



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für  
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

**Bundesamt für Energie BFE**

Abteilung Energieeffizienz und erneuerbare Energien

März 2016

---

## **Erläuternder Bericht**

### **Revision der Energieverordnung (EnV): Erhöhung des Zuschlags nach Art. 15b des Energie- gesetzes (Art. 3j Abs. 1 EnV)**

---



# Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung .....	1
1.1	Ausgangslage .....	1
1.2	Rechtliche Grundlagen .....	1
1.3	Zeitplan .....	2
2	Grundzüge der Vorlage .....	2
2.1	Erhöhung des Netzzuschlags per 1. Januar 2017 .....	2
2.2	Kostenbestimmende Faktoren .....	2
2.3	Voraussichtliche Einnahmen und Ausgaben des EnG-Fonds .....	4
2.3.1	Stromproduktion .....	4
2.3.2	Ausgaben .....	5
2.3.3	Einnahmen .....	6
2.3.4	Reserven .....	6
2.4	Exkurs: Einmalvergütungen für kleine Photovoltaik-Anlagen .....	6
3	Finanzielle, personelle und weitere Auswirkungen auf Bund und Kantone .....	7
4	Auswirkungen auf Wirtschaft, Umwelt und Gesellschaft .....	7



# 1 Einleitung

## 1.1 Ausgangslage

Der Netzzuschlag von heute 1,3 Rp./kWh soll ab 1. Januar 2017 auf 1,5 Rp./kWh erhöht werden. Damit sollen dem Fonds jährlich zusätzlich 115 Millionen Franken zur Verfügung stehen. Bei der vorgeschlagenen Erhöhung handelt es sich um eine rein technische Anpassung. Das Parlament hat den maximal möglichen Zuschlag bereits mit der Revision des EnG per 1. Januar 2014 auf 1,5 Rp./kWh festgelegt. Ohne diese Anpassung könnten keine weiteren Anlagen aus der Warteliste in die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) aufgenommen werden. Auch die Einmalvergütungen (EIV) für kleine Photovoltaik-Anlagen könnten nur noch begrenzt ausbezahlt werden. Die Liquidität des EnG-Fonds im Zeitraum 2022 bis 2027 wäre ansonsten mit hoher Wahrscheinlichkeit gefährdet. Dies käme einem sofortigen Förderstopp der Stromproduktion aus neuen erneuerbaren Energien gleich.

## 1.2 Rechtliche Grundlagen

Die KEV fördert die Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien. Das Fördermodell verpflichtet die Netzbetreiber zur Abnahme des von Neuanlagen erzeugten Stroms aus erneuerbaren Energien (Art. 7a Abs. 1 des Energiegesetzes vom 26. Juni 1998, EnG; SR 730.0). Den Produzenten von Strom aus erneuerbaren Energien wird eine Vergütung entrichtet, die sich nach den im Erstellungsjahr geltenden Gestehungskosten von Referenzanlagen richtet (Art. 7a Abs. 2 EnG). Die Differenz zwischen den vom Bundesrat aufgrund der Gestehungskosten festgelegten KEV-Vergütungssätze und dem Marktpreis wird über die Zuschläge auf die Übertragungskosten der Hochspannungsnetze (nachfolgend: Netzzuschlag) finanziert (vgl. Art. 15b Abs. 1 Bst. a).

Die Stiftung KEV, die von der nationalen Netzgesellschaft Swissgrid AG gegründet wurde, verwaltet den EnG-Fonds. Dieser wird aus dem Zuschlag auf die Übertragungskosten der Hochspannungsnetze gemäss Art. 15b EnG (im Folgenden: Netzzuschlag) geäufnet. Der Netzzuschlag kann von den Netzbetreibern auf die Endverbraucher überwältzt werden. Gemäss Art. 15b Abs. 1 EnG werden damit neben der KEV auch die Kosten für die wettbewerbliche Ausschreibungen nach Art. 7a Abs. 3 EnG, die Kosten für die Einmalvergütung nach Art. 7a bis, die Bürgschaften zur Risikoabsicherung von Geothermieanlagen nach Art. 15a Abs. 1 EnG sowie die Entschädigung des Konzessionärs (Gewässersanierungsabgabe) nach Art. 15abis EnG finanziert. Der Zuschlag für die Entschädigung des Konzessionärs gemäss Art. 15abis EnG beträgt gemäss Art. 17e der Energieverordnung vom 7. Dezember 1998 (EnV; SR 730.01) 0,1 Rp./kWh und ist im Netzzuschlag enthalten.

Der Bundesrat legt den Netzzuschlag stufenweise fest. Er berücksichtigt dabei die Wirtschaftlichkeit und das Potenzial der Technologien (Art. 15b Abs. 4 letzter Satz EnG). Anpassungen sind – in Schritten von mindestens 0.05 Rp./kWh – nötig, wenn absehbar ist, dass der bisherige Netzzuschlag für die Finanzierung der Verwendungszwecke gemäss Art. 15b Abs. 1 EnG nicht mehr ausreicht. Der ungefähre Mittelbedarf für die KEV und derjenige für die Einmalvergütung ist nach den Kriterien gemäss Art. 3j Abs. 3 und Abs. 3bis EnV zu berechnen. Für die drei anderen Verwendungsarten verweist Art. 3j Abs. 4 EnV auf die einschlägigen Normen.

Die Änderung des Netzzuschlags wird durch das Bundesamt für Energie (BFE) und das Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) vorbereitet, wobei das UVEK dem Bundesrat Antrag auf Neufestlegung stellt (Art. 3j Abs. 2 EnV). Die Neufestlegung des Netzzuschlags durch den Bundesrat bedarf der Umsetzung in Art. 3j Abs. 1 EnV.

Das vorgängig beschriebene System ist zurzeit im Rahmen der Energiestrategie 2050 Gegenstand der parlamentarischen Beratungen. Grundlegende Systemänderungen werden dort diskutiert und stehen nicht in der vorliegenden Revision der EnV zur Diskussion.



### 1.3 Zeitplan

Die Netzbetreiber sind verpflichtet, jährlich bis spätestens am 31. August u.a. die Netznutzungstarife und die Elektrizitätstarife zu veröffentlichen (Art. 12 Abs. 1 des Stromversorgungsgesetzes vom 23. März 2007, StromVG; SR 734.7, i.V.m. Art. 10 der Stromversorgungsverordnung vom 14. März 2008, StromVV; SR 734.71) sowie allfällige Erhöhungen der Elektrizitätstarife der Elektrizitätskommission (EiCom) zu melden (Art. 22 Abs. 2 Bst. b StromVG i.V.m. Art. 4 Abs. 3 StromVV). Die Festlegung dieser Tarife hängt u.a. von der Höhe des Netzzuschlags im Folgejahr ab. Wird dieser neu festgelegt, müssen die Netzbetreiber frühzeitig Kenntnis davon erhalten – idealerweise rund zwei Monate vor dem 31. August. Dies bedingt eine Festlegung des Netzzuschlags durch den Bundesrat bis spätestens Mitte Kalenderjahr. Die Daten zur Berechnung des Netzzuschlags liegen erst im Verlaufe des ersten Quartals vor.

Die vorliegend präsentierte Änderung von Art. 3j EnV soll daher vom Bundesrat im Juni 2016 beschlossen und per 1. Januar 2017 in Kraft gesetzt werden.

## 2 Grundzüge der Vorlage

### 2.1 Erhöhung des Netzzuschlags per 1. Januar 2017

Aktuell werden über den Netzzuschlag von 1,3 Rp./kWh jährlich 741 Millionen Franken eingenommen. Diese Gelder werden zu einem grossen Teil für die Förderung der erneuerbaren Stromproduktion eingesetzt, aber auch für Entschädigungen für Sanierungsmassnahmen bei Wasserkraftwerken (57 Millionen Franken), wettbewerbliche Ausschreibungen für die Energieeffizienz (40 Millionen Franken) sowie Rückerstattungen an die Grossverbraucher (53 Millionen Franken; siehe Tabelle 2).

Analysen des BFE haben gezeigt, dass diese Einnahmen ab nächstem Jahr nicht mehr ausreichen, um die Liquidität des EnG-Fonds in den nächsten 20 Jahren (bis zum Auslaufen der Vergütungsdauern) jederzeit gewährleisten zu können. Grund dafür ist, dass insbesondere Windkraft-, Biomasse- und Kleinwasserkraftprojekte mehrere Jahre bis zur Inbetriebnahme der Anlage benötigen und erst mit einer zeitlichen Verzögerung von mehreren Jahren kostenwirksam werden. Heutige Entscheidungen wirken sich deshalb erst in vielen Jahren auf den EnG-Fonds aus. Da zum heutigen Zeitpunkt noch nicht sicher ist, wann und ob das neue Energiegesetz im Rahmen der Energiestrategie 2050 in Kraft tritt, muss die Liquidität auch ohne die dort vorgesehene Erhöhung des maximalen Kostendeckels auf 2,3 Rp./kWh jederzeit gewährleistet sein. Dafür ist ab 2016 ein moderater Reservenauflauf notwendig.

Gleichzeitig wurden angesichts der angespannten Situation die Kontingente für neu in die KEV aufgenommene Anlagen massiv reduziert: 2016 sollen nur noch 50 MW an Photovoltaik-Anlagen sowie 27 MW an anderen Technologien (Kleinwasserkraft-, Wind-, Biomasse-, und Geothermiekraftwerke) freigegeben werden. Zudem wird auch die Auszahlung der Einmalvergütungen – soweit möglich – reduziert. Damit kann die Förderung neuer Anlagen vorerst noch auf einem geringen Niveau aufrechterhalten werden.

Um die obigen Massnahmen finanzieren zu können, sind im Jahre 2017 rund 798 Millionen Franken (plus 57 Millionen Franken für die Entschädigung für Sanierungsmassnahmen bei Wasserkraftwerken) an Einnahmen nötig. Der aktuelle Netzzuschlag muss aus diesem Grund per 1. Januar 2017 auf 1,5 Rp./kWh erhöht werden.

### 2.2 Kostenbestimmende Faktoren

Neben steuerbaren Variablen – wie der Aufnahme von neuen Anlagen ins Fördersystem – existieren zahlreiche zusätzliche, nicht beeinflussbare Faktoren, die derzeit einen erhöhten Mittelbedarf verursachen. Zu diesen Faktoren gehören zum einen die Einnahmen aus dem Netzzuschlag. Diese nahmen in den letzten Jahren tendenziell ab, da der Stromendverbrauch (v.a. aufgrund milder Winter) gesun-



ken ist. Zum anderen befinden sich die Strommarktpreise<sup>1</sup> nach wie vor auf einem rekordtiefen Niveau (siehe weiter unten).

Gleichzeitig steigen die Ausgaben durch Rückerstattungen des Netzzuschlags an die Grossverbraucher. Die Rückerstattungsbeträge fallen für die nächsten Jahre deutlich höher aus als noch vor einem Jahr erwartet. Sie dürften aber die im Rahmen der Parlamentarischen Initiative 12.400 geschätzten maximal 70 Millionen Franken nicht übersteigen. Die Effekte der mit der Initiative eingeführten neuen Rückerstattungsregelung, die an eine Zielvereinbarung für Energieeffizienzmassnahmen gekoppelt ist, beginnen sichtbar zu werden. Vor 2014 lagen die Rückerstattungsbeträge bei rund 2% des Netzzuschlags (ca. 5 Millionen Franken pro Jahr), heute machen die Rückerstattungen 7% bis 8% des Netzzuschlags aus (erwartet sind bis rund 70 Millionen Franken pro Jahr mit einem Netzzuschlag von 1,5 Rp./kWh).

### Historische Entwicklung der Einnahmen, Ausgaben und des Zubaus

Die folgende Abbildung zeigt die Entwicklung der über den Netzzuschlag erhobenen Einnahmen und deren Verwendungsarten sowie die mit der KEV geförderte Stromproduktion seit der Einführung der KEV im Jahre 2009:

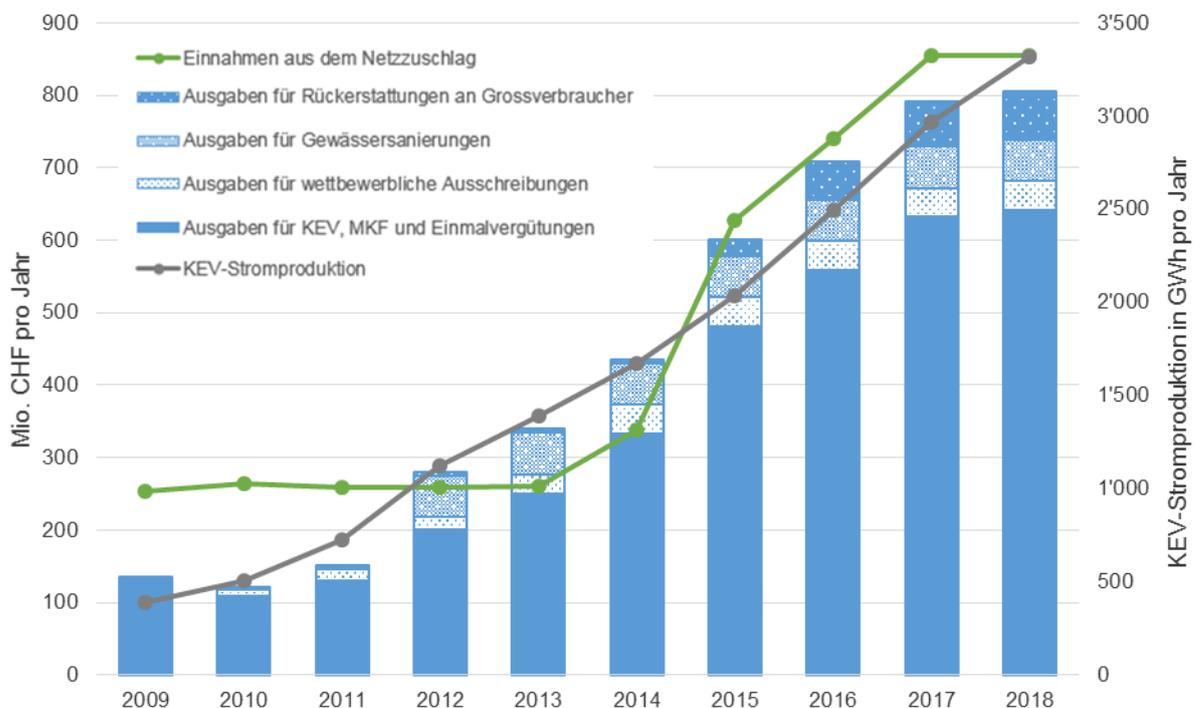


Abbildung 1: Entwicklung und Verwendung der Einnahmen aus dem Netzzuschlag sowie Entwicklung der KEV-Stromproduktion

In den ersten Jahren nach Einführung der KEV wurden mehr finanzielle Mittel erhoben als tatsächlich ausgegeben. Dadurch sind Reserven entstanden und konnte der Netzzuschlag auf einem tiefen Niveau gehalten werden. Die Reserven wurden bis 2014 vollständig aufgebraucht weshalb eine Erhöhung des Netzzuschlags nötig wurde. Abbildung 1 zeigt, dass die KEV-Stromproduktion in den Jahren 2011 bis 2014 (graue Linie) deutlich stärker als die Einnahmen aus dem Netzzuschlag (grüne Linie) angestiegen ist. Aufgrund der Erhöhung des maximalen Kostendeckels im Jahr 2014 (im Rahmen der

<sup>1</sup> Bei tiefen Strompreisen sinkt der Erlös aus dem Verkauf der KEV-Stromproduktion.



Pa. Iv. 12.400) von 1,0 auf 1,5 Rp./kWh konnten grössere KEV-Kontingente ausgestellt und die Einmalvergütung für kleine Photovoltaik-Anlagen eingeführt werden.

Die Fördermittel sind selbst mit Anhebung des Netzzuschlags auf das gesetzlich vorgesehene Maximum von 1,5 Rp./kWh spätestens ab 2018 ausgeschöpft, so dass ab diesem Zeitpunkt keine weiteren KEV-Bescheide mehr ausgestellt werden können.

## 2.3 Voraussichtliche Einnahmen und Ausgaben des EnG-Fonds

### 2.3.1 Stromproduktion

Die Stromproduktion der KEV-Anlagen steigt 2017 voraussichtlich total um 473 GWh auf 2'965 GWh (Tabelle 1 und Abbildung 1). Dies deshalb, weil sowohl 2016 als auch 2017 wiederum KEV-Kontingente freigegeben werden (vorausgesetzt der Netzzuschlag wird auf 1,5 Rp./kWh angehoben). Diese fallen im Vergleich zu den Vorjahren angesichts der finanziellen Situation des Fonds allerdings bescheiden aus. Immerhin soll damit eine einigermaßen kontinuierliche Entwicklung des Zubaus aller geförderten Technologien ermöglicht werden.

Nachfolgend sind die voraussichtlichen KEV-Vergütungen der Jahre 2016 und 2017 aufgeführt (Tabelle 1). Die Summe der KEV-Vergütungen steigt in diesem Zeitraum von 512 auf 622 Millionen Franken. Davon werden rund 100 bzw. 117 Millionen Franken durch Einnahmen aus dem Stromverkauf am Markt gedeckt. Die Differenz muss durch den EnG-Fonds finanziert werden. Aufgrund des voraussichtlich tiefbleibenden Strommarktpreises (gerechnet wird mit rund 4 Rp./kWh) wird der Anteil der nicht gedeckten Kosten, die der EnG-Fonds übernehmen muss, grösser.

Bei der Schätzung der Förderkosten wird berücksichtigt, dass nicht alle Anlagen, die einen positiven Bescheid erhalten, auch tatsächlich gebaut werden. Vor allem bei der Windkraft, aber auch bei der Kleinwasserkraft, bei der Biomasse und bei der Geothermie ist die Ausfallquote relativ hoch. Das zeigt sich aber erst mehrere Jahre nach Ausstellung des Förderbescheids. Auf Basis von Erfahrungswerten kann abgeschätzt werden, wie viele der förderwürdigen Anlagen nicht realisiert werden. Solche Anlagen werden als nicht kostenwirksam betrachtet. Das System wird mit Absicht „überbucht“, um möglichst viele Projekte in die Förderung aufzunehmen. Dies erfolgt mit sehr konservativen Annahmen zur Realisierungswahrscheinlichkeit der verschiedenen Technologien.

Tabelle 1: Voraussichtliche KEV-Stromproduktion und Vergütung pro Technologie

KEV	Stromproduktion 2016 [GWh]	Vergütung 2016 [Mio. CHF]	Stromproduktion 2017 [GWh]	Vergütung 2017 [Mio. CHF]
Wasserkraft	1'040	169	1'215	197
Photovoltaik	409	138	560	185
Windkraft	113	22	168	34
Biomasse	930	183	1'022	206
<b>Total</b>	<b>2'492</b>	<b>512</b>	<b>2'965</b>	<b>622</b>



### 2.3.2 Ausgaben

Neben der KEV werden noch weitere Förderinstrumente aus dem Netzzuschlag finanziert. Die verschiedenen Verwendungsarten und deren Kosten sind in folgender Tabelle aufgeführt.

Tabelle 2: Voraussichtliche Ausgaben

<b>Ausgaben [Mio. Franken]</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	
KEV-Vergütungen	512	622	(1)
Einmalvergütungen für kleine Photovoltaik-Anlagen (EIV)	100	80	(2)
Mehrkostenfinanzierung (MKF)	30	30	
Wettbewerbliche Ausschreibungen	40	40	
Ausgleichsenergie	5	5	
Rückerstattung an Grossverbraucher	53	62	(3)
Vollzugskosten (Swissgrid AG, EPS AG, BFE etc.)	12	13	
Entschädigung für Sanierungsmassnahmen bei Wasserkraftwerken (0.1 Rp./kWh)	57	57	
Rückzahlung am Geothermie-Fonds	-	32	(4)
<b>Total Ausgaben</b>	<b>809</b>	<b>941</b>	

Erläuterungen der grössten Veränderungen (vgl. Ziffern in rechter Spalte):

- (1) Die Ausgaben für die KEV nehmen um 110 Millionen Franken zu. Einerseits werden neue Anlagen in die KEV aufgenommen. Andererseits gehen Anlagen mit einem in der Vergangenheit ausgestellten positiven KEV-Bescheid in Betrieb und werden 2017 zum ersten Mal kostenwirksam.
- (2) Für die Einmalvergütung sind 2016 wie auch 2017 rund 10'000 Anlagen pro Jahr vorgesehen. Bis Ende 2016 sollen mehrheitlich diejenigen Betreiber eine Einmalvergütung erhalten, die bereits vor einigen Jahren ihre Anlage in Betrieb genommen haben und sich noch auf der Warteliste befinden. Diese Produzenten erhalten eine Einmalvergütung basierend auf den höheren Kosten der Referenzanlage zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme. Ab 2017 werden tendenziell neue Anlagen in Betrieb genommen; deren Betreiber werden somit auf eine tiefere Einmalvergütung Anspruch haben. Aus diesem Grund wird erwartet, dass die gleiche Anzahl geförderte Anlagen im Jahr 2017 rund 20 Millionen Franken weniger kosten werden.
- (3) Aufgrund der Erhöhung des Netzzuschlags nehmen die Rückerstattungen an Grossverbraucher zu. Nicht enthalten sind hier die potentiellen Auswirkungen neuester Gerichtsurteile, die zu einer Erweiterung des Kreises der rückerstattungsberechtigten Unternehmen führen könnten. Die angegebenen Beträge beziehen sich auf den Anteil der Rückerstattungen zulasten der KEV, Mehrkostenfinanzierung MKF und Einmalvergütungen. Der Rest wird von den wettbewerblichen Ausschreibungen sowie von den Entschädigungen für Gewässersanierungen nach ihrem Anteil an Zuschlag getragen.
- (4) Um die unterjährige Liquidität des EnG-Fonds zu gewährleisten, wurden 2015 nicht verpflichtete Gelder aus dem Geothermie-Fonds ausgeliehen. Diese Dotierung wird nun 2017 teilweise dem Geothermiefonds zurückbezahlt, so dass allfällige Verpflichtungen an Geothermie-Projekte ausbezahlt werden können.



### 2.3.3 Einnahmen

Die Einnahmen setzen sich primär aus dem bei den Endverbrauchern erhobenen Netzzuschlag und den Erträgen aus dem Stromverkauf zusammen (Tabelle 3).

Tabelle 3: Voraussichtliche Einnahmen

<b>Einnahmen [Mio. Franken]</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>
Netzzuschlag ohne Gewässersanierungsabgabe (1.2 bzw. 1.4 Rp./kWh)	684	798
Entschädigung für Sanierungsmassnahmen bei Wasserkraftwerken (0.1 Rp./kWh)	57	57
Erträge aus Stromverkauf	100	117 (1)
Entlastung durch die MWST	16	16
Voraussichtlicher Übertrag aus Vorjahr	122	170 (2)
<b>Total Einnahmen</b>	<b>979</b>	<b>1'158</b>

Erläuterungen der grössten Veränderungen (vgl. Ziffern in rechter Spalte):

- (1) Die KEV-Produktion soll um 473 MWh zunehmen, darum steigen die am Markt erzielten Erlöse.
- (2) Reserven (siehe Kap. 2.4.4)

### 2.3.4 Reserven

Tabelle 4: Voraussichtliche Reserven

<b>Reserven [Mio. Franken]</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>
Einnahmen	979	1'158
Ausgaben	809	941
<b>Reserve per Ende Jahr</b>	<b>170</b>	<b>217</b>

Die Reserven im EnG-Fonds sollen von 170 auf 217 Millionen Franken steigen. Dies ist für die mittel- bis langfristige Liquidität zentral. Der Ausgabenpeak der bis heute eingegangenen Verpflichtungen wird erst in den Jahren 2022 bis 2027 erreicht. Dies deshalb, weil einige grosse Anlagen (v.a. Windenergie, aber auch Wasserkraft, Biomasse und allenfalls Geothermie) erst dann in Betrieb gehen und kostenwirksam werden. Zu diesem Zeitpunkt aber wird eine weitere Anhebung des Netzzuschlags im Rahmen des aktuellen Gesetzes nicht mehr möglich sein. Von einem solchen Szenario muss für den Fall ausgegangen werden, dass die Energiestrategie 2050 nicht in Kraft gesetzt wird und es keine weitere Erhöhung des maximalen Netzzuschlags auf 2,3 Rp./kWh geben wird.

Die heutige Reserve dient also dazu, bereits eingegangene Verpflichtungen zu decken, die zu einem späteren Zeitpunkt kostenwirksam werden. Es müssen bereits heute Mittel geüfnet werden, die erst in den Jahren 2022 bis 2027 gebraucht werden. Werden solche Reserven nicht gebildet, ist die Wahrscheinlichkeit einer Illiquidität des Fonds in den Jahren 2022 bis 2027 sehr gross.

## 2.4 Exkurs: Einmalvergütungen für kleine Photovoltaik-Anlagen

Im Folgenden soll – auf Wunsch von Anhörungsteilnehmern der letztjährigen Anpassung des Netzzuschlags – speziell auf das Förderinstrument der Einmalvergütungen für kleine Photovoltaik-Anlagen (EIV) eingegangen werden. Dieses Förderinstrument wurde per 1.1.2014 eingeführt. Die EIV deckt maximal 30% der Investitionskosten einer Referenzanlage, während die KEV volle Kostendeckung (inkl. Betriebs-, Kapital- und Unterhaltskosten) gewährt.

Anfang Januar 2016 befanden sich rund 35'600 Photovoltaik-Anlagen auf der Warteliste. Von den insgesamt ca. 7'550 Anlagen, die realisiert sind und derzeit von der EIV profitieren können, sind rund



1'300 Anlagen in der Abwicklung zur Auszahlung der Einmalvergütung. Weitere rund 3'350 Betreiber von nicht realisierten Anlagen würden gemäss Ihren Anmeldedaten ebenfalls die EIV erhalten.

9'200 Projektanten haben eine Anlage mit einer Leistung zwischen 10 und 30 kW angemeldet. Sie können zwischen der KEV und der Einmalvergütung wählen. Von diesen sind ca. 2'600 Anlagen in Betrieb. Neueste Auswertungen zeigen, dass die Projektanten mit Wahlrecht zu 80% die EIV wählen. Die restlichen 20% wollen auf der Warteliste für die KEV bleiben. Rund 15'500 Betreiber von Anlagen mit einer angemeldeten Leistung grösser 30 kW (darunter 7'200 realisiert) haben keinen Anspruch auf die Einmalvergütung. Sie verbleiben auf der KEV-Warteliste.

Hat ein Projektant, dessen Anlage für die EIV in Frage kommt, bei der Swissgrid AG eine vollständige Inbetriebnahmemeldung eingereicht, hat er darauf Anspruch. Diese wird innert einiger Monate ausbezahlt.

Um die Warteliste abzubauen bzw. zumindest nicht weiter wachsen zu lassen, ist vorgesehen, dass in den Jahren 2016 und 2017 jährlich rund 10'000 Betreibern kleiner Photovoltaik-Anlagen die EIV ausbezahlt wird. Dafür stehen 2016 max. 100 Millionen Franken und 2017 max. 80 Millionen Franken zur Verfügung. Bis Ende 2016 sollen mehrheitlich diejenigen Betreiber eine EIV erhalten, die bereits vor einigen Jahren ihre Anlage in Betrieb genommen haben, sich bisher noch auf der KEV-Warteliste befanden und ihr Wahlrecht zugunsten der EIV nun ausüben. Die Produzenten dieser älteren Anlagen erhalten eine Einmalvergütung basierend auf den höheren Kosten der Referenzanlage zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme, weshalb bei der Einführung der EIV mehr Mittel (100 anstatt 80 Millionen Franken) zur Verfügung gestellt wurden.

Ohne die beantragte Erhöhung des Netzzuschlags könnten 2016 nur 50 Millionen Franken und ab 2017 keine Mittel mehr für die EIV zur Verfügung gestellt werden. Ansonsten wäre die langfristige Liquidität des EnG-Fonds gefährdet.

### **3 Finanzielle, personelle und weitere Auswirkungen auf Bund und Kantone**

Die Erhöhung des Netzzuschlags führt zu geringfügig höheren Elektrizitätskosten für die öffentliche Infrastruktur.

Der Vollzug wird durch die zusätzlichen Projekte aber aufwändiger (über 1'000 Anmeldungen und Inbetriebnahmemeldungen pro Monat; Ausstellung von zwei KEV-Kontingenten pro Jahr plus durchschnittlich 830 EIV-Auszahlungen pro Monat). Dies betrifft sowohl den personellen Aufwand als auch die technische Abwicklung. Der Stellen- und Mittelbedarf fällt insbesondere bei der Swissgrid AG an. Er wird nicht durch den Bund oder die Kantone, sondern direkt über den EnG-Fonds finanziert.

### **4 Auswirkungen auf Wirtschaft, Umwelt und Gesellschaft**

Alleine die Photovoltaik-Förderung über die EIV dürfte dem Planungs-, Installations-, Elektro- und Dachdeckergewerbe im Jahr 2017 einige Tausend zusätzliche Aufträge für neue Photovoltaik-Anlagen generieren. Zudem können weitere positive KEV-Bescheide, auch für die anderen Technologien, ausgestellt werden. Die Branche rund um den Anlagenbau sowie die entsprechenden Zulieferbetriebe werden profitieren.

Der Netzzuschlag wird die Stromkonsumenten aufgrund der geplanten Erhöhung von aktuell 1,3 Rp./kWh auf 1,5 Rp./kWh stärker belasten als bisher. Im gegenwärtigen Kontext der überbewerteten Schweizer Währung führt eine Erhöhung des Netzzuschlags zu leicht höheren Stromkosten in der Schweiz. Dies verschlechtert tendenziell die Wettbewerbsfähigkeit der exportierenden Schweizer Unternehmen im Vergleich zu europäischen Mitbewerbern. Die Belastung aufgrund der Erhöhung des Netzzuschlags dürfte für einen durchschnittlichen 4-Personen-Haushalt mit Elektroboiler mit einem



Stromverbrauch von 4'500 kWh/a von heute 58,50 auf 67,50 Franken pro Jahr steigen. Auch Unternehmen müssen den erhöhten Zuschlag bezahlen. Dank der bereits bestehenden Möglichkeit der Rückerstattung des Zuschlags ab einer Stromintensität von 5% und einem Rückerstattungsbetrag von mindestens 20'000 Franken werden stromintensive Unternehmen entlastet, sofern sie eine Zielvereinbarung zur Steigerung der Energieeffizienz mit dem Bund abschliessen.

Allerdings können Unternehmen mit einem höheren Anteil der Stromkosten an der Bruttowertschöpfung beim BFE Antrag auf eine teilweise bis vollständige Rückerstattung des Netzzuschlags stellen, wenn sie gleichzeitig Energieeffizienz-Massnahmen vorsehen. Durch diese Rückerstattungen wird die Wirtschaft 2017 voraussichtlich um rund 60 Millionen Franken entlastet. Dazu kommt, dass besonders Grossverbraucher von historisch tiefen Preisen für elektrische Energie sowie fossile Brenn- und Treibstoffe profitieren. Bei der Elektrizität spielt zudem die Absenkung des WACC für Investitionen in die elektrischen Netze per 1.1.2017 eine Rolle. Diese Anpassung führt zu tieferen Kosten für die Netznutzung im Umfang von voraussichtlich durchschnittlich rund 0,3 Rp./kWh<sup>2</sup>.

---

<sup>2</sup> Der Stromnetz-WACC (Art. 13 Abs. 3 Bst. b Strom VV) für das Tarifjahr 2017 sinkt von 4.70% um 0.87 Prozentpunkte auf 3.83% zurück, was einer Reduktion der Netzentgelte von rund 174 Millionen Frankenentspricht.