Stellungnahme der Erneuerbare-Gruppe ARGE Netz

zum Entwurf eines Gesetzes zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor (4.3.2022) und weiterer Gesetze

Vorrang für Erneuerbare für Versorgungssicherheit, Bezahlbarkeit, Klimaschutz

Der Angriffskrieg Russlands wirkt wie ein Brennglas und bekräftigt aus unserer Sicht die bisherige energie- und klimaschutzpolitische Strategie der Bundesregierung: Deutschland muss schnellstmöglich auf eine 100-Prozent erneuerbare Energieversorgung umstellen. Der hiesige Ausbau der Erneuerbaren Energien muss - auch bei der Schutzgüterabwägung - oberste Priorität haben. Nur so kann am Industriestandort Deutschland mittel- und langfristig Versorgungssicherheit, Bezahlbarkeit und Klimaschutz gewährleistet werden.

Deutschland und auch Europa stehen damit vor einer gewaltigen Aufgabe. Wir begrüßen ausdrücklich das schnelle Vorgehen und das hohe Ambitionsniveau des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz beim weiteren Ausbau. Die Erneuerbare-Gruppe Arge Netz bringt sich seit Jahren intensiv in den Diskurs für einen ehrgeizigen Erneuerbaren-Ausbau und die Weiterentwicklung des Marktdesigns ein und betrachten es positiv, dass die Politik nun konsequent Hemmnisse der Erneuerbaren abbaut und zum Möglichmacher wird.

Die erhebliche Ausweitung der Ausschreibungsmengen, die Einstufung der Erneuerbaren im überragenden öffentlichen Interesse und im Dienste der Sicherheit, die Absenkung der EEG-Umlage auf null, sowie viele weitere Anpassungen, wie u.a. die Stärkung der Bürgerenergie, die Erweiterung der Gebietskulisse für PV, und die Aufhebung der Leistungsbegrenzung für Pilotwindanlagen, verstehen wir als Aufbruchssignal. Nichtsdestotrotz sehen wir im aktuellen Referentenentwurf weiteren Änderungsbedarf und auch eine dringend erforderliche Schwerpunktsetzung im Bereich Repowering.

Inhalt

Vorrang für Erneuerbare für Versorgungssicherheit, Bezahlbarkeit, Klimaschutz 1

1 Repowering als low hanging fruit nutzen 2

2 Akzeptanz mit Bürgerenergie und kommunaler Beteiligung stärken 4

3 Finanzierungsmechanismus zukunftsfähig weiterentwickeln (§ 88f) 6

4 Ausschreibungsdesign der Windenergie für den Hochlauf fit machen 7

5 PV-Freifläche konsequent ausbauen 9

6 Biogas und Wasserstoff zusammen weiterentwickeln 12

7 Innovationsausschreibungen ausweiten und systemdienlich gestalten 13

8 Unklarheiten bei der Bemessungsgröße aufheben (§ 24) 15

9 HKN-Markt stärken und Marktentwicklungsmodell einführen 16

1 Repowering als low hanging fruit nutzen

Deutschlands Wirtschaft benötigt dringend schnell umsetzbare und leistungsstarke Erfolge beim Ausbau der Erneuerbaren. Durch den Austausch alter, vor Ort bereits akzeptierter Anlagen durch effizientere und leistungsstärkere Windkraftwerke können die „low hanging fruits“ der Energiewende sofort genutzt werden. Repowering von Windenergieanlagen (WEA), und perspektivisch auch von PV-Anlagen, muss daher höchste Priorität haben.

Unnötige Barrieren für Repowering zügig auflösen:

1) **WEA außerhalb von Windvorrangflächen:** Das zentrale Hemmnis für Repowering ist, dass viele WEA auf Flächen stehen, die später regionalplanerisch von der Windenergienutzung ausgeschlossen wurden. Neue Flächennutzungs- oder Raumordnungspläne sehen oft größere Abstände zur Wohnbebauung oder strengere artenschutzrechtliche Anforderungen vor als zuvor, wie **z.B. im Kaiser-Wilhelm-Koog in SH,** deren Bestandsfläche nicht mehr als Windvorrangfläche ausgewiesen wurde. Es handelt sich um ca. 40 % der 15 GW installierter Leistung, die bis 2025 aus dem EEG fallen.[1] Rechtlich basiert dieses Hindernis auf der Regelvermutung in § 35 Abs. 3 Satz 3 BauGB, die vorsieht, dass öffentliche Belange immer dann entgegenstehen, wenn Windenergieanlagen sich außerhalb von Konzentrationszonen befinden.

   <u>Beispiel am Bundesland Schleswig-Holstein:</u>
   - Gesamtbestand WEA: 3.260, WEA außerhalb von Vorranggebieten: 1.415 (knapp 43%)
   - Hauptgründe für die Lage außerhalb von Potenzialflächen:
     - Zu geringe Siedlungsabstände:
       - ca. 775 WEA näher als 500m an Außenbereichswohnanlagen oder näher als 800m an Siedlungen
       - ca. 440 WEA im Abstand zwischen 800 und 1000m zu Siedlungen
     - Keine ausreichende Flächengröße für Vorranggebiet
     - Abstände zu Freileitungen und Bahntrassen
     - Militärische Bauverbote[2]

   Diese Problematik ist eng mit folgenden Punkten verknüpft:

   a) **Abstände:** Die raumplanerisch definierten Abstände zu Wohngebieten gehen über immissionsschutzrechtliche Richtwerte hinaus und behindern dadurch das Repowering.
   b) **„Umzugsflächen“:** Für Anlagen, die immissionsschutzrechtliche Richtwerte nicht einhalten können, müssten Repowering-„Umzugsflächen“ ausgewiesen werden. Dies erfolgt derzeit nur unzureichend.
   c) **Kleines Repowering:** Auf Flächen, auf denen der Bau höherer WEA nicht möglich ist, muss der Ersatz durch moderne, aber ähnlich dimensionierte Anlagen möglich sein. Um die Kostennachteile beim kleinen Repowering gegenüber leistungsstärkeren, höheren Neuanlagen in den Ausschreibungen zu verbessern, ist ein Ausgleichsystem notwendig. So bleibt kein akzeptiertes Flächenpotenzial ungenutzt.

2) **Repowerte Anlagen durchlaufen vollumfängliche Natur- und Artenschutzprüfung:** 2021 wurde mit der begrüßenswerten Änderung des § 16b des BImschG die sogenannte Delta-Prüfung eingeführt. Dabei sollen nur nachteilige Auswirkungen geprüft werden, die über die Auswirkungen der bestehenden Anlage hinausgehen. Die artenschutzrechtliche Prüfung wurde jedoch von dieser Änderung nicht erfasst. Es müssen nach wie vor sämtliche Prüfungen vollumfänglich durchgeführt werden, wodurch Projekte oftmals lahmgelegt werden.

[1] https://www.klimareporter.de/strom/keine-sterbekurve-bei-oekostrom-anlagen
[2] https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/Repowering/FA_Wind_Doku_Repowering_Planungsebene_07-2021_WEB.pdf

Zu Recht betont der **Koalitionsvertrag** von SPD/Grüne/FDP daher: *„Wo bereits Windparks stehen, muss es ohne großen Genehmigungsaufwand möglich sein, alte Windenergieanlagen durch neue zu ersetzen."*

Wir unterstützen daher ausdrücklich die Einrichtung einer ressortübergreifenden Fast-Track-Arbeitsgruppe zum Thema Repowering und empfehlen folgende Maßnahmen:

1. **Repowering auf Bestandsflächen als Regel definieren:** Das Baugesetzbuch muss so angepasst werden, dass die Fortnutzung der Standortfläche grundsätzlich zulässig ist, es sei denn das Repowering wird durch rechtsförmliche Planung ausdrücklich ausgeschlossen. Hierzu bedarf es der Aufnahme einer Regelvermutung in § 35 BauGB.

2. **Bei Repowering sollten lediglich immissionsschutzrechtliche Richtwerte gelten:** Die TA Lärm gewährleistet bereits im Rahmen der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung, dass konkrete Richtwerte für Wohn-, Misch- oder Gewerbegebiete im Bezug auf Schallemissionen eingehalten werden. Außerdem werden Anwohnerinnen und Anwohner auch über den Schallschutz hinaus vor einer optisch bedrängenden Wirkung geschützt (3H-Regel). Bei Repowering sollte daher nicht möglich sein, in den Regionalplanungen über die gesetzlich vorgeschriebenen Mindestabstände zur Wohnbebauung hinauszugehen.

3. **Repowering als Grundsatz der Raumordnung:** Repowering sollte als Grundsatz der Raumordnung in § 2 ROG aufgenommen werden, um die Ausweisung von Repoweringflächen bei der Erstellung von Raumordnungsplänen sicherzustellen. Raumordnungspläne sollten grundsätzlich Bestandsflächen, sofern möglich, bereits als Repoweringflächen ausweisen. Sollte dies für bestimmte Anlagen nicht möglich sein, sollten für diese Fälle bereits Repowering-„Umzugsflächen" ausgewiesen werden.

4. **Widerlegliche Regelvermutung nach § 44 Abs. 5 S. 2 Nr. 1 BNatSchG bezüglich eines fehlenden signifikant erhöhten Tötungsrisikos für Repoweringanlagen prüfen:** Standorterhaltende Repowering-Projekte haben in Bezug auf die Biodiversität oftmals große Vorteile gegenüber Neuplanungen. Es sollte daher die Einführung einer Regelvermutung eines fehlenden signifikant erhöhten Tötungsrisikos beim Repowering gemäß § 44 Abs. 5 S. 2 Nr. 1 BNatSchG geprüft werden. Dies könnte für die Fälle Anwendung finden, in denen die Veränderung eine Verbesserung für Individuen mit sich bringt, etwa durch Verringerung der Anlagenzahl, Vergrößerung der rotorfreien Zone zur Erdoberfläche oder anderweitigen artenschutzfachlich relevanten Einflüssen der Risikobestimmung. Nur falls sich das bisher am Standort vorgefundene Tötungsrisiko durch das Repowering-Vorhaben signifikant erhöht und dies durch Ausgleichsmaßnahmen nicht vermieden werden kann, würde ein artenschutzrechtlich zu berücksichtigender Tatbestand vorliegen.

5. **Berichtspflichten auf Repowering ausweiten:** Gemäß § 98 EEG müssen die Länder jährlich dem Kooperationsausschuss über den Stand des Ausbaus der Erneuerbaren berichten. Dabei sollte die Berichtspflicht auf die Schaffung von Repoweringflächen in Regional- und Bauleitplanungen ausgeweitet werden.

6. **Kleines Repowering ermöglichen:** Sollte ein Repowering mit größeren Anlagen aufgrund der ortsnahen Errichtung nicht möglich sein, muss zumindest ein Ersatz durch ähnlich große, aber modernere Anlagen ermöglicht werden. Um die Wirtschaftlichkeit zu gewährleisten, bedarf es eines Aufschlags im Ausschreibungsverfahren, um eine erfolgreiche Teilnahme an Ausschreibungen zu ermöglichen. Daneben sollte die EU-De-Minimis Regelung vollumfänglich ausgenutzt werden.

2 Akzeptanz mit Bürgerenergie und kommunaler Beteiligung stärken

Nur mit einem starken Erneuerbaren Mittelstand, der Bürgerenergie und einer breiten Akteursvielfalt, lassen sich die ehrgeizigen Ziele für den weiteren, notwendigen Ausbau der Erneuerbaren in der Fläche umsetzen. Es gilt jetzt, die alten Denkmuster zur Begrenzung von Bürgerenergie aufzulösen. Jedes Megawatt aus Bürgerenergie, das zusätzlich zu den Ausschreibungsmengen gebaut wird, trägt zum Klimaschutz, zur Senkung der Strompreise und zur Versorgungssicherheit bei.

1. **De-Minimis:** Wir begrüßen ausdrücklich die Befreiung der Bürgerenergie von der Ausschreibungspflicht und die missbrauchssichere Anpassung der Definition. Dies ist ein wichtiger Schritt, um die Bürgerenergie zu entfesseln. Auch die Anpassung der Definition und die stärkere lokale Verankerung sind zentral, um sicherzustellen, dass ausschließlich „echte“ Bürgerenergie von den Regelungen profitiert. Damit die die De-Minimis-Regelung ihre volle Wirkung entfalten kann, empfehlen wir einige wichtige Detailänderungen.

   a) **Von Regelungen zur Anlagenzusammenfassung absehen (§ 24):** Wird durch die missbrauchssichere Definition einer Bürgerenergiegesellschaft sichergestellt, dass 70% des Eigenkapitals von Bürgerinnen und Bürgern vor Ort stammt und 50 natürliche Personen pro Projekt beteiligt sind, so besteht aus unserer Sicht keine Notwendigkeit, eine Regelung zur Anlagenzusammenfassung zu treffen.
   b) **10-jähriges Projektierungsverbot auflösen (§ 22b):** Die Verhinderung von Missbrauch einer Bürgerenergieregelung durch größere Akteure ist ein wichtiges Anliegen. Allerdings trifft die Regelung, die vorsieht, dass mit der Bürgerenergie verbundene Unternehmen 10 Jahre lang kein weiteres Projekt umsetzen dürfen, auch die „echte“ Bürgerenergie. Insbesondere neue, noch unerfahrene Bürgerenergieinitiativen suchen sich oftmals regionale Partner, die sie bei ihrem Vorhaben unterstützen. Die derzeit vorgesehene Regelung würde dies verhindern. Daher regen wir an, diese Begrenzung zu streichen. Zumindest sollte sich die Regelung jedoch lediglich auf die Bürgerenergiegesellschaft selbst beziehen.
   c) **Geeignete Übergangsregelung schaffen:** Auch Bürgerenergiegesellschaften, die bereits dieses Jahr genehmigt wurden, jedoch noch nicht an der Ausschreibung teilgenommen haben, sollten die Möglichkeit erhalten, nach Inkrafttreten der Regelung den Nachweis über die neu definierte Bürgerenergiegesellschaft zu erbringen und von der DeMinimis-Regelung zu profitieren. Hierfür ist es wichtig, eine geeignete Übergangsregelung im Gesetz festzuhalten.

2. **Wegfall der besonderen Ausschreibungsregelungen für Bürgerenergie in § 36g rückgängig machen**
   BEG, die nicht von der De-Minimis Regelung Gebrauch machen, sondern an Ausschreibungen teilnehmen, sollten weiterhin den anzulegenden Wert des höchsten noch bezuschlagten Gebots der Ausschreibungsrunde erhalten. Denn jede Megawattstunde Bürgerenergie zählt: Sie tragen zur lokalen Wertschöpfung, Akzeptanz und Teilhabe bei. Durch die verschärfte Definition wird diese lokale Verankerung nochmals gestärkt und die Nachweispflicht verschärft. Deshalb plädieren wir dafür, die Regelung beizubehalten.

3. **Bürgerenergie durch Bürokratie-Entlastung entfesseln (Anlegerschutzgesetz):** Die Pflicht zur Erstellung eines aufwändigen und kostenintensiven Prospekts sowie die Pflicht zur Beauftragung eines professionellen Anlagenvermittlers/Finanzdienstleisters (Anlegerschutzgesetz) belasten derzeit die Entstehung von BEG. Ziel der Regelung ist der Schutz von Anlegenden, welches wir unterstützen. Jedoch wird die Erreichung dieses Ziel im Bereich der Bürgerenergie bereits durch die hohe regionale Verankerung und soziale Kontrolle

erreicht. Denn gerade bei Bürger-Wind oder Bürger-PV-Parks entsteht Vertrauen, Akzeptanz und soziale Kontrolle durch den engen regionalen Bezug. Dieser regionale Bezug wird durch die neue Definition von BEG nochmals gestärkt. Vor diesem Hintergrund erscheinen die Regelungen des Anlegerschutzgesetzes nicht verhältnismäßig und sollten daher für BEG in der Planungsphase entfallen.

4. **Energy Sharing und Energiegemeinschaften umsetzen und anreizen:** Neben der direkten finanziellen Beteiligung an einer Erneuerbaren-Anlage, stellt auch der unmittelbare Bezug des Stroms aus der eigenen Anlage eine wichtige Rolle in der Schaffung von Akzeptanz. Energy Sharing ermöglicht es allen Bürgern und Bürgerinnen, auch ohne Eigenheim, geeignetes Mieterstromdach oder Projektbeteiligung, an der Energiewende teilzuhaben und vergünstigten Solar- oder Windstrom aus ihrem regionalen Erneuerbaren-Park zu beziehen. Das schafft Partizipation und Akzeptanz und trägt zum flächendeckenden Ausbau der Erneuerbaren bei. Hierfür müsste Energy Sharing ermöglicht und angereizt werden und Energiegemeinschaften inklusive Rechten und Pflichten definiert werden. Da Energiegemeinschaften weit über die finanzielle Beteiligung an einem Park hinaus gehen, sollte es eine eigene Definition im EEG geben.

5. **Kommunale Beteiligung (§ 6, § 100):** Auch die Beteiligung der örtlich ansässigen Kommunen ist ein wichtiger Eckpfeiler zur Schaffung von Akzeptanz. Wir begrüßen die Möglichkeit, dass sowohl geförderte als auch ungeförderte Anlagen von der Möglichkeit der Kommunalbeteiligung Gebrauch machen können und empfehlen folgende Anpassungen:

   a) **0,1 ct/kWh kommunale Beteiligung bei Bestand prüfen:** Durch die Öffnung der Regelung für Bestandsanlagen geht der Anreiz für Gemeinden, Repowering-Projekte zu ermöglichen, verloren. Darüber hinaus steigen dadurch die Zusatzkosten, die von der Allgemeinheit getragen werden müssen, weiter an. Dies könnte die bereits gewonnene Akzeptanz der Energiewende angesichts der derzeitigen Strompreiskrise gefährden. Deshalb empfiehlt ARGE Netz, die Ausweitung auf Bestandsanlagen nochmals eingehend zu prüfen und gegebenenfalls die Beteiligungshöhe auf 0,1 ct/kWh zu begrenzen, um den Anreiz für Repowering beizubehalten.
   b) **Erstattung auf ungeförderte Anlagen ausweiten:** Die derzeitige Regelung benachteiligt ungeförderte Anlagen, da diese keine Erstattung der getätigten Kommunalbeteiligung über den Netzbetreiber erhalten. Sie müssten also zusätzlich trotz fehlender EEG-Absicherung zusätzlich 0,2 ct/kWh erwirtschaften. Dies verringert die Wirtschaftlichkeit und den Anreiz für ungeförderte Anlagen.
   c) **Verknüpfung von Naturschutz und kommunaler Beteiligung auflösen und in B-Planverfahren verschieben:** Wir unterstützen die Bundesregierung in ihrem Anliegen, den Natur- und Artenschutz in PV-Freiflächen zu verbessern. Allerdings halten wir den Vorschlag, die kommunale Beteiligung an weitergehende naturschutzfachliche Anforderungen zu knüpfen, für keine geeignete Lösung. Der richtige Rahmen für Naturschutzbelange ist das B-Planverfahren, in dem die Kommune federführend ist und arten- und naturschutzrechtliche Auflagen bereits ausgiebig diskutiert werden. Hier könnte man den Kommunen einheitliche Kriterien an die Hand geben, um ein hohes Maß an Standardisierung und dadurch Schnelligkeit in der Umsetzung zu bewirken. Wird dem Arten- und Naturschutz bereits ausreichend in der Fläche Rechnung getragen, sollte die Pflicht zur Schaffung von Ausgleichsflächen entfallen. Eine nachträgliche Ausweitung der Anforderungen an Natur- und Artenschutz für bestehende Anlagen lehnen wir im Sinne des Bestandsschutzes entschieden ab.

3 Finanzierungsmechanismus zukunftsfähig weiterentwickeln (§ 88f)

In Folge der aktuell hohen Strompreise kam es ab Mitte letzten Jahres erstmals dazu, dass die Markterlöse von EEG-geförderten Anlagen in großem Umfang die in der gleitenden Marktprämie angelegte Förderhöhe überstiegen. Nach vielen Jahren in denen die gleitende Marktprämie als Förderinstrument im Stromsektor angewandt wird, tritt nun erstmals der eigentlich gewünschte Fall auf: Nämlich die vollständige Finanzierung des EE-Ausbaus über den Markt.

Im Fachgespräch des BMWK wurde die Umgestaltung der Förderung weg von der gleitenden Marktprämie, hin zu Differenzverträgen (CfD) diskutiert und im § 88f EEG-Referentenentwurf durch eine noch nicht formulierte Verordnungsermächtigung vorgeschlagen. Die Erneuerbare-Gruppe ARGE Netz lehnt einen klassischen CfD als Förderinstrument für die Erneuerbare Stromerzeugung ab. Wir begrüßen, dass das BMWK entschieden hat, die Debatte zur Änderung im Finanzierungsmechanismus ausführlicher mit der Branche zu beraten und stehen hierfür gerne als Ansprechpartner zur Verfügung.

Gegen die Einführung von CfD sprechen aus unserer Sicht mehrere Gründe:

1. **CfD führen nicht zu sinkenden Strompreisen,** sie beeinflussen lediglich die Förderzahlungen, die begrüßenswerter Weise durch den Gesetzentwurf vollständig über den Staatshaushalt finanziert werden sollen. Es ist auch anzumerken, dass eine Änderung des Fördermechanismus im Jahr 2022 frühestens im Jahr 2025 erste Auswirkungen auf die Förderkosten hat, weil vorher keine neue Anlagen unter dieser Förderung ans Netz angeschlossen werden würden.
2. **CfD lassen entgegen des ersten Eindrucks, die Förderkosten ansteigen.** Mehrerlöse, welche im gleitenden Marktprämienmodell erzielt werden, müssen beim CfD zurückgezahlt werden. Damit besteht für alle Marktteilnehmer ein starker Anreiz Gebote über den Gestehungskosten abzugeben. Das dürfte dazu führen das die Förderkosten steigen, gerade wenn der erhoffte Rückzahleffekt durch langfristig niedrige Börsenstrompreise ausbleibt. Und das ist sehr wahrscheinlich, denn je mehr erneuerbare Anlagen am Netz sind, desto höher wird der Gleichzeitigkeitsfaktor, der zu einem bereits beobachtbaren Kannibalisierungseffekt und Preisverfall führt. Fraunhofer ISE und der BEE[3] kommen in ihrer Ende letzten Jahres veröffentlichen Studie zu dem Schluss, dass die Marktwerte für Erneuerbare in den nächsten Jahren massiv absinken werden. Die aktuelle Energiepreisentwicklung ist eine Ausnahmesituation und maßgeblich durch den Anstieg fossiler Rohstoffpreise getrieben.
3. **CfD bedeuten den Rückfall ins „produce and forget“ - Prinzip.** Durch einen fixen Preis hat kein Erzeuger mehr einen Anreiz die Stromproduktion durch Speicher oder eine entsprechende Ausrichtung/Auswahl der Anlage in preislich und systemisch wertvolle Stunde zu verlagern, sondern ist allein an der Maximierung des Energieoutputs interessiert.
4. **Das Problem der ungenutzten Strommengen wird dadurch nicht gelöst, sondern verstärkt.** Es besteht weiterhin ein starkes Preisrisiko durch die 6- bzw. 4-Stunden Regel bei negativen Preisen. Dies verstärkt die Gegenargumente in 2. & 3. Strommengen die aus netztechnischen oder marktlichen Gründen nicht genutzt werden können werden in einem CfD-System erst recht wirtschaftlich unbrauchbar. Es ist nicht zu rechtfertigen, weshalb am Markt generierte Mehrerlöse abgegeben werden sollen wenn gleichzeitig bei besonders negativen Preisen keine Förderung gezahlt wird.

[3] https://klimaneutrales-stromsystem.de/

Angesichts der krisenbedingten sehr hohen Preisausschläge im Energiemarkt, sind politische Diskussionen zur temporären Begrenzung nachvollziehbar. Die massiven Nachteile eines klassischen CfDs für das künftige Energiesystem wurden auch Im Fachgespräch bereits ausführlich diskutiert. Die gleitende Marktprämie ist grundsätzlich das zielführendste Instrument für einen beschleunigten Zubau von Erneuerbaren Energien. Sollte das BMWK sich im weiteren Beratungsprozess, dazu entschließen von der Verordnungsermächtigung zur Weiterentwicklung der Zahlungen in § 88f Gebrauch zu machen, empfehlen wir zunächst temporär begrenzt eine symmetrische Marktprämie zu erproben. Hier muss intensiv beraten werden, ob technologiespezifisch ein Monatsmarktwert oder der Jahresmarktwert herangezogen werden soll.

Damit blieben zentrale Merkmale der gleitenden Marktprämie zur Mark- und Systemdienlichkeit erhalten. Es sind weiterhin Anreize vorhanden, möglichst niedrig zu bieten und damit die Gesamtkosten zu senken und weiterhin marktdienlich einzuspeisen. Eine gute Vermarktung sichert den konkurrenzfähigsten Betreibern Wettbewerbsvorteile. Gleichzeitig besteht weiterhin die Absicherung nach unten, was den Ausbau garantiert und auch für kleine Akteure attraktiv macht.

Flexibilisierung in den Fokus nehmen, Investitionshemmnis „negative Preise“ vermeiden

Bei der Umstellung des Finanzierungsmechanismus ist es dringlich erforderlich, zugleich das zunehmend sehr hohe Risiko von Nichtvergütung bei negativen Preisen abzuschwächen. Daher bedarf es eines Instruments, das in Zeiten negativer Preise, Flexibilität die Nutzung von erneuerbaren Strommengen vor Ort anreizt. Statt massiver Investitionsunsicherheiten durch die Nichtvergütung bei negativen Preisen müssen regionale Flexibilitätsmärkte auf Basis der Erfahrungen der SINTEG-Projekte eingeführt werden.

Daher regen wir unabhängig vom Förderinstrument wiederholt an, die 6- bzw. 4-Stundenregelung so zu reformieren, dass der in diesen Zeiten erzeugte Strom genau wie solcher der durch den eine Abregelung des Netzbetreibers nicht eingespeist werden kann, hinter dem Netzverknüpfungspunkt d.h. vor Ort sinnvoll verwendet werden kann. Dazu ist er von allen Abgaben und Umlagen zu befreien und kann in Anlagen, die sich in räumlicher Nähe befinden, verwendet und umgewandelt werden. Dazu sollte auch die Nutzen-statt-Abregeln-Regelung im EnWG auf alle elektrischen Verbraucher (nicht nur KWK) ausgeweitet werden.

4 Ausschreibungsdesign der Windenergie für den Hochlauf fit machen

1. **Endogene Mengensteuerung rückgängig machen**

   ARGE Netz begrüßt die Bestrebungen, mehr Wettbewerb in Ausschreibungen zu ermöglichen. Allerdings halten wir die endogene Rationierung weiterhin für nicht geeignet, mehr Wettbewerb zu generieren. Statt zu mehr Wettbewerb führt die endogene Rationierung zu einem Angebotsrückgang. Denn sie schafft Unsicherheit und schreckt Unternehmen von der Teilnahme an Ausschreibungen ab, wodurch das Angebot weiter schrumpft. Dadurch entsteht eine Abwärtsspirale, die das bestehende Problem der Unterzeichnung lediglich verschärft. Aufgrund dieser negativen Effekte sollte die endogene Rationierung rückgängig gemacht werden und das Problem fehlenden Angebots an der Wurzel angepackt werden: eine Vereinfachung und Beschleunigung von Genehmigungsverfahren und eine klare Regelung zur Flächenbereitstellung sind nötig. Wir empfehlen, hier den Dialog mit der EU-Kommission zu suchen, und insbesondere in der aktuellen Krisensituation schnell und unbürokratische Maßnahmen für mehr Zubau zu ermöglichen.

2. **Anteil, der im Ausland zubaubaren Mengen, bei 5 Prozent belassen (§ 5)**
   Gemäß §5 EEG 2023 kann ein Teil der Ausschreibungsvolumina in benachbarten EU-Mitgliedstaaten gebaut werden. Der Referentenentwurf sieht vor, diesen Anteil von bislang 5 Prozent auf 20 Prozent anzuheben. Der im Ausland produzierte Strom soll demnach entweder physikalisch importiert werden oder einen „vergleichbaren Effekt auf den deutschen Strommarkt" haben. Die Bundesregierung erhofft sich hierdurch eine größere Flexibilität für die Deckung des steigenden deutschen Strombedarfs mit Hilfe von Kooperationsprojekten.

   Wir begrüßen, die stärkere, europäische Zusammenarbeit im Bereich der Energiewende. Dabei zeigt die aktuelle Krisensituation drastisch auf, wie knapp die aktuellen Energiemengen in Deutschland bemessen sind. Deshalb werben wir dafür, uns auf den Ausbau in Deutschland zu fokussieren, die Wertschöpfung vor Ort und die Partizipation der Menschen an der Energiewende zu stärken. Darüber hinaus sehen sich europäische Nachbarländer ähnlich wie Deutschland mit Herausforderungen in der Flächenbereitstellung konfrontiert. Wenn nun Flächen in Nachbarländern im Sinne der deutschen Energiewende genutzt werden, fehlen diese womöglich an anderer Stelle und gefährden den gesamteuropäischen Ausbau. Außerdem können dadurch Herausforderungen mit der Überförderung bestimmter Anlagen entstehen. Nicht zuletzt ist eine solche Regelung zur Erreichung der deutschen Klimaziele auch nicht notwendig. Dies zeigt die BEE-Studie zum klimaneutralen Strommarktdesign: Deutschland kann die Klimaziele eigenständig und bei Gewährleistung der Versorgungssicherheit erreichen.

   ARGE Netz empfiehlt daher den Anteil der Ausschreibungen für Anlagen im Ausland nicht anzuheben, sondern bei den bisherigen europapolitisch erwünschten 5 Prozent zu verbleiben und die Anstrengungen bei der Energiewende vorrangig auf das Inland zu konzentrieren.

3. **Verrechnung der Ausschreibungsmengen auflösen (§ 28)**
   Es muss klar sein, dass es in der aktuellen Gesamtsituation kein Zuviel an Erneuerbaren-Zubau geben kann. Der derzeitige RefE sieht vor die Mengen aus EU-Ausschreibungen, Pilot-WEA (§ 22a); Bürgerenergieprojekte (§ 22b); Innovationsausschreibungen (§ 39n); Hybridkraftwerke (§ 39o) von den Ausschreibungsmengen abzuziehen und konterkariert damit die Logik des massiven Zubaus. Dies schafft große Unsicherheit bei Erneuerbaren Energie Projekten, die planen an der Ausschreibung teilzunehmen.

   Für den angestrebten Zubau ist es jedoch von zentraler Bedeutung, dass die Branche ein klares Bild von einem Mindestvolumen hat, das jährlich in den Ausschreibungen bezuschlagt werden kann. Außerdem benötigen wir gigantische zusätzliche Mengen an Windenergie, sodass es nicht zielführend ist, den Ausbau zu deckeln und damit die Planungssicherheit und Zielerreichung zu gefährden. Deshalb empfiehlt ARGE Netz, im Sinne der Planungssicherheit den § 28 Absatz 3 Nummer 2 vollständig zu streichen.

4. **Verordnungsermächtigung zur Anpassung der Fördersätze in Krisenfällen explizit auch auf ausgeförderte Anlagen ausweiten (§ 95)**
   Das Instrument zu einer besonderen Einspeisevergütung für ausgeförderte Anlagen wurde aufgrund der COVID-bedingten Krisensituation und sehr niedrigen Strompreisen eingeführt. Die aktuelle Marktlage zu hohen Strompreisen ergibt hierfür aktuell keinen Bedarf, daher sehen wir es als richtig an, eine Rechtsbereinigung vorzunehmen. Gleichwohl empfehlen wir ausdrücklich im Vorgriff auf die aktuelle, sehr unsichere Krisensituation durch den russischen Angriffskrieg und möglicherweise weiteren Herausforderungen eine Verordnungsermächtigung zu etablieren, die der Bundesregierung es kurzfristig ermöglicht, im Krisenfall hier wieder Maßnahmen zu ergreifen, um Erneuerbare-Energien-Anlagen im Markt zu halten. Deshalb regen wir an, ausgeförderte Anlagen explizit in der Verordnungsermächtigung zu erwähnen.

5 PV-Freifläche konsequent ausbauen

Aktuell sind kumuliert rund 59 GW Solar-Leistung am Netz. Diese installierte Leistung soll bis 2030 auf 200 GW steigen. Erforderlich ist hierfür ein jährlicher Zubau von durchschnittlich 15 GW installierter Leistung. In den letzten beiden Jahren lag der Zubau bei nur rund 5 GW. Um diese Verdreifachung des Ausbaus zu bewerkstelligen, gilt es nun, mit hohem Tempo bestehende Barrieren zu lösen und auf mehr Flächen, mit schnelleren Genehmigungen und innovativen Lösungen einen PV-Boom auszulösen.

1. Alle Flächenpotenziale heben und Netzanschluss erleichtern

Wir begrüßen die Aufnahme von Moorflächen, die Ausweitung der benachteiligten Gebiete sowie die Aufnahme von Flächen für Agri-PV, Floating-PV und Parkplatz-PV. Allerdings reicht dies nicht aus, um den erforderlichen Ausbau zu bewerkstelligen.

a) **Benachteiligte Gebiete bundesweit öffnen (§ 37):** Derzeit sind benachteiligte Gebiete nur dann als EEG-Flächenkulisse zugelassen, wenn Bundesländer dies kraft Länderöffnungsklausel ermöglichten. Die derzeit geplante Regelung weitet zwar die benachteiligten Flächen aus, lässt die Länderöffnungsklausel unberührt. Das Problem ist jedoch nicht der Mangel an benachteiligten Flächen, sondern die fehlende Freigabe der Flächen in vielen Bundesländern, wie Schleswig-Holstein, NRW, Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg. Insbesondere auf ehemals landwirtschaftlich intensiv genutzten Gebieten trägt die PV-Nutzung regelmäßig zu einer Verbesserung der Biodiversität bei. Deshalb sollte die Öffnung vollumfassend im EEG erfolgen. Sollte dies nicht möglich sein, ist zumindest die Opt-In-Regel in eine Opt-Out-Regel umzuwandeln.

b) **Eigene Flächenkategorie für „Energieerzeugung und Landwirtschaft“:** PV-Freiflächenanlagen gelten aufgrund ihrer Einordnung als elektrische Betriebsstätten rechtlich fälschlicherweise als Siedlungs- und Verkehrsflächen. Dies ist nicht sachgerecht, denn ein Solarpark entspricht einer Flächenumnutzung gegenüber einer vorherigen Nutzung, nicht aber einem Flächenverbrauch. Die Flächen werden nämlich nicht versiegelt und können danach, aber auch während der Betriebszeit, dauerhaft als extensives Grünland der landwirtschaftlichen Nutzung überlassen werden. Die Einstufung als Siedlungs- und Verkehrsfläche bringt erhebliche Nachteile mit sich, die die Bereitschaft der Flächeneigentürmer zur Bereitstellung ihrer Flächen reduzieren. Deshalb sollte eine eigene Flächenkategorie „Energieerzeugung und Landwirtschaft“ eingeführt werden. Dies würde folgende Probleme lösen:

- **Löst Problematik der Erbschaftssteuer:** Der erfolgreiche Ausbau von PV-Anlagen hängt maßgeblich von der Bereitschaft von Land- und Forstwirten ab, Flächen zur Pacht bereitzustellen. Durch die Einordnung von PV-Flächen als Siedlungs- und Verkehrsflächen verlieren die Flächen ihren Status als landwirtschaftliches Betriebsvermögen und damit die steuerlichen Vorteile im Falle einer Erbschaft oder Schenkung. Dies führt bereits jetzt zu einer massiven Beschränkung des Angebots an geeigneten Grundstücken. Kommt es zu einem Erb- oder Schenkungsfall während der Betriebszeit der PV-Anlage, müssten Erben teilweise sehr hohe Zahlungen leisten. Angesetzt werden meist 50% des örtlichen Bodenrichtwertes für Gewerbegebiete. Bei den PV-Flächen wird ein Wertzuwachs der Flächen von den Finanzämtern angenommen, die ins Verhältnis zu benachbarten Gewerbegebieten gesetzt werden. Dagegen spricht, dass jede PV-Anlage den Gemeinden Rückbaubürgschaften hinterlegen muss, die den Rückbau nach Ende der Nutzungsdauer sicherstellt. Darüber hinaus gilt im Erbfall eine Haltefrist von 5 oder 7 Jahren, in denen die Fläche nicht für PV-Nutzung verpachtet werden kann. Ansonsten droht die erbschaftssteuerliche Rückzahlung. Die Schaffung einer eigenen Flächenkategorie löst dieses Problem erhöht die Bereitschaft zur Flächenbereitstellung.

- **Negative Folgen für die Bauwirtschaft entfallen.** Die Bundesregierung will bis zum Jahr 2030 den Flächenverbrauch auf unter 30 Hektar pro Tag reduzieren. 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, konkurrieren sie direkt mit echten Siedlungs- und Verkehrsflächen und vorhandene Flächen. Bei dem geplanten PV-Ausbau gäbe es keinen Spielraum mehr für echte Siedlungs- und Verkehrs-flächen, z.B. für den Wohnungsbau oder für Gewerbegebiete.

c) **Intensiv-Grünland für PV-Freifläche öffnen (§ 37):** Bei intensiv genutztem Grünland (aktuell mehr als 80% der Grünlandflächen in Deutschland) kann es sich um wenig ertragreiche und schwer zu bewirtschaftende Flächen handeln. Sie sind im landwirtschaftlichen Sinne weniger wertvoll als Ackerland. Deshalb sollte Grünland in die erlaubte Flächenkulisse einbezogen werden, sofern generelle umwelt- und naturschutzfachliche Belange nicht entgegenstehen und die Fläche umwelt- und naturschutzfachlich aufgewertet wird.

d) **Randstreifen auf 500m erhöhen (§ 37):** Die nutzbaren Randstreifen an Bundesautobahnen und Schienenwegen im Sinne des EEG sollten von 200m auf 500m ausgedehnt werden.

e) **Naturschutzflächen nicht pauschal ausschließen (§ 37):** PV-Anlagen können gezielt als Biodiversitäts-PV projektiert werden und die Ansiedelung seltener Arten und Insektenreichtum fördern. Deshalb sollten naturschutzfachlich wertvolle Flächen nicht pauschal ausgeschlossen werden. Vielmehr sollte die solarenergetische Nutzung der Fläche geprüft und Möglichkeiten zur Verbesserung der Biodiversität eruiert werden.

f) **Hybride PV-Wind-Flächennutzung fördern (§ 39n):** Um eine möglichst hohe Flächeneffizienz und hohe Volllaststunden zu erreichen, sollte die Errichtung von PV-Freiflächenanlagen auf Windenergieflächen angereizt werden. Dies ermöglicht neben der Flächeneffizienz auch eine stetige Netzeinspeisung und effiziente Nutzung der Infrastruktur. Grundsätzlich könnten solche Anlagen bereits heute in den Innovationsausschreibungen einen Zuschlag erlangen. Diese Möglichkeit wird jedoch nicht genutzt. Deshalb sollte überprüft werden, wie eine Doppelnutzung der Fläche durch Wind und PV und Speicher stärker angereizt werden kann. Unser Vorschlag ist die Einführung einer Mindestanforderung an die einzuspeisende Volllaststundenzahl bezogen auf den Netzanschlusspunkt. Das macht Anlagenkombinationen aus mehreren Erzeugungstechnologien und einem Speicher wahrscheinlicher.

g) **Flächenausweisung in kommunaler Hand belassen:** Die Entscheidungen für oder gegen PV-Freiflächenanlagen sollten weiterhin von den Kommunen vor Ort getroffen werden. Kommunen können die Herausforderungen eines konkreten PV-Freiflächenprojekts besser einschätzen. Außerdem erfolgt die kommunale Planung oftmals schneller und präziser als eine übergeordnete Regionalplanung.

h) **Duldungspflicht für Netzanschluss bei angemessener Entschädigung einführen:** Betreiber von Erneuerbaren-Anlagen müssen die Leitung zum Anschluss ihrer Anlage an den Netzverknüpfungspunkt selbst planen, errichten und finanzieren. Jedoch sind Betreiber im Vergleich zu Netzbetreibern mit deutlich schwächeren Rechten ausgestattet. So gilt bei Erneuerbaren Betreiber keine Duldungspflicht der Grundstückseigentümer für Leitungen zum Anschluss von Erneuerbare-Energien-Anlagen. Es kommt oft zu längeren Verhandlungen mit Grundstückseigentümern, die oftmals sehr hohe Einmalentschädigungen, aber auch jährliche Durchleitungsgebühren verlangen. Dadurch steigen die volkswirtschaftlichen Kosten, Projekte werden erheblich verzögert und teilweise sogar aufgegeben. Für das Verlegen einer betriebsnotwendigen Kabeltrasse sollte deshalb bei angemessener Entschädigung eine Duldungspflicht der Grundstückseigentümer eingeführt werden.

Zur Knüpfung von Naturschutzkriterien an die kommunale Beteiligung siehe unsere Handlungsempfehlungen in Kapitel 3 zur Akzeptanz.

2. Ausschreibungsdesign nachschärfen

a) **Aufschlag für Moor-PV einführen:** Wir begrüßen die Aufnahme von Moor-PV in den Ausschreibungen, da durch die Wiedervernässung und Solarstromerzeugung ein doppelter Klimaschutzeffekt bewirkt wird. Jedoch handelt es sich hierbei um ein neues bisher noch wenig erprobtes Konzept, das eine aufwändige Planung und Erstellung eines Renaturierungskonzepts erfordert. Es entstehen außerdem höhere Erschließungs-, Bau- und Unterhaltungskosten beispielsweise durch die höheren statischen Anforderungen. Wie sich eine technische Betriebsführung auf wiedervernässten Standorten darstellen lässt, ist bisher nicht erprobt. Dadurch entstehen höhere Finanzierungskosten, wodurch die Anlagen derzeit noch nicht mit herkömmlichen Freiflächenanlagen konkurrieren können. Um sicherzustellen, dass auch Moor-PV zum Zug kommt, regt ARGE Netz die Einführung eines Aufschlags in Höhe von 0,8 Cent an. Ratsam wäre mit einer wirkungsvollen Förderung zu starten und dann ggf. abzusenken.

b) **Aufschlag für Agri-PV nach oben korrigieren (§ 38b):** Innovative Gestellsysteme für Agri-PV sind teurer in der Anschaffung und erfordern oftmals größere Abstände zwischen den Modulreihen, damit die Flächen weiterhin mit Maschinen befahren werden können. Der derzeit geplante Aufschlag von 0,5 Cent kann diese Mehrkosten nicht vollständig ausgleichen. ARGE Netz regt daher an, den Aufschlag auf 1 Cent anzuheben, um einen fairen Wettbewerb verschiedener Konzepte in der Ausschreibung zu ermöglichen. Ratsam wäre mit einer wirkungsvollen Förderung zu starten und dann ggf. abzusenken.

c) **Aufschlag für Agri-PV sowohl für horizontale als auch vertikale Gestellsysteme ermöglichen (§ 38b):** Es ist nicht ersichtlich, weshalb der Aufschlag für Agri-PV an die Bedingung der Horizontalen Aufständerung geknüpft wird. Dies wird der Vielfalt von Agri-PV-Anlagen nicht gerecht. Als Agri-PV-Anlagen eignen sich insbesondere auch Single-Tracking-Gestelle. Diese können auf 90° vertikal gestellt werden, wenn zwischen den Gestellreihen gesät, geeggt oder geerntet wird. Außerdem existieren intelligente Ost-West-Nachführgestelle, die die Module nach dem Sonnenverlauf ausrichten. Mittags sind die Module in der Tat exakt waagrecht ausgerichtet werden, zu anderen Tageszeiten ist dies jedoch nicht der Fall. Deshalb schränkt die Anforderung an die Horizontalität der Agi-PV die Projektierung innovativer PV-Parks erheblich ein und lässt die ebenfalls hohen Investitionskosten anderer Gestellsysteme außer Acht. Deshalb sollten auch Gestellsysteme mit vertikaler Ausrichtung der PV-Module ermöglicht werden.

d) **Begrenzung der Mengen durch Verrechnung auflösen (§ 28a):** Gemäß dem derzeitigen Referentenentwurf sollen die Mengen aus nicht gefördertem Zubau, Bürgerenergie-Zubau, dem Zubau von Anlagen < 1 MW und dem in den Innovationsausschreibungen gefördertem Zubau von den Ausschreibungsmengen abgezogen werden. Die schafft enorme Unsicherheit im Markt und deckelt letztendlich den Freiflächen-Zubau. Angesichts der enormen energiepolitischen Herausforderungen aufgrund des Krieges in der Ukraine sowie der anhaltenden Bedrohung durch die Klimakrise ist eine Angst vor zu viel PV vollständig unbegründet. Stattdessen sollten wir die alten Denkmuster der Deckelung überwinden und die Verrechnung der Mengen auflösen. Eine Nachjustierung bleibt immer möglich.

e) **Übertragung nicht-bezuschlagter Mengen des zweiten Segments auf das erste (§ 28a):** Die nahezu hälftige Verteilung des Zubaus auf Gebäude- und Freiflächen-PV erscheint uns sachgerecht. Um die sichere Erreichung der Ausbauziele zu gewährleisten, sollte eine Übertragung nicht bezuschlagter Mengen des zweiten Segments auf das erste geprüft werden.

f) **Höchstwert aufgrund steigender Modulkosten nach oben korrigieren (§ 37 b):** Der derzeitige Höchstwert von 5,57 Cent ist angesichts der gestiegenen Materialkosten nicht mehr angemessen. Preise für Module auf dem Weltmarkt sind um ca. 30 Prozent gestiegen. Auch die Kosten für das Gestellsystem und Kabel sind aufgrund steigender Preise für Kupfer und Aluminium massiv angestiegen. Dies treibt die Stromgestehungskosten insgesamt in die Höhe. Um den notwendigen, massiven PV-Ausbau nicht im Keim zu ersticken, sollte der Höchstwert entsprechend in Richtung 6 Cent angepasst werden. Grundsätzlich muss gelten, dass das BMWK in aktuellen Krisensituationen und Lieferengpässen handlungsfähig bleibt. Daher sollte eine befristete Verordnungsermächtigung zur Anpassung der Höchstsätze geprüft werden.

g) **Begrenzung der Anlagengröße auf maximal 20 MW auflösen (§ 37):** Es bedarf gigantischer Mengen an PV-Strom, weshalb die alten Denkmuster von der Deckelung der Solarenergie überwunden werden müssen. Hierzu gehört auch die nicht notwendige Leistungsbegrenzung von PV-Freiflächen in Ausschreibungen auf 20 MW. Diese Regelung beschneidet die Planungshoheit der Kommunen. Deshalb sollte die Leistungsbegrenzung aufgehoben werden, sodass Kommunen und Planungsträger selbstständig entscheiden können, in welcher Größenordnung sie Freiflächen-PV projektieren.

6 Biogas und Wasserstoff zusammen weiterentwickeln

1. Biomethan und Wasserstoff - „Readyness“

Wir begrüßen, dass das Ausschreibungsvolumen sich von Biogas hin zu mehr Biomethan verschieben soll. Damit wird eine bessere Systemkompatibilität gewährleistet. Auch die nach § 39k eingeführte Anforderungen zur Fähigkeit der vollständigen Verstromung von Wasserstoff in Biogasanlagen größer 10 MW erachten wir für sinnvoll. Das macht die Versorgung zukunftssicher. Gleiches gilt für KWK-Anlagen nach dem § 6 KWKG.

2. Biologische Methanisierung fördern, Energiemenge im Biogas-Sektor verdoppeln

Allerdings halten wir es für dringend geboten, die Biomethanerzeugung in Zusammenhang mit dem Hochlauf in der Wasserstofferzeugung zu bringen und zu fördern, da sich dadurch mehrere systemische Synergieeffekte erzielen lassen. Durch eine biologische Methanisierung des Biogases mit Wasserstoff zu Biomethan, wird das im Biogas enthaltene biologische CO_2 nicht direkt in die Atmosphäre abgegeben, sondern einer weiteren Nutzung zugeführt. Gleichzeitig wird der Wasserstoff umgewandelt in synthetisches Methan, welches leicht im bestehenden Energiesystem integrierbar ist. Letztlich kann man die Kapazitäten zur Erzeugung von die Biomethan/synthetischem Methan durch diese Technologiekombination nahezu verdoppeln, was insbesondere in der aktuellen politischen Lage ein Gebot der Stunde ist und zur Unabhängigkeit von Energieimporten beiträgt.

➔ Demnach schlagen wir vor, die biologische Methanisierung gezielt zu fördern, indem die bestehenden Biogasanlagen eine Investitionsförderung zur Umrüstung auf Biomethanerzeugung mit Wasserstoff erhalten. Dabei muss gewährleistet werden, dass das biogene CO_2 möglichst vollständig wieder verwertet wird.

3. Biomethan nicht auf „Südregion“ beschränken

Wir lehnen weiterhin strikt ab, dass Biomethananlagen nach der Neufassung des § 39k weiterhin nur in der Südregion gebaut werden sollen. Angesichts des immensen Ausbaubedarfs bei den Erneuerbaren, gerade im Zuge der jüngsten politischen Ereignisse, muss das komplette Potential ausgeschöpft werden.

➔ Demnach ist der alte § 39k bzw. Absatz 2 des neuen § 39k zu streichen.

7 Innovationsausschreibungen ausweiten und systemdienlich gestalten

1. Innovationsausschreibungen - Umstellung auf gleitende MP

Die Streichung der fixen Marktprämie für die Innovationsausschreibungen erscheint angesichts der hohen Börsenstrompreise und einer damit einhergehenden Überförderung sinnvoll. Bezogen auf die Pläne zur Einführung von CfD möchten wir darauf hinweisen das sich die gleitende Marktprämie allgemein als Förderinstrument bewährt hat. Sie setzt die notwendige Absicherung nach unten, die den Ausbau auch für kleine Akteure finanzierbar macht und bietet gleichzeitig durch die potentiellen Verdienstmöglichkeiten über den anzulegenden Wert hinaus die richtigen Anreize für ein marktdienliches Verhalten setzt.

2. Innovationsausschreibungen systemdienlich machen, Flächen doppelt nutzen

Aktuell sind die Innovationsausschreibungen stark PV-lastig mit einem kleinen Speicher anbei. Aus unserer Überzeugung wird hier der ursprünglich Gedanke der Innovation und Systemdienlichkeit konterkariert.

Damit die Innovationsausschreibungen einen Mehrwert bieten, müssen sie zum einen neue Technologien voranbringen und zum anderen die Systemdienlichkeit der Erneuerbaren erhöhen. Deshalb schlagen wir vor die Kriterien für die Ausschreibungen zu überarbeiten. Ein entscheidender Vorteil von Anlagenkombinationen ist die höhere Anzahl an Volllaststunden und damit die Fähigkeit zur Grundlastversorgung. Ein weiterer ist die effektive Flächen- und Infrastrukturausnutzung.

➔ Um beiden Aspekten gerecht zu werden, schlagen wir vor ein neues Kriterium für Anlagenkombinationen einzuführen: **Das Erreichen von 4500 Volllaststunden im Jahr bezogen auf die Kapazität des Netzanschlusspunktes.**

Damit würde es notwendig, Speicher zusammen mit PV- und Windanlagen zu planen oder Biomasse mit einzubeziehen. Gleichzeitig wird die Netzbelastung stark reduziert und es wird notwendig einen Teil der Erzeugung zwischenzuspeichern, gerade dann, wenn Wind- und PV-Anlage gleichzeitig viel Strom produzieren. Der Netzanschluss wäre begrenzt und lässt ohnehin keine Einspeisung der vollständigen Erzeugungsleistung zu. Diese Bedingung macht zudem die Planung und Bau von PV- und Windanlagen auf denselben Flächen notwendig. Dies verringert den Flächenbedarf erheblich.

Darüber hinaus muss es Speichern ermöglicht werden nicht nur Strom aus den kombinierten Erzeugungsanlagen, sondern auch aus dem Netz zu beziehen. Gerade in Zeiten negativer Börsenstrompreise oder zu Zwecken des Redispatch ergibt sich dadurch ein systemischer Mehrwert, der bisher nicht genutzt werden kann. Auch die Kosten für Anlagenkombinationen könnten dadurch gesenkt werden, da der Speicher mehr Erlöse durch eine höhere Auslastung erzielen kann.

3. Innovationsausschreibungen innovativ machen – Einführung eines Top-Runner-Programms

Wir empfehlen ausdrücklich, dass in den Innovationsausschreibungen zusätzliche Segmente für besondere Technologien eingeführt werden. Es bieten sich zahlreiche Technologieschwerpunkte an die dadurch gefördert werden könnten um den Markteintritt zu erproben. In der Photovoltaik zum Beispiel. Module mit besonders hohem Wirkungsgrad oder Dünnschicht-Solarmodule, in der Windkraft zum Beispiel Höhenwindanlagen. Diese Technologien können im aktuellen, immer stärker umkämpfen Marktumfeld keinen Fuß fassen, könnten künftig aber nützliche Ergänzungen des nationalen Energieerzeugungsportfolios mit spezifischen, jeweils systemdienlichen Vorteilen darstellen. Die Innovationsausschreibungen würden so ihrem Namen gerecht und könnten dem Gesetzgeber als marktwirtschaftlicher Erprobungsraum für neue Technologien dienen.

4. § 28d & § 39o Einführung von Ausschreibungen für innovative Anlagenkonzepte mit Wasserstoff

Wir begrüßen, dass das BMWK innovative Anlagenkonzepte mit Wasserstoff in den Fokus nehmen will. Allerdings weisen wir darauf hin, dass eine systemisch sinnvolle Einbindung der Anlagen zwingend geboten ist. Eine Rückverstromung von Wasserstoff kann nur bei gleichzeitiger Abwärmenutzung und netzdienlichem Einspeiseverhalten entscheidende Beiträge zur Systemstabilität und Effizienz in der Energiewende beitragen. Gleichzeitig sollte es - wie bei allen Speichertechnologien - möglich sein, zu bestimmten Zeiten Strom aus dem Netz zu beziehen und zu speichern, falls dies entweder netz- und/oder marktdienlich ist. Eine Eingrenzung auf die gekoppelten Erzeugungsanlagen ist nicht systemdienlich und beschränkt die Freiheitsgrade solcher Anlagen unnötig, was letztlich zu höheren volkswirtschaftlichen Kosten führt. Der Netzbezug kann aber sinnvoller Weise so beschränkt werden, dass er in jedem Fall systemdienlich ist und bspw. negativen Preisen und Abregelungen anderer EE-Erzeugungsanlagen entgegenwirkt.

➔ Insofern sind ist § 39o wie folgt zu ändern:

(2) […]
*1. der gespeicherte Wasserstoff ausschließlich durch Elektrolyse aus ~~dem~~ Strom der anderen Anlagen der Anlagenkombination **oder in Zeiten negativer Börsenstrompreise, oder durch den Netzbezug von ansonsten abgeregelten erneuerbaren Strommengen** erzeugt worden ist,*
2. der gespeicherte Wasserstoff nicht zuvor in das Netz eingespeist worden ist,
3. der gespeicherte Wasserstoff ausschließlich für die Erzeugung von Strom verwendet wird und
4. nur der in dem chemischen Speicher erzeugte und gespeicherte Wasserstoff für die Erzeugung von Strom verwendet wird.
[…]

Ausweitung der Mengen

Zu kritisieren ist allerdings, dass im Zuge der Ausweitung der Ausschreibungen für Wind und PV die Innovationsausschreibungen keine Ausweitung erfahren sollen. Die Anlagenkombination bietet aus unserer Sicht viele Vorteile und sollte das Zukunftsmodell für weitere Ausschreibungen sein.

➔ Daher fordern wir das Ausschreibungsvolumen zu verdreifachen. Entsprechend ergäbe sich folgende Änderungen im § 28e:

[…]
(2) Das Ausschreibungsvolumen für die Ausschreibungen nach § 39n beträgt vorbehaltlich einer abweichenden Bestimmung in der Verordnung nach § 88d

*1. im Jahr 2023 ~~600~~ **1.800** Megawatt zu installierender Leistung,*
*2. im Jahr 2024 ~~650~~ **1.950** Megawatt zu installierender Leistung,*
*3. im Jahr 2025 ~~700~~ **2.100** Megawatt zu installierender Leistung,*
*4. im Jahr 2026 ~~750~~ **2.250** Megawatt zu installierender Leistung,*
*5. im Jahr 2027 ~~800~~ **2.400** Megawatt zu installierender Leistung und*
*6. im Jahr 2028 ~~850~~ **2.550** Megawatt zu installierender Leistung.*

Das Ausschreibungsvolumen nach Satz 1 wird jeweils gleichmäßig auf die Gebotstermine eines Kalenderjahres verteilt.

8 Unklarheiten bei der Bemessungsgröße aufheben (§ 24)

Bei einem gemeinsamen Netzanschluss von Windenergieanlagen unterschiedlicher Inbetriebnahme-Jahre oder auch -Typen wird die aufsummierte, eingespeiste Energie für die Berechnung des Zahlungsanspruchs auf die einzelnen Anlagen mit ihren jeweiligen Fördersätzen aufgeteilt. Sofern keine Untermessung vorhanden ist, erfolgt die Aufteilung nach im EEG definierten Kennzahlen:

Referenzertrag: Für jeden Windenergieanlagentyp (aufgeschlüsselt nach Anlagentyp, Generatorversion, Nabenhöhe und Rotorblattdurchmesser) gibt es einen theoretisch ermittelten Wert, der dem 5-Jahres Energieertrag dieses WEA-Typs mit einem normierten Windprofil ergibt. Der tatsächliche Ertrag der WEA wird mit diesem Referenzertrag ins Verhältnis gesetzt, hieraus ergibt sich dann entweder die Dauer der hohen Anfangsvergütung (bei Bestandsanlagen) oder der aktuelle Korrekturfaktor (im Rahmen des einstufigen Referenzertragsmodell).

Standortertrag: Der Standortertrag ist ein tatsächlicher (bzw. vor Inbetriebnahme prognostizierter) Energieertrag einer Windenergieanlagen an ihrem spezifischen Standort. Dieser Wert wird zugrunde gelegt, um durch das ins Verhältnis Setzen mit dem Referenzertrag der WEA den Korrekturfaktor nach § 36h EEG zu bestimmen. Er wird bei Bestandsanlagen im zweistufigen Fördermodell auch dazu verwendet um gem. § 46 Abs. 3 EEG 2017 spätestens nach 10 Jahren Betriebsdauer einmalig die ermittelte Dauer der erhöhten Anfangsvergütung (s.o. Referenzertrag) zu überprüfen.

Warum ist eine Anpassung des § 24 EEG erforderlich?

Bei einem gemeinsamen Netzanschluss sollen die Zahlungsansprüche der einzelnen Windenergieanlagen ermittelt werden. Dabei ist es wichtig, dass eine einheitliche Bemessungsgröße zu Grunde gelegt wird. Dies ist mit der derzeitigen Formulierung nicht gegeben, da für einen Teil der Anlagen der theoretische Referenzertrag ohne Berücksichtigung standortspezifischer Merkmale zugrunde gelegt wird, während ein anderer Teil auf Basis tatsächlicher am Standort ermittelter Energieerträge berechnet wird. Dies führt zu einer Verzerrung der tatsächlichen Verhältnisse und verhindert aufgrund der unterschiedlichen Förderansprüche einzelner WEA eine angemessene bzw. plausible Vergütung.

➔ Als Folge dessen ist es entscheidend, dass für alle Anlagen an einem Netzverknüpfungspunkt dieselbe Bemessungsgröße herangezogen wird. **Am einfachsten und unaufwändigsten ist dies möglich, indem für alle Anlagen die jeweiligen <u>Referenzerträge</u> zugrunde gelegt werden**.

Eine Verständigung auf den Standortertrag ist theoretische auch möglich, jedoch mit mehr Aufwand verbunden. Zwar bildet der Standortertrag die tatsächlichen Produktionsverhältnisse am Standort genauer ab, allerdings liegt dieser Wert bei Bestandsanlagen nicht regelmäßig vor, da die entsprechenden Berechnungsgrundlagen hierfür erst mit dem EEG 2017 (in Anlage 2 Nr. 7.3) definiert wurden. Dies würde bedeuten, dass Bestandsanlagen zunächst einmal ein Gutachten erstellen lassen müsste, sofern noch nicht die Überprüfung nach 10 Betriebsjahren durchgeführt wurde.

9 HKN-Markt stärken und Marktentwicklungsmodell einführen

1. **Grünstrombelieferung vor Ort durch HKN-Markt-Öffnung ermöglichen:** Die deutsche Sonderregelung, die es nur ungeförderten Anlagen erlaubt, den Strom auch als grünen Strom zu vermarkten, ist aufgrund der Übertragung der EEG-Umlage in den Haushalt nicht mehr zeitgemäß. Sie behindert maßgeblich die Vermarktung von erneuerbarem Strom vor Ort und benachteiligt deutsche Betreiber einseitig. Denn in anderen europäischen Ländern ist der Bezug von gefördertem grünem Strom sehr wohl erlaubt. So kommt es dazu, dass deutsche Unternehmen geförderten erneuerbaren Strom aus anderen EU-Mitgliedstaaten beziehen statt beispielsweise den erneuerbaren Strom aus der PV-Anlage vor Ort. Das Potenzial der Vermarktung des Grünstroms vor Ort wird nicht genutzt. Die Grünstrombelieferung vor Ort könnte die Akzeptanz von weiterem EE-Zubau weiter stärken. Deshalb plädieren wir für eine Öffnung des Herkunftsnachweis-Marktes für geförderte Anlagen, wie es der Entwurf der EU-REDIII vorsieht.
2. **Marktentwicklungsmodell einführen:** Alternativ zur Umgestaltung des HKN Marktes, ist eine Teillösung für die Industriestrombelieferung denkbar. ARGE-Netz hat hierzu – auf Basis von Studien des ewi-Köln und des IKEM Instituts - mit dem Marktentwicklungsmodell (MEM)[4] bereits einen entsprechenden Vorschlag unterbreitet. Die Anforderungen haben sich durch die Absenkung der EEG-Umlage leicht geändert, dennoch ist die Verwertung der grünen Eigenschaft in Industrie und Gewerbe weiterhin eine drängende Frage. Das EEG richtet innerhalb des EEG eine weitere Form der sonstigen Direktvermarktung eingerichtet. Die Vermarktung des grünen Stroms in einem eigenen Bilanzkreis stellt dabei die Gleichzeitigkeit von Erzeugung und Verbrauch sicher und ermöglicht Verträge, die beim Kunden flexibles Verhalten anreizen. Das MEM ermöglicht einen Direktliefervertrag unter Wahrung der grünen Eigenschaft im Rahmen des EEG. Der Anlagenbetreiber kann dadurch erneuerbaren Strom direkt an ein Unternehmen veräußern – und wird damit zum Energieversorger. Das belieferte Unternehmen kann im Gegenzug die grüne Eigenschaft des Stroms nutzen. Durch die räumliche und zeitliche Nähe von Erzeugung und Verbrauch, wird das Netz entlastet. Dadurch wird der Weg für die Erneuerbaren geebnet, mehr Verantwortung für Versorgungssicherheit und Vermarktung übernehmen zu können und gleichzeitig Flexibilität bei Verbrauchern anzureizen.

Für die Möglichkeit zur Stellungnahme bedanken wir uns herzlich. Weitere Informationen stellen wir gerne zur Verfügung.

ARGE Netz gehört zu den führenden Unternehmensgruppen der erneuerbaren Energieversorgung. Wir bündeln rund 4.000 Megawatt installierte Leistung aus Wind, Photovoltaik, Biomasse und bieten Lösungen zur Speicherung und Umwandlung von erneuerbaren Energien.

Kontakt: Björn Spiegel - Leiter Strategie und Politik - +49 (0)160 - 236 96 07 - spiegel@arge-netz.de

[4] https://www.ikem.de/wp-content/uploads/2018/07/IKEM_Zusammenfassung_Marktentwicklungsmodell_MEM.pdf
https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2018/09/%C3%96konomische_Bewertung_des_Marktentwicklungsmodells_ewiERS.pdf