



Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V.
International Solar Energy Society, German Section

Stellungnahme der Deutschen Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS) e.V. zum Referentenentwurf „EEG 2023“ vom 4.3.2022

Vorbemerkung:

Die Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. wurde 1975 in München gegründet. Seit 1989 ist sie gleichzeitig die deutsche Sektion der International Solar Energy Society (ISES). Ihre bundesweite satzungsgemäße Tätigkeit ist als gemeinnützig anerkannt.

Die DGS vertritt die Interessen von Verbrauchern und Anwendern für die Bereiche Erneuerbare Energie und der rationellen Verwendung von Energie. Durch ihre Landesverbände stellt die DGS Hilfestellungen für Unternehmen, Investoren, Eigenversorger, Projektierer und Berater im Bereich der Solartechnik bereit, neben der Vereinseigenen Fachzeitschrift „Sonnenenergie“ insbesondere im Bereich der Aus- und Fortbildung (DGS Solarakademien) und mit praktischen Anwendungshilfen wie Leitfäden und Vertragsmuster für die Versorgung vor Ort („PV Mieten Plus“) und Software zur Wirtschaftlichkeitsberechnung solcher Projekte („PV@Now“).

Aus ihrer Arbeit und dem engen Kontakt zu Anwendern heraus hat die DGS einen besonderen und langjährigen Einblick in die Probleme, die sich beim Ausbau der erneuerbaren Energien auf, an oder in Gebäuden stellen. In diesem Bereich sind große Potentiale des Ausbaus der Solarenergie, sowohl zur Strom- als auch zur Wärmeerzeugung, in der Vergangenheit ungenutzt geblieben. Viele intelligente und technisch mögliche Konzepte zur Nutzung von Solarenergie in Verbindung mit Blockheizkraftwerken, Wärmepumpen und intelligenter Haustechnik wurden durch gesetzliche Vorgaben unnötig verteuert und ausgebremst.

Wir haben dazu bereits im Februar ein Vorschlagspapier vorgelegt, das hier abrufbar ist: https://www.dgs.de/fileadmin/user_upload/220210_DGS_Vorschlaege_Osterpaket.pdf

Wir freuen uns sehr, dass einige der dort genannten Punkte bereits Einzug in den Referentenentwurf gehalten haben.

Wir haben den vorliegenden Referentenentwurf des EEG 2023 intensiv durchgearbeitet und ausschließlich hinsichtlich der Umsetzung von PV-Projekten bewertet. Wir begrüßen den Entwurf grundsätzlich, möchten aber auf bestimmte Probleme und weitere Maßnahmen hinweisen, die aus unserer Sicht notwendig sind, um die möglichen Potentiale tatsächlich auch in der Praxis heben zu können.



Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V.
International Solar Energy Society, German Section

Grundsätzliche Zustimmung in folgenden Punkten:

- Wir begrüßen, dass bis 2035 Treibhausneutralität erreicht werden soll
- Wir begrüßen, dass der Ausbau der erneuerbaren Energien ambitioniert vorangehen soll
- Wir begrüßen, dass mit dem Ansatz eines Stromverbrauchs von 715 TWh Stromverbrauch p.a. eine realistische Schätzung vorgenommen wurde, die auch den Ausbau von Wärmepumpen und Elektromobilität berücksichtigt.
- Wir halten es für richtig, den jährlichen Photovoltaik-Ausbau von knapp über 5 auf 20 Gigawatt pro Jahr anzuheben, um bis 2035 300 GW PV-Leistung für die deutsche Stromversorgung verfügbar zu haben.
- Wir begrüßen es, die Ausschreibungsmengen anzuheben, die Flächenkulisse zu vergrößern und neue Anlagenkonzepte im Rahmen der besonderen Solaranlagen voranzubringen.
- Wir halten es für richtig, für Bürgerenergie bis 6 MW eine ausschreibungsfreie Projektrealisierung zu ermöglichen. Zu „Energy Sharing“ finden Sie einen Kritikpunkt weiter unten.
- Auch die – jetzt vorgezogene – Entlastung der Stromkunden durch die Abschaffung der EEG-Umlage findet unsere Zustimmung, ebenso die Abschaffung der Abführung von EEG-Umlage bei PV-Stromerzeugern als Entlastung für kleine PV-Projekte mit Stromlieferung, für PV-Projekte über 30 kWp und auch für Mieterstromprojekte.
- Auch begrüßen wir die Abschaffung der Förderbegrenzung bei Dachanlagen über 300 bis 750 kW, auch wenn diese nach Übergangszeit erst ab 1.1.2023 umgesetzt wird.

Kritikpunkte und Anmerkungen:

1. getrennte Vergütungssätze für Volleinspeiser / Teileinspeiser bei PV-Anlagen

Die mit der EEG-Novelle vorgesehene Spaltung der Fördersätze (anzulegenden Werte) in ein höheres Förderniveau für Volleinspeiser und ein niedrigeres Förderniveau für Teileinspeiser von PV-Strom sehen wir als problematisch an. Wir befürchten, dass die anzulegenden Werte angesichts steigender Anlagenpreise ohnehin zu niedrigen Sätzen

- bei Anlagen mit hohem Eigenverbrauch etwas zu niedrig
- bei Anlagen von niedrigem Eigenverbrauch viel zu niedrig und
- bei Volleinspeisung etwas zu niedrig

sind und der Versuch, durch gestaffelte Sätze eine Überförderung von Anlagen zu vermeiden, die durch Versorgung vor Ort eine zusätzliche Ersparnis gegenüber den Netzstrompreisen einbringen, letztlich nur weitere Kompliziertheiten und kalkulatorische Fußangeln bringt.

Wir befürchten außerdem, dass der nach Wegfall der EEG-Umlage verbleibende Vorteil der Versorgung vor Ort überschätzt wird, da ein entsprechend hoher Eigenversorgungsanteil durch weitere Kosten und Investitionen (zum Beispiel in Speicher) erst erwirtschaftet werden muss, während ein geringer Eigenversorgungsanteil bei der gewählten Struktur zu ungerechtfertigten und EU-rechtlich bedenklichen Nachteilen gegenüber der Volleinspeisung führt.

Studien u.a. der HTW Berlin (hier abrufbar: <https://solar.htw-berlin.de/studien/deckelstudie/>) kamen schon im vergangenen Jahr – bei seinerzeit noch wesentlich niedrigeren Inflationserwartungen - zu dem Schluss, dass ohne Aufhebung der Degression bzw. Anhebung der Sätze der festen Einspeisevergütung für Neuanlagen in diesem Jahr auch für Anlagen, bei denen Eigenversorgung mit Einspeisung kombiniert wird, die Wirtschaftlichkeit entfällt.

Hinzu kommt in der derzeit gegebenen Lage, dass die sich ergebenden Vergütungssätze unter dem aktuellen Marktwert für den eingespeisten Strom an der Strombörse liegen.

Wir setzen uns dafür ein, dass sowohl Eigenversorgungs- als auch Volleinspeiseanlagen eine wirtschaftliche Perspektive haben und realisiert werden können. Das gilt insbesondere auch für Eigenversorgungsanlagen mit nur geringem Eigenversorgungsanteil, aber möglicherweise interessanten Konzepten zur Eigenversorgung. Dies gilt für relativ große PV-Anlage auf Wohnhäusern, für die eventuell erst zu einem späteren Zeitpunkt z.B. die Anschaffung einer

Wärmepumpenheizung oder eines E-Autos ansteht, ebenso wie eine große PV-Bürgeranlage auf einem gemeindeeigenen Dach (z.B. Bauhof) mit – im Verhältnis - wenig Stromverbrauch. Wenn solche Anlagen durch das EEG zur Volleinspeisung gedrängt werden, entfallen Bemühungen der Betreiber vor Ort, den Verbrauch von Strom auf die Erzeugung aus erneuerbaren Energien zu optimieren, also Stromverbräuche in die Zeiten hoher Erträge zu legen, oder den Verbrauch konventioneller Energien durch PV-Strom zu substituieren (E-Auto, Wärmepumpe).

Ein derart vorausschauendes Handeln im Sinne der Energiewende darf nicht wirtschaftlich bestraft werden. Andernfalls wird der derzeitige Trend zur Errichtung kleinerer, auf die Eigenversorgung optimierter Anlage (mit dann hohem Eigenverbrauchsanteil) weiter verstärkt.

Einen konkreten Umsetzungsvorschlag nach unseren Vorstellungen finden Sie dazu in Anlage 1.

2. Ausschreibung und Eigenversorgung

§ 27a EEG sieht derzeit für Dachanlagen über 300 kW und Freiflächenanlagen über 750 kW, die nach Zuschlag gefördert werden, ein Verbot der Eigenversorgung vor. Dieses Verbot ist nach Wegfall der EEG-Umlage durch Auslagerung des Anlagenbetriebes an einen Contractor und Lieferung des Stroms an Verbraucher vor Ort leicht zu umgehen, begründet aber katastrophale Folgen für den Anlagenbetreiber, falls doch – und sei es aus Unkenntnis – eine auch nur geringfügige Eigenversorgung erfolgt. Die Begründung für das Verbot, nämlich angesichts der „Förderung“ der Eigenversorgungsmengen durch EEG-Umlage-Vorteile störe das „Level-Playing-Field“ der Bewerber ist schon deshalb nicht schlüssig, weil tatsächlich eine Wettbewerbsverzerrung zugunsten derjenigen Bewerber erfolgt, die keine Standortvorteile im Sinn örtlichen Verbrauchs realisieren können, und sich infolge der Regelung trotzdem – auf Basis anderer Standort- oder Wettbewerbsvorteile – durchsetzen. Mit einem Entfall der EEG-Umlage entfällt zudem sogar diese – letztlich zynische – Begründung und es bleibt allein eine – gegen die novellierte EE-RL der EU verstoßende – Benachteiligung von Eigenversorgern im Großanlagenbereich, die auch Projekte zur netzdienlichen Eigenversorgung aus bereits vorhandenen Anlagen unnötig behindert.

§ 27a EEG sollte daher unbedingt - rückwirkend - aufgehoben werden.

3. unnötige administrative Anforderungen im EEG

Die differenzierte EEG-Umlage-Erhebung bei der Stromversorgung vor Ort (Eigenversorger/Versorgung Dritter) führte bisher neben den damit verbundenen Anmelde- und Abrechnungspflichten bei Verteilnetz- und Übertragungsnetzbetreiber zur Notwendigkeit einer kleinteiligen und kostenintensiven Messung (oder Schätzung) der jeweiligen Strommengen je nach Herkunft (eigene PV/BHKW/Netz) und Stromverbraucher (Allgemeinstrom/ Wohnungseigentümer/ Mieter), selbst wenn die entsprechenden örtlichen Vertragsverhältnisse diese Messungen zu Abrechnungszwecken gar nicht benötigen, wie zum Beispiel beim pauschalen Einschluss der Stromversorgung in den Mietvertrag oder bei gleicher Bepreisung von eigenerzeugtem Strom und Netzstrom. Es ist daher von großer Wichtigkeit, dass mit einer Abschaffung der EEG-Umlage auch die mit der EEG-Umlageerhebung verbundenen Melde- und Messanforderungen restlos entfallen. Daneben sollten die im EEG geregelten technischen Anforderungen (insbesondere §§ 9ff.) überprüft werden, inwieweit sie für Anlagen, die Erneuerbare Energien erzeugen, höhere Anforderungen als für sonstige Stromerzeugungsanlagen aufstellen und wie dies ggf. mit Art. 21 RED II zu vereinbaren ist.

Kleine PV-Anlagen müssen nach EEG § 9 (2) Satz 3 am Einspeisepunkt auf eine maximale Einspeisung von 70% der Nennleistung gedrosselt werden. Das trifft vor allem für kleine PV-Anlagen mit Volleinspeisung zu, dort werden dadurch ca. 3 bis 5 Prozent der Jahresenergiemenge der Anlage „abgeregelt“. Im aktuellen Entwurf der EEG-Novelle ist dazu keine Änderung enthalten.

Diese Regelung muss aus unserer Sicht sofort gestrichen werden.

4. unnötige administrative Anforderungen im EnWG

Neben den Regelungen des EEG halten auch die Regelungen des EnWG erhebliche Hemmnisse für die Gestaltung der Stromversorgung vor Ort bereit. Denn die Behandlung jeglicher Abweichung von der Eigenversorgung als „Stromlieferung“ auch im EnWG hat die Folge, dass die für Elektrizitätsversorgungsunternehmen bzw. netzgebundene Energieversorger geltenden Regeln Anwendung finden, sobald die „Personenidentität“ zwischen Anlagenbetreiber*in und Stromverbraucher*in nicht gegeben ist, selbst dann, wenn die Stromversorgung mit Heizung und Wasser als Nebenleistung in einen Mietvertrag eingebunden oder Gewerbe- oder Eigentumsgemeinschaften sich gemeinsam mit Strom versorgen. Die komplexen, auf die Energiewirtschaft zugeschnittenen Regelungen des EnWG sind für solche Sachverhalte des „kleinen Mieterstroms“ und der gemeinsamen Eigenversorgung jedoch völlig überdimensioniert und überhaupt nicht erforderlich.

Wir empfehlen deshalb, die Sachverhalte der Stromversorgung vor Ort, d.h. innerhalb der Kundenanlage bzw. ohne Netzdurchleitung, unabhängig von der Frage der Eigenversorgung oder Fremdversorgung vollständig aus dem Regelwerk des EnWG für die Stromlieferung herauszunehmen. Diese wäre durch eine entsprechende Ausnahme der Eigenversorgung im Sinne von Art. 21 RED II von den Regelungen der §§ 41 bis 42 EnWG zu erreichen oder eine engere Fassung der einschlägigen Definitionen in § 3 EnWG. Für letzteres wären die in Nummern 15 c und 31 a vorhandenen Definitionen zu ändern bzw. zu ergänzen wie folgt:

15 c. Energielieferant:

Lieferant bei einer Gas- oder Stromlieferung

15 d. Energielieferung:

Lieferung von Strom oder Gas über ein Energie- oder Elektrizitätsversorgungsnetz

31 a. Stromlieferant oder Elektrizitätsversorgungsunternehmen:

Lieferant bei einer Stromlieferung

31 b. Stromlieferung:

Lieferung von Strom über ein Elektrizitätsversorgungsnetz

5. Anpassung der Regelungen zum Mieterstrom

Die Mieterstromförderung des EEG hat sich als untauglich für Vermieter erwiesen, die im Zweifel eine auf Eigenerzeugung im Haus gestützte Stromversorgung leichter – ähnlich einer Zentralheizung – als Nebenleistung im Zuge des Mietverhältnisses regeln, als eine an das Gebäude gebundene langfristige Investition über – von Gesetzes wegen – kurzfristige und unabhängig vom Mietvertrag existierende, aufwändig und stromwirtschaftlich zu verwaltende „Mieterstromverträge“ (§ 42a EnWG).

Sie hat jedoch eine Branche entsprechend spezialisierte Stromversorger entstehen lassen, die die örtliche Versorgung mit kreativen technischen Konzepten und oft auch großer ideeller Motivation auch Mietern bzw. Grundstücksnutzern vermitteln, die nicht selbst eine Anlage betreiben wollen oder können. Für diesen Bereich haben diese Unternehmen eine wichtige Rolle, die auch weiterhin gefördert werden sollte. Unabhängig von der Frage der Höhe und Ausgestaltung der Förderung leiden jedoch auch diese Unternehmen – neben den bereits oben angesprochenen administrativen Hemmnissen der örtlichen Versorgung - an unnötigen mieterstromspezifischen administrativen Vorgaben, namentlich

- der zu engen Begrenzung der Anlagengröße auf 100 kW
- der Beschränkung auf Wohngebäude
- der fehlenden Möglichkeit mehrere Teile eines Quartiers mittels örtlicher Netzdurchleitung zu verbinden

- Vereinfachung der Messkonzepte: keine Forderung nach zeitgenauer Abrechnung jedes Mieters, Ermöglichung von Summenzählermodellen sowie an den mit der Förderung verbundenen – zusätzlichen – Vorgaben für den Mieterstromvertrag in § 42a EnWG, namentlich

- der - vom BGB abweichenden - Laufzeitbeschränkung auch für gewerbliche Abnehmer
- der Preisdeckelung
- der einerseits verbotenen Bindung an den Mietvertrag und andererseits der gesetzlichen Auflösung „mit der Rückgabe der Wohnung“ (selbst wenn der Anbieter hiervon keine Kenntnis erlangt).

Tatsächlich erscheint keine der besonderen Regelungen in § 42a EnWG (mehr) erforderlich:

- die Laufzeitbeschränkung ist für gewerbliche Anbieter unnötig und schädlich, für Verbraucher durch das insoweit geänderte BGB bereits gewährleistet
- die Preisdeckelung ist bei einer maximalen Laufzeit von einem Jahr unnötig, da der Kunde den Anbieter wechseln kann und durch die Bindung des Mieterstrom-Anbieters an das Quartier für diesen ohnehin eine strukturelle Notwendigkeit entsprechender Preisgestaltung besteht
- die dauerhafte Bindung an den Mietvertrag infolge der Freiheit der Verbraucher, den Stromanbieter zu wechseln, nicht möglich ist, eine anfängliche Bindung aber durchaus sinnvoll sein könnte, um Mieterstromkonzepten eine adäquate Chance zu geben, die nötige Abdeckung im Quartier zu erreichen.

Dementsprechend könnte § 42a ersatzlos entfallen oder durch eine Regelung ersetzt werden, die die Anwendung der Regelungen der §§ 41 bis 42 EnWG für Mieterstromanbieter auf essentielle Regelungen zum Schutz von Verbrauchern beschränkt, aber von der für kleinteilige Modelle vor Ort unverhältnismäßigen Pflichten befreit, insbesondere den Pflichten zur (insoweit ohnehin unsinnig unternehmens- und nicht quartiersbezogenen) Stromkennzeichnung, Information auf einer Internetseite sowie zum Angebot bestimmter gesetzlich vorgegebener Tarife, Konditionen- und Angebotswahlmöglichkeiten, die einen nur im Quartier tätigen Stromversorger überfordern und die Möglichkeit kreativer und innovativer Quartierslösungen einengen.

Dazu wäre es förderlich für solche Modelle, wenn die Stromsteuerbefreiung nach § 9 Abs. 1 Nr. 3 auch dreistufigen Modellen (Anlagenbetreiber – Mieterstromanbieter – Verbraucher) zugutekäme. Die bisherige Regelung führt effektiv nur dazu, dass der Mieterstromanbieter auch Anlagenbetreiber wird und, wenn nicht auch das Eigentum an der Anlage erworben wird, was wiederum Dachmietverträge, Dienstbarkeiten usw. erforderlich macht, mit dem Netzbetreiber um die in diesen Fällen rechtlich umstrittene Betreiberstellung streiten muss.

Auch die Möglichkeit der Wahl des Messtellenbetreibers gem. § 6 MsbG durch den Hauseigentümer sollte um die Variante ergänzt werden, dass dies zu dem Zweck geschieht, Mieterstrom im Gebäude anzubieten.

Die volumenmäßige Begrenzung der Menge der in Betrieb gehenden geförderten Leistung auf 500 MW gemäß § 23c Abs. 2 und 3 sollte ersatzlos entfallen.

6. gebäudeintegrierten PV-Anlagen anregen

Gebäudeintegrierte PV-Anlagen werden wegen ihrer höheren Investitionskosten bisher kaum errichtet: der Marktanteil liegt unter 0,5% und ist damit verschwindend gering. Hier besteht dringender Handlungsbedarf. Um die Energiewende umzusetzen, werden alle geeigneten Flächen benötigt - insbesondere auch Fassaden. Durch den Einsatz von Indach- und Fassadenmodulen lassen sich zudem Baustoffe und damit deren graue Energie einsparen.

Um die Umsetzung von gebäudeintegrierte PV-Anlagen zu motivieren, regen wir an, die anzulegenden Werte für derartige PV-Anlagen auf ein wirtschaftlich attraktives Niveau anzuheben. Das könnte z.B. durch einen einfachen Zuschlag beim anzulegenden Wert für Dach- und Fassadenintegration erfolgen.

7. Bagatellgrenze / Entbürokratisierung

Auch nach Umsetzung dieser EEG-Reform müsste ein Käufer eines Steckersolargerätes mit einem Solarmodul von 300 Watt dafür eine doppelte Anmeldung vornehmen: Sowohl beim Netzbetreiber (die teilweise eine Anmeldung im gleichen Papierumfang wie bei einer großen PV-Anlage fordern) als auch im elektronischen Melderegister der Bundesnetzagentur (Marktstammdatenregister), dessen komplexer Meldeprozess viele überfordert. Auch eine von der Verbraucherzentrale NRW mitherausgegebene aktuelle Studie zum Markt der Steckersolargeräte (Link: <https://solar.htw-berlin.de/studien/marktstudie-steckersolar-2022/>) sowie ein Kurzpapier zu den EEG-Anforderungen (<https://www.verbraucherzentrale.de/sites/default/files/2020-11/2020-10-28%20EEG%20und%20Steckersolar%20VZ%20NRW.pdf>) zeigen, dass die Bürokratie der Anmeldung eines der größten Hemmnisse bei diesem Thema ist.

Um die Installation von kleinen PV-Anlagen und die Anwendung von Steckersolargeräten voranzubringen und die Prosumer zu unterstützen, ist im EEG **eine Bagatellgrenze** von z.B. 800 Watt oder 1 kW einzuführen, bis zu der Steckersolargeräte oder kleine PV-Anlagen nicht angemeldet werden müssen. Dieses Segment hat keine energiewirtschaftliche Dimension, die derzeit geforderten Anmeldungen schaffen derzeit Frust und vermeidbaren Aufwand bei Interessenten und den (gleichermaßen betroffenen) Netzbetreibern.

8. langfristige Stabilität für Ü20-Anlagen

Auch in diesem und den kommenden Jahren werden wieder zahlreiche PV-Anlagen das Ende der Vergütungszeit nach 20 Jahren erreichen, sie werden zu so genannten „Ü20“-Anlagen. Das EEG gewährt in §25 einen Weiterbetrieb mit Auszahlung des Jahres-Marktwert Solar“, der ja keine Förderung mehr ist, sondern ein Marktpreis.

Die Zahlung des Marktwert Solar für Ü20-Anlagen in §25 **sollte über das Jahr 2027 hinaus entfristet werden**. Falls dies z.B. aus EU-Gründen nicht möglich ist, sollte mindestens jedoch bis Ende 2032 Planungssicherheit hergestellt werden. Heute und auch in absehbarer Zeit sind weder zahlreiche Vermarktungsangebot von Stadtwerken etc. verfügbar (derzeit nur wenige, nicht immer wirtschaftlich attraktiv), eine vermeintlich einfache Umstellung der Altanlagen gestaltet sich oft als technisch kompliziert, da noch immer kein Rollout für SmartMeter für die Stromeinspeisung begonnen hat. Ein Weiterbetrieb scheint und in vielen Fällen nur realistisch, wenn dieser allein vom Zustand der Anlage abhängt und nicht durch gesetzliche Fristen

stranguliert wird. Es sollte nicht aus dem Blick geraten, dass Ü20-Anlagen existieren, deren Module jünger als 20 Jahre sind, weil sie zum Beispiel nach Sturmschäden o.ä. komplett ausgetauscht wurden, und sich Investitionen in Ü20-Anlagen (Wechselrichter, Zählerumbauten, Speicher, Steuerungen) nur lohnen, wenn eine langfristige Investitionssicherheit geschaffen wird, die hier – da nur der Marktwert vergütet wird - nicht einmal etwas kostet. Eine langfristige Perspektive für die Weitereinspeisung über 2027 hinaus schafft hier Planungssicherheit und sorgt dafür, dass diese Anlagenleistungen am Netz bleiben und nicht abgeschaltet werden.

9. schrittweise Abschaffung EEG-Umlage

Durch die Abschaffung der EEG-Umlage in zwei Schritten (Nullsetzung zum 1.7. und endgültige Abschaffung 1.1.2023) ergibt sich in der Praxis folgendes Problem: Bei Anlagen > 30 kWp, die bis bzw. auch nach dem 1.7.22 bis Jahresende installiert werden, müsste trotzdem ein zusätzlicher Erzeugungszähler installiert werden (Kostenpunkt laut Mitglieder-Schätzung rund 1.000 Euro), der dann aber nur bis 31.12.22 benötigt wird und danach eigentlich entfallen könnte.

Wenn es eine klarstellende Möglichkeit gäbe, diese „**stranded Investment**“ zu **vermeiden**, wäre das mehr als hilfreich für die Investoren.

10. Vorrang auch zum Vorrang machen

Das EEG trägt den „Vorrang“ für erneuerbare Energien im Titel. Gerade im Bereich der Freiflächenanlagen ist die Praxis jedoch eine andere: Langwierige Bebauungsplan- und Baugenehmigungsverfahren sowie eine Stromanbindung seitens der Netzbetreiber erst teils nach Jahren mit ausreichender Kapazität macht einen schnellen Ausbau derzeit in konkreten Einzelprojekten oft unmöglich. Diese **Verfahren müssen unbedingt beschleunigt werden** – auch wenn nicht direkt in der EEG-Novelle gelöst werden kann.

11. Mehr Bürgerenergie-Projekte zulassen

Im §22b Abs. 1 Nr. 3, Abs. 2 Nr. 2 und Abs. 5 ist uns nicht erklärlich, warum eine Bürgerenergiegesellschaft und ihre Mitglieder, die juristischen Personen sind, nicht mehr als ein Wind- und ein Solarfreiflächenprojekt in fünf Jahren umsetzen dürfen sollen.

Gerade Bürgerenergie-Genossenschaften haben in der Vergangenheit gezeigt, dass dort mit großem Elan (und nur geringen wirtschaftlichen Erwartungen) viele meist regionale Projekte erfolgreich umgesetzt werden können. Diese Beschränkung auf **nur ein Projekt in 5 Jahren muss entfallen.**

12. Vermutlicher redaktioneller Fehler

Im Entwurf unter 10. auf Seite 12 des Referentenentwurfes sind die anzulegenden Werte für die Zeit vor 1.1.2023 genannt, konkret der Wert „6,85“ Cent/kWh für die Klasse 10-40 kWp.

Dieser Wert deckt sich nicht mit dem von der BNetzA in der aktuellen Vergütungstabelle veröffentlichten Wert für diese Klasse, bei der BNetzA wird hier der Wert „6,74“ Cent/kWh genannt.

Die Werte der Klassen bis 10 und über 40 kWp sind hingegen identisch.

13. Marktwert über AW Solar

Im § 52 wird geregelt, dass sich der anzulegende Wert unter bestimmten Voraussetzungen auf den Marktwert „verringert“, über den neuen (5) auch im Falle, wenn der Betreiber nicht den gesamten Strom ins Netz einspeist. Hier wird die derzeitige Marktlage nicht berücksichtigt, wenn der Marktwert Solar höher als der anzulegende Wert liegt. Für diesen Fall schlagen wir eine Teilung der zusätzlichen Erträge vor: 50 % der Differenz verbleibt beim Betreiber, der damit von hohen Marktpreisen profitiert, 50 % werden in den EEG-„Topf“ einbezahlt. Damit wäre in dieser Situation ein aus unsrer Sicht fairer Ausgleich geschaffen.

14. Weitere wichtige Aspekte, um PV voranzubringen

In diesem Punkt möchten wir – ohne konkreten Bezug zu den Paragrafen des Referentenentwurfes - noch einige Punkte und Ideen aufführen, die aus unserer Sicht helfen können, den PV-Ausbau zu beschleunigen. Wir hoffen, dass diese Punkte in weitere Überlegungen aufgenommen werden können.

- a) Es könnte ein flankierendes Finanzierungsangebot der KfW-Bank mit Fördervolumen bis 30 kWp und Zinslosigkeit angeboten werden (analog dem früheren 100.000-Dächer-Programm). Das könnte Investoren im Neubau und bei großen Dachsanierungen helfen, bei Anlagengrößen über 30 kWp würde das auf den Anteil bis 30 kWp begrenzt bleiben können.
- b) Ein großer Hemmschuh ist derzeit die Vorgabe der Anlagenzertifizierung Typ B bei Anlagen >135 kVA an Mittelspannung. Die Zahl der Zertifizierer ist aktuell zu klein, Wartezeiten im Bereich bis 12 Monate sind unerträglich. In dieser Zeit kann die Anlage fertiggestellt werden, darf aber ohne Zertifikat nicht in Betrieb genommen werden. Hier muss die Anzahl der Zertifizierer erhöht und bundesweit die Möglichkeit einer vorläufigen technischen Inbetriebnahme geschaffen werden.
- c) Aus- und Weiterbildung sowie Beratung stärken: Der geplante massive Ausbau der Zubauzahlen in der Photovoltaik wird nicht mit dem derzeitigen Personal im Handwerks-, Planungs- und Beratungsbereich umgesetzt werden können. Hierzu sind flankierende Maßnahmen unbedingt erforderlich, um mehr Fachleute zu schulen.
- d) Ebenso wäre es sehr wünschenswert, in Zukunft auf eine vermehrt deutsche und europäische Modulproduktion für die Beschaffung der großen benötigten Materialmengen zugreifen zu können. Hier sei auf die Untersuchung von Fraunhofer ISE zur Möglichkeit und den Chancen von Modulproduktion in Europa hingewiesen (Link: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/ISE-Sustainable-PV-Manufacturing-in-Europe.pdf>)

- e) Generell wäre es wünschenswert, wenn die Kooperation und das rechtskonforme Verhalten der Netzbetreiber hinsichtlich des Anschlusses von PV-Anlagen im Allgemeinen, der anzuwendenden Messkonzepte bei der Versorgung vor Ort einschließlich des Mieterstroms bei den zu erhebenden Entgelten evaluiert und verbessert würde. Jüngst erreichen uns sogar Beschwerden, die infolge des erhöhten Marktwertes Solar rechnerisch negativ werdende Marktprämie würde als Zahlungsanspruch gegen Anlagenbetreiber gelten gemacht.
- f) Im vergangenen Jahr hat die Finanzverwaltung eine bürokratische Vereinfachung für kleine PV-Anlagenbetreiber umgesetzt, nach der Anlagenbetreiber bis 10 kWp seine Anlage steuerlich als Liebhaberei einordnen kann und damit keine Meldungen im Rahmen der Einkommenssteuer erstellen muss. Wir plädieren dafür, diese Grenze von 10 kWp auf 30 kWp anzuheben, um noch einen weiteren Bürokratieabbau auch für jene Betreiber – vor allem Prosumer – zu erhalten, die mit Anlagen größer 10 kWp z.B. in Kombination mit Wärmepumpen oder Elektroauto einen Beitrag zum PV-Ausbau leisten.

Berlin, den 17.3.2022

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'J. Sutter', with a horizontal line extending to the right.

Jörg Sutter
(Vizepräsident DGS e.V.)

unter Mitwirkung von Peter Nümann (Rechtsanwalt, Mitverfasser) und
Ralf Haselhuhn (Vorsitzender Fachausschuss Photovoltaik der DGS e.V.)



Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V.
International Solar Energy Society, German Section

Bei inhaltlichen Fragen zu dieser Stellungnahme wenden
Sie sich bitte direkt an:

Jörg Sutter (Vizepräsident DGS)

Email: sutter@dgs.de

Tel.: 07231/6038201

Peter Nümann (Rechtsanwalt, Mitverfasser)

Email: karlsruhe@nuemann-siebert.com

Tel.: 0721/5704093-30

Ralf Haselhuhn (Vorsitzender Fachausschuss Photovoltaik)

Email: rh@dgs-berlin.de

Tel.: 030/293812-60

Allgemeine Kontaktdaten:

Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS) e.V.

Erich-Steinfurth-Straße 8
10243 Berlin

Tel. 030/293812 - 60

Fax. 030/293812 - 61

info@dgs.de

www.dgs.de

Anlage 1

Einfaches Umsetzungsbeispiel für gesplittete Vergütungssätze von Eigenversorgungs- und Volleinspeiseanlagen.

Hintergrund: Es besteht die Gefahr, dass kein Ausbau bei Projekten mit nur geringem Eigenversorgungsanteil erfolgt, da dort mit der aktuellen Regelung kein wirtschaftlicher Betrieb möglich ist. Trotzdem sollen getrennte Vergütungssätze angesetzt werden; die grobe Trennung des EEG 2023-Entwurf könnte beibehalten werden.

Aus unserer Mitgliedschaft stammt folgender pragmatischer Vorschlag eines **gleitenden Vergütungssatzes**:

- Für denselben Umfang (Strommenge), wie Strom im Gebäude genutzt wird, wird im Rahmen der Überschusseinspeisung der niedrige Vergütungssatz angesetzt.

- Die darüber hinaus gehende eingespeiste Strommenge wird mit dem Volleinspeisevergütungssatz berechnet:

10% Direktstromnutzung => weitere 10% Einspeisung mit geringem und die restlichen 80% mit höherem Vergütungssatz

30% Direktstromnutzung => weitere 30% Einspeisung mit geringem und die restlichen 40% mit höherem Vergütungssatz

50% Direktstromnutzung => die restlichen 50% Einspeisung mit geringem Vergütungssatz

In Überschusseinspeisung kommen dann große Anlagen (große Dachflächen) mit geringem Direktstromnutzungsanteil dem Grenzfall der Volleinspeisung nahe, verhältnismäßig kleine Anlagen (kleine Dachflächen) mit hohem Direktstrom-nutzungsanteil erhalten im Grenzfall die Minimalförderung, da sie sich über den direkt genutzten Strom ausreichend rechnen.

Weiterer Nebeneffekt dieser gleitenden Regelung: eine Wechselmöglichkeit zwischen den Modellen Volleinspeisung / Überschusseinspeisung wäre nicht erforderlich! Grundsätzlich kann auch für den Gesetzgeber die Bevorzugung der Volleinspeisung nicht vorteilhaft sein: Nicht im Gebäude genutzter (und direkt abgerechneter) Solarstrom belastet die Netze und gleichzeitig auch das zukünftig vom Bundesetat übernommene EEG-Umlagekonto.