



Februar 2017

Erstes Massnahmenpaket zur Energiesstrategie 2050

Verordnung über die Förderung der Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien (Energieförderungsverordnung, EnFV)

Erläuternder Bericht



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.....	2
2.1.5	Besonderheiten Geothermie.....	3
2.2	Investitionsbeiträge	3
2.2.1	Einmalvergütungen für Photovoltaikanlagen	3
2.2.2	Investitionsbeiträge für Wasserkraftanlagen.....	3
2.2.3	Investitionsbeiträge für Biomasseanlagen	4
2.3	Unterstützung der bestehenden Grosswasserkraft.....	4
3.	Finanzielle, personelle und weitere Auswirkungen auf Bund, Kantone und Gemeinden.....	4
4.	Auswirkungen auf Wirtschaft, Umwelt und Gesellschaft	5
5.	Verhältnis zum europäischen Recht	5
6.	Erläuterungen zu den einzelnen Bestimmungen	6
7.	Erläuterungen zu den Anhängen	32



1. Einleitende Bemerkungen

Am 30. September 2016 hat das Parlament das erste Massnahmenpaket zur Energiestrategie 2050 verabschiedet (BBl 2016 7683). Dieses beinhaltet eine Totalrevision des Energiegesetzes vom 26. Juni 1998 (EnG; SR 730.0) sowie Anpassungen in weiteren Bundesgesetzen. Die Änderungen auf Gesetzesstufe haben Auswirkungen auf verschiedene Verordnungen.¹ Dazu gehört auch 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 Bestandteil der aufgrund des ersten Massnahmenpakets zur Energiestrategie 2050 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 (EVS), Einmalvergütung (EIV), Investitionsbeiträge und Förderung von bestehenden Grosswasserkraftanlagen.

2.1 Einspeisevergütungssystem

Mit dem neuen Energiegesetz wird die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) in ein EVS mit Direktvermarktung umgestaltet. 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 werden mit dem EVS nicht mehr gefördert.

Das EVS wird befristet: Anlagen können bis fünf Jahre nach Inkrafttreten des EnG in das EVS eintreten (Art. 38 Abs. 1 Bst. a EnG). Betreiber von Anlagen mit Einspeisevergütung werden diese aber bis zum Ende ihrer Vergütungsdauer erhalten.

2.1.1 Vergütung und Vergütungsdauer

Die Vergütung orientiert sich neu an den Gestehungskosten (Art. 22 Abs. 1 EnG). Sie entspricht rund 80 Prozent der bisherigen kostendeckenden Vergütung und ist somit nicht mehr in jedem Fall kostendeckend. Die künftige 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. Die Vergütungssätze für Windkraft-, Wasserkraft- und Geothermie-Anlagen bleiben unverändert. 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 EVS aufgenommen werden. Biomasseanlagen sind von den vorgesehenen Anpassungen 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.

¹ Vgl. dazu die ausführlichen Informationen zur Ausgangslage im erläuternden Bericht zur Totalrevision der Energieverordnung (EnV) vom Februar 2017.



2.1.2 Direktvermarktung

Betreiber von Anlagen mit einer Leistung ab 500 kW, die neu in das EVS aufgenommen werden oder die bereits eine KEV erhalten, müssen spätestens ein Jahr nach Inkrafttreten des Gesetzes die produzierte Elektrizität selber vermarkten. Damit tragen auch bestehende KEV-Anlagen zu einer bedarfsgerechten Erzeugung bei. Betreiber von Anlagen ab 30 kW, die neu in das EVS aufgenommen werden, haben zwei Jahre Zeit, um in die Direktvermarktung zu wechseln. Ein freiwilliger Wechsel ist möglich, kann aber nicht rückgängig gemacht werden.

Mit dem sogenannten Direktvermarkter oder Energiedienstleister tritt auf dem Markt ein neuer Akteur auf. Seine Hauptaufgabe ist die Stromvermarktung für Anlagen im EVS. Zwischen den Direktvermarktern braucht es einen hinreichenden Wettbewerb. So können Produzenten aus mehreren Angeboten für die Vermarktung ihrer Stromproduktion wählen. Zudem können sich so die effizientesten Lösungen im Markt etablieren. Dafür sind genügende Volumen – Anzahl Anlagen und kWh – in der Direktvermarktung unabdingbar. Das Verhältnis zwischen Produzent und Direktvermarkter wird privatrechtlich geregelt.

Die Bilanzgruppe für erneuerbare Energien (BG-EE) wird aufgrund dieses neuen Designs nicht mehr benötigt und folglich aufgelöst.

Die Vergütung der Anlagen in der Direktvermarktung wird aus zwei Komponenten bestehen: Aus dem Marktpreis, der vom Direktvermarkter ausbezahlt wird, und der Einspeiseprämie (Vergütungssatz abzüglich Referenz-Marktpreis), die quartalsweise von der Vollzugsstelle überwiesen wird (Art. 21 Abs. 4 EnG). Wenn Anlagenbetreiber zu einem höheren Marktpreis 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 BG-EE angefallen sind, tragen künftig die Direktvermarkter. Die jeweils verantwortlichen Bilanzgruppen werden mit einem technologiespezifischen Bewirtschaftungsentgelt entschädigt.

2.1.3 Vergütung zum Referenz-Marktpreis

Anlagenbetreiber, die nicht in der Direktvermarktung sind, erhalten die sogenannte Vergütung zum Referenz-Marktpreis (Art. 21 Abs. 2 und 3 EnG): Wie bisher zahlt ihnen die Vollzugsstelle den ganzen Vergütungssatz (Referenz-Marktpreis und Einspeiseprämie) aus.

Anlagen, die über eine Lastgangmessung oder ein intelligentes Messsystem verfügen, werden nicht mehr in der BG-EE, sondern in der jeweiligen Bilanzgruppe ihrer Netzbetreiber bilanziert. Diese erstatten den Referenz-Marktpreis für den produzierten Strom der Vollzugsstelle. Die Bilanzgruppen werden jedoch für ihre Aufwendungen im Zusammenhang mit der Bilanzierung mit einem Entgelt in Höhe von 70 Prozent des Bewirtschaftungsentgelts entschädigt. Grund für das tiefere Entgelt sind die nicht anfallenden Kosten für das Kundenerwerben und für die Anlagensteuerung.

Anlagen, die weder über eine Lastgangmessung noch über ein intelligentes Messsystem verfügen, werden weiterhin von den jeweiligen Netzbetreibern aufgenommen. 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 EVS aufzunehmen.

Vor diesem Hintergrund sollen Kleinanlagen mit einer Leistung von weniger als 100 kW künftig nur noch die EIV in Anspruch nehmen können. Im Rahmen dieser Vernehmlassung werden zudem zwei Varianten zum Abbau der KEV-Warteliste vorgeschlagen.



2.1.5 Besonderheiten Geothermie

Nebst den bisher bereits vorgesehenen hydrothermalen Anlagen gibt es bei Geothermie-Anlagen zusätzlich die Kategorie der petrothermalen Anlagen. Diese unterscheidet sich dadurch, dass bei petrothermalen Anlagen der Untergrund für die Gewinnung von Wärme und Heisswasser neben dem eigentlichen Bohrloch hydraulisch stimuliert werden muss. 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. Durch diese Art von hydraulischer Stimulation des Untergrunds kann 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 Geothermie-Anlagen 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 Gestehungskosten gegenüber einer hydrothermalen Anlage betragen Rp. 2,4 bis Rp. 13,4 pro kWh mit einem mittleren Wert von Rp. 7,5 pro 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 ersten Massnahmenpakets zur Energiestrategie 2050 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 40 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.

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 im Rahmen der Beratungen über das erste Massnahmenpaket zur Energiestrategie 2050 beschlossen, ein in der Vorlage des Bundesrats noch nicht enthaltenes Unterstützungsinstrument für bestehende Anlagen 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.

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

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



Mehrbelastungen ergeben sich weitgehend aufgrund der parlamentarischen Beschlüsse hinsichtlich Holzkraftwerke und Grosswasserkraftwerke. Für Entwicklungs- und Grundlagenarbeiten ist in den nächsten Jahren mit insgesamt 1.05 Millionen Franken zu rechnen. Gleiches gilt für den personellen Mehrbedarf. Für die Jahre 2018 bis 2022 werden für Arbeiten im Bereich Grosswasserkraft 400 zusätzliche Stellenprozente benötigt. Für den Vollzug des Fördersystems (EVS, EIV, Investitionsbeiträge, Strafbestimmungen) ist mit einem personellen Mehrbedarf von 700 Stellenprozenten zu rechnen.

4. Auswirkungen auf Wirtschaft, Umwelt und Gesellschaft

Durch die vorgesehenen Änderungen des Fördersystems KEV hin zu einem kostenorientierten EVS 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.

Ausserdem wird aufgrund der Einführung der Direktvermarktung und indirekt durch das Bewirtschaftungsentgelt eine neue Rolle im Markt geschaffen: diejenige des Direktvermarkters. Aufgaben, welche bisher an die Bilanzgruppe für erneuerbare Energien übertragen waren, werden neu von Energiedienstleistern im Wettbewerb durchgeführt.

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 geplante 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 Ordnungsbestimmungen, um die es vorliegend geht, sondern aufgrund des Gesetzes, das bereits beschlossen ist. Beihilferechtlich in den Fokus rücken könnte z.B. die Grosswasserkraft-Marktprämie, dies v.a. darum, weil sie für bestehende Anlagen ausbezahlt wird und also nicht der *Zubau* von Erneuerbaren-Anlagen oder -Produktion bezweckt wird wie z.B. beim EVS und bei den Investitionsbeiträgen. Rückt ein Stromabkommen in Reichweite, müsste die Marktprämie wohl 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 Ordnungsbestimmungen.



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 einer vergleichbaren, tatsächlich neuen Anlage. Allenfalls verbleibende Anlagenteile dürfen zudem höchstens von untergeordneter Bedeutung sein.

Art. 4 Anlagenleistung

Die Leistung einer Anlage bestimmt sich nach Artikel 14 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 beim EVS und der EIV würde es einen unverhältnismässigen Vollzugsaufwand bedeuten, wenn vor der Auszahlung der Vergütung oder des Investitionsbeitrags nochmals nachgefragt werden müsste, ob sich die Person des Berechtigten geändert hat oder nicht.

Art. 6 Betriebsdaten

Um nach Gewährung einer Förderungsleistung überprüfen zu können, ob die Anforderungen an den Betrieb und die Betriebstüchtigkeit gewährleistet sind, soll dem BFE und der Vollzugsstelle die Möglichkeit eingeräumt werden, Einsicht in die Betriebsdaten der jeweiligen Anlagen zu verlangen.

Art. 7 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.

Art. 8 Grosse und kleine Photovoltaikanlagen

Die Unterscheidung zwischen „grossen“ und „kleinen“ Anlagen (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 EIV den Leistungsbeitrag von 100 kW nicht erreicht. Das bedeutet, dass auch, wenn eine Anlage auf 100 kW oder mehr Gesamtleistung erhöht wird, ein Antrag für eine kleine Anlage gestellt werden kann, solange die Erweiterungsleistung die Grenze von 100 kW nicht erreicht (Bst. b). Gleich werden auch Anlagen behandelt, wenn der Betreiber nur eine EIV für die Leistung von weniger als 100 kW beantragt (Abs. 3).

Art. 9 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 EVS 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. 8).

Art. 10 Ausnahmen von der Untergrenze bei Wasserkraftanlagen

Die in Artikel 10 aufgezählten Wasserkraftanlagen bedingen im Sinne von Artikel 19 Absatz 5 EnG keinen neuen Eingriff in natürliche Gewässer oder bewirken gegenüber dem bestehenden Zustand eine gesamthaft verbesserte Gewässerökologie. Sie werden daher von der Leistungsuntergrenze für den Erhalt einer Einspeisevergütung oder eines Investitionsbeitrags ausgenommen. Sie können am EVS teilnehmen oder einen Investitionsbeitrag beantragen.

Dies gilt für Dotierkraftwerke (Bst. a) und für Anlagen an künstlich geschaffenen Kanälen, sofern sich in denen 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 notwendige bzw. bewilligte oder konzedierte Wassermenge nicht überschreiten (Bst. c). Schliesslich sind auch die Anlagen von der Untergrenze ausgenommen, die beispielsweise im Rahmen von Hochwasserschutzmassnahmen erstellt werden oder wenn im Zusammenhang mit der Erstellung der Anlage das Gewässer renaturiert wird und dieses danach – mit der Anlage – einen ökologisch besseren Zustand aufweist als vor dem Gewässereingriff (Bst. d).

Art. 11 Eigenverbrauch

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



2. Kapitel: Einspeisevergütungssystem

1. Abschnitt: Allgemeine Bestimmungen

Art. 12 Allgemeine Anforderungen

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

Art. 13 Herkunftsnachweis und ökologischer Mehrwert

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

Art. 14 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.

2. Abschnitt: Direktvermarktung und Einspeisung zum Referenz-Marktpreis

Art. 15 Direktvermarktung

Absatz 1 sieht gestützt auf Artikel 21 Absatz 2 des Gesetzes vor, dass Betreiber von neuen Kleinanlagen mit einer Leistung von weniger als 30 kW von der Pflicht ihre Elektrizität selber am Markt zu verkaufen auf Dauer ausgenommen sind, da der Vermarktungsaufwand im Verhältnis zur produzierten Elektrizitätsmenge unverhältnismässig hoch wäre. Betreiber von Anlagen ab einer Grösse von 30 kW müssen ihre Elektrizität nach einer Übergangsfrist (2 Jahre bei Anlagen <500 kW und 1 Jahr bei Anlagen ab 500 kW, vgl. Art. 109 Abs. 1) selber am Markt verkaufen.

Betreiber von Anlagen ab 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 am Markt verkaufen, für sie gilt aber ebenfalls eine Übergangsfrist von einem Jahr (Vgl. Art. 109 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. 16 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. 17 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. 18 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. 19 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. 20 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 EVS. 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. 21 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.

Bei Photovoltaikanlagen kann die heute bestehende Warteliste aufgrund der beschränkten Mittel und dem Auslaufen des EVS Ende 2022 trotz der Anhebung des Netzzuschlags auf 2,3 Rp./kWh nicht vollständig abgebaut werden. Aus diesem Grund werden zum Abbau der Warteliste für Photovoltaikanlagen zwei Varianten vorgeschlagen (Abs. 2):

Variante A: Bereits realisierte Anlagen springen gemäss Absatz 2 an die Spitze der Warteliste und werden bei einem weiteren Abbau zuerst berücksichtigt. Innerhalb der Gruppe dieser "Springer" werden dann wiederum die Anlagen zuerst berücksichtigt, die das Gesuch zuerst eingereicht haben. Dadurch wird ermöglicht, dass viele der bereits realisierten grossen Photovoltaikanlagen, also mit einer Leistung von mindestens 100 kW, noch am EVS teilnehmen können. Dadurch können voraussichtlich Anlagen, die bis zum 31. Dezember 2014 realisiert und bis zum 31. Dezember 2013 zur KEV angemeldet wurden, am EVS teilnehmen. Für Anlagen, die nach Ende 2013 angemeldet und nach Ende 2014 in Betrieb genommen wurden, ist die Teilnahme am EVS eher unwahrscheinlich. Für Projekte, die nicht ins EVS aufgenommen werden können, steht eine Förderung durch die EIV zur Verfügung.



Variante B: 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 EVS 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 EVS werden teilnehmen können. Wie weit die Warteliste abgebaut werden kann, ist nur schwer abzuschätzen. Dies hängt von der tatsächlich realisierten Leistung ab, 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. 22 Gesuch

Für die Behandlung der Gesuche um Teilnahme am EVS 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. 23 Zusicherung dem Grundsatz nach

Die Zusicherung dem Grundsatz nach entspricht dem heutigen positiven Bescheid (Art. 3g Abs. 3 EnV). Er soll dem Anlagenbetreiber Investitionssicherheit bieten, indem ihm die Teilnahme am EVS 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. 24 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 24 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.

Art. 25 Definitive Teilnahme am Einspeisevergütungssystem

Erfüllt die Anlage auch nach der Inbetriebnahme sämtliche Voraussetzungen, nimmt sie definitiv am EVS teil (Abs. 1).



Wie bereits nach heutigem Recht vorgesehen, wird das Gesuch um Teilnahme am EVS gemäss Absatz 2 abgewiesen, wenn eine Anlage die Anspruchsvoraussetzungen nicht erfüllt, die Fristen zur Erreichung der Projektfortschritte oder der Inbetriebnahme nicht einhält oder der Standort der Anlage erheblich vom im Gesuch angegebenen Standort abweicht.

Art. 26 Austritt aus dem Einspeisevergütungssystem

Ein Betreiber kann mit seiner Anlage unter Einhaltung einer Kündigungsfrist aus dem EVS austreten, ein Wiedereintritt ist danach nicht möglich.

Art. 27 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.

Art. 28 Verweigerung der Vergütung

Damit das EVS reibungslos funktioniert, müssen die Anlagenbetreiber verschiedenen Pflichten nachkommen und Vorgaben erfüllen. Tun sie dies nicht, so kann die Vollzugsstelle die Auszahlung verweigern bzw. einstellen. Sie muss sie erst wieder aufnehmen, wenn der Betreiber seinen Pflichten nachkommt oder die Vorgaben wieder erfüllt. Die Betreiber haben für die Dauer der Einstellung keinen Anspruch auf die Vergütung, auch nicht rückwirkend.

Art. 29 Bewirtschaftungsentgelt für die Abnahme von Elektrizität

Die BG-EE, die nach bisherigem Recht für die Bilanzierung und Vermarktung der Produktion aus lastganggemessenen KEV-Anlagen zuständig war, gibt es unter dem neuen Recht nicht mehr.

Für Anlagen, deren Betreiber die Elektrizität direkt am Markt verkaufen werden diese Tätigkeiten neu durch die abnehmenden Bilanzgruppen vorgenommen. Für den damit zusammenhängenden Aufwand werden diese Bilanzgruppen mit dem Bewirtschaftungsentgelt entschädigt. Damit werden insbesondere die Ausgleichsenergiekosten sowie die Vermarktungskosten im engeren Sinne, also bspw. für den Betrieb der Handelsabteilung, abgegolten. Je nach Entwicklung dieser beiden Kostenpunkte wird die Höhe des Entgelts angepasst; es soll einen Anreiz bieten, die Einspeiseprognose zu verbessern und mittelfristig zu einer Senkung der Ausgleichsenergiekosten beitragen. Da die verschiedenen Technologien unterschiedlich hohen Aufwand verursachen und unterschiedlich gut prognostizierbar sind, fällt auch das Bewirtschaftungsentgelt verschieden hoch aus (Abs. 1).



In Absatz 2 wird das Bewirtschaftungsentgelt für Anlagen geregelt, die zum Referenz-Marktpreis einspeisen und über eine viertelstündliche Messung verfügen (Lastgangmessung oder intelligentes Messsystem). Da für diese Anlagen kein Steuerungsaufwand notwendig ist und keine Vermarktungskosten anfallen, ist das Bewirtschaftungsentgelt hier 30 Prozent tiefer als bei den Anlagen in der Direktvermarktung.

Anlagen, die weder über eine Lastgangmessung noch über ein intelligentes Messsystem verfügen, werden weiterhin von den jeweiligen Netzbetreibern aufgenommen. Hier fallen keine Bilanzierungsaufwände an, weshalb auch kein Bewirtschaftungsentgelt entrichtet wird.

Art. 30 Enrichtung des Referenz-Marktpreises

Artikel 30 sieht bei Betreibern, die zum Referenz-Marktpreis einspeisen, analog der bisherigen Praxis vor, dass bei Anlagen mit einer Lastgangmessung oder einem intelligenten Messsystem die zuständige Bilanzgruppe und bei den anderen Anlagen der abnehmende Netzbetreiber den Referenz-Marktpreis der Vollzugsstelle zu bezahlen haben. Der Referenz-Marktpreis wird auf die Ist-Einspeisung verrechnet. Dies ermöglicht der Vollzugsstelle, den Anlagenbetreibern die Vergütung – die Einspeiseprämie und den Referenz-Marktpreis – aus einer Hand auszubehalten.

Art. 31 Bilanzgruppe und Netzbetreiber

Eine Anlage, die zum Referenz-Marktpreis einspeist, wird nach Absatz 1 der Bilanzgruppe des Netzbetreibers am Standort der Anlage zugeordnet. Es steht dem Anlagenbetreiber aber frei, anderweitig eine Vereinbarung über die Abnahme der Elektrizität zu treffen.

Für eine korrekte Zuordnung pro Bilanzgruppe der geförderten Anlagen mit Vergütung zum Referenz-Marktpreis muss die Vollzugsstelle wissen, welche Anlagen bei welchen Bilanzgruppen angegliedert sind. Nur so kann die Summe der zu zahlenden Bewirtschaftungsentgelte sowie Referenz-Marktpreise korrekt abgerechnet werden. Somit haben die Bilanzgruppen der Vollzugsstelle initial zu melden, welche Netzbetreiber bei ihnen zugeordnet sind. Jeder Wechsel muss ebenfalls der Vollzugsstelle gemeldet werden (Abs. 2).

Damit die Vollzugsstelle das Bewirtschaftungsentgelt abrechnen kann, müssen die Anlagenbetreiber in der Direktvermarktung der Vollzugsstelle melden, welcher Bilanzgruppe ihre Anlage zugeordnet ist und wenn sie die Bilanzgruppe wechseln (Abs. 3).

Art. 32 Nachträgliche Erweiterungen oder Erneuerungen

Anlagenbetreiber im EVS müssen gemäss Absatz 1 allfällige Erweiterungen und 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 und 4). Bei einer Anlage, deren Leistung um z.B. 15% erweitert wird, bedeutet das eine Kürzung des Vergütungssatzes für die Produktion der Gesamtanlage um 15%.

Bei den übrigen Technologien wird die Zusatzproduktion aus Erweiterungen oder Erneuerungen weiterhin vergütet: Die bestehenden Standorte sollen bestmöglich genutzt werden, da Neuanlagen fast immer Eingriffe in die Umwelt bedeuten (bspw. soll eine bestehende Anlage am gleichen Ort erneuert oder erweitert werden, anstatt diese stillzulegen und eine neue Anlage zu bauen).

Art. 33 Nichteinhalten von Mindestanforderungen

Die Regelung bei Nichteinhaltung der Mindestanforderungen entspricht dem bisherigen Recht. Eine Anlage, welche die Mindestanforderungen nicht mehr einhält, erhält nur den Referenz-Marktpreis ausbezahlt. Allenfalls zu viel erhaltene Vergütung muss der Anlagenbetreiber zurückerstatten (Abs. 1).



Hat der Anlagenbetreiber für die Gründe, aus welchen die Anlage die Mindestanforderungen nicht einhält, nicht selber einzustehen, kann er der Vollzugsstelle Massnahmen darlegen, mit welchen er die Mindestanforderungen wieder einhalten wird. 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). Sind die Mindestanforderungen nach Ablauf der Frist nicht während einer ganzen Beurteilungsperiode eingehalten worden, erhält der Anlagenbetreiber rückwirkend nur noch den Referenz-Marktpreis ausbezahlt. Allenfalls zu viel erhaltene Vergütung hat er zurückzuerstatten (Abs. 4).

Art. 34 Ausscheiden aus dem Einspeisevergütungssystem

Eine Anlage, die wegen Nichteinhaltens der Mindestanforderungen während drei Jahren für mindestens eine Beurteilungsperiode auf den Referenz-Marktpreis gesetzt wurde oder die Mindestanforderungen ein Jahr nach Ablauf der Frist nach Artikel 32 Absatz 3 nicht einhält, scheidet aus dem EVS aus. Ein Wiedereintritt ist nicht möglich.

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

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

Art. 35 Ausschluss des Investitionsbeitrags

Befindet sich eine Anlage in einem Vergütungssystem wie der Mehrkostenfinanzierung, der kostendeckenden Einspeisevergütung nach bisherigem Recht oder dem EVS 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. 36 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 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. 37 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. 38 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 37 nicht eingehalten werden, die Anlage insbesondere nicht die erwartete (Mehr-)produktion erreicht, können die Förderbeiträge zurückverlangt werden. Absatz 3 sieht zudem die Möglichkeit vor, dass bei starken Abweichungen der prognostizierten Rentabilität von der effektiven Entwicklung die Investitionshilfen zurückgefordert werden können.

Art. 39 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. 40 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 EVS 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 EVS 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 EVS 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. 41 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. 42 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 EVS 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. 43 Reihenfolge der Berücksichtigung

Grundsätzlich werden die Gesuche nach ihrem Einreikedatum berücksichtigt. Einzig wenn nicht alle am gleichen Tag eingereichten Gesuche berücksichtigt werden können, werden die Anlagen mit dem grössten Leistungszubau zuerst berücksichtigt.

Art. 44 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. 45). 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. 47) eingereicht und von der Vollzugsstelle auf Vollständigkeit hin geprüft. Stehen nicht genügend Mittel zur Berücksichtigung zur Verfügung, wird das Gesuch gemäss Artikel 44 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. 48). 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. 49) ein, setzt die Vollzugsstelle die definitive Höhe der EIV anhand der beglaubigten Anlagendaten fest (Art. 50). 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 47 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 Einreichedatums des Gesuchs berücksichtigt werden, wird die EIV direkt definitiv festgesetzt, sofern der Gesuchsteller der Vollzugsstelle die vollständige Inbetriebnahmemeldung eingereicht hat.

5. Kapitel: Investitionsbeitrag für Wasserkraftanlagen

1. Abschnitt: Allgemeine Bestimmungen

Art. 51 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 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 über eine minimale Investition pro kWh der bisherigen Nettoproduktion definiert.



Art. 52 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 Neuanlagen und erhebliche Erweiterungen werden diese Höchstbeiträge auch auf Verordnungsstufe übernommen. 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 überwälzen 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 die Projekte mit der grössten Mehrproduktion zuerst berücksichtigt (Art. 53). Reichen die Mittel nicht für eine sofortige Berücksichtigung aus, wird eine Warteliste geführt (Art. 54). 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. 55 Abs. 1), die Einführung von Stichtagen alle vier Jahre (Art. 55 Abs. 2) und die Reihenfolge der Berücksichtigung (Art. 56) erlauben eine Priorisierung der Projekte nach Mehrproduktion (Neuanlagen und Erweiterungen werden vor Erneuerungen berücksichtigt) sowie nach der Fördereffizienz.

4. Abschnitt: Gesuchsverfahren

Art. 57 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. 58 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 52 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. 59–62

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

Art. 63 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 in der Zwischenzeit erlangten, möglicherweise veränderten Erkenntnisse neu berechnet werden. Immerhin liegen zwischen der Zusicherung dem Grundsatz nach und der definitiven Festsetzung des Investitionsbeitrags mehrere Jahre. Mit dieser erneuten Berechnung wird dem Auftrag gemäss Artikel 29 Absatz 2 EnG Rechnung getragen, dass der Investitionsbeitrag die nicht amortisierbaren Mehrkosten nicht übersteigen darf.

Art. 64 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. 65 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. 66 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. 67 Kapitalisierte Gestehungskosten

Grundsätzlich können für die Berechnung der Gestehungskosten die 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 Gestehungskosten. Diese sind ihrerseits für die Berechnung der nicht amortisierbaren Mehrkosten von Bedeutung. Als Betriebskosten sind pauschal 2 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten anrechenbar.

Die Reinvestitionen umfassen Anlagenteile, die im Zeitpunkt des Neubaus, der Erweiterung oder der Erneuerung ersetzt werden, deren Nutzungsdauer jedoch kürzer ist als die verbleibende Nutzungsdauer der gesamten Anlage, weshalb sie vor deren Ablauf erneut ersetzt werden müssen. Kosten für solche Reinvestitionen können für die Berechnung der Gestehungskosten berücksichtigt werden, nicht jedoch bei den anrechenbaren Investitionskosten.

Die weiteren Kosten umfassen auch Abgaben, welche effektiv geschuldet sind wie Konzessionsabgaben oder Gratis- und Vorzugsenergie.

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 Kraftwerke sollen mit den Investitionsbeiträgen eine Grundvergütung erhalten, welche ihnen einen rentablen Betrieb ermöglicht. 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 Kapitalkosten und die direkten Steuern werden kalkulatorisch berechnet. Zur Berechnung der Kapitalkosten wird das für die Investitionen benötigte Kapital mit dem kalkulatorischen Zinssatz nach Artikel 70 multipliziert. 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.

Für die Berechnung der nicht amortisierbaren Mehrkosten werden die Gestehungskosten nicht als Kosten pro kWh, sondern im Sinne der Investitionsrechnung als absolute Beträge der jährlich anfallenden Kosten verwendet (Abs. 5). Sie werden je mit dem für das jeweilige Jahr geltenden kalkulatorischen Zinssatz kapitalisiert (Abs. 5).



Art. 68 Erzielbarer kapitalisierter Marktpreis und erzielbarer Markterlös

Den Kraftwerksbetreibern wird als Grundlage für die Bestimmung der erzielbaren kapitalisierten Marktpreise 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 basiert 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.

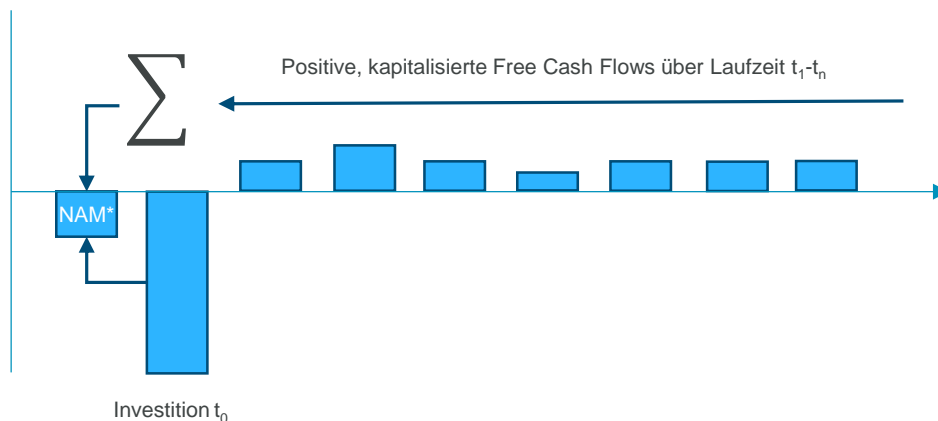
Für die Bestimmung der tatsächlichen Geldflüsse ist aus den erzielbaren kapitalisierten Marktpreisen der tatsächlich erzielbare Markterlös für jedes Jahr der verbleibenden Nutzungsdauer zu berechnen. Da die Produktion von Grosswasserkraftanlagen in der Regel steuerbar ist, ist bei diesen Anlagen der Berechnung des erzielbaren Markterlöses ein wirtschaftlich optimiertes Produktionsprofil zugrunde zu legen.

Art. 69 Nicht amortisierbare Mehrkosten

Die nicht amortisierbaren Mehrkosten ergeben sich gemäss Artikel 29 Absatz 2 EnG aus der Differenz zwischen den kapitalisierten Gestehungskosten für die Elektrizitätsproduktion und dem erzielbaren kapitalisierten Marktpreis (vgl. Graphik).

Da sich die kapitalisierten Gestehungskosten als absolute Beträge der tatsächlich anfallenden Kosten und nicht pro kWh berechnen, kann ihnen für die Berechnung der nicht amortisierbaren Mehrkosten nicht einfach ein Marktpreis pro kWh gegenübergestellt werden. Vielmehr ist der aufgrund der jährlich zu erwartenden Nettoproduktion erzielbare Markterlös zu berechnen und den kapitalisierten Gestehungskosten gegenüberzustellen.

Für die Gestehungskosten werden nur cash-relevante Kosten vor Zinsen berücksichtigt, d.h. Abschreibungen oder Finanzierungskosten müssen aus den Vollkosten herausgerechnet werden. Unter Verrechnung mit den Erlösen 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

Die nicht amortisierbaren Mehrkosten (NAM) entsprechen im Grundsatz dem Nettobarwert dieser Berechnung, sofern dieser negativ ist.



Bei Neuanlagen erfolgt die Berechnung nach obigem Schema. Bei einer Erweiterung berechnen sich die NAM aus der Differenz der kapitalisierten freien Cashflows zwischen dem Kraftwerk im neuen Zustand und dem ursprünglichen Zustand (Differenzbetrachtung). Bei Erneuerungen wird davon ausgegangen, dass ein Weiterbetrieb ohne die Erneuerung nicht möglich ist. Deshalb wird der Erneuerungs-investition in der NAM-Berechnung der erzielbare Markterlös aus der gesamten Nettoproduktion der Anlage über die aufgrund der Erneuerung erreichte verbleibende Nutzungsdauer gegenübergestellt.

Art. 70 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 aufgeführt.

Art. 71 Verbleibende Nutzungsdauer

Diese Bestimmung bezweckt eine einfache und eindeutige Festlegung der verbleibenden Nutzungsdauer.

6. Kapitel: Investitionsbeitrag für Biomasseanlagen

1. Abschnitt: Anspruchsvoraussetzungen

Art. 72 Begriffe

Holzwerkwerke von regionaler Bedeutung sind Holzwerkwerke, die von ihrer Dimensionierung her dem Brennstoffangebot der Region entsprechen. Die Anlagen sollen nicht das Energieholzangebot aus anderen Regionen beanspruchen, welches über weite Distanzen zugeführt werden müsste. Deshalb wird die regionale Bedeutung von Holzwerkwerken über eine Leistungsobergrenze definiert.

Art. 73 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.

Art. 74 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. 75 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. 76 Höchstbeitrag



Bei KVA und ARA wurden die anrechenbaren Investitionskosten relativ eng um die Elektrizität erzeugenden Teile gezogen. Bei Holzkraftwerken von regionaler Bedeutung wurde eine maximale Grösse festgelegt. Die so definierten 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 die Projekte mit der grössten Mehrproduktion zuerst berücksichtigt (Art. 77). Die grösste Mehrproduktion bezieht sich auf absolute Werte und nicht auf die prozentuale Mehrproduktion einer Anlage. Reichen die Mittel nicht für eine sofortige Berücksichtigung aus, wird eine Warteliste geführt (Art. 78). 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. Obwohl die definitive Festsetzung des Investitionsbeitrags bei Biomasseanlagen dadurch in der Regel früher erfolgen kann als bei Wasserkraftanlagen, liegt aufgrund einer möglicherweise langen Bauphase eine gewisse Zeit zwischen der Zusicherung des Investitionsbeitrags dem Grundsatz nach und der definitiven Festsetzung des Investitionsbeitrags. Deshalb werden auch bei Biomasseanlagen die nicht amortisierbaren Mehrkosten im Zeitpunkt der definitiven Festsetzung des Investitionsbeitrags auf Basis der in der Zwischenzeit erlangten, möglicherweise veränderten Erkenntnisse neu berechnet.

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 86 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 87 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 Gestehungskosten 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 vernünftigem Aufwand umsetzbar wären. Weitere Kosten, wie sie in Artikel 67 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. 88).

7. Kapitel: Marktprämie für Elektrizität aus Grosswasserkraftanlagen

Art. 93 Einzelheiten der Anspruchsberechtigung

In Absatz 1 wird genauer ausgeführt, was unter dem gesetzlichen 10MW-Anlagebegriff zu verstehen ist. Nebst Einzelanlagen sind auch Anlagegruppen zugelassen, die die Mindestleistung (Bruttoleistung) insgesamt aufweisen. Damit eine solche Gruppe bzw. Verbund 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 Dreier-Gruppe, die die Kriterien an sich erfüllt, nur über 9 MW, so dass für die Marktprämie von zwei Anlagen auszugehen ist. Nicht per se hinderlich ist hingegen, wenn eine der Verbundanlagen eine KEV-/EVS-Anlage ist, die also bereits anders gefördert wird. Für den Markterlös der KEV-Anlage ist indes der KEV-Vergütungssatz relevant (Art. 94 Abs. 4), so dass es für den Marktprämienanspruch am Kriterium der insgesamt nicht gedeckten Gestehungskosten scheitern kann.

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

Abs. 2 und 3: 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 zugutekommen soll, der das Risiko nicht gedeckter Gestehungskosten trägt. Demnach 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 (Eigner, die im zweiten Glied marktprämienberechtigt sind, können natürlich auch ein EVU sein).

Bei den EVU-Konstellationen gilt es nun aber gewisse Fälle zu unterbinden: 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-Altmett). Der Bundesrat erklärt daher in Absatz 2 für gewisse kurzfristige bzw. erst vor kurzem geschlossene Verträge, dass keine Risikotragung bzw. Risikoverschiebung, wie vom EnG verlangt, vorliegt. In diesen Fällen besteht für das EVU somit keine Anspruchsberechtigung; beim EVU muss es sich dabei nicht unbedingt um eines handeln, das im dritten Glied marktprämienberechtigt ist, sondern es kann u.U. auch eines sein, das „Eigner“ ist, was dem zweiten Glied in der EnG-Berechtigungskaskade entspricht. Sollte der Fall vorkommen, dass auch bei Eignern, die nicht EVU sind, das Tragenmüssen nicht gedeckter Gestehungskosten auf solchen Verträgen, beruht, so entfällt die Marktprämie auch für diese Eigner (Abs. 3); „Verträge“ ist dabei nicht eng zu verstehen; vielmehr können es z.B. auch Abmachungen sein, die aus dem Konzern- oder Beteiligungsverhältnis herrühren. Mit den Einschränkungen nach den Absätzen 2 und 3 ist für die entsprechende Produktion eines Kraftwerks die Marktprämie indes nicht per se ausgeschlossen. Beim Betreiber oder Eigner, also jeweils im höheren Glied, können die Voraussetzungen für die Prämie durchaus gegeben sein.

Gemeint sind in Absatz 2 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 2. Für solche Kraftwerke kann – sofern alle



gesetzlichen Anforderungen erfüllt sind – die Marktprämie ohne weiteres beansprucht werden. Insofern ist auch möglich, dass ein Kraftwerke oder eine Beteiligung daran ins Ausland verkauft wird, so dass die Marktprämie an Berechtigte im Ausland ausbezahlt werden muss.

Art. 94 Markterlös

Für den Markterlös wird für alle Prämienberechtigten fix auf den Marktpreis abgestellt (Abs. 3), unabhängig davon, wo der Strom konkret gehandelt oder verkauft wurde. Für diesen werden die stundenscharfen Spotmarktpreise der Swissix, wo in Euro gehandelt wird, verwendet. Die Umrechnung findet zu einem Monats-Kurs Euro-Franken statt, dafür wird das BFE den entsprechenden, von der Nationalbank ermittelten Kurs heranziehen.

Nicht auf die Börsenpreise wird bei Anlagen im EVS – und natürlich auch bei altrechtlichen KEV-Anlagen – abgestellt; solche Anlagen können nicht für sich alleine von der Marktprämie profitieren, aber als Teil eines Verbunds (Art. 93 Abs. 2). Für sie gilt anteilmässig der jeweilige Vergütungssatz (Abs. 4). Was die Festlegung der anrechenbaren Erlöse und Kosten betrifft, hat der Bundesrat einen grossen Spielraum (AB 2016 N 1248, Müller-Altarmatt), den er nun im Sinne einer grob vereinfachenden Lösung nutzt: Erlösseitig werden 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.

Art. 95 Gestehungs- und andere Kosten

Im Gegenzug zur Vereinfachung bei den Erlösen werden auch kostenseitig viele tatsächliche Kosten nicht berücksichtigt, so z.B. die „overhead-Kosten“ (=gesamtbetriebliche Leistungen). Gewinnsteuern sollen nur insoweit anrechenbar sein, als sie einem tatsächlich anfallenden Gewinnen entsprechen. Nicht anrechenbar sind Steuern im folgenden häufigen Fall: Ein Kraftwerk, dessen Eigner im Unterland sind, muss 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 (das Wort „fix“ im Wortlaut meint diese Regelmässigkeit und nicht einen fixen Betrag, obschon gerade dies auch oft vorkommt).

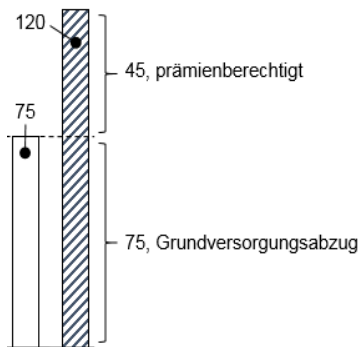
Bei den Gestehungskosten soll an sich eine Orientierung an dem erfolgen, was die Eidgenössische Elektrizitätskommission (EiCom) unter diesem Titel zulässt – im Rahmen des StromVG. Für die Marktprämie kann es aber den Bedarf geben bzw. gerechtfertigt sein, davon punktuell abzuweichen, da die Marktprämie den Fokus ja v.a. auf die Unterstützung von am Markt abgesetzter defizitärer Wasserkraft legt, wohingegen es nach StromVG um die Ansätze gegenüber den Endkunden geht. Das BFE kann hier per Richtlinie konkretisieren; Rückkoppelungen auf das StromVG, wo es um ein viel weiteres Anwendungsfeld als vorliegend geht, soll es nicht geben. Absatz 3 lässt auch den Spielraum, dass das BFE andere Kosten als Gestehungskosten, und was unter diesem Titel üblich ist, zulässt; Abs. 1, der erklärt, andere Kosten würden nicht berücksichtigt, ist mit diesem Vorbehalt zu verstehen. Das BFE soll solche Kosten aber nur in speziellen und begründeten Fällen zulassen; als solcher Fall denkbar ist z.B. der Aufwand, mit dem via Auktionen Kapazitäten für die Nutzung des grenzüberschreitenden Übertragungsnetzes ersteigert werden müssen.

Die Gestehungskosten folgen einem kalkulatorischen Ansatz, u.a. via einen WACC (Art. 70 und Anhang 3); damit sind z.B. auch Dividenden nicht relevant (da als Eigenkapitalverzinsung vom WACC abgedeckt). Beim WACC sind bestimmte Parameter abweichend von der Regelung nach StromVV festgelegt.



Absatz 4 betrifft die Schnittstelle zu den Investitionsbeiträgen für Grosswasserkraftwerke. Es ist zwar zu erwarten, dass für die vorgesehene Geltungsdauer der Marktprämie (2018 bis 2022) nur wenige Anlagen in den Genuss einer zweifachen Förderung kommen könnten. Doppelförderungen müssen aber dennoch verhindert werden. Wer einen Investitionsbeitrag erhält, ist während 10 Jahren auch vom Wasserzins befreit. Dieser ist dann natürlich auch für die Marktprämie nicht anrechenbar.

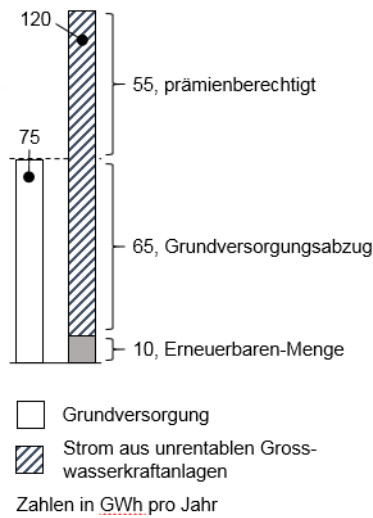
Art. 96 Grundversorgungsabzug



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 Gestehungskosten (Art. 31 Abs. 3 EnG). Mit dem unrentablen Grosswasserkraftstrom, der so prioritär in die Grundversorgung geschoben wird, 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 zu dem dar, was gemäss einem jüngst ergangenen Urteil des Bundesgerichts zum StromVG gilt (AB 2016 N 1248, Müller-Altermatt; vgl. allerdings auch die Parlamentsdebatte zur Strategie „Stromnetze“, in deren Rahmen die StromVG-Regelung, zu der sich das Bundesgericht geäußert hat, eventuell angepasst wird). Das Recht 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 Grundversorgungs*potenzial*, 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 96.



Mit Absatz 2 wird umgesetzt, was im Gesetz als Korrektiv zugunsten von Strom aus anderen erneuerbaren Energien in der Grundversorgung vorgesehen ist (Art. 31 Abs. 2 EnG).

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 (Erneuerbare-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 im Sinne der Missbrauchsunterbindung Schranken. Erstens soll es keine Doppelförderung geben (Bst. a), d.h. wer z.B. KEV-Strom in der Grundversorgung hat, kann diesen beim Korrektiv nicht anrechnen (im Verordnungswortlaut ist das EVS genannt; selbstverständlich gilt das aber auch für die altrechtliche KEV und anderweitige Förderungen, z.B. auch kantonale KEVs). Gleiches gilt für geförderten Erneuerbaren-Strom aus dem Ausland, also z.B. Strom aus deutscher Windkraft, der vom deutschen EEG profitiert, was nicht heisst, dass Strom aus dem Ausland hier per se von einer Anrechnung ausgeschlossen ist; er ist es dann nicht, wenn er nicht gefördert ist. Zweitens wäre auch missbräuchlich (Bst. b), wenn die Korrektur- bzw. Bereinigungsmenge durch kurzfristige Zukäufe, z.B. von Herkunftsnachweisen (HKN), aufgebläht werden könnte, ohne dass auch Strom aus eigener Erzeugung oder einem direkten Bezug dahinter steht. Darum ist für das Korrektiv grundsätzlich nur Erneuerbaren-Strom aus eigenen Anlagen zugelassen. Diese Ausnahme wird allerdings durch eine wichtige Gegen Ausnahme stark relativiert: Zugelassen ist Strom aus mehrjährigen und vorbestehenden Verträgen, denn hier liegt kein zu unterbindendes kurzfristiges Optimieren vor.

Abs. 3: Es ist davon auszugehen, dass Marktprämienberechtigte 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 (anders als bei der Marktprämie) keine Kürzung gibt. In diesem Kontext gilt es, eine gesamthaft möglichst faire Regel aufzustellen.

Die Tabelle zeigt den Fall eines Marktprämienberechtigten mit 4 Anlagen: Oben ist die Berechnung mit Quote (Abs. 3, zweiter Teil) dargestellt, wie sie – vorbehaltlich Absatz 4 – zur Anwendung kommen soll und unten die nicht zulässige mengengewichtete Mittelung (Abs. 3, erster Teil). Die Quote von 45,83% entspricht – anhand der obigen Grafik mit Säulen – dem Verhältnis ($55'000$ GWh/ $120'000$ GWh) von prämienberechtigter Energiemenge (Bst. a) und der ganzen Grosswasserkraft-Energiemenge mit Unterdeckung (Bst. b).



Anlage	MWh/a	Gestehungskosten (GK)		Markterlös (ME)		ME-GK		Marktprämie max. 10 Fr/MWh pro Anlage			
		Fr/MWh	Fr	Fr/MWh	Fr	Fr/MWh	Fr	Quote	MWh	Fr/MWh	Fr
1	40'000	36.95	1'477'980	33.68	1'347'071	-3.27	-130'909	45.83%	18'333	3.27	60'000
2	15'000	43.51	652'695	37.69	565'422	-5.82	-87'273	45.83%	6'875	5.82	40'000
3	30'000	46.32	1'389'455	39.80	1'194'000	-6.52	-195'455	45.83%	13'750	6.52	89'583
4	35'000	62.50	2'187'500	36.80	1'288'000	-25.70	-899'500	45.83%	16'042	10.00	160'417
	120'000								55'000		350'000

mengewichtete Mittelung	120'000	47.56	5'707'629	36.62	4'394'493	-10.94	-1'313'136	45.83%	55'000	10.00	550'000

Für den Beispiel-Fall ist anzunehmen, dass der Berechtigte aus Optimierungsgründen den Strom aus den zwei teuersten Kraftwerken (Nr. 3 und 4) in die Grundversorgung schieben würde— deren Gestehungskosten sind somit gedeckt (da keine Kürzung). Mit der Mittelungsmethode erhielte der Berechtigte eine Marktprämie von 550'000 Franken, obschon zur Deckung der Gestehungskosten für die Anlagen Nr. 1 und 2 (nur ihre Gestehungskosten sind noch nicht gedeckt) nur noch 218'182 Franken (130'909+87'273) nötig sind; er erhielte also eigentlich 331'818 Franken zu viel. Die Mittelungsmethode würde regelmässig zu einer ungebührlich hohen Marktprämie führen und wird daher für unzulässig erklärt. Die Berechnung mit einer Quote, wie in Absatz 3 vorgegeben, kommt dem Vorgehen, das die Berechtigten wahrscheinlich wählen werden, derweil näher und führt im Normalfall zu viel sachgerechteren Ergebnissen und nicht zu einer Überentschädigung. Allerdings kann es auch bei dieser Quoten-Methode so sein – dies zeigt die Darstellung –, dass eine „zu hohe“ Marktprämie resultiert. Vorliegend würde die Marktprämie 350'000 Franken betragen, obschon die Anlagen (Nr. 1 und 2), deren Kosten einzig noch nicht gedeckt sind, für diese Kostendeckung nur 218'182 Franken (vgl. oben) benötigen würden; es würde also immerhin auch noch 131'818 Franken zu viel vergütet. Bei einer solchen Konstellation greift dann Absatz 4, der verhindern will, dass insgesamt – durch die Grundversorgung (zu Gestehungskosten) und die Marktprämie – mehr gelöst wird, als zur Deckung der Gestehungskosten aller Anlagen im Total nötig ist. Hier reduziert sich dann der Marktprämienanspruch entsprechend (dieser Schritt ist nicht mit der Kürzung zu verwechseln, die nach Art. 98 greift, wenn die Mittel nicht reichen, um die verschiedenen Anspruchsberechtigten vollauf zu befriedigen). Im Normalfall soll also die Quoten-Methode nach Absatz 3 greifen und im Ausnahmefall, im Sinne eines Korrektur-Ventils, Absatz 4.

Art. 97 Unternehmensbetrachtung in Fällen mit Grundversorgung

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 96 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. in einem beteiligungstechnischen Verhältnis steht, nicht anrechnen lassen.

Absatz 2 nimmt das gesetzliche Recht, den unrentablen Grosswasserkraft-Strom zu Gestehungskosten in der Grundversorgung zu verkaufen, auf, 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 bzw. eine andere juristische Person, nämlich die 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 ungerechtfertigten und vom Gesetzgeber nicht gewollten Ausdehnung des beschriebenen Privilegs führen würde.

Art. 98 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, was sich aus Artikel 110 ergibt. Das Stichdatum des 31. Mai müssen die Berechtigten unabhängig davon beachten, ob sie für ein bestimmtes Kraftwerk nach Kalenderjahr oder nach dem hydraulischen Jahr abrechnen. Der Stichtag 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 Verwaltungsverfahrensgesetz, VwVG).

Absatz 2 zählt die verschiedenen Elemente auf, um ermitteln zu können, ob jemand marktprämien-berechtigt ist und wie hoch der Prämienanspruch ist. Mit dem Jahresabschluss ist als Folge des ex-post-Ansatzes der Abschluss des Vorjahres gemeint, und zwar ein testierter Abschluss. Zusätzlich zu den in Artikel 96 genannten Elementen ist auch die bereits von Art. 30 Abs. 2 EnG vorgeschriebene Bestätigung einzureichen (Risikotragung). Das BFE wird ein Formular erstellen, das alles im Gesuch Anzugebende und das Einzureichende 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. Das weite Kriterium der „Anspruchsberechtigung“ (deren Nachweis eigentlich eine Selbstverständlichkeit ist) erlaubt es z.B., konstellationstypisch, spezielle Elemente zum Prämienanspruch gezielt einzufordern, z.B. das Nicht-Vorliegen von Verträgen seit dem 1. Januar 2016 (Art. 93 Abs. 2) oder das Nicht-Vergrössern der Erneuerbaren-Menge mit HKN.

Abs. 3: Spezielle Angaben sind nötig, falls auch das zweite Unterstützungselement, das Einbringen in die Grundversorgung, ins Spiel kommt. Marktprämienberechtigte, die Grundversorger sind, müssen zusätzliche Informationen beibringen; nebst den Marktprämienberechtigten selbst sind auch andere Akteure mitwirkungspflichtig (hier geht es v.a. um die anderen EVU-Unternehmenseinheiten nach Art. 96). Beim „effektiven Grundversorgungsabsatz“ (Bst. d) ist der Absatz von Anlagen gemeint, die für die Marktprämie in Frage kommen, und nicht derjenige sämtlicher Anlagen, also z.B. von anderen Wasserkraft- oder von Biomassenanlagen, die mit der Marktprämie nichts zu tun haben.

Die Aufschlüsselung nach Absatz 4 ist im Vollzug des BFE wichtig für die Rückverfolgbarkeit der Herkunft des gesamten in die Marktprämie eingebrachten Stroms. Sie ist Sache des sog. Betriebsführers, der mit dem Anlagenbetreiber identisch sein kann, aber nicht muss; verantwortlich ist letztlich stets Letzterer. Einreichen müssen diese Aufschlüsselung die Marktprämienberechtigten. Für alle übrigen Angaben, die nötig werden können, ist ebenfalls der Berechtigte verantwortlich (er soll der Einfachheit halber quasi alles sammeln und beim BFE einreichen), wobei die übrigen Involvierten allerdings verpflichtet sind, ihn zu unterstützen. Falls das gesammelte Einreichen nicht klappt, z.B. weil die übrigen Involvierten nicht kooperieren, kann das BFE die nötigen Informationen – subsidiär – auch direkt bei diesen Involvierten einholen (dieses „Können“ ist nur eine Möglichkeit und keine Pflicht des BFE).

Art. 99 Verfahren beim BFE

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, 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 die dann noch verbleibenden Gesuche entscheidet das BFE im Idealfall gleichzeitig, da die Höhe der Marktprämie im Fall A – wegen der Mittelbegrenzung – von der Höhe in übrigen Fällen abhängt, was Kürzungen nötig machen kann (Abs. 2). Ein solcher gleichzeitiger Entscheid dürfte jedoch kaum realistisch sein, da einige Fälle weniger rasch entscheidungsfähig sein dürften als andere, und ein Zuwarten, bis alle Fälle soweit sind, 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 ist, 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. 38 Abs. 2 EnV). So stehen jährlich 100 bis 120 Mio. Franken zur Verfügung. Überträge auf die Folgejahre sind möglich. Das heisst: Marktprämiegelder, 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 200 Mio. Franken, tatsächlich stehen aber nur 100 Mio. zur Verfügung. Der Marktprämienberechtigte A hätte an sich Anspruch auf eine Marktprämie von 12 Mio. Franken und die Berechtigte B auf eine solche von 8 Mio. Franken. Die Kürzung führt beim Berechtigten A zu einer Prämie von 6 Mio. Franken und bei der Berechtigten B zu einer solchen von 4 Mio. Franken. 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 Geldrückbehalt 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.

Abs. 4: Für das Einbringen des Wasserkraftstroms in die Grundversorgung bzw. die Kontrolle, ob in diesem Bereich alles ordnungsgemäss läuft, ist nicht das BFE zuständig. Die Grundversorgung ist vielmehr Domäne der EICom (nach StromVG). Soweit es Schnittstellen zwischen den beiden Elementen a) Marktprämie und b) Grundversorgung gibt, arbeiten BFE und EICom zusammen. Bei der Kontrolle geht es zuallererst darum, dass die „gleiche“ Elektrizität nicht in beiden Gefässen, einerseits zu Gestehungskosten in der Grundversorgung und andererseits in die Marktprämie, eingebracht wird.

Art. 100 Rückforderungen

In eigentlich bereits abgeschlossenen Fällen, in denen rechtskräftig entschieden ist und die Auszahlungen erfolgt sind, sollen auch noch nachträglich (...“im Nachhinein“...) Überprüfungen möglich sein. 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 Oberzolldirektion, Kontrolle und Massnahmen

Art. 101 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. 102 Publikation

Ebenfalls wie bisher publiziert das BFE aus Transparenzgründen verschiedene Angaben zu den Anlagen, für die eine Förderung oder eine Vergütung oder – neu – eine Marktprämie ausbezahlt wird. Die Publikation betreffend die Marktprämie richtet sich einzig nach Absatz 3. Die Angaben gemäss den Absätzen 1 und 2 sind – da für die Marktprämie nicht passend – nicht zu publizieren.

Art. 103 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. 104 Weitergabe von Daten an die Oberzolldirektion

Artikel 104 entspricht inhaltlich unverändert dem heutigen Recht und stellt den Informationsfluss vom BFE an die Oberzolldirektion 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. 105 Kontrolle und Massnahmen

Die durch Artikel 105 dem BFE und der Vollzugsstelle eingeräumten Kontroll- und Massnahmekompetenzen entsprechen ebenfalls dem bisherigen Recht. Die im bisherigen Artikel 22a EnV vorgesehenen Regelungen betreffend Anlagen, Fahrzeuge und Geräte finden sich neu in der neuen Verordnung über die Anforderungen an das Inverkehrbringen und das Abgeben von serienmässig hergestellten Anlagen, Fahrzeugen und Geräten.

9. Kapitel: Schlussbestimmungen

Art. 106 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. 107 Übergangsbestimmung zum Abbau der Warteliste für die übrigen Erzeugungstechnologien

Diese Übergangsbestimmung wird aus dem bisherigen Recht übernommen.

Art. 108 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.

Mit Absatz 2 wird auch für bereits nach bisherigem Recht für die KEV angemeldete Anlagen die Berücksichtigungsreihenfolge des neuen Rechts übernommen). Auch sie sollen nicht mehr nach dem „Anmeldedatum“, sondern nach dem Einreichdatum der Inbetriebnahmemeldung berücksichtigt werden. Dies entspricht Artikel 72 Absatz 3 EnG, gemäss welchem für Anlagen auf der Warteliste das neue Recht gilt.

Für grosse Anlagen, 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 (Abs. 3).

Anlagen nach Absatz 4 gelten nach dieser Verordnung als kleine Anlagen, 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 EVS 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 EVS 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.

Art. 109 Übergangsbestimmungen zur Direktvermarktung

Für neue Mittelgrosse Anlagen zwischen 30 kW bis 500 kW ist eine Übergangsfrist von zwei Jahren vorgesehen. In dieser können sie zum Referenz-Marktpreis einspeisen und müssen die Elektrizität nicht selber direktvermarkten. Die zwei Jahre geben den Energiedienstleistern sowie den Direktvermarktern genügend Zeit, um auf dem Markt entsprechende Produkte und Angebote aufbauen zu können. Betreibern von grossen Anlagen ab 500 kW Leistung ist es aufgrund ihrer Grösse und ihres Produktionsvolumens zumutbar, ihre Elektrizität bereits ein Jahr nach Inkrafttreten selber zu vermarkten. Gemäss Absatz 2 gilt die Pflicht für die Direktvermarktung bei Anlagen ab 500 kW auch für Betreiber von Anlagen, die eine Vergütung nach bisherigem Recht (KEV) erhalten. Auch ihnen ist es aufgrund ihrer Grösse zumutbar, ihre Energie nach der Übergangsfrist von einem Jahr selber zu vermarkten (Art. 72 Abs. 5 EnG).

Art. 110 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 Projektfortschrittsmeldung nach vorne zu springen, eingeführt. Dazu war auch eine Übergangsbestimmung notwendig. Aufgrund der langen Dauer zwischen Anmeldung, Projektfortschrittsmeldung 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.

Die Übergangsbestimmung in Ziffer 5.1 sieht vor, dass für die Anlagen, die bereits vor dem 1. Januar 2018 einen positiven Bescheid nach bisherigem Recht erhalten sowie eine Projektfortschrittsmeldung 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.

Anhang 1.2 Photovoltaikanlagen im Einspeisevergütungssystem

Bei den Photovoltaikanlagen im EVS 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.

Da anders als bei den übrigen Technologien noch viele "alte" Photovoltaikanlagen, sprich mit einer Inbetriebnahme von vor dem 1. Januar 2013, auf der Warteliste stehen, die unter die Übergangsbestimmung von Artikel 72 Absatz 4 des Energiegesetzes fallen und daher noch einen Anspruch auf die Teilnahme am EVS haben, werden in Ziffer 5 die entsprechenden Vergütungssätze sowie die übrigen Modalitäten festgelegt.

Anhang 1.3 Windenergieanlagen im Einspeisevergütungssystem

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 Projektfortschrittsmeldung nach bisherigem Recht eingereicht haben, von der Senkung der Vergütungsdauer geschützt (Ziff. 6).



Anhang 1.4 Geothermieranlagen im Einspeisevergütungssystem

Bei den Geothermieranlagen gibt es neben 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 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, vgl. die Ausführungen zu Anhang 1.1).

Anhang 1.5 Biomasseanlagen im Einspeisevergütungssystem

Bei den Biomasseanlagen können gestützt auf Artikel 10 Absatz 4 Buchstabe c–e nur noch die im bisherigen Anhang 1.5 “übrige Biomasseanlagen“ genannten Anlagen am EVS teilnehmen (siehe dazu Ziff. 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 die Nachhaltigkeitsanforderungen gemäss Artikel 12b des Mineralölsteuergesetzes vom 21. Juni 1996 (SR 641.61) entsprechen.

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.

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

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 EVS.

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 EVS 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 EVS. 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.
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.