



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt,  
Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

**Bundesamt für Energie**  
Sektion Netze / Markt & Regulierung

18. Mai 2015

13.074 n Energiestrategie 2050, erstes Massnahmenpaket

---

# **Netzstabilität, Netzausbau und Tarifierung im Zusammenhang mit der Förderung neuer erneuerbarer Energie**

## **Bericht zuhanden der UREK-S**

---

## 1. Ausgangslage

Die Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie des Ständerates (UREK-S) hat das Bundesamt für Energie (BFE) beauftragt, eine Entscheidungsgrundlage zur Frage zu erarbeiten, welche Auswirkungen fluktuierende, erneuerbare Energien auf die elektrischen Netze haben und wie die neuen erneuerbaren Energien einen Beitrag zur Reduzierung der Auswirkungen leisten können. Hierbei muss zunächst deutlich unterschieden werden zwischen dem Thema Netzstabilität (Ausgleich der Fluktuationen von Verbrauch und Produktion – das Gleichgewicht zwischen Produktion und Verbrauch muss jederzeit für eine Stabilität gewährleistet werden) und anderen Netzthemen wie Netzausbau für erneuerbare Energien (EE) aufgrund von Kapazitätsengpässen und Effekten innerhalb der Netztarifierung. Im Folgenden wird der Status Quo des heutigen Netznutzungsmodells dargestellt. Weiter wird in Bezug auf die EE auf das System zur Einhaltung der Netzstabilität (Systemdienstleistungen, Ausgleichsenergie) sowie auf die Systeme hinsichtlich nötiger Netzverstärkungen und letztlich auf das Tarifmodell näher eingegangen.

## 2. Das Schweizerische Netznutzungsmodell und die Fördermechanismen erneuerbarer Energien

### *Das Schweizerische Netznutzungsmodell heute*

Das gegenwärtige schweizerische Netznutzungsmodell beruht auf einer Anlastung der Netzkosten auf die Endkonsumenten (Ausspeisemodell). Hierbei wird zwischen individuell in Rechnung zu stellenden Kosten, z. B. Lastgangmessung für einen Marktzugang von Endverbrauchern über 100MWh, und nicht individuell in Rechnung zu stellenden Kosten, z. B. Netzausbaukosten aufgrund eines Verbrauchszuwachses, unterschieden. Letztere sind gemäss Art. 16 Stromversorgungsverordnung (StromVV) den Netznutzern im entsprechenden Netzgebiet anzulasten. Das Netznutzungsentgelt ist grundsätzlich von allen Endkonsumenten zu entrichten, ausgenommen hiervon ist der Elektrizitätsbezug für den Eigenbedarf eines Kraftwerkes sowie für den Antrieb von Pumpen in Pumpspeicherkraftwerken (Art. 4 Abs. 1 Bst. b und Art. 14 des Stromversorgungsgesetzes [StromVG]).

Die Kosten des Übertragungsnetzes sind den direkt angeschlossenen Endkonsumenten und Netzbetreibern zu einem für die Regelzone Schweiz einheitlichen Tarif gemäss der Aufteilung 60:30:10 auf Leistungspreise, Arbeitspreise und Grundgebühren zu verrechnen (Art. 15 Abs. 3 StromVV). Der Leistungspreis berücksichtigt die Spitzenlast (maximal bezogene Leistung aus dem Netz), die sich auf einen bestimmten Zeitraum bezieht. Er wird in CHF/kW berechnet. Der Arbeitspreis ist der Preis für die bezogene Energiemenge und wird je verbrauchter Kilowattstunde (CHF/kWh) berechnet. Für die Kosten des Verteilnetzes hat eine Anlastung auf die direkt angeschlossenen Endkonsumenten und Netzbetreiber zu 70% auf Basis des jährlichen Mittelwerts der tatsächlichen monatlichen Höchstleistungen (Spitzenlast) und zu 30% auf Basis der bezogenen elektrischen Energie zu erfolgen (Art. 16 StromVV). Art. 18 Abs. 2 StromVV legt zudem fest, dass der Netznutzungstarif für Endkonsumenten auf Spannungsebenen unter 1 kV in ganzjährig genutzten Liegenschaften ohne Leistungsmessung zu mindestens 70 Prozent ein nicht-degressiver Arbeitstarif (Rp./kWh) sein muss. Das trifft auf alle Haushaltskunden und KMU-Betriebe auf der untersten Netzebene (Niederspannungsebene) zu. Darüber hinaus sind die Netzbetreiber bei der Festlegung und der Ausgestaltung der Netznutzungstarife frei (Art. 18 Abs. 1 StromVV). Für am Verteilnetz angeschlossene Endkonsumenten ohne Leistungsmessung werden in der Schweiz entweder ein Arbeitspreis zusammen

mit einem Grundpreis oder nur ein Arbeitspreis erhoben. Diese berücksichtigen aber jeweils die oben ausgeführten Grundsätze.

#### *Förderung EE heute*

Die heutige Förderung der EE basiert auf den folgenden Grundsätzen:

- Kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) neuer EE über einen Zeitraum von 20 bis 25 Jahren. Die Vergütungssätze werden kontinuierlich über die Zeit, mit einer Orientierung an Kosten von Referenzanlagen, angepasst. Alternativ zur kontinuierlichen Förderung gibt es die Möglichkeit eines einmaligen Investitionskostenzuschusses (dies betrifft derzeit Photovoltaik-Anlagen mit einer Leistung von weniger als 30 kW).
- Eigenverbrauch (seit 2014 explizit im Gesetz): Stromproduzenten haben das Recht, die selbst produzierte Energie am Ort der Produktion ganz oder teilweise selbst zu verbrauchen (vgl. Kapitel zum Tarifsysteem). Hierdurch können sie Netzkosten und Abgaben an das Gemeinwesen sparen, welche über den Energiebezug abgerechnet werden. Damit bekommt die am Ort produzierte Energie effektiv einen höheren Wert, als sie am Markt oder aber in der Förderung bekommen würde.
- Verpflichtende Abnahme des erneuerbaren Stroms von gewissen Produzenten durch den Netzbetreiber (zum selben Preis, der für eine anderweitige Beschaffung bezahlt werden müsste).
- Anlagen in der KEV tragen die Kosten für Ausgleichsenergie nicht selber (vgl. Kapitel zu den Systemdienstleistungen).

Für die Umsetzung der Förderung der EE sind entsprechende Anpassungen bei den Netznutzungsentgelten notwendig. So werden die Kosten der KEV in Form eines arbeitsbezogenen Entgelts auf die Endkonsumenten umgelegt. Diese erhobenen Entgelte werden in den KEV-Fonds einbezahlt. Die Energie Pool Schweiz AG wurde vom BFE mit der Abwicklung der Energie- und Finanzflüsse im Bereich der KEV beauftragt und führt die "Bilanzgruppe für Erneuerbare Energien" (BG-EE). Die BG-EE ist verantwortlich für das Management der geförderten Anlagen mit Lastgangmessung (Einspeiseprognose, Einsatzplanung, Abstimmung, Fahrplanerstellung) und fordert die Kosten für die Ausgleichsenergie seiner Bilanzgruppe und seine Vollzugskosten beim KEV-Fonds ein. Anlagen ohne Lastgangmessung werden über die Bilanzgruppe des jeweiligen Verteilnetzbetreibers abgerechnet. Prognose und Ausgleichsenergie gehen auf absehbare Zeit noch in der Fluktuation des Endverbrauchs unter. Nichtsdestotrotz ist auch dies eine indirekte Förderung, welche vom Bilanzgruppenverantwortlichen übernommen wird, jedoch von beschränktem finanziellem Ausmass. Für Energie, die nicht aus dem Netz bezogen wird, sondern vor Ort selber produziert und verbraucht wird (Eigenverbrauch) fallen keine Netznutzungsentgelte an.

### **3. Systemdienstleistungen und Ausgleichsenergetragung**

#### *System zur Einhaltung der Netzstabilität heute*

Die nationale Netzgesellschaft Swissgrid ist verantwortlich für den stabilen Betrieb des Übertragungsnetzes. Zu diesem Zweck beschafft sie am Markt sogenannte Systemdienstleistungen (SDL), welche für die Aufrechterhaltung der Netzstabilität benötigt werden. Anbieter auf diesem SDL-Markt sind in erster Linie flexible Grosskraftwerke, d.h. in der Schweiz v.a. Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke. Eine der zentralen SDL ist die Bereitstellung von Regelleistung (sog. Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung). Swissgrid nutzt diese kurzfristig abrufbaren Leistungserhöhungen und -reduktionen, um ungeplante Schwankungen im Netz auszugleichen. So stellt sie sicher, dass Produktion und Verbrauch jederzeit im Gleichgewicht sind und die Netzfrequenz von 50 Hertz gehalten

werden kann. Regelleistung muss insbesondere auch vorgehalten werden, um den ungeplanten Ausfall eines Kraftwerks kurzfristig kompensieren zu können. Je grösser also die Leistung einzelner Kraftwerksblöcke, desto höher ist die vorzuhaltende Leistung. Hier ist vor allem die Kernkraft bestimmender Dimensionierungsparameter.

Finanziert werden die SDL über den Tariferlös „Allgemeine SDL“ (Art. 15 Abs. 2 StromVV) und über die von Swissgrid individuell in Rechnung gestellten SDL (Art. 15 Abs. 1 StromVV). Die allgemeinen SDL-Kosten beinhalten die Kosten für System- und Messdatenmanagement, Sicherstellen der Schwarzstartfähigkeit und der Inselbetriebsfähigkeit, Anteile der Kosten für Spannungshaltung, Primärregelung, Leistungsvorhaltung für Sekundär- und Tertiärregelung sowie die Kosten für die Netzverstärkungen im Verteilnetz (siehe Kapitel 4). Diese allgemeinen SDL, welche nicht spezifisch einzelnen Akteuren zugewiesen werden können, werden über den allgemeinen SDL-Tarif sowohl an die am Übertragungsnetz angeschlossenen Endkonsumenten als auch an alle Verteilnetzbetreiber, welche Endkunden in ihren Netzen haben, verrechnet. Der allgemeine SDL-Tarif beträgt z.Z. 0.54 Rp./kWh und schlägt sich in den Netznutzungsentgelten der Verteilnetzbetreiber nieder. Individuell in Rechnung gestellt werden hingegen den Netzbetreibern und den direkt am Übertragungsnetz angeschlossenen Endkonsumenten die Kosten für den Ausgleich von Wirkverlusten, die Lieferung von Blindenergie, die sie verursacht haben, sowie die Ausgleichsenergie. Die Ausgleichsenergie wird über das System der Bilanzgruppen (BG) abgewickelt. Ein- und Ausspeisung von Strom müssen der Swissgrid in einem Energiefahrplan am Vortag angemeldet werden. Aufgrund der tatsächlichen Ein- und Ausspeisung berechnet Swissgrid die Differenz zum Fahrplan und stellt diese den BG als Ausgleichsenergie in Rechnung. Die BG wiederum überwälzen diese Kosten an die ihnen zugeordneten Stromproduzenten und Endkonsumenten (über einen Ab- bzw. Zuschlag auf den Energiepreis). Auch die BG-EE prognostiziert die Produktion ihrer Anlagen.

Die Abweichungen der BG-EE und die Ausgleichsenergiekosten werden im heutigen KEV-System aus dem KEV-Fonds, welcher über den Netzzuschlag finanziert wird, bezahlt. Die Ausgleichsenergiekosten werden also nicht dem einzelnen EE-Anlagenbetreiber verrechnet. Im vom Bundesrat in der Energiestrategie 2050 (ES 2050) vorgeschlagenen System der Direktvermarktung – auch und insbesondere für EE - würden die Anlagenbetreiber die Kosten für die Ausgleichsenergie selber bezahlen, da sie den Strom am Markt absetzen müssen und der Energiepreis u.a. davon abhängt, wie gut die Stromeinspeisung prognostiziert werden kann. Anlagenbetreiber bzw. die Produzenten EE sowie die Abnehmer des Stroms haben somit einen Anreiz, möglichst gute Produktionsprognosen zu machen um die Kosten der Ausgleichsenergie gering zu halten. Der indirekte Fördermechanismus über die Einsparungen der Ausgleichsenergie würde also hiermit wegfallen.

#### *Erkannte Herausforderung*

- Betreiber von KEV-Anlagen haben heute keinen Anreiz, die Ausgleichsenergie gering zu halten, d.h. es gibt keinen System-inhärenten Anreiz, möglichst gute Prognosen zu erstellen und die Einspeisung möglichst fahrplamtreu vorzunehmen.  
→ Mit der Direktvermarktung will man u.a. genau diesen Anreiz einführen.

## 4. Handhabung nötiger Netzverstärkungen zur Einbindung von Produktion

*Situation bzgl. Erweiterungen der Netzinfrastruktur für EE heute*

Netzbetreiber sind verpflichtet, alle Stromproduzenten an das Elektrizitätsnetz anzuschliessen (Art. 5 Abs. 2 StromVG). Erzeugungsanlagen werden über eine Erschliessungsleitung am Einspeisepunkt an das Netz angeschlossen. Der Einspeisepunkt wird durch den Netzbetreiber festgelegt und er stellt den Übergang vom öffentlichen Netz auf die zur Anlage gehörende Erschliessungsleitung dar. Durch den Neubau einer Anlage muss die Erschliessungsleitung von der Anlage bis zum Einspeisepunkt neu erstellt oder verstärkt werden. Zusätzlich kann eine Erweiterung oder Verstärkung des bestehenden Netzes hinter dem Einspeisepunkt notwendig werden. Zentrale Punkte im Zusammenhang mit dem Netzanschluss von Erzeugungsanlagen sind einerseits die Festlegung des Einspeisepunktes und andererseits die Kostentragung der Erschliessungsleitung sowie der Verstärkungsmassnahmen im öffentlichen Netz.

Für EE-Anlagen, die unter die Artikel 7, 7a und 7b des Energiegesetzes (EnG) fallen, sind die Netzbetreiber verpflichtet, einen Anschluss über den technisch und wirtschaftlich günstigsten Einspeisepunkt herzustellen (Art. 2 Abs. 5 und Art. 3 der Energieverordnung [EnV]). Die Kosten für die Erstellung der dazu notwendigen Erschliessungsleitungen bis zum Einspeisepunkt sowie allfällige Transformationskosten gehen zu Lasten des Produzenten (Art. 2 Abs. 5 EnV). Werden im Verteilnetz aufgrund des Anschlusses von Produzenten nach den oben genannten Artikeln des EnG ab dem Einspeisepunkt Netzverstärkungen notwendig, können sie Teil der SDL der Swissgrid sein, sofern die Eidgenössische Elektrizitätskommission (EiCom) die Verstärkungsmassnahme als effizient einstuft und damit dafür qualifiziert (Art. 22 Abs. 3 StromVV). Die Swissgrid vergütet dann dem Netzbetreiber die Kosten für die notwendigen Netzverstärkungen (Art. 22 Abs. 4 und 5 StromVV). Somit werden diese Netzverstärkungskosten über alle Endkonsumenten in der Schweiz sozialisiert (allgemeiner SDL-Tarif in Rp./kWh). Netzverstärkungen haben jedoch nichts mit der klassischen Netzstabilität – also dem Gleichgewicht zwischen Produktion und Verbrauch – zu tun. Sie werden aber auch über die SDL finanziert.

Bei einem normalen Gesuch um Vergütung von Netzverstärkungskosten beurteilt die EiCom die Anrechenbarkeit der Kosten auf der Basis von einzelnen Anlagen. Prognosen für einen allfälligen Ausbaubedarf in Zukunft sind derzeit zwar auch grundsätzlich möglich, werden jedoch kaum praktiziert. Natürlich können auch Erzeugungsanlagen, die nicht unter Artikel 7, 7a und 7b EnG fallen, zu Verstärkungsmassnahmen im Netz und entsprechenden Kosten führen. Dies ist insbesondere bei grösseren Kraftwerken an neuen Standorten der Fall. In diesem Fall sind die Verstärkungskosten nicht über den SDL-Tarif sozialisierbar, sondern fliessen als Teil der Netzkosten in das lokale Netznutzungsentgelt ein.

In den letzten fünf Jahren hat die EiCom insgesamt 181 derartige Verfügungen erlassen. Die Summe der Kosten für Netzverstärkungen erreichte rund 27.8 Millionen Franken, die Kraftwerksleistung betrug insgesamt 140.4 MW. In Zukunft ist mit einem zunehmenden Bedarf an derartigen Verfügungen zu rechnen. Es ist jedoch zu bemerken, dass nicht für alle Netzverstärkungen auch ein Gesuch bei der EiCom eingereicht wird. Ein Netzbetreiber kann die Kosten auch als Teil seiner Netzkosten ausweisen und innerhalb seines Netzgebietes sozialisieren. Dann erhält er auf den Investitionen den vorgegebenen kalkulatorischen Zinssatz für das im Stromnetz gebundene Kapital (WACC).

Grundsätzlich besteht mit Art. 16 Abs. 3 StromVV die Regelung, dass unverhältnismässige Mehrkosten, welche im Verteilnetz durch Anschluss oder Betrieb von Erzeugungsanlagen entstehen, in angemessenem Umfang durch die Produzenten zu tragen sind und nicht als Teil der Netzkosten gelten können. Diese Regelung gilt für alle Produktionsanlagen im Verteilnetz. Wie Art. 16 Abs. 3 StromVV im konkreten Fall der Netzverstärkungen für EE anzuwenden ist nicht eindeutig, insbesondere fehlt dazu heute die Praxis. Sofern die Anwendung des Kriteriums der Verhältnismässigkeit für EE-verursachte Netzverstärkungskosten nicht zur Anwendung kommt, kann dies unter Umständen zu einer Ungleichbehandlung zwischen EE und konventioneller Erzeugung führen.

#### *Erkannte Herausforderungen*

Im Zusammenhang mit den Regelungen zum Netzanschluss sind in der heutigen Praxis folgende beiden Probleme dominant. Diese Herausforderungen haben jedoch nichts mit der Einhaltung der Netzstabilität, also der Fluktuation der EE, zu tun:

- Die Kriterien für die Beurteilung der Verhältnismässigkeit von Mehrkosten durch den Anschluss und Betrieb von Erzeugungsanlagen sind in der Praxis nicht geklärt. Zudem ist die Anwendung des Verhältnismässigkeitsartikels (Art. 16 Abs. 3 StromVV) auch auf EE-verursachte Netzverstärkungen zu klären.
- Damit Netzbetreiber eine langfristig kosteneffiziente Infrastruktur erstellen können, muss die Möglichkeit bestehen, gewisse Reservekapazität bereitzustellen. Für die Bereitstellung von Reservekapazität bei Netzverstärkungen gibt es derzeit jedoch keine klare gesetzliche Grundlage.

## **5. Tarifsysteem**

*Bei einer Neugestaltung des Tarifsystems sind folgende Ziele massgebend:*

- Verbesserung Verursachergerechtigkeit: Diejenigen, die die Netzkosten im Verteil- bzw. Übertragungsnetz verursachen, sollen diese auch grossmehrheitlich tragen.
- Systemdienlichkeit: Die Tarifgestaltung soll Anreize geben, sich netzdienlich zu verhalten, so dass Kosten eingespart werden können. Die Tarife sollen sich also auf die Netznutzer und die Netzbetreiber so auswirken, dass das Netz entlastet, der Netzbetrieb optimiert und das Netz nur dort ausgebaut wird, wo es auch tatsächlich notwendig ist.
- Einfache Umsetzbarkeit: Die Tarifgestaltung soll einfach umsetzbar sein in Bezug auf Messung, Verfügbarkeit der Daten und Administration.
- Kompatibilität mit der ES 2050: Der Ausbau der EE gemäss Energiestrategie muss gewährleistet werden können.

#### *Erkannte Herausforderungen*

Grundsätzlich werden die Netzkosten sowohl vom Netznutzungsverhalten der Produzenten wie der Konsumenten bestimmt. Die von den Produzenten bzw. den Konsumenten benötigte Netzkapazität sowie auch die mit dessen Nutzung verbundenen variablen Kosten sind jeweils abhängig vom Umfang sowie der zeitlichen und räumlichen Verteilung der Einspeisung bzw. der Entnahme. Die Netzkapazitäten, welche die Netzkosten wesentlich beeinflussen, werden hierbei insbesondere durch die Spitzenlast und die Spitzeneinspeisung bestimmt.

Netznutzer mit Leistungsmessung haben daher die Möglichkeit, die Kosten durch Brechung der Spitzen zu senken. So könnte die Verursachergerechtigkeit durch eine Erhöhung des Leistungspreises gefördert und bei gemessener Leistung das netzdienliche Verhalten gestärkt werden. Das wird heute bei den Haushalten und KMU-Betrieben durch die Vorgabe eines Arbeitspreises von mindestens 70% in der untersten Niederspannungsebene nicht erreicht. Durch eine Erhöhung des Leistungspreises geht jedoch eine Lenkungswirkung des Arbeitspreises hinsichtlich einer effizienten Energieverwendung (Energieeffizienz) verloren.

Bei der Bestimmung des Leistungspreises sollte die gemessene Höchstlast als Berechnungsgrundlage gelten. Die gemessene Leistung stellt die exakteste und verursachungsgerechteste Bezugsgrösse dar. Sie hat jedoch die technische Voraussetzung, dass der Netznutzer mit einem Zähler mit Leistungsmessung (wie bspw. einem Smart Meter) ausgestattet ist. Über die gemessene Leistung können effiziente Preissignale und Anreize für netzdienliches Verhalten gesetzt werden. Derzeit werden die Arbeiten zu einem verursachergerechten Tarifmodell intensiv im Rahmen der Revision des StromVG vorangetrieben. Ein erster Bericht liegt bereits vor<sup>1</sup>, auf dessen Basis die vielfältigen und komplexen Anreizwirkungen untersucht werden.

## 6. Fazit

Die Ausführungen zum Spezialthema der Netzverstärkungen für EE, aber auch der SDL und letztendlich der Tarifierung als übergreifendes Thema, zeigen, dass die Diskussion eines zu leistenden Beitrags der EE an der Netzstabilität komplex ist. Netzverstärkungen werden durch die EE im Verteilnetz nötig. Die Kosten dafür werden über die „allgemeinen SDL“ der Swissgrid derzeit landesweit sozialisiert. Dies ist jedoch nicht grundsätzlich eine Förderung, da ein ähnlicher Mechanismus auch für Grosskraftwerke angewendet wird. Eine Herausforderung ist der schwer prognostizierbare und schrittweise auftretende Zubau der EE und daher der wiederkehrende Bedarf an Netzverstärkungen. Hierzu werden allerdings sogenannte „weiterführende“ Netzverstärkungen grundsätzlich ermöglicht. Diese ermöglichen es, eine Kapazitätserweiterung des Netzes durchzuführen, die über den aktuellen Bedarf der realisierten EE hinausgeht, indem Prognosen des zukünftigen Ausbaus der EE verwendet werden. Anpassungen hinsichtlich der Kostentragung der Netzverstärkungen für EE würden auch die Kostentragung im Übertragungsnetz für Grosskraftwerke betreffen. Jegliche Anpassung hinsichtlich der Kosten bei Grosskraftwerken hätte sofort Auswirkungen auf deren Konkurrenzfähigkeit im Markt.

Eine indirekte Förderung, wenn auch in kleinem Masse, erfolgt durch die Ausgleichsenergiehandhabung der geförderten EE. Sie tragen die Kosten einer Abweichung von den Prognosen nicht selbst, sondern pauschal über den Förderfonds. Zwar sind derzeit insgesamt ca. 12'000 Photovoltaik-Anlagen am Netz, ihr Beitrag beträgt jedoch nur 1.5% der Stromproduktion in der Schweiz, weshalb eine Gefährdung der Netzstabilität in weiter Ferne liegt. Die Effekte der EE auf die technische Stabilität können folglich derzeit als gering eingestuft werden. Die mit der ES2050 vorgesehene Direktvermarktung sorgt dafür, dass Betreiber von geförderten Anlagen die Ausgleichsenergie selber bezahlen müssen. So fällt diese indirekte Förderung mittel- bis langfristig aus, und die EE werden mehr in Richtung Markt geführt. Aufgrund des Direktvermarktungssystems wird also schon bald ein Anreiz für EE geschaffen, möglichst genaue Prognosen zu erstellen, ungeplante Einspeiseschwankungen zu vermeiden, eine bedarfsgerechtere Produktion sicherzustellen und der Netzstabilität zu helfen. Somit wird durch die Direktvermarktung auch schon dem Beschluss des Nationalrates zu Art. 22 Abs. 6 E-EnG Rechnung

<sup>1</sup> [http://www.bfe.admin.ch/themen/00612/00613/04787/index.html?lang=de&dossier\\_id=06327](http://www.bfe.admin.ch/themen/00612/00613/04787/index.html?lang=de&dossier_id=06327)

getragen. Zu beachten gilt es jedoch, dass viele EE-Anlagen nicht per se steuerbar sind. Weiter soll mit der nächsten Revision der EnV präzisiert werden, wie Betreiber von geförderten Anlagen bereits heute am Markt für SDL teilnehmen können. Damit kann die Flexibilität – beispielsweise von Biogas-Anlagen – verwendet werden, um die Netzstabilität zu erhöhen.

Ein weiterer indirekter Fördermechanismus ist das Konzept der Eigenverbrauchsregelung. Hier kann, aufgrund einer Umverteilung der Netzkosten, der Anlagenbetreiber, der in der Eigenverbrauchsregelung ist, zusätzliche Einnahmen durch Einsparungen der Netznutzungsentgelte erreichen. Eine angemessenere Beteiligung von Eigenverbrauchern<sup>2</sup> an den Netzkosten und somit eine angemessene Umsetzung des Verursacherprinzips kann durch eine Erhöhung des Leistungspreises oder die Schaffung einer speziellen Kundengruppe erreicht werden. Ersteres gilt neben Eigenverbrauchern allerdings grundsätzlich für alle Endkonsumenten. Bei der Bestimmung des Leistungspreises sollte die gemessene Höchstlast als Berechnungsgrundlage gelten. Über die gemessene Leistung können effiziente Preissignale und Anreize für netzdienliches Verhalten gesetzt werden. Hierbei gilt es jedoch zu bedenken, dass dies dem Fördergedanken von neuen EE entgegen- und der Ausbreitung einer zunehmend dezentraleren Energieversorgung im Wege steht, falls dies nicht sorgfältig ausgestaltet wird.

Das derzeitige System von Netznutzungsentgelten, SDL und Tragung der Ausgleichsenergie sowie Handhabung von Netzausbauten entwickelt die Anreize, die derzeit nötig sind, um vermehrt EE auszubauen, nicht vollends gegen eine Verursachergerechtigkeit zu verstossen und Schritt für Schritt die EE näher an den Markt zu bringen. Anpassungen hinsichtlich einer Beteiligung der EE an der Netzstabilität hätten weitreichende Auswirkungen auf Tarife, Märkte (im Besonderen für den SDL Markt), aber auch auf die Förderung der EE und somit auch auf die Ziele der ES2050. Anpassungen in einem Bereich ziehen in nicht unbedingt absehbarer Art und Weise Effekte in den anderen Themenfeldern nach sich. Dies erfordert vertiefte Untersuchungen, um erst mittelfristig die Anreize nach Bedarf in die richtige Richtung anzupassen. Die Arbeiten dazu laufen derzeit integral im Rahmen der materiellen Erwägungen zur Revision des StromVG. Untersuchungen zur Tarifgestaltung im Rahmen einer kürzlich veröffentlichten Studie haben eine Basis für weitere Überlegungen zur Tarifgestaltung und Kostentragung in den Netzen gelegt<sup>3</sup>. Intensive Gespräche mit Netzbetreibern hinsichtlich möglichen Tarifierungsmodellen und Anreizen finden statt. Derzeit kann noch keine abschliessende Einschätzung gegeben werden. Hierzu wird aufgrund der Komplexität ein längerer Zeithorizont benötigt, als es für die Beratung der ES2050 vorgesehen ist. Zudem können die Nebeneffekte der EE (indirekte Förderung) auf die Netzstabilität derzeit und auch mittelfristig – gemäss den Energieperspektiven 2050 – als untergeordnet gegenüber den Zielen zum Ausbau der EE erachtet werden.

---

<sup>2</sup> Eigenverbraucher bezahlen, wie im Ausgangskapitel erwähnt, kein Netznutzungsentgelt bei der Elektrizitätsproduktion für den Eigenbedarf. Es wird hier von Eigenverbrauchern ausgegangen, die nicht vom Stromnetz isoliert sind. Die vollständige Bedarfsdeckung durch Eigenerzeugung ist selten. Der durchschnittliche Eigenverbraucher benutzt in der Regel die vollen Netzkapazitäten vielfach zu Spitzenzeiten.

<sup>3</sup> Weiterentwicklung des Netznutzungsmodells, 2015. Studie von DNV GL im Auftrag des BFE.  
[http://www.bfe.admin.ch/themen/00612/00613/04787/index.html?lang=de&dossier\\_id=06327](http://www.bfe.admin.ch/themen/00612/00613/04787/index.html?lang=de&dossier_id=06327)