

bne-Positionspapier

35 Maßnahmen für PPA und Photovoltaik

Vorschläge zur Beschleunigung des Ausbaus förderfreier und geförderter Solaranlagen und zur Stärkung des PPA-Segments

Berlin, Oktober 2021. Der Stromsektor kann und muss früher dekarbonisiert werden als andere Sektoren. Anders wird nicht rechtzeitig die nötige elektrische Energie für die Dekarbonisierung der weiteren Sektoren zur Verfügung stehen. Der bne erachtet die Treibhausgasneutralität des Stromsektors durch 100 Prozent erneuerbare Energien bis spätestens 2035 und eine vollständige Klimaneutralität im Jahr 2040 für erforderlich.

Um einen THG-neutralen Stromsektor rechtzeitig zu erreichen, gilt es jetzt auf einen starken Ausbau der erneuerbaren Energien zu setzen. Dies bedeutet einen starken Photovoltaik- und starken Windenergieausbau. Photovoltaik kann in allen Größenklassen und allen Marktsegmenten schnell zugebaut werden. **Der Photovoltaikausbau im deutlich zweistelligen Gigawattmaßstab pro Jahr ist möglich und für eine erfolgreiche Energiewende unumgänglich.**

Der bne erachtet für die Klimaneutralität einen Ausbau auf ca. 1000 Gigawatt installierte Photovoltaik in Deutschland als erstrebenswert, um die künftige sektorenübergreifende Stromnachfrage abdecken zu können. Dieser Ausbau verteilt sich auf Gebäude- und Freiflächenanlagen und ist marktlich gekoppelt mit Speichern, Flexibilität, Sektorenkopplern. Photovoltaik wird zusammen mit Windenergie die tragende Energiequelle einer klimaneutralen Gesellschaft und Wirtschaft darstellen. Heute besteht bereits eine Koexistenz von gefördertem und förderfreiem Zubau von Photovoltaikanlagen. Die Denkmuster für den Ausbau von Photovoltaik sollten daher neu ausgerichtet werden. Auch der förderfreie Ausbau (Power Purchase Agreements (PPA) und die förderfreie Vermarktung) brauchen Rahmenbedingungen. Das EEG übernimmt immer stärker Absicherungsfunktionen. Darüber hinaus sollte das EEG auf Innovationen ausgerichtet werden, damit innovative Ansätze schneller Marktreife entwickeln können.

Überblick zu den 35 Maßnahmen für PPA und Photovoltaik

Maßnahmen zur Organisation des bevorstehenden Photovoltaikausbaus	4
1. Capacity building: Ministerielle Unterabteilung Photovoltaik und Fachagentur Photovoltaik schaffen	4
2. EEG zum Erneuerbare-Energien-Innovations-Gesetz (EIG) weiterentwickeln	4
3. Gesetzpakete für Gebäude-PV und Freiflächen-PV	5
4. Jobmotor PV starten: Handwerker- und Fachkräftemangel offensiv angehen	5
5. Verwaltungsebenen für Photovoltaik deutlich stärken	5
6. Industriestrategie für Photovoltaik erarbeiten	6
Maßnahmen für förderfreien Photovoltaikausbau über Power Purchase Agreements (PPA)	6
7. Wir müssen sprechen: PV-Freiflächenanlagen, Biodiversitäts-PV und Agri-PV	7
8. Verbesserung der Rahmenbedingungen für Power Purchase Agreements (PPA)	8
9. PPA-Bürgschaften für den Mittelstand und die Sektorenkopplung	9
10. Benachteiligung von Solarstrom bei der Strompreiskompensation streichen	9
11. Round-the-Clock-PPA – Klimaneutrale Versorgung des Verbrauchs von Staatsunternehmen	10
12. PV-Freiflächenanlagen sind bzgl. der Flächennutzung heute falsch eingeordnet	11
13. Biodiversitätsvorteile in PV-Freilandanlagen nutzen - Biodiversitäts-PV	12
14. Erbschaftssteuer/Schenkungssteuer bei PV-Freiflächenanlagen modernisieren	12
15. Anpassung der Direktzahlungsdurchführungsverordnung (Agri-PV)	13
16. PV-Freiflächenanlagen auf Acker- und Grünland	14
17. PV-Anlagen zur Belieferung von High-Power-Charging Ladeparks im Planungsrecht privilegieren	15
18. Detailverbesserungen in der Kommunalbeteiligung an Erneuerbare Energien-Anlagen	15
Maßnahmen zur Planungsbeschleunigung bei Netzanschlüssen und Speichern	16
19. Duldungspflicht für Anschlussleitungen von Erneuerbare Energien-Anlagen	16
20. Prozessbeschleunigung bei Anschlussleitungen von Erneuerbare Energien-Anlagen erreichen	16
21. Angleichung der technischen Anschlussbedingungen in ganz Deutschland	18
22. Programm zur Ausrüstung von Netzanschlüssen in Unternehmen (Dachanlagen)	18

Maßnahmen für förderfreien und geförderten Photovoltaikausbau auf Dächern – Photovoltaik-Standard	19
23. Zweiteiliger Solar-Standard für Neubauten und Dachsanierungen bei Wohn- und Nichtwohngebäuden	19
24. Weiterentwicklung des atmenden Deckels zu einem atmenden Booster	20
25. Freiräume beim Kraftwerkseigenverbrauch bei PV-Kraftwerken: Freigrenzen statt Bagatellgrenzen	21
26. Vor-Ort-Verbrauch verbessert Eigenverbrauch (inkl. Mieterstrom, WEG-Strom)	22
27. Mehr Subsidiarität und Freiheit für „Behind-the-Meter-Konzepte“	22
28. PV-Eigenverbrauch (bzw. Vor-Ort-Verbrauch) systemgerecht nutzen	23
29. Direktvermarktung unter 100 kW vereinfachen (bzw. ermöglichen)	24
30. PV-Dachanlagenausschreibung künftig ohne Mengensteuerung	25
31. Repowering an bestehenden PV-Standorten kreativ denken	26
32. Schaffung eines 1.000.000-PV-Fassadenprogramms	26
Maßnahmen für geförderten Photovoltaikausbau: EEG zum Innovations-Booster entwickeln	27
33. Ausschreibung für PV-Freiflächenanlagen abschaffen (stattdessen PV-Batteriekraftwerke)	27
34. PV-Innovationen stärken: Innovationsausschreibung erweitern und verbessern	28
35. „Top-Runner“ Programm für besondere technische Innovationen	29
Das 100-Tage-Programm macht Photovoltaik zum neuen Standard, beschleunigt die Planung von Photovoltaik-Freiflächenanlagen und bereitet ein umfassendes Gebäude-PV-Gesetz vor	30

Maßnahmen zur Organisation des bevorstehenden Photovoltaikausbaus

Heutige Situation:

- Photovoltaik ist eine **reife Technologie**. Photovoltaik ist **günstig und verfügbar**.
- Es gibt bereits heute eine **Koexistenz von förderfreiem und gefördertem Zubau**.
- Das **EEG muss weiterentwickelt werden**, um effektiv zu bleiben.
- **Personalmangel** im Handwerk und **zu schwache Strukturen** in der Verwaltungs- und Organisationsebene bremsen den Photovoltaikausbau.

1. Capacity building: Ministerielle Unterabteilung Photovoltaik und Fachagentur Photovoltaik schaffen

Um einen **Ausbau der Photovoltaik im deutlich zweistelligen Gigawattbereich pro Jahr zu organisieren**, müssen eine Vielzahl von Rahmenbedingungen verändert werden. Zur Steuerung sind neutrale, hochwertige und zeitnah verfügbare Informationen als Entscheidungsgrundlage erforderlich, sowohl für den geförderten als auch den ungeforderten Ausbau. Der bne geht davon aus, dass sowohl innerhalb des Energieministeriums als auch in unterstützenden Strukturen die **personellen Kapazitäten deutlich ausgebaut werden müssen**, damit die Vielzahl der erfindlichen Änderungen auf fundierter Basis umgesetzt werden können.

Ganz konkret schlägt der bne daher vor, dass im Bundesenergieministerium eine eigene **Unterabteilung für Photovoltaik** geschaffen wird. Es sollten u.a. **Referate für Gebäude-PV, Biodiversitäts-PV und Agri-PV und Systemintegration der PV** eingerichtet werden. Darüber hinaus ist neutral-fachliche Expertise hilfreich. Es hat sich bei der Onshore-Windenergie gezeigt, dass die Arbeit der Fachagentur Windenergie an Land sehr wertvoll ist. Daher sollte sehr zeitnah eine **Fachagentur Photovoltaik** geschaffen werden. Es bietet sich an, die z.B. die vorhandene und bewährte Struktur bei der Fachagentur Windenergie an Land zu verstetigen, zu erweitern und folglich eine **Fachagentur für Windenergie und Photovoltaik** einzurichten.

2. EEG zum Erneuerbare-Energien-Innovations-Gesetz (EIG) weiterentwickeln

Als *Förderinstrument für Erneuerbare Energien-Anlagen* verliert das EEG immer mehr an Bedeutung, insbesondere im Bereich der Photovoltaik. Die fallenden Erzeugungskosten und der steigende CO₂-Preis sowie zunehmender marktlicher Ausbau machen das Instrument, wie geplant, nach und nach obsolet. Bei der Photovoltaik gibt es **bereits heute die Koexistenz zwischen gefördertem und ungefördertem Zubau**. Das ist gut so. Der Anteil der großen Photovoltaikanlagen, die über den Markt finanziert werden – vor allem PPA-Anlagen – steigt zunehmend. Aber auch der Anteil an kleinen Neuanlagen nimmt zu, die keinen Förderanspruch nach dem EEG haben und sich anderweitig, z.B. im Rahmen der Gebäudeeffizienzförderung durch das GEG bzw. BEG, refinanzieren.

Diese Dynamik im Bereich der Photovoltaik zeigt, dass das EEG hier eine **neue Ausrichtung benötigt**, um sich zunehmend zu **fokussieren auf Innovationen**, die für die Energiewende wichtig sind. Daher empfiehlt der bne z.B. die aktuelle PV-Ausschreibung abzuschaffen (Maßnahme 33) und durch eine progressiv gestaltete Innovationsausschreibung zu ersetzen. Dies ist ein Teil zur **Weiterentwicklung des**

EEG zu einem Erneuerbare-Energien-Innovations-Gesetz (EIG).¹ Mit dessen Einführung werden notwendige neue Technologien und Lösungen vorangetrieben, die sich aktuell noch nicht am Markt tragen, aber durch erwartbare Lerneffekte in Zukunft zur Kostenreduktion beitragen. Innovationsorientierte Ausschreibungen und -bedingungen setzen gezielt Anreize für deren Entwicklung. Im Bereich der Photovoltaik sind dies insbesondere Maßnahmen zum Ausbau von Kurzzeitspeicherkapazität (insb. Batteriespeicher, siehe Maßnahmen 20 und 34). Der Volumenausbau sollte zunehmend über den Markt erfolgen, z.B. über PPAs.

3. Gesetzspakete für Gebäude-PV und Freiflächen-PV

Die EEG-Novellen sind inzwischen so umfassend geworden, dass wichtige Detailregelungen kaum noch möglich sind. Eine der Folgen sind permanente Reparaturgesetze. Hinzu kommt, dass viele die Photovoltaik direkt oder indirekt betreffende Regelungen außerhalb des EEGs liegen. Der bne schlägt vor, dass zwei Gesetze verabschiedet werden sollen: für **Photovoltaikanlagen auf/an Gebäuden ein eigenes Gesetz (Gebäude-PV-Gesetz)** und zusätzlich zuvor ein **Gesetzpaket für die Planungsbeschleunigung der Energiewende, das explizit auch tatsächliche Hürden der Freiflächenphotovoltaik bearbeitet**. Die Konzentration auf Themenschwerpunkte wird so das Vorgehen vereinfachen, denn so können einzelnen Punkten Aufmerksamkeit geschenkt und die **inzwischen interdisziplinären Fragestellungen** angemessen behandelt werden.

4. Jobmotor PV starten: Handwerker- und Fachkräftemangel offensiv angehen

Der Fachkräftemangel ist der **Flaschenhals der Energiewende** und ist im Bereich der Photovoltaik besonders sichtbar. Es müssen Lösungen gefunden werden, die schnell greifen und nicht erst in mehreren Jahren etwas Linderung erhoffen lassen.

Es sollte daher ein **groß angelegtes und aktiv beworbenes Programm von Ausbildungen, Weiterbildungen und Umschulung im Handwerk** geschaffen werden, in den Berufen und Dienstleistungen, die dem Ausbau von Solaranlagen dienen. Auch sollte die Bundesregierung den Unternehmen durch ein **klares Bekenntnis zu einem Solar-Standard bei Gebäuden** (Maßnahme 23) die nötige Sicherheit für ihre Entscheidung zum Personalaufbau geben und eine Industrieinitiative Photovoltaik starten (Maßnahme 6).

5. Verwaltungsebenen für Photovoltaik deutlich stärken

Die **Verwaltungsstrukturen aller Ebenen sind bezüglich der Photovoltaik heute in der Regel unterbesetzt**. Dies betrifft z.B. Naturschutzverwaltung, Bauverwaltung und Denkmalschutz, Organe der Raumordnung sowie Personal in Landratsämtern oder einfach Kümmerer in Kommunen, wenn PV-Projekte anstehen. Auch in den **Landes- und Bundesministerien** sind die Personalstrukturen heute für Photovoltaik viel zu schwach. Dieser chronische Personalmangel **führt oft nicht nur zu langen Entscheidungsprozessen**, sondern auch in eine **Überforderungssituation**. Eine

¹ Der Vorschlag, das EEG zum EIG (Erneuerbare-Innovations-Gesetz) weiterzuentwickeln, betrifft nicht nur die Photovoltaik, sondern führt übergeordnete Maßnahmen zusammen, z.B. das ebenfalls vorgeschlagene Auslaufen des Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetzes (KWVG) als Förderinstrument für fossile Anlagen. Nähere Informationen finden Sie hier: [bne – Energiewende für alle – was nun zu tun ist](#) (September 2021)

Stärkung und Qualifizierung der Verwaltung für Energiewendethemen im Allgemeinen und die Photovoltaik im Besonderen ist ein nötiges Element für einen nachhaltig hohen und progressiven PV-Ausbau. Im Bund und in den Ländern sollten hierfür die nötigen finanziellen Mittel vorgesehen werden.

6. Industriestrategie für Photovoltaik erarbeiten

Die Bundesregierung sollte eine **Industriestrategie für Photovoltaik** erarbeiten, um in **Deutschland und Europa** wieder die **vollständige Wertschöpfungskette der Photovoltaik abbilden** zu können. Diese Industriestrategie für Photovoltaik muss alle Prozessschritte umfassen und in Europa darstellen können, beginnend von der Beschaffung der nötigen Grundstoffe, über die Veredelung von Polysilizium, die Herstellung von Ingots und Wafern, sowie die Zellen- und Modulproduktion und das Recycling. Auch die Produktion von Elektronik und Systemkomponenten für Photovoltaik (z.B. Wechselrichter und Batteriespeicher in allen Größen, sowie Steuerungs- und Netztechnik) sollten strategisch gestärkt werden.

Eine umfassende Industriestrategie für Photovoltaik **verbessert die Lieferketten-sicherheit**, ermöglicht die **Diversifikation von Lieferketten** und **verbessert die Position Europas im wachsenden Photovoltaik-Weltmarkt** einer für Klimaneutralität essenziellen Technologie.

Maßnahmen für förderfreien Photovoltaikausbau über Power Purchase Agreements (PPA)

Heutige Situation:

- Im PV-Freilächensegment gewinnen Power Purchase Agreements (PPA) stark an Bedeutung. **Die förderfreie Umsetzung als PPA wird immer mitgedacht.**
- Die politische Diskussion fokussiert sich jedoch hauptsächlich auf die Förderung im EEG und die Ausschreibungsmengen. Das geht zunehmend an der Realität vorbei. Die Planungspraxis und Marktrealität sind inzwischen eine andere.
- Die heutige **PV-Freiflächen-Ausschreibung wird an Bedeutung verlieren**, auch weil PPA-Projekte flexibler umsetzbar sind, z.B. als **Biodiversitäts-PV**. Neue konfliktarme Flächen und günstige Flächen werden genutzt, z.B. Niedrigstragsstandorte der Landwirtschaft.
- Klärungsbedarfe für PPA-Projekte liegen i.d.R. außerhalb des EEGs, insbesondere im **Planungs- und Landwirtschaftsrecht**. Dies ist das Aufgabenfeld für progressive PV-Politik.
- Die Kommunalbeteiligung für Freilandanlagen (beschlossen im §6 EEG 2021) wird den Ausbau im Freilächensegment beschleunigen – auch im förderfreien Bereich. Dies muss beachtet werden.
- **PV-Freiflächenanlagen werden Teil unserer Kulturlandschaften** und bieten Chancen für die Landwirtschaft und den Naturschutz.

7. Wir müssen sprechen: PV-Freiflächenanlagen, Biodiversitäts-PV und Agri-PV

Die Stärke der Photovoltaik ist ihre Vielfalt, auch im Freiflächensegment. Aktuell findet eine **Transformation der Anlagenkonzepte** statt. Künftige Anlagen werden sich sehr deutlich von den bisherigen unterscheiden. Weil die Flächenkulisse des EEGs bereits heute in der Praxis bei vielen Neuplanungen kaum noch oder gar keine Relevanz hat, werden förderfreie Anlagen entstehen, die sich nicht mehr an den Förderbedingungen des EEGs optimieren. Das EEG sollte sich künftig auf kleinere PV-Anlagen und innovative Projekte konzentrieren. Für große Solarparks sollte dagegen der Weg in förderfreie PPAs geebnet werden. Neuer Standard werden **PV-Freiflächenanlagen im landwirtschaftlichen Kontext (Biodiversitäts-PV, klassische Anlagen mit extensiver Landwirtschaft, Beweidung und „Blühstreifen-XXL“** sowie Anlagen mit **bewusst zusätzlich aktiviertem, naturschutzfachlichem Potenzial**) und Anlagen in Verbindung mit klassischen Formen der Landwirtschaft (**Agri-PV**). Über all diese Konzepte wird politisch zu wenig diskutiert, insbesondere über die Potenziale, die sich außerhalb der Energiewirtschaft eröffnen. Es wird nötig, sachlich über die Flächennutzung, bzw. Flächennutzungsänderungen zu sprechen und viel weniger über die förderfähige Flächenkulisse des EEGs – die durchaus mit Nachteilen² belegt ist. In einem **Stakeholder-Dialog PV-Freiflächen** sollte interdisziplinär die Fragestellung erörtert werden, wie **PV-Freiflächenanlagen in unseren Kulturlandschaften** planungsrechtlich behandelt werden.

Diskussionspunkte bezüglich der Flächenfragen sind nach Ansicht des bne:

1. Von PV-Freiflächenanlagen **genutzte Flächen „bleiben Landwirtschaft“**, sofern dies vorher der Fall war. Damit würde die **landwirtschaftliche Förderung bei gleichzeitiger energetischer Nutzung** der landwirtschaftlichen Fläche mit einer Solaranlage ermöglicht. Wichtiger Nebeneffekt: **Viele Fragestellungen zu Solarparks im landwirtschaftlichen Kontext vereinfachen** sich erheblich (z.B. Hofübergaben und Betriebsübergänge, Erbschafts- und Senkungssteuer), wenn diese als Landwirtschaft angesehen werden.
2. Definitionen im Planungsrecht überarbeiten, z.B. in Form einer eigenen **Flächenkategorie „Landwirtschaft mit gleichzeitiger energetischer Nutzung“**.
3. PV-Freiflächenanlagen sind **keine Gewerbegebiete und keine Siedlungs- und Verkehrsflächen** und **verbrauchen keine Fläche in Sinne der Flächenkreislaufwirtschaft**.

² Nur wenn PV-Freiflächenanlagen innerhalb der sog. Flächenkulisse des EEG errichtet werden, ist ein Förderanspruch nach EEG gegeben, bzw. die Teilnahme an einer Ausschreibung möglich. Vereinfacht umfasst die Flächenkulisse aktuell einen 200 Meter breiten Streifen entlang von Autobahnen und Schienen, sowie Konversionsflächen und – sofern ein Bundesland dazu eine Länderverordnung erlassen hat – auch eine gewisse begrenzte Anzahl an landwirtschaftlichen Flächen in benachteiligten Gebieten. Über Nachteile der Flächenkulisse wird zu wenig diskutiert. So werden unter Umständen sehr gute landwirtschaftlichen Böden genutzt, nur weil sie innerhalb der Flächenkulisse liegen, was Pachtpreise hochtreibt. Zudem sind bei Anlagen an Verkehrswegen die Biodiversitäts-Maßnahmen schwierig oder nur eingeschränkt umsetzbar, da die Anlagen die knappen Flächen nutzen müssen und Straßenverkehrswege für die Fauna Gefahren darstellen. Bei Anlagen an Verkehrswegen ist i.d.R. eine hohe Sichtbarkeit gegeben, verbunden mit der dadurch herausfordernden Integration ins Landschaftsbild. Flächen in der Flächenkulisse sind zudem oft kleinteilig strukturiert (viele Flurstücke, viele Flächeneigentümer) und benötigen oft lange Anschlussleitungen (hohe Kosten, bei vgl. kleinen Anlagen). Heute sind PV-Freiflächenanlagen auch außerhalb der EEG-Flächenkulisse als förderfreie PPA-Projekte umsetzbar. PPA-Projekte bieten Chancen für die systemisch gedachte Energiewende, für die Kommunen vor Ort, die Landwirtschaft und den Erhalt der Artenvielfalt. Sie sind nicht auf die heutige oder eine weiterentwickelte Flächenkulisse angewiesen, wenn das Planungsrecht für Solarparks verbessert wird.

4. Viele PV-Freiflächenanlagen, insbesondere die **Biodiversitäts-PV bieten störungsarme Räume in unserer Kulturlandschaft** für selten gewordene Tiere und Pflanzen. Daher sind auch gewisse naturschutzfachlich wertvolle Flächen, **insbesondere Landschafts- und Vogelschutzgebiete für Freiflächenanlagen geeignet**, wenn mit deren Errichtung eine naturschutzfachliche Aufwertung einhergeht. Es kommt auf die **Flächenaufwertung** an, die i.d.R. erreicht wird, auch auf Flächen, die hinsichtlich der Artenvielfalt wertvoll sind. Auch daher sollte auf pauschale Tabugebiete verzichtet werden.
5. Ist die Aufwertung der Fläche gegenüber dem Vorzustand gegeben, so kann der **naturschutzfachliche Ausgleich innerhalb der Solarparkfläche** erfolgen (kein externer Ausgleichsbedarf).

Mit der **Branchenselbstverpflichtung „Gute Planung von PV-Freilandanlagen“** (www.gute-solarparks.de) geht die Photovoltaikbranche in Vorleistung und arbeitet daran, dass bei Neuplanungen Best-Practice-Prozesse gegenüber allen Stakeholdern zum Standard werden.

8. Verbesserung der Rahmenbedingungen für Power Purchase Agreements (PPA)

Der Trend zum förderfreien Ausbau der Photovoltaik ist begrüßenswert. Langfristige Stromlieferverträge, sogenannte Power Purchase Agreements (PPA) sind heute bei PV-Freiflächenanlagen (und auch ausgeförderten Windenergieanlagen) relevant. Der Trend zu Stromlieferverträgen kann gestärkt werden, indem die **Rechtssicherheit für langfristige PPA auf der Lieferanten- und der Abnehmerseite** verbessert wird, denn bei Stromlieferverträgen gibt es immer auch eine Abnehmerseite, z.B. ein Unternehmen oder ein Stromhandelsprodukt. Für Unternehmen – insbesondere **mittelständische Unternehmen** – muss es zumindest in der „Lernphase zu PPAs“, **in der wir uns jetzt befinden**, einfach und risikoarm werden, langfristige PPA-Verträge (10+ Jahre) unter wettbewerbsrechtlichen Gesichtspunkten abschließen zu können.

Um PPA zum **förderfreien Refinanzierungsinstrument** zu entwickeln, sollten einige Maßnahmen im Sinne der Stärkung der Rechtssicherheit untersucht bzw. im Sinne des Risikomanagements als Maßnahme umgesetzt werden:

- a) **Zulässigkeit langlaufender PPA-Verträge klären**, etwa durch eine rechtliche Klarstellung, welche Vertragslaufzeiten von PPA noch als zulässig angesehen werden können. Beispielhaft kann hierfür die gesetzlich festgelegte Laufzeit für Fernwärme-Versorgungsverträge herangezogen werden (§ 32 Abs. 1 S. 1 AVBFernwärmeV).
- b) Rechtliche Klarstellung, inwiefern sich Vertragspartner bei langfristigen PPA auf das **AGB-Recht** und somit auf eine Schutzbedürftigkeit im Sinne des AGB-Rechts berufen können.
- c) **Kartellrechtliche Risiken** von PPAs identifizieren und abbauen
- d) **Bürgschaftsprogramm für PPA umsetzen** (siehe Maßnahme 9)
- e) Benachteiligung bei **Strompreiskompensation** streichen (Maßnahme 10)
- f) **Rahmenbedingungen für Mikro-PPAs schaffen** und die förderfreie sonstige Direktvermarktung modernisieren (siehe Maßnahme 29)

9. PPA-Bürgschaften für den Mittelstand und die Sektorenkopplung

Insbesondere bei mittelständischen Unternehmen wird die Direkt- oder Netzbelieferung mit förderfreiem Grünstrom (aus PPA) noch zu wenig in Betracht gezogen. PPA bieten die Chance, die Energiebeschaffung dauerhaft planbar günstig abzusichern. PPA kommen für den **Strombezug aus PV-Freiflächenanlagen** in Frage oder **erlauben es, bürokratiearm große PV-Dachanlagen zu realisieren**, die hinsichtlich der Eigen- bzw. Direktverbrauchsanteile individuell gestaltbar sind. Hierbei können mit Bürgschaften die **Unternehmen in der Projektfinanzierung gestärkt werden**. Auch sollten PPA für viele Sektorenkopplungsprojekte (z.B. Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge, Einkopplung erneuerbaren Stroms in Wärmenetze oder Wärmeprozesse, Elektrolyseanlagen) einfacher nutzbar werden. Maßnahmen in diesem Bereich fördern den Umbau von Prozessen hin zur Klimaneutralität.

Als Anschlag kann eine **Finanzierungsabsicherung von PPAs mit staatlicher Bürgschaft**, in Analogie zu Hermesbürgschaften oder ähnlich dem norwegischen power purchase guarantee scheme³ dienen, um die Anlaufschwierigkeiten von PPA in Deutschland insbesondere bei mittelständischen Unternehmen zu beseitigen. Eine derartige staatliche Absicherung kann als Instrument auf wenige Jahre (maximal 5 Jahre) begrenzt sein, bis sich PPA als Finanzierungs- und Betreibermodell für erneuerbare Energien etabliert haben.

Bürgschaften für PPA sind dabei vorteilhaft für die Vertragspartner und die finanzierenden Banken, denn sie sichern zu einem gewissen Grad die Risiken ab, was die Projektfinanzierung erleichtert. Sie bieten eine Garantie für den Stromverkäufer, im Fall des Ausfalls der Abnahmemenge anteilig bezahlt zu werden und können andererseits gegenüber den finanzierenden Banken die Rückzahlung von Krediten sicherstellen.

10. Benachteiligung von Solarstrom bei der Strompreiskompensation streichen

Für stromintensive Unternehmen, welche im Rahmen des EU-Emissionshandelsystems indirekte CO₂-Kosten kompensieren können, besteht derzeit kein Anreiz, ein PPA abzuschließen. Denn die europäische Regelung sieht eine **Strompreiskompensation** nur dann vor, wenn die Unternehmen starkem internationalem Wettbewerb ausgesetzt sind und Strom beziehen, *der bei der Erzeugung CO₂ freigesetzt hat*. **Mit einem CO₂-freien Strombezug aus einem erneuerbaren PPA geht das Privileg somit verloren** und macht den Strombezug aus erneuerbaren Energien für das stromintensive Unternehmen **unwirtschaftlich**.

Es muss beihilferechtskonform sichergestellt werden, dass die **Strompreiskompensation auch im Falle des Bezugs von Strom aus einem erneuerbaren PPA** weiterhin in Anspruch genommen werden kann, wenn nicht-geförderter Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen bezogen wird.

³ Norwegian power purchase guarantee scheme for power contracts with no export requirements: <https://www.eksfin.no/en/products/power-guarantee/>

11. Round-the-Clock-PPA – Passgenaue klimaneutrale Versorgung des Verbrauchs von Staatsunternehmen

Klimaneutralität erfordert auch die langfristige und günstige Versorgung von **Liegenschaften der öffentlichen Hand** und die **Versorgung von öffentlichen Unternehmen**, d.h. dem Staat unterstellte Unternehmen und Organisationen, die im mehrheitlichen oder vollen Eigentum des Staates oder seiner Untergliederungen sind (z.B. Deutsche Bahn, Deutsche Post, Flugsicherung, BNetzA, KfW usw. sowie Liegenschaften von Bund und Ländern wie Verwaltungsgebäude, Polizeiwachen, Schulen). Durch die **Vergabe von „Round-the-Clock-PPA“**, d.h. zu 100% auf erneuerbaren Energien basierenden Versorgungsaufträgen für die bedarfsgerechte **Belieferung zu jeder Zeit**, kann die öffentliche Hand in einem **Bieterverfahren für vorqualifizierte PPA-Akteure in öffentlichen Vergabeportalen** ihre Energieversorgung auf Klimaneutralität umstellen. „Round-the-Clock-PPA“ (RTC-PPA) stehen auf internationaler Ebene noch am Anfang, werden aber vereinzelt umgesetzt.⁴ Deutschland könnte hier eine echte Vorreiterrolle mit internationaler Signalwirkung einnehmen. Die Versorgung kann dabei (sofern möglich) vor Ort in Direktversorgung erfolgen oder bilanziell und über den Markt aus Neuanlagen organisiert werden. Mit den PPA wird nur die Aufgabe benannt und der Preis in einem Bieterverfahren wettbewerblich geklärt. Die technische Umsetzung muss nicht vorgegeben werden.

Ein **geeignetes System wurde bereits bei der Deutschen Bahn erfolgreich erprobt**. Die Bahn (bzw. die DB Energie GmbH) hatte in den Jahren 2018/2019 zuerst eine „Markterkundung“ durchgeführt, ein geeignetes Vergabesystem kreiert und anschließend begonnen, ein **Bieterverfahren für förderfreie PPA-Grünstromlieferung** über einen Zeitraum von rund 8 Jahren für insgesamt 500 GWh Energielieferung zu organisieren.⁵ Ein solches System ist geeignet für RTC-PPA für die passgenaue klimaneutrale Versorgung des Verbrauchs von Staatsunternehmen.

Sonderproblem Bahnstrom: Züge in Deutschland fahren nicht mit gewöhnlichem Netzstrom, sondern mit Bahnstrom. Dieser unterscheidet sich in einem wichtigen physikalischen Parameter, der Netzfrequenz. Beim **Bahnstrom beträgt die Netzfrequenz 16,7 Hertz** und nicht 50 Hertz. Etwa zwei Drittel des Bahnstroms werden aktuell in besonderen Bahnstrom-Kraftwerken produziert. Ein Drittel bezieht sie aus dem öffentlichen 50-Hertz-Netz über Umformer und Umrichter. Wenn das System Bahn auch nach Abschalten der verbleibenden Bahnstrom-Altkraftwerke weiterlaufen soll bzw. um diese Altkraftwerke überhaupt plangemäß außer Betrieb zu nehmen, ist jetzt offensiv eine **Rund-um-die-Uhr-Versorgung mit erneuerbaren Bahnstrom** aufzubauen.

⁴ z.B. Indien (RTC-PPA mit 25 Jahren Laufzeit, bestehend aus 400MW Solarkraft, 900MW Windkraft und 400 MW Speicherleistung), <https://renews.biz/71467/renew-power-signs-first-round-the-clock-ppa-in-india/>

⁵ DB Bieterportal bzw. Rahmenverträge für EE-PPA: <https://bieterportal.noncd.db.de>, <https://t1p.de/0mcf>

12. PV-Freiflächenanlagen sind bzgl. der Flächennutzung heute falsch eingeordnet

PV-Freilandanlagen sind keine “Siedlungs- und Verkehrsflächen”. Sie werden jedoch heute hinsichtlich der Flächeneinsparziele **fehlerhaft als solche eingeordnet**. Diese Einordnung ist nicht sachgerecht. Ein Solarpark entspricht einer Flächennutzung gegenüber einer vorherigen Nutzung, nicht aber einem Flächenverbrauch. PV-Freilandanlagen versiegeln zudem keine Flächen. Wenn Solarparks als Biodiversitäts-PV ausgelegt sind, schaffen und/oder erhalten sie sogar neue biodiverse Landschaftsräume, was eines der Argumente für die Einführung von Flächeneinsparziele ist. Im Fall, dass Flächen in Solarparks landwirtschaftlich genutzt werden, ist zwar die Bewirtschaftungsweise gegenüber dem Vorzustand verändert, aber nicht im Sinne eines generellen Verlusts an Fläche. Zudem erfolgt der naturschutzfachliche Flächenausgleich eines Solarparks heute in der Regel teilweise oder ganz innerhalb der eigenen Solarparkfläche. Tatsächliche Siedlungs- und Verkehrsflächen sind hingegen extern auszugleichen.

Die **heutige Fehleinordnung von Solarparks bezüglich der Flächennutzung hat Konsequenzen in anderen Bereichen, insbesondere für die Bauwirtschaft.** Die Bundesregierung will bis zum Jahr 2030 den Flächenverbrauch auf unter 30 Hektar pro Tag verringern. Aktuell werden in Deutschland rund 52 Hektar pro Tag als Siedlungsflächen und Verkehrsflächen neu ausgewiesen, davon 33 Hektar für den Wohnungsbau. Wenn weiterhin fehlerhaft Solarparks zum Flächenverbrauch zählen, ist nicht nur die Statistik verzerrt. Für die Ausweisung echter Siedlungs- und Verkehrsflächen, z.B. solcher für den Wohnungsbau oder für Gewerbegebiete, bliebe dann kein Spielraum mehr. Für die Treibhausgasneutralität strebt Deutschland zudem das Flächenverbrauchsziel Netto-Null (Flächenkreislaufwirtschaft) an, was die Zielsetzung der Europäischen Kommission aufgreift. Biodiversitäts-PV schafft dies in der Praxis bereits heute – in der Statistik jedoch nicht.

Lösung: PV-Freilandanlagen sollten eine eigene Flächenkategorie erhalten, z.B. „Landwirtschaftsfläche mit gleichzeitiger energetischer Nutzung“ oder zunächst weiter als landwirtschaftliche Flächen ausgewiesen werden, sofern ihre vorherige Nutzung die Landwirtschaft ist.

Sonderthema Speicher in Freiflächenanlagen und das Baurecht: Bei großen Photovoltaik-Freiflächenanlagen (insbesondere PPA-Anlagen) werden große Batteriespeicher in der Planung mitgedacht, um den Netzanschluss günstiger gestalten zu können und die Möglichkeiten in der Vermarktung des produzierten Stroms zu verbessern. Nicht immer werden diese Speicher umgesetzt, auch weil noch planungsrechtliche Probleme bzgl. der baurechtlichen Genehmigung und der Flächennutzung für Speicheranlagen bestehen, oder unpassende Vorgaben (zulässiger Versiegelungsgrad) deren Errichtung ausschließen oder erschweren. Leistungsfähige Speicheranlagen im zweistelligen Megawattbereich benötigen ausreichend große und befestigte Stellflächen, auch innerhalb der Solarparks. Solche Batteriespeicher sind in der Regel modular aufgebaut und werden z.B. in mehreren Containern untergebracht. Deren Aufstellung ist nach Landesbaurecht genehmigungsbedürftig. **Große Speicheranlagen sollten bundeseinheitlich im Baurecht privilegiert werden, wenn sie innerhalb eines Solarparks umgesetzt werden.**

13. Biodiversitätsvorteile in PV-Freilandanlagen nutzen - Biodiversitäts-PV

PV-Freilandanlagen können zum Erhalt der Artenvielfalt beitragen. Durch den vollständigen **Verzicht auf Gifte und Dünger** und eine **extensive Bewirtschaftung der Flächen** innerhalb der PV-Anlage und vergleichsweise lange Betriebszeiten entstehen **störungsarme Lebensräume** für zunehmend selten werdende und bedrohte Insekten, Landtiere, Vögel und Pflanzen. Böden, die durch die landwirtschaftliche Nutzung ausgelaugt sind, können sich erholen, wenn ein Solarpark errichtet wird. Dies ist insbesondere auf landwirtschaftlichen Niedrigertragsstandorten der Fall, z.B. auf trockenen oder sandigen Böden. Mit standortangepassten Blümmischungen, angelegten Hecken oder durch Nisthilfen für Wildbienen und andere Insekten können verlorengegangene Lebensräume wieder entstehen, was auch Vögeln und Säugetieren zugutekommen kann. An geeigneten Standorten oder moorigen Böden sind auch feuchte Lebensräume umsetzbar.

Das **Potenzial der Biodiversitäts-PV** sollte bewusst genutzt werden. Die Projektplanung bietet gerade bei Solarparks hierfür ausreichend Spielraum, die als förderfreie PPA-Projekte, d.h. außerhalb der Flächenkulisse des EEGs auf Standorten errichtet werden, die für die Landwirtschaft ertragsarm sind. Hier können Maßnahmen zur Stärkung der Biodiversität umgesetzt werden, die auch über das Mindestmaß des naturschutzfachlichen Ausgleichs hinaus gehen. Solarparks (Biodiversitäts-PV) können so konzipiert werden, dass sie eine **deutliche Erhöhung der Biodiversität** erzielen.

Die **Errichtung von Biodiversitäts-PV** steht damit **nicht grundsätzlich im Widerspruch mit einigen Schutzgebietskategorien**. Anstatt pauschaler Tabuzonen sollten Synergien diskutiert werden, z.B. bei Solarparks in Biosphärenreservaten (außerhalb der Kernzonen), gewissen Vogelschutzgebieten und insbesondere Landschaftsschutzgebieten. Kriterien sollten hier geschärft und die mögliche Aufwertungsleistung von Solarparks für die Natur stärker in der **nachhaltigen Regionalentwicklung** und der Raumordnung berücksichtigt werden.

Der Bundesverband Neue Energiewirtschaft empfiehlt Projektierern und Anlagenbetreibern bei der Planung, Errichtung und dem Betrieb von PV-Freilandanlagen, in verschiedenen Bereichen einen über die regulatorischen Vorgaben hinausgehenden Beitrag zu leisten, der sowohl die Akzeptanz bei Gemeinden, Landwirten und Bürgern vor Ort stärkt, deren Interessen ernst nimmt, als auch dem Umwelt- und Naturschutz zugutekommt. Weitere Informationen hierzu finden Sie unter: [bne – Gute Planung von PV-Freilandanlagen](#).

14. Erbschaftssteuer/Schenkungssteuer bei PV-Freiflächenanlagen modernisieren

Standorte von **PV-Freiflächenanlagen** sind sehr häufig landwirtschaftliche Flächen. Steuerrechtlich werden sie **von der Finanzverwaltung jedoch anders als Gewerbegebiet eingeordnet**. Dies ist **sachlich nicht sinnvoll** und **hebelt geltende Erbschafts- und Schenkungssteuer-Regeln aus**, die in Landwirtschaftsbetrieben genutzt werden, um den Betriebsübergang bei einem Generationenwechsel zu vereinfachen. Aufgrund der Fehleinordnung kommt es besonders bei großen PPA-Anlagen und der Nutzung von landwirtschaftlichen Niedrigertragsstandorten zu

extremen Verzerrungen⁶, die sich jedoch leicht beheben ließen. Da fast alle Landwirte im Laufe typischer Pachtlaufzeiten von Flächen für Solaranlagen den Betrieb-sübergang einplanen (bzw. einplanen sollten), stellt ein veraltetes Erbschaftssteuer-/Schenkungssteuerrecht ein ernstzunehmendes Problem bezüglich der Flächenbereitstellung und Akzeptanz der Photovoltaik in der Landwirtschaft dar.

Als Lösung sollte mit einer **gesetzlichen Klarstellung oder einer untergesetzlichen Festlegung zur Anwendung** geregelt werden, dass Landwirtschaftsflächen bei der Nutzung mit PV-Freiflächenanlagen ihren **Charakter als Teil des Landwirtschaftsbetriebes** nicht verlieren (d.h. weiterhin dem Betriebsvermögen und nicht dem Grundvermögen angehören) oder dass zumindest ein Ertragswertverfahren ermöglicht wird. Diese Maßnahmen sind legitim, da die Erlöse aus der Flächenverpachtung für Solarparks oft in den Landwirtschaftsbetrieb investiert werden, was dazu beiträgt, dass Landwirtschaftsbetriebe sich modernisieren können und erhalten bleiben.

15. Anpassung der Direktzahlungsdurchführungsverordnung (Agri-PV)

Inhaber landwirtschaftlicher Betriebe können keine Direktzahlungen (Beihilfen für Landwirtschaftsbetriebe) auf Flächen beanspruchen, wenn diese Flächen hauptsächlich für eine nichtlandwirtschaftliche Tätigkeit genutzt werden. In der **Auflistung der nichtlandwirtschaftlichen Tätigkeiten** laut § 12 Abs. 3 der Direktzahlungen-Durchführungsverordnung **werden pauschal alle Flächen benannt, auf denen sich Anlagen zur Nutzung von solarer Strahlungsenergie befinden**. Praxis ist hingegen, dass Flächen in Solarparks durchaus auch landwirtschaftlich bewirtschaftet werden. In vielen klassischen PV-Parks erfolgt dies durch Pflege und Mahd der Grünflächen oder anderen Formen der extensiven Landwirtschaft, z.B. durch Beweidung mit Schafen. Im Falle der Agri-PV, ergänzt die Solarenergienutzung als Nebenzweck die landwirtschaftliche Produktion auf einer Fläche (z.B. Photovoltaik als Wetterschutz im Anbau von Sonderkulturen). In solchen Konzepten sind landwirtschaftliche Aspekte in der Anlagenauslegung und dem Betrieb sogar überwiegend.

Für den Erhalt von Direktzahlungen ist entscheidend, ob die nichtlandwirtschaftliche Nutzung die landwirtschaftliche Nutzung stark einschränkt. Dass dies bei Solaranlagen der Fall sein kann, stellt auch der bayerische Verwaltungsgerichtshof in

⁶ Hintergrund zur Erbschaftssteuer/Schenkungssteuer bei PV-Freiflächenanlagen: Bei einer landwirtschaftlichen Fläche ohne eine PV-Freiflächenanlage ist die Fläche steuerlich dem Vermögen des Landwirtschaftsbetriebs zugeordnet. Im Erbfall oder der üblichen vorweggenommenen Erbfolge im Zuge einer Hofübergabe wird so die Steuerverschonung bzgl. der Erbschaftssteuer/Schenkungssteuer möglich oder eine niedrige Steuerbemessung greift. Dadurch werden Steuerfreibeträge fast nie überschritten, was den Zweck hat, dass Generationswechsel in Landwirtschaftsbetrieben reibungslos erfolgen können und sich nicht betriebsgefährdend auswirken. Ist auf einer landwirtschaftlichen Fläche jedoch eine PV-Freiflächenanlage installiert, ordnet die Finanzverwaltung diese Grundstücke nicht mehr dem landwirtschaftlichen Betrieb zu, sondern dem sogenannten Grundvermögen. Bei Betriebsübergang wird dann eine Steuerverschonung bei der Erbschaftssteuer/Schenkungssteuer unmöglich. Zusätzlich zur wegfallenden Steuerverschonung setzt die Finanzverwaltung als Berechnungswert oft den halben Wert vergleichbarer (nahegelegener) Gewerbegebietsflächen an. Besonders bei ertragsschwachen landwirtschaftlichen Flächen, die sich gut für Solarparks / Biodiversitäts-PV eignen (und wegen der Fehleinordnung sehr hoch bewertet würden), entstehen erhebliche Erbschafts- oder Schenkungssteuerforderungen, die sogar höher liegen können als die vereinbarte Pacht. Im Endeffekt kann die Verpachtung für die Nutzung mit einer PV-Freiflächenanlage damit für den Landwirt unwirtschaftlich oder sogar insgesamt betriebsgefährdend werden.

einem **Urteilsspruch zur Beihilfefähigkeit einer Solarparkfläche** klar.⁷ Dem Urteil nach ist die Zulässigkeit von Direktzahlungen für eine Fläche allein von ihrer tatsächlichen Nutzung (auch) als landwirtschaftliche Fläche abhängig. Dass landwirtschaftlich genutzte Flächen auch anderen Zwecken, nämlich dem gewerblichen Betrieb eines Solarparks dienen, führt nicht dazu, dass die Flächen ihre Eigenschaft als „beihilfefähige Flächen“ verlieren.

Der Gesetzgeber sollte dieses wegweisende Urteil als Anlass nehmen, praxisgerecht die **Beihilfefähigkeit von Flächen mit Solarparks in der Direktzahlungen-Durchführungsverordnung** weiterzuentwickeln und **Solarparkflächen nicht mehr pauschal auszuschließen**. Insbesondere für die Agri-PV ist dies nötig, aber auch in vielen weiteren Fällen hilfreich, in denen Landwirtschaft in Solarparks stattfindet.

Wie bereits in den Maßnahmen 12, 14 und 15 benannt, würden sich viele Fragstellungen im Themenkomplex Solarparks und Landwirtschaft vereinfachen, wenn die Flächen als landwirtschaftliche Flächen behandelt würden, sofern dies auch hinsichtlich der tatsächlichen Bewirtschaftung zutrifft.

16. PV-Freiflächenanlagen auf Acker- und Grünland

Ein Vorteil von Photovoltaik-Freiflächenanlagen ist, dass durch deren Betrieb störungsarme Flächen in unserer Kulturlandschaft neu entstehen, auf denen sich die Artenvielfalt erhöht. Dies geschieht dann, wenn **Solarparks auf Ackerflächen** errichtet werden. Es entstehen in Solarparks Grünländer, was im Sinne des Erhalts der Artenvielfalt wünschenswert ist. Im Landwirtschaftsrecht führt dies zu **Fragen bezüglich des Grünlandumbruchverbots**.

Das Grünlandumbruchverbot verbietet es, landwirtschaftliches Grünland in Ackerland umzuwandeln, wenn ein Acker fünf Jahre als Dauergrünland bewirtschaftet wird. Ein Umbruch von Grünländern zurück zu Ackerland ist grundsätzlich möglich, aber genehmigungspflichtig.

Weil Ackerland gegenüber Grünland im landwirtschaftlichen Sinne wertvoller ist, stellt sich bei Flächeninhabern die Frage, ob eine Ackerfläche überhaupt anteilig oder ganz für einen Solarpark genutzt werden soll. Denn entsteht ein Grünland, ist nicht sicher, ob als Nachnutzung wieder Ackerbau in Frage kommen kann, weil das Umbruchverbot dies ausschließt und eine Umbruchgenehmigung nicht sicher erteilt wird.

Unserer Ansicht nach sollen **Solarparks bevorzugt auf ertragsarmen Böden** errichtet werden, was **z.B. auch ausgelaugte Ackerböden** betrifft. Werden auf solchen Flächen zeitweise Solarparks betrieben, trägt dies auch dazu bei, dass sich der ausgelaugte Boden erholen kann (wie dies z.B. bei Zwischenfrüchten der Fall ist). Weil durch den Betrieb von Solarparks *neue Grünländer entstehen*, sollte unserer Ansicht nach das Grünlandumbruchverbot bei Solarparks gelockert werden. Der Zweck des Grünlandumbruchverbots ist die Verlangsamung bzw. Verhinderung des Verlusts von Grünland, nicht dessen Aufbau. **Weil durch Solarparks in der Gesamtschau mehr neue Grünlandflächen entstehen, bietet dies Spielraum für eine Lösung dieses Dilemmas.**

⁷ Urteil des Bayerischen Verwaltungsgerichtshofs zur Beihilfefähigkeit eines Solarparks: <https://www.gesetze-bayern.de/Content/Document/Y-300-Z-BECKRS-B-2018-N-35338>

Ein Ansatz könnte z.B. die **Bilanzierung von Grünlandflächen in Solarparks** sein. In der Bilanzierung wird **neu hinzukommendes Grünland durch Solarparks verrechnet mit den erteilten Umbruchgenehmigungen von Grünland in Solarparks**. Sofern die Bilanz z.B. auf Landesebene positiv ist – d.h. durch Solarparks netto mehr Grünland entsteht als durch die Nachnutzung als Ackerland reduziert wird, sollten Umbruchgenehmigungen für die Nachnutzung als Ackerland erteilt werden, wenn keine anderen wichtigen Gründe dagegenstehen.

17. PV-Anlagen zur Belieferung von High-Power-Charging Ladeparks im Planungsrecht privilegieren

Photovoltaikanlagen sollten **direkt neben den High-Power-Charging Ladeparks an Bundesstraßen** mit einer **Bauanzeige** errichtet werden dürfen, wenn ihre zur installierten Photovoltaikleistung zur Ladeleistung im Ladepark passt. Die bisherige Flächennutzungskategorie soll erhalten bleiben, um den Genehmigungsprozess schlank zu halten. Solche **Anlagen (inkl. deren Speicher) benötigen keine Vergütung**. Sie sollten privilegiert genehmigt werden können, z.B. über das Baurecht oder als Kombination mit der Genehmigung der Ladesäulen.

18. Detailverbesserungen: Kommunalbeteiligung an Erneuerbare Energien-Anlagen

Die Beteiligung von Kommunen am Betrieb von Solarparks nach §6 EEG 2021 ist ein **Meilenstein für die Akzeptanz**, denn Kommunen können nun effektiv Vorteile für die Menschen vor Ort schaffen. Die Kommunalbeteiligung ermöglicht rechtssicher für Kommunen und Projektierer passgenaue Beteiligungslösungen zu entwickeln. Ergebnis ist – neben der **weiterhin gegebenen Planungs- und Genehmigungshoheit der Kommune** – eine effektive und kommunal frei verwendbare **Energiewende-Rendite**. Die Kommunalbeteiligung hat eine Umverteilungswirkung hin zum ländlichen Raum, in dem Erneuerbare Energien-Anlagen entstehen.

Weil bei Genehmigungs- oder Beteiligungsprozessen auf kommunaler Ebene der Ausschluss einer strafrechtlichen Kopplung gegeben sein muss, sollte die Regelung möglichst exakt und widerspruchsfrei sein.

Wir empfehlen folgende **Verbesserungen, bzw. Klärungen** zum §6 EEG:

- **Kommunalbeteiligung auf bestehende Zuschläge ausweiten:** Die kommunale Beteiligung an Solarparks ist bei ausgeschriebenen Anlagen nur umsetzbar, wenn deren Zuschläge nach dem 31.12.2020 erteilt wurden. Zuschläge aus den Jahren 2020/2019 können dadurch kaum mehr realisiert werden. Eine geänderte Übergangsregel sollte den Anwendungsbereich von §6 auf alle Projekte mit gültigen Zuschlägen ausweiten, um deren Realisierung zu sichern.
- **Präzisieren:** Die kommunale Beteiligung ist für die „*tatsächlich eingespeiste Strommenge*“ einer Freiflächenanlage leistbar. Insbesondere wegen Projekten mit Speicher zur Pufferung oder zur besseren Netzintegration sollte dies genauer präzisiert werden (Netzbezug, Rückspeisung, Pufferung, Verluste ...).
- **Streichung:** Der **bne empfiehlt die Streichung des Erstattungsanspruchs für Freiflächenanlagen** nach §6 Absatz 5 EEG für Freiflächenanlagen mit einem finanziellen Förderanspruch (Fixvergütung od. Zuschlag in Ausschreibung).

Maßnahmen zur Planungsbeschleunigung bei Netzanschlüssen und Speichern

Heutige Situation:

- Photovoltaikkraftwerke brauchen Netzanschlüsse, die **vom Projektierer und nicht von Netzbetreiber errichtet** werden.
- **Netzanschlüsse werden zunehmend zum Problem** – nicht unbedingt technisch, **sondern organisatorisch und hinsichtlich der Trassenkosten**.
- In Unternehmen, die große PV-Dachanlagen installieren wollen, ist oft die **Modernisierung der Unterverteilungen** nötig.

19. Duldungspflicht für Anschlussleitungen von Erneuerbare Energien-Anlagen

Gemäß §§ 8 und §16 EEG müssen die Betreiber von Erneuerbare-Energie-Anlagen die Leitung zum Anschluss ihrer Anlage an das Netz der allgemeinen Versorgung, also bis zum Netzverknüpfungspunkt, selbst planen, errichten und finanzieren. Im Gegensatz zu Netzbetreibern sind Betreiber (bzw. Anlagenprojektierer) mit deutlich schwächeren Rechten ausgestattet, die Trassen effizient und günstig zu realisieren. Ein wesentliches **Problem ist dabei, dass keine Duldungspflicht der Grundstückseigentümer für Leitungen zum Anschluss von Erneuerbare-Energien-Anlagen besteht**. Die **Trassensicherung und damit die Netzanschlusskosten verteuern sich dadurch erheblich**. Zwar können betroffene Grundstückseigentümer für die Inanspruchnahme ihrer Grundstücke eine Gestattungsentschädigung vereinbaren, jedoch ist nicht geregelt, wie hoch diese sein sollte oder darf. Da rechtlich nicht gewährleistet ist, dass die Grundstücke für Anschlussleitungen von Erneuerbare-Energien-Anlagen genutzt werden können, wird der Preis für die Entschädigung von Grundstückseigentümern oft stark in die Höhe getrieben, und zwar oft deutlich über die tatsächliche Wert- oder Ertragsminderung des zu nutzenden Grundstücks. Folge sind somit oft viel längere und teurere Anschlussleitungen als notwendig. Damit werden einerseits die volkswirtschaftlichen Kosten für den Ausbau der erneuerbaren Energien unnötig erhöht. Andererseits werden Projekte durch die Unsicherheiten bei den Anschlussleitungen vielfach erheblich verzögert, womit die Projektrisiken und damit die Kosten erhöht werden und Projekte sogar teilweise aufgegeben werden.

Für das **Verlegen einer betriebsnotwendigen Kabeltrasse** zum Anschluss einer Erneuerbare Energien-Anlagen sollte deshalb **bei angemessener Entschädigung eine Duldungspflicht der Grundstückseigentümer bzw. -nutzer** eingeführt werden. Eine Duldungspflicht soll gegen ein angemessenes Entgelt bestehen und würde gegenüber einer Enteignung ein mildes Mittel darstellen.

20. Prozessbeschleunigung bei Anschlussleitungen von Erneuerbare Energien-Anlagen erreichen

In vielen Verteilungsnetzen zeichnet sich ein schneller Ausbau insbesondere von PV-Freiflächenanlagen ab, der auch Auswirkungen auf die Leistungsfähigkeit des Verteilungsnetzes hat. Zwar lassen sich Netzanschlüsse von PV-Freiflächenanlagen durch den Einsatz von Batteriespeichern reduzieren (was künftig

immer mehr Standard werden sollte), aber die Grundprobleme des eingeschränkten Trassenwegenutzungsrechts für private Akteure – die letztlich die Anschlussleitungen errichten – ist gegenüber den Rechten der Netzbetreiber eingeschränkt. Dadurch ergibt sich erheblicher Planungsaufwand. Aufgrund von Umplanungen und Forderungen nach Entschädigungszahlungen scheitern auch Projekte.

Maßnahmen zur Beschleunigung/Verbesserung von Netzanschlussprozessen:

- a) **Geschwindigkeit erhöhen:** Netzanfragen sollen durch Netzbetreiber binnen 20 Arbeitstagen nach Eingang zu beantworten sein. Neben der Nennung des gewünschten Netzverknüpfungspunktes sind auch zugehörige Daten bei entsprechender Anfrage mitzuliefern oder offenzulegen.
- b) Genehmigungsdauern von Erneuerbare-Energie-Anlagen (Windkraft und PV-Freiflächenanlagen) verlängern sich aufgrund der fehlenden **Duldungspflicht einer Anschlussleitung durch Grundstückseigentümer/-nutzer** (siehe Maßnahme 19). Daher sollte eine Duldungspflicht eingeführt werden.
- c) **Speicher als Element zur besseren Nutzung eines Netzanschlusses** werden in der Praxis noch nicht vom Netzbetreiber mitgedacht. Die Anschlussbedingungen von Speichern (im MW-Bereich) sollten geschärft werden. Speicher erlauben die Doppelnutzung von neuen oder bestehenden Anschlussleitungen von Solarparks.
- d) **Reservierungen für Netzanschlussleistung** zum Anschluss von Solarparks sollen prozessual verbessert werden. Dies betrifft beide Seiten, sowohl für den Netzbetreiber als auch für Projektierende. Nicht mehr aktuelle Netzanschlussbegehren (weil z.B. Projekte Dritter abgebrochen wurden) blockieren heute unter Umständen aktive Planungen in ihrem Netzanschluss.
- e) **Monitoring des Ausbaus von (förderfreien) Solarparks auch bezüglich der Netzanschlüsse verbessern:** Netzbetreiber werden vom Projektierer über die Satzungsbeschlüsse informiert. Sie reservieren dann die Netzanschlussleistung und geben diese Information an die Fachagentur Photovoltaik (siehe Maßnahme 1) weiter. Zweck ist eine schnelle Erfassung von tatsächlichen Ausbaudynamiken insbesondere bei Projekten im förderfreien Bereich (PPA-Projekte).
- f) **Zügige Inbetriebnahme:** Die Netzbetreiber sollten nach Vorlage der Fertigmeldung der PV-Anlagen diese binnen 14 Werktagen in Betrieb nehmen (bei Kleinanlagen ggf. ohne Vor-Ort-Prüfung) und somit die Lieferfähigkeit des Stroms sowie der Inanspruchnahme ggf. gewährter Vergütungen ermöglichen.

Zur weiteren Beschleunigung von Prozessen, die dem Netzanschluss (bzw. die Errichtung) eines Solarparks dienen, sollten Auskunftsrechte von Projektierern im Liegenschaftskataster verbessert werden, um effizient die Flächeneigentümer zu ermitteln, die ggf. der oben vorgeschlagenen Duldungspflicht unterliegen (Maßnahmen 19). Da der Netzanschlusspunkt vom Netzbetreiber definiert wird, könnte ein entsprechendes Recht z.B. im Sinne einer Genehmigungsfiktion vorgesehen werden.

21. Angleichung der Netzanschlussbedingungen und -prozesse in ganz Deutschland

Die **Vielzahl technischer Anschlussbedingungen (TAB) und Anmeldeformulare für Netzanschlüsse** führt zu Mehrkosten und Zeitverzögerungen. Heute verfügt jeder der ca. 900 Netzbetreiber über eigene TAB, seitenlange Anmeldeformulare teilweise auf Papier, sowie individuelle Anmeldeprozesse. Wettbewerb wird behindert, da eine Standardisierung von Prozessen und oft auch eine effiziente Beschaffung von standardisierten Anschlusskomponenten nicht möglich sind. Um die **Verfahren rund um den Netzanschluss von PV-Anlagen beschleunigen** zu können und den Verteilnetzbetreibern die Möglichkeit zu geben, Anschlussbegehren gleichzeitig gewissenhaft und effizient zu prüfen, schlagen wir folgende Anpassungen vor.

- a) Anlagenbetreiber und Netzbetreiber profitieren gleichermaßen von einer **Harmonisierung und Digitalisierung des Verfahrens zur Netzanmeldung**. Eine bundesweit einheitliche und zentralisierte Netzanschlussplattform entlastet vor allem kleinere Netzbetreiber, denen häufig die Ressourcen fehlen, um bei mehreren parallelaufenden Verfahren einen zeitnahen Abschluss zu ermöglichen. Für Anlagenbetreiber entfallen bürokratische Hürden, wenn Sie den Antrag in einem standardisierten Online-Formular stellen können, statt dafür den Postweg bemühen zu müssen.
- b) Einführung einer **Schwelle, ab der eine Vor-Ort-Prüfung sinnvoll wird**, bzw. bis zu der eine (einzuführende) vereinfachte Dokumentation ausreicht. Mithilfe fotografischer Dokumentation der PV-Anlage und des passenden Stromzählers entfällt unserer Ansicht nach in den meisten Fällen die Notwendigkeit für einen Vor-Ort-Besuch. Elektriker und Solarteure sollten eine Zertifizierung darüber erhalten können, dass sie die Dokumentation ordnungsgemäß durchführen können. Die **fotografische Dokumentation der Anlage wird zur Norm** und kann stichprobenartig durch einen Vor-Ort-Besuch überprüft werden.
- c) Für alle PV-Anlagen kleiner 30 kWp sollte es möglich sein, die **PV-Anlage auch ohne Anwesenheit vom Verteilungsbetreiber (VNB) in Betrieb setzen zu dürfen**. Bei diesen kleinen PV-Anlagen besteht i.d.R. kein Risiko für das Netz. Optional könnte der VNB, der über die Inbetriebnahme rechtzeitig informiert wird, dennoch auf eigene Kosten zum Kunden fahren und kontrollieren. Eine zwingend erforderliche Netzverträglichkeitsprüfung im Sinne des §8 Abs. 6 EEG sollte daher erst für Anlagen > 30 kWp gelten.
- d) Die **Fristen zur Beantwortung eines Netzanschlussbegehrens** nach §8 EEG sollten **mindestens bei Kleinanlagen verkürzt** und mit einer **Genehmigungsfiktion** versehen werden. So sollte eine Anlage als genehmigt gelten, wenn der Netzbetreiber auf das Anschlussbegehren eines Anlagenbetreibers nicht adäquat innerhalb von vier Wochen reagiert. Die Genehmigungsfiktion ist bereits bewährter Rechtsbestandteil beispielsweise im Baurecht und könnte auch im Bereich der Solaranlagen die Prozesse beschleunigen helfen.

22. Programm zur Ausrüstung von Netzanschlüssen in Unternehmen (Dachanlagen)

PV-Anlagen auf großen Dächern benötigen leistungsfähige Netzanschlüsse. Bei größeren Anlagen auf Bestandsgebäuden ist **oft ein Umbau von der Niederspannungstechnik hin zur Mittelspannungstechnik erforderlich**, sobald eine bestimmte Anlagenleistung erreicht wird. In der Regel müssen dafür vorhandene

(betriebsinterne) Stromverteilungen erweitert oder modernisiert werden. Für **Investitionen in die Ausrüstung von betriebsinternen Verteilungen** für Photovoltaik sollte eine schnell greifende Finanzierungsverbesserung ermöglicht werden: entweder als Förderung (Zuschuss, Ausrüstprämie, Sonderabschreibung, o.Ä.) oder kombiniert mit dem Bürgschaftsprogramm zum Markthochlauf von PPA (siehe Maßnahmen 8). Eine leistungsfähigere betriebsinterne Strominfrastruktur erlaubt auch schnellere Fortschritte bei der Sektorenkopplung.

Maßnahmen für förderfreien und geförderten Photovoltaikausbau auf Dächern – Photovoltaik-Standard

Heutige Situation:

- Gebäude erzeugen Strom, und **Photovoltaik-Systeme** werden zunehmend als **Haustechnik** angesehen, aber regulatorisch nicht so behandelt.
- Die Degression der anzulegenden Werte erfolgt nicht marktbasiert, weil erhebliche Kosten ausgeblendet werden und dadurch insbesondere **mittelgroße PV-Anlagen zurzeit unwirtschaftlich** geworden sind. Nötig sind die Neuausrichtung des Degressionsmechanismus und Deregulierung.
- Im Segment der kleinen PV-Dachanlagen nimmt der **Zubau ohne EEG-Förderanspruch** deutlich zu, z.B. aufgrund der Bundesförderung für effiziente Gebäude.
- Viele PV-Projekte im Segment der großen Dachanlagen werden als **Hybride zwischen geförderten und angeforderten Anlagenteil** umgesetzt, mit einem geförderten Anlagenteil und einem förderfrei betriebenen Teil.
- Die **Dachanlagenausschreibung** wurde durch den projektbezogenen Ansatz verbessert. Sie **passt noch nicht zu den Wünschen vieler Betriebe**, aufgrund der Mengensteuerungslogik mit der dadurch zu geringen Zuschlagswahrscheinlichkeit und den Eigenverbrauchsrestriktionen. **Zu viele neue Dächer bleiben leer.**
- Ein **PV-Standard für Neubau und Dachsanierung** ist in der Diskussion und verstärkt den Trend des nicht EEG-geförderten Ausbaus auf Dächern weiter.

23. Zweiteiliger Solar-Standard für Neubauten und Dachsanierungen bei Wohn- und Nichtwohngebäuden

Für die Umstellung des Gebäudesektors auf die gesetzlich vorgeschriebene Klimaneutralität ist es notwendig, dass bei Bau- und Sanierungsmaßnahmen die Nutzung von Solarenergie mitgedacht wird. Hierzu sollten die Vorgaben im Gebäudenergiegesetz (GEG) weiterentwickelt werden und einen **Solar-Standard für Neubauten und Dachsanierungen bei Wohn- und Nichtwohngebäuden** vorsehen. Der Solar-Standard regelt die technischen Mindestanforderungen hinsichtlich der Nutzung von Solarenergie in einem Gebäude. Dies sollte mit den Anforderungen der Bundesförderung für effiziente Gebäude harmonisiert werden. So kann sichergestellt werden, dass sich einerseits kurzfristig Vorteile in der Gebäude- bzw. Sanierungsmaßnahmenfinanzierung ergeben. Zudem sind

auch langfristig finanziellen Vorteile durch den Betrieb einer Photovoltaikanlagen für die Gebäudeinhaber/-nutzer in der Regel wahrscheinlich.

Bei Neubauten sollte zusätzlich ein **digitales Dachflächenkataster als zweites Element eines Solar-Standards** eingerichtet werden, in das die Dachflächen nach erfolgter Baugenehmigung eingetragen werden. Dieses zweiteilige System sichert die **Effizienz des Solar-Standards**.

- a) **Mehr Dachflächen werden erschlossen:** Dass heute Dachflächen für Solar-energie (im Neubau, insbesondere auf Gewerbedächern) ungenutzt bleiben, ist ineffizient. Durch die Erfüllung des Solar-Standards wird dies gelöst.
- b) **Der Solar-Standard ist effizient organisierbar:** Mit dem Kataster können Marktakteure wettbewerblich und transparent zusätzliche Dachflächenpotenziale erschließen. Diese Potenziale ergeben sich, wenn z.B. ein Bauträger selbst keine eigene Solaranlage errichten will oder kann, das Dach jedoch geeignet ist und keine Ausschlussgründe aus dem Solar-Standard vorliegen. Auch entstehen Potenziale, wenn Bauträger für sich nur den Mindeststandard erfüllen wollen und die restliche Dachfläche als nutzbares Potenzial vermarkten wollen.
- c) **Alternative Erfüllungsoptionen:** Wenn ein Dach nicht für eine Nutzung der Solarenergie geeignet ist, kann dies auch durch Kauf- und Pachtmodelle an anderen Stellen ausgeglichen werden. Im Dachflächenkataster würde dann gekennzeichnet, dass auf einem Dach keine PV-Anlage errichtet werden soll. In diesem Fall, stehen andere Erfüllungsoptionen zur Verfügung, die Mindestanforderungen des Solar-Standards bilanziell zu realisieren (z.B. über andere Dachflächenkatasterprojekte, die dann größer dimensioniert werden müssen als es der Standard vorgibt). Der nötige *Matching-Prozess* könnte modulweise erfolgen, da ein einzelnes PV-Modul eine Anlage im Sinne des Energierechts darstellt.
- d) **Der Solar-Standard ist kosteneffizient:** Weil nur wirtschaftliche Projekte über die Mindeststandards hinaus dimensioniert und realisiert werden, um als alternative Erfüllungsoption des Solar-Standard zur Verfügung stehen und weil unwirtschaftliche Projekte nicht realisiert werden, ist dieses System in sich effizient.

Bei Härtefällen im Bereich der Sanierung, in der ein rentabler Betrieb einer Photovoltaikanlage unwahrscheinlich ist, oder eine solche nicht realisierbar ist, sollte es Ausnahmen im Solar-Standard geben. Bei Neubauten von Wohn- oder Nichtwohngebäuden kann durch entsprechende Planung der Solar-Standard erreicht werden.

24. Weiterentwicklung des atmenden Deckels zu einem atmenden Booster

Der aktuelle Mechanismus des atmenden Deckels, der die Degression der anzulegenden Werte für nicht ausgeschriebene PV-Anlagen bestimmt, sollte zum **atmenden Booster weiterentwickelt** werden, einem **umfassenden marktorientierten Mechanismus**. Dieser soll die Summe aller Faktoren abbilden, die für den Zubau der Photovoltaik relevant ist (z.B. Entwicklung der Photovoltaik-Systemkosten, der EEG-Umlage und Netzentgelte, der Handwerkerkosten, sowie

der Wirtschaftlichkeit von Eigenverbrauchserhöhungen mit Berücksichtigung der Speicherentwicklung oder der Elektromobilität.).

Der atmende Booster berücksichtigt, dass auch bei den Kleinanlagen künftig zunehmend andere Instrumente eine wichtige Rolle für den Ausbau der Photovoltaik spielen dürften (z.B. das Gebäudeenergiegesetz bzw. die Bundesförderung für effiziente Gebäude oder Maßnahmen wie der Solar-Standard (siehe Maßnahme 18)). Auch wird die Direktvermarktung von Kleinanlagen bzw. die förderfreie sonstige Direktvermarktung an Relevanz gewinnen.

Die marktorientierte Degression bleibt für die **Anlagenauslegung der Gebäude-PV** eine wichtige Größe mit Push- und Pull-Effekten. Ein klug ausgestalteter Mechanismus zeigt an, ob sich der Ausbau auf dem vorgesehen Ausbaupfad befindet und steuert zeitnah nach.

Wesentliche Elemente der Weiterentwicklung zum atmenden Booster sind:

- a. **Anpassung des Zielpfades für die Gebäude-PV (Dächer, Fassaden, ...)** auf das künftige Ausbauziel für erneuerbare Energien (Gesamtwert, d.h. inklusive des nicht nach EEG vergütungsberechtigten Zubaus)
- b. **Anpassung der Sonderdegression** an die heutige Kostensituation
- c. **Symmetrische Gestaltung der Anpassungsstufen** bei Zielpfadverfehlung
- d. **Nettoförderkapazität als Grundlage des atmenden Boosters**
(Auf Degression nur den Ausbau anrechnen, der vergütungsberechtigt ins Netz eingespeist wird, d.h. Abzug des nicht vergütungsberechtigten Zubaus)
- e. **Sachgerechte Änderung von Berechnungsgrößen:** Netzrelevante Wechselstromleistung in der Berechnung der Degression verwenden, anstatt der für das Netz nicht relevanten Modulleistung.

25. Freiräume beim Kraftwerkseigenverbrauch bei PV-Kraftwerken: Freigrenzen statt Bagatellgrenzen

Bei Photovoltaik-Anlagen in der Direktvermarktung ist für den Anlagenbetrieb Energie nötig, beispielsweise für den Verbrauch von Transformatoren oder der IKT. Dieser Betriebsstrom ist im Vergleich zur Produktion gering, fällt jedoch auch in Zeiten an, in denen keine Produktion stattfindet – beispielsweise nachts. Für nach dem EEG ausgeschriebene Anlagen ist der Eigenverbrauch verboten. Dies führt dazu, dass Netzstrom für die Versorgung von Nebenverbräuchen genutzt werden muss. Daraus ergeben sich Kosten für den Strombezug, aber auch Abrechnungs- und Dokumentationsaufwand. Folgende Maßnahmen können dies lösen:

- a. Die **Bagatellgrenze** für den EEG-Umlagebefreiten, bzw. -reduzierten Eigenverbrauch (nach §61a und §61b EEG) sollte **zu einer Freigrenze für den umlagebefreiten Eigenverbrauch weiterentwickelt werden**, die nicht von der Anlagengröße oder der Vermarktungsform abhängt.
- b. **Neu- und Bestandsanlagen**, die ihren anzulegenden Wert wettbewerbsfähig in einer Ausschreibung nach dem EEG ermittelt haben, sollte es unbürokratisch ermöglicht werden, **selbst produzierten Strom für deren Nebenanlagen zu nutzen**. Dies sollte auch nachts möglich sein, d.h. **ohne Erfordernis**

- der Zeitgleichheit von Erzeugung und Verbrauch.** Dies wäre durch die Einbindung von Speichern möglich, die nicht in das öffentliche Netz liefern, sondern den Kraftwerkseigenverbrauch decken. Für diesen Zweck sollte eine von der Anlagengröße abgeleitete **Freigrenze für die Speicherleistung** im kleinen einstelligen Prozentbereich zugelassen werden.
- c. Die Freigrenzen sollten mit der **Weiterentwicklung des heutigen Eigenverbrauchs zum Vor-Ort-Verbrauch** abgestimmt erfolgen (Maßnahme 26).

26. Vor-Ort-Verbrauch verbessert Eigenverbrauch (inkl. Mieterstrom, WEG-Strom)

Die aktuelle Logik der Personenidentität beim Eigenverbrauch im EEG ist zu einer Last für alle Konzepte geworden, in denen PV-Anlagen nicht nur auf einzeln genutzten Gebäuden errichtet werden. Komplizierte Regelungen wie der Mieterstromzuschlag, der in der Praxis oft nicht genutzt wird, sind die Folge. Auch zum förderfreien PV-Ausbau auf Gebäuden passt der aktuelle Ansatz nicht. Das Erfordernis der **Personenidentität beim Eigenverbrauch sollte überwunden und durch ein „Konzept des Vor-Ort-Verbrauchs“ ersetzt werden.** Das umfasst neben klassischem Eigenverbrauch auch **gemeinschaftlichen Eigenverbrauch** oder **Direktbelieferungen (z.B. Wohnungseigentümer, Gewerbe)** oder konzeptoffenen Mieterstrom in einem Gebäude oder einem Quartier. Der Vor-Ort-Verbrauch sollte den moderat überarbeiteten Rahmenbedingungen des heutigen Eigenverbrauchs unterliegen. Dazu zählt neben der **Abschaffung der Personenidentität** auch der Ersatz von verbliebenen Bagatellgrenzen durch Freigrenzen (Maßnahme 25). Zudem sollte die Zustimmung zu Photovoltaikanlagen und Speichern im Wohnungseigentumsgesetz (WEG) erleichtert und auf ein Mehrheitsprinzip umgestellt werden, analog zur bereits geänderten Zustimmungspflicht beim Bau von Ladesäulen.

27. Mehr Subsidiarität und Freiheit für „Behind-the-Meter-Konzepte“

Die Optimierung von solarem Vor-Ort-Verbrauch benötigt mehr Spielraum. Oft sollen neben der Stromproduktion auch der Verbrauch, Belieferungskonstellationen und Sektorenkopplungslösungen zum Wärme- und Verkehrssektor in stimmige Gesamtkonzepte eingebunden werden. Das heute vorhandene Regelungsdickicht innerhalb einer solchen Vor-Ort-Optimierung bremst oft Potenziale aus und ist mit hohen Transaktions- und Messkosten verbunden. Im Sinne der Vereinfachung sollte **konzeptionelle Freiheit hinter einer klar definierten Schnittstelle zum Netz (bzw. zum Energiemarkt), d.h. hinter dem Übergabestromzähler / „Behind-the-Meter“** gestärkt werden. Dies soll nicht im Sinne einer Entkopplung vom Rest des Systems erfolgen, sondern im Sinne der Subsidiarität und der günstigen Optimierung eines lokalen Systems.

Durch einen **subsidiären Ansatz beim solarem Vor-Ort-Verbrauch** und mehr **Freiheiten in „Behind-the-Meter-Konzepten“** kann nicht nur lokal mehr Optimierungspotenzial entfaltet werden, es kann auch die Rolle von Vor-Ort-Systemen als Teil des gesamten Energiesystems neu definiert werden, mit den verbundenen Rechten und Pflichten zur Systemstützung. Ein subsidiär gedachtes System (z.B. in Gebäuden oder Quartieren) ist in der Lage, die heutige Verstrickung des komplexen Regelungsdickichts zu überwinden und durch einfache

Konzepte neue unternehmerische Dynamik und Innovation zu entfachen. Markt und Wettbewerb orientieren sich dann weniger an der Erfüllung hoch komplexer und oft widersprüchlicher Regulierungsvorgaben, sondern können im Rahmen der Vertragsfreiheit die Gestaltungsspielräume vor Ort nutzen.

28. PV-Eigenverbrauch (bzw. Vor-Ort-Verbrauch) systemgerecht nutzen

Eigenverbrauch ist ein zentrales Element für den Ausbau der Photovoltaik in/an Gebäuden und ein wichtiges Anliegen von Prosumern. Der heutige Eigenverbrauch sollte zum Vor-Ort-Verbrauch weiterentwickelt werden (Maßnahme 26). Die Rahmenbedingungen werden dadurch einfach und attraktiv gestaltet, um weiter private Investitionen in „Energiewendetechnologie“ anzureizen.

Vor-Ort-Verbrauch befreit nicht von Pflichten für das System. Diese Pflichten sollten abgestuft werden in die „**Sichtbarkeit des Vor-Ort-Verbrauchsprofils für das System**“ (nur Messung) und die „**Beeinflussbarkeit des Vor-Ort-Verbrauchsprofils**“ (Messung und Steuerungsmöglichkeit). Wir schlagen vor, dass Bürgerinnen und Bürgern künftig spezifische Rechte eingeräumt werden, damit sie sich aktiv am "Vor-Ort-Verbrauch" beteiligen und die erforderlichen Technologien schnell und problemlos installieren und einsetzen können. Damit greifen wir die weitreichende Definition von Prosumern („aktiven Kunden“) aus dem EU-Recht auf. Welche Anforderungen gestellt werden, sollte zudem von der Anlagengröße abhängen und der preisgerecht verfügbaren digitalen Messtechnik.

- a) Bei **Anlagen unter 7 kW Einspeiseleistung** an einem Hausanschluss kann und soll im Sinne flacher Prozesse und Anforderungen generell auf die verpflichtende Sichtbarkeit für das System und die externe Steuerung verzichtet werden („**Abrechnung reicht aus**“). Der Aufwand und die Kosten für die Messtechnik würden in der Regel den Nutzen übersteigen. Die Belieferung von Reststrommengen soll hier mit Standardprofilen erfolgen.
- b) Bei **neuen Anlagen ab 7 kW Einspeiseleistung** sollte die **Sichtbarkeit für das System als regulierte Mindestanforderung** zügig erreicht werden („**standardisierte Messung mit iMSys**“). Die **Wirkleistungsbegrenzung auf 70% bei Kleinanlagen**, die aktuell bis 25kW angewendet wird, hat sich als effektiv herausgestellt und sollte beibehalten werden. Größere Anlagen benötigen bereits heute die technische **Fernsteuerbarkeit durch den Netzbetreiber** (heute gestufte Abschaltbarkeit mit Hilfe von Funkrundsteuerempfängern). Diese Option sollte perspektivisch über das iMSys abgebildet werden, jedoch weiterhin gestuft erfolgen. **Schalthandlungen des Netzbetreibers** sollten aber **nicht wie ein „digitales Rundsteuersignal“** erfolgen, sondern mit Vermarktungslösungen zusammen gedacht werden.
- c) Ob und wie **marktliche Steuerbarkeit** bei Anlagen größer 7 kW vorgesehen wird, sollte dem Markt überlassen werden (Hintergrund: Maßnahme 29).
- d) Jede Bürgerin und jeder Bürger sollte künftig die Möglichkeit erhalten, Anlagen digital nach einem einheitlichen bundesweiten Standard anzumelden. Dieser kann von der BNetzA als verbindlich festgelegt werden. Spätestens nach vier Wochen sollten die betreffenden Anlagen in Betrieb genommen werden dürfen.

29. Direktvermarktung unter 100 kW vereinfachen und Herkunftsnachweissystem verbessern

Die **Zugangsbedingungen** zur heutigen Direktvermarktung **passen nicht zu Anlagen kleiner 100 kW**. Sowohl bei der **Direktvermarktung im Marktprämienmodell** als auch für die **sonstige Direktvermarktung** können heute aufgrund unpassender Regelungen und für die Anlagengröße überzogener Steuerungsanforderungen aktuell **keine PV-Anlagen oder PV-Anlagen mit Speichern integriert** werden. Gerade bei den Anlagen im förderfreien Betrieb entsteht so ein Problem. Durch die zu großen **Zugangshürden verschließen Vermarktungsoptionen** wie Direktvermarktungspools, aber auch Mikro-PPA oder neuartige Erzeuger-Verbraucher-Gemeinschaften (mit Netznutzung).

Grund ist nicht nur eine fehlende Digitalisierung in Form von intelligenten Messsystemen, sondern auch ein **veraltetes Bild von „steuerbaren Kraftwerken“**. Für Kleinanlagen ist die Steuerungsanforderung der Direktvermarktung oft überzogen. Direktvermarkter organisieren heute Multi-Gigawatt-Vermarktungspools, die auch im Kurzfristmarkt aktiv sind. **In Direktvermarktungspools muss nicht jede kleine Einheit steuerbar sein**. Es reicht in vielen Fällen die **Sichtbarkeit der Anlagen für das System** aus, d.h. die einfache Messung ohne Steuerung. Direktvermarkter wären auch mit **ungesteuerten oder nicht steuerwürdigen Anlagen** verpflichtet, ihre Bilanzkreise ordentlich zu bewirtschaften. Ein einzelner Handelsvorgang am Energiemarkt, die Aktivierung einer großen oder vieler gepoolter kleinen Flexibilität im Vermarktungspool (z.B. aus vernetzten Batterien) könnten hunderte ungesteuert einspeisende PV-Kleinanlagen im Bilanzkreis ausgleichen.

Elemente einer Lösung:

- a) Für alle Anlagen, die durch ein intelligentes Messsystem (iMSys) angebunden sind oder bei denen dies früher oder später der Fall ist, sollte der **Zugang zur optionalen Direktvermarktung erleichtert werden** (zwischen 7 kW bis 100 kW).
- b) Für den Zugang zur Direktvermarktung von Anlagen dieser Leistungsklasse sollen **vereinfachte Regeln** eingeführt werden, **insbesondere hinsichtlich der Fernsteuerbarkeit**. („Sichtbarkeit der Anlagen“ reicht aus).
- c) Ob zur Messung und Messwertübertragung auch **zusätzlich Steuerungsfunktionen umgesetzt werden** (z.B. indem die Batterielade/Entladeleistung gesteuert wird oder Anlagen marktlich geregelt werden), **obliegt dauerhaft dem Direktvermarkter** (bzw. ist im Direktvermarktungsvertrag geregelt). Durch die Pflicht zur **Bilanzkrestreue** müssen Direktvermarkter ordentlich wirtschaften und ungesteuerte Anlagen anderweitig ausgleichen.
- d) Die **Steuerungsfunktionen müssen**, sofern sie von Direktvermarktern überhaupt gewünscht werden, **über ein iMSys erfolgen**. Eine RLM-Messung ist nicht nötig (bei Anlagen zwischen 7 kW bis 100 kW).
- e) **Übergangszeit**: Da durch iMSys nicht alle Funktionalitäten unmittelbar zur Verfügung stehen werden, sollten **Übergangsregeln für bestimmte Anwendungen vorgesehen** werden (z.B. Messung durch proprietäre Systeme). Diese ermöglichen die stabile Entwicklung von Geschäftsmodellen und werden obsolet, sobald auch bei iMSys die nötige Funktionalität vollumfänglich zur Verfügung steht.

Zusätzlich zum vereinfachten Zugang zur Direktvermarktung sollten die **Prozesse für Herkunftsnachweise** angepasst werden, damit auch Kleinanlagen außerhalb der Förderung (sonstige Direktvermarktung) einzeln oder im Rahmen eines Pooling in der Direktvermarktung nutzen können. Das heutige System der Herkunftsnachweise ist auf Großanlagen zugeschnitten und lässt mittlere und kleine PV-Anlagen außen vor. Die Verwaltung von Herkunftsnachweisen ist vollkommen unzureichend digitalisiert. Neben der effizienten Digitalisierung des Herkunftsnachweisregisters mit modernen Mitteln und Schnittstellen sollte auch die Zulässigkeit der Stückelung von HKN diskutiert werden. Die Größe eines HKN ist heute auf eine Megawattstunde festgelegt und liegt damit in einer Größenordnung, die z.B. nicht zu PV-Dachanlagen passt. Um die wachsende Nachfrage nach Grünstrom aus einheimischen Anlagen decken zu können, schlagen wir eine Überarbeitung der Herkunftsnachweissystems vor.

30. PV-Dachanlagenausschreibung künftig mit flexiblem Ausschreibungsvolumen

Zur Generierung des Wettbewerbs innerhalb einer Auktion ist bei PV-Dachanlagen eine Mengenbegrenzung vorgesehen. Diese hebt die positiven anzusehenden Verbesserungen des EEG 2021 hin zur Projektfinanzierung bei neuen Dächern teilweise aus, denn die Mengenbegrenzung wird dazu führen, dass weiterhin zu wenige große Dächer für Photovoltaik genutzt werden. Die reine **Mengensteuerungslogik sollte überwunden und durch zusätzliche Wettbewerbselemente ergänzt werden**, die ggf. kombiniert werden können. Möglich wäre neben einer **Anhebung der Ausschreibungsmengen** ein anderer **Zuschlagsmechanismus** (z.B. eine Zweitpreisauktion wie bei Onlineauktionen) und eine **Zuschlagsregel, die zulässt, dass das effektiv bezuschlagte Volumen einer Ausschreibungsrunde über einem politisch definierten Mindestvolumen liegen kann**, wenn die Kosten für die zusätzlichen Bezuschlagungen gering sind. Überschreitet das Gebotsvolumen das Ziel- bzw. gewünschte Mindestvolumen, so ist von Geboten deutlich unter dem zulässigen Höchstwert auszugehen. Unterschreitet die Gebotsmenge das Zielvolumen, so begrenzt der Höchstpreis die Kosten. Wegen Mahnahmen wie z.B. einer Zweitpreisauktion ist Wettbewerb unabhängig von Volumen gegeben. Weil Zuschläge in der Dachanlagenausschreibung ohnehin projektspezifisch sind und Bezuschlagte aufgrund des Projektsicherungsbeitrags einen individuellen Anreiz haben, die Errichtung voranzutreiben, ist auch eine hohe Realisierungsquote zu erwarten.

Zudem sollte die Ausschreibung von Dachanlagen über ein **Online-Portal** erfolgen und eine **deutlich höhere Taktung aufweisen, z.B. monatlich** (sobald das Portal eröffnet wird). Auch **Freigrenzen** im Rahmen des Ausschreibungssegments für PV-Dachanlagen **für den gewerblichen bzw. industriellen Eigenverbrauch** sollten geschaffen werden (siehe Maßnahme 25).

Generell sollten bei der PV-Dachanlagenausschreibung und auch aufgrund des **Solar-Standards für Nichtwohngebäude** neue Wege diskutiert werden, die das **Volumen nicht begrenzen**. Große Dächer nicht oder nicht voll zu belegen ist heute und in Zukunft ineffizient. Im vorgeschlagenen Solarstandard (Maßnahme 23) sollten auch die Nichtwohngebäude in einem Solarkataster

eingetragen werden. Auch dieses Volumen könnte im PV-Dachanlagenportal ausgeschrieben werden. Anspruch muss werden, dass geeignete neue oder sanierte Dächer von Nichtwohngebäuden vollständig für Solarenergie verwendet werden und nicht Schwellwerte im EEG, sondern die verfügbare Dachfläche die Nutzung von Potenzialen bestimmt.

31. Repowering an bestehenden PV-Standorten kreativ denken

Die Bedingungen für das Repowering von Photovoltaikanlagen sollten verbessert werden. Durch Repowering ist es möglich, die **Leistung des heutigen Anlagenbestands** in der langfristigen Perspektive **etwa zu verdoppeln**. Der Energieertrag kann sogar noch stärker ansteigen als die Leistungssteigerung. Mit **Hinzunahme von Speichern** können repowerte Anlagen nicht nur die bestehenden Netzanschlüsse weiter nutzen – sie nutzen sie sogar besser und tragen gleichzeitig zum **Aufbau von Kurzfrist-Speicherkapazität** und einer **bedarfsgerechten Lieferung von PV-Strom** bei. Vorhandene Dach- und Freilandflächen können somit umgehend höhere Beiträge zum Klimaschutz leisten.

Bestehende Vergütungen sollten nur für die bisher am Installationsort vorhandene und im Marktstammdatenregister hinterlegte Leistung gezahlt werden. Die entstehenden repowerten Flächen bzw. Einspeisekapazitäten sollten **keine gesetzlich festgelegte Vergütung** erhalten, sondern alle an **Ausschreibungen im EEG** teilnehmen oder für Eigenverbrauch (bzw. Vor-Ort-Verbrauch) genutzt werden **und/oder durch förderfreie Direktvermarktung über PPA** in den Markt gehen.

Für die bestehenbleibenden Anlagen (die ggf. verbleibenden Bestandsmodule) gelten auch nach dem Umbau die vorher bestehenden technischen Regeln weiter (z.B. Netzanschluss, Zertifikate). Für den "neuen" Teil gelten die bei Installation gültigen Regeln. Der **Netzanschluss kann weiter in der bestehenden Auslegung genutzt werden, wenn ein Speicher dessen Überlastung verhindert** und Einspeisespitzen abfängt.

Wird auf Freiflächensolaranlagen repowert, muss die gesamte Anlage (neue und alte Teile) die Standards der „Biodiversitäts-PV“ dauerhaft und überprüfbar erfüllen. Andernfalls entfällt die gesamte Vergütung für neue und alte Anlagenteile. Für den Fall des förderfreien Repowerings eines gesamten Solarparks ist eine **Aufwertung zur „Biodiversitäts-PV“** ebenfalls gegenüber dem Zustand vor der Repoweringmaßnahme nachzuweisen. Damit wird ein großes Flächenpotenzial ökologisch aufgewertet. Die zusätzliche Erzeugung sollte den Regelungen der kommunalen Teilhabe entsprechen.

32. Schaffung eines 1.000.000-PV-Fassadenprogramms

Mit einem **1.000.000-PV-Fassadenprogramm** (Laufzeit 5, Jahre, 10%-Degression jährlich), wie dem vor 20 Jahren aufgelegten 100.000-Dächerprogramm, soll ein aktiver Beitrag zur Marktdurchdringung und somit zur Kostendegression von PV-Fassadenanlagen geleistet werden. Dies sollte dazu beitragen, die Marktreife von PV-Anlagen für Fassaden zu beschleunigen, so **neue Flächenpotenziale zu aktivieren** und Fassadenanlagen als **attraktive Option zur Verbesserung der Gebäudetechnik** zu entwickeln, z.B. als Ergänzung zur Heizungsmodernisierung. Daher sollten **PV-Fassadeninstallationen als Haustechnik eingeordnet** werden.

Ein **Vorteil von Fassaden-PV** ist, dass **relativ hohe und nicht durch Schnee reduzierte Erzeugung in Wintermonaten** realisiert werden können, was gut in moderne Haustechniksysteme (Wärmepumpen, Speicher, Wallboxen) passt.

Um außerhalb des 1.000.000-Fassadenprogramms auch das **Potenzial großflächiger Fassadenanlagen** zu erschließen (z.B. an Hochhäusern und mit geclusterten Anlagen im Geschosswohnungsbau) sollte auch über eine **Ausschreibung für PV-Fassadenanlagen** nachgedacht werden. Diese sollte ähnlich zur PV-Dachanlagenausschreibung **projektspezifisch strukturiert** sein, aber nicht direkt mit den Dachanlagen konkurrieren.

Maßnahmen für geförderten Photovoltaikausbau: EEG zum Innovations-Booster entwickeln

Heutige Situation:

- Bei PV-Freiflächenanlagen wirkt die **Ausschreibung zubaubegrenzend** und hat ihre **Anreiz- und Steuerungswirkung verloren** (sowohl bzgl. der Preissenkung als auch der Standortsteuerung oder der Innovation)
- Die **Innovationsausschreibung ist erfolgreich**, aber **wegen der fixen Marktprämie zu teuer**. Ansonsten ist die Innovationsausschreibung **ausbaufähig**.
- Die **Segmentierung der Innovationsausschreibung** ist geeignet, die Förderung von speziellen PV-Anlagen zielgerichtet zu gestalten

33. Ausschreibung für PV-Freiflächenanlagen abschaffen (stattdessen PV-Batterie-Kraftwerke)

Inzwischen hat sich folgende Situation ergeben: Die **aktuelle Ausschreibung von PV-Freiflächenanlagen wirkt zubaubegrenzend**, hat die **Kostensenkungsfunktion verloren** und ist auch für die **Standortsteuerung nicht mehr effektiv**. Auch liefert sie **keinen Beitrag zur Innovation** mehr. PV-Freiflächenanlagen werden zunehmend förderfrei errichtet.

Der bne empfiehlt daher, die **Förderung von PV-Freiflächenanlagen an innovative Elemente zu knüpfen** und in der Konsequenz die **heutige PV-Freiflächenausschreibung abschaffen**. Die ist ein Element der Weiterentwicklung des EEGs zum Erneuerbare-Energien-Innovations-Gesetz (EIG). Die folgenden vier Maßnahmen sind in Kombination sofort umsetzbar und ebnen dafür den Weg:

- **technologiespezifische Ausschreibung bei PV-Freiflächen abschaffen** (Ausschreibungen des ersten Segments des EEG 2021)
- **die Ausschreibungsvolumen der wegfallenden Ausschreibung bei PV-Freiflächen in die technologieneutrale Innovationsausschreibungen transferieren** (d.h. zunächst zu den „Anlagenkombinationen“, was in der heutigen Situation PV-Freiflächen-Speicher-Kraftwerke bedeutet)
- **die heutige Fixprämie der Innovationsausschreibung abzuschaffen und durch eine gleitende Marktprämie zu ersetzen.**

Auch in Kombination mit Speichern zeigt sich, dass Solarstrom günstig ist. Bei den ersten Innovationsausschreibungen setzten sich Solar-Speicher-Kombinationen mit Preisen durch, die unterhalb derjenigen der Ausschreibungsergebnisse für KWK-Anlagen liegen.⁸ Aufgrund der heutigen Kostensituation sollten **Speicher als Innovationskomponente von geförderten PV-Freiflächenanlagen** angesehen werden. Mit den **Anlagenkombinationen der Innovationsausschreibung**, die **technologieoffen auch andere Lösungen** wie die Kombination mit Windkraft-an-Land zuließen, besteht hier ein Ansatz. Zum richtig guten Werkzeug werden Anlagenkombinationen, wenn die **zu teure fixe Marktprämie durch eine gleitende Marktprämie ersetzt** wird.

34. PV-Innovationen stärken: Innovationsausschreibung erweitern und verbessern

Nach Ansicht des bne sollte das EEG zum EIG (Erneuerbare-Energien-Innovationsgesetz) weiterentwickelt werden. Mit der Innovationsausschreibung steht im EEG ein geeignetes Instrument zur Verfügung, das gestärkt werden sollte. **Die fixe Marktprämie der heutigen Innovationsausschreibung sollte durch eine gleitende Marktprämie ersetzt werden.** Außerdem spielt die heutige Segmentierung der Innovationsausschreibung eine wichtige Rolle, die weiterentwickelt werden sollte. Bei der Übertragung des Volumens der PV-Freiflächenausschreibung (Maßnahme 33) in die Innovationsausschreibung sollten die Regeln zur Standortwahl und zur Zuschlagsweitergabe der Freiflächenausschreibung ebenfalls übertragen werden.

Anlagenkombinationen

In das Segment der Anlagenkombinationen sollte **das heutige Volumen der PV-Freiflächenausschreibung vollständig übertragen** werden (Maßnahme 33). Grundsätzlich sollten Anlagenkombinationen technologie-neutral bleiben, auch wenn sie von PV-Batterie-Kombinationen geprägt werden. Für diese könnte die zeitliche Dauer, die Batteriespeicher überbrücken können müssen, von aktuell zwei Stunden Einspeicherungsdauer nach und nach auf vier Stunden ansteigen. Zudem sollte den im Rahmen von Anlagenkombinationen errichteten Speichern die Bedingungen zur Speichernutzung verbessert werden. Neben der Zwischenspeicherung sollte auch die Teilnahme an Märkten bzw. die Erbringung von Systemdienstleistungen möglich sein. Im sinnvollen physikalischen Zusammenhang, z.B. einem Mittelspannungsnetzstrang, sollten zudem vom Solarpark abgesetzte Speicher oder Sektorenkopplungsanwendungen im Rahmen von Anlagenkombinationen realisiert werden können.

⁸ Die mengengewichteten durchschnittlichen Zuschlagswerte der PV-Ausschreibungen des Jahres 2020 lagen zwischen 5,01 bis 5,27 ct/kWh (Gleitende Marktprämie), die Zuschläge der Anlagenkombinationen der Innovationsausschreibung des Jahres 2020 bei mengengewichtet durchschnittliche bei 4,5 ct/kWh (fixe Marktprämie). Im Vergleich dazu liegen die Zuschläge der KWK-Ausschreibungen des Jahres 2020 mengengewichtet durchschnittliche bei 6,23 – 6,75 ct/kWh (fixer KWK-Zuschlag). Somit werden fossile KWK-Technologien, die zusätzlich zum KWK-Zuschlag i.d.R. noch weitere vergütungswirksame Boni geltend machen können, deutlich höher gefördert als klassische und innovative PV-Anlagen. Auch daher wird ein Auslaufen des Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWGW) als Förderinstrument für fossiler Anlagen im Zuge der Weiterentwicklung des EEG zum EIG vorgeschlagen. Nähere Informationen finden Sie hier: [bne – Energiewende für alle – was nun zu tun ist](#) (September 2021).

Agri-PV, Parkplatz-PV, Fassaden-PV, Gewässer-PV und Lärmschutz-PV

Bereits heute ist die Innovationsausschreibung bei sogenannten „**besonderen Anlagen**“ weiter segmentiert (heute Agri-PV, Parkplatz-PV und Gewässer-PV). Weitere Segmente sollten hinzukommen; die Fassaden-PV und die Lärmschutz-PV. Diese Anlagen stellen bezüglich der Flächennutzung ein konfliktarmes Potenzial dar, haben heute keine realistische Möglichkeit Zuschläge in den Ausschreibungen zu erhalten, zu denen sie zugeordnet sind (z.B. Fassaden: Dachanlagenausschreibung, Lärmschutz: Freiflächenausschreibung). Für alle „besonderen Anlagen“, sollte das **Erfordernis der Anlagenkombinationen entfallen**. Bei Agri-PV-Anlagen und Gewässer-PV sollte die zulässige Gebotsgröße deutlich erhöht werden. Bei der Parkplatz-PV sollte die Definition der Parkplatzflächen erweitert werden auf gewerblich genutzte parkplatzähnliche Flächen. Bei Parkplätzen und den neuen Kategorien der Fassaden-PV (für Großanlagen) und der Lärmschutz-PV sollten keine Größenbeschränkungen vorgesehen werden. Die in einem solchen Projekt nutzbaren Flächen beschränken deren Größe ohnehin.

35. „Top-Runner“-Programm für besondere technische Innovationen

In der Innovationsausschreibung soll ein **Segment für besondere technische Innovationen** vorgesehen werden, als **Top-Runner-Programm**. Front-Runner-Ausschreibungen sollten regelmäßig und **ggf. mit Themenschwerpunkten** stattfinden.

In Top-Runner-Programmen im Bereich der Photovoltaik-Dachanlagen könnten Anlagen mit Modulen mit besonders hohen Effizienzen und besonders effizienten oder netzbildenden Wechselrichter- und Batteriesystemen einen Zuschlag erhalten. Dies könnte auch ein wichtiger industriepolitischer Ansatz sein, die europäische Solarindustrie wieder zu stärken. Grundsätzlich sind auch weitere Themenschwerpunkte als Top-Runner denkbar, z.B. eine **Ausschreibung von PV-(Batterie-)Kraftwerken die nichtfrequenzgebundene Systemdienstleistungen erbringen** (Spannungsregelung, Beiträge zu Netzstabilität und zum Kurzschlussstrom, dynamische Blindleistungsstützung, Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit) – eine Aufgabe die bis 2023 neu zu bewerten ist. Mit dem Wegfallen konventioneller Kraftwerke müssen hier Lösungen gefunden werden, ob und wie diese Systemdienstleistungen marktlich erbracht werden können. In der Innovationsausschreibung ließen sich dies sowohl wettbewerblich als auch beihilferechtskonform realisieren.

Auch sind besondere Themenschwerpunkte in anderen Bereichen denkbar, wie z.B. ein **Top-Runner für „virtuelle Leitungen“** (über Distanz gekoppelte Batteriekraftwerke) und für **„solare Prozesswärme“**.

Das Top-Runner-Programm passt im EEG thematisch in die Innovationsausschreibung und kann dort als Segment starten. Weil für Top-Runner andere Zuschlags- oder Unterstützungsmechanismen nötig werden könnten, sollte nach einem Testlauf eine geeignete Verstärkung stattfinden.

Das 100-Tage-Programm macht Photovoltaik zum neuen Standard, beschleunigt die Planung von PV-Freiflächenanlagen und bereitet ein umfassendes Gebäude-PV-Gesetz vor

Photovoltaik ist der verfügbare Booster, den der Erneuerbaren Energien-Ausbau jetzt braucht. Die Technologie ist günstig und verfügbar. Möglichst viele der genannten Punkte sollten in einem **100-Tage-Programm** adressiert werden, damit der **Rechtsrahmen der wachsenden Dynamik des PV-Ausbaus nachziehen** kann. Jetzt auf Photovoltaik zu setzen ist eine sichere Bank.

Im **100-Tage-Programm** sollte deutlich gemacht werden, dass Photovoltaik der neue Standard ist. Durch **Capacity Building im Bereich Photovoltaik und Personalaufbau im Handwerk** (Maßnahme 1 und 4), dem Bekenntnis zum **Erarbeiten einer Industriestrategie für Photovoltaik** (Maßnahme 6) und dem Beschluss eines **Solar-Standards für Wohn- und Nichtwohngebäude** (Maßnahme 23), der ab Januar 2023 aktiv werden soll. Diese Maßnahmen geben der Branche und Unternehmen im Handwerk Sicherheit, jetzt Strukturen, Personal und Qualifikation auszubauen.

Im **100-Tage-Programm** muss außerdem der **Planungsbeschleunigung im Bereich der PV-Freiflächen** eine ebenso hohe Aufmerksamkeit geschenkt werden, wie dies bei der Windenergie an Land aktuell der Fall ist. **Photovoltaik kann in der Fläche bedeutend schneller ausgebaut werden als dies über die EEG-Ausschreibung heute erfolgt.** Die Ausschreibung stellt inzwischen eine Potenzialhürde dar und verkennt die Realität, in der **förderfreie Anlagen (PPA-Projekte)** außerhalb der förderfähigen Flächenkulisse als **Biodiversitäts-PV** geplant und realisiert werden. Echte Planungs- und Ausbaubeschleunigung erfolgt daher in anderen Bereichen als dem EEG – z.B. in der Raumordnung und im Landwirtschaftsrecht (Maßnahmen 12, 14 und 15) sowie bei Netzanschlüssen (Maßnahmen 19 und 20). Bei PV-Freiflächenanlagen und zunehmend auch bei Dachanlagen kann der **Ausbau ohne Zeitverzug und ohne neue EEG-Kosten** beschleunigt werden, wenn der **Rahmen für PPA-Projekte** gestärkt wird (Maßnahmen 8, 9, 10 und 11).

Das 100-Tage-Programm dient auch der **Vorbereitungsarbeit** für weitere Maßnahmen, die im Lauf der Legislaturperiode umgesetzt werden sollten, z.B. für ein **umfassendes Gebäude-PV-Gesetz** und den **Umbau des EEGs zum Erneuerbare Energien Innovationsgesetz (EIG)**.

Bundesverband Neue Energiewirtschaft (bne)

Der bne verbindet Wettbewerb, Erneuerbare und Innovation im Energiemarkt. Seine Mitgliedsunternehmen lösen alte Grenzen auf und setzen die Kräfte der Energiewende frei.