

Link zu den Unterlagen: https://fedlex.data.admin.ch/eli/dl/proj/2024/2/cons_1

zugehöriges Gesetz: https://www.fedlex.admin.ch/eli/fga/2023/2301/de#lvl_2/sec_2_d

Einreichfrist: 28. Mai 2024

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation

Bundesamt für Energie

3003 Bern

Per E-Mail an: verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Bern, 12. Mai 2024

Stellungnahme des Verbandes unabhängiger Energieerzeuger VESE zur Revision der
Energieverordnung EnV, Energieförderungsverordnung EnFV, Stromversorgungsverordnung StromVV
im Rahmen des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien /
Mantelerlasses / Stromgesetzes

Sehr geehrte Damen und Herren

Herzlichen Dank für die Möglichkeit, an der Vernehmlassung mitwirken zu können. Untenstehend
finden Sie unsere allgemeine Einschätzung der Vorlage sowie detaillierte Rückmeldungen.

Dabei werden wir uns aufgrund der Komplexität (der Mantelerlass hat einen Umfang von 38 juristisch
geschriebenen Seiten mit nur Änderungen und Ergänzungen bestehender Gesetze, die
Verordnungsänderungen gesamthaft über 110 Seiten) in unserer Stellungnahme auf die Punkte,
welche für Betreiber und Investoren grosser Solaranlagen und für Solargenossenschaften von
Wichtigkeit sind, beschränken. Daraus kann aber nicht geschlossen werden, dass wir vollumfänglich
hinter den von uns nicht angesprochenen Punkten stehen.

Für Rückfragen und weitere Auskünfte stehen Ihnen nachfolgende Personen gerne zur Verfügung:

Walter Sachs, Präsident: Tel. 076 528 09 36, walter.sachs@vese.ch

Diego Fischer, Mitglied des Vorstands und Projektleiter pvtarif.ch: Tel. 077 466 86 26,
diego.fischer@vese.ch

Lucia Grüter, Mitglied des Vorstands: Tel. 079 390 08 91, lucia.grueter@vese.ch

Inhalt

Allgemeine Beurteilung der Vorlagen	3
Energieverordnung EnV.....	4
Art. 12 Abs 1 und 1 ^{bis} : Abnahmevergütungen / minimale Rückliefertarife.....	4
Energieförderungsverordnung EnFV	8
Anhang 2.1, Ziff. 17 und 18: Einmalvergütungen	8
Art. 30: Gleitende Marktprämie - Gleichbehandlung mit Wasserkraft.....	9
Art. 33: Anforderungen an den Betrieb / Lebensdauer der Anlage	9
Art. 35a: Projektierungsbeiträge auch für PV	10
Stromversorgungsverordnung StromVV	10
Art. 4a: Nutzung der Möglichkeiten der «erweiterten Eigenproduktion».....	10
Art. 4a: Jährliche Wahlmöglichkeit - erweiterte Eigenproduktion vs. Markt	10
Art. 13e: Leitungsverstärkungen.....	11
Art. 14 Abs. 3: Virtuelle ZEV, Nutzung der Anschlussleitung	12
Art. 18a: Netznutzungstarife	12
Artikel 18c - 18g: Speicher	13
Art. 19b: Inanspruchnahme von neuen Flexibilitätsnutzungen	14
Art. 19d: garantierte Flexibilität.....	14
Art. 19e - 19h: lokale Elektrizitätsgemeinschaft LEG.....	14

Allgemeine Beurteilung der Vorlagen

VESE begrüsst die Gesetzesänderungen, welche mit dem "Mantelerlass" kommen und im Juni 2024 zur Abstimmung stehen. Insbesondere das erklärte Ziel, bis 2035 mind. 35 TWh Strom aus neuen erneuerbaren Energien zu produzieren.

Wir hatten dieses "Stromgesetz", wie der Mantelerlass auch genannt wird, während des gesamten parlamentarischen Prozesses begleitet und beobachtet, wie mit jeder Differenzbereinigung, mit jeder Debatte, das Gesetz weiter an Qualität und Schlagkraft verlor.

Herausgekommen ist ein Gesetz, was gut gemeint ist, aber in welchem das Parlament keinerlei Leitplanken mehr vorgibt - so kann z.B. die minimale Abnahmevergütung völlig frei sogar auf 0 Rp/kWh vom Bundesrat festgelegt werden.

Auch das Thema "Leitungsverstärkungen", bei welchem das Parlament eindeutig den Willen geäussert hatte, Leitungsverstärkungen über die Netzkosten zu solidarisieren, wurde in den Beratungen mit dem Nachsatz versehen "der Bundesrat kann eine Höchstgrenze pro kW festlegen". Da hier das Parlament keine Leitplanken mitgegeben hat, in welcher Grössenordnung diese "Höchstgrenze" liegen soll, hatte der Bundesrat und das ihm unterstellte Bundesamt für Energie BFE freie Hand. Und mit der Festlegung auf CHF 50/kW wurde ein Betrag gewählt, welcher im ländlichen Bereich ca. 10-30% der Verstärkungskosten deckt. Bei 10% kann man aber nicht mehr von einer Übernahme der Leitungskosten, sondern höchstens von einer "Förderung" sprechen. Und nicht nur in diesem Punkt sind unsere Befürchtungen wahr geworden.

Denn so, wie der Mantelerlass jetzt umgesetzt werden soll, wird es den weiteren Solarausbau und damit die Energiewende eher bremsen als beschleunigen.

Detaillierte Rückmeldungen

Energieverordnung EnV

Art. 12 Abs 1 und 1^{bis}: Abnahmevergütungen / minimale Rückliefertarife

Résumé

Dem Art. 15 des EnG wird mit der statischen Betrachtung von genau drei Referenzanlagen nicht entsprochen.

Es braucht eine detailliertere Betrachtung, in welche insbesondere das Anlagenalter und der Eigenverbrauch einfließen.

VESE schlägt deshalb, basierend auf den Tabellen des BFE, eine detailliertere Aufstellung von Referenzanlagen mitsamt ihrer Minimalvergütungen, gruppiert nach Leistung und Eigenverbrauchsanteil, zu erstellen. Siehe Tabelle 1.

Mit einem Alterskorrekturfaktor werden das Alter der Anlage und die höheren Gestehungskosten älterer Anlagen berücksichtigt. Siehe Tabelle 2.

Die Minimalvergütungen werden so berechnet, dass sich eine PV-Referenzanlage innert der in der Verordnung vorgesehenen Lebensdauer (EnFV, Art. 33) amortisiert (inkl. angemessenem Gewinn).

Da die Anlagenproduktion mit dem BFE-Referenzmarktpreis vergütet wird (der höher als die Minimalvergütung sein kann), werden Massnahmen zur Vermeidung von Übergewinnen vorgeschlagen.

Herkunftsnachweise

Das separate Verkaufen des HKN ist unnötig kompliziert und schwer kalkulierbar. Dies, weil HKN, zumal wenn sie ab 2027 «quartalsscharf» werden, nur sehr schwer planbar in eine Amortisationsrechnung eingerechnet werden können. Denn ein "Durchschnittspreis" bedeutet noch lange nicht, dass dieser Preis auch erzielt werden kann - für HKN gibt es nicht wirklich einen Markt, viele VNB nehmen nur die HKN der bei ihnen einspeisenden Anlagen ab. Teilweise steuern VNBs mittels HKN auch verschiedene Kundengruppen, z.B. gibt es Fälle, bei denen ein PV-Produzent in eine höherwertige Produktklasse wechseln muss, damit der VNB den HKN abnimmt. Dies ist nicht im Sinne des Gesetzes.

VESE schlägt deshalb vor, dass bei allen Anlagen, die ins System der Minimalvergütungen fallen, der HKN in der Minimalvergütung inkludiert ist. Der abnehmende VNB kann dann wiederum diesen HKN nutzen, um den Strom der Abnehmer im Sinne von "inländisch und erneuerbar" zu klassifizieren.

Korrektur der Berechnungen für den Minimaltarif im erläuternden Bericht der Energieförderverordnung

Im erläuternden Bericht zur Energieförderverordnung EnFV, auf Seite 5, sind uns folgende Berechnungsgrundlagen als Fehler aufgefallen. Wir möchten beliebt machen, diese für die

endgültigen Verordnungen zu korrigieren:

- die EIV für 15 kWp beträgt CHF 5'400, nicht CHF 5'700
- Mehrwertsteuer müsste geprüft werden, nicht jeder kann Mehrwertsteuer absetzen oder ist mehrwertsteuerpflichtig
- Steuerabzüge sollten auf 0 gesetzt werden. Für Anlagen im Eigentum juristischer Personen gibt es keine Steuerabzüge, Privatpersonen müssen bei Steuerabzugsmöglichkeit die Stromeinspeisung als Einkommen versteuern, dies hebt den Steuerabzug auf. Bei Stockwerkeigentum kann kein Steuerabzug geltend gemacht werden, falls die Finanzierung aus dem Renovationsfond erfolgt
- die Einsparung beim Eigenverbrauch ist eher geringer als angenommen, denn die den Berechnungen zugrunde gelegten Strompreise spiegeln gerade die letzten drei Jahre mit ihren Verwerfungen am Strommarkt wider; bei Weiterverkauf an Dritte (z.B. ZEV) kann nicht der volle Stromtarif angerechnet werden, sondern z.B. nur 80%
- durch dynamische Tarife und Verlagerung der kWh-Preise auf Netzkosten wird in Zukunft der Eigenverbrauch weniger wert sein
- der Wert der HKNs ist nicht beurteilbar, da kein Markt für die HKNs existiert - wird zusätzlich verschärft durch die ab 2027 geltende, quartalsweise Gültigkeit - Vorschlag VESE: HKN auf 0 Rappen
- in die Betriebskosten müssten die Rückbaukosten eingerechnet werden
- Anlagendegradation gemäss PSI eher bei 0.5%/Jahr
- Fehler im Swissolar-Rechner, die geschlossenen Formeln zur Amortisationsrechnung hat VESE hier aufgeschaltet: <https://www.vese.ch/minimalverguetung>

Minimalvergütungen für Photovoltaikanlagen

Die Annahmen, welche im erläuternden Bericht zur Verordnung gemacht werden, zeigen wieder einmal deutlich, wie stark die Amortisation einer PV-Anlage vom Eigenverbrauch abhängt. Denn Eigenverbrauchsanteile von 40 und 60% lassen sich nur mit eigenverbrauchsoptimierten Anlagen erreichen, dies wird meist dadurch erreicht, dass das Solarpotential nicht ausgenutzt wird. Statistisch gesehen, wird die Hälfte aller Anlagen mit einem niedrigeren, die Hälfte mit einem höheren Eigenverbrauchsanteil betrieben werden¹.

Weiterhin ist der relevante kWh-Preis sehr stark von den Randbedingungen abhängig. So wird im erläuternden Bericht eine Steuereinsparung eingerechnet, was nur für Privatpersonen möglich ist, die im Allgemeinen Kleinanlagen < 30 kW bauen. Eine juristische Person (Solargenossenschaft, Firma) hat kein Anrecht auf Steuereinsparungen beim Bau einer Photovoltaikanlage. Hinzu kommt, dass Dachmieten und Verwaltungskosten bezahlt werden müssen, die in den Referenzanlagen nicht eingerechnet wurden. Warum die Amortisationszeiten auf 25 Jahre gerechnet werden, aber gemäss EnFV, Art. 33 von 20 Jahren Lebensdauer bei PV-Anlagen ausgegangen wird, ist uns nicht verständlich.

¹ s. hierzu auch die Studie der ZHAW, welche zeigt, dass bisher jeweils nur 49% der geeigneten Dachflächen ausgenutzt wurden, Link: <https://digitalcollection.zhaw.ch/handle/11475/25310> (ab S. 36)

Zusammengefasst:

Das Problem der Definition einer «Referenzanlage» kann man nicht durch die Definition von genau drei Anlagentypen lösen. Damit ist dem Sinne des Gesetzes "orientieren sich an der Amortisation von Referenzanlagen" nicht genüge getan. Es ist etwas mehr Detailarbeit gefragt, mit einer Aufschlüsselung nach Eigenverbrauchsanteil und Alter der Anlage. Zudem wäre es aus volkswirtschaftlicher Sicht wünschenswert, wenn allfällige Übergewinne in die Amortisationsberechnungen eingehen würden.

Vorschlag VESE

Die Referenzanlagen werden nach Eigenverbrauchsanteil und Leistungsklasse gruppiert, für jede Anlage wird eine Minimalvergütung berechnet.

Gruppierung nach Leistungsklassen und Eigenverbrauchanteilen

Leistungsklasse	Eigenverbrauchsanteil	notw. Minimalvergütung inkl. HKN für im Jahr 2024 gebaute Anlagen (Bsp.Werte)
< 30 kW	0%	14
< 30 kW	1 -100%	8
30-150 kW	0%	12
30-150 kW	<20%	10
30-150 kW	20 - 40%	8
30-150 kW	40 - 60%	4
30-150 kW	> 60%	0

Tabelle 1: Gruppierung Referenzanlagen

Erläuterungen:

- Eigenverbrauchsanteil: dieser wird bei Anlagen ab 30 kW jährlich neu ermittelt (Anlagen ab 30 kW haben einen Produktions- und einen Einspeisezähler, deren Werte an Pronovo übermittelt werden), eine Klassifizierung dieser Anlagen kann einmal pro Jahr durch Pronovo automatisiert erfolgen, dabei gilt, dass eine Anlage nur höhergestuft werden kann, aber nicht herunter (um z.B. zu vermeiden, dass Anlagen die ersten Jahre mit hohem Eigenverbrauch amortisieren und dann für die letzten Jahre zu hohe Minimalvergütungen bekämen)
- die notwendige Minimalvergütung für jede Kategorie wird gemäss dem vom BFE im erläuternden Bericht gemachten Vorgehen berechnet. Allerdings sollte die Steuereinsparung für Anlagen ab 30 kWh nicht berücksichtigt werden, die Lebensdauer der Anlage sollte der Lebensdauer gemäss EnFV Art. 33 entsprechen und der HKN inkludiert sein.

Alterskorrekturfaktor

Die Energieförderungsverordnung EnFV (730.03), Anhang 1.2 bestimmt die Vergütungssätze für Photovoltaikanlagen mit Inbetriebnahmen ab 2013. Für Anlagen <100 kW, die z.B. 2013 in Betrieb gingen, beträgt dieser 21.2 Rp./kWh, was einem Faktor von 2.36 entspricht, verglichen mit 9 Rp./kWh,

die seit 2020 gelten. Für Anlagen < 1'000 kW fällt der Faktor etwas geringer aus, in 2013 lag der Vergütungssatz um das 2.06-fache höher verglichen mit dem Jahr 2020.

Diese Vergütungssätze repräsentieren die Gestehungskosten von Photovoltaikanlagen der jeweiligen Altersklasse. Wir schlagen deshalb vor, sie als Basis für einen Alterskorrekturfaktor zu nehmen. Der HKN ist in den Vergütungssätzen bereits eingerechnet, seit 2020 ist die Vergütung auf demselben Wert. Die Investitionskosten für PV-Anlagen sind zwischenzeitlich vor allem wegen Lieferengpässen stark angestiegen, haben sich aber wieder normalisiert und liegen ungefähr auf demselben Niveau wie in 2020/21.

Ohne Alterskorrekturfaktor können ältere Anlagen, die für bis zu 4'000 CHF/kWp gebaut wurden, nicht amortisiert werden.

	Bis 31.12.2013	1.1.2014– 31.3.2015	1.4.2015– 30.9.2015	1.10.2015– 31.3.2016	1.4.2016– 30.9.2016	1.10.2016– 31.3.2017	1.4.2017– 31.12.2017	1.1.2018– 31.3.2019	1.4.2019– 31.3.2020	ab 1.4.2020
<100 kW										
Rp./kWh	21.2	18.7	16	14.8	14	13.2	12.1	11	10	9
Korrekturfaktor	2.36	2.08	1.78	1.64	1.56	1.47	1.34	1.22	1.11	1.00
<1000 kW										
Rp./kWh	18.5	17	15	14.1	13.1	12.2	11.5	11	10	9
Korrekturfaktor	2.06	1.89	1.67	1.57	1.46	1.36	1.28	1.22	1.11	1.00

Tabelle 2: Alterskorrekturfaktor

Effektiv notwendige Minimalvergütung

Die notwendige Minimalvergütung ergibt sich dann aus der Vergütung gemäss Tabelle 1 multipliziert mit dem Alterskorrekturfaktor aus Tabelle 2.

Berücksichtigung allfälliger Übergewinne

Die notwendigen Minimalvergütungen sind so ausgelegt, dass sich eine Anlage amortisiert (wenn die Minimalvergütungen durchgehend während der Lebensdauer gezahlt werden).

Die Marktpreise sind dynamisch. Möglich ist es, dass z.B. die Marktpreise in den ersten zehn Jahren der Anlage das Doppelte der Minimalvergütungen betragen. In diesem Falle wäre eine Anlage mit einer Lebensdauer von 20 Jahren nach zehn Jahren amortisiert, es wäre volkswirtschaftlich gesehen nicht sinnvoll, diese Anlage weitere zehn Jahre mit einer Minimalvergütung allenfalls zu stützen.

Deshalb schlägt VESE vor, die Minimalvergütung, basierend auf den während der Betriebszeit gezahlten BFE-Referenzmarktpreisen, zu dynamisieren.

Dies, indem bei allen Jahren, in welchen der BFE-Referenzmarktpreis höher als die effektiv notwendige Minimalvergütung war, die Differenz zwischen BFE-Referenzmarktpreis und Minimalvergütung addiert wird. Dieser Betrag, der sogenannte "Übergewinn", wird dann durch die Restlebensdauer der Anlage geteilt, entsprechend vermindert sich dann die effektiv notwendige Minimalvergütung.

Beispiel

- Annahme: Anlage 60 kWp, 30% Eigenverbrauch, Baujahr Feb. 2019
- Minimalvergütung gemäss Tabelle 1: 8 Rp/kWh,
- Alterskorrekturfaktor gemäss Tabelle 2: 1.22
- die effektiv notwendige Minimalvergütung ergibt sich zu: 9.76 Rp / kWh

Die Kostenrechnung wäre dann wie folgt:

Jahr	2019	2020	2021	2022	2023
BFE-Referenzmarktpreis inkl. HKN [Rp/kWh]	6.2	5.1	11.5	31.0	10.3
Übergewinn [Rp/kWh]	0	0	1.74	21.24	0.54

Tabelle 3: Übergewinnberechnung basierend auf dem obigen Modell, in den Referenzmarktpreis ist der HKN fix mit 2 Rp/kWh eingerechnet

- Übergewinn Total: 23.52 Rp/kWh
- Anlagenrestlebenszeit: 20 - 5 = 15 Jahre
- korrigierte Minimalvergütung: $9.76 \text{ Rp/kWh} - 23.52 / 15 = 8.19 \text{ Rp/kWh}$

Hinweis: Obiges Modell geht davon aus, dass die Minimalvergütung nie niedriger als die effektiv notwendige Minimalvergütung sein kann. Nach jetziger Gesetzgebung werden von den meisten VNB Gestehungskosten bezahlt. Bei der Berechnung der notwendigen Minimalvergütung dieser VNB müssen in obiger Tabelle die tatsächlich bezahlten Abnahmevergütungen eingetragen werden. Konsequenterweise müssten bei VNB, welche Referenzmarktpreise zahlten, auch negative Übergewinne in die korrigierte Minimalvergütung eingerechnet werden.

Energieförderungsverordnung EnFV

Anhang 2.1, Ziff. 17 und 18: Einmalvergütungen

Für uns ist es unverständlich, warum die Einmalvergütungen weiter abgesenkt werden sollen, insbesondere vor dem Hintergrund der niedrigen Minimalvergütung.

Die starke Erhöhung der Vergütung für Fassadenanlagen wird den gewünschten Effekt wohl nur wenig bringen, denn der langsame Zubau von Fassadenanlagen hat andere Gründe (individuelle Lösungen, gestalterische Fragen, Verschattungsfragen bei niedrig hängenden Anlagen, Brandschutzfragen bei hoch hängenden Anlagen etc.) als die der zu niedrigen EIV.

Art. 30: Gleitende Marktprämie - Gleichbehandlung mit Wasserkraft

Grosse Photovoltaik-Kraftwerke sind für die Energiewende genauso wichtig wie grosse Wasserkraftwerke (Photovoltaikanlagen sind notwendig für die Pumpspeichern, und, wie es der Winter 2023/24 zeigte, wurden die Speicherseen dank der Photovoltaik geschont)

VESE fordert deshalb eine Gleichbehandlung grosser PV-Anlagen mit Wasserkraftanlagen. Und hier mit «steuerbaren Wasserkraftanlagen», denn auch eine PV-Anlage ist gemäss Art. EnFV, Art. 2 Bst. g «steuerbare Wasserkraftanlage: Wasserkraftanlage die eine Flexibilität von mindestens sechs Volllaststunden aufweist» steuerbar.

Konkret bedeutet dies:

- auch die PV soll die freie Wahlmöglichkeit zwischen Einmalvergütung und Gleitender Marktprämie haben (s. Art. 30b^{sexies}). Es ist unfair, dass die Wasserkraft sowohl den Satz der Einmalvergütung als auch den der Gleitenden Marktprämie kennt und dann innert 30 Tagen wählen darf, die PV dagegen sich bereits bei Antragsstellung (wenn die Sätze noch nicht bekannt sind) zwischen einer der beiden Varianten entscheiden muss
- grosse PV-Anlagen sind gemäss Art. 2 Bst. g allenfalls als «steuerbare Anlagen» zu behandeln, denn auch PV-Anlagen weisen bei entsprechender Planung eine «Flexibilität von mindestens sechs Volllaststunden»² auf
- die Kosten grosser PV-Anlagen sind mind. so individuell wie die grosser Wasserkraftwerke - es ist deswegen selbstverständlich, dass grosse PV-Anlagen gemäss Art. 30a^{quinquies} Satz 3 ebenfalls eine gleitende Marktprämie basierend auf tatsächlicher Kostenrechnung und tatsächlichen Erlösen erhalten (inkl. Neubeurteilungen, sollte sich z.B. der Kapitalzinssatz ändern) - Anhang 6.1 Abschn. 3.2 - hier wird bei steuerbaren Anlagen die Gleitende Marktprämie als «Differenz zwischen Jahreskosten und Jahreserlös» ermittelt
- ein Höchstwert von ebenfalls 30 Rp/kWh (Art. 30b) haben
- auch bei Erweiterungen den erweiterten Teil in die Gleitende Marktprämie bringen dürfen

Weiterhin wollen wir beliebt machen, dass auch die HKN Eingang in die Gleitende Marktprämie finden. Dies macht es für alle Beteiligten einfacher und die HKN selbst können wieder an die Bezüger rückverteilt werden.

Art. 33: Anforderungen an den Betrieb / Lebensdauer der Anlage

Solar- (20 Jahre), Biogas- (10 Jahre) und KVA- und Wasserkraftanlagen (15 Jahre) sollten bezüglich der Lebensdauer (Art. 33) gleich behandelt werden. Denn die angenommenen Lebensdauern fliessen direkt in die Gestehungskostenberechnung (LCOE) ein.

Sieht man auch die teilweise häufigen gesetzlichen Änderungen sowie technischen Erfordernisse an, so ist es unverständlich, dass eine PV-Anlage, welche HEIV erhalten hat, während 20 Jahren nicht umgebaut werden darf. Unser Vorschlag ist, allen Anlagentypen die gleiche Lebensdauer

² dem Mindestkriterium für ein steuerbares Wasserkraftwerk

zuzugestehen - denn notwendige Unterhaltsarbeiten, wie sie z.B. bei Biogasanlagen in höherem Masse anfallen, sind schon in deren Gestehungskosten eingerechnet.

Art. 35a: Projektierungsbeiträge auch für PV

Es ist unverständlich, dass an andere Erzeugungstechnologien ausser der Solarenergie Projektierungsbeiträge in Höhe von 40 Prozent der anrechenbaren Projektierungskosten gewährleistet werden, für (grosse) Solaranlagen aber nicht.

Stromversorgungsverordnung StromVV

Art. 4a: Nutzung der Möglichkeiten der «erweiterten Eigenproduktion»

VESE regt an, die Möglichkeiten, welche das StromVG für die «erweiterte Eigenproduktion³» vorsieht, auch zu nutzen - denn *«dem Gesetzgeber ging es insbesondere auch darum, dass Produzentinnen und Produzenten von erneuerbaren Energien ihren Absatz absichern können und dass PPA ausserhalb der staatlichen Förderung zu einer neuen sicheren und planbaren Einnahmequelle werden.⁴»*

Dies kann z.B. durch folgende Möglichkeiten erreicht werden:

- a) für Energieerzeugungsanlagen Dritter werden die Gestehungskosten vergütet und in die Grundversorgung eingerechnet, dies zumindest solange, bis der Mindestanteil gemäss StromVV, Art. 4a Satz 3, von 20% erneuerbarem, inländischen Strom in der Grundversorgung erreicht ist
- b) PPAs: Art 4a Satz 3 wird wie folgt erweitert:

Neu, Art. 4a Satz 3, Ergänzung letzter Satz:

Prioritär müssen dabei PPAs mit an der Restamortisationsdauer von EE-Anlagen orientierten Laufzeiten zu Gestehungskosten mit Produzenten neuer, erneuerbarer Energie, welche der Verteilnetzbetreiber aufgrund seiner Abnahme- und Vergütungspflicht abnehmen muss, abgeschlossen werden.

Art. 4a: Jährliche Wahlmöglichkeit - erweiterte Eigenproduktion vs. Markt

Es ist nicht verständlich, dass Verteilnetzbetreiber mit hoher Eigenproduktion für ihre eigenen Anlagen ein jährliches Wahlrecht habe, ob sie die produzierte Energie zu durchschnittlichen, jährlichen Gestehungskosten in die Grundversorgung absetzen oder am freien Markt verkaufen wollen.

Dieses Wahlrecht steht privaten Betreibern nur insofern zu, dass sie die Wahl zwischen der «Abnahme- und Vergütungsgarantie» des Verteilnetzbetreibers, zusammen mit dem quartalsweisen Marktpreis und allenfalls Minimalabsicherung, haben oder aber an Dritte verkaufen wollen. Ein

³ also die Produktion, welche der VNB gemäss Art. 15 EnG («Abnahmepflicht») von Dritten abnehmen muss

⁴ aus dem erläuternden Bericht zur StromVV

Einspeisen in die Grundversorgung ist ihnen verwehrt, obwohl dies gemäss Gesetz und Verordnung via «erweiterte Eigenproduktion» möglich wäre. Wir fordern, den Art. 4a Satz 2 entsprechend zu ändern - und zwar analog der gleitenden Marktprämie, d.h. «einmal entschieden, immer entschieden».

Art. 13e: Leitungsverstärkungen

Die Kosten für Leitungsverstärkungen können individuell sehr unterschiedlich ausfallen.

Deswegen ist die vorgeschlagene Regelung, maximal CHF 50/kW abzugelten, abzulehnen⁵.

Denn mit dieser Regelung ist der Willen des Gesetzes, nämlich die Finanzierung der Verstärkungen durch «die Kosten des Übertragungsnetzes», nicht erfüllt. Im ländlichen Bereich können die Netzverstärkungskosten ohne Trafo für eine 200 kWp-Anlage CHF 20'000 - CHF 100'000 betragen - erstattet würden CHF 10'000 werden, d.h. bis zu 90% der Kosten müssten vom PV-Investor selbst getragen werden. Hier muss man eher von einer Förderung, als einer Übernahme der Kosten reden. Auch darf man das Ziel des «Mantelerlasses» nicht aus den Augen verlieren: der «Mantelerlass» soll der Beschleunigung der Energiewende dienen, bei diesen Ansätzen wird aber keine einzige Anlage, die nicht eh schon gebaut werden würde, gebaut werden.

Daneben muss weiter beachtet werden, dass manche PV-Anlagen, z.B. die mit Teilnahme an einer LEG bestehend aus einem Industrieunternehmen und einem landwirtschaftlichen Betrieb oder auch PV-Anlagen, welche ein langfristiges PPA zu guten Konditionen abschliessen können, auch ohne Übernahme der Kosten für Leitungsverstärkungen wirtschaftlich betrieben werden können (auch hier zeigen sich wieder die Grenzen der immer komplexer werdenden Regelungen und indirekten PV-Förderungen mittels Eigenverbrauch, ZEV und LEG). Diese Anlagen können die notwendigen Verstärkungen selbst finanzieren, hier ist eine Übernahme nicht notwendig.

Anlagen, die nur oder zum grossen Teil den Strom ins Netz einspeisen, produzieren erneuerbaren Strom für die Allgemeinheit. Dies soll nicht bestraft, sondern unterstützt werden. Des Weiteren sind solche Anlagen zwingend nötig, um das Ziel der Energiewende zu erreichen. Gleichzeitig müssen die benötigten Netzverstärkungskosten wirtschaftlich im Verhältnis liegen in Anbetracht der Anlagengrösse. Nicht jeder Standort ist sinnvoll zu erschliessen.

Art. 15b Absatz 5 im Gesetz besagt, dass der Bundesrat ein Maximum der anrechenbaren Kosten pro KW der Anlage festlegen kann, d.h. er muss dies nicht tun. VESE schlägt daher folgende Regelung vor:

Neu, StromVV, Art. 13e, Satz 3:

Vergütungen für Verstärkungen von Anschlussleitungen nach Artikel 15b Absatz 5 StromVG werden nach Einreichen der Schlussrechnung für die Verstärkungen rückvergütet. Die Rückvergütung erfolgt für die Kosten ab Parzellengrenze bis zum Anschlusspunkt zu 100%.

Falls die Verwaltung an einem Maximum der anrechenbaren Kosten pro kW der Anlage festhalten will, schlägt VESE folgende Regelung vor:

Vergütungen für Verstärkungen von Anschlussleitungen nach Artikel 15b Absatz 5 StromVG werden

⁵ zumal gemäss Art. 13e Satz 2 der Verteilnetzbetreiber eine pauschale Abgeltung in Höhe von CHF 59/kW neu installierter Erzeugungsleistung für «den generellen Bedarf an Netzverstärkungen, unabhängig von einer effektiven Realisierung, erhält»

nach Einreichen der Schlussrechnung für die Verstärkungen rückvergütet. Die Rückvergütung für Anlagen mit maximal 20% Eigenverbrauch beträgt maximal 200 CHF/kWp der ausgewiesenen Leitungsverstärkungskosten

Daneben muss geprüft werden, ob ein Ausbau auf 60% der DC-Leistung der Anlage deutlich preiswerter wäre. In diesem Falle ist die Leitung auf 60% zu dimensionieren und dem PV-Produzenten für den eingespeisten Strom eine um 8% höhere Abnahmevergütung zu zahlen (Modell der Elektra Jegenstorf⁶).

Art. 14 Abs. 3: Virtuelle ZEV, Nutzung der Anschlussleitung

Einverstanden.

Art. 18a: Netznutzungstarife

Die Intention des Parlaments beim Mantelerlass ist die sichere Versorgung mit erneuerbaren Energien. Nebst dem Ausbau gehört dazu Effizienz, Suffizienz sowie Demand-Side-Management DSM.

Um die Effizienz zu fördern, wurden vor vielen Jahren bei vielen VNBs die Grund- und Messtarife abgeschafft und sämtliche Kosten und Gebühren vollumfänglich auf die Kilowattstunde verbrauchte Energie umgelegt. Dies machte den Strom teurer, damit wertvoller und belohnte die, welche sich sparsam, d.h. effizient und suffizient, verhielten.

Es ist uns unverständlich, dass von dieser, seit vielen Jahren erfolgreichen, Prämisse abgewichen wurde. Denn mit dem neuen Artikel 4, der bei den Beratungen des Gesetzes in den vergangenen zwei Jahren nie im Fokus stand, werden neu wieder Grundgebühren und Leistungstarife für alle Endverbraucher in Form «dynamischer Tarife» eingeführt.

Hier erhofft man sich, dass der Verbraucher über eine zeitliche Steuerung seines Verbrauchs Strom zu Zeiten braucht, in welchen die Netze nicht belastet und gleichzeitig die Energie «im Überfluss» vorhanden ist.

Dabei geht aber vergessen, dass damit der Anreiz der «teuren Strompreise» entfällt und vor allem, dass für den «normalen Konsumenten», und das wird über 80% aller Messstellen betreffen, der Verbrauch zeitlich gar nicht steuerbar ist. Beleuchtung wird abends gebraucht, und Waschmaschine und Kochherd, die beiden anderen grossen Verbraucher im Privatbereich, können zeitlich nur sehr bedingt gesteuert werden. Dies zum einen, weil die meisten Konsumenten berufstätig sind, und zum anderen, weil dynamische Tarife eben dynamisch sind, d.h. jeden Tag zu anderen Zeiten andere Preise haben können. Das wäre, wie wenn der Bus jeden Tag leicht versetzt zu einer anderen Zeit fahren würde, einfach dann, wenn die Strassen frei sind. Kurzum: es ist in der Praxis nicht umsetzbar, zumal die von Waschmaschine und Herd gebrauchten Strommengen zu gering für signifikante Auswirkungen auf den zeitlichen Verbrauch sind.

Anders sieht dies mit automatisch steuerbaren Verbrauchern wie Wärmepumpe und E-Ladestationen aus. Doch hier fehlen die Erfahrungen - die Auswirkungen variabler Tarife sind unbekannt. Anstatt nun

⁶ Link: www.elektra.ch/stromprodukte/top-40

für alle Konsumenten neu variable Tarife überzustülpen, wäre es sinnvoller gewesen, erst einmal Pilotprojekte zu fahren und diese auszuwerten. Denn: für eine sinnvolle, zeitliche Steuerung von Wärmepumpen braucht es thermische Zwischenspeicher, entweder in der Form von thermischen, meist wasserbasierten Pufferspeichern oder einer Betonkernaktivierung (Fussbodenheizung). Ausserdem müssen Wärmepumpen dann leicht überdimensioniert sein, damit auch in kalten Tagen trotz stundenweisem Abschalten genug Wärmeenergie produziert werden kann. Immerhin gibt es hier erste Erfahrungen mit den Rundsteuerempfängern, vor grossflächigem Einführen dynamischer Tarife wären aber technische Werksvorschriften für die Dimensionierung von Wärmepumpenanlagen sinnvoll.

Bei Ladestationen fehlen die Erfahrungen, obwohl es erste Untersuchungen gibt: werden die Konsumenten «netzdienlich» laden? Welche Anreize und welchen finanziellen Spread bräuchte es dafür, damit die Auswirkungen wirklich substantiell Netze und (zeitliche) Energieproduktion entlasten würden?

Anstelle dynamische Tarife nun auf alle Endverbraucher auszurollen (mit den entsprechenden Kostenfolgen: «intelligente Messsysteme für alle», «Datenplattform», nicht zu vergessen der IT- und Kommunikationsaufwand bei den Verteilnetzbetreibern, um die Tarifoptionen zu verwalten und zu kommunizieren), wäre es sinnvoller gewesen, erst einmal Pilotprojekte, wie sie in der Vergangenheit von Repower oder aktuell von der GroupeE (Tarif «Vario», Link: www.groupee.ch/de/energie/elektrizitaet/privatkunden/vario) durchgeführt werden, auszuwerten und zu optimieren.

Neu, StromVV Art. 18 Satz 3:

Die Netzbetreiber müssen für jede Kundengruppe einen Standardtarif festlegen und diesen als solchen bezeichnen. Sie dürfen den Endverbrauchern weitere Tarife zur Auswahl anbieten. Für die Basiskundengruppe muss der Standardtarif Art. 18a Satz 2 a entsprechen.

Artikel 18c - 18g: Speicher

Speicher sind nun endlich vom Netzentgelt befreit (dies war eine alte VESE-Forderung). Unverständlich für uns ist aber die unterschiedliche Behandlung von Speichern mit und ohne Endverbrauch am gleichen Messpunkt: Speicher mit Endverbrauch bekommen die Netztarife abzüglich Leistungskomponente und Grundgebühr rückerstattet, Speicher ohne Endverbrauch bekommen den kompletten Netztarif zurückerstattet. Dieser Punkt hat Relevanz, da nebst einer Ungleichbehandlung die Gefahr besteht, dass durch dynamische Tarife (Leistungskomponente) die netzdienliche Rückspeisung, beispielsweise mit Fahrzeugen, wirtschaftlich uninteressant gemacht wird.

Zurückgespeicherter Strom fällt nicht unter die Abnahme- und Vergütungspflicht des VNB. Dies wird die netzdienliche Einbindung von Heimspeichern behindern, da auch kleine Speicherbetreiber einen gesonderten Vertrag mit dem VNB oder einem Dritten abschliessen müssten. Hier empfiehlt sich die Vorgabe einer Bagatellgrenze.

Art. 19b: Inanspruchnahme von neuen Flexibilitätsnutzungen

Mit den vorgeschlagenen Bestimmungen sind Modelle wie der Top-40 der Elektra Jegenstorf oder der Tarif «Vario» der Groupe E nicht möglich. Dies, da die vorgeschlagenen Bestimmungen davon ausgehen, dass nur der Verteilnetzbetreiber die Flexibilität steuern kann. In der Praxis ist es aber auch möglich, die Flexibilität rein auf Kundenseite mit dem dort vorhandenen Equipment zu steuern und dies allenfalls mit einem intelligenten Messsystem zu überwachen. VESE schlägt deshalb die folgenden Änderungen vor.

Neu, StromVV Art. 19b Satz 1:

Stimmt der Flexibilitätsinhaber der Nutzung seiner Flexibilität durch den Verteilnetzbetreiber zu, vereinbart er mit dem Verteilnetzbetreiber unter anderem Folgendes:

- a. Den Umfang der geplanten Nutzung von Flexibilität*
- b. Allfällig notwendige Installationen für die Steuerung und Regelung*
- c. Wie das System eingesetzt wird*
- d. streichen*
- e. Die Vergütung auf der Grundlage objektiver und diskriminierungsfreier Kriterien*

Neu, StromVV Art. 19b Satz 2:

Streichen.

Art. 19d: garantierte Flexibilität

In Anbetracht der gesenkten Einmalvergütungen sowie der niedrigen, nicht planbaren Abnahmevergütungen, lehnen wir eine entschädigungsfreie Flexibilitätsnutzung von 3% des Jahresertrags ab.

Wichtig ist uns, zu betonen, dass wir uns nicht gegen generelle Einspeisebegrenzungen stemmen. Diese können sehr sinnvoll sein, vor allem in Gebieten, in denen die Netze produktionsgetrieben ausgebaut wurden.

Ein Abstellen auf die Grenze von 3% der Jahresproduktion ist in der Praxis aber schwierig umzusetzen, denn 100% der Jahresproduktion sind ja gar nicht bekannt (da einspeisebegrenzt). Wir schlagen deshalb vor, ein Modell ähnlich dem TOP-40 ([Link: www.elektra.ch/stromprodukte/top-40](http://www.elektra.ch/stromprodukte/top-40)) der Elektra Jegenstorf zu nehmen - hier darf der VNB die Einspeisung am Übergabepunkt auf 60% der DC-Generatorleistung begrenzen, der Produzent erhält dafür eine um 8% höhere Abnahmevergütung (welche den Jahresminderertrag kompensiert). Ausserdem kann der Produzent die nicht eingespeiste Energie für den Eigenverbrauch nutzen.

Art. 19e - 19h: lokale Elektrizitätsgemeinschaft LEG

Bei der LEG sind im Moment mehr Fragen offen als Antworten da sind. Deshalb verzichten wir hier im auf konkrete Vorschläge. Für uns unklar / nicht handhabbar sind die folgenden Punkte:

- die Netzeinsparungen sind, obwohl nachvollziehbar, zu gering, um eine LEG erfolgreich etablieren

zu können (nach Abzug der voll zu zahlenden Abgaben und Umlagen sind es effektiv Einsparungen von ca. 18% (NE 7) resp. 9% (NE-übergreifend)

- Das Zusammenspiel Prosumer/ZEV-LEG ist unklar: kann bei einer Teilnahme an einer LEG nach wie vor von Eigenverbrauch profitiert werden? Oder wird sämtlicher Strom via LEG abgerechnet? Dies geht auch nicht aus dem erläuternden Bericht hervor. Art. 19g Abs. 3 StromVV ist hier unklar, es heisst dort: "Es ist nach Massgabe der Lastgangwerte von 15 Minuten eine Gegenüberstellung aller Elektrizitätsbezüge und aller Elektrizitätseinspeisungen der Teilnehmer der Gemeinschaft vorzunehmen." Dies kann so interpretiert werden, dass der Übergabezähler eines ZEV oder eines Prosumers als Referenz dient, dann könnten ZEVs und Prosumer den selbst verbrauchten Strom weiterhin ohne Netzgebühren abrechnen. Diese Sichtweise steht aber in einem gewissen Widerspruch zu Art. 19e Abs.1 StromVV: "Eine lokale Elektrizitätsgemeinschaft kann gebildet werden, wenn die Leistung der Erzeugungsanlagen, die in die Gemeinschaft eingebracht werden, mindestens 20 Prozent der Anschlussleistung aller an ihr teilnehmenden Endverbraucher beträgt." Welche Erzeugungsleistung ist die hier massgebliche? Bringt der Prosumer seine Anlage komplett ein, so kann er wohl keinen Eigenverbrauch mehr machen. Bringt er sie nur teilweise ein, so müsste er sie (nachträglich) aufsplitten in eine Produktions- und eine Eigenverbrauchsanlage
- LEGS fördern die Investitionssicherheit von PV-Anlagen nicht: LEGs müssen, damit PV-Anlagen investitionssicher sind, langfristig angelegt werden - doch dies ist kaum möglich, bei grösseren LEGs wird es immer Zu- und Abgänge geben. Diese Mutationen müssen verwaltet werden, dazu kommt, dass keine stabile Grundlage bzgl. des Spreads existiert: denn der VNB kann das Standardstromprodukt - und damit die Energie- und Netzpreise und vor allem das Verhältnis zwischen diesen - jährlich neu anpassen. Es gibt also keine solide Basis zur Kalkulation einer LEG
- 20%-Regel: Da Übergangsfristen fehlen, löst sich die LEG bei Unterschreiten des 20%-Anteils juristisch gesehen «schlagartig» auf. Hier wären Übergangsfristen wünschenswert, um z.B. neue PV-Produzenten kontrahieren zu können oder z.B. bei Abriss eines Gebäudes mit PV Zeit zu haben, eine neue PV-Anlage bauen zu können. Eine Übergangsfrist von 6-12 Monaten, in der der Minimalanteil unterschritten werden darf, würden wir für angemessen halten