirtschaftlich optimiertes Produktionsprofil zu ermitteln.

Art. 66 Kalkulatorischer Zinssatz

Die jährliche Berechnung und Veröffentlichung erfolgt grundsätzlich gleich wie diejenige des kalkulatorischen Zinssatzes nach Artikel 13 in Verbindung mit Anhang 1 StromVV. Da sich die Risiken von Investitionen in Stromnetze und in Anlagen zur Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien (Wasserkraft, Biomasse) unterscheiden, sind in einigen Punkten Abweichungen notwendig. Diese Abweichungen sind im Anhang 3 geregelt.

6. Kapitel: Investitionsbeitrag für Biomasseanlagen

1. Abschnitt: Anspruchsvoraussetzungen

Art. 67 Begriffe

Holzwerkwerke von regionaler Bedeutung sind Holzwerkwerke, die den regionalen Energiebedarf an Elektrizität und Wärme nicht übersteigen.

Art. 68 Erheblichkeit der Erweiterung oder Erneuerung

Da Erneuerungen oft keine oder nur eine geringe Produktionssteigerung zur Folge haben, soll die Erheblichkeit einer Erneuerung bei Biomasseanlagen nicht wie bei einer Erweiterung über die Steigerung der Elektrizitätserzeugung definiert werden. Eine Erneuerung ist vielmehr erheblich, wenn die anrechenbaren Investitionskosten die in Absatz 2 festgesetzten Beträge erreicht. Bei ARA sind, je nach Grösse der Anlage (kleiner oder grösser als 50'000 Einwohnerwerte), zwei unterschiedliche Beträge definiert.

Art. 69 Energetische Mindestanforderungen

Da die Erheblichkeit einer Erneuerung über Mindestbeträge der anrechenbaren Investitionskosten und nicht über eine Produktionssteigerung definiert wird, sorgt Absatz 2 dafür, dass eine Anlage nach einer Erneuerung nicht weniger Elektrizität produzieren darf als vorher.

2. Abschnitt: Ansätze

Art. 70 Ansätze für die Investitionsbeiträge

Der in Artikel 27 EnG vorgesehene Maximalbeitragssatz von 20 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten wird auf Verordnungsstufe übernommen. Im Gegensatz zu den Wasserkraftanlagen wird bei den Biomasseanlagen der Maximalbeitragssatz für Erneuerungen nicht tiefer festgesetzt, da der



Höchstbeitragssatz für Biomasseanlagen bereits auf Gesetzesstufe viel tiefer angesetzt ist und sich eine weitere Reduktion des Höchstbeitragssatzes nicht rechtfertigen würde.

Art. 71 Höchstbeitrag

Bei KVA und ARA wurden die anrechenbaren Investitionskosten relativ eng um die Elektrizität erzeugenden Teile gezogen. Bei Holzkraftwerken von regionaler Bedeutung wurden die anrechenbaren Investitionskosten relativ eng um die Gesamtanlage festgelegt. Die so definierten engen Systemgrenzen sind in den Nutzungsdauertabellen wiedererkennbar. Gemäss Studien und Daten aus der KEV sind so die maximalen Investitionen relativ gut abschätzbar. Die maximalen anrechenbaren Investitionskosten wurden mit den Maximalbeitragssätzen festgelegt. Der Höchstbeitrag erlaubt eine relativ genaue Budgetierung.

3. Abschnitt: Reihenfolge der Berücksichtigung und Warteliste

Die Berücksichtigung der Projekte erfolgt nach dem Einreichdatum des Gesuchs. Können nicht alle am gleichen Tag eingereichten Gesuche berücksichtigt werden, so werden jene Projekte, die die grösste Mehrproduktion an Elektrizität im Verhältnis zu den als Investitionsbeitrag zu bezahlenden Mitteln aufweisen, zuerst berücksichtigt (Art. 72). Reichen die Mittel nicht für eine sofortige Berücksichtigung aus, wird eine Warteliste geführt (Art. 73). Wie bei den Photovoltaikanlagen werden auch bei den Biomasseanlagen nur Projekte in die Warteliste aufgenommen, welche die Anspruchsvoraussetzungen voraussichtlich erfüllen. Ist bei einem Projekt bereits bei einer summarischen Prüfung des Antrags klar, dass die Anspruchsvoraussetzungen offensichtlich nicht erfüllt sind, wird der Antrag bereits vor Aufnahme in die Warteliste abgewiesen.

4. Abschnitt: Gesuchsverfahren

Das Gesuchsverfahren ist im Grossen und Ganzen gleich ausgestaltet wie dasjenige für die Gewährung von Investitionsbeiträgen für Wasserkraftanlagen. Deshalb wird hier grundsätzlich auf die Kommentierungen zu diesen Bestimmungen verwiesen und nur auf allfällige Abweichungen näher eingegangen.

KVA, ARA und Holzkraftwerke von regionaler Bedeutung sind weniger witterungsabhängig als Wasserkraftanlagen und auch weniger steuerbar als grosse Wasserkraftanlagen. Deshalb wird bei den Biomasseanlagen allein auf die Nettoproduktion des ersten vollen Betriebsjahres abgestellt, anstatt auf die durchschnittliche Nettoproduktion der ersten fünf vollen Betriebsjahre.

5. Abschnitt: Bemessungskriterien

Auch die Bemessungskriterien sind grösstenteils gleich geregelt wie bei den Investitionsbeiträgen für Wasserkraftanlagen. Es wird deshalb grundsätzlich auf die dortigen Ausführungen verwiesen.

Artikel 81 hält fest, dass nur Kosten anrechenbar sind, die in direktem Zusammenhang mit den für die Elektrizitätsproduktion notwendigen Teilen der Anlage anfallen. Einen Anhaltspunkt dafür, welche Teile darunter fallen, bieten die Nutzungsdauertabellen im Anhang 2.3. Da die Elektrizitätserzeugung nicht der einzige und bei KVA und ARA auch nicht der primäre Zweck ist, wird in Artikel 82 zur Verdeutlichung der Abgrenzung von den übrigen Zwecken der Anlagen explizit erwähnt, dass Kosten für Anlagenteile zur thermischen Behandlung von Abfällen, zur Behandlung von Abwässern, zur Aufbereitung von Brennstoffen oder für den Betrieb eines Fernwärmenetzes nicht anrechenbar sind.

Für die Berechnung der anrechenbaren Geldabflüsse von KVA und ARA werden die direkten Steuern nicht berücksichtigt, zumal eine Abgrenzung der für die Elektrizitätserzeugung notwendigen Anlagenteile und der im Verhältnis zur Gesamtrechnung des Unternehmens darauf entfallenden Steuern nicht mit vernünftigen Aufwand umsetzbar wären. Weitere Kosten, wie sie in Artikel 64 Absatz 1 Bst. d und e für Wasserkraftanlagen vorgesehen sind, werden bei KVA und ARA ebenfalls nicht berücksichtigt.



Bei Holzkraftwerken von regionaler Bedeutung hingegen werden sowohl die (kalkulatorisch berechneten) direkten Steuern als auch die Energiekosten als wiederkehrende Kosten berücksichtigt. Erlöse aus dem Wärmeverkauf sind jedoch abzuziehen (Art. 84). Da bei Biomasseanlagen im Gegensatz zu Wasserkraftanlagen keine Konzessionsdauer zur Bestimmung der Berechnungsdauer herbeigezogen werden kann, bezweckt Art. 87 eine einfache und eindeutige Festlegung der verbleibenden Nutzungsdauer.

7. Kapitel: Marktprämie für Elektrizität aus Grosswasserkraftanlagen

1. Abschnitt: Allgemeine Bestimmungen

Art. 88 Einzelheiten zur Anspruchsberechtigung

In den Absätzen 1 und 2 wird genauer ausgeführt, was unter dem gesetzlichen 10MW-Anlagebegriff zu verstehen ist. Nebst Einzelanlagen sind auch Anlagegruppen zugelassen, die die Mindestleistung (Bruttoleistung) insgesamt aufweisen (hier braucht es eine Klärung auf Stufe EnFV, weil das Gesetz die Frage nicht beantwortet bzw. eine Lücke enthält). Damit eine solche Gruppe gegeben ist, müssen aber gewisse Kriterien erfüllt sein. Vier Kraftwerke mit je 3 MW Leistung bilden noch nicht per se einen solchen Verbund: Wenn eines der Kraftwerke mit den übrigen hydraulisch nicht verbunden ist, verfügt die übrige, intern verbundene Dreier-Gruppe nur über 9 MW, so dass für die Marktprämie von zwei Anlagen auszugehen ist: 1) Dreier-Gruppe und 2) Einzelanlage. Nicht per se schädlich für den Verbund ist hingegen, wenn eine seiner Anlagen im Einspeisevergütungssystem ist (Abs. 2). Erreicht ein Verbund jedoch genau nur wegen einer solchen Anlage die 10-MW-Schwelle, so soll er nicht allein so die Prämienberechtigung erlangen (keine Doppelförderung). Selbstverständlich sind mit „Einspeisevergütungssystem-Einzelanlage“ mehrere solche Anlagen sowie altrechtliche KEV-Anlagen gemeint. Ist die 10-MW-Schwelle aber ohnehin, d.h. auch ohne die Einzelanlage im Einspeisevergütungssystem, überschritten, wäre es nicht fair, wenn der ganze Verbund aus der Prämie rausfiel. Die relativ guten bzw. garantierten Erträge der Anlage im Einspeisevergütungssystem sind freilich bei den Erlösen zu berücksichtigen (Art. 89 Abs. 5). Wegen dieser Einrechnung kann es beim Prämienanspruch am Kriterium der insgesamt nicht gedeckten Gestehungskosten scheitern.

Selbstverständlich und daher in Gesetz und Verordnung nicht erwähnenswert ist sodann, dass die Marktprämie nur für Anlagen in der Schweiz und damit für Schweizer Grosswasserkraft-Strom in Frage kommt. Bei Grenzkraftwerken kann also nur der Schweizer Hoheitsanteil in die Marktprämie kommen.

Vorbemerkung zu Abs. 3 und 4: Die Anspruchsberechtigung ist – mit einer dreistufigen Kaskade – im Gesetz geregelt (Art. 30 Abs. 2 EnG). Durchgängiges Prinzip für die Anspruchsberechtigung ist, dass die Marktprämie demjenigen Akteur zugutekommt, der das Risiko nicht gedeckter Gestehungskosten trägt. Marktprämienberechtigter (für eine bestimmte Menge Strom) ist immer nur einer dieser Akteure und nie mehrere parallel. Gemäss Kaskade sind in erster Linie die Betreiber selbst anspruchsberechtigt, in zweiter Linie die Eigner bzw. Aktionäre, namentlich bei Partnerwerken, und in dritter Linie Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU), die via entsprechende Strombezugsverträge das erwähnte Risiko tragen müssen (bei einem Eigner kann es sich natürlich auch um ein EVU handeln). Beim Eigner (2. Glied) und beim EVU (3. Glied) geht die Anspruchsberechtigung also – entlang der Kaskade – mit einer Risikoverschiebung einher (Art. 30 Abs. 2 EnG: „müssen nicht die Betreiber selbst das Risiko [...] tragen, sondern ihre Eigner“). Diese Risikoverschiebung ist kein Automatismus, der jedwedes wertende Element obsolet macht. Es gibt eine gewisse Unschärfe, weshalb der Bundesrat im Sinne des gesetzgeberischen Willens (Hilfe, da wo Not ist; Missbrauchsbekämpfung) so Leitplanken setzen kann, dass die Gesuchsteller nicht völlig frei und extensiv selbst definieren können, was eine solche Risikoverschiebung ist bzw. dass sie nicht neu solche Verschiebungen „produzieren“ (weil der fragliche Wasserkraft-Strom, wenn er im Portfolio des A statt des B ist, mehr Marktprämie generiert). Dass



der jeweils ein Glied weiter vorne liegende Akteur die Risikoverschiebung bestätigen muss (vgl. Art. 30 Abs. 2 EnG), heisst nicht, dass er die Risikoverschiebung selber definiert; die Bestätigung dient nur dazu, Klarheit zu schaffen, wer innerhalb der Kaskade anspruchsberechtigt ist bzw. zu verhindern, dass es vor dem BFE zwischen den Playern in der Kaskade zu Streit darüber kommt, wer anspruchsberechtigt ist (vgl. „Vorschlag und Erläuterungen der Verwaltung“ vom 5. April 2016 [Anhang]); den Rahmen, was eine Risikoverschiebung ist, setzen aber die Vorgaben von EnG und EnFV. Im Sinne der Marktprämie kann nur sein, wenn *gegebene* und *nicht neu, eigens mit Blick auf die Marktprämie geschaffene Risikoverschiebungen* berücksichtigt werden. Die Akteure sollen die Verhältnisse nicht mittels neuer Verträge kurzfristig ändern, um in den Genuss der Marktprämie zu kommen; solche Konstrukte entsprechen nicht Sinn und Zweck der Marktprämie (AB 2016 N 1248, Müller-Altarmatt).

Der Bundesrat erklärt daher gewisse Vertragskonstrukte für unbeachtlich, wobei „Vertrag“ nicht eng zu verstehen ist; es können z.B. auch Abmachungen sein, die aus dem Konzern- oder Beteiligungsverhältnis herrühren. Der Bundesrat regelt zuerst (Abs. 2) – anders als die Reihenfolge des EnG – den Übergang vom 2. zum 3. Glied (Eigner/EVU) und erst dann denjenigen vom 1. zum 2. Glied (Betreiber/Eigner). In Absatz 3 wird für kurz- und mittelfristige bzw. erst vor kurzem geschlossene Verträge stipuliert, dass keine Risikotragung bzw. Risikoverschiebung, wie sie das EnG verlangt, vorliegt („das Risiko liegt nicht anstelle des Eigners beim EVU“). Bei so kurzlebigen Konstrukten kann nicht von Risiko gesprochen werden. Stichtag ist der 1. Januar 2016, weil ab November 2015 im Parlament bzw. in der UREK absehbar wurde, dass das Marktprämienmodell kommt. „Kurz- und mittelfristig“ sind keine starren Grössen, i.d.R. dürfte aber z.B., was unter drei Jahren ist, als kurz, und, was bis zu fünf Jahren (=Dauer der Marktprämie) ist, als mittelfristig gelten. In diesen Fällen besteht für das EVU somit keine Anspruchsberechtigung, vielmehr verbleibt diese in der Kaskade eine Stufe höher, also beim Eigner. Dieser ist freilich nicht automatisch anspruchsberechtigt, sondern nur wenn bei ihm die Anspruchsvoraussetzungen erfüllt sind. Verträge, die nach dem 1. Januar 2016 und nur mit Blick auf die Marktprämie eingegangen wurden, können rückgängig gemacht werden (da angesichts der Regelung von Art. 88 EnFV zwecklos). Beruht das Tragenmüssen nicht gedeckter Gestehungskosten *bei Eignern (2. Glied)* auf solchen Verträgen (Vertrag Eigner/Betreiber), was auch vorkommen kann, so gilt gemäss Absatz 4 das Gleiche („Abs. 3 gilt sinngemäss“). Die Marktprämie entfällt mithin für diese Eigner, und die Berechtigung verbleibt grundsätzlich beim Betreiber.

Gemeint sind in Absatz 3 Strombezugsverträge und nicht irgendwelche andere Verträge im Zusammenhang mit Grosswasserkraftanlagen. Werden also nach dem 1. Januar 2016 z.B. die Kraftwerke selbst verkauft, fällt ein solcher Vorgang nicht unter Absatz 3. Für solche Kraftwerke kann – sofern alle gesetzlichen Anforderungen erfüllt sind – die Marktprämie sehr wohl beansprucht werden. Insofern ist auch möglich, dass ein Kraftwerk oder eine Beteiligung daran ins Ausland verkauft wird, so dass die Marktprämie an Berechtigte im Ausland ausbezahlt werden muss.

Art. 89 Markterlös

Was die Festlegung der anrechenbaren Erlöse und Kosten betrifft, kommt dem Bundesrat ein grosser Spielraum zu. Er nutzt diesen im Sinne einer grob vereinfachenden Lösung, sowohl erlös- (Art. 89) wie auch kostenseitig (Art. 90). Idealerweise würde man zwar effektive Werte heranziehen, das ist aber praktisch nicht zu bewerkstelligen, u.a. da ein kraftwerkscharfes Eruiieren der Erlöse kaum mehr möglich ist, erstens weil diverse Märkte relevant sind (Endverbraucher im freien Markt, Spotmarkt Schweiz [Day-Ahead/Intraday], Terminmarkt Schweiz, Europäische Märkte, Regelenergie) und zweitens weil die Akteure innerhalb des gesamten Portfolios optimieren.

Konkret werden erlösseitig nur die reinen Elektrizitätslieferungen berücksichtigt (Wortlaut: „am Markt“); interne Erlöse, gegenüber einer Betriebssparte „Handel“, gehören selbstredend nicht dazu. Nicht berücksichtigt werden hingegen z.B. Erträge für Systemdienstleistungen oder Herkunftsnachweise. Für



den Markterlös wird für alle Prämienberechtigten fix auf den Marktpreis abgestellt (Abs. 3), unabhängig davon, wo der Strom konkret gehandelt wurde. Auch für ausserbörslich gehandelte Elektrizität braucht es einen fixen Wert. Das war dem Gesetzgeber wichtig (Art. 30 Abs. 4 Bst. a EnG), ansonsten die Involvierten tricksen könnten, mit künstlich tiefen Preisen, und so höhere Marktprämien erhielten. Der Bundesrat nimmt für diesen OTC-Handel – zur Vereinfachung – den gleichen Marktpreis wie für den an der Börse gehandelten Strom. Als „Marktpreis“ werden die stundenscharfen Spotmarktpreise für das Marktgebiet Schweiz (Swissix), die in Euro denominiert sind, verwendet. Abgestellt wird auf einen Umrechnungs-*Monats*-Kurs Euro-Franken, wofür das BFE den entsprechenden, von der Nationalbank ermittelten Kurs heranziehen wird. Absatz 2 stipuliert zunächst die stets anwendbare Grundregel: das Abstellen auf das mit einer Anlage effektiv gefahrene stündliche Profil. Für Partnerwerke wird sodann klargestellt, dass es eine Aufteilung des ermittelten Profils (entweder für eine Einzelanlage oder einen Verbund) auf die Partner gibt, und zwar nach deren Beteiligungsquote am Kraftwerk („anteilmässig“).

Die Absätze 4 und 5 verhindern Doppelförderungen. Erhält jemand für die Anlage, für die er die Marktprämie beansprucht, auch einen Investitionsbeitrag (Art. 24 Abs. 1 Bst. b EnG), so ist dieser anteilig anzurechnen. Der Beitrag, der in drei Tranchen ausbezahlt wird, ist rechnerisch auf die ganze Nutzungsdauer zu verteilen (linear) und dann ist davon eine „Jahresscheibe“ – die Marktprämie bestimmt sich ja jeweils für ein Jahr – bei der Marktprämie als Erlös einzurechnen. Bei Anlagen im Einspeisevergütungssystem als Teil eines Verbunds (Art. 93 Abs. 2 e contrario) wird nicht auf den Börsenpreis abgestellt (ebensowenig bei der KEV), sondern anteilmässig, d.h. entsprechend dem Anteil der Anlage am Verbund, auf die entsprechende Einspeisevergütung (Art. 21 Abs. 3 EnG); bei der KEV ist es der jeweilige Vergütungssatz.

Art. 90 Gestehungs- und andere Kosten

Im Gegenzug zur Vereinfachung bei den Erlösen werden auch kostenseitig tatsächliche Kostenposten ausgeblendet, so z.B. die „overhead-Kosten“ (= gesamtbetriebliche Leistungen [Verwaltungs- und Vertriebsgemeinkosten]). Die Weglassungen auf beiden Seiten halten sich in etwa die Waage. Das Hauptkriterium für die Anrechenbarkeit ist, dass etwas „für eine effiziente Produktion unmittelbar nötig“ ist, wobei die EnFV keine Beispiele nennt; eine Richtlinie wird dies konkretisieren (Abs. 3). An sich soll eine Orientierung an dem erfolgen, was die Eidgenössische Elektrizitätskommission (EiCom) im Rahmen des StromVG unter dem Titel „Gestehungskosten“ zulässt, für die Marktprämie relevant ist also z.B. die eigentliche Stromerzeugung oder damit verbundene Lohnkosten. Jedoch gibt es auch Abweichungen zum Gestehungskostenbegriff nach StromVG. Diese Abweichungen stehen direkt in der EnFV, z.B. betreffend „overhead-“ oder Kapitalkosten (vgl. sogleich). Dieser Marktprämien-spezifische Gestehungskostenbegriff soll denjenigen nach StromVG nicht beeinflussen bzw. keine Rückkoppelungen auf ihn entfalten. Was in Art. 90 speziell erwähnt ist (Abs. 1 Bst. a-c), sind Sonderfälle, deren Zuordnung zu den Gestehungskosten nicht ganz eindeutig ist. Nebst dem Wasserzins ist z.B. die sog. Gratisenergie erfasst (Bst. b), also die Pflicht eines Konzessionärs, dem betreffenden Gemeinwesen Strom gratis oder vergünstigt abzugeben, z.B. für die öffentliche Beleuchtung. Gewinnsteuern sollen ebenso anrechenbar sein, aber nur insofern, als sie einem tatsächlich anfallenden Gewinnen entsprechen. Nicht anrechenbar sind Steuern im folgenden häufigen Fall: Ein Kraftwerk, dessen Eigner im Unterland sind, muss fix, aufgrund einer entsprechenden Abmachung, am Ort des Kraftwerks auch dann Gewinnsteuern zahlen, wenn dort gar kein Gewinn resultiert. So wird u.a. erreicht, dass das örtliche Gemeinwesen via die Steuern stets etwas vom Kraftwerk hat.

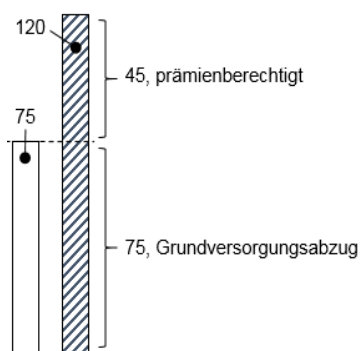
Abs. 2: Ebenfalls zu den Gestehungskosten gehören die Kapitalkosten. Sie folgen einem kalkulatorischen Ansatz via einen WACC (Art. 66; Anhang 3). Dividenden sind als Eigenkapitalverzinsung vom WACC abgedeckt und daher nicht separat zu berücksichtigen. Natürlich können sie also nicht (auch noch) als Betriebskosten anrechenbar sein (unter Abs. 1). Beim WACC nach EnFV sind bestimmte Parameter abweichend von der Regelung nach StromVV festgelegt. Was die Abschreibungen betrifft,



so soll für jede Anlage die bisherige Abschreibungspraxis weiter zur Anwendung kommen (und also nicht z.B. zwingend eine lineare Abschreibung), weshalb darüber mit dem Gesuch Auskunft zu geben ist (Art. 94 Abs. 2 Bst. e). Gemeint sind die ordentlichen Abschreibungen und die Praxis der betroffenen Akteure, also jener, in deren Büchern die Anlage ist, also in allererster Linie die Betreiber. Sondereffekte bzw. Sonderabschreibungen sollen ausbleiben bzw. für die Marktprämie ignoriert werden. Änderungen bei der Abschreibungspraxis (und deren Berücksichtigung) sind freilich nicht ausgeschlossen (darum die Relativierung mit dem Wort „grundsätzlich“). Sie sollen aber nicht „marktprämien-motiviert“ sein, sondern müssen aus anderen, übergeordneten Gründen erfolgen, um berücksichtigbar sein zu können. Verlangt ist auch eine einheitliche Praxis pro Anlage, d.h. das BFE kann dies verlangen; der EnFV-Text spricht denn auch von „bisheriger Praxis für die jeweilige Anlage“. Beantragen z.B. mehrere Gesuchsteller für Strom aus der gleichen Anlage die Marktprämie, so ist die einheitliche Abschreibemethodik der Gesellschaft, die das Partnerwerk betreibt und eine Buchhaltung führt, massgebend.

2. Abschnitt: Marktprämie und Grundversorgung

Art. 91 Grundversorgungsabzug

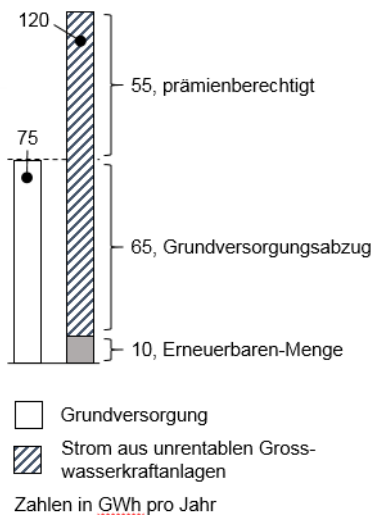


- Grundversorgung
 - Strom aus unrentablen Grosswasserkraftanlagen
- Zahlen in GWh pro Jahr

Das Marktprämienmodell enthält zwei Unterstützungselemente, nebst der Marktprämie auch das Recht, den Strom – nach dem Prinzip „Wasserkraftstrom zuerst in die Grundversorgung“ – in der Grundversorgung abzusetzen, und zwar zu vollen Gestehungskosten (Art. 31 Abs. 3 EnG). Mit dem unrentablen Grosswasserkraftstrom, der so prioritär in die Grundversorgung gelangt, wird der Topf des Netzzuschlags, der für die Marktprämie zur Verfügung steht, entsprechend entlastet. Der Abzug ist nur ein hypothetischer bzw. rechnerischer, was den EVUs bei ihrer Angebotspalette grosse Flexibilität belässt.

Das Recht zum Einbringen in die Grundversorgung zu Gestehungskosten stellt (als Teil des Marktprämienmodells) eine befristete Sonderregelung zur Durchschnittspreismethode, wie sie gemäss einem Urteil des Bundesgerichts vom Sommer 2016 zum StromVG gilt (AB 2016 N 1248, Müller-Altarmatt; vgl. allerdings auch die jüngste Parlamentsdebatte zur betreffenden StromVG-Regelung). Das Grundversorgungs-Einbringungsrecht ist ein sich akzessorisch aus der Marktprämie ergebendes, aber kein selbständiges Recht. An dieser „Akzessorietät“ ändert auch Art. 31 Abs. 3 i.f. EnG nichts, wonach den Grosswasserkraft-Strom in die Grundversorgung schieben darf, wer die Marktprämie nicht erhält. Letzteres Recht besteht nur, wenn es genau wegen des Grundversorgungsabzugs keine Marktprämie gibt. Es geht mit dem Passus also um Fälle, in denen sich das Prinzip „Wasserkraftstrom zuerst in der Grundversorgung“ realisiert und deswegen gar kein Grosswasserkraft-Strom verbleibt, der in die Marktprämie kommen kann.

Abs. 1: Der Grundversorgungsabzug richtet sich nach dem Grundversorgungspotenzial, also der gesamten, in der Grundversorgung verkauften Menge Strom, egal, aus welcher Herkunft. Um wessen Potenzial es genau geht, regelt angesichts der vielgestaltigen Organisationsformen Artikel 94.



Mit Absatz 2 wird umgesetzt, was im Gesetz als Korrektiv zugunsten von anderem Strom aus erneuerbaren Energien (übrige Wasserkraft oder z.B. Biomasse) in der Grundversorgung vorgesehen ist (Art. 31 Abs. 2 EnG). Die Menge Erneuerbaren-Stroms dieses Korrektivs kann man (verkürzt) „Erneuerbaren-Menge“ nennen.

Die Rechnung geht wie folgt: Von der an sich marktprämienberechtigenden Menge Grosswasserkraftstrom (120 GWh) ist als Grundversorgungsabzug das Total Strom, das der Berechtigte in der Grundversorgung verkaufen könnte (75 GWh), abzuziehen. Da der Berechtigte aber noch anderen Strom aus erneuerbaren Energien in seiner Grundversorgung hat (Erneuerbaren-Menge = 10 GWh), gibt es einen bereinigten Abzug (75-10=65 GWh). Damit besteht das Recht auf Marktprämie für 55 GWh (120-65 GWh). Ohne das Korrektiv gäbe es die Marktprämie nur für 45 GWh (120-75 GWh).

Ohne dieses Korrektiv wäre faktisch gezwungen, auf die Marktprämie zu verzichten (mind. teilweise), wer solchen Strom in der Grundversorgung anbietet. Mit dem Korrektiv („Erneuerbaren-Menge“) wird der Anteil, der in die Marktprämie kommen kann, vergrössert. Damit nicht – zweckwidrig – eine beliebige, oder „künstlich erzeugte“ Vergrösserung resultiert, braucht es Schranken. Erstens soll es keine Doppelförderung geben. D.h. wer z.B. Strom aus einer Anlage im Einspeisevergütungssystem in der Grundversorgung hat, kann diesen beim Korrektiv nicht anrechnen. Dies gilt auch für die altrechtliche KEV und anderweitige Förderungen, z.B. auch kantonale KEVs. Gleiches gilt für Elektrizität aus Anlagen, für die ein Investitionsbeitrag oder eine PV-Einmalvergütung ausgerichtet wurde bzw. wird sowie für geförderten Erneuerbaren-Strom aus dem Ausland, z.B. aus deutscher Windkraft mit EEG-Förderung. Erneuerbaren-Strom aus dem Ausland ist hier jedoch nicht per se von einer Anrechnung ausgeschlossen. Er ist dann zugelassen, wenn er nicht gefördert wird. Zweitens besteht bei Strom aus fremden Anlagen ein gewisses Missbrauchspotential, das es zu unterbinden gilt, weil die Erneuerbaren-Menge sonst entgegen dem Zweck der Marktprämie aufgebläht und die auszurichtenden Marktprämien als Folge (viel) höher würden. In die „Erneuerbaren-Menge“ darf daher nur Strom kommen, der auch gemäss Bezugsvertrag erneuerbar ist (Bst. a). Wichtig ist die Kopplung bzw. Zueinandergehörigkeit des Herkunftsnachweises (HKN) einerseits und des fraglichen Stroms aus einer ganz bestimmten Anlage, z.B. in Süditalien, andererseits (Wortlaut: „HKN zu diesem Bezug“). Nur diese Einheit von HKN und Erneuerbaren-Strom erlaubt letztlich den Nachweis, dass in die Erneuerbaren-Menge nur das eingebracht wird, was dort nach EnG sein darf, nämlich Elektrizität aus erneuerbaren Energien. Mit der Einschränkung (Bst. a) wird m.a.W. erreicht, dass in die „Erneuerbaren-Menge“ kein Graustrom kommt, der bloss mit irgendwelchen HKN flankiert ist, z.B. solche zu norwegischem Erneuerbaren-Strom, ohne dass der Marktprämienberechtigte irgendwelche Berechtigung am Strom hat, der hinter dem norwegischen HKN steht. Weiteres Kriterium ist (Bst. a), dass der Bezugsvertrag mittel- oder langfristiger Natur ist. Das Kriterium ist zwar nicht 1:1 mit dem von Artikel 88 Absatz 3 vergleichbar (wo einer unterdreijährige Dauer i.d.R. als kurzfristig gilt [vgl. oben]), denn hier, bei der Erneuerbaren-Menge, geht es um etwas anderes und das Missbrauchspotential ist kleiner. Trotzdem dürften auch bei der Erneuerbaren-Menge Verträge ab drei Jahren als mittelfristig anzusehen und daher hier zulässig sein. Schliesslich ist beim Gegenabzug bzw. in der Erneuerbaren-Menge auch derjenige Strom zugelassen, der gestützt auf die Abnahmepflicht von Art. 15 EnG abgenommen wurde.

Art. 92 Portfolioaufteilung zwischen Marktprämie und Grundversorgung

Artikel 92 regelt, wie der defizitäre Grosswasserkraft-Strom in einem Portfolio auf die beiden Unterstützungsfässer, Markt/Marktprämie einerseits und Grundversorgung andererseits, aufzuteilen ist. Es ist dies keine Vorgabe dazu, was die Betroffenen effektiv in die Marktprämie und in die Grundversorgung



einbringen müssen, sondern nur eine Vorgabe (in der Form einer Annahme) für die Zwecke der Marktprämien-Abwicklung. Freilich kann diese Annahme das effektive Handeln der Betroffenen beeinflussen. Vorgabe in diesem Sinn ist ein Quotienten-Modell, gemäss dem für jede Anlage im Portfolio ein gleicher Verteilschlüssel gilt. Im Beispiel gemäss der Tabelle unten, kombiniert mit der Säulen-Grafik oben, betragen diese Anteile für den Markt 46 % und für die Grundversorgung 54 % (Anteil Markt=120-65 GWh [vgl. Grafik oben]/120 GWh=46%). Mit dieser Quotienten-Vorgabe werden indirekt andere Arten der Portfolio-Aufteilung ausgeschlossen, so z.B. ein Vorgehen nach Merit Order (Absetzen der unrentabelsten Produktion in der Grundversorgung) oder eine mengengewichtete Mittelung. Die nachfolgende Darstellung zeigt die Unterschiede möglicher Modelle auf.

Anlage	Ausgangslage (fiktives Beispiel)		Quotienten-Modell (Marktprämiequote = 45.83%)			Merit Order-Modell (Strom aus unrentabelsten Anlagen in Grundversorgung)			Mengengewichtetes Modell		
	unrentable Stromproduktion (MWh/a)	nicht gedeckte Gestehungskosten* (CHF/MWh)	Anteil Markt (MWh/a)	Marktprämie max. 10 CHF/MWh (CHF/a)	Marktprämie total (CHF/a)	Anteil Markt (MWh/a)	Marktprämie max. 10 CHF/MWh (CHF/a)	Marktprämie total (CHF/a)	mengengewichtete nicht gedeckte Gestehungskosten (CHF/MWh)	Marktprämie max. 10 CHF/MWh (CHF/a)	mengengewichtete Marktprämie total (CHF/a)
1	40'000	-3.27	18'333	3.27	60'000	40'000	3.27	130'800			
2	15'000	-5.82	6'875	5.82	40'000	15'000	5.82	87'300			
3	30'000	-6.52	13'750	6.52	89'700	0	0	0	-10.94	10	550'000
4	35'000	-25.7	16'042	10	160'400	0	0	0			
Total	120'000		55'000		350'100			218'100			550'000

*nicht gedeckte Gestehungskosten = Gestehungskosten - Markterlös

Es ist davon auszugehen, dass Berechtigte mit mehreren berechtigten Anlagen den Spielraum zur Optimierung ihrer Einkünfte nutzen werden. So dürften sie den Strom aus den teuersten Anlagen der Grundversorgung zuteilen, weil es da keine Kürzung gibt. In diesem Kontext gilt es daher, eine gesamthaft möglichst sachgerechte, faire Regel aufzustellen. Ohne Vorgabe würden die Berechtigten aus Optimierungsgründen wohl den Strom aus den zwei teuersten Kraftwerken (Nr. 3 und 4) in die Grundversorgung schieben, womit diese Gestehungskosten gedeckt wären (da keine Kürzung). So müssten die gebundenen Grundversorgungs-Kunden einen grossen Teil der Last tragen. Häufig könnte ein Prämienberechtigter auch eine Mittelung (die Unterdeckungen der einzelnen Anlagen werden nach ihrem Anteil am Portfolio gewichtet) anwenden. Im obigen Beispiel erhielte er so eine Marktprämie von 550'000 Franken, obschon zur Deckung der Gestehungskosten (nur jene der Anlagen 1 und 2 sind noch nicht gedeckt) nur 218'182 Franken nötig sind. Die Mittelungsmethode dürfte regelmässig zu einer überhöhten Marktprämie führen. Die obige Quote kommt dem Vorgehen, das die Berechtigten wahrscheinlich wählen werden, erstens häufig wohl recht nahe und führt zweitens – und das ist v.a. wichtig – im Normalfall zu viel sachgerechteren Ergebnissen und also weder zu einer Überentschädigung noch zu einer zu einseitigen Verschiebung der Kosten in die Grundversorgung (mit Folgen für die dortigen gebundenen Kunden). Allerdings kann es auch bei diesem Quoten- bzw. Quotienten-Modell so sein dass eine „zu hohe“ Marktprämie resultiert. In einem solchen Fall greift dann Absatz 3, der verhindern will, dass insgesamt – durch Verkäufe in der Grundversorgung (zu Gestehungskosten) und die Marktprämie – mehr gelöst wird, als zur Deckung der Gestehungskosten aller Anlagen im Total, also übers ganze Portfolio und nicht anlagescharf, nötig ist. Hier reduziert sich dann der Marktprämienanspruch bis zum Betrag, der genau der Deckung entspricht. Im Normalfall soll also die Quoten-Methode greifen und im Ausnahmefall, im Sinne eines Korrektur-Ventils, Absatz 3.

Art. 93 Unternehmensbetrachtung beim Elektrizitätsversorgungsunternehmen
 Im Zusammenhang mit der Grundversorgung braucht es wegen der vielgestaltigen Organisationsformen der involvierten Unternehmen bzw. deren Aufspaltung in mehrere Sparten einige Präzisierungen. In Absatz 1 geht es um das Grundversorgungspotenzial nach Artikel 91 und die Frage, wessen Potenzial genau relevant ist. Laut EnG geht es um die Grundversorgung der Berechtigten selbst („... die sie in der Grundversorgung...“). Ausgehend davon legt die Verordnung nun fest, dass es für die Marktprämie irrelevant ist, wenn für die verschiedenen Sparten eines herkömmlichen EVUs betriebs- bzw. konzernintern eigenständige rechtliche Einheiten gebildet wurden. Hat ein Konzern z.B. mehrere Töchter,



wobei Tochter A (als Trägerin des Risikos nicht gedeckter Gestehungskosten) marktprämien-berechtigt und Tochter B (als Netzbetreiberin nach Art. 6 StromVG) Grundversorgerin ist, muss sich Tochter A das Grundversorgungspotenzial von Tochter B anrechnen lassen. Aus Absatz 1 ergibt sich e contrario auch, dass in anderen Fällen keine Anrechnung stattfindet: Eine Holding, die als Produzentin oder Eignerin marktprämien-berechtigt ist, muss sich die Grundversorgung einer Tochter, die mit ihr nicht in einem betrieblichen, an den herkömmlichen EVU-Sparten orientierten Verhältnis, sondern z.B. lediglich in einem beteiligungstechnischen Verhältnis steht, nicht anrechnen lassen.

Absatz 2 knüpft daran an und äussert sich zum gesetzlichen Recht, den unrentablen Grosswasserkraft-Strom zu Gestehungskosten in der Grundversorgung zu verkaufen, und hält für die verschiedenen Unternehmenseinheiten präzisierend fest, wer dies tun darf und wer nicht. Nimmt man wieder die vorigen Beispiele, sieht man, dass die Tochter A zwar marktprämien-berechtigt ist, dass aber trotzdem eine andere Einheit/andere juristische Person, nämlich Tochter B, die Grundversorgerin ist, vom privilegierten Grundversorgungsabsatzrecht profitieren kann. Diese Zurechnung ist wegen der engen betrieblichen, den Sparten des traditionellen EVU entsprechenden Bindung nicht nur gerechtfertigt, sondern auch naheliegend und überdies die logische Folge aus der Regelung nach Absatz 1. Wer nicht auf diese Weise betrieblich verbunden ist, soll dieses Recht nicht haben, was sonst zu einer ungegerechtfertigten und vom Gesetzgeber nicht gewollten Ausdehnung des beschriebenen Privilegs führen würde. Nicht gemeint mit dem Ausschluss „nur über eine Beteiligung“ ist die Partnerwerkskonstellation. Sind die Partner (als Träger des Risikos nicht gedeckter Gestehungskosten) als „Eigner“ marktprämienberechtigt, haben sie auch das Recht, den Wasserkraftstrom in die Grundversorgung einzubringen (und zwar zu Gestehungskosten). An dieser EnG-Regel (Art. 31 Abs. 3) kann und will die vorliegende EnFV-Bestimmung (Art. 93 Abs. 2 zweiter Satz) nichts ändern.

3. Abschnitt: Gesuchsverfahren und Nachprüfungen

Art. 94 Gesuch

Abs. 1: Das Verfahren beim BFE ist als ex-post-Verfahren ausgestaltet. Die Marktprämie soll bereits 2018, gestützt auf Zahlen von 2017, erstmals zum Tragen kommen (Art. 108). Das Stichtatum des 31. Mai müssen die Berechtigten unabhängig davon beachten, ob sie für ein Kraftwerk nach Kalenderjahr oder nach dem hydrologischen Jahr (Oktober-September) abrechnen. Der Stichtag (31. Mai) hat den Charakter eines Verwirkungstermins mit gleicher Wirkung wie eine Verwirkungsfrist. Verspätete Gesuche werden vom BFE demnach nicht berücksichtigt und durch Nichteintreten erledigt. Vorbehalten bleibt natürlich die Wiederherstellung (Art. 24 des Verwaltungsverfahrensgesetzes vom 20. Dezember 1968 [SR 172.021]).

Absatz 2 zählt die verschiedenen Elemente auf, die es braucht, um ermitteln zu können, ob jemand marktprämien-berechtigt ist und wie hoch die Prämie ist. Mit dem Jahresabschluss ist als Folge des ex-post-Ansatzes der Vorjahresabschluss gemeint, und zwar ein testierter Abschluss. Der Wortlaut (Bst. c) gibt auch her, dass das BFE einen Einzelabschluss pro Kraftwerk verlangt. Zudem muss sich das Gesuch auf das Kalender- oder das hydrologische Jahr beziehen, wobei es pro Kraftwerk einen einheitlichen Ansatz braucht, falls mehrere Gesuchsteller ans BFE gelangen. Gesuche mit einem anderen Betrachtungszeitraum, z.B. April-März, muss das BFE nicht zulassen (Bst. c erlaubt nur die zwei erwähnten „Jahre“), dies einerseits, damit der Vollzug nicht vollends kompliziert wird (Kürzungen, Geldrückbehalte [Art. 95]), sowie andererseits und v.a. weil bei solchen Gesuchen die Marktprämie zu stark in die Vergangenheit gestreckt würde, was mit der Terminierung gemäss Art. 108 nicht vereinbar wäre. Zusätzlich zu den aufgezählten Elementen (Bst. a-f) ist auch die bereits im EnG vorgeschriebene Bestätigung des Risikoübergangs einzureichen. Das BFE wird ein Formular erstellen, das alles im Gesuch Anzugebende und die einzureichenden Unterlagen und Belege enthält. Das hilft den Gesuchstellern und bringt eine Standardisierung. Das Formular kann auch verschiedene Kategorien bilden und bestimmte Angaben gezielt nur für eine Kategorie verlangen. Selbstverständlich müssen die



Gesuchsteller stets das Erfülltsein aller Anspruchskriterien belegen (Art. 101 sowie Art. 8 ZGB und Art. 12 ff. VwVG). Das BFE kann also auch in Artikel 95 nicht erwähnte Aspekte einfordern, entweder via eine Rubrik im Formular oder durch ein individuelles/fallbezogenes Einholen, z.B. spezielle Elemente zum Prämienanspruch wie das Nicht-Vorliegen von kurz- oder mittelfristigen Verträgen seit dem 1. Januar 2016 (Art. 89 Abs. 3 und 4). Mit den verlangten Angaben zur Verbesserung der Kostensituation (Bst. f), sind bereits ergriffene und für die nähere Zukunft geplante Massnahmen gemeint. Der Begriff „Kostensituation“ ist weit und umfasst nicht nur die Gestehungskosten, wie sie für die Marktprämie in Artikel 91 ja relativ eng definiert werden.

Abs. 3: Spezielle Angaben sind nötig, falls auch das Element Grundversorgung ins Spiel kommt. Marktprämienberechtigte, die Grundversorger sind, müssen zusätzliche Informationen beibringen. Nebst den Marktprämienberechtigten selbst sind auch andere Akteure mitwirkungspflichtig, v.a. die anderen EVU-Unternehmenseinheiten nach Artikel 93 bzw. die in Artikel 94 Absatz 4 erwähnten Akteure. So ist u.a. die Mitwirkung des sog. Betriebsführers gefragt. Er muss für die Anlagen die Aufschlüsselung dazu liefern, wie sich der Strom auf die Abnehmer verteilt (Menge, Produktionsanteil), was für die Rückverfolgbarkeit der Herkunft und der Mengen des in die Marktprämie eingebrachten Stroms nötig ist. Beim effektiven Grundversorgungsabsatz (Bst. d) ist der Absatz von Anlagen gemeint, die für die Marktprämie in Frage kommen (Einzelanlagen oder Anlagenverbünde), und nicht derjenige sämtlicher Anlagen, also z.B. nicht von anderen Wasserkraft- oder von Biomassenanlagen, die mit der Marktprämie nichts zu tun haben. Nach Artikel 92 gibt es bei der „Erneuerbaren-Menge“ Einschränkungen (kein Strom aus sonst schon geförderten Anlagen; HKN bei Strom aus fremden Anlagen). Hierfür kann das BFE ebenfalls Belege einfordern (z.B. via das Formular), zumal es mit dem Gesuch ja darum geht, den Anspruch *auszuweisen* (vgl. EnFV-Wortlaut). Nach Artikel 92 Absatz 3 soll ein Marktprämienempfänger mit den Grundversorgungsverkäufen und der Marktprämie insgesamt nicht mehr erhalten als für die Deckung der Gestehungskosten nötig. Auch hierüber sollen die Gesuchsteller im Sinne einer Selbstdeklaration Auskunft geben (Bst. e), damit das BFE dies überprüfen kann.

Absatz 4 ist Grundlage für die Mitwirkungspflicht an der Sachverhaltsermittlung durch jene, die nicht selber marktprämienberechtigt sind, die aber mit den Berechtigten verbunden sind – wegen der Berechtigungskaskade (Art. 30 Abs. 2 EnG) oder wegen Zugehörigkeit zum EVU (Art. 93). Sie müssen die Prämienberechtigten, die ein Gesuch stellen (wollen), unterstützen (gesetzliche Grundlage: Art. 30 Abs. 4 Bst. g EnG). So müssen z.B. die Anlagenbetreiber, wenn sie nicht selber prämienberechtigt sind, dem Gesuchsteller die Aufschlüsselung dazu liefern, an welche Abnehmer wieviel Strom aus der Anlage gegangen ist (Abs. 2 Bst. a). Gegenüber dem BFE lieferpflichtig sind grundsätzlich die Berechtigten (sie sollen der Einfachheit halber quasi alles sammeln und beim BFE einreichen), wobei die übrigen Involvierten sie unterstützen. Falls das gesammelte Einreichen nicht oder nur schlecht klappt, z.B. weil die übrigen Involvierten nicht kooperieren, kann das BFE die nötigen Informationen subsidiär auch direkt bei diesen einholen (dieses „Können“ in Abs. 4 ist nur eine Möglichkeit und keine Pflicht des BFE). Grundlage für das BFE zum (direkten) Einholen von Unterlagen usw. ist überdies die allgemeine Bestimmung von Artikel 101 sowie das allgemeine Verfahrensrecht (Art. 12 ff. Verwaltungsverfahrensgesetz [VwVG]).

Art. 95 Verfahren beim BFE und Beizug der Elektrizitätskommission

Das Verfahren beim BFE soll möglichst einfach sein und auf ohnehin vorhandenen Daten und Unterlagen aufbauen. Das BFE kann Dritte zum Vollzug beiziehen (Art. 67 Abs. 1 Bst. a EnG), bleibt aber für die einzelnen Verfahrensschritte und v.a. für die Verfügungen selber verantwortlich. Das BFE wird beim Vollzug u.a. zwei Anliegen unter einen Hut bringen müssen: Erstens muss es zügig Entscheide treffen, damit die Berechtigten die Marktprämie rasch, möglichst noch im Jahr des Gesuchs (=Jahr der Gesuchseinreichung), erhalten, und zweitens sollen die Mittel, sofern die Gesuche begründet sind, auch ausgeschöpft werden können. Klar unbegründete Gesuche wird das BFE sehr zügig mit einem



abschlägigen Bescheid erledigen, was i.d.R. die Abweisung bedeutet. Über alle dann noch verbleibenden Gesuche entscheidet das BFE im Idealfall gleichzeitig, da die Höhe der Marktprämie beim Berechtigten A – wegen der Mittelbegrenzung – von der Höhe in den übrigen Fällen abhängt, was Kürzungen nötig machen kann (Abs. 2). Ein solcher gleichzeitiger Entscheid dürfte jedoch kaum realistisch sein, da einige Fälle weniger rasch entscheidreif sein dürften als andere, und ein Warten (bis zur Entscheidreife der anderen Fälle) nicht angezeigt ist. Noch komplizierter und langwieriger wird es, wenn es Beschwerden bei Gericht gibt. Auch wenn ein gleichzeitiger Entscheid des BFE über alle Gesuche also kaum möglich ist, sollte dessen Ziel doch sein, den Marktprämienberechtigten in der Verfügung möglichst verlässlich, also unter bestmöglicher Berücksichtigung der anderen Fälle, anzugeben, wie hoch ihre Marktprämie sein wird. Weil der Betrag aber nicht endgültig sein kann, ist ein Vorbehalt für eine spätere Korrektur anzubringen, wofür Absatz 1 explizit eine Grundlage ist. Alsbald sind auch bereits Auszahlungen möglich (vgl. dazu weiter bei Abs. 3).

Abs. 2: Der Marktprämie werden jährlich fix 0,2 Rp./kWh des Netzzuschlags zugewiesen (vgl. Art. 36 Abs. 2 EnV). So stehen jährlich 100 bis 120 Mio. Franken zur Verfügung. Überträge auf die Folgejahre sind möglich. Das heisst: Marktprämiengelder, die z.B. im Jahr 2018 nicht voll gebraucht werden, können im 2019 – zusätzlich zu den ordentlichen Geldern für 2019 – für die Marktprämie eingesetzt werden. Muss die Prämie wegen dieser Mittelbegrenzung gekürzt werden, so geschieht dies wie folgt: Z.B. bestünden an sich Ansprüche für Prämien von insgesamt 220 Mio. Franken, tatsächlich stehen aber nur 110 Mio. zur Verfügung. Der Marktprämienberechtigte A hätte an sich Anspruch auf eine Marktprämie von 20 Mio. Franken und die Berechtigte B auf eine solche von 8 Mio. Franken. Die Kürzung führt beim Berechtigten A zu einer Prämie von 10 Mio. Franken und bei der Berechtigten B zu einer solchen von 4 Mio. Franken (die übrigen Berechtigten sind hier nicht aufgezählt). Die nachträgliche Korrektur der Marktprämie, was meistens eine Kürzung sein wird, muss wiederum per Verfügung erfolgen. Noch mehr Verfügungen (pro Fall/Jahr) sollte es in der Regel aber nicht geben.

Abs. 3: Da die Prämienhöhe anfangs noch nicht endgültig feststeht, eine Auszahlung aber trotzdem schon nötig ist, muss das BFE mit Geldrückbehalten arbeiten. Das heisst, die Marktprämie wird nicht voll, sondern in Raten ausbezahlt. Endgültig abgerechnet und ausbezahlt werden kann erst, wenn die Gesamtrechnung bzw. der Gesamtüberblick aller Marktprämien für das betreffende Jahr vorliegt. Die Geldrückbehalt-Möglichkeit ist also ein Sicherungsinstrument. Die Prämie in der definitiven Höhe kann frühestens dann fällig werden, wenn sie im konkreten Fall auch verfügt ist (und also anfängliche Vorbehalte beseitigt sind); entsprechend sind zurückbehaltene Gelder auch nicht zu verzinsen.

Abs. 4: Für das Einbringen des Wasserkraftstroms in die Grundversorgung bzw. die Kontrolle, ob an der Schnittstelle Marktprämie/Grundversorgung alles ordnungsgemäss läuft, soll das BFE auf die Mithilfe der EICom zurückgreifen können, die im Bereich Grundversorgung zuständig ist (nach StromVG). Der Aufwand für die EICom soll jedoch möglichst gering gehalten werden. Aufgabe der EICom ist es, dort wo es das BFE für nötig hält, einen Abgleich zu machen – einen Abgleich der Angaben, die das BFE liefert und den Daten, die sie (die EICom) aufgrund ihrer Aufgaben sowieso hat. Dabei ist das Hauptanliegen sicherzustellen, dass niemand die „gleiche“ Elektrizität, für die er oder sie die Marktprämie kriegt, auch (zu Gestehungskosten) in der Grundversorgung verkauft. Mit Absatz 4 erhält die EICom per Rechtssatz eine neue Aufgabe.

Art. 96 Rückforderung

In eigentlich bereits abgeschlossenen Fällen, in denen rechtskräftig entschieden ist und die Auszahlungen erfolgt sind, sollen auch nachträglich Überprüfungen stattfinden. Rechtsgrundlage dafür ist u.a. Artikel 101 („Kontrolle“). Solche Überprüfungen können zu Rückforderungen führen. Ist dem Empfänger ein schuldhaftes Verhalten vorzuwerfen, ist nicht nur die zu viel ausbezahlte Prämie zurückzufordern, sondern, wie im hier einschlägigen Artikel 30 Absatz 3 des Subventionsgesetzes vorgeschrieben, auch ein Zins von 5%.



8. Kapitel: Auswertung, Publikation, Auskünfte und Weitergabe von Daten an die Eidgenössische Zollverwaltung, Kontrolle und Massnahmen

Art. 97 Auswertung

Wie bisher macht das BFE eine Auswertung über sämtliche Projekte und Anlagen, für welche eine Förderung beantragt wurde.

Bei der Grosswasserkraft kann das BFE die erhaltenen Daten zudem zur Weiterentwicklung der Massnahme bzw. der Marktordnung verwenden (vgl. Art. 30 Abs. 5 EnG).

Art. 98 Publikation

Ebenfalls wie bisher publiziert das BFE aus Transparenzgründen verschiedene Angaben zu den Anlagen im Einspeisevergütungssystem. Für Anlagen unter 30kW erfolgt die Publikation ebenfalls wie bisher in anonymisierter Form (Abs. 1 und 2).

Für die neuen Unterstützungsinstrumente (Investitionsbeiträge und Marktprämie) wird ein neuer Katalog an zu Publizierendem geschaffen (Abs. 3 und 4).

Art. 99 Auskünfte

Auch die Auskunftserteilung entspricht dem bisherigen Recht. Antragsteller, Kantone und Gemeinden haben, je verschieden nach ihrer Interessenlage, Anspruch auf Auskunft über sie betreffende Projekte oder Anlagen.

Art. 100 Weitergabe von Daten an die Eidgenössische Zollverwaltung

Artikel 100 entspricht inhaltlich unverändert dem heutigen Recht und stellt den Informationsfluss vom BFE an die Eidgenössische Zollverwaltung sicher, damit Letztere über die für den Vollzug der Mineralölsteuerverordnung vom 20. November 1996 (SR 641.611) notwendigen Daten von Anlagen, die Elektrizität aus Biomasse erzeugen, und deren Betreibern verfügt.

Art. 101 Kontrolle und Massnahmen

Das BFE kann gemäss Absatz 1 im Zusammenhang mit dem Vollzug der Verordnung und mit Blick darauf, ob die gesetzlichen Vorgaben (noch) eingehalten werden oder wurden, Kontrollen vornehmen oder durchführen lassen, gegebenenfalls auch nach Abschluss eines Verfahrens. Damit diese Kontrollaufgabe erfüllt werden kann, haben die Anlagenbetreiber dem BFE und, soweit in ihrem Zuständigkeitsbereich, der Vollzugsstelle Einsicht in ihre Betriebsdaten zu gewähren (Abs. 2). Sind die gesetzlichen Anforderungen nicht oder nicht mehr erfüllt, ordnen das BFE oder die Vollzugsstelle die geeigneten Massnahmen an (Abs. 3). Zur Feststellung einer allfälligen übermässigen Rentabilität (vgl. Art. 34 Abs. 3 EnFV) sind dem BFE auf Verlangen ebenfalls Unterlagen und Information einzureichen und es kann entsprechende Prüfungen veranlassen.

9. Kapitel: Schlussbestimmungen

Art. 102 Übergangsbestimmung zum Ende der Vergütungsdauer nach bisherigem Recht

Im bisherigen Recht wurde die Vergütung anders als im neuen Artikel 27 Absatz 5 vorgesehen bis Ende Dezember des Jahres, in welchem die Vergütungsdauer auslief, ausbezahlt. Anlagenbetreibern, die noch unter altem Recht ins Einspeisevergütungssystem eingetreten sind, bleibt dieser Anspruch erhalten.

Art. 103 Übergangsbestimmung zum Abbau der Warteliste für die übrigen Erzeugungstechnologien

Diese Übergangsbestimmung wird aus dem bisherigen Recht übernommen.



Art. 104 Übergangsbestimmungen zu Photovoltaikanlagen

Bisher konnte die EIV nur für Anlagen mit einer Leistung von weniger als 30 kW beantragt werden. Wer vor Inkrafttreten dieser Verordnung bereits eine EIV nach bisherigem Recht beantragt oder erhalten hat und die Anlage – ebenfalls vor Inkrafttreten dieser Verordnung – auf über 30 kW erweitert hat, erhält für diese zusätzliche Leistung auch zukünftig keine EIV. Mit dieser Übergangsbestimmung sollen Mitnahmeeffekte verhindert werden (Abs. 1).

Mit Absatz 2 wird auch für bereits nach bisherigem Recht für die KEV angemeldete kleine Photovoltaikanlagen – die künftig nur noch Anspruch auf die Einmalvergütung haben – die Berücksichtigungsreihenfolge des neuen Rechts übernommen. Auch sie sollen nicht mehr nach dem „Anmeldedatum“, sondern nach dem Einreikedatum der Inbetriebnahmemeldung berücksichtigt werden. Dies entspricht Artikel 72 Absatz 3 EnG, gemäss welchem für Anlagen auf der Warteliste das neue Recht gilt. Für grosse Photovoltaikanlagen, für die erst ab Inkrafttreten dieser Verordnung die Einspeisevergütung oder die EIV beantragt wird, ist das Wahlrecht zugunsten der einen oder anderen Vergütung bereits mit Einreichung des Gesuchs auszuüben. Betreibern von grossen Anlagen, die bei Inkrafttreten dieser Verordnung bereits auf der Warteliste stehen, stand zum Zeitpunkt der Anmeldung noch gar kein Wahlrecht zu, weshalb sie dieses bisher auch noch nicht ausüben konnten. Deshalb wird Betreibern solcher Anlagen eine Frist bis zum 30. Juni 2018 eingeräumt, innerhalb der sie ihr Wahlrecht ausüben müssen. Üben sie dieses nicht oder nicht fristgerecht aus, gilt ihre Anmeldung als Antrag auf EIV. Üben sie ihr Wahlrecht jedoch zu Gunsten der Einspeisevergütung aus, können sie sich auch in einem späteren Zeitpunkt noch umentscheiden und die Einmalvergütung wählen. Diese Kulanz resultiert aus dem Umstand, dass beim Abbau der Warteliste für Photovoltaikanlagen gegenüber dem geltenden Recht nichts ändert (Abbau nach dem Einreikedatum des Gesuchs) und somit erst in einem späteren Zeitpunkt klar sein wird, wie viele Anlagen tatsächlich noch ins Einspeisevergütungssystem aufgenommen werden können (Abs. 3).

Anlagen nach Absatz 4 gelten nach dieser Verordnung als kleine Photovoltaikanlagen, die nur eine EIV bis zur Leistung von 99,9 kW erhalten. Anstatt diese Anlagen alle automatisch als kleine Anlagen nach neuem Recht zu behandeln, erhalten die Projektanten mit dieser Übergangsbestimmung die Gelegenheit, ihre in der Anmeldung – die Jahre zurückliegen kann – gemachten Angaben zur Leistung ihrer Anlage zu korrigieren. Damit können sie sich zum einen ihr Wahlrecht zu Gunsten des Einspeisevergütungssystems oder der EIV sichern und zum andern verhindern, dass sie nur einen Leistungsbeitrag für die Leistung bis 99,9 kW erhalten. Machen sie von dieser Möglichkeit keinen Gebrauch, werden sie ihrer Anmeldung entsprechend als kleine Anlage behandelt und erhalten nach Einreichen der Inbetriebnahmemeldung einen Leistungsbeitrag von höchstens 99,9 kW. Einzige Möglichkeit, nachträglich noch am Einspeisevergütungssystem teilnehmen zu können oder den Leistungsbeitrag für die gesamte Leistung zu erhalten, ist die Einreichung eines neuen Gesuchs für das eine oder andere Förderinstrument, wobei ein solcher Antrag keinerlei Vorrang geniessen würde.

Mit Absatz 5 wird verhindert, dass Anlagen mit einer Leistung von weniger als 2 kW, die vor dem Inkrafttreten dieser Verordnung gebaut und bis zum 31. Dezember 2012 für die KEV angemeldet wurden, aufgrund von Artikel 36 jeglichen Anspruch auf eine Vergütung verlieren.

Art. 105 Übergangsbestimmungen zur Direktvermarktung und Einspeisung zum Referenz-Marktpreis

Eine Übergangsfrist für den Wechsel in die Direktvermarktung von zwei Jahren gibt den Energiedienstleistern genügend Zeit, um sich auf die neue Situation einstellen und auf dem Markt entsprechende Produkte und Angebote aufbauen zu können. Es ist jedoch jedem Anlagenbetreiber – unabhängig von der Grösse seiner Anlage – unbenommen, auf eigenen Wunsch jederzeit auf ein Quartalsende hin in die Direktvermarktung zu wechseln. Ein solcher Wechsel ist endgültig (Art. 14 Abs. 3). Gemäss Absatz 2 gelten die bisherigen Bestimmungen betreffend die Modalitäten für die Abnahme und Vergütung von Elektrizität im Einspeisevergütungssystem (Anlagen, die zum Referenz-Marktpreis



einspeisen und nicht in der Direktvermarktung sind) bis Ende 2018, um die notwendigen Anpassungen vornehmen zu können.

Art. 106 Übergangsbestimmungen zur nachträglichen Erweiterung oder Erneuerung von Kleinwasserkraft- und Biomasseanlagen

Die Kürzung des Vergütungssatzes nach Artikel 28 Absatz 5 soll diejenigen Anlagenbetreiber nicht treffen, die den Entscheid, ihre Anlage zu erweitern oder erneuern bereits vor Inkrafttreten dieser Verordnung getroffen haben und die Investitionen auch bereits ausgelöst haben, indem sie beispielsweise die Komponenten bestellt oder Bauarbeiten bereits in Angriff genommen haben. Da Erweiterungen und Erneuerungen in der Regel innerhalb von sechs Monaten umgesetzt werden können, muss deren Inbetriebnahme bis zum 30. Juni 2018 erfolgen, wenn ein Betreiber vom Schutz dieser Bestimmung profitieren will.

Art. 107 Übergangsbestimmung zur Reihenfolge der Berücksichtigung und zur Warteliste bei Investitionsbeiträgen

Projekte und Anlagen, die aufgrund erlangter Projektfortschritte gestützt auf das bisherige Recht auf der bisherigen KEV-Warteliste vorgerückt sind, neu aber nur noch einen Investitionsbeitrag beantragen können, werden bei der Reihenfolge der Berücksichtigung bei Investitionsbeiträgen bevorzugt behandelt, sofern für diese Projekte bis zum 31. März 2018 ein Gesuch um Investitionsbeitrag beim BFE eingereicht wird.

Art. 108 Übergangsbestimmung zur Marktprämie bei Grosswasserkraftanlagen

Die Einführung des Marktprämienmodells geschieht für die beiden Komponenten (Marktprämie und Einbringen in die Grundversorgung) insofern gestaffelt, als die Marktprämie bereits für das Jahr 2017 ausgerichtet wird (Abs. 1). Für Anlagen, für die nach dem hydraulischen Jahr abgerechnet wird, werden für ein Gesuch im Jahr 2018 die Zahlen von Oktober 2016 bis September 2017 relevant sein. Abs. 2: Die Marktprämie ist gesetzlich auf fünf Jahre befristet (Art. 38 Abs. 2 EnG). In der gesetzgeberischen Konzeption gilt die Befristung indes für das ganze Marktprämien-Unterstützungs-Modell, also für die Marktprämie wie auch für das Recht des Einbringens in die Grundversorgung. Nach Art. 31 Abs. 3 EnG steht das Grundversorgungs-Einbringungsrecht nur den „Marktprämien-Berechtigten“ zu. Endet die Marktprämie (nach fünf Jahren), gibt es danach auch keine Marktprämien-Berechtigten mehr, so dass auch das Grundversorgung-Einbringungsrecht dahinfällt. Die Verordnung stellt dies klar (Abs. 2) und regelt die genaue Periodizität in dieser Frage bzw. die Staffelung mit der Marktprämie.

7. Erläuterungen zu den Anhängen

Anhänge 1.1 – 1.5 Allgemeines

Für alle Anhänge kann man festhalten, dass sie inhaltlich weitgehend dem bisherigen Recht entsprechen.

Abweichungen zum bisherigen Recht liegen bei allen Technologien insbesondere bei der Höhe der Vergütung bzw. der Verkürzung der Vergütungsdauer vor (Ausnahme Biomasse). Nebst kleineren redaktionellen und strukturellen Anpassungen wird zudem das Antragsverfahren gestützt auf die entsprechenden Verordnungsbestimmungen (Art. 21 ff.) klarer dargestellt als bisher.

In der am 1. Januar 2017 in Kraft getretenen Revision der bisherigen Energieverordnung wurde bei allen Technologien ausser bei der Photovoltaik die Möglichkeit, auf der Warteliste aufgrund einer Projektfortschrittmeldung nach vorne zu springen, eingeführt. Dazu war auch eine Übergangsbestimmung notwendig. Aufgrund der langen Dauer zwischen Anmeldung, Projektfortschrittmeldung und Inbetriebnahme ist diese Übergangsbestimmung auch vorliegend noch relevant (vgl. z.B. Anhang 1.3 Ziff. 8 im bisherigen Recht und Ziff. 6.2 in dieser Vorlage).



Nachfolgend wird nur noch auf technologiespezifische Abweichungen zum bisherigen Recht eingegangen.

Anhang 1.1 Wasserkraftanlagen im Einspeisevergütungssystem

Aufgrund der neuen Untergrenze für Kleinwasserkraftwerke sowie die Ausnahme dazu (Art. 19 Abs. 4 Bst. a EnG) werden die Leistungsklassen in Ziffer 2.2 neu geregelt. Es gibt keine unterschiedlichen Anlagekategorien mit separaten Vergütungssätzen unter 300 kW mehr, da Anlagen an natürlichen Gewässern im Grundsatz komplett ausgeschlossen sind. Die Vergütungssätze wurden gegenüber dem geltenden Recht etwas nach oben angepasst, womit der von 20 auf 15 Jahre verkürzten Vergütungsdauer teilweise Rechnung getragen wird (vgl. dazu auch die Ausführungen zu *Grundzüge der Vorlage* in Ziffer 2.1.1 zu Vergütung und Vergütungsdauer).

Ziffer 3 regelt die Modalitäten der in Artikel 28 angelegten Kürzung des Vergütungssatzes für den Fall, dass eine Anlage nachträglich erweitert oder erneuert wird.

Die Übergangbestimmung in Ziffer 6.1 sieht vor, dass für die Anlagen, die bereits vor dem 1. Januar 2018 einen positiven Bescheid nach bisherigem Recht erhalten sowie eine Projektfortschrittmeldung nach bisherigem Recht eingereicht haben, für die Vergütungsdauer und den Vergütungssatz das im Zeitpunkt des Projektfortschrittes geltende Recht gilt. Dadurch werden die Anlagenbetreiber, die einerseits in den positiven Bescheid vertraut haben und andererseits gestützt auf dieses Vertrauen bereits erheblich investiert haben, in dieser Investition geschützt. Der gleiche Schutz gilt nach Ziffer 6.2 auch für die Anlagen, die bis zum 31. Dezember 2013 einen positiven Bescheid erhalten und die Projektfortschrittmeldung nach bisherigem Recht zwar nicht eingereicht, die zur Erreichung des Projektfortschrittes notwendigen Schritte jedoch tatsächlich ausgeführt haben. Dies weil bis zum 31. Dezember 2013 die Einreichung einer Projektfortschrittmeldung formell nicht vorgesehen war und sie daher – trotz genau gleich getätigter Investitionen – Ziffer 6.1 formell gar nicht erfüllen müssen bzw. mussten. Wurde bei einer Anlage eine Standortänderung vorgenommen und bewilligt (vor dem 1.1.2018, vgl. Art. 20 Abs. 3 EnFV), gilt der Schutz für den Zeitpunkt, in welchem der Projektfortschritt bzw. die dafür notwendigen Schritte für die Anlage am ersten Standort vorgenommen wurden.

Anhang 1.2 Photovoltaikanlagen im Einspeisevergütungssystem

Bei der Anlagendefinition wurde der in der Praxis teilweise unklare Begriff „Einspeisepunkt“ ersetzt durch „Netzanschlusspunkt“. Letzterer entspricht der Nomenklatur des VSE und bezeichnet im Allgemeinen den Übergang ins öffentliche Netz. Zudem wird neu aufgenommen, dass vor einem Netzanschlusspunkt nur dann ausnahmsweise von zwei Anlagen ausgegangen werden kann wenn die von ihnen produzierte Elektrizität je separat gemessen wird.

Bei den Photovoltaikanlagen im Einspeisevergütungssystem wird im Vergleich zum bisherigen Recht die Unterscheidung in drei Kategorien – freistehend, angebaut, integriert – aufgehoben und es gibt neu nur noch drei Leistungsklassen (Ziff. 2.2). Dies ergibt sich aus den neuen Grenzen für den Eintritt ins Einspeisevergütungssystem sowie der Notwendigkeit zur Vereinfachung des Fördersystems.

Für die „alten“ Photovoltaikanlagen, sprich solche mit einer Inbetriebnahme von vor dem 1. Januar 2013 und die bis zum 31. Juli 2013 in die Warteliste aufgenommen worden sind, ist es gerechtfertigt, die damaligen Vergütungsmodalitäten zur Anwendung zu bringen (Ziff. 5).

Die Vergütungssätze unter den Ziffern 2.2 und 5 gelten nur für Anlagen, die nach Inkrafttreten dieser Verordnung neu ins Einspeisevergütungssystem aufgenommen werden. Anlagen, die vorher bereits eine Einspeisevergütung erhalten, behalten diese in der gleichen Höhe wie bisher (Art. 72 Abs. 1 EnG).



Anhang 1.3 Windenergieanlagen im Einspeisevergütungssystem

Neu wird bei Windenergieanlagen unter bestimmten Voraussetzungen die Übertragung von Zusicherungen dem Grundsatz nach oder von positiven KEV-Bescheiden von einem Standort auf einen anderen möglich gemacht. Mit dieser Bestimmung soll folgender Problematik begegnet werden: Werden genehmigte kantonale Richtplanungen z.B. auf Grund von erst später angemeldeten Bundesinteressen angepasst und verlieren Windenergieanlagen mit positivem KEV-Bescheid oder einer Zusicherung dem Grundsatz nach damit ihre Grundlage in der kantonalen Planung, werden sie faktisch wohl nie gebaut werden können. Handkehrum haben Anlagen, die sich in neu geschaffenen Windenergiezonen befinden, aus heutiger Sicht (Stichwort Warteliste) realistisch gesehen kaum eine Chance, am Einspeisevergütungssystem teilnehmen zu können. In solchen Fällen soll es gemäss Ziffer 5.2 daher möglich sein, eine Zusicherung dem Grundsatz nach oder einen positiven Bescheid innerhalb eines Kantons von einem Standort auf einen anderen bzw. von einer Anlage auf eine andere Anlage auf der Warteliste, welche die Anspruchsvoraussetzungen für den Eintritt in das Einspeisevergütungssystem voraussichtlich erfüllt, zu übertragen. Der Übertragende darf für die Übertragung des für ihn wertlosen Bescheids nicht mehr als die Hälfte der ihm tatsächlich bisher entstandenen Kosten in Rechnung stellen.

Auch in Anhang 1.3 werden aus den gleichen Gründen wie in Anhang 1.1 die Anlagen, die nach dem 1. Januar 2018 in Betrieb genommen wurden, jedoch bereits vorher einen positiven Bescheid nach bisherigem Recht erhalten sowie eine Projektfortschrittmeldung nach bisherigem Recht eingereicht haben, von der Senkung der Vergütungsdauer geschützt (Ziff. 6).

Anhang 1.4 Geothermieanlagen im Einspeisevergütungssystem

Bei den Geothermieanlagen gibt es nebst den bisher bereits vorgesehenen hydrothermalen Anlagen zusätzlich die Kategorie der petrothermalen Anlagen, die sich dadurch unterscheiden, dass bei petrothermalen Anlagen der Untergrund für die Gewinnung von Wärme und Heisswasser neben dem eigentlichen Bohrloch hydraulisch stimuliert werden muss (vgl. dazu auch die Ausführungen zu *Grundzüge der Vorlage* in Ziff. 2.1.5 zu Besonderheiten Geothermie). Die Vergütungssätze wurden an Hand von Referenzanlagen bestimmt, bei denen eine Reihe von verschiedenen Stimulationsmassnahmen ökonomisch kalkuliert wurden – die Differenz der technischen Gestehungskosten von petrothermalen Anlagen gegenüber einer hydrothermalen Anlage betragen Rp. 2,4 bis Rp. 13.4 pro kWh mit einem mittleren Wert von Rp. 7,5 pro kWh.

Zudem werden auch hier die Anlagen, die nach dem 1. Januar 2018 in Betrieb genommen wurden, jedoch bereits vorher einen positiven Bescheid nach bisherigem Recht erhalten sowie eine Projektfortschrittmeldung nach bisherigem Recht eingereicht haben, von der Senkung der Vergütungsdauer geschützt (Ziff. 7.1, vgl. die Ausführungen zu Anhang 1.1).

Anhang 1.5 Biomasseanlagen im Einspeisevergütungssystem

Bei den Biomasseanlagen können gestützt auf Artikel 19 Absatz 4 Buchstabe c–e EnG nur noch die im bisherigen Anhang 1.5 "übrige Biomasseanlagen" genannten Anlagen am Einspeisevergütungssystem teilnehmen (vgl. dazu auch die Ausführungen zu *Grundzüge der Vorlage* in Ziffer. 2.2.3 zu den Investitionsbeiträgen für Biomasseanlagen).

In Ziffer 2.3 werden Mindestanforderungen aufgenommen, die bisher in einer Richtlinie des BFE geregelt waren und den Nachhaltigkeitsanforderungen gemäss Artikel 12b des Mineralölsteuergesetzes vom 21. Juni 1996 (SR 641.61) entsprechen.

In Ziffer 3.1.4 wird festgehalten, wie der Vergütungssatz berechnet wird, wenn in einem Holzkraftwerk auch problematische Holzabfälle verwertet werden, die Sonderabfälle gemäss Artikel 2 Absatz 2 Buchstabe a der Verordnung über den Verkehr mit Abfällen (VeVA; SR 814.610) i.V.m. der Verordnung des UVEK über Listen zum Verkehr mit Abfällen (SR 814.610.1) darstellen. Zu diesen problema-



tischen Holzabfällen gehören beispielsweise mit Holzschutzmitteln behandeltes Holz (z.B. druckimprägniertes oder mit Pentachlorphenol oder ähnlichen Mitteln behandeltes Holz wie Eisenbahnschwellen und Telefonmasten) und halogenorganisch beschichtete Holzabfälle. Unter welchen Voraussetzungen in einem Holzkraftwerk solche Holzabfälle verwertet werden dürfen, beurteilt sich nicht gestützt auf die Energiegesetzgebung. Ist die Verwertung solcher Biomasse grundsätzlich zulässig, wird der Vergütungssatz für die Elektrizitätsproduktion, die aufgrund des Energieinhalts dieser problematischen Holzabfälle erzielt wurde, halbiert. Mit dieser Bestimmung wird sichergestellt, dass die Elektrizität, die aufgrund des Energieinhalts der problematischen Holzabfälle erzeugt wird, nicht mit demselben Vergütungssatz vergütet wird, wie die übrige Elektrizität. Denn gemäss Artikel 32 Absatz 1 des Umweltschutzgesetzes (USG; SR 814.01) trägt der Inhaber der Abfälle die Kosten der Entsorgung. Die Kosten der Verwertung der problematischen Holzabfälle werden also zumindest teilweise durch „Gebühren“ für die Entsorgung der Abfälle gedeckt, weshalb die daraus erzeugte Elektrizität nur mit dem halben Vergütungssatz zu vergüten ist.

Ziffer 5 regelt die Modalitäten der in Artikel 28 angelegten Kürzung des Vergütungssatzes für den Fall, dass eine Anlage nachträglich erweitert oder erneuert wird.

Die Vergütungsdauer (Ziff. 6) wird bei den Biomasseanlagen im Unterschied zu den übrigen Technologien nicht verkürzt.

Der im bisherigen Anhang 1.5 vorgesehene Bonus für externe Wärmenutzung (WKK-Bonus) ist neu nicht mehr vorgesehen, da mit den neuen gesetzlichen Grundlagen der Fokus noch stärker auf die Produktion von Elektrizität gelegt werden soll. Von dieser Streichung ausgenommen sind Anlagen, die nach dem 1. Januar 2018 in Betrieb genommen wurden, jedoch bereits vorher einen positiven Bescheid nach bisherigem Recht erhalten sowie eine Projektfortschrittsmeldung nach bisherigem Recht eingereicht haben (Ziff. 8).

Anhang 2.1 Einmalvergütung für Photovoltaikanlagen

Die Tabellen zu den Ansätzen werden grundsätzlich aus dem bisherigen Recht übernommen. Da bisher jedoch nur für Anlagen mit einer Leistung von weniger als 30 kW die EIV beantragt werden konnte, werden die Tabellen um die Ansätze für die Leistungsklassen ab 30 kW ergänzt. Je grösser eine Anlage gebaut wird, desto kleiner werden die Investitionskosten im Verhältnis zur installierten Leistung. Deshalb werden die Ansätze des Leistungsbeitrags für die Leistungsklassen ab 30 kW entsprechend tiefer festgesetzt.

Der Leistungsbeitrag wird anteilmässig berechnet (Ziff. 2.5), d.h. für die ersten 29,9 kW erhält der Anlagenbetreiber den höheren Leistungsbeitrag, für die darüber liegenden den tieferen. Hat eine Anlage sogar eine Leistung ab 100 kW, erhält er für die Leistung von 30 bis 99,9 kW den Leistungsbeitrag für Anlagen <100 kW und für die darüber liegende Leistung den Leistungsbeitrag für die Leistungsklasse ≥ 100 kW.

Neuanlagen – also Anlagen, die nach dem 1. Januar 2013 in Betrieb genommen wurden – mit einer Leistung ≥ 100 kW erhalten immer nur den Ansatz für angebaute und freistehende Anlagen, auch wenn sie der Kategorie der integrierten Anlagen angehören. Dies erfolgt in Übereinstimmung mit der Regelung bei den Photovoltaikanlagen im Einspeisevergütungssystem.

Die Angabe der Produzentenkategorie (natürliche Person, juristische Person, öffentliche Hand) dient der Auswertung der Art der Investoren und der Beurteilung der Auswirkungen der Massnahmen und der eingesetzten Mittel auf die verschiedenen Produzentenkategorien.

Anhang 2.2 Investitionsbeitrag für Wasserkraftanlagen

Die Definition der Wasserkraftanlagen (Ziff. 1) im Einspeisevergütungssystem und derjenigen, die einen Investitionsbeitrag beantragen können, ist identisch. Für die Investitionsbeiträge ist insbesondere die Abgrenzung bei Kraftwerkskaskaden von Bedeutung. Sie dient der Unterscheidung, ob es sich um eine Klein- oder Grosswasserkraftanlage handelt, sie ist relevant für die Beurteilung der Erheblichkeit



einer Erweiterung, sie ist massgebend für die Bestimmung der Nettoproduktion und sie dient der Berechnung der nicht amortisierbaren Mehrkosten.

Mit dem Gesuch ist unter anderem eine Auflistung sämtlicher Investitionskosten einzureichen. Diese sind bereits von der gesuchstellenden Person in anrechenbare und nicht anrechenbare Kosten aufzuteilen. Zudem hat die gesuchstellende Person eine Berechnung der nicht amortisierbaren Mehrkosten mitzuliefern (Ziff. 2).

Die Nutzungsdauertabelle (Ziff. 3) dient der Bestimmung der verbleibenden Nutzungsdauer und der in diesem Zeitraum notwendigen Reinvestitionen für die Berechnung der nicht amortisierbaren Mehrkosten. Sie gibt weiter einen Anhaltspunkt dafür, welche Investitionen in welche Anlagenbestandteile in der Regel als anrechenbare Erstellungskosten betrachtet werden können.

Anhang 2.3 Investitionsbeitrag für Biomasseanlagen

Die Energetische Nettoeffizienz (ENE) bezeichnet den Gesamtwirkungsgrad einer KVA (Ziff. 1.1). Angelehnt an die europäische „Abfallrahmenrichtlinie“ (Richtlinie 2008/98/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. November 2008 über Abfälle) wird sie vom Bund (BFE und BAFU) und vom Verband der Betreiber Schweizerischer Abfallverwertungsanlagen jährlich bei allen KVA in der Schweiz erhoben. In der Nettobetrachtung wird für die Effizienz der Anlage nur exportierte Elektrizität und Wärme ohne den entsorgungstechnisch zwingenden Eigenbedarf angerechnet. Siehe dazu auch den Bericht „Einheitliche Heizwert- und Energiekennzahlenberechnung der Schweizer KVA nach europäischem Standardverfahren“.²

Die energetischen Mindestanforderungen für Klärgasanlagen und Holzkraftwerke von regionaler Bedeutung (Ziff. 2.1 und 3.1) entsprechen denjenigen für WKK-Module und Dampfprozesse bei Anlagen im Einspeisevergütungssystem. Bei Klärgasanlagen ist zusätzlich vorgeschrieben, dass der Faulturm mit Abwärme zu heizen ist.

Mit dem Gesuch ist eine Auflistung sämtlicher Investitionskosten einzureichen. Diese sind bereits vom Gesuchsteller in anrechenbare und nicht anrechenbare Kosten aufzuteilen. Zudem hat der Gesuchsteller eine Berechnung der nicht amortisierbaren Mehrkosten mitzuliefern (Ziff. 1.2, 2.2 und 3.2). Die Nutzungsdauertabellen (Ziff. 1.3, 2.3 und 3.3) dienen der Bestimmung der verbleibenden Nutzungsdauer und der in diesem Zeitraum notwendigen Reinvestitionen für die Berechnung der nicht amortisierbaren Mehrkosten. Sie gibt weiter einen Anhaltspunkt dafür, welche Investitionen in welche Anlagenbestandteile in der Regel als anrechenbare Erstellungskosten betrachtet werden können und schafft damit ein besseres Verständnis für die Systemabgrenzung.

Anhang 3 Bestimmung des durchschnittlichen Kapitalkostensatzes

Im Anhang 3 werden die aus methodischer Sicht notwendigen Abweichungen gegenüber der Bestimmung des Netz-WACC in Anhang 1 StromVV aufgeführt. Dazu gehören:

1. **Kapitalstruktur:** Da Investitionen in Produktionsanlagen im Vergleich zu Investitionen in den regulierten Netzbereich risikoreicher sind, ist davon auszugehen, dass sie mit mehr Eigenkapital hinterlegt werden müssen. Dies lässt sich auch mit Blick auf die Betreiber der Schweizer Wasserkraftanlagen feststellen. Die Kapitalstruktur wird dementsprechend auf 50 Prozent Eigenkapital und 50 Prozent Fremdkapital festgelegt.
2. **Zeitpunkt der Bestimmung des WACC:** Die Regelung zur Bestimmung des Netz-WACC widerspiegelt die im StromVG geregelte Netzkostenregulierung. Für Investitionen in Produktionsanlagen sollen möglichst aktuelle Kapitalkostensätze verwendet werden. Deshalb wird der in einem Jahr gültige Kapitalkostensatz jeweils bis Ende März desselben Jahres aufgrund der Kapitalmarktdaten des Vorjahres festgelegt.

² http://www.bfe.admin.ch/themen/00490/00496/index.html?lang=de&dossier_id=00726



3. Beta-Berechnung: Die Beta-Berechnung soll grundsätzlich nach der gleichen Methode wie beim Netz-WACC durchgeführt werden. Aufgrund des geringeren Umfangs der Peer-Group wären die Ergebnisse statistisch allerdings nicht signifikant, wenn wie beim Netz-WACC auf einen monatlichen Durchschnitt abgestellt würde. Deshalb erfolgt die Berechnung des Betas gestützt auf wöchentliche Durchschnitte. Das Abstützen auf wöchentliche Durchschnitte erlaubt hingegen die Verkürzung des Betrachtungs-Zeitraums auf zwei Jahre. Es ist derzeit davon auszugehen, dass sich insbesondere bei der Biomasse und bei der Geothermie aufgrund der Kapitalmarktdaten bis auf weiteres keine Peer Group bilden lässt. Ist dies der Fall, wird das Beta über eine Umfrage bei mehreren Fachexperten z.B. aus der Strombranche, der Energieforschung und der Bundesverwaltung zur Einschätzung der relativen Risiken von Investitionen in diese Technologien festgelegt.
4. Grenzwerte des Betas und des Bonitätszuschlags inkl. Emissions- und Beschaffungskosten: Aufgrund der unterschiedlichen Risiken ist zu erwarten, dass die Werte des unlevered Beta und des Bonitätszuschlags höher als beim Netz-WACC ausfallen. Deshalb bedarf es einer Erweiterung der pauschalen Werte und der Aufzählung der zu berücksichtigenden Grenzwerte nach oben. Die Methodik bleibt dieselbe.

Beilage:

Marktprämie für bestehende Grosswasserkraft-Anlagen: Vorschlag und Erläuterungen der Verwaltung vom 5. April 2016



13.074 n Energiestrategie 2050, erstes Massnahmenpaket

Marktprämie für bestehende Grosswasserkraft-Anlagen: Vorschlag und Erläuterungen der Verwaltung vom 5. April 2016

Hinweis: Wortlaut und Nummerierung der Bestimmungen in diesem Dokument beziehen sich auf den Stand der Beratung im April 2016. Der vom Parlament am 30. September 2016 verabschiedete Text weicht redaktionell davon ab (BBI 2016 7683).

5a. Kapitel

streichen

6. Kapitel: Besondere Unterstützungen

Art. 33a Marktprämie für Elektrizität aus Grosswasserkraft-Anlagen

¹ Die Betreiber von Grosswasserkraft-Anlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW, deren Elektrizität aus diesen Anlagen am Markt unter den Gestehungskosten verkauft werden musste, können für diese Elektrizität, soweit die Mittel reichen (Art. 37 und 38), eine Marktprämie in Anspruch nehmen. Die Marktprämie soll die nicht gedeckten Gestehungskosten ausgleichen, beträgt aber höchstens 1.0 Rappen/kWh.

² Müssen nicht die Betreiber selbst das Risiko nicht gedeckter Gestehungskosten tragen, sondern ihre Eigner, so steht diesen anstelle der Betreiber die Marktprämie zu, sofern die Betreiber diese Risikotragung bestätigen. Müssen nicht die Eigner ihrerseits das Risiko nicht gedeckter Gestehungskosten tragen, sondern Elektrizitätsversorgungsunternehmen, weil sie vertraglich zum Bezug der Elektrizität zu Gestehungskosten oder ähnlichen Konditionen verpflichtet sind, so steht diesen Unternehmen anstelle der Eigner die Marktprämie zu, sofern die Eigner diese Risikotragung bestätigen.

³ Die Berechtigten stellen im gleichen Gesuch Antrag für sämtliche zur Marktprämie berechtigte Elektrizität in ihrem Portfolio, auch wenn diese von verschiedenen Anlagen oder Betreibern stammt.

⁴ Sofern den Berechtigten die Besorgung der Grundversorgung nach Artikel 6 des Stromversorgungsgesetzes obliegt, müssen sie für die Bestimmung der zur Marktprämie berechtigenden Menge Elektrizität rechnerisch diejenige Menge abziehen, die sie in der Grundversorgung maximal verkaufen könnten; die abzuziehende Menge reduziert sich im Umfang anderer Elektrizität aus erneuerbaren Energien in der Grundversorgung. Die Berechtigten dürfen die Gestehungskosten der abgezogenen Menge bei ihren Verkäufen in der Grundversorgung in die dortigen Tarife einrechnen. Das darf auch tun, wer infolge des Abzugs keine Marktprämie erhält.



⁵ Der Bundesrat regelt die Einzelheiten, insbesondere:

- a. die Ermittlung von Referenzpreisen, die als Marktpreis heranzuziehen sind und die auch für ausserbörslich gehandelte Elektrizität gelten;
- b. eine allfällige Berücksichtigung weiterer relevanter Erlöse;
- c. die anrechenbaren Kosten und deren Ermittlung;
- d. eine allfällige Delegation an das BFE zur näheren Bestimmung der gesamten Erlöse und Kosten, einschliesslich der Kapitalkostenverzinsung;
- e. allfällige Vorgaben für die Grundversorgungstarife im Falle von Absatz 4;
- f. die Abgrenzung zum Investitionsbeitrag für Erweiterungen oder Erneuerungen (Art. 28 Abs. 1 Bst. b Ziff. 2);
- g. das Verfahren, einschliesslich der einzureichenden Unterlagen, die Auszahlungsmodalitäten und die Zusammenarbeit von BFE und Elektrizitätskommission (EiCom);
- h. Offenlegungspflichten von nicht selber anspruchsberechtigten Betreibern und Eignern;
- i. die spätere ganze oder teilweise Rückforderung der Marktprämie, insbesondere wegen unrichtiger oder unvollständiger Angaben.

Art. 37 Abs. 2 Bst. c^{bis}

² Mit dem Netzzuschlag werden finanziert:

- c^{bis}. die Marktprämien für Elektrizität aus Grosswasserkraft-Anlagen nach Artikel 33a;

Art. 38 Abs. 1 Bst. c

¹ Für den Einsatz der Mittel für die einzelnen Verwendungen sind die folgenden Höchstanteile zu beachten:

- c. ein Höchstanteil von 0,2 Rappen/kWh für die Marktprämien für Elektrizität aus Grosswasserkraft-Anlagen.

Art. 39a Abs. 3

¹ Die Unterstützungen laufen wie folgt aus: ...

²

³ Ab dem 1. Januar des sechsten Jahres nach Inkrafttreten des Gesetzes können keine Marktprämien nach Artikel 33a für Grosswasserkraft-Anlagen mehr ausgerichtet werden.

Art. 70a Abs. 1 Bst. a⁰

¹ Die für die jeweiligen Aufgaben zuständigen Bundesstellen können Dritte zum Vollzug beziehen, insbesondere im Zusammenhang mit:

- a⁰. der Marktprämie für Elektrizität aus Grosswasserkraft-Anlagen gemäss Artikel 33a;

Art. 72 Abs. 1 Bst. b^{bis}

¹ Mit Busse bis zu 100 000 Franken wird bestraft, wer vorsätzlich:

- b^{bis}. im Zusammenhang mit den Marktprämien für Elektrizität aus Grosswasserkraft-Anlagen (Art. 33a) unrichtige oder unvollständige Angaben macht;



Erläuterungen zum Modell „Marktprämie für bestehende Grosswasserkraft-Anlagen“

Einleitende Bemerkungen

Angesichts der schwierigen Situation der Schweizer Wasserkraft hat der Ständerat im September 2015 im Rahmen der Energiestrategie 2050 ein Nothilfe-Modell beschlossen. Derweil hat sich der Nationalrat im März 2016, nachdem sich die Situation auf dem Strommarkt weiter eingetrübt hat, für ein anderes, ein sog. Marktprämienmodell entschieden. Demnach kann für denjenigen Strom aus Schweizer Grosswasserkraft, der am Markt unter den Gestehungskosten verkauft werden muss, eine Marktprämie beansprucht werden. Diese ist gedeckelt (1,0 Rp./kWh) und die insgesamt verfügbaren Mittel sind begrenzt (maximal 0,2 Rp./kWh der Netzzuschlagselder). Die Massnahme ist auf fünf Jahre befristet. Das Modell soll einfach sein, u.a. im Vollzug (für Unternehmen und Behörden).

Am vom Nationalrat beschlossenen EnG-Text sind mehrere legistische Mängel festzustellen, so erscheinen z.B. die „Gestehungskosten“, die ein zentrales Element des Modells sind, nicht im Wortlaut.

Kommentierung

Systematik/Titel 6. Kapitel: Besondere Unterstützungen

Gibt es nur einen Artikel, ist die Bildung eines separaten Kapitels (vgl. bisheriges Kapitel 5a) nicht nötig. Bei dieser Gelegenheit kann sodann der Titel von Kapitel 6 allgemeiner gehalten werden.

Art. 33a Vorübergehende Marktprämie für Elektrizität aus Grosswasserkraft-Anlagen

Absatz 1: Die Marktprämie gibt es – im Unterschied zu KEV bzw. Einspeiseprämie, wo v.a. Neuanlagen im Fokus stehen – für *bestehende* Anlagen, und zwar nur für solche in der Schweiz und nur für solche der Grosswasserkraft (Leistung über 10 MW). Bei den Grenzkraftwerken kann die Marktprämie nicht für die ganze Produktion verlangt werden, sondern nur jenen Teil, der dem Schweizer Hoheitsanteil entspricht. Die Marktprämie soll die am Markt nicht gedeckten Gestehungskosten ausgleichen, ist aber bei 1,0 Rp./kWh (inkl. Mehrwertsteuer) gedeckelt. So kommt z.B. für Elektrizität, die 0,5 Rp./kWh unter den Gestehungskosten verkauft werden muss, lediglich eine Marktprämie von 0,5 Rp./kWh in Frage. Eine weitere Begrenzung bildet der Höchstbetrag von 0,2 Rp./kWh nach Art. 38 Abs. 1 Bst. c, was – falls es sehr viele Gesuche gibt – dazu führt, dass die Marktprämien, wie sie eigentlich zustünden, nicht voll entrichtet werden können. Für diese Fälle muss der Bundesrat die Mittelverteilung regeln (Art. 38 Abs. 5); als Lösung ist ein proportionales Kürzen am naheliegendsten.

Absatz 2 regelt die Anspruchsberechtigung und bildet die komplexe, historisch gewachsene Branchenstruktur ab. Durchgängiges Prinzip für die Anspruchsberechtigung ist: Die Marktprämie steht demjenigen Akteur zu, der die Last bzw. das Risiko nicht gedeckter Gestehungskosten trägt. In erster Linie ist der Betreiber berechtigt, womit der Konzessionär gemeint ist. Ist der Betreiber Teil eines integrierten Energie- bzw. Elektrizitätsversorgungsunternehmens (EVU), so ist unmittelbar dieses berechtigt. Gemäss der weiteren Berechtigungskaskade sind in zweiter Linie die Eigner anspruchsberechtigt; gleichzeitig entfällt in diesen Fällen die Anspruchsberechtigung der vorgelagerten Betreiber. Eigner sind schewergewichtig Aktionäre, die oft als EVUs tätig sind. Sehr verbreitet ist, dass EVUs – als Partner – zusammen ein sog. Partnerwerk halten, das (als reine Kraftwerks-Gesellschaft organisiert) die Wasserkraft-Anlage betreibt. Bei den Eignern bzw. Aktionären liegt das eingangs beschriebene Risiko nicht gedeckter Gestehungskosten z.B. oft dann nicht, wenn es sich beim Aktionär um einen Kanton oder eine Gemeinde handelt. Kantone und Gemeinden treten die Energiebezugsrechte in der Regel an Dritte ab, meistens an EVUs. Mit dem Bezugsrecht gehen Zahlungspflichten einher – dies zu Gestehungskosten oder zu Kosten, die den Gestehungskosten



nahekommen, was beim Absetzen am Markt ebenfalls zu einer Nicht-Deckung führt. Somit sind solche EVUs auch Träger des Kostenrisikos im beschriebenen Sinn und folglich – in dritter Linie – anspruchsberechtigt.

Anspruchsvoraussetzung ist nicht nur das Tragen des Kostenrisikos, sondern auch (als formeller Aspekt), dass der in der Kaskade vorgelagerte Berechtigte die entsprechende Risikotragung bescheinigt. Mit diesem zweiten Erfordernis wird vermieden, dass es im Vollzug der Marktprämie zu Streitigkeiten allein darüber kommt, wer anspruchsberechtigt ist. Wer in der Berechtigungskette hinten kommt, ist also auf das Einverständnis desjenigen, der weiter vorne ist, angewiesen. Uneinigkeit zwischen diesen Akteuren kann natürlich gleichwohl entstehen, sie beschäftigt dann aber nicht das BFE beim Vollzug der Marktprämie. Differenzen sind im Innenverhältnis zu bereinigen; allfällige verbleibende Streitigkeiten sind je nach Ausgestaltung des Innenverhältnisses zu klären, oft also wohl durch Zivilgerichte.

Absatz 3 bringt die Festlegung, dass die Marktprämie mit einem einzigen Gesuch für das gesamte Grosswasserkraft-Portfolio zu beantragen ist. Damit wird es zu einer insgesamt viel kleineren Zahl von Gesuchen kommen, als wenn pro Kraftwerk ein Gesuch zu stellen wäre. Trotz Portfolioansatz ist natürlich ein Aufarbeiten der Daten und Zahlen pro Kraftwerk nötig. Wer ein Gesuch stellt, wird die Daten und Zahlen für jedes einzelne Kraftwerk ausweisen müssen. Dazu werden die Kraftwerksbetreiber, auch wenn sie selber nicht anspruchsberechtigt sind, ihre Eigner bzw. Aktionäre unterstützen müssen. Der Bundesrat kann ihnen in diesem Zusammenhang Pflichten auferlegen (Art. 33a Abs. 5 Bst. h). Beim Vollzug wird auf jeden Fall sicherzustellen sein, dass ein zentrales Prinzip des Marktprämienmodells eingehalten wird: Für die Strommenge 100 Prozent eines Kraftwerks kann, ggf. durch verschiedene Berechtigte, maximal für diese 100 Prozent die Marktprämie beansprucht werden.

Absatz 4: In der Grundversorgung gemäss Stromversorgungsgesetz vom 23. März 2007 (StromVG) kann Strom derzeit zu Gestehungskosten abgesetzt werden (vgl. Art. 4 Stromversorgungsverordnung vom 14. März 2008 [StromVV]). Der Nationalrat hat in seinem Marktprämienmodell den Grundsatz verankert: „Strom aus Grosswasserkraft zuerst in der Grundversorgung“. Durch ein solches prioritäres Absetzen in der Grundversorgung geschieht zweierlei: Erstens wird für den Strom aus Grosswasserkraft ein Absatz zu Gestehungskosten gesichert, was derzeit sehr attraktiv ist – allein schon dies ist ein wesentlicher Unterstützungs-Faktor des Marktprämienmodells. Zweitens ist die Menge Strom, die ins Marktprämienmodell gelangt, kleiner als ohne prioritären Absatz in der Grundversorgung.

Mit dem vorliegenden EnG-Text wird der beschriebene Grundsatz leicht modifiziert, indem zu einem hypothetischen Ansatz gewechselt wird. Die Berechtigten müssen, sofern sie Grundversorger sind, bloss einen rechnerischen Abzug machen, wodurch sich die Strommenge, die zur Prämie berechtigt, ebenfalls verkleinert. Eine Pflicht, den Strom auch effektiv in der Grundversorgung abzusetzen, haben sie indes nicht. Dadurch behalten sie die nötige Flexibilität und unternehmerische Freiheit bei ihrer Angebotsgestaltung. Die Grundversorger haben zwar keine Pflicht, dafür aber explizit ein Recht, den Strom aus Grosswasserkraft, und zwar vorrangig, in der Grundversorgung abzusetzen. Das wird für die Endverbraucherinnen und Endverbraucher zu tendenziell höheren Grundversorgungstarifen führen, soweit die EVUs ihren vergleichsweise teureren Wasserkraftstrom nicht schon heute in der Grundversorgung verkaufen. Das Recht (zum Verkauf in der Grundversorgung bzw. zur entsprechenden Einrechnung in die Grundversorgungstarife) wird explizit festgehalten, weil dies aufgrund von StromVG/StromVV nicht ohne weiteres klar ist, gerade was das vorrangige vollständige Absetzen bzw. tarifliche Anrechnen von Strom aus Grosswasserkraft betrifft. Zu diesem letzten Aspekt gilt sodann eine wichtige Einschränkung: Strom aus anderen erneuerbaren Energien sollen in der Grundversorgung wegen des Marktprämienmodells nicht benachteiligt werden. Er soll weiterhin auch in der Grundversorgung angeboten werden können, ohne dass die betreffenden EVUs deswegen faktisch gezwungen wären, auf die Marktprämie zu verzichten. Dies wird sichergestellt, indem die Menge solchen Erneuerbaren-Stroms vom rechnerischen Grundversorgungs-Abzug ausgenommen wird; diese Ausnahme gilt allerdings nur für Strom, der nicht via KEV gefördert wird.

Absatz 5 enthält Delegationen an den Bundesrat. Dieser soll ganz generell einen grossen Spielraum für eine sachgerechte Regelung auf Stufe Verordnung haben. Der Vollzug soll einfach und schlank sein. Bei dessen Regelung soll der Bundesrat deshalb besonders darauf achten, dass auf bereits



bestehende Pflichten, z.B. Informations- und Berichterstattungspflichten gegenüber der Elektrizitätskommission (EiCom), aufgebaut bzw. Bestehendes und Vorhandenes, z.B. Dokumente und Berechnungen, nutzbar gemacht werden, so dass keine neuen Doppelspurigkeiten entstehen.

Was den Marktpreis angeht (Bst. a), soll nicht eine Monatsbetrachtung (wie gemäss Nationalrat) stattfinden, sondern es sollen mehrere Werte möglich sein. Indem diese gleichen Werte bzw. Preise auch für den ausserbörslichen Handel gelten, werden Manipulationen in diesem Bereich unterbunden.

Bst. b-c: Bei den Erlösen stehen die am Markt für den fraglichen Wasserkraftstrom gelösten Preise im Vordergrund. Eine Einnahmequelle (eines Betreibers/EVU) sind jedoch auch die Vermarktungserlöse für Systemdienstleistungen (SDL) und für Herkunftsnachweise (HKN). Bei den Gestehungskosten gilt es sich in erster Linie an dem zu orientieren, was gemäss Praxis der EiCom zu diesem Kostenblock gehört; darüber hinaus kann es aber sachgerecht sein, weitere Kostenfaktoren zu berücksichtigen. Es kann nötig sein, eine einheitliche Verzinsung, z.B. mittels eines WACC-Satzes (gewichtete Kapitalkosten), festzulegen. Für diesen ganzen Erlös-/Kosten-Komplex wird der Bundesrat aber v.a. eine Gesamtbetrachtung vornehmen müssen. Er darf daher auch eine grob vereinfachende Lösung schaffen und einzelne Faktoren – in gegenseitiger Aufrechnung – bewusst weglassen oder pauschale Werte, z.B. für Vermarktungs- und Dispositionskosten, vorsehen, die zwar nicht Abbild der Realität sind, dafür aber eine einfache Handhabung erlauben. Die nähere Bestimmung all dieser Faktoren kann der Bundesrat an das BFE übertragen. Mit dieser Stufung soll u.a. vermieden werden, dass sich aus den Vorgaben, namentlich zu den Gestehungskosten, Rückwirkungen auf StromVG/StromVV (auch ausserhalb des Marktprämienmodells) ergeben, was weder beabsichtigt noch erwünscht ist.

Mit der Möglichkeit für Vorgaben zu den Grundversorgungstarifen (Bst. e) ginge es darum (vgl. Anliegen gemäss Abs. 3 Nationalrat), eine Handhabe zu schaffen, damit jene, die eine Marktprämie erhalten, nicht gleichzeitig nur den teuersten Grosswasserkraftstrom in der Grundversorgung absetzen. Hier wird die Kontrolle (im Rahmen von StromVG/StromVV) der EiCom obliegen.

Das Verfahren (Bst. g) soll für alle Beteiligten möglichst einfach sein. Ob Vorjahreszahlen heranzuziehen sind oder ob es eine ex-post-Betrachtung gibt, wird noch zu klären sein. Ferner wird wegen eines allfälligen (proportionalen) Kürzens der Marktprämien ein Stichtag für die Gesuche nötig sein. Wichtig ist sodann, dass das BFE auf die EiCom zugehen kann und Daten und Erkenntnisse, über die die EiCom verfügt, von dieser mitgeteilt erhält, denn es sollen keine Doppelspurigkeiten entstehen.

Art. 37, 38 und 39a

Die Mittel stammen aus dem Netzzuschlag und sind bei 0,2 Rp./kWh gedeckelt. Es dürften jährlich zwischen 100 bis maximal 120 Millionen Franken zu Verfügung stehen (u.a. abhängig von den Rückerstattungen und den Vollzugskosten). Das Marktprämienmodell ist sodann befristet, und zwar auf fünf Jahre. Diese Befristung ist mithin die gleiche wie beim Auslaufen der Einspeisevergütung (KEV).

Zuständigkeit, Art. 70a

Zuständig für den Vollzug des Marktprämienmodells ist das BFE, was wegen der allgemeinen Grundzuständigkeit des BFE (Art. 69 Abs. 1) keiner speziellen Erwähnung im Gesetz bedarf. Weil der Arbeitsaufwand aber unregelmässig anfallen wird und beim Bundespersonal Spardruck herrscht, wird das BFE die Arbeitslast nicht alleine bewältigen können. Es wird deshalb stark auf den Beizug Dritter, wie z.B. bei der Rückerstattung des Netzzuschlags, angewiesen sein (vgl. Art. 70a Abs. 1 Bst. a⁰).